

**ESTADO LIBRE ASOCIADO DE PUERTO RICO
COMISIÓN DE ENERGÍA DE PUERTO RICO**

IN RE: REVISIÓN DE LAS TARIFAS DE LA
AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE
PUERTO RICO

CASO NÚM.: CEPR-AP-2015-0001

ASUNTO: Resolución Final y Orden

RESOLUCIÓN FINAL Y ORDEN

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	1
PARTE UNO: Contexto Jurisdiccional, Económico y Físico.....	11
I. Jurisdicción, Rol y Responsabilidades de la Comisión	11
A. La jurisdicción de la Comisión	11
B. Los roles y las responsabilidades de la Comisión.....	12
II. Los problemas económicos de la Autoridad.....	13
A. La condición económica actual de la Autoridad.....	13
B. Los factores que condujeron a la condición económica actual de la Autoridad	14
C. Órdenes anteriores de la Comisión con relación a la situación económica de la Autoridad.....	16
1. Orden de Reestructuración	16
2. Orden sobre Tarifas Provisionales	18
III. La condición física de la Autoridad.....	18
A. Interrupciones de servicio eléctrico a los clientes y apagones en las plantas	19
1. Medidas clave	19
2. La confiabilidad de la Autoridad: el no alcanzar las metas que ella misma se trazó.....	20
B. El costo de las interrupciones y los apagones.....	21
C. Factores que contribuyen al problema	21
1. Mantenimiento diferido	21
2. Disponibilidad y experiencia del personal.....	22
3. Inversiones de capital en descenso.....	23
D. Problemas de la Autoridad para cumplir con los MATS	23
E. El Plan Integrado de Recursos Modificado Aprobado.....	25
IV. Las limitaciones prácticas al ritmo de las mejoras	26

A.	La cultura de la Autoridad	26
B.	Las restricciones e intenciones de la Comisión	27
V.	El efecto del aumento tarifario sobre Puerto Rico	30
PARTE DOS: El requisito de ingreso para el FY2017		33
I.	La propuesta de la Autoridad	33
II.	El marco del requisito de ingreso: Año de prueba y ecuación	34
A.	El año de prueba	34
B.	La ecuación del requisito de ingreso.....	36
1.	Opciones para la ecuación.....	36
2.	Directrices	40
III.	Los componentes específicos del requisito de ingreso.....	41
A.	Gastos de operación (distintos a los de combustible y compra de energía).....	41
1.	Panorama general.....	41
2.	Retos en la proyección de los gastos de operación	42
a.	Reducciones en los desembolsos operacionales de la Autoridad.....	42
b.	Aumentos en los desembolsos de A&G.....	44
c.	Problemas de documentación	44
(i)	El presupuesto total	44
(ii)	La distribución por áreas	45
d.	Redistribución y ajustes.....	46
(i)	Redistribución de presupuestos de área	46
(ii)	Ajustes a los presupuestos redistribuidos.....	47
(iii)	Viabilidad de los desembolsos según ajustados.....	49
(iv)	Ajuste especial para los cargos por reconexión	50
(v)	Directriz.....	51
e.	Estudio comparativo de la Autoridad.....	51
3.	Generación.....	54
4.	Transmisión y distribución	55
5.	Facturación a los clientes	56
6.	Gasto de deudas incobrables	57
7.	Administrativos y generales	57

8.	Niveles de la fuerza laboral	58
9.	Evaluación de la Administración de Energía	60
10.	Multas y penalidades.....	60
11.	Propiedades en desuso.....	62
12.	Otras Directrices	62
B.	Gastos de combustible y compra de energía	63
1.	Información de fondo sobre el consumo de combustible de la Autoridad	63
2.	Información de fondo sobre las compras de energía de la Autoridad	64
3.	Procedimiento presupuestario para combustible y compra de energía.....	65
4.	Evaluación de los presupuestos de combustible y compra de energía de la Autoridad.....	67
	Directrices sobre combustible.....	68
	Directrices sobre compra de energía.....	69
C.	Gastos de capital	70
1.	Retos en la proyección de los gastos capitales.....	70
a.	La distinción entre los gastos de operación y los gastos de capital.....	70
b.	Topes en los gastos que no se relacionan a las necesidades del sistema	71
c.	La naturaleza de la revisión de la Comisión	73
2.	Plantas generatrices	75
a.	Unidades de vapor de Aguirre.....	75
	(i) Problemas de interrupciones	75
	(ii) Relación con el AOGP	76
	(iii) Gastos de capital propuestos.....	77
b.	Unidades de vapor de Costa Sur	77
	(i) Operaciones	78
	(ii) Gastos de capital propuestos.....	78
c.	Unidades de vapor de Palo Seco	79
	(i) El cumplimiento con los MATS y las interrupciones forzadas.....	79
	(ii) Gastos de capital propuestos.....	80
d.	Unidades de vapor de San Juan	80
	(i) El cumplimiento con los MATS y las interrupciones forzadas.....	80
	(ii) Gastos de capital propuestos.....	82
e.	Unidades de ciclo combinado de Aguirre y San Juan.....	82

(i)	Planes para estas unidades	82
(ii)	Gastos de capital propuestos.....	83
f.	Unidades de turbinas de combustión de Cambalache y Mayagüez	83
(i)	Problemas de interrupciones	84
(ii)	Gastos en contratos de mantenimiento	84
3.	Terminal Marítimo GNL Aguirre (<i>Aguirre Offshore Gasport</i>).....	88
a.	Panorama general.....	88
b.	Costos de capital.....	89
c.	Contratación	89
d.	Determinaciones de la Comisión respecto al PIR y el requisito de ingreso revisado de la Autoridad	90
e.	Directrices	92
4.	Transmisión	93
a.	Descripción del sistema de transmisión	93
b.	Presupuesto de capital del sistema de transmisión.....	94
c.	Directriz.....	95
5.	Distribución.....	95
a.	Descripción del sistema de distribución	95
b.	Presupuesto de distribución en general	97
c.	Presupuesto de capital para medidores.....	98
d.	Directrices	100
6.	Equipo de transporte y de informática	100
7.	Determinaciones generales sobre gastos de capital en el requisito de ingreso	101
D.	CELI y los subsidios	101
E.	Costos de financiamiento.....	104
1.	Cantidad de manejo de la deuda en el requisito de ingreso.....	104
2.	Cociente de cobertura del manejo de la deuda	106
3.	El prospecto de la renegociación del manejo de la deuda	108
4.	Las emisiones de bonos en el futuro	109
5.	Directrices.....	110
F.	Ingresos de fuentes distintas a la venta de electricidad.....	110
IV.	El cálculo del aumento de ingreso requerido	111
A.	Cálculo del requisito de ingreso.....	111
B.	Pronósticos de ventas y carga.....	112
1.	La importancia de los pronósticos de ventas y carga	112

2.	Aceptación del pronóstico para el FY2017.....	114
3.	Directrices.....	114
C.	Cálculo del aumento tarifario.....	115
V.	Reconciliación de la nueva tarifa permanente con la tarifa provisional.....	116
A.	Determinación de la Comisión.....	116
B.	Análisis jurídico.....	117
VI.	Mejoras requeridas en los informes financieros de la Autoridad y procedimientos relacionados.....	120
PARTE TRES: Asignación de ingresos y diseño tarifario para el FY2017		123
I.	Asignación de ingresos	123
A.	Clases, tarifas y códigos de tarifas.....	123
B.	El estudio de costos de servicio de la Autoridad	125
1.	Propósito y organización de un estudio de costos de servicio.....	125
2.	Crítica del COSS.....	127
a.	Problemas con los datos de carga	127
b.	Problemas con los asignadores de demanda	128
c.	Problemas con las decisiones de funcionalización y clasificación.....	129
3.	El uso del COSS por la Comisión	130
C.	Los resultados de la asignación de ingresos.....	131
II.	Diseño tarifario	133
A.	El rol del costo marginal.....	133
B.	Tarifas residenciales	135
1.	Cargo por cliente	135
2.	Cargo por energía	137
3.	Descuento de combustible.....	138
4.	Crédito por débito directo	139
C.	Tarifas comerciales e industriales	140
1.	Cargo por demanda.....	140
2.	Tarifas por tiempo de uso	142

3.	Tarifa de desarrollo económico.....	142
4.	Descuentos por retención de carga.....	143
5.	La tarifa preferencial para la AAA	144
D.	Tarifas de alumbrado y consumo no medido.....	145
E.	Cargos por reconexión	146
F.	Separación (<i>unbundling</i>)	146
III.	Cláusulas adicionales (<i>riders</i>)	147
A.	Combustible y compra de energía.....	147
B.	CELI	149
C.	Eficiencia energética	150
D.	General.....	150
IV.	Subsidios.....	151
V.	Medición neta para generación distribuida	154
A.	Trasfondo.....	154
B.	Créditos y cargos	155
C.	Directrices	157
D.	Exclusiones.....	157
E.	Análisis jurídico respecto a la medición neta.....	158
1.	Tratamiento original de la medición neta bajo la Ley 114-2007	158
2.	Enmiendas a la Ley 114-2007 hechas por la Ley 4-2016.....	159
3.	Aplicación de la Ley 114-2007 enmendada a los clientes de medición neta con derecho adquirido	159
4.	Aplicación de la Ley 114-2007 enmendada a los clientes de medición neta sin derecho adquirido	160
5.	Requisitos para evaluar un cargo propuesto a los clientes sin derecho adquirido al amparo del Artículo 4 de la Ley 114-2007	161
a.	¿Qué es "justo"?.....	161
b.	Costos relacionados con los servicios de red recibidos por los clientes de medición neta.....	162
c.	¿Qué es "excesivo"?	163
d.	Obstáculo al desarrollo de proyectos de energía renovable	164

PARTE CUATRO: Procedimientos para establecer requisitos de ingresos y tarifas luego del FY2017 166

I.	Los objetivos: Disciplina en los gastos, mejoría en el desempeño.....	166
II.	El mecanismo tarifario propuesto por la Autoridad	166
III.	Disciplinar los gastos de la Autoridad: Cuatro procedimientos integrados	168
A.	Los estudios de presupuesto de un año, comenzando con el FY2019	168
B.	El procedimiento de reconciliación y su impacto sobre el diseño tarifario	169
1.	El procedimiento.....	169
2.	El impacto sobre el diseño tarifario.....	171
C.	La solución excepcional para el FY2018	172
D.	El procedimiento de desempeño que se avecina.....	173
IV.	Directrices.....	174

PARTE CINCO: La estructura corporativa de la Autoridad 175

I.	Descripción de PREPA Holdings, LLC.....	175
II.	Beneficios y riesgos de la presente estructura corporativa.....	176
A.	Finanzas.....	177
B.	Clientes y competidores	177
C.	El cable de transmisión submarina	178
III.	Preguntas abiertas.....	179
IV.	Directrices.....	180

Determinaciones de Hechos 182

Conclusiones de derecho 188

Lista de directrices de la Comisión..... 191

Historial procesal	210
Resumen de los Testimonios de los Testigos.....	217
Resumen de los comentarios públicos.....	235
Anejo 1: Determinación del Requisito Total de Ingreso y el Cambio en las Tarifas Base.....	238
Anejo 2: Resumen de los Ajustes por la Comisión al Requisito de Ingreso para el FY2017.....	239
Anejo 3: Ajustes por la Comisión a los Requisitos de Ingresos para el FY2017.....	240
Anejo 4: Ajustes por Contribución en Lugar de Impuestos y Subsidios	250

Resumen Ejecutivo

Mediante esta orden, la Comisión de Energía de Puerto Rico (“Comisión”) toma otro paso más en el prolongado y difícil proceso de proveerle a Puerto Rico una compañía eléctrica de excelencia.

Este proceso es prolongado porque la cultura y las prácticas que han surgido durante 75 años de monopolio, sujetas a la interferencia política continua y con visión a corto plazo, y sin ningún tipo de fiscalización por parte de una comisión objetiva, profesional y apolítica, no pueden ser cambiadas con celeridad.

El proceso es difícil porque el daño causado por esta cultura y estas prácticas — daño que se traduce en un profundo endeudamiento, deteriorado sistema de instalaciones físicas, trabajadores desmoralizados, acreedores dudosos, desarrolladores de proyectos de energía renovable escépticos, y consumidores afectados — requerirá que todos carguemos con parte del costo y se realice algún esfuerzo por solucionar estos problemas.

Esta Orden es un paso adicional, ya que hemos emitido cinco órdenes que revelan a los consumidores, bonistas, desarrolladores de proyectos de energía renovable, y a los diseñadores de política pública del gobierno que nos hemos comprometido a tomar las decisiones difíciles que requieren los hechos que enfrentamos, para que la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (“Autoridad”) pueda salir de su crisis actual y alcanzar su potencial.¹ En conjunto, estas órdenes, junto con la Resolución Final y Orden que hoy emitimos, buscan producir la salud fiscal y la excelencia profesional que la Autoridad necesita para cumplir con sus obligaciones para con los bonistas y sus clientes.

¹ Esas órdenes, cada una de las cuales ha sido citada y discutida en varios lugares de la presente Orden, incluyen la **Orden de Reestructuración** (la cual les asegura a los bonistas que la deuda participante será titulizada y pagada, a la vez que les garantiza a los abonados de la Autoridad el beneficio de aproximadamente \$867 millones en concesiones por los bonistas. Véase la Orden de Reestructuración, CEPR-AP-2016-0001, de 21 de junio de 2016 a la página 2); la **Orden sobre la Tarifa Provisional** (la cual le proveyó a la Autoridad la liquidez necesaria y, de tal manera, permitió que tanto las operaciones de la empresa como las negociaciones con los bonistas pudieran continuar); la **Orden del Plan Integrado de Recursos** (que alineó los planes de la Autoridad en cuanto a combustible y plantas generatrices con la necesidades a largo plazo de Puerto Rico en cuanto a diversidad de combustibles, energía renovable y conservación de energía); la **Orden del Investigación sobre el Desempeño de la Autoridad** (que inició una investigación y auditoría del desempeño de la Autoridad, con la intención de desarrollar nuevos estándares de desempeño y responsabilizar a la Autoridad por el cumplimiento de los mismos); y la **Orden de Factura Transparente** (mediante la cual se aprobó el formato de la factura que se utilizará para identificar y presentar claramente a los clientes los cargos y los créditos que les aplican).

El propósito de esta Orden

Los pasos específicos que hemos tomado mediante esta Orden son establecer (a) el requisito de ingreso y las tarifas de la Autoridad para el año fiscal 2017 (1 de julio de 2016 al 30 de junio de 2017); y (b) establecer un procedimiento para actualizar dichas tarifas para los años subsiguientes. Si bien esta Orden describe estas tarifas mediante la implementación del requisito de ingreso de la Autoridad para el año fiscal 2017 (abreviado como “FY2017”, por sus siglas en inglés), la situación es más complicada en cuatro aspectos.

1. Si bien estas tarifas entrarán en vigor sesenta (60) días a partir de la fecha de vigencia de esta Orden,² habrá una conciliación al 1 de agosto de 2016, fecha en la cual entraron en vigor las tarifas provisionales.³
2. La primera factura en la que los clientes verán estas tarifas nuevas será en algún momento de marzo o abril de 2017, porque la Autoridad necesita tiempo para calcular las tarifas específicas para cada clase tarifaria y recibir la aprobación de la Comisión sobre esos cálculos.
3. Puesto que las tarifas que hemos establecido en el día de hoy difieren de las tarifas provisionales, la diferencia será conciliada en las facturas que recibirán los clientes durante la misma cantidad de meses que estuvieron en efecto las tarifas provisionales, a partir de la entrada en vigor de las tarifas permanentes.
4. Estas tarifas permanecerán en vigor hasta tanto la Comisión las modifique de manera prospectiva.

Además de fijar nuevas tarifas, esta Orden incluye varias directrices dirigidas a asegurar que la Autoridad utilice los ingresos que recibe de sus clientes de manera prudente y eficiente. Entre estas directrices la más importante es la siguiente: la Autoridad deberá tratar el requisito de ingreso en esta Orden como un límite en gastos anuales hasta tanto la Comisión haya cambiado tal requisito de ingreso y deberá preparar presupuestos departamentales que se ajusten a dicha cantidad máxima. La Autoridad no gastará en exceso.

Junto a esta Orden se incluyen cuatro (4) anejos que contienen los detalles del requisito de ingreso base ajustado para la Autoridad. El Anejo 1 (una revisión del Exhibit 3 de

² Según requiere la Ley 57-2014 (según enmendada por la Ley 4-2016).

³ De acuerdo a la Sección 6.25(d) de la Ley 57-2014, las tarifas provisionales son tarifas que la Comisión ha aprobado de forma temporera hasta tanto la Comisión haya determinado las tarifas permanentes. Una vez la Comisión haya determinado las tarifas permanentes, deberá hacer que dichas tarifas permanentes tengan efecto desde la fecha que entraron en vigor las tarifas provisionales, pero, además, deberá ajustar las tarifas permanentes para compensar por cualquier diferencia (por debajo o por encima) entre las tarifas provisionales y las tarifas permanentes.

Smith y Dady) presenta un resumen del requisito de ingreso base ajustado. El Anejo 2 (una revisión del Exhibit 4 de Smith y Dady) presenta un resumen de los ajustes de la Comisión.⁴ El Anejo 3 (una revisión del Exhibit 5 de Smith y Dady) consiste de diez (10) páginas. Cada página contiene detalles específicos sobre cada ajuste realizado por la Comisión. El Anejo 4 consiste de dos (2) páginas y presenta un resumen de las cantidades de por concepto de la CELI y Subsidios.⁵

La Autoridad deberá, no más tarde del del 31 de enero de 2017, proponer un calendario de conferencias técnicas. El propósito de las mismas será proveer cualquier aclaración necesaria sobre las directrices incluidas en esta Orden y determinar las fechas límite para su cumplimiento.

Las limitaciones económicas y físicas de la Autoridad

La Autoridad se encuentra en estado de emergencia fiscal. Cada una de las tres agencias de calificación de bonos (Moody's, Standard & Poor's y Fitch) le han otorgado a la Autoridad una calificación de crédito de impago o cerca de impago. Esta situación no es sostenible. Hasta tanto la situación económica de la Autoridad no mejore, no podrá tomar dinero nuevo prestado. Si no puede tomar dinero nuevo prestado, no podrá reparar su infraestructura física en deterioro, preparar tal infraestructura para un futuro con energía renovable, pagar salarios que sean suficientes como para atraer y retener trabajadores de excelencia y no podrá modernizar su sistema de manera que sus clientes puedan ahorrar dinero en sus facturas de energía eléctrica. El camino hacia la transformación de la Autoridad en una compañía confiable, costo-efectiva, compatible con el ambiente, que responda a las necesidades de sus clientes —una compañía que sea el eje de la recuperación económica de Puerto Rico— deberá comenzar con un plan para la estabilización de las finanzas de la Autoridad.

Entre tanto, la infraestructura física de la Autoridad se deteriora. Los años de gastar por debajo de lo presupuestado la han dejado en un estado poco confiable y de deterioro, carente de personal con experiencia, en riesgo de incurrir en multas ambientales y poco preparada para aceptar las cantidades de energía renovable que ordena la Ley 82-2010.⁶

⁴ Cada ajuste de la Comisión se muestra en cada columna. La columna A contiene la suma total de los ajustes realizados por la Comisión, por línea, sobre el requisito de ingreso de la Autoridad. Las cantidades en la columna A del Anejo 2 se incorporan al Anejo 1, columna B. El Anejo 2, columnas 1 a la 10, detalla cada ajuste realizado por la Comisión.

⁵ La página 1 representa un resumen de las cantidades por concepto de la CELI y Subsidios según propuestas por la Autoridad. La página 2 contiene detalles adicionales relacionados a la CELI y Subsidios. También concilia a la cantidad por concepto de Subsidios, según ajustada por la Comisión, reflejada en el requisito de ingreso ajustado.

⁶ Ley de Política Pública de Diversificación Energética por Medio de la Energía Renovable Sostenible y Alterna en Puerto Rico, según enmendada.

Los problemas de gastos y desempeño

Los oficiales y consultores de la Autoridad describen una burocracia ineficiente con un alto nivel de ausentismo, con una plantilla inflada de personal administrativo que no añade ningún valor. Hay una falta de peritaje técnico y un historial de seguridad inaceptable. Los procedimientos para presupuestar y gastar no proveen suficiente información sobre los planes y la finalización de proyectos individuales. En cuanto a los proyectos de gran capital, la Autoridad a menudo no fue capaz de proveer explicaciones básicas, planes de trabajo u otra documentación que demuestre la debida diligencia.

Los gastos de infraestructura de la Autoridad no se han basado en las necesidades reales, sino en unos topes de gastos establecidos a nivel institucional sustentados en preocupaciones políticas con relación a los aumentos tarifarios. Como declararon testigos de la Autoridad: “históricamente, ha habido presión política por no aumentar las tarifas de la Autoridad como respuesta a las necesidades de costos e inversión y, por lo tanto, la Autoridad ha tenido que sacrificar la inversión de capital necesaria para poder mantenerse solvente y no quedarse sin efectivo”.⁷ En cada área importante —generación, transmisión y distribución (“T&D”) y servicio al cliente— el presupuesto de la Autoridad se redujo del FY2010 al 2016, y se agudizó especialmente entre el FY2014 y el FY2015. Entre los efectos perjudiciales ha estado el enfoque en el mantenimiento a modo de reacción en lugar del mantenimiento preventivo y nueva construcción.

Los topes de gastos artificiales esconden la verdad. Esta Comisión está comprometida con revelar la verdad. Así también debe hacer la Autoridad. En los procedimientos tarifarios futuros, la Autoridad tendrá que describir de forma precisa el costo total que debe satisfacer para cumplir con los estándares de calidad a los que nuestros ciudadanos tienen derecho. El costo total significa el costo total: los propósitos de emergencia, el mantenimiento preventivo, las mejoras al sistema y la expansión del sistema.

Algunos testigos de los interventores argumentaron que la deuda de la Autoridad es demasiado alta y que debería ser renegociada para reducirla. La Autoridad ya ha obtenido de los bonistas mayoritarios una reducción de 15% del principal, tasas de interés reducidas y un diferimiento del principal por cinco (5) años. Ningún interventor presentó prueba sobre cómo la Autoridad pudo haber obtenido más. En todo caso, la Comisión no tiene autoridad legal para ordenar más negociaciones o para ajustar el resultado de las negociaciones pasadas.

⁷ CEPR-SGH-01-08, Página 10. Primer Requerimiento de Información (junio 23, 2016).

Los requisitos de ingreso antiguos y nuevos

Según demuestra el Anejo 1, la Autoridad propuso un requisito de ingreso total para el FY2017 de \$3.501 miles de millones. Esta cantidad consiste en un requisito de ingreso base de \$2.998 mil millones, más el Cargo de Transición de \$503 millones a ser recaudado por la Corporación de Revitalización de la Autoridad ("CRAEE").⁸ Puesto que las cantidades recuperadas mediante el Cargo de Transición se encuentran fuera del ámbito de este procedimiento solo atenderemos el requisito de ingreso base.

Mediante esta Orden, aprobamos un requisito de ingreso base para el FY2017 de \$3,413,904,000. Dicha cantidad consta de los siguientes componentes:

Gastos operacionales distintos al combustible y la compra de energía: \$694,390,000
 Combustible: \$1,117,273,000
 Compra de energía: \$819,907,000
 CELI y subsidios: \$188,726,000
 Cobertura del servicio de la deuda ("DSC", por sus siglas en inglés): \$440,146,000
 Aportación a Inversión de Capital por consumidores: \$153,462,000

El total de Inversión de Capital es de \$279,218,000, que es la suma de la aportación a Inversión de Capital por consumidores (\$153,462,000) y la cantidad reconocida como margen del servicio de la deuda (\$125,756,000).⁹

Un cambio significativo a la propuesta de la Autoridad es nuestra decisión de conservar el límite de gasto de \$15 millones para el *Aguirre Offshore Gasport*, según impuesto mediante la Resolución Final y Orden del Plan Integrado de Recursos ("PIR"), sujeto a un análisis económico completo de las alternativas factibles.

Si las tarifas actuales de la Autoridad, permanecen inalteradas, esta recibiría ingresos de \$3,236,904,000, lo cual produciría un déficit de \$177,000,000 sobre una base anual. Para eliminar este déficit, esta Orden aumenta el requisito de ingreso de la Autoridad para FY2017 por \$177,000,000. Con algunas excepciones, el aumento aparecerá en las facturas de los clientes como un aumento aproximado de 1.025 centavos/kWh en el cargo por consumo de energía. Esta es una reducción de aproximadamente 0.274 centavos/kWh, o 21% menos de la Tarifa Provisional establecida en nuestra Orden de 24 de junio de 2016.

Las tarifas provisionales establecidas arriba, se basaron en la proyección de déficit presentada por la Autoridad de \$222,256,000 sobre una base anual.¹⁰ Puesto que la Comisión

⁸ Una corporación pública e instrumentalidad del Estado Libre Asociado de Puerto Rico creada por la Ley 4-2016, conocida como la Ley para la Revitalización de la Autoridad de Energía Eléctrica.

⁹ Véase Anejo 3, pág. 2.

actualmente ha encontrado un déficit de \$177,000,000 millones, la diferencia de \$45,256,000 millones (anualizados) deberá ser devuelta a los consumidores. La conciliación de estas sumas se llevará a cabo comenzado el primer mes en el cual la tarifa permanente entre en efecto, por la misma cantidad de meses en los cuales la Tarifa Provisional estuvo en efecto.

La Autoridad deberá presentar un escrito en cumplimiento, no más tarde del 15 de febrero de 2017, que describa el aumento para cada código de tarifa, el término durante el cual habría de ocurrir y el lenguaje que habría de incluir en la factura de cada cliente para explicar el aumento.

La asignación de ingresos

Una vez una comisión ha determinado el requisito total de ingreso de una empresa de servicio público, esta distribuye la responsabilidad de tal requisito entre las clases de cliente, y luego diseña tarifas para recaudar el ingreso asignado entre los clientes dentro de cada clase. Mediante ambos esfuerzos, una comisión busca distribuir los costos entre aquellos que los han ocasionado.

El punto de partida para determinar la causalidad de los costos es un estudio del costo de servicio (“COSS”, por sus siglas en inglés). La Comisión está plenamente comprometida con la fijación de tarifas que estén guiadas por un COSS en el cual hayamos depositado nuestra confianza. Sin embargo, las lagunas en los datos provistos, junto con los numerosos juicios subjetivos y debatibles en el COSS de la Autoridad, nos han dejado sin ninguna confianza en que el COSS de la Autoridad describe con precisión la causalidad de los costos. Durante el 2017, la Comisión trabajará con la Autoridad y los interventores para solucionar estos problemas.

Mientras tanto, debemos fijar tarifas. Un estudio del COSS disciplinado y fiable debería ser un aporte a la asignación de ingresos, pero es solo una consideración. Las comisiones típicamente se apartan del COSS a base de consideraciones tales como la gradualidad, la equidad entre las clases y las preocupaciones sobre la retención de cargas sustanciales. De hecho, la asignación de ingresos propuesta por la propia Autoridad se desvió de manera marcada de su COSS. Bajo estas circunstancias inusuales e inevitables, la Comisión distribuirá el aumento de ingreso mediante un aumento equitativo de centavos por kWh con una excepción. Dicha excepción, que se relaciona a dos grandes productores independientes de energía, se discute en el texto principal.

¹⁰ Para los efectos de esta Orden sobre la tarifa base, la Comisión está utilizando la cantidad de \$222,256,000 (como demuestra el Anejo 1, columna A, línea 34) como la deficiencia de ingreso en la tarifa base reclamada por la Autoridad. La Orden Sobre la Tarifa Provisional emitida por la Comisión, el 24 de junio de 2016, destaca que la Autoridad incluyó como la deficiencia de ingreso la cantidad de \$222,256,790 en su solicitud e hizo referencia a dicha cuantía —en aras de brevedad— como aproximadamente \$222 millones. Véase, por ejemplo, Orden Sobre la Tarifa Provisional de 24 de junio de 2016 a la pág. 2, nota al calce 3.

Diseño tarifario

A la hora de fijar tarifas para los clientes dentro de las clases de cliente, las comisiones, una vez más, son guiadas por algo llamado un estudio de costos marginales. Los precios que tienden hacia un costo marginal proveen señales de precio que son más eficientes que los precios que no tienen tal inclinación. De nuevo, tuvimos preocupaciones con el estudio de costos marginales de la Autoridad, incluidos los estimados de precios de combustible, los costos de energía renovable y la necesidad de invertir en la infraestructura. Atenderemos dichas preocupaciones en los meses venideros. Entre tanto, rechazamos la petición de la Autoridad de aumentar el cargo fijo para los clientes GRS sin subsidio de \$3.00 a \$8.00, y estamos a favor de fijar el precio en \$4.00. Retenemos la diferencia leve en las tarifas residenciales por kWh entre el consumo por debajo de y sobre 425 kWh. Retenemos las tarifas de horario de uso actuales y rechazamos la petición de la Autoridad de aumentar los cargos por demanda para los clientes industriales y comerciales, a la vez que permitimos que la Autoridad ofrezca una tarifa de retención de carga para los clientes más grandes que, de lo contrario, se podrían marchar, lo cual desplazaría los costos a otros.

Rechazamos la solicitud de la AAA de una tarifa preferencial de 16¢/kWh bajo la Ley 50-2013.

Debido a la complejidad de la asignación de ingresos y el diseño tarifario, celebraremos un procedimiento separado en el año 2017 para explorar estos asuntos con mayor profundidad.

Medición neta

Clientes sin generación detrás del medidor toman toda su energía de la Autoridad. La energía despachada al cliente de la Autoridad se define como *aflujo* [*inflow*] en la Orden de Reestructuración. Además, los clientes de medición neta también proveen energía a la Autoridad, lo que definimos como *salida* [*outflow*] en la Orden de Reestructuración.

Típicamente, un cliente de medición neta experimenta *salida* por espacio de algunas horas mensuales y *aflujo* en otras. Es nuestra intención que cada cliente sea facturado mensualmente por la suma del *aflujo* sobre el intervalo de medición con *aflujo* neto, y que le sea acreditada la suma de la *salida* sobre el intervalo de medición de la *salida* neta.

La manera en la cual el Cargo de Transición será recobrado de todo cliente de medición neta fue decidido y explicado en el procedimiento del Cargo de Transición.¹¹ Las determinaciones allí realizadas quedan inalteradas. El tratamiento de clientes de medición neta en cuanto a los cargos por la Autoridad se presenta aquí.

¹¹ Véase Orden de Reestructuración, Caso Núm. CEPR-AP-2016-0001, 21 de junio de 2016, págs. 71-84.

Para la **salida** que provenga de los clientes de medición neta “**sin derecho adquirido**” [*non-grandfathered*], habrá un crédito igual a la suma del cargo por tarifa base del cliente; el cargo por combustible; el cargo por compra de energía y los subsidios por el Descuento de Hotel, Comercio en el Centro de la Ciudad, Análogos a Iglesias, acueductos rurales, GAS, Áreas Comunes de los Condominios y el distrito de irrigación; y el crédito Impuestos de la Ley 73. Estas partidas son o asemejan costos normales de una empresa de servicio público (que los clientes de medición neta ya se les es permitido evitar).

Para la **salida** que provenga de los clientes de medición neta “**sin derecho adquirido**” [*non-grandfathered*], el crédito **no** incluirá: CELI, el cargo por eficiencia energética (una vez se haya creado), el subsidio para el alumbrado público, la evaluación de la Comisión de Energía, y todas las partidas denominadas “ayuda para humanos” durante la vista técnica: equipo para preservar la vida, la Tarifa LRS, la Tarifa RH3, el subsidio de combustible residencial y la tarifa fija para la vivienda pública (Tarifa RFR). Estas partidas son mayormente compromisos sociales, cosas que benefician al público en general, incluidos los clientes de medición neta.

Para la **salida** que provenga de los clientes de medición neta “**con derecho adquirido**” [*grandfathered*], el crédito será la suma de: la Tarifa Base, el cargo por combustible, el cargo por compra de energía, todas las partidas en la Cláusula Adicional de Subsidios, CELI y el cargo por eficiencia energética (una vez se haya creado).

Para el **aflujo** que reciba del sistema, cada cliente de medición neta deberá pagar la tarifa completa de acuerdo a su clase, incluidas las tarifas base, el cargo por combustible, el cargo por compra de energía, el cargo por CELI, el cargo completo por subsidio y el cargo por eficiencia energética (una vez se haya creado).

Rechazamos la propuesta de la Autoridad de excluir a los clientes de ingresos bajos de la oportunidad de beneficiarse de la medición neta.

Fijación de tarifas en el futuro

Para propósitos de fijar las tarifas futuras, la Comisión adopta tres procedimientos distintos, cada uno de los cuales ha sido diseñado para imponer disciplina en los gastos de la Autoridad.

1. Un “caso tarifario de tres años” revisará los esfuerzos de reducción de costos de la Autoridad, la condición física de su sistema y sus presupuestos anteriores y prospectivos para cada departamento importante. Con esa información, la Comisión establecerá un nuevo requisito de ingreso, un nuevo costo de servicio, una nueva asignación de ingresos y un nuevo diseño tarifario.

2. Durante cada año entre cada caso tarifario de tres años, la Comisión realizará una serie de “estudios de presupuesto de un año”. En ellos, la Comisión examinará los presupuestos departamentales propuestos por la Autoridad para el año fiscal entrante, los comparará con los presupuestos de años anteriores, y luego usará esa información para

establecer un requisito de ingreso justo y razonable para el año fiscal que comienza el siguiente 1^{ro} de julio. Este requisito de ingreso actualizado deberá reflejar (a) todas las reducciones de costos factibles que han sido implementadas durante el año anterior, junto con aquellas reducciones de costos que deberán ser implementadas en el año entrante; y (b) cualesquiera cambios conocidos y medibles que esperan que ocurran en el año fiscal que se avecina.

3. Para el FY2018 (que comienza el 1 de julio de 2017) habrá un procedimiento especial para atender cualquier enmienda al requisito de ingreso aprobado para el FY2017 que sea necesario para reflejar las acciones esperadas en el FY2018.

Durante las siguientes semanas, celebraremos una conferencia técnica para desarrollar, en conjunto con la Autoridad, un procedimiento que logre la sincronización necesaria entre la preparación del presupuesto y el requisito de ingreso. La Autoridad no deberá tender expectativa alguna de gastar más del requisito de ingreso aprobado para luego cobrarle a los abonados por el exceso. Tampoco habremos de repetir —jamás— la experiencia de este procedimiento tarifario del FY2017, en el cual los consultores de la Autoridad proveyeron un requisito de ingreso sin conexión aparente a los presupuestos departamentales reales.

La estructura corporativa de la Autoridad

La Autoridad formó “PREPA Holdings” en el año 2009 como una subsidiaria de su propiedad absoluta. PREPA Holdings es una compañía de responsabilidad limitada que a su vez es propietaria de otras tres entidades subsidiarias: PREPA Networks, LLC; Consolidated Telecom of Puerto Rico, LLC; e InterAmerican Energy Sources, LLC.

Debido al tamaño reducido de estas subsidiarias relativo a la Autoridad, sus efectos (tanto positivos como negativos) sobre la condición económica de la Autoridad serán ínfimos siempre que las subsidiarias mantengan su tamaño actual. Sin embargo, si alguna de estas compañías llegara a realizar una expansión sustancial o un proyecto de construcción de gran escala que requiera una inyección de capital significativo, el riesgo de daño económico aumenta para la Autoridad. En cuanto a los beneficios, la Autoridad adujo que se beneficia del conocimiento que sus subsidiarias tienen de la Autoridad, y de que sus ganancias permanezcan en la familia de la Autoridad.

Siempre que una compañía que tiene un monopolio se afilia a una compañía que compite en el libre mercado existe un riesgo de daño a los clientes de la compañía monopolizadora y a los competidores de los afiliados. Para impedir tal daño, la Comisión requiere que la Autoridad provea información acerca de las actividades de financiamiento y negocio de sus afiliados. Otras directrices, cuya intención es proteger a los consumidores y a la competencia de posibles daños, incluyen las siguientes:

1. La Autoridad no creará ninguna compañía afiliada nueva de manera directa o indirecta, ni inyectará patrimonio adicional en, ni prestará dinero adicional a,

ninguna compañía afiliada directa o indirectamente sin haber informado a la Comisión con al menos 30 días de antelación a la acción a ser tomada.

2. La Autoridad deberá proponer un código de conducta que asegure, en la medida que sea factible, que las relaciones con sus afiliadas no resultan en costos adicionales para los clientes de la Autoridad, ni colocan a los competidores de la Autoridad en una posición de desventaja injusta.
3. Hasta nuevo aviso, la Autoridad no proveerá recursos o asistencia a, ni recibirá recursos o asistencia de, ninguna afiliada cuyas actividades de negocio incluyan la competencia para proveer nuevas instalaciones de energía renovable. La Autoridad deberá divulgar todo recurso o asistencia de esta índole que ha sido provisto a la fecha de publicación de esta Orden.

Conclusión

La Legislatura ha encargado a esta Comisión a emplear la plenitud de los poderes que le han sido delegados en ley para transformar a la Autoridad en una empresa de servicio público que sea moderna, eficiente y que responda a las necesidades de los clientes. Esta transformación tomará tiempo. La Autoridad no se tornará más eficiente por la existencia de esta Orden. Quedan varios pasos por tomar —de infraestructura, operacionales, administrativos, económicos y físicos— antes de que los consumidores logren ver resultados positivos y medibles. Así como costear la educación de nuestros hijos nos impone costos hoy, pero nos provee beneficios para toda la vida, así también el pagar tarifas de energía eléctrica apropiadas hoy promete redundar en mejoras para nuestro futuro.

PARTE UNO:

Contexto Jurisdiccional, Económico y Físico

I. Jurisdicción, Rol y Responsabilidades de la Comisión

A. La jurisdicción de la Comisión

1. La Ley 57-2014¹² establece los procedimientos para la evaluación y el establecimiento de tarifas de energía eléctrica a ser facturadas por la Autoridad.¹³ La entidad creada mediante estatuto para seguir tales procedimientos y aplicar dichos estándares es esta Comisión.

2. El Artículo 6.25(a) requiere que la tarifa de la Autoridad sea “justa y razonable y acorde con prácticas fiscales y operacionales acertadas que proporcionen un servicio confiable y adecuado, al menor costo razonable.” Al evaluar si una tarifa propuesta cumple con el requisito antes mencionado, la Comisión deberá tomar en cuenta (i) el estado de la infraestructura de la Autoridad; (ii) los costos que sufraga para proveer el servicio eléctrico; (iii) su nivel de endeudamiento y sus responsabilidades de servicio de la deuda; (iv) su habilidad de mejorar los servicios y reducir los costos; (v) la adopción de medidas de conservación de energía y eficiencia energética; (vi) el impacto que las exigencias de ley (tales como los subsidios y las subvenciones) tienen sobre las necesidades de ingreso de la Autoridad; y (vii) las aportaciones recibidas de parte de los interventores y el público general durante el procedimiento.¹⁴ Para poder efectuar estos requisitos, la Comisión aprobó el Reglamento 8720 mediante el cual estableció los requisitos de información con los que la Autoridad estaba obligada a cumplir cuando presentó su petición de nuevas tarifas.¹⁵

3. El Artículo 6.25(d) de la Ley 57-2014 le concede a la Comisión discreción para que, dentro de los 30 días siguientes a la presentación de una petición de nuevas tarifas, apruebe una Tarifa Provisional. La Tarifa Provisional entraría en vigor dentro de los 60 días siguientes a la aprobación de la Comisión de dicha tarifa,¹⁶ y tendrían efecto hasta la entrada en vigor de las nuevas tarifas o hasta tanto la Comisión haya rechazado la petición de la Autoridad. En lo que respecta a la primera petición de revisión tarifaria de la Autoridad, el

¹² Ley 57-2014, conocida como la Ley de Transformación y ALIVIO Energético de Puerto Rico, según enmendada.

¹³ Artículos 6.4(a) y 6.25 de la Ley 57-2014.

¹⁴ Artículo 6.25(b) de la Ley 57-2014.

¹⁵ Nuevo Reglamento de Requisitos de Presentación para el Primer Caso de Revisión de Tarifas de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico. Entró en vigor el 28 de marzo de 2016.

¹⁶ Salvo que la Comisión así lo determine, entrará en vigor antes de esa fecha, pero nunca por un periodo menor de treinta (30) días contados a partir de la aprobación de la tarifa provisional.

Artículo 6.25(f) requiere que la Comisión haya finalizado su revisión dentro de los 180 días siguientes a la fecha en que se haya determinado que la solicitud de la Autoridad está completa. Si la Comisión dejara de emitir una determinación final dentro de dichos 180 días, se entenderá que la tarifa propuesta por la Autoridad fue aprobada como cuestión de derecho.

B. Los roles y las responsabilidades de la Comisión

4. En un procedimiento tarifario ordinario, un regulador determina el ingreso total que se requiere para proveer servicio, distribuye la responsabilidad de pagar dicho ingreso entre las clases de clientes y luego establece las tarifas para cada clase de cliente de manera que cuando esas tarifas hayan sido pagadas, la empresa de servicio público habrá recibido el ingreso que necesita de las clases de cliente que son responsables de proveer tal ingreso.

5. Este no es un caso tarifario ordinario. La Autoridad enfrenta unos retos únicos. Si bien en el día de hoy hemos establecido nuevas tarifas para el servicio de energía eléctrica, no hemos concluido nuestra revisión de las operaciones y el desempeño de la Autoridad. Esta Resolución Final y Orden es uno de varios pasos que la Comisión ha tomado, y que continuará tomando, para transformar el mercado de energía de Puerto Rico hasta ser uno dinámico y costo-efectivo; puesto que las responsabilidades de la Comisión no se limitan al establecimiento de tarifas. Debemos también asegurar que el desempeño operacional de la Autoridad satisfaga las necesidades legítimas de la ciudadanía, a la vez que su desempeño económico satisfaga las necesidades legítimas de los inversionistas. Estas dos responsabilidades de la Comisión se refuerzan mutuamente. El ponerlas en práctica de manera exitosa es esencial para el éxito de la Autoridad y el bienestar de sus clientes.

6. La responsabilidad de la Comisión no es balancear intereses en conflicto, sino alinear esos intereses tan variados con el interés público. El balancear intereses presume que existe un conflicto entre ellos, con ganadores y perdedores. El alinear intereses significa establecer un propósito en común y estimular a que cada participante de la industria — consumidor, inversionista, trabajador— busque alcanzar tal propósito. Mediante nuestros procedimientos y nuestras órdenes, buscamos ayudar a que nuestros conciudadanos puedan ver y compartir ese propósito, de manera que juntos podamos crear una industria eléctrica que nos sirva a todos.

7. Imagine un bote de remos moviéndose con destreza desde un extremo de la laguna al otro, con todos los remeros maniobrando en la misma dirección. Se movería desde un extremo de la laguna al otro de manera rápida y eficiente, con los remeros comprometidos los unos con los otros y sintiéndose empoderados por su éxito. Ahora imagine el mismo bote de remos con cada remero remando en la dirección que se le antoje. Dado el poder otorgado por nuestra autoridad estatutaria y facilitada por la participación ciudadana, esta Comisión se esfuerza por establecer los pasos y los sacrificios que todos debemos hacer para alcanzar el futuro eléctrico que Puerto Rico merece: uno sostenible, eficiente, a un precio razonable y responsable con el ambiente.

II. Los problemas económicos de la Autoridad

A. La condición económica actual de la Autoridad

8. La Autoridad se encuentra en un estado de emergencia fiscal. Cada una de las tres agencias de calificación de bonos (Moody's, Standard & Poor's y Fitch) la han otorgado a la Autoridad una calificación de crédito de impago o cerca de impago. Puesto que en el 2016 la Autoridad carecía de suficiente liquidez como para cumplir con ciertas fechas límite del pago de la deuda, esta tuvo que tomar prestado de sus acreedores para hacer los pagos obligatorios. Basado en ese hecho, Standard & Poor's declaró que la deuda de la Autoridad se dirigía al impago y redujo la calificación crediticia de esta última a una D en junio de 2016. Para noviembre de 2016, Fitch calificó la deuda de la Autoridad como C, mientras que Moody's calificó la deuda de la Autoridad como Caa3. Todas estas calificaciones se encuentran "por debajo del grado de inversión".

9. En lugar de declarar el impago de sus bonos y presentar una demanda para obtener el pago, los bonistas de la Autoridad han estado negociando una reestructuración económica durante el año pasado.¹⁷ Tanto Fitch como Moody's han indicado que sus calificaciones podrían cambiar (1) siempre y cuando la Autoridad y sus acreedores lleguen a un acuerdo con relación a la reestructuración de la deuda de la Autoridad; y (2) si la Comisión apoya tal reestructuración mediante una decisión tarifaria que reconoce la condición de la Autoridad.

10. Con una agencia habiendo declarado el impago y otras dos esperando el resultado de las negociaciones con los bonistas (a la vez que han calificado la deuda de la Autoridad como cerca del impago y vulnerable al incumplimiento con el pago), la condición económica de la Autoridad es desesperada. El consultor de la Comisión Stephen G. Hill¹⁸

¹⁷ Una discusión detallada de la versión pública de esas negociaciones está incluida en nuestra Orden de Reestructuración, emitida el 21 de junio de 2016 en el caso núm. CEPR-AP-2016-0001. Esa Orden aprobó una Petición de la Corporación para la Revitalización de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico ("CRAEE") para establecer una "metodología de cálculo y mecanismo de ajuste" que sustentaría un "Cargo de Transición". Ese Cargo de Transición será impuesto por CRAEE y cobrado por la Autoridad a sus clientes. Según lo explicó la Comisión en la Orden de Reestructuración (en el párrafo 2), el Cargo de Transición reducirá los costos para los clientes de la Autoridad porque implementa el acuerdo de los bonistas participantes de reducir la obligación de la Autoridad de repagar los bonos participantes en un 15%, disminuir la tasa de interés contractual sobre esos bonos y diferir todo cobro de principal por cinco años. Los costos de la deuda reestructurada se recuperarían mediante un cargo separado, lo que resulta menor de lo que serían los costos sin la reestructuración. A la fecha de emisión de esta Orden, las negociaciones sobre la reestructuración de la deuda continúan. Véase además el Ex. 2.0 de la Autoridad, Testimonio Directo de Lisa Donahue, Principal Oficial de Reestructuración de la Autoridad, pp. 10-12.

¹⁸ El Sr. Hill es un experto en finanzas que ha testificado en más de 300 casos relacionados con la regulación de servicios públicos. La mayoría de sus clientes han sido consumidores o agencias obligadas a representar a los consumidores.

explicó que la Autoridad ya no podrá tomar dinero prestado para cumplir con los pagos semestrales de principal e intereses, sin un plan fidedigno para la restauración de su salud económica.¹⁹

11. Esta situación no es sostenible. Hasta tanto no mejore la situación económica de la Autoridad, ésta no podrá tomar dinero nuevo prestado. Si no puede tomar dinero nuevo prestado, no podrá reparar su infraestructura física en deterioro, preparar tal infraestructura para un futuro de energía renovable, pagar salarios que sean suficientes como para atraer y retener trabajadores de excelencia y no podrá modernizar su sistema de manera que sus clientes puedan ahorrar dinero en sus facturas de energía eléctrica. El camino hacia la transformación de la Autoridad en una compañía confiable, costo-efectiva, compatible con el ambiente y que responda a las necesidades de sus clientes —una compañía que sea el eje de la recuperación económica de Puerto Rico— deberá comenzar con un plan para la estabilización de las finanzas de la Autoridad. Como enfatizó el señor Hill, el eje de un plan de esta índole deberán ser niveles tarifarios que sean suficientes, no solo para pagar la deuda actual de la Autoridad, sino para mejorar la calificación de sus bonos hasta llegar al punto en que la Autoridad pueda, nuevamente, emitir deuda a largo plazo a un costo razonable.²⁰

B. Los factores que condujeron a la condición económica actual de la Autoridad

12. Como sucede con cualquier otra empresa de servicio público, las tarifas de la Autoridad deben ser suficientes como para cubrir sus costos razonables, incluidos los costos de pagar el principal y el interés de sus préstamos. Desde sus comienzos en la década de los años 1940s hasta la promulgación de la Ley 57-2014, la Autoridad ha tenido el poder de aumentar sus tarifas por su cuenta. Desde el 1989, sin embargo, la Junta de la Autoridad no ha aumentado sus tarifas (excepto por las cláusulas de ajuste por combustible y de compra de energía, implantadas para recuperar los aumentos en estos costos). A causa de esto, en la medida que aumentaban los gastos, la Autoridad tuvo que tomar prestado para pagarlos— una práctica imprudente que tampoco es negocio para los clientes porque, desde 2014, la Autoridad no ha podido pagar los costos de sus deudas. Las pérdidas continuas de la Autoridad —cuyos costos anuales exceden los ingresos anuales— han reducido los activos de la compañía muy por debajo de sus obligaciones, lo cual ha creado una marcada posición neta negativa.²¹ Esa tendencia de ingreso negativo que lleva a una posición neta negativa comenzó en el 2009 y continúa al día de hoy. De acuerdo con el informe financiero mensual no auditado de la Autoridad a su Junta de Gobierno para junio de 2016, la posición neta negativa actual o pérdida acumulativa es de aproximadamente \$1.9 mil millones.

¹⁹ Informe Hill, p. 14.

²⁰ *Id.*

²¹ La "posición neta" para una corporación pública como la Autoridad es la diferencia entre las obligaciones y los activos en su hoja de balance.

13. La responsabilidad por la situación económica actual de la Autoridad también recae en un asesor a los bonistas que es clave: el Ingeniero Consultor. En el Acuerdo de Fideicomiso de 1974, el cual rige todos los Bonos de Ingreso emitidos por la Autoridad, los bonistas exigieron que un Ingeniero Consultor proveyera una revisión anual exhaustiva de la Autoridad, la condición de sus plantas generatrices, las líneas de transmisión y distribución, su condición económica y, lo que es de suma importancia, un análisis de proyecciones económicas. El Ingeniero Consultor debió haber emitido un aviso durante los años en los que no hubo un aumento de tarifa, en particular cuando los gastos de la Autoridad excedían sus ingresos. Dicho aviso nunca se realizó.

14. La recesión actual, que comenzó en el 2006, y una recuperación insuficiente de esta que llevó a una reducción en las ventas de kWh de la Autoridad (principalmente las ventas industriales), agravó la situación. Sin la existencia de un aumento en las tarifas, esa reducción en las ventas abrió la brecha entre los costos de la Autoridad y sus ingresos. Aun así, en junio de 2013, el Ingeniero Consultor opinó como sigue:

En la opinión de los Ingenieros Consultores, las propiedades del Sistema están en buen estado y en condición operacional apta. El Ingeniero Consultor considera que la Autoridad recibirá ingresos suficientes durante el año fiscal 2014 con las tarifas existentes como para cubrir los gastos actuales, hacer todos los depósitos que se requieren conforme dictamina [sic] el Acuerdo de 1974 y exceder su requisito de cobertura de manejo la deuda de 120%. A base de la deuda por pagar para finales del año fiscal 2013, la cobertura de manejo de la deuda fue de 138% para el año fiscal 2013 y se pronostica que será de 141% para el año fiscal 2014, antes del ajuste por la financiación prevista durante el año fiscal 2014.²²

El Ingeniero Consultor se equivoca. Esa “financiación prevista” nunca ocurrió porque ya para el 2014 la Autoridad y sus bonistas se habían dado cuenta que la compañía ya no era capaz de cumplir con sus obligaciones de deuda y continuar en operaciones. El año 2013, por tanto, fue el último año para el cual la Autoridad emitió deuda (sin contar la deuda que emitió a los bonistas existentes en enero y junio de 2016 para cubrir los pagos del principal y el interés para los cuales la Autoridad carecía de liquidez. En lugar de prestar más dinero en el 2014, los bonistas llegaron a un acuerdo de suspensión temporal de cobro mediante el cual (1) la Autoridad suspendería los pagos de bonos; (2) los bonistas acordarían no declarar el impago y demandar; y (3) la Autoridad retendría un Oficial de Reestructuración Principal para renegociar las deudas, atender los problemas operacionales de la Autoridad e intentar efectuar un cambio de rumbo.

²² Informe Anual de URS, junio de 2013, Ex. 3.02(D) de la Autoridad, Informe de los Ingenieros Consultores. Cuadragésimo Informe Anual sobre la Propiedad Eléctrica de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, junio de 2013, introducción a la pág. 3. Traducción suplida.

15. También se equivoca el Ingeniero Consultor al afirmar que “las propiedades del Sistema están en buen estado y en condición operacional apta”, según detallaremos en la Parte Dos-III.A.2.d de esta Introducción. En la Parte Dos-VI, atenderemos la necesidad de reformar el rol del Ingeniero Consultor.²³

A modo de resumir esta situación tan compleja, nuevamente acudimos al señor Hill:

La Compañía, su Junta, así como el Banco Gubernamental de Fomento y el Ingeniero Consultor no fueron capaces de recortar de forma suficiente los gastos de operación para reducir la necesidad de aumentar las tarifas, tampoco fueron capaces de alinear los ingresos con los gastos mediante aumentos de tarifa, no aumentaron las tarifas cuando era necesario, no parecieron haber dado suficiente peso a las mermas en la base de clientes y ventas de kWh, y pensaron que era apropiado emitir deuda para compensar por el déficit en los ingresos. Cualquiera de esos factores por sí solo podría ser problemático en términos operacionales para una empresa de servicio que sea pública, pero todos ellos en conjunto han propiciado una declinación en la posición económica de la Autoridad y, finalmente, en su capacidad de proveer un servicio de energía eléctrica confiable para el Estado Libre Asociado de Puerto Rico.²⁴

C. Órdenes anteriores de la Comisión con relación a la situación económica de la Autoridad

16. Mediante dos órdenes importantes emitidas en el 2016, la Comisión comenzó la tarea de restaurar la salud económica de la Autoridad y recuperar la confianza de los inversionistas y del público en general. Tomadas en conjunto, estas dos órdenes, así como esta Resolución Final y Orden “buscan producir la salud fiscal y excelencia profesional que la Autoridad necesita para satisfacer las obligaciones para con sus bonistas y sus clientes”.²⁵

1. Orden de Reestructuración

17. En la actualidad, la Autoridad ha contraído una deuda de miles de millones de dólares que es incapaz de pagar con las tarifas actuales. El aumentar las tarifas de manera que se pueda pagar el principal y el interés actualmente adeudados habría de colocar una

²³ En septiembre de 2016, la Comisión para la Auditoría Integral del Crédito Público de Puerto Rico publicó un “Informe pre-auditoría”, el cual arrojaba mayor detalle sobre las contribuciones hechas por la gerencia de la Autoridad y el Ingeniero Consultor a la presente crisis financiera de la Autoridad.

²⁴ Informe Hill, pp. 15-16. Traducción suplida.

²⁵ In Re: Plan Integrado de Recursos para la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002, p. 4, ¶ 14.

carga intolerable sobre la economía de Puerto Rico. Esas dos situaciones han dejado una Autoridad que no tiene acceso a los mercados de capital para poder financiar los gastos que se requieren para reparar y modernizar su infraestructura anticuada. Como consecuencia, según discutiremos en la Parte Dos-II.B, los abonados de hoy deberán comenzar a pagar las inversiones de capital que se requerirán en el mañana.

18. La reestructuración de la deuda de la Autoridad consistirá en la emisión de nuevos bonos titulizados que habrían de reemplazar o invalidar la mayoría de los bonos existentes de la Autoridad. Estos nuevos bonos titulizados, conocidos como Bonos de Reestructuración, serán emitidos por la Corporación para la Revitalización de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (“CRAEE”).²⁶ Estos reflejarán un 15% de reducción de su valor original (es decir, su valor nominal), tendrán una demora de cinco años en el pago de su principal, y tendrán una tasa de interés menor que la deuda actual de la Autoridad, por lo que habrán de reducir los costos en general para sus clientes. A cambio de estas concesiones por parte de los bonistas, la Autoridad acuerda pagar los Bonos de Reestructuración mediante un Cargo de Transición. El Cargo de Transición, impuesto por la CRAEE y recaudado de los clientes por la Autoridad, aumenta la certeza de que los bonistas van a recibir sus pagos de forma oportuna y por la cantidad completa. El Cargo de Transición, si bien se desglosa por separado en la factura del cliente, no impone un costo adicional; es un mecanismo para reducir el costo.

19. El 21 de junio de 2016, La Comisión, conforme el Artículo 6.25A de la Ley 57-2014 y el Capítulo IV de la Ley 4-2016,²⁷ emitió una Orden de Reestructuración.²⁸ Mediante dicha Orden se aprobó “la metodología y el mecanismo de ajuste” de la CRAEE para el Cargo de Transición. Como indicamos en la Orden de Reestructuración:

La certeza que contribuye un Cargo de Transición es esencial para la reestructuración de la deuda de la Autoridad y para salud financiera general. Sin esta reestructuración, es poco probable que la Autoridad pueda acceder a nuevos fondos de capital. Sin la habilidad de acceder a estos fondos, las reparaciones en el sistema serían menos frecuentes, la probabilidad de apagones aumentaría, y las tarifas necesitarían aumentar más rápidamente (para pagar por adelantado por las mejoras al sistema que de otra manera serían financiadas mediante deuda a largo plazo). La Autoridad tendría menos

²⁶ La Corporación para la Revitalización de la Autoridad es una corporación pública creada por la Ley 4-2016 con el propósito de emitir deuda titulizada que pueda ser intercambiada por la deuda histórica de la Autoridad. La CRAEE es una entidad separada e independiente de la Autoridad y no suministra servicio eléctrico.

²⁷ Ley 4-2016, conocida como la Ley de Revitalización de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico.

²⁸ In Re: Petición de la Orden de Reestructuración de la Corporación para la Revitalización de la Autoridad de Energía Eléctrica, Caso Núm. CEPR-AP-2016-0001.

habilidad para construir nueva infraestructura para acomodar más energía renovable, aumentar la eficiencia de la generación y lograr una transición hacia una compañía de servicio eléctrico moderna. El Cargo de Transición, por lo tanto, es más que un mecanismo para asegurar el pago a los bonistas; es una parte esencial del camino hacia un sistema eléctrico moderno y confiable.²⁹

2. Orden sobre Tarifas Provisionales

20. La Ley 57-2014 autoriza la Comisión a aprobar Tarifas Provisionales. Una Tarifa Provisional es una tarifa temporera que permanece en vigor mientras la Comisión evalúa la Petición de tarifa permanente de la Autoridad. Establecida la tarifa permanente, la Comisión entonces requeriría o permitiría que la Autoridad acredite o recupere, respectivamente, cualquier diferencia entre la tarifa permanente y la tarifa provisional.

21. El 27 de junio de 2016, autorizamos a la Autoridad a establecer un aumento uniforme de 1.299 ¢/kWh en todas las clases de cliente.³⁰ Este aumento le provee a la Autoridad un ingreso anual adicional de aproximadamente \$222 millones— la cantidad que la Autoridad estimó era su “deficiencia” anual: la diferencia entre el ingreso anual que necesitaba para financiar sus operaciones y gastos de capital, y el ingreso anual que recaudaba de los clientes bajo las tarifas en ese momento. Sin la Tarifa Provisional, la Autoridad hubiese continuado recaudando cantidades insuficientes durante los 180 días que esta Petición de tarifas permanentes estuvo siendo revisada por la Comisión, agravando así su desesperada condición económica.

III. La condición física de la Autoridad

22. La infraestructura física de la Autoridad necesita ayuda. Los años de tener gastos por debajo de lo presupuestado han dejado una Autoridad poco confiable y en estado de deterioro, en riesgo de incurrir multas ambientales y poco preparada para aceptar las cantidades de energía renovable que ordena la Ley 82-2010.³¹ Su propio testigo describe la situación física de la Autoridad como una “red enfermiza,”³² “infraestructura degradada” y un sistema de transmisión “deteriorado”.³³ Aquí resumimos la evidencia con relación a los

²⁹ Orden de Reestructuración, CEPR-AP-2016-0001, p. 5, ¶ 12.

³⁰ Véase Orden Estableciendo Tarifas Provisionales, CEPR-AP-2015-0001.

³¹ Ley 82-2010, conocida como la Ley de Política Pública de Diversificación Energética por Medio de la Energía Renovable Sostenible y Alterna en Puerto Rico, según enmendada.

³² Ex. 3.0 de la Autoridad, pp. 211-213 (Sra. Miranda).

³³ Ex. 1.0 de la Autoridad, pp. 80 a la 84 (Dr. Quintana).

apagones y las interrupciones, el incumplimiento de la Autoridad con los estándares MATS,³⁴ los costos resultantes y los factores que contribuyen a estos problemas, y las soluciones de la Comisión según expuestas en el Plan Integrado de Recursos Modificado.

A. Interrupciones de servicio eléctrico a los clientes y apagones en las plantas

1. Medidas clave

23. Las empresas de servicio público acostumbran medir la confiabilidad del sistema mediante el uso de las medidas estándares de confiabilidad de SAIFI, SAIDI y CAIDI.

24. El SAIFI es el Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema [*System Average Interruption Frequency Index*] y mide la cantidad promedio de veces que un cliente experimenta una interrupción de servicio durante el periodo de tiempo para el cual se informa. Se calcula como una fracción: los clientes que han tenido interrupciones durante un periodo de tiempo dividido entre la cantidad de clientes que recibieron servicio durante ese mismo periodo. Un SAIFI de 0.33 para un año particular significa que una tercera parte de los clientes experimentaron una interrupción durante ese año.

25. El SAIDI es el Índice de la Duración Promedio de Interrupción del Sistema [*System Average Interruption Duration Index*] y mide la duración de la interrupción que el cliente promedio experimenta durante el periodo de tiempo para el cual se informa. También se calcula como una fracción: el total de minutos de interrupción a los clientes para un periodo dividido entre la cantidad de clientes que recibieron servicio. Un SAIDI de 50 para un año dado significa que el cliente promedio experimentó 50 minutos de interrupción de servicio durante ese año.

26. El CAIDI es el Índice de la Duración Promedio de Interrupción para el Cliente [*Customer Average Interruption Duration Index*] y mide el tiempo promedio que se requiere para restaurar el servicio o, lo que sería más preciso, el tiempo de interrupción que tiene que soportar el cliente promedio cuando experimenta un apagón. Es similar al SAIDI, excepto que el denominador es la cantidad de clientes que tuvieron una interrupción en lugar de la cantidad total de clientes. Por lo tanto, la fracción es la cantidad total de minutos de interrupción del cliente durante un periodo de tiempo entre la cantidad de clientes cuyo servicio fue interrumpido. Un CAIDI de 20 minutos para un mes particular significa que cualquier cliente que experimentó una interrupción durante ese mes estuvo sin servicio por 20 minutos.

³⁴ Estándares Nacionales de Emisiones para Contaminantes Peligrosos del Aire o *National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants* (conocido como el Estándares de Mercurio y Tóxicos de Aire o MATS, por sus siglas en inglés).

2. La confiabilidad de la Autoridad: el no alcanzar las metas que ella misma se trazó

27. La meta actual de la Autoridad para el SAIFI es de 0.33 interrupciones por cliente conectado por mes. En promedio, los clientes de la Autoridad experimentan al menos una interrupción de cinco minutos cada mes, esto es un SAIFI de 11.61 por año, lo que es doce veces el promedio de un cliente estadounidense. La meta de la Autoridad para el SAIDI es de 48 minutos por cliente conectado por mes, lo que serían unas diez horas de interrupción de servicio por año. En los últimos meses, el SAIDI real de la Autoridad se ha acercado más a las 16 horas por año.³⁵

28. Estos niveles exceden los de las demás empresas de servicio público. En el 2012, el SAIDI nacional anual midió unas 3.33 por año, incluidos los eventos atmosféricos. La meta de la Autoridad — que excluye los eventos atmosféricos — es de unas 10 horas por año, lo que estaría por encima del 75^{to} percentil de las empresas de servicio público.³⁶

29. Aun con estas metas poco ambiciosas, desde enero de 2013, la Autoridad ha excedido el límite de sus objetivos durante el 64 por ciento de los meses en cuanto al SAIDI, 51 por ciento para SAIFI, y 68 por ciento para el CAIDI.³⁷ Los doctores Fisher y Horowitz, consultores de la Comisión, hallaron que la duración de las interrupciones ha ido en aumento. El CAIDI ha aumentado de aproximadamente 140 minutos por mes en enero de 2013 a aproximadamente 180 minutos por mes en julio de 2016.

30. Si cambiamos el enfoque de los clientes hacia las plantas generatrices, el cuadro tampoco mejora. El “factor de interrupciones forzadas” (la probabilidad de que una unidad no estará disponible para proveer servicio) promedió 6.87% entre el 2010 y mediados del 2015; sin embargo, terminó dicho periodo en un pico histórico de 27%.³⁸ Desde finales de 2015, han ocurrido apagones crónicos en las plantas de Aguirre, Palo Seco y San Juan.

³⁵ Informe Fisher-Horowitz, pp. 34-35.

³⁶ Larsen, P.H., K.H. LaCommare, J.H. Eto, y J.L. Sweeney. *Assessing Changes in the Reliability of the U.S. Electric Power System*. Lawrence Berkeley National Laboratory, p. 9. Agosto 2015. Accedido por última vez el 9 de enero de 2017, https://emp.lbl.gov/sites/all/files/lbnl-188741_0.pdf. Provisto como Exhibit por Fisher y Horowitz, Exhibit 03.

³⁷ CEPR-MC-01-011(b)(i)-(iii), p. 2. Decimocuarto Requerimiento de Información de la Comisión (30 de septiembre de 2016).

³⁸ CEPR-JF-01-16 Anejo 01. *Forced Outage ("FO") Analysis: Business Case*, p. 3. Versión pública. Sexto Requerimiento de Información de la Comisión (29 de julio de 2016).

B. El costo de las interrupciones y los apagones

31. Los apagones provocan costos, tanto a corto como a largo plazo. A corto plazo, la Autoridad se ve obligada a emplear unidades de respaldo a base de diésel de menor eficiencia para reemplazar las plantas que no están funcionando. En los años FY2015 y FY2016, la Autoridad duplicó su uso de turbinas de generación distribuida y triplicó su uso de la planta de ciclo combinado (CC) a base de diésel de Aguirre.³⁹ Y para asegurar la confiabilidad de cara a los apagones impredecibles, la Autoridad se ve obligada colocar más plantas en “reserva en rotación” para evitar las interrupciones en el servicio de los clientes.⁴⁰ A la larga, las interrupciones forzadas de la Autoridad requieren que esta mueva sus fondos hacia la restauración del sistema, lo que los aleja de las mejoras fundamentales.

C. Factores que contribuyen al problema

32. Los problemas de interrupción de la Autoridad tienen tres fuentes: el mantenimiento diferido, la reducción en los desembolsos de capital y una carencia de personal experimentado.

1. Mantenimiento diferido

33. Las plantas necesitan mantenimiento y reparaciones regulares. La Autoridad atribuye las interrupciones de servicio eléctrico a la práctica de retrasar el mantenimiento y las reparaciones, junto con las limitaciones presupuestarias que llevan al aplazamiento y la evitación de las inspecciones, el mantenimiento y las reparaciones que son necesarias.⁴¹ La Autoridad también ha retrasado la inversión en reparaciones mayores en Aguirre a favor de esperar por la conversión a gas natural que acompañaría el Terminal Marítimo de Gas Natural Licuado de Aguirre— el cual, por su parte, también está atrasado (según discutiremos más adelante en la Parte Dos-II.C.3).⁴² Y de acuerdo con el Informe de los Ingenieros Consultores de 2013, la Autoridad adoptó la política de evitar el pago de horas extra para las interrupciones programadas— una decisión que ha extendido la duración de las interrupciones y reducido la disponibilidad de las plantas.⁴³

34. En la medida que las piezas fallan, se reduce la disponibilidad de las unidades. El no invertir en mantenimiento produce aumentos en las interrupciones. Los doctores

³⁹ CEPR-AH-03-07 Anejo 01, p. 5. Séptimo Requerimiento de Información de la Comisión (12 de agosto de 2016).

⁴⁰ Ex. 3.0 de la Autoridad, líneas 367-71.

⁴¹ Informe Fisher-Horowitz, p. 29.

⁴² *Id.*

⁴³ Informe anual de URS, junio de 2013, p. 57.

Fisher y Horowitz hallaron que la disponibilidad de las unidades generatrices de la Autoridad ha mermado en conjunto con los desembolsos en Operaciones y Mantenimiento. El problema no se limita al sistema generatriz:

[D]ebido al capital limitado, las inversiones en transmisión fueron seleccionadas primordialmente a base del impacto inmediato en la confiabilidad del sistema en caso de que no se realizara inversión en esta. Así, la Autoridad invirtió en proyectos de transmisión que ayudaron a aliviar o mitigar los problemas de congestión operacional, las sobrecargas del sistema y los problemas de regulación de voltaje a nivel de transmisión y subtransmisión. En una situación donde existen restricciones de capital considerables, tales inversiones son las más urgentes y el no hacerlas tiene las consecuencias potenciales más inmediatas e inevitables.⁴⁴

Por su parte, la Autoridad explica que:

[E]l deterioro físico estructural/mecánico y eléctrico de los componentes críticos de las líneas de transmisión y subtransmisión han ocasionado directamente apagones significativos en la red eléctrica e interrupciones de servicio. El acceso físico necesario para reparar o reemplazar las estructuras es sumamente difícil, lo que significa, por consiguiente, que además de las interrupciones de servicio prolongadas, el sistema se expone al posible riesgo de múltiples contingencias y apagones en cadena.⁴⁵

2. Disponibilidad y experiencia del personal

35. Las interrupciones forzadas se deben en parte a que “la mano de obra diestra ha abandonado los roles operacionales y no ha sido reemplazada”.⁴⁶ Ha habido una “pérdida de una cantidad significativa de personal experimentado” que han sido reemplazados por “empleados nuevos que no tienen el peritaje y la experiencia que se requiere”.⁴⁷ Además, “los asesores técnicos no siempre están familiarizados con la tecnología [como por ejemplo serían] los bobinados del estator en Aguirre, el asunto de los controles de las turbinas en Costa Sur y los problemas de vibración en San Juan.”.⁴⁸ Particularmente en lo que respecta a

⁴⁴ CEPR-JF-01-01(a), p. 3. Sexto Requerimiento de Información de la Comisión (29 de julio de 2016). Traducción suplida.

⁴⁵ CEPR-AH-02-01(d). Sexto Requerimiento de Información de la Comisión (29 de julio de 2016). Traducción suplida.

⁴⁶ Ex. 3.0 de la Autoridad, líneas 367-368. Traducción suplida.

⁴⁷ CEPR-JF-01-16 Attach 01., p. 6. Sexto Requerimiento de Información de la Comisión (29 de julio de 2016). Traducción suplida.

⁴⁸ *Id.*, p. 7. Traducción suplida.

la distribución, la Autoridad ha enfrentado una reducción de un 22% de su personal desde el 2014. Como consecuencia, el personal de construcción ha sido alejado del mantenimiento preventivo y dirigido hacia un mantenimiento reactivo.⁴⁹ La escasez de fondos dificulta el que se lleve a cabo un programa de mantenimiento preventivo debidamente planificado.⁵⁰

3. Inversiones de capital en descenso

36. El Dr. Quintana, Director Ejecutivo de la Autoridad, expresó claramente que: “Los ingresos insuficientes han llevado a la degradación de la infraestructura de la Autoridad”.⁵¹ Añadió que: “[L]os gastos de inversión de capital históricamente bajos han conducido a que haya más de dos veces la cantidad de interrupciones forzadas que el estándar de la industria en los EE.UU”.⁵² Considere las siguientes expresiones del Director de Transmisión y Distribución de la Autoridad:

El hecho de que hemos tenido limitaciones de capital y no hemos podido reemplazar y construir muchas de nuestras líneas de transmisión es un problema. El hecho es que enfrentamos un nivel elevado de deterioro en el sistema. Para que tenga una idea, en los primeros 110 días de este año fiscal, hemos tenido 38 interrupciones en líneas de transmisión importantes. Y cuando digo 38, queremos decir que en todas esas interrupciones teníamos un alto riesgo de conductores en el suelo. Ese es el tipo de situación que enfrentamos ahora mismo.⁵³

D. Problemas de la Autoridad para cumplir con los MATS

37. En el 2012, la Agencia para la Protección Ambiental de los EE.UU. (“EPA”, por sus siglas en inglés) promulgó los Estándares Nacionales para la Emisión de Contaminantes Peligrosos al Aire (también conocido como el Estándar de Mercurio y Tóxicos de Aire o “MATS”, por sus siglas en inglés).⁵⁴ Esta regla restringe las emisiones de mercurio de las plantas generatrices a base de combustible sólido y destilados de petróleo. Esta requiere que las plantas a base de carbón y destilados de petróleo que no estén sujetas a controles, o que

⁴⁹ CEPR-RS-03-03, p. 9. Sexto Requerimiento de Información de la Comisión (29 de julio de 2016).

⁵⁰ *Id.*

⁵¹ Ex. 1.0 de la Autoridad, p. 4. Traducción suplida.

⁵² *Id.*, pp. 313-315. Traducción suplida.

⁵³ Grabación de la llamada en conferencia técnica de 20 de octubre de 2016, en el minuto 2:50, sobre el Caso Núm. CEPR-AP-2015-0001. Traducción suplida.

⁵⁴ Véase, de manera general, <https://www.epa.gov/mats>.

tengan controles inadecuados, instalen y operen controles ambientales (o que actualicen los controles existentes) en o antes de abril de 2015 (fecha que fue prorrogada a abril de 2017 para ciertas plantas exentas debido a necesidades de confiabilidad). Las violaciones conllevan multas.

38. La flota generatriz de la Autoridad es vulnerable. Catorce de sus unidades, las cuales componen unos 2,900 MW de capacidad a base de petróleo (más de la mitad de la capacidad nominal de la Autoridad), están sujetas a los MATS. Para estas unidades, la Autoridad espera evitar la imposición de multas mediante la invocación de dos exenciones.

39. La primera exención se llama “uso limitado”. Las unidades que operen por debajo de un ocho por ciento de su factor de capacidad pueden ser designadas como de “uso limitado”.⁵⁵ Estas unidades funcionan mayormente ya sea como respaldos o para manejar los picos,⁵⁶ lo cual limita sus emisiones. En el procedimiento del PIR, la Autoridad reveló sus planes de designar ocho unidades de vapor como de “uso limitado” a partir de abril de 2015. Debido a apagones en otras plantas, durante el año pasado, la Autoridad usó estas unidades de vapor más de lo que permite la designación de “uso limitado”.⁵⁷

40. La segunda exención es para las turbinas de combustión (“CT”) estacionarias de ciclo simple y de ciclo combinado (“CC”).⁵⁸

41. Para lograr el cumplimiento de lo que resta de su flota generatriz (es decir, las porciones que no son unidades de uso limitado, CC ni CT), la Autoridad tiene tres opciones: instalar controles en las chimeneas para limitar las emisiones, encontrar una manera de llevar gas natural a esas unidades o retirar las unidades. A principios de 2011, la Autoridad diseñó un plan de cumplimiento con los MATS que giraba en torno a la construcción del Terminal Marítimo de Gas Natural Licuado de Aguirre (“AOGP”), un terminal de gas en las aguas cercanas a la costa de Salinas que alimentaría las unidades de vapor y de ciclo combinado en Aguirre. Con este plan, la Autoridad habría de convertir su planta generatriz más grande a gas natural, luego expandiría sus instalaciones en Aguirre y, de esa manera, permitiría el retiro de gran parte del remanente de la flota. El plan dependía de las siguientes presunciones: (a) que el AOGP sería construido a tiempo; (b) que la Autoridad podría

⁵⁵ El factor de capacidad de una unidad es una fracción. El numerador es su rendimiento real durante un periodo específico de tiempo. El denominador es el rendimiento que ocurriría si la unidad operase de manera continua a su completa capacidad nominal en la placa (*full nameplate capacity*) durante ese mismo periodo de tiempo.

⁵⁶ Se procura operar una unidad de respaldo (*backup unit*) cuando las demás unidades fallan. Una unidad *peaker* se utiliza en momentos pico del sistema, es decir, momentos de demanda total muy alta en el sistema.

⁵⁷ Ex. 3.0 de la Autoridad, líneas 324-331.

⁵⁸ 77 Fed. Reg. 9309.

mantener sus unidades de “uso limitado” por debajo del ocho por ciento de su factor de capacidad; y (c) que la EPA permitiría que la Autoridad pudiera conservar algunas unidades que no cumplieran con los MATS hasta tanto las instalaciones en Aguirre fueran expandidas.⁵⁹

42. Según detallamos en la Parte Dos-III.C.3, el AOGP no está encaminado. La fecha estimada para su puesta en servicio se ha movido del 2014 al 2018. La Orden del PIR de esta Comisión (que se discutimos en el inciso III.E a continuación) ha limitado los desembolsos asociados al AOGP, en espera de un análisis económico cabal y confiable.

43. Mientras tanto, las alternativas de cumplimiento de la Autoridad se reducen. Al día de hoy, la Autoridad incumple en las mismas unidades para las cuales incumplía en el 2011. Bajo los calendarios actuales, no será posible lograr el cumplimiento en Aguirre hasta finales del 2018, como pronto. Con los atrasos en el AOGP, el cumplimiento general del sistema bajo los planes actuales de la Autoridad podría tomar hasta el 2022 o más.⁶⁰

E. El Plan Integrado de Recursos Modificado Aprobado

44. Con anterioridad a la Ley 57-2014, la planificación a largo plazo de la Autoridad estuvo distorsionada por las consideraciones políticas, lo cual resultó en cambios de dirección costosos y retrasos e interrupciones de proyectos de infraestructura necesarios. La falta de una planificación a largo plazo que sea efectiva condujo a que la Autoridad atrasara las inversiones en el mantenimiento y las mejoras de su infraestructura anticuada y a que gastara los fondos de tanto los clientes como los inversionistas en proyectos —algunos de los cuales fueron cancelados luego de comienzos costosos— que carecían de los análisis de viabilidad económica y operacional adecuados.⁶¹

45. Para atender este problema, la Ley 57-2014 requiere que la Autoridad proponga y que la Comisión apruebe, un plan integrado de recursos (“PIR”). Un PIR es una hoja de ruta para proveer un servicio eléctrico confiable, al menor costo, a tarifas que sean justas y razonables. Mediante la utilización de un horizonte de tiempo de 20 años, el PIR identifica la mezcla de combustibles, las inversiones de capital y los gastos de mantenimiento que son necesarios para asegurar la operación segura y confiable del sistema de la Autoridad, a la vez que descarta los proyectos que sean innecesarios y malgasten los recursos.

⁵⁹ Informe Fisher-Horowitz, p. 38.

⁶⁰ *Id.*, p. 39.

⁶¹ Véase, *p. ej.*, Ex. 2.0 de la Autoridad, p. 5 (Testimonio directo de Lisa Donahue, en referencia a la “influencia de consideraciones políticas que han afectado negativamente la habilidad de la Autoridad de tomar decisiones estratégicas y administrativas a largo plazo” [traducción suplida]).

46. Conforme su facultad bajo la Ley 57-2014, el 26 de septiembre de 2016,⁶² la Comisión emitió su Resolución Final y Orden sobre el PIR de la Autoridad. Dicha Resolución y Orden aprobó un “PIR Modificado”. El PIR Modificado estableció el camino para el reemplazo de las plantas antiguas y costosas con unidades generatrices más eficientes, recursos renovables, eficiencia energética y programas de respuesta a la demanda y tecnologías de generación distribuida.⁶³ El PIR Modificado provee para la modernización del sector energético de Puerto Rico al ir dejando atrás la generación mediante combustible fósil anacrónica en favor de alternativas que sean costo-efectivas y reflejen conciencia del medio ambiente.

IV. Las limitaciones prácticas al ritmo de las mejoras

A. La cultura de la Autoridad

47. Por primera vez desde que fue creada en el 1941, la Autoridad debe responder ante un regulador independiente, profesional, que se basa en hechos. Mediante la creación de esta Comisión, la Legislatura tenía la intención de usar nuestros poderes en ley para transformar la Autoridad en una empresa de servicio público moderna, eficiente, que responde a las necesidades de sus clientes. Esta transformación tomará tiempo. La Autoridad no se volverá más eficiente por la mera existencia de esta orden tarifaria. Quedan varios pasos por tomar —de infraestructura, operacionales, administrativos, económicos y físicos— antes de que los clientes logren ver y sentir resultados positivos y medibles. Las inversiones para mejorar la confiabilidad, reducir la dependencia de los combustibles fósiles y acomodar la energía renovable tomarán años. Así como costear la educación de nuestros hijos nos impone costos hoy, pero nos provee beneficios para toda la vida, así también el pagar tarifas de energía eléctrica apropiadas hoy promete redundar en mejoras para nuestro futuro. Es justamente para hacer realidad esa promesa que la Comisión insistirá —como lo hace a lo largo de esta Orden— en que los desembolsos de la Autoridad estén sujetos a no solo el rigor presupuestario, sino también a responder por su desempeño.

48. La transformación de la Autoridad requerirá un compromiso profundo no solo de los bonistas y clientes, sino también de la Junta de la Autoridad, sus ejecutivos, gerentes, empleados y uniones. El reemplazo de gerentes cada cuatrienio cada vez que haya una nueva administración política, la presión política por parte de los oficiales electos por evitar los aumentos tarifarios que son necesarios, la incapacidad de las agencias de gobierno de pagar sus cuentas a tiempo, la iniciación y terminación tan irresponsable de costosos proyectos de capital, los elevados niveles de hurto de electricidad, las reglas laborales que impiden el uso eficiente de los empleados bien remunerados, la contabilidad inadecuada y los

⁶² La Resolución Final y Orden fue emitida el 23 de septiembre de 2016 y notificada y archivada por la Secretaría el 26 de septiembre de 2016.

⁶³ Resolución Final y Orden sobre el PIR, CEPR-AP-2015-0002, p. 11, ¶ 30.

procedimientos administrativos anticuados,⁶⁴ los esquemas de compensación que impiden el que la Autoridad reclute y retenga personal capacitado y experimentado ⁶⁵—todo esto tiene que terminar, a ser reemplazado por un compromiso universal para con el bienestar del Estado Libre Asociado de Puerto Rico. Esta Comisión se compromete a encarnar ese compromiso.

B. Las restricciones e intenciones de la Comisión

49. La Autoridad no ha revisado su requisito de ingreso base ni sus diseños tarifarios desde principios del 1989.⁶⁶ Las tarifas de la Autoridad, por tanto, reflejan una estructura de costos obsoleta que guarda poca relación con los gastos reales de la Autoridad y con su necesidad de ingresos. No sorprende que, al día de hoy, los archivos de costos y presupuestos de la Autoridad no se presten para la tarea tan compleja que tiene la Comisión de establecer tarifas que reflejen con precisión los costos y presupuestos.

50. En otras jurisdicciones, el fijar las tarifas de las empresas de servicio público es un procedimiento estándar, predecible y bien entendido que se basa en archivos de contabilidad que son estándar, predecibles y bien entendidos. En este primer caso tarifario, no hubo nada que fuera estándar, predecible y bien entendido. La Comisión tuvo que crear nuevos procedimientos y requisitos de presentación, mientras que la Autoridad tuvo que cumplir con esos procedimientos y requisitos de presentación mediante el uso de consultores externos quienes tuvieron que lidiar con los materiales de contabilidad, procedimientos presupuestarios y métodos de pronóstico insuficientes de la Autoridad. La Comisión no estaría siendo franca — en un contexto en el que la franqueza es necesaria — de sugerir que este primer caso tarifario, resuelto dentro de un término estatutario menor que los que existen en otras jurisdicciones, tuvo la bendición de contar con datos precisos. Como discutiremos en la Segunda (el requisito de ingreso para el FY2017), Tercera (distribución de ingreso y diseño tarifario) y Cuarta (métodos para fijar los requisitos de ingreso en el futuro) Parte, la ausencia de información de costos y presupuestos que fuera confiable fue un

⁶⁴ Discutiremos estos detalles en las Partes Dos-III y Dos-VI.

⁶⁵ La habilidad de la Autoridad de establecer esquemas de compensación modernos y efectivos, diseñados para recompensar la productividad y el desempeño, está limitada o prohibida por leyes y regulaciones gubernamentales. De acuerdo con el testimonio de la Autoridad en la vista técnica, esas limitaciones y prohibiciones han reducido la productividad general de la fuerza laboral de la Autoridad a niveles muy por debajo de los estándares de la industria; de hecho, a pérdidas de productividad superiores al 30%. También escuchamos testimonio de la Directora de Servicio al Cliente y del Director de Transmisión y Distribución, en torno a las dificultades en el manejo de personal.

⁶⁶ La excepción es los costos de combustible y de compra de energía. Dado que dichos costos cambian de tiempo en tiempo, éstos se recuperan de los abonados mediante cláusulas especiales de ajuste.

problema ineludible— pero uno que las diversas Directrices incluidas en esta Orden corregirán para el futuro.

51. Un problema claro al que se enfrenta la Comisión es su incapacidad de invalidar los costos imprudentes una vez han sido sufragados. No tenemos duda que las tarifas actuales de la Autoridad recuperan costos que reflejan el despilfarro y la imprudencia. De ser la Autoridad una empresa con fines de lucro de la propiedad de inversionistas, es decir, una empresa cuyos dueños sean accionistas privados en busca de lucro, la entidad reguladora tendría la facultad práctica y autoridad en ley para remover esos costos de las tarifas, de manera que fueran los accionistas quienes cargaran con ellos (por haber sido quienes contrataron a los ejecutivos que cometieron los errores) en lugar de los clientes. Tal invalidación de costos imprudentes es una práctica estándar en la regulación de las empresas de servicio público de la propiedad de inversionistas; de hecho, es la amenaza de dicha invalidación la que induce las empresas a evitar sufragar costos imprudentes.

52. Pero la Autoridad no es una empresa con fines de lucro propiedad de inversionistas. Como corporación pública y organismo del Estado Libre Asociado de Puerto Rico, no cuenta con accionistas que puedan absorber sus costos irrazonables. Todos los costos de la Autoridad deberán ser pagados por sus clientes, incluidos los costos ya sufragados o gastados, independientemente de su prudencia o razonabilidad. La Comisión no puede recalcar más su pesar por haber tenido que redactar la oración anterior.

53. Pero ese pesar es nuestro motivo. Si bien la Comisión no puede impedir la imprudencia del pasado, usará todas sus facultades para precaver la imprudencia en el futuro. Lo hará de varias maneras. Primero, en esta Orden (particularmente en la Cuarta Parte), la Comisión deja claro que los desembolsos futuros deberán cumplir con los presupuestos, que los presupuestos deberán ser aprobados por la Comisión y que la Autoridad no podrá desembolsar en exceso de sus presupuestos. Segundo, si bien la Comisión no puede revertir los costos del pasado, sí puede exponer las acciones imprudentes del pasado para determinar en qué áreas la Autoridad debe mejorar. Así hará en el procedimiento de desempeño⁶⁷ que se avecina. Esa investigación habrá de (a) establecer estándares y métricas para el mejoramiento y la excelencia; (b) establecer las consecuencias para la Autoridad y sus ejecutivos, gerentes y empleados, de la Autoridad incumplir dichos estándares y métricas; (c) determinar, mediante una investigación efectuada por un tercero, la capacidad de la Autoridad de alcanzar los estándares y métricas; e (d) identificar y prescribir las acciones que la Comisión y la Autoridad deberán tomar para asegurar que la Autoridad desarrolle esa capacidad.

⁶⁷ In Re: Aviso de Investigación para Identificar Oportunidades para Mejorar el Desempeño de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, emitido el 16 de noviembre de 2016; Caso Núm. CEPR-IN-2016-0002 ("El objetivo de la Comisión a largo plazo es transformar la industria eléctrica de la isla de manera que sea comparable con las utilidades eléctricas más eficientes y más exitosas de otras jurisdicciones - no solamente bajo los estándares de hoy en día, sino también bajo los estándares de la industria eléctrica según continúe su evolución y progreso.").

54. En esta discusión de las limitaciones e intenciones de la Comisión queda una pregunta clave: En lo que respecta a los costos prospectivos (en contraposición a los costos ya sufragados) que quedan dentro del requisito de ingreso que hemos aprobado para el FY2017, ¿de qué manera puede la Comisión asegurar su razonabilidad? Y, ¿lo ha logrado en esta instancia?

55. En este primer procedimiento tarifario, la Comisión se enfrentó a una realidad práctica: la combinación de la brevedad de los 180 días permitidos mediante estatuto para este procedimiento y la insuficiencia de contabilidad específica para cada proyecto por parte de la Autoridad (según detallamos en la Parte Dos) volvieron imposible el llevar a cabo una investigación de la prudencia de la Autoridad que fuera dólar a dólar. La Legislatura requiere que la Comisión use sus poderes para dirigir la Autoridad hacia un sistema eficiente a un costo justo y razonable.⁶⁸ Pero la Legislatura no pudo haber tenido la intención de que este resultado apareciera de la noche a la mañana, tampoco luego de un solo caso tarifario. Este caso tarifario es un paso en una transición, pero es solo un paso. Debe ser juzgado en términos del progreso que haga dada la información que tuvo a su disposición; no podrá ser juzgado en términos de la distancia que no se puede viajar de manera practicable. Ese juicio deberá tomar los siguientes cinco factores en cuenta:

1. La esencia del mensaje de los doctores Fisher y Horowitz, que se documentó de forma reiterada en su informe de 200 páginas y que detallamos en la Parte Dos, fue que el requisito de ingreso propuesto por la Autoridad era “muy bajo”; que durante varios años recientes, e incluido el FY2017, la Autoridad había impuesto topes presupuestarios artificiales en los gastos de operaciones, mantenimiento y de capital que su sistema físico necesita con urgencia. Como consecuencia, cada vez que hallaban un costo particular errado, por ejemplo, costos excesivos en la categoría de costos “administrativos y generales” (“A&G”) redujeron la asignación de dicha categoría y movieron los fondos a categorías más meritorias. En el caso del AOGP, recomendaron la remoción de la mayoría de los costos porque la Autoridad no había demostrado que esta opción era la opción del menor costo, y la Comisión aceptó su recomendación—según explicamos en la Parte Dos-III.C.3.d.
2. Cuando la escasa información disponible permitió que los doctores Fisher y Horowitz juzgaran la razonabilidad de algún gasto, lo hicieron, según explicamos en la Parte Dos. En dichas instancias, hallaron que los costos de la Autoridad no eran congruentes con los costos de una empresa de servicio público típica.
3. Como aclaramos en la Parte Cuatro, los desembolsos prospectivos de la Autoridad deberán ser limitados a las cifras presupuestarias que la Comisión haya aprobado de antemano. Este enfoque previene el que se sufraguen costos imprudentes que aún no han sido pagados (y que por tanto la Comisión puede invalidar, a diferencia de los ya sufragados, los cuales la Comisión no está capacitada para invalidar).

⁶⁸ Exposición de Motivos, Ley 57-2014.

4. Mediante las numerosas directrices respecto a los informes que se establecen en la Parte Dos y los procedimientos presupuestarios prospectivos que se establecen en la Parte Cuatro, tenemos los medios para identificar y precaver los costos imprudentes antes de que sean sufragados.

5. Ni un solo interventor identificó costo imprudente alguno. Algunos adujeron que la Autoridad debió haber ganado más concesiones de parte de los bonistas, pero según explicaremos en la Parte Dos-III.E, dicha pregunta queda más allá de nuestra jurisdicción.

56. A modo de resumen, la Comisión tuvo que usar su independencia y su peritaje para encontrar un balance razonable entre las metas de la estabilidad económica de la Autoridad, la necesidad desesperada del sistema de recibir mayor inversión y los efectos en cuanto a los abonados y las demás políticas pertinentes del Estado Libre Asociado de Puerto Rico. La Comisión no defirió a las presentaciones ni a las posiciones de la Autoridad. La Comisión, por su parte, contrató sus propios consultores. Ellos buscaron y analizaron información mediante cientos de requerimientos y varias conferencias técnicas detalladas. Luego presentaron cinco informes periciales que sumaban a casi 500 páginas de información analizada densamente, y luego comparecieron para ser examinados por cualquiera de las partes que así quisiera. La propia Comisión, con anterioridad a la redacción de esta Orden, revisó toda esa información y contrató un asesor que estuvo varias decenas de horas examinando bajo juramento todos los testigos periciales, incluida la alta gerencia de la Autoridad y los asesores clave. A base de esos esfuerzos, la Comisión ha modificado la solicitud de la Autoridad y determinado que el requisito de ingreso resultante y las tarifas asociadas son justas y razonables.

V. El efecto del aumento tarifario sobre Puerto Rico

57. Múltiples interventores plantearon preocupaciones respecto a la asequibilidad de cualquier aumento de tarifa. El argumento de mayor sofisticación lo expuso el doctor Cao en representación de ICSE-PR. Ofreció un análisis de regresión multifactorial para estimar el impacto económico que tendría sobre Puerto Rico el aumento tarifario de la Autoridad. Estimó que un aumento de 4.2 centavos/kWh en el precio de la electricidad tendría el efecto de reducir el PNB real de Puerto Rico por un 1.05%. A base de ese estimado de reducción en el PNB, el doctor Cao estimó una pérdida de unos 11,000 empleos, un aumento en la tasa de inflación y una reducción en la demanda de kWh de la Autoridad de aproximadamente 0.83%.

58. No disputamos la proposición de que los precios de energía eléctrica elevados pueden afectar negativamente una economía. De ser esa la única consideración, la Legislatura habría de requerir que la Autoridad proveyera electricidad de forma gratuita. No obstante, existen otras consideraciones. La primera es estatutaria. La Comisión debe fijar tarifas que sean suficientes como para que la Autoridad obtenga los fondos para proveer un servicio confiable. La segunda es práctica. Hasta tanto la Autoridad no recupere su salud

económica, no tendrá acceso al capital externo. Sin dicho acceso, Puerto Rico encara dos opciones: continuar obligando a los abonados actuales a pagar por los gastos de capital a largo plazo (como explicamos en la Parte Dos-II.B) o no hacer las inversiones que son necesarias para arreglar un sistema físicamente deteriorado y prepararlo para un futuro de energía renovable. La primera opción es dolorosa; la segunda opción es insostenible. Hacer que los abonados actuales paguen los gastos de capital a largo plazo por las largas vidas de los activos asociados es una de las razones que las tarifas deberán aumentar en el día de hoy. El aplazar las inversiones necesarias llevará a interrupciones más frecuentes y de mayor duración— eventos que no tienen menos probabilidad de disminuir la economía de Puerto Rico que un aumento de tarifa. Los argumentos en contra del aumento tarifario no atienden los efectos de que no haya un aumento de tarifa. La Comisión no puede cometer ese error.

59. Volviendo al análisis del doctor Cao: el señor Hill, consultor de la Comisión, señala que las variables incluidas en el modelo de regresión del doctor Cao (el crecimiento económico en los EE.UU., la tasa de interés preferencial, el precio promedio de electricidad y un factor que ajusta para la correlación en serie entre las variables de la regresión) no son las únicas que tienen peso.⁶⁹ El señor Hill hizo notar que cuando los precios de la Autoridad bajaron debido a la reducción en el precio del petróleo entre 2012 y 2016 (lo que causó que el precio de la electricidad de la Autoridad bajara mucho más que el aumento que supone el doctor Cao), no hubo aumento en el PNB, la tasa de empleo, ni en las ventas de kWh que fuera comparable a las reducciones que pronosticó el modelo del doctor Cao para un aumento de tarifa en el 2017.⁷⁰ Pero esa reducción tan drástica en el precio de la electricidad no produjo beneficios económicos. Según muestra la Tabla 5-1 del doctor Cao, el PNB de Puerto Rico en efecto se redujo entre el 2012 y el 2016 por entre uno 3.4% y 3.5%. A partir de estos datos, el señor Hill concluyó que el “modelo [del doctor Cao] no pronosticó con precisión los cambios en el crecimiento económico que en realidad ocurrieron”. El señor Hill concluyó, además, que: “Una correlación relativamente alta de las variables utilizadas en la regresión [...] no necesariamente implican causación, es decir, las variables escogidas no necesariamente son aquellas que determinan con precisión el valor de la variable dependiente (en este caso, el PNB de Puerto Rico)”. El señor Hill también hizo notar que el doctor Cao no tomó en cuenta los efectos en la economía de Puerto Rico de que continúe el deterioro de la planta física de la Autoridad o los efectos en la disposición de prestar por parte de los prestamistas en ausencia de un aumento de tarifa. El doctor Cao presumió de manera implícita que la calidad del servicio de la Autoridad y la disposición de los prestamistas no se verían afectadas por la ausencia de un aumento tarifario.

⁶⁹ Informe Hill, pp. 38-40. Ese pasaje es la base evidenciaria para el resto de este párrafo.

⁷⁰ La Tabla 5-1 del Dr. Cao muestra un precio de electricidad de 27.9 centavos/kWh en 2012 y de 17.95 centavos en 2016. Esa disminución es similar a la que demostró el testigo Previdi de ACONER. Dichos datos representan una reducción de entre 2 a 3 veces el aumento que el Dr. Caro usó en su modelo (4.2 centavos/kWh).

60. Si bien agradecemos la calidad de la contribución del doctor Cao a este procedimiento, debemos mirar el cuadro completo. Y ese cuadro incluye las consecuencias de que no haya un aumento tarifario. Esas consecuencias, según hemos determinado, son más perjudiciales para Puerto Rico que las consecuencias de un aumento tarifario. En resumen, los argumentos en contra del aumento tarifario hacen caso omiso a sus consecuencias. Sin tarifas más altas, la Autoridad será incapaz de hacer los pagos de sus deudas contractuales— aun cuando esos pagos han reducidos por los bonistas. Eso significa incumplimiento y demandas a corto plazo y una reducción en la confianza de los prestamistas a largo plazo. Como explicó el señor Hill:

La alternativa a permitir el aumento tarifario sería invitar el incumplimiento de la Autoridad. En ese supuesto, la Compañía estaría enfrascada en batallas legales con sus acreedores, carecería de liquidez para mantenimiento y es muy probable que el servicio de energía eléctrica sufriría de manera sustancial. [...] Si el costo para Puerto Rico de un sistema eléctrico poco confiable es mayor que el impacto de un aumento de tarifa — lo cual yo creo es una presunción razonable — un aumento de tarifa parecería ser la opción preferible.⁷¹

⁷¹ Informe Hill, p. 40. Traducción suplida.

PARTE DOS:

El requisito de ingreso para el FY2017

61. La primera tarea de la Comisión es establecer el “requisito de ingreso anual” de la Autoridad. Un requisito de ingreso anual es la cantidad total de dólares que una empresa de servicio público deberá recibir durante un año futuro específico (denominado “año tarifario”) para cubrir sus gastos razonables (por ejemplo, gastos de operación, impuestos y depreciación) y pagar el principal y el interés de la deuda que se debe ese año.

62. En esta Parte Dos comenzaremos por describir el requisito de ingreso propuesto por la Autoridad (Parte Dos-I). Luego atendemos dos dimensiones del marco analítico necesario para determinar el requisito de ingreso; específicamente, el “año de prueba” y la ecuación del requisito de ingreso (Parte Dos-II). Luego discutiremos los detalles del requisito de ingreso propuesto— gastos de operación, gastos de combustible y compra de energía, gastos de capital, contribución en lugar de impuestos, subsidios, costos de financiamiento e ingresos de otras fuentes (Parte Dos-III). Establecidos esos detalles, calcularemos el aumento de ingreso que se requiere para cubrir esos gastos (Parte Dos-IV). Entonces explicaremos cómo este aumento de ingreso será conciliado con el aumento de tarifa provisional que entró en vigor en agosto de 2016 (Parte Dos-V). Por último, identificaremos las mejoras necesarias en los informes financieros de la Autoridad para aumentar nuestra habilidad de evaluar los costos de la Autoridad (Parte Dos-VI).

I. La propuesta de la Autoridad

63. Originalmente, la Autoridad propuso un requisito de ingreso total para el FY2017 de \$3,501 millones, según surge del Anejo 1. Estos \$3,462 millones constan de un requisito de ingreso de tarifa base de \$2,998 millones, más el Cargo de Transición de \$503 millones a ser recaudados por la Corporación para la Revitalización de la Autoridad (“CRAEE”).⁷² Puesto que las cantidades recuperadas mediante el Cargo de Transición quedan más allá del ámbito de este procedimiento, aquí atenderemos solo los \$2,998 millones.⁷³

⁷² La cantidad del Cargo de Transición incluye \$394 millones por el servicio de la deuda para la titulización y \$109 millones por concepto de recaudos en bruto (*gross-up*) por el atraso en los cobros y los ingresos incobrables. Estos ítems fueron detallados en la Orden de Reestructuración de la Comisión, emitida el 21 de junio de 2016 en el Caso Núm. CEPR-AP-2016-0001.

⁷³ La Autoridad originalmente propuso un requisito de ingreso para el FY2017 de \$3,462 millones, según se desprende del Schedule A-1 REV de la Autoridad. Esta cantidad se compone de un requisito de ingreso producto del cargo base de \$2,958 millones más \$503 millones por el Cargo de Transición que será cobrado por la CRAEE. Sin embargo, este requisito total de ingresos no incluía los Otros Ingresos de la Autoridad de \$38,925,000. Por lo tanto, el requisito total de ingresos de la Autoridad, según propuesto originalmente por ésta, es de \$3,501,119,000 (\$3,462,194,000 + \$38,925,000). Este resultado se demuestra en la Columna A del Anejo 1.

64. La solicitud original de la Autoridad incluyó, para el FY2017, una “deficiencia” (el exceso de los ingresos propuestos sobre las cantidades que serían recaudadas a las tarifas actuales de la Autoridad) de aproximadamente \$222 millones. En sus presentaciones de impugnación (Exs. de la Autoridad 23.0 y 23.1), la Autoridad redujo su deficiencia propuesta de \$222 millones a unos \$178 millones. La reducción de \$44 millones fue el resultado de los siguientes cambios:

1. La remoción de \$37 millones, asociados con haber contado los subsidios dos veces. El error de haber contado dicha cifra dos veces ocurrió cuando los consultores de la Autoridad incluyeron esa cantidad dos veces: primero como un gasto directo bajo “subsidios” y otra vez como un aumento en el requisito de ingreso para compensar por la reducción de los ingresos provenientes de grupos de clientes con subsidios.⁷⁴
2. El haber hecho ajustes en cantidades iguales que se cancelan entre sí en el Gasto de Combustible y Compra de Energía y en el Ingreso de Ajuste para Combustible y Compra de Energía de \$182.4 millones para la “remoción del 11% de recaudo en bruto [*gross up*].”
3. La reducción del Gasto por Deudas Incobrables en unos \$6.5 millones, a base de la cantidad reducida del Requisito de Ingreso relacionado a las revisiones descritas en los incisos (1) y (2).

II. El marco del requisito de ingreso: Año de prueba y ecuación

A. El año de prueba

65. En la fijación de tarifas de empresas de servicio público, un “año de prueba” es un periodo anterior de 12 meses del cual se utilizan los costos reales como la base para pronosticar los costos durante el “año tarifario”. El “año tarifario” corresponde al primer periodo de 12 meses durante el cual estarán en vigor las nuevas tarifas. En este primer procedimiento tarifario, el año tarifario es el FY2017: del 1 de julio de 2016 al 30 de junio de 2017. Para que los pronósticos sean lo más preciso posible, un año de prueba debería reflejar, de la mejor manera posible, las condiciones que la empresa enfrentará en términos de costos y ventas durante el año tarifario.

⁷⁴ Los ítems que fueron doblemente contabilizados fueron \$524,933 por la Tarifa de Servicio Agrícola General; \$16,438,851 por los Subsidios a Consumidores de Bajos Ingresos (RH3, LRS); y \$20,076,641 por la Tarifa Fija para Vivienda Pública (Tarifa RFR). Véanse Anejo 3, página 4 y Anejo 4, página 2 de 2.

66. Los consultores de la Autoridad utilizaron el FY2014 como año de prueba porque eran los 12 meses más recientes para los cuales se encontraba disponible información auditada. Luego ajustaron esos datos de múltiples maneras para considerar los siguientes factores, entre otros: el Acuerdo de Apoyo a la Reestructuración (“RSA”, por sus siglas en inglés) entre la Autoridad y ciertos bonistas (es el acuerdo que afecta cuáles préstamos serán pagados mediante el Cargo de Transición en lugar del requisito de ingreso normal), los esfuerzos de reestructuración internos de la Autoridad (los cuales, según la Autoridad, producen reducciones en los costos relativo a los costos del FY2014), los presupuestos de la Autoridad para los años FY2015 y FY2016, los desembolsos reales para esos dos años y los desembolsos reales para principios del FY2017.

67. Puesto que tantos factores posteriores al FY2014 tuvieron efecto sobre los costos del año de prueba FY2014, no le queda claro a la Comisión qué papel jugaron los datos del FY2014 en el establecimiento del requisito de ingreso propuesto por la Autoridad para el FY2017. Los consultores de la Comisión, Smith y Dady, observaron que los datos del FY2014 eran “obsoletos” y “poco representativos” de los costos que subyacen un requisito de ingreso para el FY2017:

[P]rácticamente cada entrada de los resultados de las operaciones de la Autoridad para el FY2014 ha sido reemplazada por (o ajustada significativamente para reflejar) los resultados pronosticados por la Autoridad para el FY2017. [...] En otras palabras, aparte de haber utilizado los datos del FY2014 para establecer su requisito de ingreso en la medida en que refleja las categorías de su cálculo (por ejemplo, los Gastos de Operación de Relacionados a la Mano de Obra y los No Relacionados a la Mano de Obra, el Gasto de Deudas Incobrables, el Servicio de la Deuda, Gastos de Capital [*CapEx*], etc.) los datos auditados para el FY2014 guardan poca relación con lo que la Autoridad solicita mediante su presentación para el FY2017. En esencia, la Autoridad ha sustituido sus presupuestos y proyecciones para el FY2017 con los resultados de operaciones auditados del FY2014, y utiliza sus proyecciones del FY2017 como base para el requisito de ingreso que propone.⁷⁵

68. En ausencia de datos auditados actualizados, Smith y Dady se apoyaron en la siguiente información para evaluar el requisito de ingreso propuesto por la Autoridad:

1. Los resultados de operación de la Autoridad, sin auditar, para los doce meses que finalizaron el 30 de junio de 2016, según surge del Informe Mensual de la Autoridad a la Junta de Gobierno de junio de 2016.
2. El presupuesto aprobado por la Autoridad para el FY2017.

⁷⁵ Informe Smith-Dady, p. 9. Énfasis suplido, citación omitida.

3. El plan de negocio de la Autoridad (mayo de 2016) y los materiales relacionados sobre los esfuerzos de la Autoridad por crear ahorros en los costos.

69. Dadas las lagunas de varios años entre los resultados auditados del FY2014 y el año tarifario FY2017 — el cual, a su vez, está a medio concluir — este mejunje de datos era inevitable. Para los procedimientos tarifarios en el futuro, el año de prueba de la Autoridad deberá ser el año fiscal más reciente, ajustado para reflejar los cambios conocidos y medibles de ese año.

B. La ecuación del requisito de ingreso

1. Opciones para la ecuación

70. Una ecuación de requisito de ingreso calcula la cantidad de dólares que una empresa de servicio público necesita en un año para cubrir los gastos requeridos para servir sus clientes a un costo razonable. Para una empresa típica, propiedad de accionistas privados, la ecuación es como sigue:

$$\text{Requisito de ingreso anual} = \text{gastos} + \text{costo del capital}$$

donde los gastos incluyen los costos de operaciones y mantenimiento (por ejemplo, mano de obra y combustible), impuestos y depreciación; y el costo de capital incluye (a) el pago de intereses a los prestamistas, más (b) las ganancias sobre el patrimonio neto de los accionistas (este último se define como la ganancia sobre el patrimonio neto, según autorizada por la Comisión, multiplicado por el patrimonio neto total). En el contexto de una empresa con accionistas privados, esta ecuación (la cual refleja capital de tanto prestamistas como accionistas) a menudo se denomina el modelo de “base tarifaria/tasa de ganancia” porque los gastos de capital se convierten en la base tarifaria sobre la cual los inversionistas que financian dichos gastos obtienen sus ganancias.

71. La Autoridad no tiene accionistas privados; su propietario es el gobierno (tales empresas a menudo se denominan empresas “de servicio eléctrico públicas”, para distinguirlas de las empresas “propiedad de los inversionistas”). Por lo tanto, “el costo del capital” en la ecuación anterior consiste solo en el principal y el interés sobre la deuda existente de la Autoridad.

72. Para una empresa de servicio económicamente estable, el resumen anterior bastaría. Pero la condición económica de la Autoridad no es estable. La Comisión, por lo tanto, deberá hacer ajustes a la ecuación, específicamente en cuanto a los gastos de capital.

73. Los gastos de capital producen plantas y equipo que duran muchos años. Proveen beneficios a los clientes durante ese periodo de tiempo. En situaciones normales, por ejemplo, cuando una empresa es económicamente estable, la empresa financia sus gastos a largo plazo con deuda a largo plazo, recaudada de inversionistas privados en los mercados de capital. El monopolio que tiene la empresa sobre sus clientes significa que es una

inversión de relativamente bajo riesgo. Cuando el riesgo de una inversión es bajo, el interés que los prestamistas requieren para otorgar un préstamo también es bajo.⁷⁶ La empresa, entonces, paga la deuda, año tras año, durante el término del préstamo. Para poder tener los fondos necesarios para efectuar esos pagos del préstamo, la empresa fija sus tarifas para que cada año pueda recuperar de sus abonados la cantidad que paga a sus prestamistas en un año dado. De esta manera, existe sincronía de cuatro elementos: la vida de los activos financiados mediante los préstamos, el pago a los prestamistas, los cargos a los abonados y los beneficios que de esos activos reciben los abonados.

74. La Autoridad no se encuentra en una situación normal. Durante este año, la Autoridad deberá hacer gastos de capital que benefician a los abonados en los años venideros. Sin embargo, debido a su condición económica debilitada, los prestamistas no están dispuestos a otorgar préstamos a largo plazo. Por lo tanto, la única fuente de fondos para los gastos de capital a largo plazo son los clientes actuales. Esta realidad produce varias opciones para el cálculo del requisito de ingreso de la Autoridad para el FY2017.

75. El panel para el requisito de ingreso de la Autoridad (Pampush, Porter y Stathos) discutió tres posibles ecuaciones (en ocasiones denominadas “modelos”). Los consultores de la Comisión, Smith y Dady, describieron un cuarto modelo, un híbrido que sigue las guías tradicionales para la fijación de las tarifas de empresas de servicio públicas. Cada método se describe y evalúa a continuación.

1. ***El modelo de tarifa base/tasa de retorno para la fijación de tarifas*** (identificado por los asesores de la Autoridad como el enfoque de Base de Acumulación): Este método calcula los ingresos como los

$$\text{Gastos de Operación} + \text{Depreciación} + (\text{Tarifa Base} \times \text{Tasa de Retorno}).$$

Este modelo se usa extensamente en los EE.UU. continentales para fijar las tarifas de las empresas propiedad de inversionistas que financian sus gastos de capital mediante tanto la emisión de deuda como el patrimonio neto de los accionistas. Si bien lo utilizan algunas entidades de servicio que son públicas, este modelo no es apropiado para la Autoridad, la cual tiene un capital negativo.

⁷⁶ En este contexto, el término “requerir” se refiere a la realidad comercial de que los inversionistas no tienen la obligación de invertir en alguna compañía en particular. Bien sean tenedores de deuda o accionistas, éstos solamente invertirán en una compañía si el rendimiento que esperan obtener de esa inversión es igual o superior a sus rendimientos “requeridos”—el nivel de rendimiento que los convencería de invertir en una compañía en particular en lugar de invertir en oportunidades alternativas.

2. ***El modelo del cociente de cobertura del manejo de la deuda (“DSCR”, por sus siglas en inglés)*** (identificado por los asesores de la Autoridad como el enfoque A Base de Efectivo): Este método calcula los ingresos como los

Gastos de Operación + (Manejo de la Deuda x DSCR).

Este modelo se usa con regularidad en la industria de servicio eléctrico público. Este enfoque no funciona apropiadamente para la Autoridad en estos momentos porque supone que todos los gastos de capital recibirán fondos del servicio de la deuda. Como explicamos anteriormente, los gastos de capital que la Autoridad necesita hacer hoy no serán financiados mediante la emisión de deuda nueva porque no existen prestamistas que estén disponibles para emitir esa deuda nueva. Smith y Dady explican que la Autoridad puede satisfacer algunas de sus necesidades de gastos de capital mediante el flujo de caja disponible del DSCR, en la medida que el DSCR exceda los \$1.20 millones mínimos que requiere el Contrato de Fideicomiso del 1974. (El Consultor de la Comisión Hill ha propuesto un DSCR de 1.40 que adoptamos y discutimos más adelante en la Parte Dos-III.E.) Sin embargo, para el FY2017 (y con toda probabilidad durante varios años futuros), la Autoridad necesita que sus gastos de capital sean mayores que las cantidades disponibles mediante el flujo de caja. Cuando la Autoridad recupere su salud económica, este enfoque funcionará bien porque la Autoridad usará los mercados de capital para emitir deuda en cantidades que sean suficientes como para alcanzar los requisitos de gastos de capital. Pero al menos para este año, es necesario un modelo diferente.

3. ***El enfoque A Base de Efectivo Modificado:*** Este método establece un requisito de ingreso mediante la siguiente ecuación:

Gastos de operación + manejo de la deuda + gastos de capital.

Este modelo reconoce la ausencia de financiamiento externo mediante la recuperación de los gastos de capital de los abonados durante el año en que fueron sufragados (en lugar de distribuir la recuperación a lo largo del término del préstamo o el término del activo asociado). Así, este método se distingue del método DSCR porque incluye la cantidad total de los gastos de capital que la empresa espera hacer durante el año tarifario en el requisito de ingreso actual. El problema principal que tiene — y que es inevitable en el contexto de la Autoridad — es que crea una disparidad entre (a) el término durante el cual los abonados pagan por la planta y la infraestructura (el año en que ocurren los gastos) y (b) el tiempo durante el cual la infraestructura de la empresa asociada a ese pago provee beneficio a los clientes (la vida útil de la infraestructura o, de haber sido financiada mediante la emisión de bonos, el término durante el cual exista la deuda correspondiente a esos bonos). En efecto, los clientes actuales le prestan a la empresa los fondos que necesita para la planta futura sin prospecto alguno de poder recuperar dichos fondos. La Comisión está de acuerdo con Smith y Dady cuando explican que este método solo estaría disponible en las circunstancias actuales de la Autoridad, en las que no tiene acceso a capital más allá de por medio de sus clientes.

4. ***El DSCR con Gastos de Capital:*** Los asesores de la Comisión, Smith y Dady, recomiendan una variante de la tercera opción. Ellos han identificado su opción como el “DSCR Modificado” o el “DSCR con Gastos de Capital”. Su fórmula es la siguiente:

$$\text{Ingresos} = \text{Gastos} + (\text{Servicio de la Deuda} \times \text{DSCR}) + \text{CapEx Adicional}.$$

Este método, que se basa en el método DSCR, explícitamente toma en cuenta la dependencia de la Autoridad en sus abonados en lugar de los mercados de capital para el financiamiento de sus gastos de capital. Los ingresos son establecidos de manera que cubran todos los gastos de operación, más los costos del servicio de la deuda ajustados de manera que tomen en cuenta la cobertura del servicio de la deuda. El flujo de caja que esté disponible de la cobertura del servicio de la deuda estará disponible para financiar los gastos de capital esperados. Luego, en la medida en que los gastos de capital necesarios excedan el flujo de caja disponible de la cobertura del servicio de la deuda, se incluye una cantidad adicional (denominada CapEx Adicional en la fórmula) para proveer los fondos necesarios.

76. Smith y Dady advierten que su enfoque no es un enfoque permanente para la fijación de las tarifas de la Autoridad; es una medida temporera para la derivación de un componente de emergencia del requisito de ingreso. Debería ser usado únicamente mientras la Autoridad carezca de acceso al financiamiento externo.

77. En cuanto al tratamiento que se le da a la contabilidad, los gastos de capital adicionales que permite este modelo tienen su origen con los abonados y no con los inversionistas. Si esas cantidades hubieran sido originadas con los inversionistas, entonces los pagos de los abonados que reflejan esas cantidades hubieran sido tratados, para propósitos de contabilidad, como ingresos. Pero como estos fondos se originaron con los abonados, Smith y Dady recomiendan, y nosotros concordamos, que estos fondos deben ser contabilizados como “contribución para facilitar la construcción”. Entonces, en el balance general de la Autoridad, este financiamiento de gastos de capital mediante contribuciones de los clientes debería compensar la inversión en planta de la Autoridad.

78. La Autoridad se opuso a esta recomendación, al aducir que los ingresos de CapEx financiados por los clientes incluidos en una base dólar por dólar deberían ser modelizados como gastos de operación y contabilizados como cambios en la posición neta y no como contribuciones para facilitar la construcción. Estamos en desacuerdo. Primero, los gastos de operación y los gastos de capital generalmente son tratados de maneras distintas en varios aspectos. Por ejemplo, como discutiremos en la Parte Tres-III.C.1.a, los gastos de operación son los costos que han sido sufragados durante un periodo y que, para propósitos de contabilidad, son reconocidos en ese periodo. Los gastos de capital, por otro lado, son reconocidos en más de un periodo.

79. Segundo, el Sistema Uniforme de Contabilidad de la FERC (“USoA”, por sus siglas en inglés) requiere que las compañías eléctricas sigan un sistema de contabilidad particular y provee cuentas específicas en las que se pueden incluir los gastos de capital y los gastos de operación. Los gastos de capital reciben el tratamiento de Trabajo de Construcción en Progreso (cuenta 107 del USoA de la FERC) y, al final, como Planta en Servicio (cuenta 101

del USoA de la FERC). En el caso del financiamiento de una planta por parte de sus clientes (en la forma de contribuciones para con esa planta cuando dicha planta está siendo reemplazada inicialmente o puesta en servicio) se contabiliza como créditos a la cuenta 101 del USoA de la FERC, Planta en Servicio.

80. No vemos razón alguna para que la Autoridad se desvíe del tratamiento de contabilidad del financiamiento de gastos de capital mediante contribuciones de los abonados que provee el USoA de la FERC. Los abonados financian, dólar por dólar, los gastos de capital incluidos en el requisito de ingreso de tarifa base. Requerir que la contribución de los clientes a la planta de la Autoridad sea contabilizada como contribuciones de los clientes es una contabilidad apropiada. Por consiguiente, la Autoridad deberá anotar la cantidad de financiamiento por parte de los abonados de sus gastos de capital para el FY2017 en exceso del margen de cobertura del DSCR como un crédito a la cuenta 101, Planta en Servicio.

81. Este tratamiento de contabilidad no solo es congruente con el USoA de la FERC, el cual la Autoridad está obligada a seguir, sino que también actúa como una salvaguarda para proteger a los clientes de forma prospectiva de ser facturados en dos ocasiones por la misma inversión en gastos de capital. La Comisión reconoce que el financiamiento, dólar por dólar, por parte de los abonados de los gastos de capital de la Autoridad para el FY2017 es necesario durante el periodo actual debido al acceso limitado de la Autoridad a los mercados de capital a un costo razonable. La intención de la Comisión es que este tratamiento extraordinario en la fijación de tarifas únicamente aplicará hasta tanto la estabilidad económica de la Autoridad haya sido restaurada.

82. La Comisión adopta el enfoque de "DSCR con Gastos de Capital". La aplicación de este enfoque al requisito de ingreso total de la Autoridad consta expuesto en el Anejo 1. La línea 24 del Anejo 1 muestra \$153.5 millones de gastos de capital financiados por los abonados. Esa cantidad es la porción de la cantidad total que no cubre el cociente de cobertura del manejo de la deuda.⁷⁷

2. Directrices

- a. ***La Autoridad deberá usar el modelo de fijación de tarifa del DSCR Modificado para propósitos de determinar el requisito de ingreso de la tarifa base. Este requisito aplicará al FY2017 y a los años fiscales futuros hasta tanto la Comisión haya determinado que la Autoridad tiene acceso al financiamiento de deuda externo a unos términos que sean razonables. Una vez la Autoridad haya recuperado su acceso a los mercados de capital a unos términos que sean razonables, la Comisión***

⁷⁷ Véase también Anejo 3, p. 2, el cual muestra la división entre la cantidad de gastos capitales costeados mediante el modelo DSCR y la cantidad restante costeadas mediante el término "gastos capitales" en la ecuación.

requerirá que la Autoridad emplee el método de fijación de tarifas a base del DSCR, bajo el cual los gastos de capital sufragados en un año particular se recuperan durante la vida del equipo o del activo financiado mediante tales gastos

- b. Mientras emplee el enfoque del DSCR Modificado, la Autoridad contabilizará el financiamiento por parte de los abonados de los gastos de capital de la Autoridad como contribución para facilitar la construcción.***

III. Los componentes específicos del requisito de ingreso

A. Gastos de operación (distintos a los de combustible y compra de energía)

1. Panorama general

83. El gasto de operaciones y mantenimiento (“O&M”, por sus siglas en inglés) se compone de cinco grandes categorías: generación, transmisión, distribución, facturación a los clientes, y administrativo y general. Para poder proyectar el requisito de ingreso de O&M para cada una de esas áreas, la Autoridad computó primero la suma de (1) la cantidad total del gasto O&M de mano de obra y (2) todos los gastos O&M proyectados que no son de mano de obra, y luego restó (3) los ahorros proyectados, no provenientes del combustible que surgen de las mejoras al desempeño (los ahorros proyectados fueron en las siguientes áreas: reducciones en las contribuciones en lugar de impuestos; aumentos en los cargos de reconexión; reducción en el hurto; mejoras en las áreas de flota, talleres, compras e inventario; ahorros obtenidos mediante la rotación laboral y eficiencia en los beneficios médicos). Mediante estos tres pasos la Autoridad obtuvo el gasto O&M total. Para propósitos de esta petición de revisión tarifaria, la Autoridad entonces distribuyó esta cantidad total entre las cinco áreas mediante el uso de los cocientes de los gastos de cada área con relación al total de gastos de operación en el FY2014. Este paso produjo las siguientes cantidades:

Generación:	\$122.4 millones
Transmisión:	\$34.2 millones
Distribución:	\$169.3 millones
Facturación:	\$84.9 millones
A&G:	\$148.9 millones

84. Estas cantidades (que incluyen costos de mano de obra y costos que no son de mano de obra) suman a un presupuesto de gastos de operación para el FY2017 propuesto por la Autoridad (excluidos los gastos de combustible y compra de energía) de \$559,752,076.⁷⁸

⁷⁸ Suma de los gastos de O&M no relacionados al combustible para el FY2017, Schedule E-6 REV; Schedule A-2 REV.

85. La Comisión deberá decidir tanto si es razonable el presupuesto de operaciones en el agregado como si son razonables los gastos de operaciones por área funcional propuestos por la Autoridad; específicamente, si reflejan la operación y el manejo costo-efectivo de las instalaciones físicas de la Autoridad, sus operaciones de servicio al cliente y demás actividades.

86. Antes de pasar a evaluar las propuestas de la Autoridad para cada una de estas categorías, discutiremos los retos a los que nos enfrentamos en la evaluación de las propuestas de la Autoridad. A fin de cuentas, para el FY2017, aprobamos un requisito de ingreso para todos los Gastos de Operación de \$2,631,570,000, que se compone de:

Gastos de operación distintos a los de combustible y compra de energía:
\$694,390,000
Combustible: \$1,117,273,000
Compra de energía: \$819,907,000

2. Retos en la proyección de los gastos de operación

a. Reducciones en los desembolsos operacionales de la Autoridad

87. En cada área principal — generación, transmisión y distribución (“T&D”) y servicio al cliente — los presupuestos de la Autoridad se redujeron del FY2010 al 2016, y se esta reducción se agudizó especialmente entre el FY2014 y el FY2015. Los gastos no relacionados a la mano de obra en todas las áreas, excepto en A&G, han visto una reducción de un 28% desde el FY2010. Desde el FY2014, la Autoridad ha realizado gastos por debajo de su ya reducido presupuesto: La porción promedio del presupuesto para gastos de generación infrautilizada se duplicó de un 4% a un 8%; la porción del presupuesto de servicio al cliente que quedó sin desembolsar se triplicó durante este mismo periodo. El área de T&D también comenzó a gastar menos de lo que proveían sus presupuestos.⁷⁹

88. Del mismo modo que sucede con los gastos de capital (los cuales atenderemos en la Parte Dos-III.C), los desembolsos operacionales de la Autoridad se han basado no en las necesidades reales, sino en topes generales originados en las preocupaciones políticas sobre aumentos tarifarios— un hecho que documentaron los doctores Fisher y Horowitz y que fue confirmado por oficiales de la Autoridad en la Vista Técnica. Estos patrones de desembolsos coinciden con la degradación del sistema que describimos en la Parte Uno-III. Según afirmó la Autoridad:

[L]os efectos de una reducción en la fuerza laboral de T&D (~22% desde enero de 2014 a julio de 2016) han sido significativos en cuanto al mantenimiento

⁷⁹ Informe Fisher-Horowitz, pp. 198-199.

del sistema de transmisión y distribución. Dichos efectos han sido exacerbados por una escasez de los fondos que son necesarios para realizar un programa de mantenimiento preventivo bien planificado. Un efecto directo de la reducción en la fuerza laboral ha sido que múltiples equipos de construcción han tenido que ser reasignados para enfocarse en el mantenimiento a modo de reacción en lugar del mantenimiento preventivo y las construcciones nuevas. [...] Estos efectos han conducido a la disminución en el mantenimiento y el desempeño del sistema de transmisión y distribución en indicadores de desempeño claves, incluido el CAIDI, desde el 2014.⁸⁰

Asimismo:

El efecto que ha tenido la reducción en la fuerza laboral (~23% desde enero de 2014 a julio de 2016) en el mantenimiento del sistema de generación ha sido significativo, particularmente si se combina con la escasez de fondos para emplear mano de obra de terceros para realizar tareas de mantenimiento. La reducción en la fuerza laboral no solo ha afectado los recursos que tienen que ver con la planificación y el monitoreo del mantenimiento, sino que también ha afectado los recursos que realizan el mantenimiento. Esto resultó en una migración del mantenimiento con un enfoque en la prevención a un mantenimiento con un enfoque más básico y correctivo, a modo de poder darle mantenimiento a las unidades que operan con recursos y financiamiento limitado. Eso, en combinación con el éxodo de experiencia operacional crítica de las plantas generatrices (no solo mantenimiento) eleva el nivel de severidad del problema. El mantenimiento preventivo en las unidades más antiguas como lo son las de la Autoridad es particularmente crítico y, si su ejecución se relaja durante un periodo de tiempo, lleva a aumentos en la frecuencia y duración de interrupciones forzadas como las que han sido observadas en tiempos recientes.⁸¹

89. La Autoridad ha señalado la “pérdida de una cantidad significativa de personal experimentado”, la “insuficiencia de empleados para llevar a cabo todo el trabajo de mantenimiento necesario” y el que los “diferimientos en los pagos a los vendedores llevan a retrasos en la entrega de los materiales” como las causas claves de sus interrupciones forzadas.⁸²

⁸⁰ Respuesta de la Autoridad al CEPR-RS-03-03 del Sexto Requerimiento de Información de la Comisión (22 de agosto de 2016).

⁸¹ *Id.*

⁸² Respuesta de la Autoridad a la CEPR-JF-01-16 del Sexto Requerimiento de Información de la Comisión (PÚBLICO; 23 de agosto de 2016). Véase también CEPR-JF-01-16 Attach 01 (PÚBLICO).pdf, p. 3. Sexto Requerimiento de Información de la Comisión (29 de julio de 2016).

b. Aumentos en los desembolsos de A&G

90. En contraste con las reducciones en los desembolsos en operaciones de generación, transmisión, distribución y servicio al cliente, los desembolsos de la Autoridad en operaciones Administrativas y Generales han ido en aumento. Los desembolsos de A&G no relacionados a la mano de obra de la Autoridad han aumentado en unos \$50 millones desde el FY2010.⁸³ De hecho, nuestros consultores hallaron que los desembolsos de la Autoridad del año pasado en gastos misceláneos relacionados al A&G excedieron el presupuesto que esta última propuso para el total de los gastos de generación durante el FY2017.⁸⁴

91. La documentación y las explicaciones con respecto a estos aumentos fueron imprecisas. En la Vista Técnica, los oficiales de la Autoridad atribuyeron algunos de estos desembolsos a la contratación de expertos en reestructuración y a cargos pagados a los bonistas que acordaron aplazar el tener que declarar el impago de la Autoridad (la Autoridad espera que haya una reducción en los costos de reestructuración durante este año). La Comisión reconoce que tales expertos son más costosos que los empleados, que no representan un aumento permanente y que son esenciales para la transformación de la Autoridad. Aun así, en el futuro, la Autoridad deberá proveer un mayor grado de transparencia con relación a sus costos A&G. Atenderemos el problema de la documentación a continuación.

c. Problemas de documentación

92. Típicamente en un procedimiento tarifario, la empresa sustenta sus solicitudes de gastos operacionales mediante la documentación del mantenimiento planificado y las actividades operacionales, las necesidades de personal esperadas, los niveles de desembolso esperados y las reservas para ocurrencias no planificadas. Hay un plan y un presupuesto. La Autoridad no está en una situación típica. La Autoridad nunca ha solicitado un aumento tarifario de una comisión independiente. Como demostraremos aquí, el requisito de ingreso que propone la Autoridad no guarda una relación estrecha con ningún plan o presupuesto.

(i) El presupuesto total

93. El requisito de ingreso propuesto surge de cuatro componentes: (1) los desembolsos de mano de obra esperados; (2) los desembolsos no relacionados a la mano de obra esperados; (3) los ahorros esperados a raíz de las mejoras en el desempeño y (4) la distribución del presupuesto total de mano de obra entre las áreas funcionales.⁸⁵

⁸³ Cálculo por Fisher y Horowitz basado en los valores provistos en CEPR-AH-06-13 Attach 01.xlsx del Decimocuarto Requerimiento de Información de la Comisión (7 de noviembre de 2016).

⁸⁴ Informe Fisher-Horowitz, p. 202.

⁸⁵ Schedules A-1 REV, A-2 REV y E-6 REV.

94. Según lo describieron los doctores Fisher y Horowitz, este enfoque tiene múltiples problemas. En primer lugar, la cifra correspondiente al presupuesto de mano de obra no se basó en un análisis de las necesidades del sistema; en su defecto, se basó en presunciones acerca de cuántos empleados permanecerían con la Autoridad y cuántos se irían. Era como si el propósito de un requisito de ingreso fuera la remuneración de los empleados en lugar de proveer servicio. Segundo, los ahorros provenientes de las mejoras consistían en valores predeterminados en el código [*hard-coded*]— números crudos correspondientes a los cargos por desconexión; la recuperación proveniente del hurto y los ahorros en la flota automotriz y en los talleres, las compras, el manejo de inventario, los beneficios médicos y la plantilla. La Autoridad ofreció explicaciones verbales, pero no conectó dichas explicaciones a cifras reales. Tercero, la Autoridad usó, pero no justificó, una tasa de inflación de un 1%.

(ii) La distribución por áreas

95. En lugar de distribuir el dinero de acuerdo a las actividades y los costos de cada área, los consultores de la Autoridad sencillamente asignaron a cada área el porcentaje del total propuesto para el FY2017 que correspondía a su fracción del total para el FY2014.

96. Este enfoque tiene múltiples problemas. Según explicaron los doctores Fisher y Horowitz, no hay razón para pensar que los desembolsos por área para el FY2014 fueron por la cantidad apropiada para ese año; ni que los porcentajes del FY2014 tendrían cualquier parecido a las necesidades del FY2017. Entre otras cosas, la razón de gastos de mano de obra a gastos no relacionados a la mano de obra en cada área va a variar entre los dos años. Lo que es más, la presunción de que los ahorros provenientes de las mejoras al desempeño estarían distribuidos en las áreas funcionales en las mismas proporciones que las que hemos identificado aquí no tiene ninguna base en los hechos ni en la lógica.

97. Distinto al problema de la validez de las cifras por área es su uso. No quedó claro si a AEE entiende que estas cantidades por área son vinculantes para los presupuestos de cada área funcional o si estos números tenían la intención de simplemente llenar los espacios en la hoja de trabajo del requisito de ingreso. Los consultores de la Autoridad reconocieron que su método pudiera no guardar relación alguna con el proceso presupuestario real de la Autoridad.⁸⁶

98. Los doctores Fisher y Horowitz describieron sus esfuerzos frustrantes — y frustrados — por recopilar información que pudiera sustentar estas cifras. Explicaciones verbales vagas, hojas de trabajo de años equivocados, y referentes circulares fueron la orden del día. Como expresaron ellos: “No nos es posible concluir con certeza que el presupuesto de la Autoridad según presentado refleja las actividades operacionales y de mantenimiento

⁸⁶ Grabación de la Llamada en Conferencia del 20 de octubre, Lucas Porter al minuto 3:45:40 sobre el Caso Núm. CEPR-AP-2015-0001.

planificadas en realidad para sus varias áreas funcionales porque no tenemos absolutamente ninguna evidencia a tales efectos que concierna el FY2017 ni el FY2016.”⁸⁷

99. Durante la Vista Técnica, el Director de Finanzas de la Autoridad reveló que la Autoridad efectivamente tiene un presupuesto ascendente de gastos de operaciones para el FY2017 para cada departamento que es independiente de la distribución de gastos de operaciones por área que incluyó en el requisito de ingreso. La Autoridad no divulgó su presupuesto a la Comisión o a sus consultores previo a la Vista Técnica. Esta falta de divulgación complicó nuestros esfuerzos para evaluar el componente operacional del requisito de ingreso de la Autoridad.

d. Redistribución y ajustes

100. No obstante estos problemas probatorios, los doctores Fisher y Horowitz hallaron una manera de evaluar la propuesta de la Autoridad: mediante la comparación de ésta con los FY del 2010 al 2014 — periodo al cabo del cual el desempeño de la Autoridad estaba, de acuerdo a los Ingenieros Consultores de la Autoridad, en “buen estado y en condiciones operacionales adecuadas”.⁸⁸ A base de esta comparación, recomendaron varios ajustes “para que los presupuestos operacionales de la Autoridad estuvieran más acorde con los patrones históricos y para acercarlos a lo que la Autoridad requiere para operar un sistema tan seguro y confiable como el que operó en el 2014 y en años anteriores”.⁸⁹ La presunción fundamental que subyace este análisis es que el costo operacional requerido para operar el sistema de la Autoridad de forma segura y confiable no ha disminuido en los últimos dos años (y que pudo haber aumentado debido al deterioro del sistema). Concluido el periodo de análisis de los doctores Fisher y Horowitz, la Autoridad inició una serie de mejoras al desempeño. Por lo tanto, los datos históricos no pueden ilustrar el éxito de los ahorros que la Autoridad espera de estas iniciativas, ni la distribución correcta de ellos. En su lugar, los doctores Fisher y Horowitz proveyeron una serie de ajustes únicamente al presupuesto de operaciones de la Autoridad antes de los ahorros. Dichos ajustes, los cuales adoptamos, se describen a continuación.

(i) Redistribución de presupuestos de área

101. Los doctores Fisher y Horowitz, consultores de la Comisión, calcularon los porcentajes de gastos relacionados y no relacionados a la mano de obra de cada área funcional para el periodo FY2010-FY2014. Hicieron esto porque (1) ese periodo “incorpora la mayor cantidad de datos históricos que tenemos a nuestra disposición antes del momento en que los patrones de desembolsos de la Autoridad cambiaron debido a sus restricciones

⁸⁷ Informe Fisher-Horowitz, p. 195.

⁸⁸ Informe anual de URS, junio de 2013, p. 55.

⁸⁹ Informe Fisher-Horowitz, p. 205-206.

económicas”;⁹⁰ y (2) la razón de gastos relacionados y no relacionados a la mano de obra por área funcional fue “relativamente invariable” durante estos años. Estos factores de redistribución, concluyen los doctores, “asemejan mejor los patrones históricos de desembolso reales de la Autoridad durante los años en los que operaba un sistema nominalmente funcional, en especial en el área de los gastos no relacionados a la mano de obra”.⁹¹ Los efectos de esta redistribución y la explicación relacionada se exponen en las Tablas 32 y 33 del Informe Fisher-Horowitz.

(ii) Ajustes a los presupuestos redistribuidos

102. Luego, nuestros consultores hicieron “ajustes correctivos” a estas cifras,

para que la generación de la Autoridad y los desembolsos operacionales de T&D concordaran mejor con lo que parecía que en realidad se requería para operar un sistema nominalmente seguro y operacional, como lo hizo en el periodo entre el FY2010 y el FY2014. Dicha meta la balanceamos con el deseo de evitar tener que aumentar el requisito de ingreso de la Autoridad de manera indebida.⁹²

103. Estos ajustes se muestran en las Tablas 34 y 35 del Informe Fisher Horowitz. Para los desembolsos en mano de obra relacionados a la generación y los desembolsos en mano de obra relacionados al T&D recomendaron un ajuste igual a una tercera parte y una mitad, respectivamente, la diferencia entre el valor del FY2017 y el promedio histórico. En cuanto a los presupuestos de mano de obra de A&G y Servicio al Cliente, no hicieron ajuste ascendente porque “no hemos visto prueba alguna de que la escasez de mano de obra en A&G o servicio al cliente hayan impactado de forma negativa la seguridad o la confiabilidad del sistema de la Autoridad [...]”⁹³ Pero sí recomendaron una reducción en los desembolsos de A&G de \$17.7 millones porque no vieron una relación entre el crecimiento del presupuesto de A&G y la seguridad y confiabilidad del sistema de la Autoridad.⁹⁴

104. Con relación a los costos no relacionados a la mano de obra, los consultores compararon todas las categorías con los desembolsos promedios durante los años fiscales 2010 al 2014, en parte porque la Autoridad tiene menos control de estos costos. Luego

⁹⁰ *Id.*, p. 206.

⁹¹ *Id.*

⁹² *Id.*, p. 210. Traducción suplida.

⁹³ *Id.*, p. 211.

⁹⁴ *Id.*

recomendaron aumentos pequeños en los gastos no relacionados a la mano de obra en generación y T&D.

105. Por último, los consultores hicieron otros dos ajustes, según surge de la Tabla 36 del Informe Fisher Horowitz. Primero, volvieron a añadir los desembolsos en las categorías no relacionadas a la mano de obra que no existían en el FY2014 ni antes: en particular, los cargos de reestructuración y actualizaciones de seguridad. Segundo, sumaron el costo de los contratos de mantenimiento que tuvieran que ver con las unidades de San Juan y Cambalache, debido a la recategorización que los removió de la categoría de gastos de capital que discutiremos más adelante en la Parte Dos-III.C.

106. Todos estos ajustes constan en la Tabla 38 del Informe Fisher-Horowitz. Adoptamos dichos ajustes por estar sustentados mediante prueba pericial. Al hacerlo, enfatizamos el reconocimiento de los consultores de la imprecisión que existe en su enfoque; ellos (ni nosotros) “no respaldan esta metodología para las prácticas presupuestarias de la Autoridad en el futuro”.⁹⁵ La distribución de gastos de operaciones por área propuesta por la Autoridad está desligada del presupuesto de operaciones real de la Autoridad, lo cual nos deja con poca confianza que una directriz para que gaste más o menos en un área dada sea significativa. Además, el Director de Finanzas de la Autoridad explicó que la Autoridad acostumbra redistribuir los fondos durante el año dependiendo de las circunstancias cambiantes. Esta práctica hace sumamente difícil el que nosotros podamos determinar los niveles de desembolsos esperados en la realidad. Sin embargo, como los valores que obtuvieron los doctores Fisher y Horowitz se basan primordialmente en los patrones de desembolso históricos reales, no podemos adoptar estas recomendaciones para propósitos de fijar un requisito de ingreso general para los gastos de operaciones a base de área, ni para propósitos de establecer los valores con los que podamos comparar los desembolsos reales de la Autoridad en el siguiente caso tarifario. Los límites a los desembolsos que aplicaremos a continuación incumben el presupuesto de la Autoridad independientemente de estos ahorros esperados.

107. Debido a la falta de información suficiente, los doctores Fisher y Horowitz no realizaron un análisis de los ahorros que la Autoridad espera obtener mediante las mejoras al desempeño operacional. Aceptaremos el nivel de ahorros de \$102,750,000 por las mejoras al desempeño acumuladas que reclama la Autoridad, con la excepción de un ajuste de \$1,711,000 relacionado a los cargos por reconexión, según discutiremos más adelante.⁹⁶ Toda vez que reduce el aumento de ingreso necesario, obligará a la Autoridad a tener que estirar para que ocurran dichos ahorros. No obstante, hemos determinado que la distribución de estos ahorros según propuesta por la Autoridad no es significativa. Para propósitos de este caso tarifario, aceptamos la metodología que ha escogido la Autoridad de informar los ahorros esperados de forma separada de los desembolsos esperados, y de determinar los niveles de desembolsos esperados sin tomar en cuenta el impacto de las

⁹⁵ *Id.*, p. 214. Traducción suplida.

⁹⁶ Véase Anejo 3, página 9.

mejoras al desempeño. Determinamos que esta metodología es apropiada para este procedimiento, puesto que las iniciativas de mejoras al desempeño en muchos casos aún son de carácter experimental, según describió la Autoridad en la Vista Técnica.

108. En consideración de lo anterior, al final arribamos tanto a los valores para los desembolsos esperados antes de obtener los ahorros, como los requisitos de ingreso que toman en cuenta los ahorros. El requisito de ingreso es la cantidad que la Autoridad recauda de los abonados. El propósito de los más detallados valores para los ahorros esperados es permitir que la Comisión pueda evaluar mejor los desembolsos operacionales reales de la Autoridad en el siguiente caso tarifario; no afectan las tarifas que fijamos en este caso. Hacemos constar estos valores aquí reconociendo que es posible que la Autoridad no logre los ahorros esperados en el desempeño. Sin embargo, dado que el requisito de ingreso que aprobamos es un tope para los desembolsos, la Autoridad tendrá que obtener nuestra aprobación para cualquier desembolso adicional de no materializarse los ahorros.

(iii) Viabilidad de los desembolsos según ajustados

109. En la Vista Técnica, los funcionarios de la Autoridad recalcaron que aun con ingresos suficientes, existía la posibilidad de que no logren contratar todos los empleados que necesitan, debido a la escasez de mano de obra diestra en Puerto Rico, junto con los procedimientos subóptimos de reclutamiento y contratación de la Autoridad. La Autoridad y sus consultores también ofrecieron respuestas variadas acerca del grado al cual los fondos adicionales habrían de permitir que la Autoridad pueda mejorar el estado de su sistema a corto plazo. La Comisión no está ordenando que la Autoridad gaste dinero que no puede gastar de manera eficiente. No obstante, la Comisión sí desea asistir a que se dé una transformación en la cual el requisito de ingreso refleje las necesidades reales en lugar de topes artificiales. Enfatizamos, por tanto, que los desembolsos de la Autoridad deberán ser responsables. La Autoridad debería dejar los fondos sin desembolsar en lugar de gastarlos de forma ineficiente. La Comisión determinará la disposición de los fondos no desembolsados en el siguiente caso tarifario.

110. Al aceptar los ajustes recomendados por nuestros consultores, la Comisión aumenta los desembolsos en gastos operacionales propuestos por la Autoridad por \$19.4 millones.⁹⁷ Permitimos este aumento debido a la importancia que le damos a que la Autoridad logre seguridad y confiabilidad en su sistema y porque la austeridad ha entorpecido la capacidad de la Autoridad lograr esta meta. Si la Autoridad utiliza estos fondos, requerimos que la Autoridad documente cómo los usó para mejorar el sistema y los beneficios creados por los desembolsos de manera que podamos evaluar mejor las necesidades reales de la Autoridad en el siguiente caso tarifario.

⁹⁷ Véase Anejo 3, página 6.

(iv) Ajuste especial para los cargos por reconexión

111. Originalmente, la Autoridad propuso aumentar los cargos por reconexión en dos aspectos: primero, aumentaría el cargo para reflejar el costo de la reconexión y, segundo, aplicaría una penalidad a los clientes que requieran reconexión. La Autoridad caracterizó los ingresos incrementales asociados a estos cargos aumentados como “mejoras en el desempeño”.

112. Bajo las tarifas actuales, la Autoridad estima ingresos anuales provenientes de los cargos por reconexión de \$5.1 millones. Bajo los cargos por reconexión según fueron propuestos originalmente, la Autoridad proyectó un ingreso anual de \$15.3 millones.⁹⁸ Como explicaremos en la Parte Tres-II.E., la Comisión aprueba una estructura de cargos que refleja el costo solamente (no la penalidad). Esa estructura de cargos aprobada produce un ingreso de \$10.647 millones.⁹⁹ Esta información está resumida en el Anejo 3 de la Comisión a la página 9.

113. En su presentación original, la Autoridad trató el ingreso incremental asociado al aumento en los cargos de reconexión que esperaba para el FY2017 como una reducción del gasto de O&M. En específico, la Autoridad reflejó una cantidad por “mejoras en el desempeño” de \$3.75 millones como una reducción en los gastos de operación del FY2017.

114. El tratamiento que le dio la Autoridad al ingreso incremental asociado con el aumento en los cargos por reconexión es incorrecto. Como indicamos en la directriz del siguiente inciso, en los requisitos de ingreso futuros la Autoridad deberá anotar el ingreso correspondiente al cargo por reconexión como ingreso y no como una reducción en los gastos de O&M.

115. Para propósitos de este procedimiento, la Comisión ajustará la presentación de la Autoridad como sigue: Necesitamos adecuar los cargos por reconexión a los costos estimados de la Autoridad de proveer la reconexión. Hacer esto reduce las “mejoras en el desempeño” no relacionadas al combustible de \$3.75 millones que presume la Autoridad (la porción de la mejora total en el desempeño asociada a los cargos por reconexión) por \$1.711 millones.¹⁰⁰ La Comisión entonces distribuye estos \$1.711 millones entre las subcategorías de los gastos de O&M del FY2017 de la misma manera que la Autoridad originalmente distribuyó los \$3.75 millones; en específico, de acuerdo a las razones del FY2014 para esas categorías.¹⁰¹

⁹⁸ CEPR-RS-05-21(d), p. 5. Duodécimo Requerimiento de Información de la Comisión (16 de septiembre de 2016).

⁹⁹ *Id.*

¹⁰⁰ Véase Anejo 3, página 9.

¹⁰¹ Véase Informe Smith-Dady, Tabla 12, p. 34.

(v) Directriz

Para las presentaciones futuras, la Autoridad deberá anotar el ingreso del cargo por reconexión como ingreso y no como una reducción de los gastos de O&M.

e. Estudio comparativo de la Autoridad

116. La Autoridad presentó el testimonio del doctor Larry Kaufmann. Dicha presentación pretendía ser un estudio “comparativo” demostrando que los costos de la Autoridad no eran demasiado altos. El doctor Kaufmann comparó los gastos operacionales de la Autoridad (excepto los de combustible y compra de energía) con los de varias compañías eléctricas “pares”. Su comparación lo llevó—

a concluir que los gastos de la Autoridad no estaban siendo inflados de manera artificial debido a las operaciones ineficientes o al exceso en el pago de los salarios a los empleados del Autoridad. La prueba sugiere que el manejo interno de costos de la Autoridad no es el factor primordial en las dificultades económicas de la Autoridad. Las cifras de la Autoridad, no obstante, con toda probabilidad reflejan presiones desde arriba en los desembolsos debido a sus dificultades económicas.¹⁰²

Si bien la última oración de la cita anterior es cierta, el resto de la presentación del doctor Kaufmann no responde la pregunta que el procedimiento ante la Comisión debe contestar: si el requisito de ingreso propuesto por la Autoridad y las tarifas asociadas son justas y razonables, dada su obligación de planificar y operar un sistema eléctrico que sea seguro y confiable.

117. De hecho, de haber la Autoridad gastado el dinero que necesitaba para lograr este resultado, sus costos pudieron haber estado muy por encima de los niveles de sus “pares”. El análisis del doctor Kaufmann, basado en datos de los años entre el 2008 y el 2014, no hizo ningún ajuste por la calidad del servicio. Aun si presumimos que los desembolsos de la Autoridad hasta el 2014 fueron completamente suficientes para sus necesidades (una presunción desmentida por los doctores Fisher y Horowitz), los costos de la Autoridad durante los últimos dos años no representan los desembolsos necesarios para operar un sistema seguro y confiable.

118. El comparar los costos de una compañía eléctrica cuyo desempeño es pobre con los costos de otras empresas eléctricas cuyo desempeño es bueno es el máximo error de comparar chinas con botellas. Como explicaron los doctores Fisher y Horowitz, Duke

¹⁰² Petición de Revisión de las Tarifas de la Autoridad, Ex. 6.0, testimonio directo de Larry Kaufmann, líneas 532-536. Traducción suplida.

Florida— una de las empresas “pares” identificadas por el doctor Kaufmann¹⁰³ — informó una meta ajustada para SAIDI de aproximadamente 80 minutos por año para el 2015. El SAIDI de la Autoridad para el 2013 (un año que se ubica fácilmente en el periodo de análisis de Kaufmann) era, en promedio, *51 minutos por mes*. En otras palabras, el sistema de la Autoridad es aproximadamente ocho veces menos confiable (basado únicamente en esta medida) que el de Duke Florida. ¿Qué importa si sus costos son comparables?

119. En la Vista Técnica, al doctor Kaufmann se le hicieron una serie de preguntas que fueron diseñadas para determinar el valor de su presentación ante la Comisión. Estas son esas preguntas y las respuestas que ofreció:

¿Nos puede decir su análisis si los empleados de la Autoridad son productivos relativo a sus pares de otras empresas eléctricas? No.

¿Nos puede decir su análisis si la Autoridad utiliza los recursos de manera costo-efectiva? No.

¿Nos puede decir su análisis si el doctor Quintana ha hecho un buen trabajo? No.

¿Nos puede decir su análisis si los miembros de la Junta de la Autoridad le han prestado la atención debida al bienestar de la compañía? No.

¿Nos puede decir su análisis si la gerencia, los empleados y los ejecutivos de la Autoridad están sujetos a incentivos y penalidades diseñados para inducir el mejor desempeño posible? No.

¿Nos puede decir su análisis si la Autoridad ha negociado el mejor acuerdo posible con los acreedores? No.

¿Nos puede decir su análisis si la Autoridad ha manejado la interconexión de generadores renovables de forma efectiva? No.

¿Nos puede decir su análisis si la Autoridad negocia de manera efectiva con sus contratistas? No.

¿Nos puede decir su análisis si los costos de la Autoridad reflejan un desempeño prudente a la luz de su situación única? No.

¿Nos puede decir su análisis si la Autoridad tiene demasiada capacidad en exceso? No.

¿Nos puede decir su análisis algo acerca del nivel de satisfacción de los clientes? No.

¹⁰³ *Id.*, l. 191.

¿Nos puede decir su estudio si el sistema físico de la Autoridad está en buenas o en malas condiciones? No.

¿Nos puede decir su estudio si la Autoridad ha estado facturando de menos por el servicio durante algún periodo anterior al periodo de su estudio? No.

Presuma que la Autoridad ha estado facturando de menos por el servicio durante algún periodo anterior al periodo de su estudio. ¿Nos puede decir su análisis si la Autoridad tendrá que aumentar su ingreso de los clientes en años futuros para compensar por haber facturado de menos en años anteriores? No.

¿Las cifras incluidas en su presentación han sido ajustadas para los indicadores de calidad de servicio? No.

Formulada la pregunta máxima — ¿existe alguna proposición que necesita estar en la orden final de la Comisión para la cual su presentación constaría como apoyo probatorio? — contestó alguna otra versión de “no”.

No nos queda claro si la disparidad entre la presentación del doctor Kaufmann y lo que necesitaba la Comisión era atribuible a él. El doctor fue contratado por Ralph Zarumba, consultor de la Autoridad, quien testificó que buscaba atender las preocupaciones del público y de los medios de comunicación a los efectos de que los costos de la Autoridad eran demasiado altos. El doctor Kaufmann produjo el estudio para el cual fue contratado. Contestó las preguntas de la Comisión de manera directa y sucinta. Reconoció las limitaciones de su estudio en lugar de estirar sus comparaciones para intentar probar puntos que no podían sustentar. Determinamos que no hay defecto con el doctor Kaufmann.

120. Sí determinamos que hay defecto con quienes decidieron contratarlo: el señor Zarumba, y los abogados de la Autoridad que tomaron la decisión de presentar el testimonio del doctor Kaufmann. Es responsabilidad del abogado presentar solo el material que sea de utilidad para la Comisión. El entender dicha responsabilidad y actuar de forma consecuente con ella es de particular importancia cuando el costo de la toma de decisiones tan erradas se pasa a los clientes.

121. Debido a este serio error en la estrategia de litigio, la Comisión requiere que la Autoridad proponga guías para que la Comisión pueda evaluar la utilidad del testimonio antes de que la Autoridad sufrague los costos de preparar y someterlo. Tales guías incluirán los procedimientos mediante los cuales la Autoridad y la Comisión podrán asegurar que los costos incurridos por la Autoridad y cobrados a los abonados son los costos que ayudan a que la Comisión sirva a los abonados. La Autoridad deberá proponer guías similares para su uso de abogados en procesos de regulación. A menos y hasta tanto la Autoridad quiera encontrar una fuente de fondos para litigios distinto a sus clientes, deberá demostrar que el valor de sus presentaciones beneficiará a los clientes.

* * *

122. Habiendo descrito el razonamiento subyacente para las decisiones de la Comisión en cuanto a los gastos operacionales, a continuación, describimos las razones específicas para cada área de costos.

3. Generación

123. La Autoridad propuso Gastos de Generación de \$122.4 millones. Esta cantidad compara con las siguientes cantidades del FY2014, FY2015 y FY2016: \$160.5 millones, \$145.4 millones y \$126.3 millones, respectivamente.

124. Los doctores Fisher y Horowitz concluyeron que la Autoridad no mantuvo de forma apropiada sus instalaciones generatrices en el FY2015 ni el FY2016, y que la cantidad del presupuesto de la Autoridad correspondiente al Gasto de Generación para el FY2017 es inadecuada para poder proveer un servicio eléctrico que sea seguro y confiable. Han recomendado aumentos al Gasto de Generación de la Autoridad para el FY2017 de \$9.680 millones para gastos relacionados a mano de obra y \$4.495 millones para los no relacionados a la mano de obra, lo que equivale a un aumento total de \$14.175 millones en el Gasto de Generación para el FY2017.¹⁰⁴ La Comisión acepta esta recomendación. El aumento recomendado de \$14.175 millones en el Gasto de Generación para el FY2017 ha sido reflejado en el Anejo 1 (una revisión del Ex. 3 de Smith y Dady).¹⁰⁵

125. Además, según discutido en conjunto con el pronóstico de la Autoridad para los Gastos de Capital del FY2017, los Asesores de la Comisión, Fisher y Horowitz, han recomendado la reclasificación de \$16 millones correspondientes a ciertos contratos de mantenimiento de la categoría de Gastos de Capital a Gastos de Generación.¹⁰⁶ La Comisión

¹⁰⁴ Informe Fisher-Horowitz, Tablas 34 y 35.

¹⁰⁵ Véase también Anejo 3, p. 6.

¹⁰⁶ La Autoridad se opuso a esta reclasificación bajo el argumento de que tal tratamiento añade un nivel de complicación y potencial tergiversación de cómo estos costos se reflejarán finalmente en los libros de la Autoridad. La Autoridad también indicó que estos gastos se producen al amparo de contratos de mantenimiento a largo plazo que han sido presupuestados históricamente por la Autoridad como gastos capitales y que la razón para tratarlos de esa manera es que esos contratos se utilizan generalmente para la reparación completa o mantenimiento "transformativo" de varios componentes de las unidades generatrices. Como hemos indicado anteriormente, la Autoridad está obligada a seguir los USoA de la FERC para los servicios públicos de electricidad (*FERC USoA for Electric Utilities*). Puede ser que la contabilidad de la Autoridad en el pasado haya sido ambivalente o aleatoria entre los gastos capitales y los gastos de mantenimiento periódico. Según aseveró correctamente la Autoridad, la reclasificación no afecta el requerimiento de ingresos de la Autoridad. No obstante, todos los gastos de la Autoridad deben ser contabilizados de manera precisa. Por tal razón, la Autoridad no debería capitalizar el mantenimiento para el periodo corriente. Por lo tanto, la Comisión acoge la recomendación de los asesores Fisher y Horowitz de que los tres contratos de

acepta esta recomendación. El Anejo 1 refleja este ajuste de reclasificación de costos de \$16 millones.¹⁰⁷

Directrices

1. ***Los gastos de operación y mantenimiento (O&M) incluyen las reparaciones y el mantenimiento estándares que son requeridos para mantener un activo en condición operacional. Este tipo de reparaciones serán contabilizadas durante el periodo en que fueron costeadas— es decir, el gasto se contabilizará en una categoría de mantenimiento. Dicha categoría incluirá las reparaciones que puedan extenderse durante más de un año, pero que sean más breves que un ciclo de mantenimiento completo.***
2. ***La Autoridad no ha brindado el mantenimiento apropiado a sus instalaciones generatrices durante el FY2015 ni el FY2016. La Autoridad aumentará su Gasto de Generación para el FY2017 en \$9.680 millones para gastos de mano de obra y \$4.495 millones para los gastos no relacionados a la mano de obra, lo que equivale a un aumento total al Gasto de Generación para el FY2017 de \$14.175 millones.***
3. ***La Autoridad deberá reclasificar los contratos enumerados en el Anejo 3, página 2-3, ascendentes a \$16 millones de la categoría de Gastos de Capital a Gastos de Generación.***
4. **Transmisión y distribución**

126. La Autoridad ha propuesto unos Gastos de Transmisión de \$34.2 millones. Esta cantidad es comparable con las siguientes cantidades del FY2014, FY2015 y FY2016: \$44.9 millones, \$40.7 millones y \$35.3 millones, respectivamente.

127. Los doctores Fisher y Horowitz concluyeron que la Autoridad no brindó el mantenimiento apropiado a sus instalaciones de transmisión en el FY2015 ni el FY2016. Han recomendado aumentos en el Gasto de Transmisión de la Autoridad para el FY2017 de \$3.330 millones para gastos de mano de obra y \$479,000 para los no relacionados a la mano de obra, lo que equivale a un aumento total de \$3.809 millones.¹⁰⁸ La Comisión acepta esta recomendación. El Anejo 1 refleja este ajuste.¹⁰⁹

mantenimiento que constituyen los \$16 millones sean tratados apropiadamente como un gasto de mantenimiento.

¹⁰⁷ Véase también Anejo 3, pp. 2-3.

¹⁰⁸ Informe Fisher-Horowitz, Tablas 34 y 35.

¹⁰⁹ Véase también Anejo 3, p. 6.

128. La Autoridad ha propuesto unos Gastos de Distribución de \$169.3 millones. Esta cantidad compara con las siguientes cantidades del FY2014, FY2015 y FY2016: \$222.0 millones, \$201.1 millones y \$174.6 millones.

129. Los doctores Fisher y Horowitz concluyeron que la Autoridad no brindó el mantenimiento apropiado a sus instalaciones de distribución en el FY2015 ni el FY2016. Han recomendado aumentos en el Gasto de Distribución de la Autoridad para el FY2017 de \$16.115 millones para los gastos relacionados a la mano de obra y \$2.372 millones para los gastos no relacionados a la mano de obra, para un aumento total al Gasto de Distribución de la Autoridad para el FY2017 de \$18.487 millones.¹¹⁰ La Comisión acepta esta recomendación. El Anejo 1 refleja este aumento.¹¹¹

Directrices

1. ***La Autoridad no brindó el mantenimiento apropiado a sus instalaciones de transmisión en el FY2015 ni el FY2016. La Autoridad deberá aumentar su Gasto de Transmisión para el FY2017 en \$3.330 millones para los gastos relacionados a la mano de obra y \$479,000 para los gastos no relacionados a la mano de obra, para un aumento total al Gasto de Transmisión para el FY2017 de \$3.809 millones.***
2. ***La Autoridad no ha brindado el mantenimiento apropiado a sus instalaciones de distribución. La Autoridad deberá aumentar su Gasto de Distribución para el FY2017 en \$16.115 millones para los gastos relacionados a la mano de obra y \$2.372 millones para los no relacionados a la mano de obra, para un aumento total del Gasto de Distribución del FY2017 \$18.487 millones.***

5. Facturación a los clientes

130. La Autoridad ha propuesto unos Gastos de Facturación a los Clientes de \$84.9 millones. Esta cantidad compara con las siguientes cantidades para el FY2014, FY2015 y FY2016: \$111.4 millones, \$100.9 millones y \$87.6 millones, respectivamente. Los asesores de la Comisión no recomendaron ajustes a esta cantidad. La Comisión acepta esta recomendación.

¹¹⁰ Informe Fisher-Horowitz, Tablas 34 y 35.

¹¹¹ Véase también Anejo 3, p. 6.

Directriz

No habrá cambio a la cantidad propuesta por la Autoridad correspondiente a los gastos de servicio al cliente para el FY2017.

6. Gasto de deudas incobrables

131. La Autoridad propuso un Gasto de Cuentas Incobrables de \$85.4 millones, a diferencia de los \$191.5 millones anotados para el FY2014. La cantidad de \$85.4 millones se basa en una tasa de incobrabilidad de 2.97%¹¹²

132. Para llegar a la cifra de \$85.4 millones, la Autoridad multiplicó la tasa de incobrabilidad de 2.97% por la suma de los siguientes costos: (1) el gasto de combustible y compra de energía; (2) el gasto de O&M no relacionado al combustible; (3) las mejoras en el rendimiento de combustible (un número negativo porque se trata de los ahorros); (4) la recuperación del subsidio de la CELI; (5) la cantidad para sufragar la administración de energía; (6) los gastos de capital propuestos; (7) el servicio de la deuda; y (8) otros ingresos.

133. Smith y Dady concluyeron que ese porcentaje era apropiado, pero recomendaron que lo multipliquemos por una cantidad total más alta debido al aumento en el gasto del combustible (que discutiremos más adelante en la Parte Dos-III.B). El hacer esto (y el reflejar otros pequeños ajustes al requisito de ingreso propuesto por la Autoridad) produjo un aumento en el Gasto de Deudas Incobrables de \$12 millones, lo cual equivale a un total de \$97.384 millones, según demuestra el Anejo 1.¹¹³

Directriz

El requisito de ingreso para el gasto de deudas incobrables será \$97.384 millones, cantidad que es el resultado de la multiplicación de la tasa de incobrabilidad estimada de la Autoridad de 2.97% por la cantidad completa de los gastos propuestos por la Autoridad (según ajustados por la Comisión).

7. Administrativos y generales

134. La Autoridad ha propuesto unos Gastos Administrativos y Generales de \$148.9 millones. Dicha cantidad compara con las cantidades del FY2014, FY2015 y FY2016: \$195.3 millones, \$176.9 millones y \$153.6 millones, respectivamente.

¹¹² Ese porcentaje es la tasa de los incobrables frente al Ingreso Operacional de la Empresa de Servicio Público (*Utility Operating Revenue*). Es el porcentaje que la Autoridad alega que experimentó durante el FY2016.

¹¹³ Véase también Anejo 3, p. 8.

135. Los doctores Fisher y Horowitz expresaron una profunda preocupación al observar que—

La Autoridad gastó la cantidad asombrosa de \$165 millones en A&G en el FY2016, de los cuales \$134 millones cayeron en un fondo discrecional que no se describe. Para darle un poco de contexto a esta cifra, la Autoridad gastó el equivalente de *más de una tercera parte de la totalidad de su presupuesto de capital* en desembolsos discrecionales de A&G.¹¹⁴

Los doctores Fisher y Horowitz recomiendan una reducción de \$17.1 millones.¹¹⁵ La Comisión acepta esta recomendación. El Anejo 1 refleja esta recomendación.¹¹⁶

Directrices

1. ***La Autoridad deberá reducir los gastos A&G relacionados a la mano de obra en \$17.057 millones.***
2. ***La Autoridad deberá desarrollar y presentar a la Comisión un formato de informe revisado mensualmente que provea mayor detalle en cuanto a los presupuestos operacionales de la Autoridad, organizados por área funcional.***
3. ***La Autoridad deberá proveer información detallada acerca de los desembolsos en el segmento “misceláneo” no relacionado a la mano de obra del área funcional de Gastos Administrativos y Generales. Tal información distinguirá entre los fondos desembolsados a la fecha y los fondos aún por desembolsar.***

8. Niveles de la fuerza laboral

136. De acuerdo al panel de la Autoridad compuesto de Miranda, Pérez y Sosa, la Autoridad enfrenta dificultades en el manejo de su fuerza laboral.¹¹⁷ Afirman que la Autoridad es una burocracia ineficiente con elevados niveles de ausentismo, que tiene un historial de seguridad inaceptable, que tiene una plantilla inflada con personal administrativo que no añade ningún valor, en especial en cuanto a la dirección ejecutiva, y

¹¹⁴ Informe Fisher-Horowitz, p. 15 (énfasis en el original). Traducción suplida.

¹¹⁵ *Id.*, Tabla 34.

¹¹⁶ Véase también Anejo 3, p. 6.

¹¹⁷ Ex. 3.0 de la Autoridad, pp. 31-32. Miranda, quien se ha retirado, fue una ejecutiva de alto nivel en la Autoridad. Pérez y Sosa son consultores en Alix Partners.

que tiene un equipo ejecutivo excesivamente grande. También hay escasez de peritaje técnico. Esto es lo que estos testigos expresaron:

Generalmente, el equipo se encontró con procesos de recursos humanos anacrónicos que no eran conducentes a una fuerza laboral segura y productiva. Entre los problemas se encontraban las reglas inflexibles en el lugar de trabajo y un alto nivel de ausentismo. Las licencias con paga eran más del doble de lo que se espera para la industria, con unos 80 días al año. Se proyecta que el sistema de retiro será insolvente para el 2024 y que necesita ayuda de inmediato para evitar ese resultado. También tiene un historial de seguridad inaceptable, con más de 14,000 accidentes y 15 muertes durante un periodo de 10 años.

Además, la Autoridad no tiene planes de sucesión para aproximadamente 1,050 empleados que actualmente son elegibles para el retiro, muchos de los cuales ocupan puestos críticos. En la actualidad, la Autoridad promedia 350 retiros al año.

La Autoridad también carecía de un proceso formal para el manejo del desempeño y uso limitado de KPIs [Indicadores Clave de Desempeño]. El equipo encontró un bajo nivel de responsabilidad y una falta de liderazgo por parte de la alta gerencia. En muchas ocasiones los líderes y los gerentes fueron ubicados en puestos a base de afiliación política en lugar de su aptitud para el empleo. Las descripciones de los puestos también eran anticuadas o inexistentes.

Desde el punto de vista organizacional, la Autoridad es una burocracia ineficiente con numerosos depósitos de personal. Ciertas áreas cuentan con una plantilla inflada con personal administrativo que no añade valor alguno. Además, la dirección ejecutiva y el equipo ejecutivo es excesivamente grande. También hay una escasez de peritaje en áreas que requieren destrezas técnicas específicas.¹¹⁸

El testimonio directo de la Autoridad (Ex. 3 de la Autoridad) describe los pasos que han ido tomando para solucionar estos problemas. Desde el 2014, la plantilla se ha reducido por aproximadamente 1,100 empleados a tiempo completo al estos acogerse a jubilación o renunciar. La Autoridad espera una reducción adicional de aproximadamente 600 empleados a tiempo completo para el 2019.

137. El reducir la plantilla no necesariamente aumenta la eficiencia. Como discutimos en la Parte Dos-III, los Asesores de la Comisión, Fisher y Horowitz, concluyeron que durante el FY2015 y FY2016 la Autoridad no le dio el mantenimiento adecuado a su

¹¹⁸ *Id.*, p. 31. Traducción suplida.

sistema eléctrico, en parte debido a la insuficiencia de personal. Entre las modificaciones propuestas a los desembolsos, se encuentran aumentos en los gastos de mano de obra para la generación, transmisión, distribución, así como reducciones en los gastos de mano de obra en el área de A&G. En específico, proponen un aumento neto de \$12.068 millones en los gastos de mano de obra, desglosado de la siguiente manera:

- un aumento de \$9.680 millones en el Gasto de Generación;
- un aumento de \$3.330 millones en el Gasto de Transmisión;
- un aumento de \$16.115 millones en el Gasto de Distribución; y
- una reducción de \$17.057 millones en los Gastos Administrativos y Generales.¹¹⁹

Aprobamos estas cantidades. Como hemos indicado, estos números se ubican entre las cantidades ya aprobadas para la generación, transmisión, distribución y administrativo y general.

9. Evaluación de la Administración de Energía

138. El requisito de ingreso de la Autoridad incluye \$5.8 millones por concepto de la Evaluación de la Administración de Energía establecido mediante el Artículo 6.16(c) de la Ley 57-2014. La Autoridad debe pagar tal cantidad anualmente mediante su envío al Departamento de Hacienda, entidad que luego envía dicho pago a la Comisión en dos plazos de \$2.9 millones cada uno. La Comisión aprueba esta cantidad.

10. Multas y penalidades

139. Según se detalla en el informe de Smith y Dady (a las páginas 61-62), la Autoridad ha incurrido cientos de miles de dólares en multas por incumplimiento con las normativas ambientales. Aparte del daño al medioambiente y la incomodidad que provoca el que una empresa gubernamental de servicio público viole las reglas del gobierno, está el problema de la responsabilidad económica. La Autoridad no tiene accionistas. Por lo tanto, las multas que resulten de las acciones u omisiones de los ejecutivos, gerentes y empleados recaen, no en los individuos que las ocasionaron, sino en los abonados. Nuestros ciudadanos no solo sufren las consecuencias del daño ambiental, sino que también deben pagar las penalidades. Eso es más que irónico. Esta situación contribuye a una cultura interna de la Autoridad de “ese no es mi problema”. El propósito de las multas y penalidades es compeler el cumplimiento. El pasar estos costos a los clientes no logra el cumplimiento.

140. Un problema separado es la contabilidad. La Autoridad dice que ha anotado sus multas y penalidades en las cuentas 92316 y 93000.¹²⁰ Sin embargo, la instrucción 21-G

¹¹⁹ Informe Fisher-Horowitz, Tabla 34. Estos ajustes se exponen en el Anejo 3, p. 6.

del USoA de la FERC dispone que las multas y penalidades deberán ser anotadas en la cuenta 426.3, Penalidades.¹²¹

141. En la Vista Técnica, la Autoridad afirmó que no ha recibido notificaciones específicas de multas o penalidades para el FY2017.

Directrices

1. ***La Autoridad deberá contabilizar las multas y penalidades en la cuenta apropiada; específicamente en la cuenta FERC 426.3.***
2. ***La Autoridad deberá verificar que no haya incluido cantidad alguna correspondiente a multas o penalidades en el requisito de ingreso propuesto.***
3. ***La Autoridad deberá someter a la Comisión una explicación completa de las causas de las multas y penalidades del FY2013 al presente, incluidos los nombres y puestos de los individuos específicos cuyas acciones u omisiones contribuyeron a las violaciones que motivaron las penalidades.***
4. ***Si la Autoridad incurre multas o penalidades para el FY2017 o cualquier año futuro, deberá explicar a la Comisión la naturaleza de estos costos y los individuos específicos que son responsables por las acciones u omisiones que ocasionaron las multas o penalidades. La Autoridad deberá también someter a la Comisión un plan para cumplir con toda regla, de manera que pueda evitar multas y penalidades futuras.***
5. ***La Autoridad deberá continuar su política, conforme al Decreto de Consentimiento discutido en su estado financiero auditado del FY2014, de pagar por adelantado la penalidad estipulada para que se beneficie del descuento de 50%.¹²²***

¹²⁰ Los números de cuenta de 5 dígitos de la Autoridad parecen corresponder con las cuentas 923 y 930 en la FERC—el sistema de contabilidad estándar utilizado por las empresas de servicio público.

¹²¹ "G. Cualesquiera penalidades impuestas por la Agencia de Protección Ambiental [Environmental Protection Agency o EPA, por sus siglas en inglés] por la emisión de contaminantes en exceso se cargarán a la cuenta 426.3, Penalidades." Traducción suplida.

¹²² Los estados financieros auditados de la Autoridad para el FY2014 (Exs. I-2 de la Autoridad, pp. 82-101) indican que la Autoridad ha pagado multas bajo el Decreto de Consentimiento (Consent Decree). En la página 82 (PFE 000086) la Autoridad indica: "El Decreto de Consentimiento incluye las penalidades acordadas por ciertos eventos de incumplimiento. Los eventos de incumplimiento deben ser divulgados a la EPA en el informe correspondiente. De ordinario, cuando

11. Propiedades en desuso

142. La Autoridad es propietaria de inmuebles que no usa ni necesita para proveer servicio eléctrico.¹²³ Estos inmuebles han sido anotados en los libros de la Autoridad al costo de adquisición. La Autoridad está en proceso de contratar una firma de manejo de bienes raíces para tasar las propiedades inmuebles y poder maximizar su valor ya sea mediante venta, alquiler u otro uso.

Directriz relativa a propiedades en desuso

La Autoridad deberá proveer actualizaciones con relación al valor de tasación de las propiedades en desuso de la Autoridad (esto es, propiedad que no se requiere para proveer servicio eléctrico), así como de los planes de la Autoridad para la maximización del valor de tales propiedades.

12. Otras Directrices

1. *La Autoridad deberá ajustar su formato de informe mensual para que enumere los desembolsos reales y valores presupuestados por mes y para el último año por desembolsos relacionados y no relacionados a la mano de obra para las mismas áreas funcionales que se utilizan en este documento. Dichos informes deberán incluir los presupuestos anuales totales y el porcentaje de los presupuestos que se ha gastado durante el último mes y año.*
2. *La Autoridad deberá preparar un informe, a ser entregado junto con su siguiente presentación del caso tarifario, sobre su uso (o falta de uso) del gasto operacional adicional de \$19.4 millones permitido por la Comisión (según el Anejo 3, a la página 6) y el efecto de tales desembolsos en su sistema.*
3. *La Autoridad deberá continuar anotando sus desembolsos mensuales en operaciones por directorados. Cuando la Autoridad redistribuya los fondos entre los directorados, deberá hacer constar por escrito y justificar tales redistribuciones.*

ocurre un evento de incumplimiento cubierto, la Autoridad paga la penalidad acordada por adelantado para beneficiarse de un descuento del 50% de la penalidad acordada aplicable."

¹²³ Una lista de estas propiedades se encuentra en la respuesta de la Autoridad al CEPR-RS-05-33.

4. ***La Autoridad deberá preparar un informe, a ser sometido junto con su próxima presentación en el caso tarifario, que incluya su presupuesto de gastos de operaciones internas por directorado según fue aprobado, sus desembolsos mensuales operacionales reales por directorado y un listado de estas redistribuciones y sus justificaciones.***

B. Gastos de combustible y compra de energía

143. En cuanto al combustible y la compra de energía, la Autoridad originalmente propuso un requisito de ingreso de unos \$1,470 millones para el FY2017: \$656 millones para combustible y \$820 millones para la compra de energía. La cifra de \$656 millones es el resultado de la proyección de la Autoridad de \$763.7 millones en gastos de combustible, menos \$107.7 millones en ahorros debido al desempeño.¹²⁴ Cuando se combinan, estas cantidades suman a aproximadamente la mitad del requisito de ingreso total de la Autoridad para el FY2017. Estas cifras son proyecciones y no presupuestos porque habrá un mecanismo de ajuste (que discutiremos en la Parte Cuatro-III.B) que concilia los costos reales con las proyecciones.

144. Los doctores Fisher y Horowitz recomiendan un aumento de \$461.3 millones, debido a su conclusión que la Autoridad ha subestimado el presupuesto para cubrir el gasto de combustible. Recomendamos que no haya cambios a los ahorros de desempeño proyectados ni al gasto de compra de combustible. Por su parte, la Autoridad también actualizó su ingreso propuesto para reflejar precios del combustible más elevados.

145. En esta sección, discutiremos los hechos que sirven de trasfondo al consumo de combustible y las compras de energía de la Autoridad, describiremos su proceso para presupuestar estos costos y luego evaluaremos los presupuestos para hacer determinaciones. En esta parte solo nos referiremos a la razonabilidad de estos costos. Atenderemos el método de recuperación de costos (es decir, tarifa base v. cargo por ajuste) más adelante en la Parte Tres-III.

1. Información de fondo sobre el consumo de combustible de la Autoridad

146. La flota generatriz de la Autoridad (esto es, con exclusión de la generación propiedad de los terceros que le suplen energía) consiste mayormente en unidades generatrices a base de combustible fósil. Aparte de dos unidades en la planta de Costa Sur, todos los generadores termales de la Autoridad queman destilados de petróleo o

¹²⁴ Los ahorros por desempeño proyectados están relacionados con las siguientes categorías: despacho de generación (*generation dispatch*), aprovisionamiento de combustible (*fuel sourcing*), cadena de suministro de combustible (*fuel supply chain*), reserva sincronizada (*spinning reserve*) e interrupciones forzadas (*forced outages*).

combustible de petróleo residual.¹²⁵ Las unidades de ciclo combinado y las turbinas de gas de la Autoridad en su mayoría queman destilado y sus unidades de vapor queman residual. Las unidades Costa Sur 5 y 6 queman una mezcla de gas natural y combustible de petróleo residual.

147. La mezcla de combustibles de la Autoridad ha cambiado con el pasar del tiempo. En el FY2011, el combustible residual representó 90% del combustible que quemó la Autoridad, el remanente siendo compuesto por destilado de petróleo. En el FY2012, la Autoridad comenzó a quemar gas natural en Costa Sur. Actualmente, el gas representa 27% de la totalidad del combustible utilizado por la Autoridad. El uso del destilado ha aumentado hasta componer aproximadamente un 20%, mientras que la dependencia de la Autoridad en el residual ha mermado hasta representar ahora la mitad del consumo de combustible de la Autoridad.

148. Puesto que la flota generatriz de la Autoridad permanecerá en su mayoría igual en el FY2017, el consumo total de combustible y las proporciones de los tipos de combustible asemejarán los de años recientes.

149. El proceso de la Autoridad para la aprobación y fiscalización de los contratos de combustible involucra múltiples funcionarios. Estos incluyen el Tesorero, el Director de la División de Protección Ambiental y Control de Calidad, el Gerente de la Oficina de Combustible, el Director de Finanzas, el Director de la División Legal, el Gerente de Operaciones e Infraestructura, el Director de la División de Servicios Técnicos, el Director de la División de Conservación Eléctrica y Protección del Sistema Eléctrico, el Director de la División de Distribución Eléctrica y el Director de la División de Manejo de Materiales. Todos los contratos de compra de combustible los firma el Director Ejecutivo.¹²⁶

2. Información de fondo sobre las compras de energía de la Autoridad

150. La Autoridad tiene dos contratos de compraventa de energía y operación ("PPOA", por sus siglas en inglés): uno con EcoEléctrica, la cual opera una planta de ciclo combinado a base de gas natural de 507 MW y uno con AES, la cual opera una planta de vapor a base de carbón de 454 MW.

¹²⁵ "Destilado" es un nombre común para el grado núm. 2 de combustible derivado del petróleo. También suele referirse a éste como combustible diésel. "Residual" es un nombre común para el grado núm. 6 de combustible derivado del petróleo. Éste último tiene una viscosidad mayor a la del derivado núm. 2 y puede contener mayores niveles de impurezas.

¹²⁶ Respuesta al CEPR-RS-01-05, p. 66. Cuarto Requerimiento de Información de la Comisión (15 de julio de 2016).

151. Los términos del contrato de la Autoridad con AES son claros. La Autoridad paga por la energía que AES produce y la capacidad confiable que provee. La Autoridad también compensa a AES por los costos de reiniciación luego de cualquier desactivación de unidad solicitada por la Autoridad. El pago de energía que la Autoridad le hace a AES tiene dos componentes: un pago por manejo del combustible y un cargo por los costos variables de operación y mantenimiento. El precio de la energía por kWh se fija cada año, sujeto a una garantía de la Autoridad que la unidad será despachada a un factor de capacidad de al menos 50%. El precio de la capacidad refleja los costos de capital de AES y sus costos fijos de operación y mantenimiento.

152. El contrato de la Autoridad con EcoEléctrica es más complejo. Incluye un pago por la capacidad y un cargo base por energía (ambos de los cuales tienen estructuras similares al contrato de AES, aunque, a diferencia del cargo de energía de AES, el cargo base por energía de EcoEléctrica se ajusta a base de la razón de calor de la unidad en diferentes niveles de salida). Al igual que en el contrato de AES, la Autoridad paga cargos por la reiniciación si la Autoridad solicita la desactivación que la precede. El contrato de EcoEléctrica también requiere un “pago por energía en exceso” por la energía que se requiere por encima de un factor de capacidad de 76%. EcoEléctrica fija el nivel de uso asociado al factor de capacidad de 76% mensualmente y fija la tarifa por energía en exceso semanalmente. Estos factores dificultan el que la Autoridad pueda predecir sus pagos a EcoEléctrica.

153. La Autoridad tiene contratos activos con varios proveedores de energía renovable. Estos contratos incluyen contratos con dos parques eólicos, un generador a base de gas producido en un vertedero y cuatro plantas fotovoltaicas. Estos vendedores representan un total de aproximadamente 157 MW de capacidad. Los contratos de la Autoridad con generadores renovables típicamente incluyen un precio de energía base escalonado anualmente, más un pago por los créditos de energía renovable (“REC”, por sus siglas en inglés). Nuestra Orden del PIR detalló las preocupaciones con estos contratos.

3. Procedimiento presupuestario para combustible y compra de energía

154. Para presupuestar los costos de combustible y compra de energía para un periodo presupuestario dado, la Autoridad toma cuatro pasos principales.

155. Primero, la Autoridad pronostica las cargas y los precios del combustible. Para sus proyecciones del FY2017, la Autoridad dependió de los pronósticos de precio de combustible que preparó Siemens en febrero de 2016. Siemens describió estos pronósticos como un “límite inferior” en la trayectoria esperada para los precios de combustible.¹²⁷ Mediante la Resolución Final y Orden del PIR, la Comisión determinó que estos pronósticos

¹²⁷ CEPR-AP-2015-0002; Vista Técnica sobre el PIR, 6 de abril de 2016, Nelson Bacalao, 00:14:15 de la parte 5 de la grabación de la vista.

estaban muy por debajo de los pronósticos contemporáneos de los pronósticos públicos fiables. De acuerdo con el informe de Fisher y Horowitz, la determinación de la Orden del PIR queda confirmada: los precios han subido considerablemente. Como muestra la Tabla 28 del informe de Fisher y Horowitz, los pronósticos del precio de combustible de Siemens estaban equivocados.

156. Segundo, la Autoridad recopila datos sobre los costos relacionados a sus Acuerdos de Operación y Compraventa de Energía (“PPOA”, por sus siglas en inglés). Para poder representar los términos contractuales de la Autoridad en términos de PROMOD (el modelo de costos de producción computarizado que explicaremos en breve), la Autoridad hace varios ajustes y presunciones. Para los contratos renovables, la Autoridad ingresa los cargos de energía contractual y de REC, y usa un factor de capacidad de 21%. Para sus contratos con AES, la Autoridad modela un costo de combustible y costo variable de operaciones y mantenimiento (“O&M”), luego entra por separado un cargo por capacidad que se calcula como una combinación del costo fijo de O&M y un costo capital. La Autoridad tiene un proceso similar para el contrato con EcoEléctrica. Debido a que el cargo por exceso de energía en dicho contrato se determina de forma periódica y unilateral por el vendedor, el modelaje de dicho cargo por la Autoridad es una suposición fundamentada. Nuestros consultores revisaron los métodos de la Autoridad y confirmaron su razonabilidad.

157. Tercero, la Autoridad determina los datos relacionados al desempeño y los costos de operación de sus propias unidades.

158. Cuarto, la información anterior debe ser ingresada a PROMOD, un “modelo de costos de producción” que determina un patrón de despacho óptimo (es decir, el menor costo posible a la vez que satisface la demanda) para todas las unidades del sistema de la Autoridad. El modelo PROMOD pronostica los costos de producción en detalle, y el resultado de este análisis se convierte, entonces, en los costos proyectados de la Autoridad.

159. Los doctores Fisher y Horowitz plantearon varias preocupaciones en cuanto al uso de PROMOD por parte de la Autoridad; no obstante, entendieron que cada preocupación era lo suficientemente pequeña como para que pudiesen ocurrir las correcciones necesarias mediante los ajustes al combustible y la compra de energía. Sus preocupaciones eran las siguientes:

1. La Autoridad usó tiempos de ejecución mínimos muy altos para sus unidades de vapor, posiblemente resultando en el uso menor de las unidades de menor costo.
2. La Autoridad presumió para Costa Sur un porcentaje mayor de gas natural de lo que la práctica actual permite.
3. La Autoridad espera que, para el FY2017, el precio de EcoEléctrica por energía en exceso sea menor que el costo variable de generación de la Autoridad, más a menudo de lo que fue en el FY2016. Dicha expectativa llevó la Autoridad a modelar un uso frecuente de EcoEléctrica por encima del umbral de 76% que

ocasiona el precio de energía en exceso. Los doctores Fisher y Horowitz no hallaron prueba alguna que fundamente esta expectativa. Particularmente preocupante era el hecho de que, dada la baja disponibilidad y flexibilidad de muchas de las unidades de la Autoridad, le sería difícil a la Autoridad comprometerlas de forma rápida para evitar un precio de energía en exceso elevado.¹²⁸

4. Si bien el modelaje de los contratos de energía renovable no conllevó mayores complicaciones, los consultores hallaron varias excepciones que involucraban desviaciones de los precios modelados vis a vis los precios contractuales.¹²⁹

4. Evaluación de los presupuestos de combustible y compra de energía de la Autoridad

160. Combustible: Los doctores Fisher y Horowitz hallaron que los desembolsos de la Autoridad en combustible para los primeros dos meses del FY2017 fue el doble de la cantidad proyectada. Como resultado, recomendaron un aumento significativo en los costos de combustible de la Autoridad para el FY2017. Admitiendo que su estimado es aproximado (y que será corregido mediante el ajuste al combustible), ofrecieron tres métodos para hacer el estimado, los cuales se muestran en la Tabla 25 del informe de Fisher y Horowitz. La mediana de este estimado es un total de \$1,225,000,000, antes de los ahorros por desempeño. Este nuevo total requiere un aumento de \$461,305,000 al requisito de ingreso propuesto por la Autoridad. Adoptamos este nivel al entender que es razonable, con el reconocimiento de que las desviaciones de esta cantidad serán recuperadas mediante la cláusula de ajuste. El Anejo 1 refleja este ajuste.¹³⁰

161. Compra de energía: Los doctores Fisher y Horowitz hallaron que, desde el FY2010, las predicciones de la Autoridad acerca de sus desembolsos en compra de energía han sido razonablemente precisas— conclusión que, hasta el momento, aplica también para el FY2017. Los contratos renovables presentan incertidumbre— no debido a sus precios (los cuales son contractuales), sino a su salida, porque la fecha de inicio de sus operaciones son difíciles de predecir. Esta incertidumbre se ve representada en una disminución de un 21% (\$30 millones), luego de menos de seis meses, en las expectativas de la Autoridad con relación a los desembolsos en contratos de energía renovable.¹³¹ Tomados todos estos

¹²⁸ Uno de los testigos de la Autoridad aseveró, en efecto, que el precio excesivo de la energía no es siempre algo a evitarse; en ocasiones es una manera de ahorrar dinero cuando ese precio es menor que el costo marginal de la Autoridad.

¹²⁹ Véase Tabla 19 del Informe Fisher-Horowitz.

¹³⁰ Véase también Anejo 3, p. 5.

¹³¹ Véase la Orden Final sobre el PIR, Parte IV(F)(4) para una discusión de las preocupaciones de la Comisión sobre la incertidumbre en torno a los contratos de energía renovable.

hechos en conjunto, nuestros consultores hallaron que “no existe causa imperiosa” para ajustar el presupuesto total de PPOA de la Autoridad, y estamos de acuerdo. El requisito de ingreso deberá reflejar el costo de compra de energía de \$819,907,000 propuesto por la Autoridad.

Directrices sobre combustible

- 1. La Autoridad deberá aumentar su presupuesto de combustible para el FY2017 (y su requisito de ingreso) en \$461,305,000, para un presupuesto de combustible total de \$1,117,273,000 para el FY2017.**
- 2. Según surge del Schedule A-6 de su presentación, la Autoridad propuso incluir los siguientes costos en el Ajuste por Combustible: combustibles (residual, destilado, gas natural, propano y aditivos), transportación, inspección, laboratorios, almacenamiento, manejo, atrasos, impuestos y cobertura. La Autoridad no ha hecho desembolsos de Costos de Combustible por Aditivos en los últimos tres años fiscales hasta el FY2016. Tampoco ha tenido gastos por Atrasos o Cobertura de Combustible durante los últimos dos años fiscales (FY2015 y FY2016). En el futuro, antes de desembolsar para cubrir tales costos, la Autoridad deberá presentar a la Comisión una solicitud para su aprobación que contenga la cantidad propuesta y la justificación, y esperar su aprobación. Todas las demás categorías de Gastos de Combustible propuestos por la Autoridad deberán ser incluidos en su requisito de ingreso.**
- 3. En el procedimiento de desempeño que se avecina, la Comisión requerirá que la Autoridad recomiende a la Comisión al menos tres firmas para llevar a cabo una revisión del desempeño gerencial que se relacione específicamente a los costos de compra de combustible. Estas firmas podrán ser las mismas firmas recomendadas para la revisión de la compra de energía que discutiremos a continuación. La Comisión escogerá una firma para que sea contratada por la Autoridad para realizar la revisión bajo las especificaciones que establezca la Comisión. Tal revisión deberá incluir, sin que se entienda como una limitación, una recomendación con relación a los procedimientos para auditorías periódicas de las adquisiciones de combustible de la Autoridad, para asegurar que dichos costos sean razonables y que hayan sido contabilizados de manera apropiada.¹³²**

¹³² La Autoridad se opuso al proceso de revisión de desempeño, indicando que tal revisión inherentemente impondrá cargas y costos y que esos costos serán asumidos en última instancia por los clientes. La Comisión señala que una revisión independiente de la administración de la Autoridad puede producir ahorros significativos en los costos como resultado de las mejoras, las cuales típicamente son mayores que el costo incurrido en el proceso de revisión. Más aún, el costo pudiera ser menor y el beneficio a los clientes ser mayor, si la revisión se realiza por una consultora

4. ***La Autoridad deberá preparar pronósticos de precio de combustible, como mínimo, dos veces por año, someterlos a la Comisión y publicarlos en su portal de internet.***

Directrices sobre compra de energía

1. ***No hemos hecho ajustes al Gasto de Compra de Combustible que proyecta la Autoridad para el FY2017.***
2. ***En el procedimiento de desempeño que se avecina, la Comisión requerirá que la Autoridad recomiende a la Comisión al menos tres firmas para llevar a cabo una revisión del desempeño gerencial que se relacione específicamente a la compra de energía. Estas firmas podrán ser las mismas firmas recomendadas para la revisión de los costos del combustible. La Comisión escogerá una firma para que sea contratada por la Autoridad para realizar la revisión bajo las especificaciones que establezca la Comisión. Tal revisión deberá incluir, sin que se entienda como una limitación, una recomendación con relación a los procedimientos para auditorías periódicas de las compras de energía de la Autoridad, para asegurar que dichos costos sean razonables y que hayan sido contabilizados de manera apropiada.***¹³³

cualificada e independiente que sea seleccionada por la Comisión, en lugar de la empresa de servicio público objeto de dicha investigación.

¹³³ En relación con los precios en los contratos de energía renovable existentes, la Comisión no sugiere que los altos precios en dichos contratos reflejen acciones imprudentes por parte de la Autoridad o costos excesivos para los consumidores. Windmar sostiene que los contratos firmados entre el 2010 y el 2012 precedieron varias caídas en los precios de los equipos de energía renovable, y que ocurrieron en un momento en el que los altos precios del petróleo hacían que tales contratos resultasen atractivos para la Autoridad. Nuestra aseveración no es que la Autoridad necesariamente deba terminar contrato alguno, sino examinar si su renegociación pudiera reducir los precios y, además, lograr que las fechas de operación sean más certeras.

Sunnova y Windmar sostienen que el requisito de ingreso de la Autoridad debe incluir una cantidad para los CER de generación distribuida. Afirman que la Autoridad se ha negado a cumplir con la Cartera de Energía Renovable (*Renewable Portfolio Standard* o *RPS*, por sus siglas en inglés) establecida por la Ley 82-2010 al no adquirir todos los CER disponibles, y que la Autoridad adeuda penalidades por su incumplimiento. Hacer cumplir la obligación del *RPS*—incluyendo la determinación del alcance dicha obligación—queda fuera de los límites de este procedimiento de revisión tarifaria. El modo apropiado de proceder sería presentar una querrela alegando hechos específicos y proponiendo remedios específicos. En la medida en que la disposición de tal querrela afecte el requisito de ingreso de la Autoridad, la Comisión reflejaría tal cambio en tarifas futuras.

3. ***Conforme al requisito de nuestra Orden del PIR, la Autoridad deberá establecer, y actualizar dos veces al año, una base de datos de sus contratos de energía renovable para todos los proyectos, estén o no en su fase operacional. Esta base de datos deberá incluir los nombres, propietarios, números de contrato, costos de energía iniciales, costos de energía actuales, costos REC iniciales, costos REC actuales, cualquier factor de escalonamiento y las fechas tanto esperadas como reales en las que estarán operacionales. El formato usado en respuesta a CEPR-AH-03-02 es aceptable pero no obligatorio.***

C. Gastos de capital

162. La Autoridad propone nuevos gastos de capital de \$336.6 millones para el FY2017, a ser recaudados de los abonados durante este año fiscal. La cantidad para el FY2017 consiste en \$232.1 millones para capital de mantenimiento, \$56.3 millones para el Terminal Aguirre Offshore Gas Port (“AOGP”) y \$48.2 millones para proyectos de transmisión y distribución.¹³⁴ Esta cantidad es comparable con el CapEx de la Autoridad para el FY2013 (\$360.1 millones) y el FY2014 (\$316.0 millones), pero es mucho mayor que el CapEx de la Autoridad para el FY2015 (\$201.1 millones) o para el FY2016 (\$140.4 millones).

1. Retos en la proyección de los gastos capitales

a. La distinción entre los gastos de operación y los gastos de capital

163. Un enfoque transparente en la fijación de los presupuestos y los requisitos de ingreso requiere una distinción clara entre un gasto de capital y un gasto de mantenimiento.

164. Los gastos de operación y mantenimiento (“O&M”) son los gastos que se requieren para correr la empresa día a día. Para la infraestructura física de una empresa eléctrica (generación, transmisión y distribución), esta categoría incluye las reparaciones y el mantenimiento que de costumbre se requieren para mantener un activo funcionando de manera eficiente y confiable. Los principios de contabilidad requieren la anotación de estos costos en el año que se desembolsan. Los principios de regulación requieren que estos costos sean recuperados de los abonados durante el año en que fueron desembolsados.

165. Los costos de capital, por el contrario, son duraderos. Se asocian con unidades o equipo nuevo o con gastos que aumentan la vida útil de una unidad existente. En lugar de ser anotados como gastos en el año que ocurrieron, suelen ser amortizados (esto es, se distribuyen a lo largo de la vida del equipo asociado). De tal manera, los clientes que reciben el beneficio son los que lo pagan, en lugar de causar que los clientes de este año paguen por los beneficios que serán disfrutados por clientes futuros.

¹³⁴ Véanse Ex. 3.0 de la Autoridad, p. 45, y Schedule F-3 REV de la Autoridad.

166. En cuanto a las plantas deterioradas, la distinción entre gasto de operación y gasto de capital no siempre es clara. Las reparaciones ordinarias podrían no mantenerlas en condición operacional. Una reparación temporera a una caldera es un gasto operacional porque la reparación no hará que dure múltiples años. El reemplazo de la caldera durante el siguiente ciclo de interrupción mayor es un gasto de capital porque hará que dure múltiples años. Muchos de los gastos propuestos por la Autoridad caen en esta última categoría.

167. En la Parte Dos-II.B explicamos que hasta tanto la Autoridad no logre acceso a los mercados de capital, los abonados de hoy deberán pagar ambos tipos de gastos —de operación y de capital— en el año en que sean desembolsados. Los abonados de la Autoridad, por tanto, pagarán en la actualidad algunos proyectos de capital por completo, pagarán la porción correspondiente a este año de los proyectos iniciados con anterioridad a este año y pagarán la primera parte de los proyectos cuya finalización podría no ocurrir hasta algún año futuro.

b. Topes en los gastos que no se relacionan a las necesidades del sistema

168. En años recientes, la Autoridad ha basado su presupuesto de capital en una solución intermedia entre las necesidades reales del sistema y el deseo de evitar cualquier aumento tarifario (recordemos que no ha habido un aumento de la tarifa base desde 1989). Según explicó la Autoridad:

Históricamente, ha habido presión política por no aumentar las tarifas de la Autoridad en respuesta a las necesidades de costo e inversión y, por tanto, la Autoridad ha tenido que sacrificar gastos de capital necesarios para poder mantener su liquidez y no quedarse sin dinero.¹³⁵

Este compromiso anual ha producido una cifra “descendente” — un tope presupuestario total para todos los gastos de capital, impulsado no por las necesidades del sistema por sí solas, sino por consideraciones políticas surgidas de la resistencia a aumentar las tarifas (o por presión de actores políticos para que no se aumenten las tarifas). En otras palabras, la pregunta principal no era “¿cuánto necesitamos gastar para arreglar nuestro sistema?”, sino “dada la premisa que no habrá aumento tarifario, ¿cuánto podemos gastar?” Este enfoque produjo los siguientes presupuestos de gastos de capital:

FY2010: \$350 millones
FY2011: \$300 millones
FY2012: \$327 millones
FY2013: \$300 millones

¹³⁵ CEPR-SGH-01-08, p. 10. Segundo Requerimiento de Información de la Comisión (23 de junio de 2016). Traducción suplida.

FY2014: \$300 millones
FY2015: \$245 millones
FY2016: \$245 millones¹³⁶

169. Los topes artificiales esconden la verdad. En los procedimientos tarifarios futuros, la Autoridad deberá revelar la verdad: los costos totales que deberán ser desembolsados para alcanzar los estándares de calidad que merece nuestra ciudadanía. El costo total significa el costo total: propósitos de emergencia, mantenimiento preventivo, mejoras al sistema y expansión al sistema.

170. Un problema distinto es el que surge cuando la Autoridad distribuye las cantidades del presupuesto total reducido entre sus departamentos. Hemos sido informados por la Autoridad que la práctica, con algunas excepciones, ha sido la de distribuir a cada departamento la cantidad que sea menor entre el presupuesto histórico de cada departamento o los desembolsos reales del año anterior. Este enfoque presume incorrectamente que el sopesar de prioridades entre los departamentos no cambia.¹³⁷ También fomenta el que cada departamento desembolse la totalidad de su presupuesto para evitar una reducción el año siguiente. Ninguno de los resultados es un buen sustituto para una reevaluación anual de prioridades llevada a cabo con rigor. La Autoridad necesita mejorar su proceso presupuestario: la manera en que fija sus prioridades y cómo desarrolla, organiza y almacena la información que necesita para tomar la mejor decisión. Atenderemos estas preocupaciones en la investigación sobre el desempeño de la Autoridad que queda pendiente.

171. No obstante, para este primer aumento de tarifa base en más de veinticinco años, la Comisión no requerirá que los abonados paguen la cantidad completa de los desembolsos que son necesarios para satisfacer las necesidades de infraestructura de la Autoridad. El intentar compensar por años de realizar gastos por debajo del presupuesto sería muy severo para los clientes. La Autoridad tampoco tiene la capacidad de gastar ese dinero de forma eficiente, dado el tiempo reducido que queda en el año fiscal y la escasez de trabajadores diestros. Además, la elaboración de los presupuestos y la contabilidad necesita ser más rigurosa antes de que podamos aprobar niveles de desembolso más altos. Enfatizamos, sin embargo, que el enfoque de presupuestos “descendentes” que nos hemos visto obligados a aceptar aquí no podrá continuar. En lugar de continuar desembolsando en reacción a las averías en el sistema, la Autoridad deberá invertir en un futuro confiable. En la Vista Técnica, la mayoría de los testigos de la Autoridad dejaron claro que están dispuestos y

¹³⁶ Informe Fisher-Horowitz, p. 75. La Autoridad tuvo gastos por debajo de sus presupuestos en el FY2015 y el FY2016. Véase Fig. 15 del Informe Fisher-Horowitz.

¹³⁷ No obstante, parece ser que alguna consideración se les brinda a las solicitudes individuales de cada departamento resultantes de las determinaciones de necesidades de cada departamento. Los directores piden aquello que necesitan; sus solicitudes son consideradas por los ejecutivos de alto rango; luego se les asigna a los directores una cantidad de presupuesto.

preparados para abandonar el enfoque histórico y aceptar el enfoque correcto. Esta Comisión insistirá que así haga la Autoridad.

c. La naturaleza de la revisión de la Comisión

172. La solicitud de gastos de capital de la Autoridad para el FY2017 enumera 402 entradas, con cantidades que van desde cero hasta \$20 millones de dólares. Estas entradas son diversas: la restauración de turbinas o generadores individuales; la construcción de nuevos postes y líneas; la adquisición de equipo de transmisión y distribución más avanzado; ordenar nuevos vehículos, sistemas de computación y equipo de red, entre otros.

173. Una evaluación minuciosa de los desembolsos y la preparación de los presupuestos de la Autoridad requiere un equipo de ingenieros y auditores. Al momento, la Comisión no tiene la ventaja de tenerlos disponibles. Aun si estuvieran disponibles, los breves 180 días que permite el estatuto para este caso tarifario habrían sido insuficientes para emplearlos de manera efectiva. Usaremos el procedimiento de desempeño que se avecina para desplegar el peritaje necesario. En este procedimiento, sin embargo, no era práctico ni sabio intentar revisar la razonabilidad de cada dólar.

174. Entre los retos a los que se enfrenta la Comisión está la transparencia. Si bien la Autoridad hizo un esfuerzo serio por proveer la información que le fue requerida, contestando cientos de preguntas, la información que proveyó a menudo fue insuficiente. Los documentos no siempre dejaban claro el propósito de un proyecto de capital, sus desembolsos anteriores, el progreso hacia la finalización ni el costo final pronosticado. Con frecuencia, la Autoridad presentó un solo número para un proyecto que representaba los desembolsos para un año. Ese número no nos brindó información acerca del pasado o el futuro porque una entrada en el presupuesto de capital del FY2017 es solo una fracción de un proyecto mayor. Debemos entender el cuadro completo: cuándo comenzó el proyecto, cuándo terminará y si los desembolsos durante este año y a la fecha son consistentes con el presupuesto total. Sin esta información, no podemos saber el propósito del proyecto, su razonabilidad como solución a un problema o la razonabilidad del costo del proyecto. La presentación de la Autoridad a menudo nos dejó incapaces de poder determinar si el progreso de un proyecto y los desembolsos coincidían con un calendario establecido.

175. Un factor que contribuyó al problema era el que los archivos estuvieran dispersos. Cuando se le solicitó que presentara órdenes de trabajo o contratos de ingeniería, adquisición y construcción ("EPC", por sus siglas en inglés) correspondientes a los proyectos, la Autoridad respondió que:

La Autoridad no cuenta con sistemas electrónicos que estén configurados para que sean capaces de evaluar automáticamente cuáles órdenes de trabajo están asociadas a un proyecto [de gasto de capital]; la mayoría de esta información se encuentra en archivos en papel. Y esos archivos en papel no están organizados por proyecto en una ubicación central. Añadiendo que el proceso de preparar los presupuestos [de gastos de capital] comienza en los distritos

de transmisión y distribución de la Autoridad, sus plantas generatrices, oficinas de servicio al cliente, entre otras.¹³⁸

La Autoridad añadió que:

Los detalles particulares de cada proyecto se manejan a nivel local y no en una ubicación central. Una vez se haya cumplido con los límites finales para los desembolsos, el plan puede pasar a la aprobación final. Respecto a los proyectos que no han tenido desembolsos, cualquier documento que refleje las justificaciones correspondientes e información relacionada se ubica en múltiples plantas generatrices, oficinas de distribución, áreas de servicio al cliente y otras oficinas o departamentos que son responsables de ese proyecto [de gastos de capital] o que lo usen.¹³⁹

176. El que esta información esté dispersa significa que la Autoridad no pudo proveer documentación suficiente que explicara un proyecto, la justificación de los gastos relacionados, cómo se generó el estimado ni el valor del proyecto para los clientes. Como explicaron nuestros consultores, con respecto a proyectos de capital específicos, la Autoridad a menudo “no era capaz de proveer explicaciones básicas, planes de trabajo ni demás documentación que requiere la debida diligencia [...]” Así, los consultores se vieron obligados a “evaluar archivos por separado de las operaciones de los generadores, interrupciones forzadas, desembolsos históricos y explicaciones desperdigadas en decenas de respuestas de datos diversas para tan solo comenzar a obtener una perspectiva coherente del estado del sistema de la Autoridad, sus necesidades y el valor de los proyectos solicitados por la Autoridad”.¹⁴⁰

177. Dadas estas limitaciones, la Comisión se enfocó en las áreas de desembolsos de capital que plantearan preguntas obvias y aceptó los demás números que la Autoridad propuso para este año tarifario. La falta de documentación organizada no cambia la realidad de que se requieren más desembolsos para poder arreglar el sistema de la Autoridad. A continuación, concedemos las aprobaciones; no obstante, sujeto a la condición estricta de que la Autoridad cumpla con los procedimientos de preparación de presupuesto y los requisitos de transparencia establecidos en esta Orden.

* * *

¹³⁸ CEPR-AH-02-02(c), p. 1. Sexto Requerimiento de Información de la Comisión (29 de julio de 2016).

¹³⁹ *Id.*

¹⁴⁰ Informe Fisher-Horowitz, p. 80.

178. En los siguientes incisos atenderemos los gastos de capital propuestos para cada una de las siguientes áreas:

Planta generatriz
Terminal Marítimo de Gas Natural Licuado de Aguirre
Transmisión
Distribución
Transportación y Equipo de Computación

Cerraremos con la exposición de nuestras determinaciones generales en cuanto a los gastos de capital del requisito de ingreso.

2. Plantas generatrices

179. En la Parte Uno-III, describimos, a grandes rasgos, la deterioración de la flota generatriz de la Autoridad. Meramente comenzar el proceso de restauración —el mínimo necesario para mantener el sistema en operaciones— requerirá cientos de millones de dólares. Para cada una de las grandes plantas generatrices, atendemos primero los retos que enfrenta y luego cómo el presupuesto de capital propuesto por la Autoridad responde a esos retos.

a. Unidades de vapor de Aguirre

180. Aguirre es una planta de 1,492 MW ubicada en las cercanías de Salinas. Es la planta generatriz más grande que tiene el sistema de la Autoridad ya que compone el 26% de su capacidad generatriz. Tiene tres componentes: una unidad de vapor (900 MW), una unidad de ciclo combinado (520 MW), y una de ciclo sencillo (72 MW). La unidad de vapor de Aguirre, construida en 1975, se divide, a su vez, en dos unidades generatrices de 450 MW cada uno, ambos a base de **destilados de petróleo pesados**. Estas unidades de vapor son los generadores más grandes de estación central que tiene el sistema de la Autoridad, ya que representan el 16% de la capacidad del sistema.

(i) Problemas de interrupciones

181. Las interrupciones forzadas ocurren cuando un generador se apaga automáticamente o es apagado por razones mecánicas, de seguridad o debido a un problema o infracción ambiental. Una tasa de interrupciones forzadas elevada significa que una unidad requiere reparaciones, tiene problemas operacionales crónicos o es susceptible a error por parte del operador.

182. Entre 2012 y 2014 (años naturales), las Unidades de Vapor de Aguirre tuvieron, en promedio, una interrupción inesperada durante 612 horas, lo que equivale a

veinticinco días y medio, cada año.¹⁴¹ En 2015, la Unidad de Vapor Aguirre 1 sufrió un apagón extendido desde mediados de julio hasta finales de ese año.¹⁴² La Unidad de Vapor Aguirre 2 tuvo otro apagón que comenzó el 1 de diciembre de 2015. La turbina estuvo fuera de servicio hasta pasado el último archivo provisto en agosto de 2016, lo que equivale a un apagón de 246 días. El resultado fue una tasa de interrupción forzada combinada de 27% en el 2015 y 46% en el 2016.

183. Este historial deja claro que las unidades más grandes de la Autoridad no son confiables. Los doctores Fisher y Horowitz concluyeron que “tales fallos en secuencia no son una función del desgaste normal o el pasar de los años, sino que son indicativos de fallos sistemáticos en el mantenimiento, la falta de mantenimiento predictivo, errores operacionales y reparaciones defectuosas”.¹⁴³

(ii) Relación con el AOGP

184. Las Unidades de Vapor de Aguirre no cumplen con los Estándares de Mercurio y Tóxicos de Aire (“MATS”, por sus siglas en inglés) de la EPA. La estrategia de la Autoridad para que Aguirre cumpla con los MATS es convertir estas unidades de petróleo al gas natural mediante el uso del gas provisto por el proyecto AOGP (que discutiremos más adelante en la Parte Dos-III.C.3). La Autoridad trata esta conversión, en conjunto con la construcción del terminal marítimo y las instalaciones asociadas, como un solo gasto de capital. Pero las Unidades de Vapor de Aguirre necesitan gastos de capital independientemente de su conexión al AOGP.

185. La determinación de la razonabilidad de estos gastos es complicada. El aspecto positivo es que las mejoras al desempeño de estas unidades mejorarán la confiabilidad de la Autoridad y evitará el tener que operar unidades de respaldo que son más costosas. El aspecto negativo, sin embargo, es que extender la vida útil de las unidades de Aguirre no será económico si al final la Comisión termina rechazando el AOGP y favoreciendo el reemplazo de las unidades de Aguirre. Bajo el Plan del PIR de la Autoridad, las Unidades de Vapor de Aguirre serían retiradas en 2026 y 2027, respectivamente.¹⁴⁴ Con este plan (que supone la aprobación del AOGP) la continuación de las inversiones de capital tiene sentido para asegurar la operación confiable durante otra década. Pero si el Análisis Económico del AOGP venidero ocasiona que la Comisión rechace el AOGP a favor de otras opciones, la lógica dicta que deberían hacerse en Aguirre solo las inversiones que sean necesarias para asegurar la continuación de las operaciones y la confiabilidad por lo que les quede de vida a las unidades.

¹⁴¹ CEPR-JF-01-16 Attach 02, p. 3. Sexto Requerimiento de Información de la Comisión (29 de julio de 2016).

¹⁴² *Id.* Registro de interrupciones forzadas.

¹⁴³ Informe Fisher-Horowitz, p. 90. Traducción suplida.

¹⁴⁴ PIR Base de la Autoridad (17 de agosto de 2015). Tabla 7-4.

(iii) Gastos de capital propuestos

186. La Autoridad estima \$27 millones en gastos de capital en las Unidades de Vapor de Aguirre para el FY2017. Ese costo de un año es parte de un proyecto de varios años. Del FY2017 al 2019, la Autoridad prevé gastos de capital de \$65 millones, mayormente para la rehabilitación de turbinas y calderas. La cantidad de \$27 millones representa tanto el final de unos desembolsos iniciados en años anteriores, como el comienzo de los desembolsos para proyectos que se espera se extiendan hasta el FY2018 y el FY2019. En combinación con los proyectos de conversión a gas natural, la Autoridad tiene pautado desembolsar \$114 millones en capital en las Unidades de Vapor de Aguirre entre el FY2017 y el FY2019. Los desembolsos que discutimos aquí son solo para los proyectos que actualmente están planificados para los siguientes dos años. Existe la posibilidad de que entre ahora y el 2019, la Autoridad planifique, determine el ámbito y prepare los presupuestos de proyectos de capital adicionales en las Unidades de Vapor de Aguirre.

187. La Autoridad ya ha iniciado una serie de modernizaciones a la caldera, la turbina y el generador de la Unidad Aguirre 2. Si bien la Autoridad afirma que estos esfuerzos buscan extender la vida útil de la unidad, el esfuerzo de rehabilitación de la turbina coincide con el fallo de la turbina en noviembre de 2015.¹⁴⁵ Nuestros consultores concluyeron que la Autoridad requiere al menos el capital mínimo para mantener estas unidades disponibles mientras la Comisión determina si dicha disponibilidad debe continuar hasta el 2027 o si deben ser reemplazadas antes.

188. Los doctores Fisher y Horowitz manifestaron que no pudieron evaluar si las cantidades que propone la Autoridad pareaban bien con los proyectos específicos propuestos. Lo que sí hallaron, sin embargo, es que el gasto anticipado total de la Autoridad en las Unidades de Vapor de Aguirre, que promedia \$24/kW de 2017 a 2019 para los proyectos no relacionados al AOGP, era congruente con los dólares de capital de la tasa de proyección presupuestados para las unidades de vapor a base de carbón de otras empresas eléctricas.¹⁴⁶

b. Unidades de vapor de Costa Sur

189. Costa Sur es una planta de 990 MW cerca de Guayanilla. Es la segunda planta generatriz del sistema de la Autoridad y representa el 17% de la capacidad de la Autoridad. Consta de cuatro unidades generatrices de calderas de vapor: dos de 85 MW y dos de 410 MW.¹⁴⁷ Las unidades de Costa Sur fueron diseñadas para funcionar a base de combustible de

¹⁴⁵ CEPR-JF-01-16 Attach 02, p. 3. Sexto Requerimiento de Información de la Comisión (29 de julio de 2016).

¹⁴⁶ Informe Fisher-Horowitz, p. 94.

¹⁴⁷ PIR Base de la Autoridad, 17 de agosto de 2015. Tabla 3-1.

petróleo residual (Núm. 6).¹⁴⁸ Desde el 2012, las Unidades Costa Sur 5 y 6, las unidades más grandes de la planta, han funcionado entre un 60%-80% a base de gas natural adquirido de Gas Natural Fenosa, entidad que es titular mayoritaria de la planta generatriz EcoEléctrica.¹⁴⁹ Las fracciones de gas y petróleo que se queman en las Unidades 5 y 6 han variado a lo largo de los años, pero rara vez es menor de 60%.

(i) Operaciones

190. Durante los últimos cinco años, las dos unidades grandes de Costa Sur han operado a una capacidad promedio de 65%, lo que las convierte en las unidades más utilizadas del sistema de la Autoridad. Desde el año natural 2012 al 2015, mantuvieron una disponibilidad promedio de 97%.

191. Las dos unidades más pequeñas de Costa Sur, unidades 3 y 4, no cumplen con los MATS. Para cumplir con los MATS, la Autoridad ha designado estas unidades como “uso limitado”, lo cual requiere que operen a un factor de capacidad de menos de 8% comenzando el FY2016. En el FY2016, Costa Sur 3 tuvo un factor de capacidad de 11.3%.

(ii) Gastos de capital propuestos

192. La Autoridad prevé que gastará \$7.4 millones en mejoras de capital en las Unidades Costa Sur 5 y 6 en el FY2017. En la medida que la planta comienza un ciclo de mejoras de siete años, ese nivel aumentará hasta el FY2020 debido a inversiones en calderas y turbinas, y a modificaciones a los sistemas de entrada de enfriamiento y de descarga para poder cumplir con los requisitos de la reglamentación ambiental. La Autoridad no propone ningún gasto de capital en Costa Sur 3 ni 4, a pesar de que estas unidades se usaron en el FY2016, y a pesar de que los planes a largo plazo de la Autoridad designan estas unidades para capacidad de respaldo.

193. Los doctores Fisher y Horowitz concluyeron que los gastos de capital propuestos para el reacondicionamiento de las calderas y turbinas están acordes con proyectos similares vislumbrados por la Autoridad y que se han visto en otros lugares. También hallaron que los desembolsos totales que prevé la Autoridad para las Unidades de Vapor de Aguirre, que promedian \$16/kW del 2017-2019, están acorde con los dólares de capital de la tasa de proyección presupuestados para las unidades de vapor a base de carbón de otras empresas eléctricas.¹⁵⁰

¹⁴⁸ *Id.*

¹⁴⁹ Porcentajes por contenido equivalente de calor (*equivalent heat content*). CEPR-AH-06-01, p. 1. Decimocuarto Requerimiento de Información de la Comisión (30 de septiembre de 2016).

¹⁵⁰ Informe Fisher-Horowitz, p. 97.

c. Unidades de vapor de Palo Seco

194. La planta de Palo Seco tiene cuatro unidades generatrices grandes ubicadas aproximadamente a dos millas lineales del Viejo San Juan. La configuración de Palo Seco se asemeja a la de Costa Sur, pero es más pequeña. Palo Seco 1 y 2 son de 85 MW cada uno, mientras que Palo Seco 3 y 4 son de 216 MW cada una. La Autoridad tiene turbinas de ciclo sencillo en Palo Seco. Palo Seco fue diseñada para funcionar a base de combustible de petróleo residual pesado (Núm. 6). Con una capacidad de 602 MW, la planta de Palo Seco es la cuarta mayor de la Autoridad y representa 10% de la capacidad de la Autoridad. Estas unidades son una parte fundamental de la flota norte de la Autoridad.

(i) El cumplimiento con los MATS y las interrupciones forzadas

195. Las unidades de vapor de Palo Seco no cumplen con los MATS. La Autoridad designó las dos unidades pequeñas como “uso limitado”, pero las unidades grandes carecen de una estrategia específica para lograr el cumplimiento. La Autoridad ha manifestado que “Siemens presume que la Autoridad llegará a un acuerdo transaccional con la EPA con relación a las unidades de vapor Palo Seco 3 y 4 (que tienen una capacidad total de 432 MW) que permita que estas unidades continúen operaciones mediante la quema de combustible de petróleo residual Núm. 6 hasta diciembre de 2020. Luego de eso, serán reemplazadas o designadas como unidades de uso limitado.”¹⁵¹ Bajo esta estrategia, la Autoridad deberá ser capaz de reemplazar las unidades de Palo Seco de manera expedita.

196. La designación de “uso limitado” para Palo Seco 1 y 2 requirió que esas unidades operaran a un factor de capacidad por debajo del 8% comenzando en abril de 2015; no obstante, en el FY2016, ambas unidades tenían factores de capacidad de 39% y 44%, respectivamente.¹⁵² La Autoridad ha explicado que para que Palo Seco 1 y 2 satisfagan la designación de “uso limitado”, las demás unidades, en particular las de San Juan y Palo Seco, necesitan operar de forma constante. Pero estas unidades operan de forma irregular. Palo Seco 3 y 4 tuvieron interrupciones sustanciales, y la Autoridad no espera que Palo Seco 4 esté plenamente en servicio hasta enero de 2017.¹⁵³

197. Palo Seco 3 y 4 han sufrido interrupciones que exceden las de las Unidades de Vapor de Aguirre. Al igual que Aguirre, Palo Seco experimentó aumentos notables en la tasa de interrupciones forzadas en el 2014 y el 2015. En el 2015, las unidades de vapor de Palo

¹⁵¹ PIR Base de la Autoridad, 17 de agosto de 2015. Sección 7-5.

¹⁵² CEPR-AH-03-07 Attach 01, p. 5. Séptimo Requerimiento de Información de la Comisión. (12 de agosto de 2016).

¹⁵³ CEPR-JF-01-10(c), p. 7. Sexto Requerimiento de Información de la Comisión. (29 de julio de 2016).

Seco estuvieron disponibles el 65% del tiempo; en el 2012 y el 2013, su disponibilidad fue de 97% y 94%, respectivamente. Al menos desde agosto de 2016, Palo Seco 4 ha estado fuera de servicio.¹⁵⁴ En general, Palo Seco 4 estuvo en interrupción forzada durante más de año y medio, contando con solo dos meses de operación en todo ese periodo de tiempo. Palo Seco 3 ha tenido un historial de interrupciones forzadas similar, comenzando en octubre de 2015.¹⁵⁵

(ii) Gastos de capital propuestos

198. Para el FY2017, la Autoridad propone \$8.5 millones en desembolsos de capital en las Unidades Palo Seco 3 y 4. El proyecto más grande, PID 13448 (“Mejoras a la Turbina Generatriz”) es un reacondicionamiento completo de la turbina de Palo Seco 4, de manera que pueda entrar en servicio. La Autoridad no ha propuesto gastos de capital para Palo Seco 1 ni 2 a pesar de que tiene la intención de que dichas unidades provean capacidad de respaldo como unidades de “uso limitado”. Los doctores Fisher y Horowitz afirman que no queda claro si estas unidades pueden permanecer por debajo de un factor de capacidad de 8%, dada la necesidad de generación que existe en el norte debido a las interrupciones en las demás plantas de la Autoridad en el norte.¹⁵⁶

d. Unidades de vapor de San Juan

199. La Planta de Vapor de San Juan tiene cuatro unidades de vapor de 100 MW. Fueron construidas entre 1965-1969, lo cual significa que esta es la planta más antigua de la Autoridad. Las Unidades de Vapor de San Juan fueron diseñadas para funcionar a base de combustible de petróleo residual (Núm. 6).

(i) El cumplimiento con los MATS y las interrupciones forzadas

200. La Autoridad tiene la intención de designar San Juan 7 y 8 como de “uso limitado”. También busca lenidad para San Juan 9 y 10. La Autoridad ha argumentado que no puede designar a San Juan 9 y 10 como de uso limitado porque son “unidades de confiabilidad crítica”. La Autoridad tiene planes de convertirlas a que “quemén gas natural en un escenario de combustible dual con combustible de petróleo residual *Bunker C* [Núm. 6]”.¹⁵⁷

¹⁵⁴ CEPR-AH-06-06(a), p. 6. Decimocuarto Requerimiento de Información de la Comisión. (30 de septiembre de 2016)

¹⁵⁵ CEPR-JF-01-16 Attach 02, p. 3. Sexto Requerimiento de Información de la Comisión. (29 de julio de 2016).

¹⁵⁶ Informe Fisher-Horowitz, p. 100-101.

¹⁵⁷ CEPR-JF-01-10 Attach 01. *Early Notice of Compliance Plan, Mercury and Air Toxics Standards* (“MATS”) páginas 9-10. Sexto Requerimiento de Información de la Comisión. (29 de julio de 2016).

201. Dicha conversión a gas natural requeriría una fuente de gas natural, pero la Autoridad ha afirmado que: “Si bien potencialmente se puede suplir gas al Norte mediante la infraestructura LNG en el Norte o mediante un gasoducto del Sur al Norte. La factibilidad de cualquiera de las opciones aún no ha sido evaluada.”¹⁵⁸ Entretanto, San Juan 7 y 8 han operado a un factor de capacidad de 60% durante los últimos cinco años, muy por encima del límite de 8% que requiere el estatus de “uso limitado”.

Estas incongruencias nos dejan en un estado de incertidumbre. Las siguientes preguntas quedan sin responder:

1. ¿Qué puede hacer la Autoridad para obtener el cumplimiento razonable con los MATS en la Planta de San Juan?
2. ¿Qué pasos puede tomar la Autoridad para obtener cumplimiento con los MATS en San Juan 9 y 10?
3. ¿Qué expectativas han sido fijadas con la EPA con respecto al cumplimiento con los MATS en San Juan 9 y 10?
4. ¿Aún depende la Autoridad de la presunción que San Juan 9 y 10 serán convertidas a gas natural en un escenario de “gas hacia el norte”?
5. ¿Cómo armoniza el historial operacional subóptimo de San Juan 10 con la afirmación de la Autoridad a los efectos de que esta unidad es crítica para la confiabilidad en el norte de Puerto Rico?
6. ¿Cómo espera la Autoridad cumplir con la designación de uso limitado para San Juan 7 y 8?

Al igual que las plantas de Palo Seco y Aguirre, la Planta de Vapor de San Juan ha experimentado aumentos las interrupciones forzadas durante los últimos dos años.¹⁵⁹ Durante el año natural 2015, San Juan 10 tuvo una disponibilidad efectiva de aproximadamente un 18%. La unidad permanece fuera de servicio y la Autoridad no espera que vuelva a estar en servicio hasta mediados del 2017.¹⁶⁰ San Juan 9 tuvo una serie de interrupciones a mediados de 2015, pero se ha mantenido mayormente en servicio durante los últimos seis meses con interrupciones relativamente menores. San Juan 7 y 8 han mantenido un mejor nivel de disponibilidad que las otras unidades.

¹⁵⁸ Plan Integrado de Recursos de 2015 de la Autoridad, Sección 6.3.1.

¹⁵⁹ Informe Fisher-Horowitz, p. 102.

¹⁶⁰ CEPR-JF-01-10(c), p. 7. Sexto Requerimiento de Información de la Comisión. (29 de julio de 2016).

(ii) Gastos de capital propuestos

202. Para el FY2017, la Autoridad propone desembolsar \$200,000 en toda la Planta de Vapor de San Juan (para el FY2019, la Autoridad propone desembolsar \$15 millones en mejoras a las turbinas y calderas de San Juan 9 y 10). Los doctores Fisher y Horowitz concluyeron que el nivel tan bajo de desembolsos para el FY2017 es incongruente con los problemas de confiabilidad de estas unidades, dado el rol tan crítico que se ha dicho que tienen. El razonamiento es que, si estas plantas no son necesarias para lograr confiabilidad, deben ser retiradas; si son necesarias, los desembolsos pequeños no resolverán los problemas de interrupciones tan grandes que tienen.¹⁶¹

e. Unidades de ciclo combinado de Aguirre y San Juan

203. Las Unidades de Ciclo Combinado (“CC”) de Aguirre y San Juan son las únicas unidades de ciclo combinado en la flota actual de la Autoridad. Se componen de unidades de turbinas de combustión (“CT”, por sus siglas en inglés) y generadores de vapor de recuperación de calor (“HRSG”, por sus siglas en inglés). Estos componentes les permiten usar el calor desechado que produce la turbina de combustión para crear electricidad adicional. Ambos conjuntos de unidades de ciclo combinado queman combustible diésel. Las dos unidades CC de Aguirre tienen una capacidad nominal de 296 MW cada una. La Autoridad les asigna una capacidad de 260 MW a cada una, para un total de 520 MW. Las unidades fueron construidas en 1977 y tienen una razón de calor de sumamente alta (es decir, son poco eficientes en términos de la cantidad de combustible necesario para producir una unidad de electricidad). Las dos unidades CC de San Juan tienen una capacidad nominal de 220 MW cada una, pero la Autoridad les asigna una capacidad de 200 MW para un total de 400 MW. Las unidades fueron construidas en el 2008 y el 2009. Al ser unidades más nuevas, tienen razones de calor bajas (es decir, son de alta eficiencia).

204. La Autoridad no proveyó documentación de las interrupciones forzadas ni estimados para las Unidades de Ciclo Combinado de Aguirre. En el PIR de 2015 de la Autoridad se modeló una tasa de interrupciones forzadas de 20%.

(i) Planes para estas unidades

205. Mediante su decisión del PIR, la Comisión ordenó que la Autoridad iniciara el proceso de la obtención de permisos y comience el proceso de licitación pública para la repotenciación de las unidades CC Aguirre 1 y 2 con nuevas turbinas con capacidad para combustible dual.¹⁶² Ni los costos de repotenciación ni los costos de planificación u obtención para la repotenciación forman parte de la petición de aumento tarifario de la Autoridad para el FY2017.

¹⁶¹ Informe Fisher-Horowitz, p. 105.

¹⁶² Orden Final sobre el PIR, Parte VII(B)(1)(c).

206. En su presentación del PIR de 2015, la Autoridad propuso convertir la unidad CC de Aguirre para que opere a base de gas natural comenzando en 2018, con dicha conversión coincidiendo con el AOGP. La propuesta tarifaria de la Autoridad incluye la conversión a gas en la unidad CC de Aguirre junto con el proyecto AOGP. La Autoridad aún no ha firmado contrato para esta obra, pero ha sostenido conversaciones informales con General Electric.

(ii) Gastos de capital propuestos

207. De acuerdo con los doctores Fisher y Horowitz, el modelaje de la Autoridad indica que una unidad CC repotenciada en Aguirre, operando con una razón de calor menor y mejor confiabilidad, puede apoyar un plan para retirar las unidades de vapor de Palo Seco y San Juan. Sin embargo, la Autoridad propone desembolsar solo \$17.8 millones en la unidad CC de Aguirre entre el FY2017 y el FY2019, en su mayoría para mantenimiento programado y sistemas de “automatización”. Esta cantidad es comparable a lo que la Autoridad desembolsó en el FY2016; no obstante, de acuerdo con los doctores Fisher y Horowitz, las interrupciones en la unidad CC de Aguirre impiden que esta unidad pueda contribuir confiabilidad. La Autoridad busca que la conversión a gas natural de la unidad CC de Aguirre sea un componente clave del proyecto AOGP y la gasificación del sur. Estos factores confligen con el bajo nivel de desembolsos propuesto.

208. En contraste, la Autoridad propone desembolsar \$40.8 millones en la planta CC de San Juan entre el FY2017 y el FY2019. Un factor que contribuye a este costo es un contrato con Mitsubishi-Hitachi (“MHPS-PR”) para darle servicio a turbinas de combustión y generadores (PID 16945 y 16946). Este contrato a largo plazo, firmado en marzo de 2016, extiende y expande el ámbito de los servicios que provee MHPS-PR de apoyo técnico y asistencia a un contrato de mantenimiento pleno. Debido a que este contrato está asociado específicamente al mantenimiento regular del generador, los costos de este contrato deben ser considerados gastos de operación y mantenimiento (“O&M”) en lugar de un costo de capital. Un testigo de la Autoridad explicó que, si la unidad no está en servicio, Mitsubishi no recibe remuneración. Esta característica del contrato reduce la necesidad de revisar el desempeño de Mitsubishi.

f. Unidades de turbinas de combustión de Cambalache y Mayagüez

209. Cambalache y Mayagüez son dos CT (también conocidas como “turbinas de gas”) que queman diésel. Cambalache, ubicada cerca de Arecibo en la costa norte central tiene tres unidades de 83 MW cada una, para un total de 249 MW. Fue construida entre 1997-1998. La estación de Mayagüez, ubicada en la costa oeste, tiene cuatro unidades de aproximadamente 50 MW cada una, lo que equivale a un total de 200 MW. Mayagüez comenzó a operar en el 2009.

(i) Problemas de interrupciones

210. El Informe del Ingeniero Consultor de 2013 discute una falla crítica en la planta de Cambalache cuando una falla del sistema de control causó que se acumulara combustible sin quemar en una turbina, lo que produjo una explosión que ocasionó daños severos a la Unidad 1.¹⁶³ El mismo informe discute otras interrupciones menores en Mayagüez, con inclusión de una turbina que no fue instalada correctamente y que requirió modificaciones bajo la garantía.

(ii) Gastos en contratos de mantenimiento

211. Los gastos que propone la Autoridad consisten en cargos fijos por “inspecciones” en Cambalache (PID 15880) y “mejoras” en Mayagüez (PID 16978). En Cambalache, la inspección representa un contrato de servicio en curso con Alstom, valorado en \$4 millones al año. En cuanto a Mayagüez, la Autoridad simplemente indica una cantidad fija de \$600,000 por año para “mejoras”. No queda claro porque la Autoridad prevé que desembolsará \$4 millones por año en la planta de 249 MW en Cambalache que es más antigua y menos eficiente, mientras gastaría una cantidad muchísimo menor en la más nueva y eficiente estación de Mayagüez.

212. Los desembolsos primordiales en Cambalache son a raíz del contrato de mantenimiento con Alstom Caribe (actualmente una división de GE Power). El contrato, que tiene un término de doce años y fue firmado en mayo de 2011, está diseñado para proveer para la inspección y el reacondicionamiento de las turbinas de combustión y los generadores cada dos años y medio. Al igual que con el contrato de mantenimiento de la unidad CC de San Juan, Alstom divide el mantenimiento en ciclos, denominados inspecciones de la “A” a la “D”. Las inspecciones “A” ocurren aproximadamente cada mes y medio (1,000 horas) e incluyen mantenimiento preventivo. Las inspecciones “B” ocurren cada año y medio (12,500 horas) e incluyen el desmantelamiento de la turbina para una revisión más rigurosa. Las inspecciones “C”, cada dos años y medio a tres años (25,000 horas), incluyen el reacondicionamiento de la turbina y la cámara de combustión. Por último, las inspecciones “D”, cada cinco a siete años (50,000 horas), implican el reacondicionamiento de cualquier componente del generador o la turbina que esté desgastado.¹⁶⁴ El contrato de mantenimiento de Cambalache está dirigido específicamente al ciclo de inspección “C”.

213. Bajo el contrato, las responsabilidades de mantenimiento se dividen entre la Autoridad y Alstom: Alstom provee servicios de limpieza, inspección y reacondicionamiento de las turbinas, pero “los empleados [de la Autoridad] son responsables por la instalación de

¹⁶³ Informe anual de URS, junio de 2013, p. 27.

¹⁶⁴ *Id.*, p. 6-7.

las piezas de reemplazo”¹⁶⁵ y las operaciones del día a día, así como el mantenimiento del lugar.¹⁶⁶

214. Las inspecciones “C” que se disponen en este contrato caen en los ciclos de mantenimiento estándar ya en curso. Debido a que este contrato se asocia específicamente con el mantenimiento regular del generador, los costos de este contrato deberían recibir el tratamiento de gastos de O&M en lugar de costos de capital.

215. Si bien el contrato requiere que Alstom provea un “asesor de operaciones y mantenimiento permanente *in situ*”,¹⁶⁷ y dispone para un “asesor técnico de campo” para las inspecciones “A” y “B”, el contrato en realidad no especifica el rol del asesor técnico de campo, quien lidera el proceso de inspección y reacondicionamiento y, lo que es más importante, es quien tiene la responsabilidad de ejecutar correctamente las inspecciones, el mantenimiento y el reemplazo.

216. El contrato limita la responsabilidad de Alstom con relación a la negligencia o las deficiencias del personal de la Autoridad. Alstom incluyó una disposición contractual que “excluye cualquier daño líquido por los retrasos en las interrupciones programadas, a menos que tal retraso sea 100% atribuible a una actuación u omisión negligente de ALSTOM (es decir, si ALSTOM no entrega la pieza correcta o pone el personal requerido a disposición de la Autoridad y tal entrega/desempeño causa un retraso en la interrupción)”.¹⁶⁸

217. Puesto que la Autoridad no proveyó documentación de las interrupciones forzadas en Cambalache, incluida cualquier razón para las interrupciones o los retrasos, los consultores de la Comisión no pudieron evaluar el desempeño de Alstom. Hubo un apagón de dos años en Cambalache surgido de un fallo en el sistema de controles que ocasionó una explosión en la turbina.¹⁶⁹

218. De acuerdo con nuestros consultores, el contrato de Cambalache no tiene incentivos para el desempeño ni penalidades para mantener las unidades en operación o en un buen estado físico. La responsabilidad de Alstom se limita a una pequeña fracción del costo del contrato.¹⁷⁰

¹⁶⁵ *Id.*, p. 26.

¹⁶⁶ Contrato de Alstom para Cambalache, 2011, ¶ 1.5 y Apéndice 1.

¹⁶⁷ *Id.*, ¶ 1.1(h)

¹⁶⁸ *Id.*, ¶ 1.1(f).

¹⁶⁹ Informe anual de URS, junio de 2013, p. 27.

¹⁷⁰ Contrato de Alstom para Cambalache, 2011, ¶ 8.3.

Directrices

1. *El requisito de ingreso para el FY2017 deberá incluir la totalidad de los desembolsos de capital propuestos para las Plantas de Vapor Aguirre, Costa Sur 5 y 6, Palo Seco y San Juan, así como los \$600,000 en mejoras a Mayagüez en el FY2017.*
2. *La Autoridad deberá remover el contrato de mantenimiento de la unidad CC de San Juan del presupuesto de capital y lo reasignará como un gasto de mantenimiento anual, lo que significaría una reasignación de \$12 millones de la categoría de capital a la de O&M en el presupuesto del FY2017. La Autoridad deberá remover el costo del contrato de mantenimiento de Cambalache del presupuesto de capital y lo reasignará como un gasto de mantenimiento anual, lo que significaría una reasignación de \$4 millones de la categoría de capital a la de O&M en el presupuesto del FY2017. El Anejo 1 muestra un aumento de \$16 millones en el Gasto de Generación de la Autoridad, según discutido anteriormente.¹⁷¹*
3. *La Autoridad deberá rastrear los gastos de capital asociados a cada unidad generatriz designada como de “uso limitado”. Tal rastreo deberá ser llevado a cabo para cada unidad individual. En la medida que los gastos de capital de una planta no se puedan separar por unidad, la Autoridad deberá asociar esos gastos en la documentación de rastreo por las unidades que se benefician del capital o, de ser aplicable, designar un gasto como correspondiente a “la planta en su totalidad”. Además de este rastreo o como parte del mismo, la Autoridad deberá:*
 - a. *presentar informes periódicos sobre los proyectos de capital en Palo Seco 1 y 2, independientemente de si estas unidades hayan o no sido designadas como de “uso limitado”.*
 - b. *presentar informes periódicos sobre los proyectos de capital en San Juan 7-10, independientemente de si estas unidades hayan o no sido designadas como de “uso limitado”.*
 - c. *presentar informes periódicos sobre los proyectos de capital en Costa Sur 3 y 4, independientemente de si estas unidades hayan o no sido designadas como de “uso limitado”.*
4. *La Autoridad deberá presentar planes estratégicos para las plantas de vapor de San Juan y Palo Seco que incluyan, como mínimo, los siguientes elementos: un plan de mantenimiento, un plan para el cumplimiento con*

¹⁷¹ Véase Anejo 3, p. 3.

los MATS y un plan de inversiones para mantener o retirar San Juan 7-10 y Palo Seco 1 y 2. Estos planes serán informados por un estudio de confiabilidad que evalúe las presiones a las que se somete el sistema de generación y transmisión con la presencia o la ausencia de las unidades de vapor de San Juan o de Palo Seco.

5. ***El modelaje a largo plazo de la Autoridad, incluida la planificación integrada de recursos, deberá evaluar de forma sistemática si cada unidad designada como de “uso limitado” se encuentra disponible para propósitos de confiabilidad; de no estarlo, deberá evaluar el valor de mantener unas unidades que no contribuyen para los propósitos del pico ni proveen energía al sistema.***
6. ***En su siguiente presentación dentro del proceso de la planificación integrada de recursos, la Autoridad deberá evaluar el valor económico para los abonados de mantener cada unidad de “uso limitado”, según compararía con el retiro de dicha unidad.***
7. ***En el procedimiento de desempeño que se avecina, la Comisión considerará si debe exigir que la Autoridad presente a la Comisión al menos tres consultores cualificados, uno de los cuales la Comisión seleccionará y retendrá para***
 - a. ***examinar el contrato de mantenimiento de las plantas de ciclo combinado de San Juan y el desempeño del MHPS-PR en aras de determinar si el contratista cumple con las expectativas para el desempeño de los servicios de mantenimiento.***
 - b. ***examinar el Contrato de Cambalache y el desempeño de Alstom para determinar si el contratista cumple con las expectativas para el desempeño de los servicios de mantenimiento en Cambalache.***
8. ***La Autoridad deberá, previo a su ejecución, someter para la aprobación de la Comisión cualquier contrato a largo plazo con proveedores de servicio con un posible valor neto presente de \$25 millones o más.***
9. ***La Autoridad deberá presentar un resumen de los gastos que fueron necesarios a raíz del fuego y el apagón ocurridos en septiembre de 2016.***¹⁷²

¹⁷² La Autoridad se opone a este requerimiento, argumentando que el incendio no afectó el requisito de ingreso en el año de prueba corriente y que la Comisión puede investigar los costos en un procedimiento futuro de reconciliación. La Autoridad no comprende el mensaje, enfatizado a través de esta Parte Dos y articulado procesalmente en la Parte Cuatro: La Comisión persigue evitar situaciones en las que la Autoridad incurra primero en costos, para luego indicarle a la Comisión en un procedimiento futuro de reconciliación que la Comisión no tiene otra opción sino aprobarlos

3. Terminal Marítimo GNL Aguirre (*Aguirre Offshore Gasport*)

a. Panorama general

219. El Terminal Marítimo GNL Aguirre ("AOGP", por sus siglas en inglés) es una instalación de regasificación. Su propósito es permitir que las unidades de Vapor de Aguirre y las de Ciclo Combinado de Aguirre (en conjunto la "Central Eléctrica de Aguirre") tengan acceso al gas natural despachado a Puerto Rico como gas natural licuado ("GNL"). Como hemos discutido, el AOGP incluye cuatro proyectos entrelazados:

1. El proyecto marítimo: una plataforma que recibiría el GNL y un gasoducto submarino que conecte el proyecto marítimo con la Central Eléctrica de Aguirre;
2. El proyecto terrestre: un gasoducto que conduciría desde la Bahía de Jobos hasta las instalaciones de la Central Eléctrica de Aguirre;
3. El proyecto de conversión a ciclo combinado: la instalación de quemadores de gas natural y equipo de control en las Unidades de Ciclo Combinado Aguirre 1 y 2 y
4. El Proyecto de conversión de las Unidades 1 y 2: la instalación de quemadores de gas natural, modificaciones a las calderas y equipo de control en las Unidades de Vapor Aguirre 1 y 2.

Una vez completada, el vendedor del AOGP, Excelerate, atracaría una Unidad de Almacenamiento y Regasificación Flotante ("FSRU", por sus siglas en inglés) en el terminal marítimo. Los buques gaseros que allí arriben transferirían el GNL al FSRU, el cual habría de descomprimir el GNL en la medida que haga falta y luego enviaría el gas natural descomprimido mediante el gasoducto submarino a la Central Eléctrica de Aguirre.¹⁷³ El proceso de obtención de permisos, así como el de ingeniería para las instalaciones se encuentran en curso.

220. La Autoridad afirma que el AOGP tiene cuatro beneficios principales: habría de "(1) contribuir a la diversificación de las fuentes de energía en Puerto Rico, (2) permitir que

porque éstos ya han sido incurridos. A fin de proteger a los consumidores, la Comisión debe reservar sus poderes para evaluar los costos antes de que sean incurridos. La Autoridad no debe ver el procedimiento de reconciliación como una autorización para incurrir en costos sin tener que rendir cuentas por ellos.

¹⁷³ Federal Energy Regulatory Commission, febrero de 2015. *Aguirre Offshore Gasport Project: Final Environmental Impact Statement (FEIS)*. Casos Núm. CP13-193-000 y PF12-4-000.

la Central Eléctrica de Aguirre cumpla con la regla de los MATS de la EPA, (3) reducir el tránsito de buques de destilados de petróleo en la Bahía de Jobos, y (4) contribuir a la estabilización del precio de la energía de la región”.

b. Costos de capital

221. La Autoridad propone incluir en su requisito de ingreso \$56.3 millones para el FY2017 y \$413.3 millones para el FY2018.

222. Cuando la Autoridad presentó su solicitud de revisión de tarifas, estimó que el costo total de AOGP serían unos \$552 millones, incluidos los costos de financiamiento. Según se detalla en el informe de Fisher y Horowitz, dicho total ha sufrido varios cambios y reestimados. La cifra de \$552 millones no incluye el contrato de 15 años con Excelerate, un compromiso de 15 años a \$40.7 al año (valor presente de \$442 millones). A diferencia de otros gastos de capital de este caso tarifario, la Autoridad entiende que puede obtener financiamiento para el AOGP, con la asistencia de una garantía del préstamo del Departamento de Energía de los EE.UU. (“DOE”, por sus siglas en inglés), el cual busca la Autoridad para cubrir el 80% de los costos del proyecto.¹⁷⁴ Los \$56.3 millones en el FY2017 representan una porción de los costos para la cual la Autoridad no ha solicitado apoyo financiero del DOE. Toda vez que la Comisión limitará la recuperación del FY2017 a \$15 millones, aplazaremos la discusión de los detalles del presupuesto para cuando tomemos nuestra decisión final respecto al proyecto.

c. Contratación

223. El informe de Fisher y Horowitz detalla los contratos grandes que son necesarios para completar y operar el AOGP, incluidos los contratos para el desarrollo del terminal marítimo en sí (“Acuerdo de Infraestructura”), la conversión a gas natural de las unidades de la Central Eléctrica de Aguirre, la operación y el mantenimiento de las instalaciones del terminal (“Contrato para la Operación y el Mantenimiento del Terminal”) y el arrendamiento a largo plazo de la instalación de la FSRU (“Carta de Fletamento por Tiempo y Contrato de Almacenamiento y Regasificación de GNL” o “Fletamento por Tiempo”), así como otros contratos para la finalización del AOGP con inclusión de servicios de ingeniería, desarrollo de la declaración de impacto ambiental (“DIA”) el desarrollo y gestión de otros permisos tanto en agencias de Puerto Rico como en las federales y servicios legales.

¹⁷⁴ El Dr. Quintana ha indicado que la asistencia del DOE no es la única vía de financiamiento posible. Ex. 13.00 líneas 177-179.

d. Determinaciones de la Comisión respecto al PIR y el requisito de ingreso revisado de la Autoridad

224. En su Resolución Final y Orden respecto al PIR de 2015 de la Autoridad, la Comisión determinó que “no puede concluir que el AOGP represente el camino de menor costo y menor riesgo para servir las necesidades de los clientes y alcanzar las metas de política pública energética de Puerto Rico a base de los hechos presentados en este procedimiento”.¹⁷⁵ La Comisión aprobó la continuación de las actividades de obtención de permisos, ingeniería y planificación en el proyecto de AOGP en general sujeto a un tope máximo a los desembolsos de \$15 millones. La Autoridad deberá obtener permiso de la Comisión antes de exceder dicho tope— permiso que le será negado hasta tanto haya una “evaluación económica detallada” del AOGP. La Autoridad ha solicitado reconsideración.

225. El 27 de septiembre de 2016, la Comisión, en el procedimiento tarifario de epígrafe, requirió que la Autoridad volviera a presentar la prueba y los testimonios que tuvieran que ver con el requisito de ingreso para que, entre otras cosas, reflejaran el tope de \$15 millones en los desembolsos para el AOGP. La Comisión dejó claro que el tope de \$15 millones “aplica a los desembolsos totales combinados asociados al AOGP y las conversiones a gas natural”.

226. El requisito de ingreso revisado presentado por la Autoridad no hizo el ajuste requerido. La Autoridad adujo, ente otras cosas, que “aun si el AOGP y otros proyectos generatrices del norte no reciben aprobación, las demás inversiones significativas de la Autoridad tendrían que hacerse más rápidamente”.¹⁷⁶ La Autoridad concluyó que “no tiene razón alguna para creer que estas inversiones alternas serían menos costosas que las inversiones que actualmente refleja el plan de negocios a tres años”.¹⁷⁷

227. Este argumento no vino acompañado de prueba que lo sustentara. La Comisión, por tanto, mantendrá el tope de \$15 millones. Si la Autoridad llegara a necesitar desembolsar costos adicionales en el AOGP, deberá primero buscar y obtener la aprobación de la Comisión mediante el Análisis Económico del AOGP según se especifica en la Orden del PIR. Asimismo, si la Autoridad necesita desembolsar costos en “inversiones alternas” deberá buscar y obtener la aprobación previa de esta Comisión. El límite de \$15 millones que se especifica en la Orden del PIR es un límite no solo a los desembolsos durante el FY2017, sino también a los compromisos de proyecto también. Hasta tanto no haya recibido la aprobación de la Comisión, la Autoridad no tomará acción alguna bajo ningún contrato que aumente sus obligaciones económicas más allá de las que existen actualmente.

¹⁷⁵ CEPR-AP-2015-0002 (26 de septiembre de 2016), ¶ 255.

¹⁷⁶ Ex. 13.0 de la Autoridad, líneas 110-111.

¹⁷⁷ *Id.*, líneas 106-116.

228. La Autoridad ha argumentado que impedir el progreso del AOGP la expone al riesgo de incurrir multas de la EPA. Este argumento es afín a argumentar que el AOGP es la única opción para cumplir con los MATS puesto que rechazar el AOGP aseguraría las multas de la EPA. La Comisión rechaza ese argumento porque no está sustentado por hechos. La propia Autoridad no ha incluido ninguna cantidad en concepto de multas en el requisito de ingreso propuesto. Cuando la Comisión haya recibido de la Autoridad el análisis económico que requiere la Orden del PIR, y si, a base de ese análisis, la Comisión determina que el AOGP es el camino más costo-efectivo al cumplimiento con los MATS, reconsiderará el argumento de la Autoridad. Y cuando la Autoridad tenga prueba fiable de que tales multas son inminentes, en lugar de aseveraciones generalizadas que no toman en cuenta las prácticas y los precedentes de la EPA en cuanto a las multas, deberá traer dicha información ante la Comisión.

229. El informe de Fisher y Horowitz señala (a la página 131) que:

[E]n el momento en que la Autoridad se comprometió internamente al proyecto AOGP, cada vez más, dejaba fuera las alternativas viables que incluían generación nueva que cumpliera con los MATS, controles ambientales a la generación existente, mayor penetración de energía renovable, un enfoque en la generación distribuida más pequeña y la finalización del gasoducto del sur. La Autoridad ha presentado poca o ninguna prueba de que esas opciones aún no son viables.

230. El énfasis de la Autoridad en el AOGP le ha costado un gasoducto con sus permisos y licencias y que está a medio construir que va desde las instalaciones de EcoEléctrica hacia Aguirre. Como manifestó la señora Miranda “basado en estudios anteriores que realizamos para justificar este proyecto, la cancelación del gasoducto del sur en el 2009 no fue óptima.”¹⁷⁸ Como explicaron nuestros consultores, la Autoridad ha “reducido sus opciones para mejorar y expandir la flota actual que sí cumple con los MATS y buscar energía renovable sustancial”.¹⁷⁹ En lugar de ello, al depender de Aguirre, la Autoridad ha “creado una flota que, por sus propias medidas, no puede recibir energía renovable de forma eficaz simplemente porque los generadores existentes tardan mucho en activar y desactivar”.¹⁸⁰

¹⁷⁸ CEPR-SGH-001-016(a)-Suplementario, p. 22. Segundo Requerimiento de Información de la Comisión (23 de junio de 2016). Traducción suplida.

¹⁷⁹ Informe Fisher-Horowitz, p. 39. Traducción suplida.

¹⁸⁰ *Id.*, p. 39. Traducción suplida.

e. Directrices

- (i) De conformidad con la Orden del PIR, la Autoridad deberá limitar los desembolsos en el AOGP a \$15 millones, lo que reduce los requisitos de ingreso del FY2017 por \$41,340,000.¹⁸¹**
- (iii) La Autoridad no deberá firmar una Notificación Limitada para Proceder ni una Notificación Final para Proceder en el AOGP hasta tanto haya presentado, y la Comisión haya aprobado, el Análisis Económico del AOGP o hasta tanto la Comisión haya resuelto la Reconsideración que tiene ante sí.¹⁸² La Autoridad no deberá hacer compromisos adicionales de desembolsar costos futuros relacionados al AOGP sin haber presentado una solicitud y documentación a la Comisión. Si la Comisión aprueba el AOGP, la Autoridad podrá solicitar un aumento al requisito de ingreso.**
- (iv) La Comisión reconoce, según indica el informe Fisher y Horowitz, que “la paralización de los proyectos, la cancelación de vendedores o el incumplimiento con las fechas límite podría resultar en aumentos de costos, daños o acciones legales potenciales por parte de los vendedores.” La Autoridad deberá alertar a la Comisión, oportunamente y con los hechos correctos, si dichas posibilidades se tornan realidades inminentes.**
- (v) Si la Autoridad necesita hacer desembolsos adicionales para “inversiones alternas” (es decir, alternativas al AOGP), deberá primero buscar y obtener la aprobación de la Comisión.¹⁸³**

¹⁸¹ Véase Anejo 3, página 2.

¹⁸² La Autoridad en su alegato se opone a este requerimiento sobre la base de que se trata de un asunto pendiente en el caso del PIR. La Comisión impone este requerimiento en este caso para evitar que la Autoridad gaste dinero que luego aparecerá en una petición futura para aumentar las tarifas a los consumidores, aumento que probablemente vendría acompañado por un argumento por parte de la Autoridad de que la Comisión no tiene otra opción sino aprobar dicho aumento porque los costos ya han sido incurridos. Este tipo de situación es precisamente el tipo que el Dr. Hemphill nunca resolvió (véase Parte Cuatro), y el cual la presente oposición de la Autoridad da a entender que representa un problema.

¹⁸³ Windmar sostiene que la Autoridad debería retirar plantas de energía obsoletas y estudiar su reemplazo con plantas más pequeñas, flexibles y más eficientes, según lo requiere la Ley

4. Transmisión

a. Descripción del sistema de transmisión

231. El sistema de transmisión de la Autoridad consta de cables aéreos y soterrados. Interconecta las centrales generatrices grandes de la Autoridad, ubicadas en cuatro puntos principales en el norte y el sur, con un sistema de distribución que sirve los centros poblacionales. El sistema de transmisión corre por las montañas y los bosques tropicales lluviosos— algunos de los terrenos más difíciles de los EE.UU. Según se describe en el Informe URS (a la página 3):

El sistema de transmisión de la Autoridad es una red interconectada de líneas eléctricas de 230 kV, 115 kV y 38 kV que conducen energía eléctrica desde las plantas generatrices a varios centros de distribución desde donde se distribuye para el consumo de los clientes.

Al cierre del año fiscal 2013, el sistema de transmisión se componía de 2,478 millas de circuitos: 375 millas de circuitos de líneas de 230 kV, 727 millas de circuitos de líneas de 115 kV y 1,376 millas de circuitos de líneas 38 kV. Los totales para el sistema de transmisión incluyen aproximadamente 35 millas de cables soterrados de 115 kV, 63 millas de cables soterrados de 38 kV y 55 millas de cables submarinos de 38 kV. Además de las líneas de alta tensión, el sistema de transmisión incluye transformadores en las subestaciones de las plantas generatrices, centros de transmisión para la interconexión de diferentes sistemas de voltaje y patios de interruptores (*switchyards*) y equipo para conectar o separar de las porciones del sistema de transmisión que operen a un mismo voltaje. Los transformadores de alta tensión instalados en el sistema de transmisión de la Autoridad y sus plantas generatrices tienen una capacidad total de transformadores de 19,207 MVA.

El informe de Fisher y Horowitz añade que:

El sistema de 230 kV en esencia forma un anillo alrededor del interior de la isla, que es la zona menos poblada, de esta manera conecta ciudades y pueblos grandes. Además, la Autoridad mantiene dos corredores sustanciales que van de norte a sur de Salinas (cerca de Aguirre y la planta de AES) a San Juan, y de Guayanilla (cerca de EcoEléctrica y Costa Sur) a Arecibo y Manatí en la costa norte. La generación térmica primaria que está operacional en Puerto Rico se ubica en la costa sur: EcoEléctrica, Costa Sur, Aguirre y la planta de carbón AES.

57-2014. Ésta es una importante recomendación que es consistente con las recomendaciones en el Informe Fisher-Horowitz, nuestras conclusiones en esta Orden y las directrices emitidas en nuestra reciente Orden del PIR.

El sistema de transmisión está diseñado para facilitar el flujo de energía desde estas plantas hacia los centros poblacionales primarios en el norte. Cambalache, en la costa norte cerca de Arecibo, y Mayagüez, en la costa oeste, proveen generación pico.

b. Presupuesto de capital del sistema de transmisión

232. Para el FY2017, la Autoridad propone un requisito de ingreso de transmisión de \$81.3 millones distribuido en 100 proyectos distintos.¹⁸⁴ Alrededor del 68% de los desembolsos propuestos para el FY2017 se concentra en los sistemas de 230 kV y 115 kV, primordialmente en la rehabilitación de las líneas. El costo propuesto es de unos \$50,000 por milla en el FY2017 para esos sistemas más grandes y menos para el sistema de 38 kV.

233. La mitad del presupuesto para transmisión en el FY2017 (\$40.5 millones) serían para el reemplazo de estructuras, torres, cimientos y aisladores de las líneas de transmisión de alta capacidad, incluidas aquellas ubicadas en los siguientes corredores:¹⁸⁵

1. Dos líneas de 230 kV (50900, 51000) de Aguirre a Aguas Buenas, justo al sur de San Juan (sur a norte): \$15.7 millones.
2. Una línea de 115 kV (37800) de Jobos cerca de AES a San Juan (sur a norte): \$13.4 millones.
3. Una línea de 115 kV (37400) de Arecibo a San Juan (este a oeste): \$4.4 millones.
4. Una línea de 115 kV (36100) del Lago Dos Bocas hacia Piñas, en las afueras de San Juan. (este a oeste): \$7.0 millones.

Al igual que en todos los demás proyectos de capital de la Autoridad, estos números representan las cantidades a ser desembolsadas en el FY2017, en lugar de los costos totales del proyecto. Los doctores Fisher y Horowitz indican que, basado en los datos del proyecto, la Autoridad espera terminar desembolsando (no en el FY2017 únicamente) alrededor de unos \$600,000 por milla en el sistema de 230 kV y, en promedio, alrededor de \$700,000 por milla en el sistema de 115 kV. Los doctores Fisher y Horowitz ven estos costos como congruentes con los estimados de empresas eléctricas para proyectos similares.

¹⁸⁴ Véase el Informe Fisher-Horowitz, Tabla 15, la cual consolida el presupuesto de capital de transmisión de la Autoridad por sub-área e iniciativa. Véase también el Schedule F-3 REV de la Autoridad.

¹⁸⁵ Schedule F-3 REV.

234. El componente mayor del presupuesto de capital del sistema de 38 kV para el FY2017 está asignado a la rehabilitación de este sistema. Esta categoría tiene 24 proyectos específicos, solo uno de los cuales excede \$1 millón. La Autoridad describe estos proyectos más pequeños como “mejoras” y “aumento[s] [de] capacidad”. Nuestros consultores determinaron que estos proyectos y sus costos son consecuentes con la necesidad que tiene la Autoridad de fortalecer el sistema. El único proyecto que excede \$1 millón en el FY2017 es la reconstrucción de siete millas de línea cerca de Mayagüez (PID 15610). Este proyecto es para reemplazar postes de madera podridos con postes de acero, efectivamente reconstruyendo la línea. El informe de Fisher y Horowitz indica que ese costo es congruente con estimados de empresas eléctricas para proyectos similares.¹⁸⁶

235. Además de los costos relacionados a las líneas que anteceden, existen varias entradas que no se relacionan a las líneas, la mayoría de las cuales, de acuerdo a los doctores Fisher y Horowitz, son entradas individuales de menor costo cuya razonabilidad es difícil de evaluar sin una auditoría de ingeniería.

c. Directriz

A base de la información provista por la Autoridad y de la examinación y evaluación que de ella se hace en el informe de Fisher y Horowitz, así como de la discusión durante la vista técnica, la Comisión aprueba en su totalidad el presupuesto de capital del sistema de transmisión para el FY2017 según solicitado por la Autoridad.

5. Distribución

a. Descripción del sistema de distribución

236. El sistema de distribución de la Autoridad se divide en siete regiones con 26 Distritos Técnicos.¹⁸⁷ El Informe del Ingeniero Consultor de 2013 (a la página 17) explica que:

A partir del 30 de junio de 2013, el sistema de distribución de la Autoridad se componía de aproximadamente 31,550 millas de circuito de líneas de distribución (con voltajes de operación que oscilan entre 4.16 a 13.2 kV) y 333 subestaciones (con una capacidad total instalada de 5,018 MVA). El sistema de distribución tiene 1,800 millas de circuito de líneas soterradas. La Autoridad tiene 22 transformadores portátiles con una capacidad total de 349.6 MVA para sustituir los transformadores existentes mientras estén recibiendo

¹⁸⁶ Informe Fisher-Horowitz, p. 139.

¹⁸⁷ CEPR-AH-02-06, p. 8. Sexto Requerimiento de Información de la Comisión (29 de julio de 2016).

mantenimiento o durante alguna interrupción; asimismo, la Autoridad tiene dos bancos de capacitadores cada uno de los cuales tiene una capacidad de 18 MVAR. Existen 813 subestaciones de propiedad privada (con una capacidad total instalada de 3,266 MVA). El sistema de distribución también incluye aproximadamente 1,485,200 medidores de clientes.

237. De las 31,550 millas de circuito de líneas de distribución, aproximadamente un 24% son de 13.2 kV, 24% son de 8.32 kV, y las restantes líneas suspendidas son de 4.16 kV.¹⁸⁸ Más de 16,000 millas de circuito son de voltaje primario.¹⁸⁹ Además, la Autoridad tiene aproximadamente 3,100 millas de circuito soterradas, tres cuartos de las cuales son de 13kV.¹⁹⁰ La Autoridad también tiene 333 subestaciones. De acuerdo con el Informe de URS de 2013:¹⁹¹

La Autoridad ha estandarizado dos tamaños de subestaciones permanentes basado en el voltaje suministrado por el sistema de transmisión. Esta estandarización agiliza el ciclo de ingeniería, procuración y construcción; aumenta la flexibilidad en el potencial de utilizar equipo como de repuesta y provee un margen de capacidad instalada costo-efectivo para el crecimiento de la carga. En situaciones en las que la Autoridad necesite capacidad adicional de las subestaciones de forma interina o con poco tiempo de anticipación, la Autoridad instala subestaciones temporeras que son de equipo individualizado revestido de metal (*unitized metal-clad equipment*) que puede ser reubicado según se requiera.

Al igual que con el sistema de transmisión, la Autoridad enfatiza la necesidad de hacer reparaciones:

En general, el sistema de distribución de la Autoridad está en un estado o condición operacional; sin embargo, presenta preocupaciones de confiabilidad debido a la antigüedad de sus componentes. Un porcentaje elevado de los circuitos de distribución suspendidos ("OH", por sus siglas en inglés) aún están conectados a postes de madera en condiciones de deterioro, con cables OH cuyo calibre es inapropiado para servir la carga eléctrica de manera confiable y

¹⁸⁸ URS June 2013 Annual Report at 55.

¹⁸⁹ CEPR-AH-02-01, p. 1. Sexto Requerimiento de Información de la Comisión (29 de julio de 2016). Las líneas de voltaje primarias conectan las subestaciones de transmisión con los transformadores, los cuales "bajan" la corriente eléctrica a voltajes secundarios de manera que ésta pueda ser suministrada a los clientes.

¹⁹⁰ CEPR-JF-02-06(a), p. 22. Séptimo Requerimiento de Información de la Comisión (12 de agosto de 2016).

¹⁹¹ Informe de URS de 2013, p. 51.

cualitativa. Si miramos los circuitos de distribución soterrados (“UDG”, por sus siglas en inglés), una cantidad significativa de ellos han sido reemplazados de forma “temporera” por circuitos OH en los postes del alumbrado público, para restablecer el servicio eléctrico a clientes cuando las interrupciones no pueden ser remediadas mediante la reparación del conductor UDG. La mayoría de los circuitos UDG en las comunidades residenciales (urbanizaciones) con más de 30 años de existencia han sido enterrados directamente, lo cual acelera el deterioro del cable e impide el reemplazo del cable en un tiempo razonable para evitar repetidas interrupciones en el futuro. Esto también aumenta los costos de reconstrucción y mantenimiento cuando se requiere una intervención. Además de la red de Distribución Eléctrica (OH & UDG), las subestaciones donde se ubican los transformadores principales para la distribución de energía se encuentran en un estado de deterioro avanzado. La mayoría de los componentes necesitan ser reemplazados y se debe dar mantenimiento continuo a los predios y edificios.¹⁹²

b. Presupuesto de distribución en general

238. La Autoridad propone un presupuesto de capital de distribución de \$74 millones para el FY2017, distribuido en 108 entradas. Alrededor del 85% de los \$74 millones es para desembolsos no relacionados a los medidores. La Tabla 16 del informe de Fisher y Horowitz organiza el presupuesto por sub área e iniciativa.¹⁹³

239. De acuerdo con los doctores Fisher y Horowitz, la mayoría de los desembolsos propuestos son para la rehabilitación del sistema de distribución existente, las subestaciones, los alimentadores y las líneas.¹⁹⁴ Los desembolsos incluyen \$27.3 millones para las “sábanas”— reservas de dinero que se utilizan según sea necesario para reparaciones, mantenimiento y piezas de reemplazo. Otros \$12.5 millones se asignan a nuevos medidores y equipo para medidores. El remanente (ligemente más del 50%), se dirige al alumbrado público y la rehabilitación de subestaciones y alimentadores.

240. De los 78 proyectos de distribución que en el FY2017 tenían desembolsos que no eran explícitamente sábanas ni medidores, el costo promedio para el FY2017 se encontraba muy por debajo del millón de dólares, el costo medio siendo alrededor de unos \$250,000.

¹⁹² CEPR-AH-02-01(f), p. 3. Sexto Requerimiento de Información de la Comisión (29 de julio de 2016).

¹⁹³ Véase también el Schedule F-3 REV de la Autoridad.

¹⁹⁴ Informe Fisher-Horowitz, p. 143.

241. La evaluación de la razonabilidad de este dinero fue un reto. Más allá de denominarlos “mejoras necesarias”, la Autoridad no presentó justificación ni explicación para los proyectos individuales. Más aun, los archivos de la Autoridad respecto a los desembolsos de capital del pasado fueron categorizados de manera diferente de aquellos asociados a los desembolsos futuros. En una llamada en conferencia técnica y pública, no obstante, el personal de distribución de la Autoridad contestó las preguntas a fondo, en la opinión de los doctores Fisher y Horowitz, enfatizando que (a) el nivel de desembolso solicitado era el comienzo necesario de la restauración del sistema de distribución, y (b) los presupuestos de capital probablemente eran menores de lo que se requiere para asegurar un servicio razonable. En la vista técnica, los testigos de la Autoridad reiteraron estos puntos.

c. Presupuesto de capital para medidores

242. La Autoridad tiene instalados 1,620,401 medidores, tanto activos como inactivos.¹⁹⁵ Para sus requisitos de ingreso del FY2017 al FY2019, la Autoridad ha solicitado \$10.6 millones por año para la adquisición de medidores residenciales. Esta cantidad no incluye los gastos de mantenimiento ni de operación. Estas adquisiciones son parte de un plan de reemplazo que enfatiza la actualización de los equipos. En el FY2017, la Autoridad adquiriría 29,000 medidores, un costo estimado de \$200/medidor más la infraestructura de comunicación. La instalación de tecnología nueva (infraestructura de medidores avanzados, conocido como AMI [por sus siglas en inglés] o medidores inteligentes) añade aproximadamente \$198 por medidor.¹⁹⁶

243. Según describen los doctores Fisher y Horowitz, los medidores inteligentes son capaces de comunicación bilateral entre el medidor individual y la empresa eléctrica. La comunicación bilateral puede proveer “datos por intervalo” (datos que son específicos a periodos de tiempo cortos) a una frecuencia (por ejemplo, cada 15 minutos) que los medidores radiales y AMR no tienen la capacidad de proveer. Los doctores Fisher y Horowitz cuestionaron la costo-efectividad del costo adicional de tecnología de medidor inteligente. Recomendaron que la Comisión no aprobara los fondos adicionales que son necesarios para los medidores inteligentes; en su lugar, la Autoridad debería instalar únicamente los modelos de medidor actuales.

244. En el 2015, la Autoridad inició un programa piloto para instalar 30,000 medidores inteligentes en dos fases. Una presentación ofrecida en julio de 2015 provee un resumen de las metas de la Autoridad (traducido):

¹⁹⁵ CEPR-JF-02-05, p. 19. Séptimo Requerimiento de Información de la Comisión (12 de agosto de 2016).

¹⁹⁶ CEPR-AH-02-06, p. 8. Sexto Requerimiento de Información de la Comisión (29 de julio de 2016).

1. Recopilar los datos necesarios para elevar las especificaciones del sistema óptimo para un sistema eléctrico.
2. Mejorar la eficiencia del sistema eléctrico.
3. Mejorar de forma significativa el servicio que se le ofrece a los clientes, tal como el SAIDI, SAIFI, CAIDI y así reducir la necesidad de personal gerencial en las oficinas comerciales y el Centro de Servicio al Cliente (los teléfonos).
4. Activar la desconexión remota automática y desconexión para mejorar el servicio y permitir la discontinuación del servicio, mejorando con ello el flujo de caja.¹⁹⁷

Las metas de la Autoridad en buscar implementar tecnología de red inteligente son similares a las de otras empresas eléctricas que instalan una red inteligente.

245. Los doctores Fisher y Horowitz afirman que “a las empresas eléctricas por lo general les ha sido difícil justificar la tecnología de red inteligente a base de su costo-efectividad.”¹⁹⁸ Si bien la Autoridad citó el ejemplo de Hawái, los doctores Fisher y Horowitz determinaron que este ejemplo tenía un defecto porque “el costo de implementación de \$413 millones probablemente excedería los \$345 millones en beneficios que se estima recibiría el proyecto”.¹⁹⁹ Afirmaron, además, que una presentación posterior de la Autoridad de julio de 2016 “claramente indica que no se esperaba que el programa de medidores inteligentes provea ahorros en los costos y es una distracción de los requisitos inmediatos que tiene la Autoridad”.²⁰⁰ También señalan que más de la mitad de los medidores suplidos tuvieron que ser devueltos para ser recalibrados y que el terreno montañosos de la isla dificultará la comunicación celular.²⁰¹

246. La Comisión agradece los esfuerzos de la Autoridad y de nuestros propios consultores por evaluar los beneficios y los costos de los medidores inteligentes. Concluimos que los esfuerzos que ya han sido puestos en marcha, la pequeña cantidad de dinero que está en juego y el potencial para ayudar a que los clientes puedan manejar su consumo justifican

¹⁹⁷ Llamada de Clarificación de la Comisión de 20 de octubre de 2016, Solicitud 161020 Núm. 8 Anejo 1: Transparencia (*Slide*) 3.

¹⁹⁸ Informe Fisher-Horowitz, p. 147.

¹⁹⁹ Hawaiian Electric Companies, Solicitud. Tabla 2, Página. 8. March 31, 2016. Caso 2016-0087.

²⁰⁰ Informe Fisher-Horowitz, p. 147.

²⁰¹ *Id.*, pp. 146-47.

esta pequeña continuación de un programa piloto existente. Por tanto, aprobaremos esta solicitud de fondos.

247. No obstante, compartimos la preocupación de nuestros consultores respecto al desembolso de múltiplos de esta cantidad en años futuros sin antes tener un caso más fuerte en cuanto al aspecto de negocio.

d. Directrices

- (i) *La Comisión aprueba el presupuesto de capital de distribución para el FY2017 en su totalidad según solicitado por la Autoridad. La Autoridad deberá continuar adquiriendo medidores de lectura avanzada (“AMR”, por sus siglas en inglés) a menos que una aplicación específica requiera infraestructura de medidor avanzado (“AMI”, por sus siglas en inglés). Si la Autoridad desea adquirir medidores inteligentes adicionales a los 30,000 que ya ha adquirido sin necesidad de una aplicación técnica específica, deberá someter un argumento de negocios detallado que describa y evalúe los costos y beneficios de la implementación de los medidores inteligentes. El argumento de negocios deberá proveer detalle del ámbito, la escala y el calendario de implementación, con inclusión de, pero sin limitarse a asuntos tecnológicos y económicos. Deberá tomar en cuenta la necesidad de educar al personal y al consumidor para el uso efectivo de los medidores.***
- (ii) *La Autoridad no debería comprometerse a ningún gasto que sea mayor que lo que aquí se aprueba, sin la aprobación de la Comisión.***
- (iv) *Para la compra de medidores en el futuro, la Autoridad deberá usar la licitación pública.***

6. Equipo de transporte y de informática

248. La Autoridad propone \$19.4 millones para vehículos. La Autoridad tiene una flota de 3,593 vehículos, de los cuales aproximadamente una tercera parte son SUV o camionetas básicas. Otra tercera parte de los vehículos son remolques o vehículos altamente especializados (tales como buldóceres, caterpílares, máquinas para hacer zanjas y palas mecánicas). Los vehículos restantes son camiones grúa u otros vehículos de línea. Otros \$3 millones son para reemplazar el helicóptero.

249. La Autoridad también propone \$13.1 millones para equipo de informática, sistemas de manejo de datos y equipo de red. La solicitud más sustancial es la migración del centro de datos a PREPA Network a un costo de \$8 millones (\$6.3 millones en el FY2017). La utilización de una entidad afiliada (PREPA Network) para el centro de datos trae a colación las preocupaciones que discutiremos en la Parte Cinco-II. La Autoridad debió haber usado la licitación pública para escoger el mejor proveedor de servicio. Dada la necesidad inmediata de mejorar la recopilación, el análisis y los procesos mediante los cuales se informan los datos, no dilataremos esta transacción. No obstante, en el futuro las transacciones con afiliadas se deberán adherir a los principios que discutiremos en la Parte Cinco-IV.

250. Dado el tamaño reducido de esta área y nuestro enfoque tan obvio en las preguntas mayores de generación, transmisión y distribución, y dado que ni nuestros consultores ni los interventores levantaron bandera roja, aprobamos el presupuesto de transportación y equipo de informática completo para el FY2017.

7. Determinaciones generales sobre gastos de capital en el requisito de ingreso

251. La Autoridad deberá incluir \$153.462 millones en gastos de capital en el requisito de ingreso de la Autoridad. Esto es una reducción de aproximadamente \$183.096 millones de la solicitud de \$336.558 millones hecha por la Autoridad. La mayoría de esta reducción consiste en reclasificaciones en lugar de reducciones reales. En específico, la reducción de \$183.096 millones refleja lo siguiente (según se explica en el Anejo 3, a la página 2):

- \$125.756 millones son un ajuste por la cantidad de gasto de capital reconocido en el cociente de cobertura del servicio de la deuda.
- \$41.340 millones reflejan la reducción requerida en los desembolsos para el AOGP.
- \$16 millones reflejan la reclasificación de gastos de capital en Cambalache y San Juan a gastos de operación y mantenimiento.²⁰²

D. CELI y los subsidios

252. La Autoridad ha propuesto cantidades específicas para la contribución en lugar de impuestos (“CELI”) y para varios subsidios adicionales. La mayoría de estos son requisitos estatutarios. Para la mayoría de ellos, las cantidades propuestas por la Autoridad son predicciones, aunque algunas son fijas. En la mayoría de las situaciones, nuestros estatutos

²⁰² Otra manera de comprender los \$153.462 millones es tomando la cifra original de gastos capitales propuesta por nuestros consultores, según se muestra en Smith-Dady Ex.3, línea 23, por unos \$148.662 millones, y luego añadir nuevamente los \$4.8 millones por concepto de medidores inteligentes que nuestros consultores habían eliminado.

no nos conceden discreción para juzgar la razonabilidad de estas cantidades. Además, cualquier variación entre las cantidades según pronosticadas y las cantidades reales será conciliado ya sea en una cláusula adicional específica (que se discutirá más adelante en la Parte Tres-III) o en los exámenes presupuestarios de un año (que discutiremos en la Parte Cuatro-III.A). Por consiguiente, la Comisión aprueba cada cantidad propuesta por la Autoridad. Según expuesto en el Anejo 1, dichas cantidades son:

- CELI: \$51.784 millones
- Alumbrado público: \$93.241 millones
- Todo subsidio restante: \$37.901 millones²⁰³

Aquí la Comisión ofrece un comentario breve en cuanto a dos de ellos. Los comentarios sobre el tratamiento apropiado aparecen en la Parte Tres-IV.

CELI

253. La Autoridad ha propuesto la cantidad de \$51.784 millones por concepto de la CELI. La Autoridad sostiene que esta cantidad refleja \$20 millones en ahorros en CELI, y que, entre otras cosas, refleja recaudos a empresas con fines de lucro efectuados por municipios, así como cargos a los municipios por el consumo de electricidad en exceso del límite estatutario (por debajo del cual no se factura el consumo de los municipios).

254. Históricamente, la Autoridad ha recuperado la CELI mediante un factor de 0.89 en el denominador de su Cláusula de Ajuste por Combustible y Compra de Energía. La Legislatura ha prohibido este enfoque. Por consiguiente, la Autoridad propone recuperar esta cantidad mediante unas cláusulas adicionales separadas. Esta entrada se refleja en la línea 14 del Anejo 1.

Directriz

La Autoridad deberá proveer a la Comisión un informe que describa sus esfuerzos por facturar y recaudar de los municipios el consumo eléctrico de las empresas con fines de lucro afiliadas a dichos municipios.

Distrito de Riego

255. El “Distrito de Riego” es una división de la Autoridad que vende agua. Se compone de (1) los Distritos de Riego de Guayama y Juana Díaz en el sur (la Autoridad se

²⁰³ Esta cifra refleja la eliminación de \$37.041 millones como resultado de la doble contabilización que discutimos en la Parte Dos-I, arriba, y \$129,000 por la reclasificación del Crédito por Débito Directo como un Gasto Operacional, según discutiremos en la Parte Tres-IV. Véanse también Anejo 2 y Anejo 3, página 10.

refiere a ellos como “SOUCO” y los ha agrupado en su cálculo del subsidio, (2) el Distrito de Riego del Valle de Lajas en el suroeste, y (3) el Distrito de Riego de Isabela en el noroeste de Puerto Rico. De acuerdo a la Autoridad, 48% del agua que produce el Distrito de Riego es utilizada para servir clientes agrícolas bona fide y 50% es vendido a la Autoridad de Acueductos y Alcantarillados (“AAA”). El 2% restante es vendido a clientes comerciales e industriales.

256. Las tarifas para los clientes agricultores son fijadas mediante ley.²⁰⁴ Para clientes que no son agricultores, el Distrito de Riego fija las tarifas mediante, en las palabras del señor Rivera, el Superintendente de Planificación e Investigación de la Autoridad, la “negociación” con los clientes. Cuando las tarifas de agua del Distrito de Riego no logran cubrir sus costos, la Autoridad compensa por la diferencia mediante el alza en las tarifas de sus clientes eléctricos, clientes que no han sido incluidos en las negociaciones.²⁰⁵ Esta diferencia se conoce como el Subsidio del Distrito de Riego. La Autoridad proyecta un subsidio de \$4.152 millones para el FY2017.

257. Este arreglo es ineficiente e ilógico. Es ineficiente porque las tarifas de clientes que no son agricultores deberían cubrir los costos, a menos que una reducción de costo sea necesaria para asegurar que el cliente permanezca “en el sistema” de manera que contribuya a los costos fijos. (Este concepto lo discutiremos en el contexto del descuento por retención de carga en la Parte Tres-II.C.4. Cualquier desviación del costo debería ser revisado por la Comisión para asegurar que no sea mayor de la cantidad necesaria para retener el cliente. Es ilógico cuando dos partes “negocian” un descuento cuyo costo lo cargan unos clientes que han sido excluidos de las negociaciones. Cuando esto ocurre, la disciplina fiscal que de ordinario acompaña las negociaciones brilla por su ausencia.

258. Si bien la Comisión no tiene otra alternativa que no sea aprobar el subsidio para el FY2017, no aprobará esta cantidad en el futuro a menos que la Autoridad pueda demostrar (antes de completar sus negociaciones) que el descuento no es mayor de lo necesario y que la OIPC y al menos un cliente comercial o industrial prominente hayan participado en las negociaciones y recibido toda la información pertinente.

259. Contrario a lo que sugiere la AAA, la Comisión no está ejerciendo jurisdicción sobre las ventas de agua entre la Autoridad y la AAA. Tampoco la Comisión está afectando los términos de ningún contrato de agua existente ni interviniendo en las negociaciones respecto

²⁰⁴ Véase la Ley de Riego Público del 18 de septiembre de 1908, según enmendada y suplementada por la Ley Núm. 63 del 19 de junio de 1919 y la Ley Núm. 2 del 31 de mayo de 1950; 22 L.P.R.A. § 251 et. seq., 22 L.P.R.A. § 301 et. seq. y 22 L.P.R.A. § 341 et. seq., respectivamente.

²⁰⁵ A pesar de que la Sección 24 de la Ley Núm. 83 del 2 de mayo de 1941, según enmendada, dispone que el Estado Libre Asociado de Puerto Rico reembolsará a la Autoridad los costos asociados al Distrito de Riego, los oficiales de la Autoridad indicaron durante la Vista Técnica que el Estado Libre Asociado no ha hecho ningún pago por reembolso en años.

a las tarifas de agua. La Comisión está ejerciendo su jurisdicción sobre el requisito de ingreso de la Autoridad. El requisito de ingreso de la Autoridad — y, por lo tanto, los cargos por electricidad que los clientes deberán pagar — se ven afectados por el déficit del Distrito de Irrigación. Por lo que la Comisión no solo tiene la discreción sino el deber de asegurar que dicho déficit se reduzca al mínimo permitido por el estatuto. El ejercicio de tal jurisdicción sobre las tarifas eléctricas no equivale al ejercicio de jurisdicción sobre las tarifas de agua porque le permite a la Autoridad escoger cómo eliminará este déficit— mediante la reducción de sus costos, el aumento de las tarifas de agua o la transferencia de las operaciones del Distrito de Irrigación a otros que puedan operarlas sin déficit. Lo único que está haciendo la Comisión es fijando las tarifas eléctricas de manera apropiada.

260. Por último, la propuesta de la AAA de transferir el Distrito de Riego a la AAA queda más allá de las facultades de esta Comisión.

E. Costos de financiamiento

1. Cantidad de manejo de la deuda en el requisito de ingreso

261. La Autoridad proyecta un manejo de la deuda de \$314 millones, que consta de \$172 millones en pagos al principal y \$143 millones en pagos de interés. Esta cantidad se refleja en la línea 19 del Anejo 1.

262. La deuda de la Autoridad se divide en dos categorías principales: (1) deuda que, completadas las negociaciones actuales, será recaudada por la CRAEE mediante el Cargo de Transición (conocida como la “Deuda Participante”), y (2) toda la deuda restante (conocida como la “Deuda Histórica”). En este caso tarifario, la Comisión no tiene jurisdicción para atender la Deuda Participante. Aquí trataremos solo la Deuda Histórica.²⁰⁶

263. Un informe reciente publicado por la Comisión de Auditoría Integral del Crédito Público de Puerto Rico²⁰⁷ plantea preguntas importantes con relación a la razonabilidad de ciertas emisiones de deuda de la Autoridad. Sin embargo, como la obligación contractual de pagar el interés y el principal debido permanece para la Autoridad,

²⁰⁶ Para enfatizar la terminología: Algunos observadores han utilizado el término “deuda histórica” para referirse a toda la deuda presente de la Autoridad. Ése no es un uso preciso del término. Utilizamos aquí el término “deuda histórica” para referirnos únicamente a aquella deuda que debe estar reflejada en la porción del requisito de ingreso de la Autoridad sobre la cual la Comisión tiene jurisdicción. La deuda que se convierta en “deuda participante” será recuperada mediante el Cargo de Transición que cobrará la CRAEE. Si bien esa cantidad es parte del requisito de ingreso *total* de la Autoridad, ésta no es parte del requisito de ingreso que está sujeto a nuestra jurisdicción y que es objeto de este procedimiento.

²⁰⁷ *Pre-audit Survey Report* de la Comisión para la Auditoría Integral del Crédito de Puerto Rico, 28 de septiembre de 2016.

las Secciones 6.25(b) de la Ley 57-2014 no le deja otra alternativa a la Comisión.²⁰⁸ Respecto a la Deuda Histórica, el requisito de ingreso de la Autoridad para el FY2017 deberá incluir todos los pagos de principal y de interés que se deben en el FY2017.

264. Para determinar la cantidad apropiada de costos del servicio de la deuda que debe incluir el requisito de ingreso de la Autoridad para el FY2017, la Autoridad tuvo que hacer ciertas presunciones en cuanto a cuáles bonistas se convertirían en Bonistas Participantes y cuales permanecerían como acreedores de la Deuda Histórica. La Autoridad supuso que \$700 millones de los bonos no asegurados permanecerían como Deuda Histórica. Esta cantidad es la cantidad máxima que permite el Acuerdo de Apoyo a la Reestructuración, según existe al presente. La Autoridad luego distribuyó esos \$700 millones de acuerdo con los porcentajes de los tipos de deuda existentes en la Autoridad previo a la reestructuración.²⁰⁹ La cantidad total produce un requisito de ingreso de \$314,319,000. El Consultor de la Comisión, el señor Hill, determinó que el método mediante el cual la Autoridad hizo este estimado era razonable. La Comisión lo acepta— con el reconocimiento de que la cantidad seguramente cambiará cuando las negociaciones de reestructuración hayan culminado. Cualquier divergencia de la cifra final de este número estimado será atendida en uno de los procedimientos que discutiremos en la Parte Cuatro.

265. La discusión acerca de cómo el servicio de la deuda afectará el requisito de ingreso no termina aquí. El costo final de la deuda que verán los abonados de la Autoridad dependerá de la aplicación de la Ley Federal para la Supervisión, Administración y Estabilidad Económica de Puerto Rico (“PROMESA”, por sus siglas en inglés). Bajo la Sección 601 de PROMESA, si cierto porcentaje de bonistas decide participar de la reestructuración de la deuda, la Junta de Supervisión Fiscal podrá exigir que los restantes bonistas también participen. De ocurrir ese resultado, la deuda, que ahora sería considerada Deuda Histórica (es decir, la deuda asociada con los \$314 millones de servicio de la deuda), se movería del requisito de ingreso de la Autoridad para el FY2017 al requisito de ingreso de la CRAEE, a ser recuperada mediante el Cargo de Transición. Los abonados ahorrarían dinero porque toda esa deuda, y no solo la Deuda Participante, estaría sujeta al límite de recuperación de 85%, la

²⁰⁸ "La Comisión aprobará una tarifa que: (i) sea suficiente para asegurar el pago de principal, intereses, reservas y demás requisitos de los bonos y otras obligaciones financieras que no hayan sido canceladas (*defeased*) como parte de la titulización contemplada en el Capítulo IV de la Ley para la Revitalización de la Autoridad de Energía Eléctrica y costos razonables de proveer los servicios de la Autoridad...."

²⁰⁹ Véase la Respuesta de la Autoridad al CEPR-SGH-03-05. Para mayor detalle, véase el testimonio sobre requisitos de ingreso de los testigos Pampush, Porter and Stathos (p. 17), junto con el Schedule F-4-Sección IX. Allí, la Autoridad explica que hay una cifra estimada de \$1,595 millones de deuda que se presume que permanece pendiente en la Autoridad. Esta cantidad incluye \$696 millones y \$35 millones en deuda a título de las líneas de combustible y la Carta de Crédito del Banco Gubernamental de Fomento, respectivamente, así como (i) \$700 millones en bonos no asegurados (el máximo permitido por el RSA) y (ii) \$164 millones en bonos de Syncora tras el pago de manejo de la deuda del 1 de julio de 2016.

tasa de interés reducida y moratoria de cinco años en el pago del principal que pide RSA. Y, en la medida que el proceso de PROMESA cause que los Bonistas Participantes acepten limitaciones adicionales a la recuperación, los abonados también se beneficiarían.

266. Por tales razones, la Comisión ordena que la Autoridad tome todas las acciones posibles para usar el proceso de PROMESA para el beneficio de los clientes de la Autoridad. En tanto y en cuanto estos cambios ocurran, la Autoridad deberá informar a la Comisión de los cambios necesarios al requisito de ingreso. Una vez haya recibido esa información, la Comisión determinará cómo y cuándo ajustaría el requisito de ingreso.

2. Cociente de cobertura del manejo de la deuda

267. El Anejo 1 calcula la cobertura del manejo de la deuda mediante la multiplicación de los \$314 millones del principal y el interés para el FY2017 por un cociente de cobertura del manejo de la deuda de 1.40. Esa cantidad, \$126 millones, se refleja en la línea 21 del Anejo 1.²¹⁰

268. Un cociente de cobertura del manejo de la deuda (“DSCR”, por sus siglas en inglés) es el cociente del flujo de caja disponible para cumplir con (o cubrir) los pagos (de principal e interés) del manejo de la deuda y la cantidad total de esos pagos para un periodo de tiempo particular. Supongamos que una empresa eléctrica debe pagar un total de \$100 millones en pagos del principal y el interés durante el año fiscal corriente. Supongamos además que se establecen tarifas que, de la empresa lograr vender la cantidad de electricidad proyectada y si sus gastos suman a la cantidad esperada, permiten que tenga un flujo de caja de \$120 millones. Diríamos que el DSCR real de esa empresa eléctrica es de 1.20.

269. El señor Hill explicó que los bonistas típicamente exigen un DSCR que sea mayor que 1.0 porque los niveles de ingresos y gastos que se utilizan para calcular las tarifas son solo unos estimados. El mundo real —huracanes, fallos en las plantas generatrices, aumentos en el precio del combustible y contracciones económicas— inevitablemente interviene, lo que ocasiona que los resultados varíen de las proyecciones. A pesar de estas variaciones, los bonistas necesitan que se les pague. Un DSCR amplio reduce el riesgo de que la empresa eléctrica carezca del flujo de caja suficiente como para pagar todas sus obligaciones, incluida la obligación para con sus bonistas. Ese riesgo reducido se traduce a tasas de interés reducidas.²¹¹

²¹⁰ Véase también Anejo 3, página 1.

²¹¹ El Sr. Hill indicó que, conforme a los *Financial and Operating Ratios of Public Power Utilities* (noviembre de 2015) de la *American Public Power Association*, la mediana de cociente de cobertura para el manejo de deuda (DSCR) a largo plazo para la industria de energía eléctrica de propiedad pública es de 2.32. Para las empresas de servicio público de propiedad pública con más de 100,000 clientes, la mediana de DSCR es de 1.85.

270. No existe un nivel de DSCR “correcto”, sino que existe una necesidad de balancear el apoyo necesario para tener una empresa eléctrica económicamente saludable y el costo que eso significaría para los abonados.

271. El Contrato de Fideicomiso de 1974, bajo el cual la Autoridad emite sus bonos de ingreso (bonos en los que la obligación de pagar que tiene el prestatario está garantizada por sus ingresos), requiere un DSCR de 1.20. En la Parte Dos-II.B explicamos que la condición económica tan precaria de la Autoridad la ha aislado del mercado de capital. Dada la necesidad de mejorar la condición económica de la Autoridad y de comenzar a aumentar la confianza de los bonistas, el señor Hill recomendó un DSCR de 1.40 en lugar del 1.20 que requiere el Contrato de Fideicomiso de 1974. Prestando particular atención a la posición neta negativa de \$2 mil millones que tiene la Autoridad, él indicó que:

[C]uando la comunidad inversionista pierde confianza en la capacidad que tiene una entidad de pagar sus deudas, es difícil recuperar esa confianza. El proveer solo la cantidad mínima de Cobertura del Servicio de la Deuda que requiere el contrato de bono no es suficiente como para dejarle saber a la comunidad inversionista que la Autoridad tiene la intención de reestablecer su posición financiera como un prestamista confiable.²¹²

Describió el DSCR de 1.40 como suficiente para permitir que la Autoridad regrese a una calificación de BBB (de calificación de la inversión).

272. El enfoque del señor Hill contrasta con el de los testigos de la Autoridad, quienes recomendaron un DSCR más costoso de 1.57-2.00 para obtener la calificación de AA. De acuerdo con el señor Hill, si el servicio de la deuda es de \$314 millones, cada décima que se le añade al DSCR tarifario aumenta los costos de los abonados por \$31.4 millones. Afirmó que los asesores de la Autoridad, en su intento por mover la Autoridad de una calificación de C o D a una calificación de A o AA, no le dieron suficiente consideración al efecto que tendría en los abonados. En la vista técnica, el señor Hill usó una hoja de cálculos²¹³ para demostrar que la propuesta de los testigos de la Autoridad les costaría más a los abonados en cobertura del servicio de la deuda de lo que ahorrarían en reducciones a la tasa de interés, por un amplio margen. Dados los bajos costos de capital actuales, esta razón negativa de beneficios a costos probablemente persistiría. El razonamiento del señor Hill era que su “DSCR más moderado mejoraría la posición económica de la Autoridad y también sería costo-efectivo para los abonados, a la vez que devolvería la Autoridad al estatus de calificación de inversión”. También enfatizó que la mejora al crédito ofrecida por el DSCR de 1.40 propuesto

²¹² Informe Hill, p. 22.

²¹³ Exhibit 3 de la Conferencia Técnica de la Comisión

sería reforzado por el uso de los los procedimientos tarifarios descritos por el Testigo de la Autoridad Hemphill y el Consultor de la Comisión Tim Woolf.²¹⁴

273. Estamos de acuerdo con la opinión del señor Hill que un DSCR de 1.40, el cual está muy por encima del 1.20 mínimo que requiere el Contrato de Fideicomiso de 1974, le dejará saber a la comunidad inversionista que la Comisión apoya los esfuerzos de la Autoridad por mejorar su condición económica.

274. Por último, en la vista técnica, el señor Hill y los testigos de la Autoridad estuvieron de acuerdo en que siempre que el requisito de ingreso incluya los gastos de capital en las tarifas actuales (disposición que la Comisión aprobó en la Parte Dos-III.C.7), existe poca diferencia práctica entre un cociente de cobertura de 1.40 y un cociente de cobertura de 1.57-2.00 porque la cantidad de gasto de capital incluida en el requisito de ingreso sobrepasa la cantidad asociada con cualquiera de esos niveles de cobertura. En el momento en que deje de ser necesaria la inclusión de los gastos de capital en las tarifas, no obstante, el DSCR del señor Hill significaría ahorros sustanciales para los abonados en comparación con el 1.57-2.00 propuesto por la Autoridad.

3. El prospecto de la renegociación del manejo de la deuda

275. Algunos testigos de los interventores arguyeron que la deuda de la Autoridad es demasiado alta y que debería ser renegociada para reducirla. Estos argumentos no tienen valor práctico por dos razones.

276. Primero, según detallamos en nuestra Orden de Reestructuración de junio de 2016, la Autoridad ya ha obtenido de los bonistas una reducción de capital de 15%, tasas de interés reducidas y un diferimiento del principal de cinco años. Ningún interventor presentó prueba para demostrar que la Autoridad pudo haber obtenido más concesiones de haber negociado de forma más eficaz. Ningún interventor presentó prueba de que la relación entre la Autoridad y los bonistas era más estrecha que la que existe entre partes independientes. El negociante principal de la Autoridad fue Alix Partners. La señora Donahue, la Oficial de Reestructuración Principal de la Autoridad, testificó en la vista técnica que, si bien los bonistas requirieron que la Autoridad contratara un equipo de reestructuración, la decisión de quién contrataría le perteneció a la Autoridad. Alix Partners tuvo que competir con otras tres compañías para obtener el trabajo. Ningún abogado interventor contrainterrogó a la señora Donahue en cuanto este particular. En un escenario político, podría ser aceptable quejarse de los costos. En la adjudicación administrativa, los argumentos requieren prueba. En lo que se refiere a la pregunta de si la Autoridad pudo haber negociado un mejor arreglo, los interventores no presentaron prueba alguna.

277. Segundo, los argumentos deben ser guiados por la ley. Si bien la Comisión tiene la autoridad de aprobar deuda futura, no tiene autoridad para ajustar el resultado de las

²¹⁴ En la Parte Cuatro, la Comisión atiende las propuestas de Hemphill y Woolf y adopta varios procedimientos de estudio de presupuestos.

negociaciones entre la Autoridad y los bonistas. En la litigación administrativa, es la responsabilidad de los abogados el asegurar que el testimonio pericial permanezca dentro de los límites legales que obligan a dicho foro. En esta instancia, algunos abogados interventores le faltaron a esta responsabilidad. La Comisión espera que este tipo de error profesional no habrá de repetirse.

4. Las emisiones de bonos en el futuro

278. La Autoridad ya no podrá usar la deuda como un medio para evitar los aumentos de tarifa. La deuda sí es apropiada, sin embargo, para las inversiones a largo plazo cuyo valor justifique sus costos. La fiscalización de las emisiones de bono futuras deberá atender sus propósitos, costos y el momento histórico, así como la capacidad de pago de la Autoridad. Dicha fiscalización deberá ser realizada por la Junta de la Autoridad, el Ingeniero Consultor y, por supuesto, esta Comisión. A tales efectos, la Sección 6(o) de la Ley 83 dispone que:

Con excepción de los bonos y otros instrumentos de financiamiento relacionados a la reestructuración de la Autoridad de conformidad con los acuerdos logrados con los acreedores de la Autoridad, los parámetros de cuya deuda serán regidos por las disposiciones del Capítulo IV de la Ley para la Revitalización de la Autoridad de Energía Eléctrica y el Acuerdo con los Acreedores, previo a tomar prestada cualquier cantidad de dinero o a la emisión de bonos para cualesquiera de sus propósitos corporativos, la Autoridad requerirá la aprobación de la Comisión demostrando que el financiamiento propuesto será usado como fondos para proyectos y para sufragar los costos asociados a ellos de conformidad con el Plan Integrado de Recursos y el Plan de ALIVIO Energético.

La Sección 6.3(n) de la Ley 57-2014 dispone además que la Autoridad deberá obtener “aprobación por escrito previo a la emisión de cualquier deuda pública”. Este tipo de revisión reguladora de la emisión de deuda de una empresa eléctrica es común en las comisiones reguladoras en los EE.UU. continentales. También es típico requerir que la empresa presente, junto con su solicitud de aprobación, el siguiente tipo de información, según recomendó el señor Hill:

(1) un prospecto de la emisión de deuda (el documento que se publica para que los inversionistas puedan revisar la oferta de deuda); (2) una copia del Contrato de Fideicomiso que la apoye, si fuera diferente al Contrato de Fideicomiso bajo el cual actualmente se emiten todos los bonos de ingreso de la Autoridad; (3) una descripción de cualquier consideración especial asociada a la nueva emisión de deuda; (4) si no ha sido provista de algún otro modo, una descripción del crédito esperado, el término de la deuda, un calendario de pago y una comparación de los créditos actuales de bonos con calificaciones similares; y (5) proyecciones financieras por los siguientes cinco años que demuestren que la Compañía podrá cumplir con el cociente de cobertura de deuda que requiere el contrato luego de la emisión de los nuevos bonos.

La Comisión prevé que emitirá reglamentación para establecer estos requisitos con mucha antelación a que la Autoridad recupere el acceso a los mercados de capital.

5. Directrices

- a. La Autoridad deberá incluir en su requisito de ingreso para el FY2017 \$314 millones para el servicio de la deuda, tanto del principal como del interés.*
- b. La Autoridad deberá incluir una cantidad de cobertura del manejo de la deuda de aproximadamente \$126 millones, lo cual refleja un cociente de cobertura del manejo de la deuda 1.40 aplicado a los \$314 millones del manejo de la deuda.*
- c. La Autoridad deberá informar mensualmente a la Comisión de su progreso en cuanto a la reestructuración financiera, incluidos sus esfuerzos por obtener una calificación de crédito del grado de inversión para la nueva deuda a ser emitida, y de sus reuniones con los miembros de la Junta de Supervisión de la Ley PROMESA. La Autoridad deberá presentar a la Comisión copias de cualquier presentación formal que haga (ya sea la Autoridad o la CRAEE) a las agencias de calificación de crédito o a la Junta de Supervisión Fiscal de la Ley PROMESA.*
- d. La Autoridad empleará todos los esfuerzos razonables para persuadir a la Junta de Supervisión Fiscal de la Ley PROMESA de que provea la cantidad máxima de alivio del servicio de la deuda, incluido demostrarle a la Junta cómo los ahorros beneficiarían la economía de Puerto Rico y los consumidores de electricidad.*

F. Ingresos de fuentes distintas a la venta de electricidad

279. La Autoridad propone \$38.925 millones como Otros Ingresos en su requisito de ingreso para el FY2017. Esta cantidad refleja ingresos de fuentes distintas a cargos por el servicio eléctrico. Ejemplos de Otros Ingresos incluyen: ingreso de arrendamiento no operacional, ingresos productos del interés de fondos de amortización y otros ingresos misceláneos. Esta cantidad reduce los ingresos necesarios para proveer servicio eléctrico. Esto se refleja en la línea 28 del Anejo 1.

Directrices

- 1. La Autoridad deberá reflejar la cantidad de \$38.925 millones en la categoría de Otros Ingresos para el FY2017.*

2. ***En años futuros, la Autoridad deberá detallar en qué se basan las cantidades incluidas como Otros Ingresos.***

IV. El cálculo del aumento de ingreso requerido

A. Cálculo del requisito de ingreso

280. La Comisión adopta un requisito de ingreso de tarifa base ajustado (excluyendo el Cargo de Transición) de \$3,413,904,000.²¹⁵

281. Para calcular el ingreso adicional que se requiere para cubrir las necesidades de la Autoridad, debemos restar el ingreso que recibiría bajo las tarifas actuales, si se presume el nivel de ventas pronosticado, del requisito de ingreso de tarifa base de \$3,414 millones que adopta la Comisión. La diferencia se denomina el “déficit”: la cantidad por la cual deben aumentar los ingresos mediante el aumento de tarifas.²¹⁶ Según surge de las líneas 30 y 31 (Columna A) del Anejo 1, la Autoridad espera que las tarifas actuales produzcan \$1,658 millones en ingresos de combustible y compra de energía y \$1,078 millones en ingresos de tarifa base, para un total de \$2,737 millones (los \$2,776 millones de la línea 32, Columna A del Anejo 1 equivale a la suma de esos \$2,737 millones más los “Otros Ingresos” de \$38.9 millones). Luego aumentamos la cantidad por los \$461.3 millones en costos de combustible adicionales que proyectaron los doctores Fisher y Horowitz, para producir un requisito de ingreso (sin contar las cantidades que cubre el Cargo de Transición) de \$3,237 millones.²¹⁷

²¹⁵ Véase Anejo 1, línea 26, Columna C. A la cifra originalmente propuesta por los consultores de \$3,406,557,000 (Ex. 3 de Smith y Dady), hemos añadido nuevamente los \$4,800,000 relacionados con los medidores inteligentes (véase también Anejo 3, página 2), los \$624,000 relacionados con las multas y penalidades pactadas que fueron incluidas en el Ex. 3 de Smith y Dady, a base de una falla en la comunicación con la Autoridad (véase también Anejo 3, página 7), el ajuste de \$1,711,000 relacionado con los cargos de reconexión (véase también Anejo 3, página 9) y reflejamos una cantidad revisada por Gastos por Deuda Incobrable producto del impacto de estos otros ajustes (véase también Anejo 3, página 8). La Autoridad argumentó que había un error de \$643,000 en el ítem de línea de costos trasladables (*pass through line item*) de la CELI y los Subsidios. La Comisión no pudo verificar esto, así que ha rechazado este ajuste. La Comisión ha conciliado las cantidades de la CELI y los Subsidios, según se demuestra en el Anejo 4. Tales cantidades, según ajustadas por la Comisión, se concilian con la cantidad en el requisito de ingreso sin que resulte necesaria la corrección solicitada por la Autoridad.

²¹⁶ Discutimos el pronóstico de ventas en la Parte Dos-IV-B.

²¹⁷ Véase Anejo 1, líneas 29-32.

282. Si comparamos estos \$3,237 millones en ingresos actuales (línea 32, Anejo 1) con el ingreso de \$3,414 millones que aprobó la Comisión (línea 26 del Anejo 1) queda un déficit de ingreso de \$177.0 millones (según surge de la línea 34 del Anejo 1). Ese déficit de ingreso de \$177.0 millones es aproximadamente \$45.256 millones menos que el déficit de ingreso de \$222.256 millones que reclama la Autoridad.

283. Cuando la Comisión aprobó las tarifas provisionales el 24 de junio de 2016, usó el requisito de ingreso propuesto por la Autoridad en su totalidad (por lo que aumentó las tarifas para eliminar un déficit de 222.256 millones anuales). Como el déficit es de solo \$177.0 millones, la Comisión debe devolver a los abonados las cantidades que les fueron cobradas en exceso. Ese tema lo trataremos en la Parte Dos-V. La Comisión también necesita determinar cómo ajustará tarifas específicas bajo derechos específicos para producir el nuevo requisito de ingreso. Ese tema lo atenderemos en la Parte Tres-II.

284. Habiendo determinado el déficit en dólares, ahora nos queda determinar el aumento a las tarifas existentes (con exclusión de la Tarifa Provisional) que es necesario para eliminar dicho déficit. Para hacerlo, tenemos que dividir el déficit entre las ventas esperadas (en kWh) para hallar el aumento en centavos/kWh. Resuelto esto, a continuación, atendemos la cuestión de las ventas.²¹⁸

B. Pronósticos de ventas y carga

1. La importancia de los pronósticos de ventas y carga

285. Para cumplir con su obligación de servir las necesidades de sus clientes, una empresa eléctrica debe predecir esas necesidades con precisión. Luego, los clientes deben pagar tarifas que han sido calculadas para generar el ingreso que se requiere para servir esas necesidades. Las tarifas son el resultado de la división del requisito de ingreso entre las ventas esperadas. Los ingresos (en \$) divididos entre las ventas (en kWh) nos da la tarifa

²¹⁸ Rechazar el requisito de ingreso propuesto, como recomienda el ICSE-PR, provocaría una caída de unos \$177,000,000 en los ingresos de la Autoridad—en un momento en que la Autoridad necesita mucho más, según detallan los Dres. Fisher y Horowitz. Ello dejaría a la Autoridad incapaz de pagarles a sus bonistas, lo que en consecuencia debilitaría el acuerdo bajo el cual los bonistas han acordado no declarar el impago y demandar a la Autoridad por falta de pago. Ello enviaría el mensaje de que esta Comisión habría fallado al no reconocer dos realidades: que sin capital externo la Autoridad no puede reconstruir su sistema y de que el capital externo no invertiría en la Autoridad sin la confianza de que la Comisión comprende las necesidades financieras de la Autoridad. El camino que hemos escogido es uno cuidadoso y gradual: conceder incrementos de ingresos sólo a partir de una demostración de necesidad, requerir presupuestos para asegurar el gasto apropiado de los ingresos, investigar el desempeño profundamente para provocar el cambio necesario en las culturas, establecer prioridades de infraestructura mediante el proceso de PIR y requerir solicitudes de ingresos que reflejen el PIR aprobado, y obedecer el requisito estatutario de que las tarifas deben producir ingresos suficientes para cubrir el principal y el interés debidos sobre la deuda pendiente. La posición del ICSE-PR no obedece a ninguno de estos requisitos.

(\$/kWh). Habiendo determinado el requisito de ingreso, ahora debemos pronosticar las ventas.

286. Las empresas eléctricas típicamente pronostican dos cosas distintas: el total de ventas de electricidad (en kilovatios-hora o en megavatios-hora) y la “carga pico” (en megavatios).²¹⁹ El pronóstico de ventas expresa la cantidad total de energía que una empresa eléctrica espera vender durante el transcurso de un año. El pronóstico de carga pico representa la energía eléctrica máxima que la empresa eléctrica espera necesitar para servir a todos los clientes en un momento dado durante ese año.

287. El pronóstico de ventas es el denominador en varias de las fracciones que se utilizan para fijar las tarifas. Las ventas nos dicen la cantidad de unidades sobre las cuales un costo particular deberá ser recuperado. En los casos en que la empresa eléctrica recauda su requisito de ingreso mediante las ventas de kWh, el numerador es el requisito de ingreso (en \$) y el denominador representa las ventas (en kWh), lo que nos da una tarifa en \$/kWh. Cuando la empresa recauda sus costos de combustible mediante una cláusula de combustible, de nuevo, los costos de combustible son el numerador (en \$) y las ventas son el denominador (en kWh). El poder predecir las ventas de manera precisa es crucial para poder fijar las tarifas correctamente.

288. Un pronóstico de ventas preciso también es necesario en la preparación del presupuesto de la empresa eléctrica. Las expectativas de desembolso total en combustible, compra de energía y operación y mantenimiento dependen de las expectativas de ventas porque los aumentos en las ventas llevan a los aumentos en los costos de cada una de esas categorías.

289. Al igual que otras empresas eléctricas, la Autoridad usa las ventas pronosticadas como datos de entrada en PROMOD, el modelo de costos de producción que describimos en la Parte Dos-III.B. Para calcular la cantidad de energía total que debe generar cada año, la Autoridad necesita un pronóstico de ventas. Esta información, junto con otros datos como los costos de combustible y de operación, así como datos sobre el desempeño generatriz (tal como la velocidad con la que las unidades específicas pueden ser activadas y desactivadas) se ingresa a PROMOD. Luego, PROMOD determina un patrón de despacho óptimo para la flota generatriz de la empresa correspondiente a un periodo dado. PROMOD también predice los costos (así como el consumo de combustible, las emisiones y otro comportamiento del sistema que es esperado) asociados con el patrón de despacho. Los diferentes pronósticos de ventas llevan a diferentes patrones de despacho con diferentes costos asociados.

290. Tanto los pronósticos de ventas (kWh) como los de carga pico (MW) pueden afectar la planificación de una empresa eléctrica durante una variedad de periodos— días,

²¹⁹ La carga pico, en ocasiones llamada demanda pico, se refiere a la cantidad máxima de potencia que una empresa de servicio público debe suministrar, para “mantener las luces encendidas”, en cualquier momento determinado del año.

semanas, meses, años y décadas. Los pronósticos de carga pico son la entrada clave en las determinaciones de la idoneidad de los recursos. Los aumentos en la demanda pico a nivel local o del sistema podrían causar el que haya que añadir nuevas instalaciones de generación y transmisión. Los pronósticos de carga pico también influyen en los estudios del costo de servicio, los cuales afectan la distribución o responsabilidad de ingreso (según discutiremos en la Parte Tres-I).

2. Aceptación del pronóstico para el FY2017

291. El informe de Fisher y Horowitz (en su Parte IV) presenta una crítica extendida del enfoque de la Autoridad en cuanto a los pronósticos de venta. La crítica cuestionó los fundamentos (en términos del diseño del modelo y los datos) del pronóstico de la Autoridad, la precisión de las predicciones anteriores, el tratamiento que se le dio a la eficiencia energética, el cálculo y uso de la elasticidad de la demanda y las discrepancias entre las predicciones de las ventas y las cifras que en realidad fueron usadas en el modelo de requisitos de ingreso. En la vista técnica, la doctora Horowitz y personal de la Autoridad sostuvieron un debate extenso y a profundidad sobre sus posturas contrastantes.

292. En lo que sí estuvieron de acuerdo fue en que el pronóstico de la Autoridad para el FY2017 era aceptable. Para propósitos de este caso, por consiguiente, la Comisión lo acepta. El informe de Fisher y Horowitz señala que cuando la Autoridad hace un pronóstico con un año o un mes de antelación, la diferencia entre la predicción y la realidad es pequeña y comparable a la diferencia que experimentaron otras empresas eléctricas. Además, en la medida en que los ingresos de la Autoridad se ven afectados por pronósticos a corto plazo incorrectos, es posible hacer correcciones en las cláusulas de ajuste y las exámenes presupuestarios de un año o el procedimiento tarifario de tres años.²²⁰ Los desacuerdos se relacionan a los pronósticos durante periodos de tiempo más prolongados.

293. Con tantos asuntos apremiantes por atender en el corto tiempo permitido para este procedimiento, no es posible solucionar la variedad de diferencias que han surgido en torno a la metodología de los pronósticos. El diálogo de la vista técnica dejó claro que tanto la Autoridad y la Comisión se beneficiarán de una exploración más a fondo. A raíz de esa exploración más a fondo, la Comisión podrá establecer guías para los pronósticos futuros. El resultado será que habrá menos desacuerdos y mayor confianza en los pronósticos de la Autoridad. La Comisión atenderá este tema dentro de los siguientes meses.

3. Directrices

294. Adoptaremos las siguientes recomendaciones del informe de Fisher y Horowitz, pero se calendarizará una discusión técnica para darles una forma más definida:

²²⁰ Discutiremos los procedimientos intermedios de revisión tarifaria en la Parte Cuatro.

- a. *La Autoridad deberá desarrollar un solo modelo de pronosticación que sea confiable y teóricamente robusto para cada clase tarifaria. Cada modelo debería ser capaz de predecir las ventas históricas de manera adecuada.*
- b. *La Autoridad deberá desarrollar un nuevo pronóstico de ventas basado en estos modelos antes de presentar un nuevo caso tarifario o de planificación.*
- c. *En el futuro, cualquier cambio a los modelos de pronosticación de la Autoridad deberá ser documentado claramente y sustentado por prueba.*
- d. *En las presentaciones relacionadas a los pronósticos, la Autoridad deberá proveer documentación metodológica que sea clara, abarcadora y precisa que incluya hojas de trabajo que muestren todas las entradas y los cálculos pertinentes, así como las fuentes para toda presunción valores predeterminados en el código [hard-coded].*
- e. *Todo pronóstico deberá contabilizar de manera explícita la eficiencia energética, el manejo de la demanda y la elasticidad de la demanda por clase a nivel de todo el sistema.*

C. Cálculo del aumento tarifario

295. Las ventas proyectadas de la Autoridad son de 17,268,325,180 kWh.²²¹ Por tanto, el aumento tarifario promedio que corresponde al déficit de \$177,000,000 en el requisito de ingreso es de aproximadamente 1.025 ¢/kWh. El aumento tarifario promedio será aplicado al componente de cargo por energía de la tarifa base para todo cliente de la Autoridad, excepto según se describe en la Parte Tres-II.

296. Dada la cantidad de directrices hechas por la Comisión en esta Resolución Final y Orden, la Autoridad deberá calcular el aumento tarifario real para cada código de tarifa y proveerá dicha información a la Comisión para su revisión y aprobación en o antes del 15 de febrero de 2017.

Directrices

- a. *Como parte de su presentación en cumplimiento, la Autoridad deberá presentar para la revisión y aprobación de la Comisión en o antes del 15 de febrero de 2017, el cómputo y la descripción del aumento tarifario permanente real para cada*

²²¹ Ex. 3.0 de la Autoridad, p. 39. Véase también el Ex. 27.00 de la Autoridad.

código tarifario y el lenguaje que habrá de incluir en la factura de cada cliente para explicar el aumento.

- b. Según provee la Sección 6A(f) de la Ley 83, las tarifas permanentes de la Autoridad entrarán en efecto a partir de los 60 días de la fecha de aprobación de esta Resolución Final y Orden.*

V. Reconciliación de la nueva tarifa permanente con la tarifa provisional

A. Determinación de la Comisión

297. Las tarifas provisionales aprobadas por la Comisión el 24 de junio de 2016 estuvieron basadas en la proyección por la Autoridad de una deficiencia de \$222.256 millones. Dado que la Comisión determina que la deficiencia es de tan solo \$177.0 millones, la diferencia de \$45.256 millones (anualizados) debe ser devuelta a los abonados, pues la fecha de efectividad de las nuevas tarifas fue el 27 de julio de 2016. Cómo se les devolverá este dinero a los abonados es el tema de esta subsección (relacionada con el requisito de ingreso) y la Parte Tres-II (relacionada con el diseño tarifario).

298. El Reglamento de Requisitos de Presentación de Caso Tarifario de la Comisión, en su Sección 2.02, establece:

A tenor del Artículo 6.25(d) de la Ley 57-2014 y la Sección 6A(e) de la Ley 83-1941, al emitir una orden final para establecer tarifas permanentes, la Comisión ordenará a la Autoridad a ajustar las facturas de los clientes para poder acreditar o recaudar cualquier diferencia entre (a) la Tarifa Provisional cobrada por la Autoridad durante la vigencia de tal Tarifa Provisional y (b) la tarifa permanente que la Comisión determine que debió haber sido aplicada durante dicho periodo de tiempo, de manera que asegure que las Tarifas Provisionales hayan sido justas y razonables. Tal orden reflejará cualquier ajuste ascendente o descendente, efectivo a la fecha en que se establecieron las Tarifas Provisionales, que sea necesario para asegurar que las Tarifas Provisionales hayan sido justas y razonables.

La Autoridad ha indicado que reconciliar sobre una base individual, cliente por cliente, requeriría realizar cambios al sistema de facturación a los clientes, con un costo de aproximadamente \$130,000 por mes. Reconciliar a base de las clases de clientes evitaría este costo de casi \$910,000 (siete meses multiplicados por \$130,000 por mes)—costo que sería asumido por los abonados.

299. La Comisión determina que el beneficio de una precisión perfecta en los reembolsos a los clientes no amerita que los clientes paguen este costo adicional de \$910,000. La Autoridad acreditará los \$45.256 millones (anualizados) a base de las clases de clientes. La reconciliación tendrá lugar comenzando el primer mes en que la tarifa permanente entrará en vigor por la misma cantidad de meses en que la tarifa provisional estuvo en vigor. El fundamento legal para esta conclusión se discute a continuación.

B. Análisis jurídico

300. La Comisión debe determinar si la Sección 6A(f) de la Ley Núm. 83 dispone guías y requisitos específicos respecto a cómo ajustar las facturas de los clientes por la diferencia entre las tarifas provisionales y las tarifas permanentes.

301. Dado que la Comisión aprueba una Tarifa Provisional solamente a base de una revisión limitada de la información adjunta a la solicitud de la Autoridad, esa tarifa no necesariamente será la misma que la tarifa permanente aprobada luego de una vista evidenciaria completa. El estatuto, por tanto, requiere que la Comisión ordene a la Autoridad a reconciliar la diferencia entre la tarifa provisional y la tarifa permanente. Reconciliar significa conceder a los clientes un crédito en la medida en que la tarifa provisional excede la tarifa permanente, o requerir que los clientes paguen a la Autoridad la diferencia si la tarifa provisional excede la tarifa permanente. La pregunta es si hace falta una reconciliación específica para cada uno de los 1.5 millones de clientes de la Autoridad o si la reconciliación puede ocurrir para cada clase de clientes como un todo.

302. La Sección 6A(f) de la Ley Núm. 83 establece:

Al emitir una orden final luego del proceso de revisión de tarifa, la Comisión ordenará a la Autoridad a ajustar la factura de sus clientes de forma que se acredite o cobre cualquier diferencia entre la tarifa provisional establecida por la Comisión y la nueva tarifa aprobada como resultado del proceso de revisión tarifaria. En caso de que una persona cese de ser cliente durante el periodo de vigencia de la tarifa provisional, la Autoridad vendrá obligada a reembolsar y tendrá derecho a recobrar cualquier diferencia entre la tarifa provisional establecida por la Comisión y la nueva tarifa aprobada como resultado del proceso de revisión tarifaria.²²²

303. Si bien todo consumidor recibirá una factura ajustada, la pregunta es si el ajuste debe atender la experiencia individual de cada cliente o si el ajuste puede hacerse a cada clase de clientes como un todo. La primera oración de la Sección 6A(f) dispone que la Autoridad deberá "ajustar la factura de sus clientes". En esta frase, la palabra "clientes" es utilizada en plural, lo que apunta en el sentido de que podríamos realizar el ajuste para la clase entera (la versión en inglés, "*adjust customer bills*" utiliza "*customer*" como lo que se

²²² Un lenguaje similar se encuentra en el Artículo 6.25(e) de la Ley 57-2014.

conoce en inglés como un *plural possessive*; ninguna de las versiones dice "cada cliente"). Aunque reconoce que dicha frase puede interpretarse como una reconciliación por clase de clientes²²³, la OIPC sostiene que la Sección 6A(f) requiere que las tarifas permanentes se reconcilien con las tarifas provisionales a base de cada cliente.²²⁴ La declaración de la OIPC se basa en una disposición separada dentro de la Sección 6A(f)—una disposición que requiere que la Autoridad reembolse a una subcategoría de todos los clientes—aquellos que salgan del sistema de la Autoridad mientras la Tarifa Provisional esté en vigor. Esa porción de la Sección 6A(f) no está relacionada a si el mecanismo de reconciliación debe ser específico a cada cliente o a base de las clases de clientes. El propósito de la última porción de la Sección 6A(f) es doble. Primero, ésta asegura que la reconciliación beneficiará a todos los clientes, sean estos clientes existentes o antiguos clientes que se hayan salido del sistema luego de que la Tarifa Provisional entró en vigor.

304. Segundo, distingue entre clientes existentes y antiguos clientes para propósitos de cómo la Autoridad reembolsaría o recaudaría cualquier diferencia entre la Tarifa Provisional y la tarifa permanente. La Sección 6A(f) requiere específicamente que la Autoridad, en caso de la sobre facturación (cuando la Tarifa Provisional es más alta que la tarifa permanente), *acredite* tal diferencia a sus clientes actuales. En el caso de los clientes que se han ido del sistema, la Sección 6A(f) dispone que, en casos de la sobre facturación, la Autoridad les daría un *reembolso* a dichos clientes. Un crédito implica un ajuste que reduzca la factura del cliente, mientras que un reembolso requiere que la Autoridad físicamente desembolse una cantidad determinada de fondos. La razón por la cual existe la distinción es sencilla. Un cliente existente tiene una relación activa con la Autoridad, por lo que la Autoridad puede ajustar la factura del cliente para acreditar o recaudar cualquier diferencia entre las tarifas. Cuando se trata de un cliente que ya no está en el sistema, no hay relación activa, por lo cual no habrá una factura subsiguiente que la Autoridad pueda ajustar. En esos casos, la Asamblea Legislativa dispuso que la Autoridad deberá emitir un reembolso a tales clientes. El que la cantidad a ser reembolsada sea calculada para cada cliente en específico o de acuerdo a la clase a la que pertenece es impertinente respecto al modo en que dicha cantidad le será devuelta al cliente— ya sea mediante crédito o reembolso.

²²³ Véase el Alegato Legal de la OIPC, p. 11, nota al calce 9. Durante la Vista Técnica, la OIPC estuvo de acuerdo con la Autoridad en que el estatuto era amplio y no establecía un mecanismo específico para lograr la metodología de reconciliación. La OIPC estuvo de acuerdo, además, con que el estatuto no requería un reembolso específico a los clientes. También, en respuesta a las preguntas del Personal de la Comisión, la OIPC estuvo de acuerdo con que, al determinar el mecanismo de reconciliación adecuado, deben tomarse en consideración factores tales como el costo, el tiempo y los recursos, a fin de determinar la razonabilidad de la reconciliación propuesta. La OIPC indicó además que, si un mecanismo de reconciliación por clase de clientes (contrario a un mecanismo específico a cada cliente) resultare beneficioso para los clientes de la Autoridad, entonces tal mecanismo sería permisible bajo la Ley 57-2014.

²²⁴ *Id.*, p. 11.

305. La Sección 6A(f) dispone un mandato sencillo para la Comisión: asegurar que cada clase de cliente pague los costos reales desembolsados por la Autoridad en el suministro de servicio eléctrico a dicha clase. La frase “ajustar las facturas de los clientes” no puede ser interpretada de manera que signifique que la Asamblea Legislativa le exige a la Autoridad que estudie el historial de facturación de cada uno de sus 1.5 millones de clientes durante siete meses para poder calcular la cantidad exacta que cada cliente tiene derecho a recibir o está obligado a pagar— especialmente cuando la diferencia entre la tarifa provisional y la permanente es pequeña, como es el caso aquí. La frase “ajustar las facturas de los clientes” se refiere al procedimiento ordinario de la Autoridad de incluir en la factura de sus clientes los ajustes necesarios para acreditar o recaudar cualquier diferencia entre las tarifas, y no al proceso específico mediante el cual se calcula dicha cantidad. Por consiguiente, determinamos que la Sección 6A(f) no requiere que la Comisión apruebe un método de conciliación a base de cada cliente en específico.

Directrices

- 1. *La conciliación de las tarifas provisionales con las tarifas permanentes deberá comenzar en cuanto las tarifas permanentes estén en vigor.***
- 2. *La conciliación deberá ocurrir durante la misma cantidad de meses que estuvieron en vigor las tarifas provisionales.***
- 3. *La conciliación deberá aplicar a las clases generales de clientes identificadas en la Parte Tres-IA y no a base de cada cliente en específico. Este enfoque representará un ahorro de \$130,000 al mes, cantidad que la Autoridad ha estimado haría falta desembolsar para realizar la conciliación cliente a cliente.***
- 4. *Debido a que la diferencia entre las tarifas permanentes y las tarifas provisionales es tan pequeña, la reconciliación se llevará a cabo mediante el ajuste del cargo por kWh, en lugar del ajuste de cada elemento de la estructura tarifaria de las clases de cliente.***
- 5. *Como parte de su presentación en cumplimiento, la Autoridad deberá proveer, en o antes del 15 de febrero de 2017, la siguiente información: (i) la cantidad total (en dólares) que será acreditada a los clientes, (ii) la distribución entre las clases de cliente de la cantidad total a ser acreditada y (iii) la cantidad (en centavos/kWh) a ser acreditada a cada clase de cliente en cada ciclo de facturación.***

VI. Mejoras requeridas en los informes financieros de la Autoridad y procedimientos relacionados

306. Nuestra revisión de la solicitud de tarifas de la Autoridad fue obstaculizada por la ausencia de estados financieros auditados. Los estados auditados más recientes son del FY2014. La Autoridad informó a la Comisión que "cree" que recibiremos los estados auditados para el FY2015 en enero de 2017.

307. La ausencia de estados auditados actuales tiene varias implicaciones serias. Primero, la propuesta de la Autoridad de un "mecanismo tarifario por fórmula (discutida en la Parte Cuatro-II abajo) presume la disponibilidad de estados auditados para el mes de octubre de cada año. Basar las actualizaciones anuales al requisito de ingreso en información no auditada presenta el riesgo de basar las tarifas en información de costos no confiable. Segundo, la voluntad de los acreedores existentes de mostrar lenidad sobre los términos de préstamo existentes, y de nuevos acreedores de conceder crédito nuevo bajo términos razonables, depende de su confianza en los estados financieros de la Autoridad.

Directrices

- 1. La Autoridad tomará los pasos necesarios para asegurar que sus estados financieros auditados puedan ser completados y estar disponibles a tiempo.**
- 2. La Autoridad presentará a la Comisión sus Informes Mensuales a la Junta de Gobierno. Además, el informe a la Comisión incluirá lo siguiente:**
 - a. explicar las variaciones significativas entre (i) los datos presupuestados y reales, y (ii) los datos del año presente y el anterior.**
 - b. proporcionar información sobre Costos de Mano de Obra, incluyendo cómo los costos, del mes en curso y de lo que va de año, de la nómina, pensiones, OPEB y otros beneficios a los empleados comparan con las cantidades del año anterior y los presupuestos del año en curso.**
 - c. proporcionar información sobre el cociente de cobertura de manejo de la deuda actual de la Autoridad.**
 - d. proporcionar información sobre el estatus de la reestructuración financiera de la Autoridad, incluyendo los eventos significativos que hayan ocurrido durante el mes objeto del informe.**
- 3. La Autoridad asignará presupuestos para nuevas iniciativas y costos a áreas funcionales específicas, de acuerdo a los estándares que determine la Comisión.**

308. *Directriz especial respecto al Ingeniero Consultor:* El Acuerdo de Fideicomiso de 1974 requiere que mientras queden pendientes bonos emitidos al amparo de ese acuerdo, la Autoridad deberá retener los servicios de un Ingeniero Consultor independiente. La Sección 706 establece:

Será el deber de los Ingenieros Consultores preparar y presentar ante la Autoridad y ante el Fideicomisario en o antes del 1^{er} día de mayo de cada año un informe que establezca sus recomendaciones en cuanto a cualquier revisión necesaria o aconsejable de las tarifas y cargos y otros consejos y recomendaciones de dicha índole según lo entiendan deseable.²²⁵

Este lenguaje amplio requiere que el Ingeniero Consultor debe proporcionar a la Autoridad y al Fideicomisario opiniones sobre las tarifas, presupuestos, emisiones de bonos y convenios financieros, así como el estado de la infraestructura de la Autoridad y su necesidad de mejoras.

309. El Plan de Negocios de la Autoridad propone enmendar el Acuerdo de 1974 para prescindir (*phase out*) de la función del Ingeniero Consultor.²²⁶ En la vista evidenciaria, la Sra. Donahue y el Dr. Quintana clarificaron que la intención no era eliminar esa función, sino redefinirla y buscar a un nuevo Ingeniero Consultor.

310. La Autoridad y sus bonistas no deberían eliminar la función del Ingeniero Consultor. Éstos deberían, sin embargo, buscar a una nueva entidad, pues la firma anterior falló de múltiples maneras en informar a la Junta de la Autoridad y al público sobre el deterioro de las finanzas de la Autoridad y de su sistema físico. A pesar de las fallas del anterior Ingeniero Consultor, el concepto de una entidad independiente que proporcione análisis a la Autoridad, los bonistas, la Comisión y el público es sensato y esencial. La Junta de la Autoridad necesita de una voz independiente y experta, con una obligación profesional de examinar a la Autoridad de arriba a abajo, y que sea honesta y cándida sobre lo que observe, que opine sobre el estado de la infraestructura física de la Autoridad y que recomiende aumentos de ingresos cuando sea necesario. Todos los temas y temas de análisis cubiertos por el anterior Ingeniero Consultor deben ser atendidos por el nuevo.²²⁷

²²⁵ Acuerdo de Fideicomiso de 1974, § 706. Traducción suplida.

²²⁶ Véase Ex. 3.02, p. 65.

²²⁷ La Tabla de Contenido del 40º Informe de los Ingenieros Consultores (2013) indica información detallada provista en relación con los siguientes aspectos de las operaciones de la Autoridad: Plantas de Producción, el Medioambiente, Co-generadoras, Sistemas de Transmisión y Distribución, Sistemas Tecnológicos, Instalaciones Generales, la Economía de Puerto Rico, Proyecciones Económicas, Pronóstico de Generación, Programas de Manejo de la Demanda y de Conservación de Energía, Planificación de Capacidad, Fuentes Alternativas de Energía, Mezcla Global de Combustibles (*Fuel Mix*), Pronósticos de Venta de Energía, Esquemas de Tarifas (*Rate Schedules*), Subsidios y Créditos, Tarifas Selectas, Costo de Servicio, Presupuesto Anual, Ingresos, Gastos, Gastos

Directriz

Según lo requerido por el Acuerdo de Fideicomiso, la Autoridad retendrá a un Ingeniero Consultor, distinto del que fue contratado anteriormente. Antes de reclutar a un Ingeniero Consultor, la Autoridad presentará a la Comisión una descripción de los deberes y las cualificaciones requeridas. La Comisión podrá comentar sobre dicha descripción, pero la Autoridad tendrá total discreción para escoger al Ingeniero Consultor. La Autoridad proporcionará la Comisión toda información que ésta requiera sobre las funciones, actividades e informes del Ingeniero Consultor.²²⁸

de O&M, Ingresos Netos, Cobertura de Manejo de la Deuda, Depreciación, Cuentas por Cobrar, Contribuciones al Estado Libre Asociado, Financiamiento, Programa de Mejoras Capitales, Fondos para el Retiro, Inventarios, Seguros, Recomendaciones de Financiación (*Funding Recommendations*), Capital Humano, Asuntos Legales, Subsidiarias de la Autoridad.

²²⁸ En su alegato, la Autoridad "se opone a que esta recomendación sea parte de esta revisión tarifaria, la cual concierne una materia objeto del Acuerdo de Fideicomiso, y la cual es inapropiada a base del expediente y el derecho e innecesaria aquí." [Traducción suplida.] La Comisión impone este requisito independientemente de si permanece o no en el Acuerdo de Fideicomiso. Este requisito no es meramente una materia objeto del "Acuerdo de Fideicomiso"; se trata de proteger a los consumidores de los costos excesivos, la pobre toma de decisiones financieras y operacionales, la infraestructura en deterioro y la multitud de otros problemas que se discuten a lo largo de esta orden. Para que el requisito de ingreso de la Autoridad sea justo y razonable, debe haber una entidad independiente que revise e informe sobre sus operaciones, de manera regular y transparente. La Comisión no aprobará un aumento en las tarifas sin tener la seguridad de que el dinero se gastará sabiamente. Ése es el beneficio de tener a un Ingeniero Consultor que hace su trabajo apropiadamente.

PARTE TRES:

Asignación de ingresos y diseño tarifario para el FY2017

311. Según se explicó en la Parte Dos, el requisito de ingreso para el FY2017 representa el total de dólares que la Autoridad debe recibir durante el FY2017 para pagar todos sus gastos, financiar los gastos capitales aprobados, pagar el principal y los intereses sobre la deuda pendiente durante el año y tener un cociente de cobertura de manejo de la deuda apropiada. Habiendo determinado el requisito de ingreso, la Comisión ahora necesita fijar tarifas, de manera tal que los clientes de la Autoridad paguen los dólares que producen el requisito de ingreso.

312. Fijar las tarifas conlleva dos pasos principales: Asignar la responsabilidad por el requisito de ingreso de la Autoridad entre las principales clases de clientes, y luego diseñar las tarifas que pagarán los clientes individuales dentro de cada clase. Atendemos estos dos asuntos en la Parte Tres-I (asignación de ingresos) y la Parte Tres-II (diseño tarifario). La Parte Tres-III discute las cláusulas adicionales (*riders*)—mecanismos especiales que recuperan costos específicos fuera de las tarifas base. Una de las cláusulas adicionales es para "subsidios," asunto que atendemos de forma separada en la Parte Tres-IV. Finalmente, la Parte Tres-V atiende los asuntos específicos de diseño tarifario para clientes de medición neta que tienen instalaciones de energía renovable.

I. Asignación de ingresos

A. Clases, tarifas y códigos de tarifas

313. La asignación de ingresos divide la responsabilidad por el requisito de ingreso de una utilidad entre las clases de clientes. El primer paso en la asignación de ingresos, por lo tanto, es dividir a los clientes en clases. La Autoridad, como muchas utilidades, utiliza las siguientes clases amplias de clientes:

- Residencial
- Comercial
- Industrial
- Agrícola
- Alumbrado público
- Otras autoridades públicas (las cuales la Autoridad en ocasiones coloca dentro de la clase comercial para fines de presentación).

Dentro de cada una de estas clases amplias, los clientes son asignados a distintas tarifas, dependiendo de las características de provisión de costos de los clientes. El Exhibit 4.0 de la Autoridad enumera 17 tarifas:

1. GRS (residencial general)

2. RH3 (residencial para vivienda pública)
3. LRS (residencial de bajo ingreso)
4. RFR (residenciales públicos de la Administración de Vivienda Pública)
5. GSS (servicio general secundario)
6. GSP (servicio general primario)
7. TOU-P (hora de uso a distribución primaria)
8. GST (servicio general de transmisión)
9. LIS (industrial de alto uso)
10. TOU-T (hora de uso a transmisión)
11. SBS (servicio en reserva)
12. GAS (servicio general agrícola)
13. PPBB (productor de energía independiente)
14. PLG (alumbrado público)
15. USSL (algunas cargas no medidas)²²⁹
16. CATV (operador de equipos de cable)
17. LP-13 (iluminación de parques de deportes)

La mayoría de estas tarifas sólo sirven a una clase de cliente. Las tarifas GSS, GSP, GST y TOU-P sirven a clientes en múltiples clases: comercial, industrial y/o clases públicas.

314. La Autoridad (como muchas utilidades) luego divide la mayoría de las tarifas en varios "códigos de tarifas", que reflejan distinciones tales como:

1. el tamaño (medido de varias maneras) de los clientes en las tarifas RH3, RFR, LRS, TOU y LIS.
2. si los clientes de GRS están sujetos al descuento para los discapacitados y los envejecientes.
3. si los clientes de GSS, GSP, GST y TOU-P son comerciales, residenciales y/o autoridades públicas.
4. si el cliente utiliza medición neta o refrigeración para almacenamiento.
5. si el cliente recibe servicio de reserva, o tiene un descuento de tarifa por carga nueva o expandida.
6. los usos finales servidos por el alumbrado público y las cargas no medidas.

²²⁹ Otras cargas no medidas, en su mayoría para iluminación, son tratadas en ocasiones como parte de la iluminación pública como tarifas separadas.

La Autoridad enumera 71 códigos de tarifa, de los cuales 47 tienen clientes. (Schedule G-1, tab Input-1) En general, por lo tanto, la Autoridad tiene cinco o seis clases, 17 tarifas y 47 códigos de tarifa activos.

B. El estudio de costos de servicio de la Autoridad

1. Propósito y organización de un estudio de costos de servicio

315. Un principio central de la fijación de tarifas justas y razonables, la eficiencia y la equidad económica es que los costos deben ser asumidos por aquellos que los ocasionen. Una vez una comisión determina las clases de clientes, tarifas y códigos de tarifas, el próximo paso es determinar cómo los clientes en aquellas varias categorías provocan a la utilidad a incurrir costos. El punto de partida para determinar la causalidad de costos es el estudio de costos de servicio ("COSS", por sus siglas en inglés).²³⁰

316. Al determinar la causalidad de costos, los analistas consideran los siguientes factores, entre otros:

1. la contribución de cada clase a la necesidad actual de equipo y servicios;
2. la contribución de cada clase al uso actual del equipo o de los servicios que requieren los gastos;
3. la contribución de cada clase a la razón que motiva asumir un costo; y
4. cuánto usa cada clase actualmente el servicio que creó un costo en el pasado.

Mediante el uso de datos de contabilidad, datos de carga y otros aportes, un COSS estima la responsabilidad por los costos siguiendo tres pasos: funcionalización, clasificación y asignación de factores.

1. La **funcionalización** coloca cada costo dentro de una de las siguientes áreas: generación, transmisión, distribución, servicio al cliente o gastos generales (ésta última suele llamarse "administrativos y generales"). Estas funciones generales pueden subdividirse en sub-funciones y cuentas.

²³⁰ Un estudio de costos de servicio suele llamarse un "estudio de costos embebidos de servicio (*embedded cost of service study*)" porque está basado en costos incurridos en el pasado (costos embebidos), los cuales son necesarios para proveer servicio en el presente. Una planta generatriz provee servicio hoy, pero sus costos fueron incurridos en el pasado. Un estudio de los costos embebidos, por lo tanto, se distingue de un estudio de costos marginales, el cual se enfoca en los costos que serán incurridos en el futuro. Discutiremos los costos marginales en la Parte Tres-II.A, más adelante.

2. La **clasificación** se enfoca en las fuerzas que motivan la necesidad de la utilidad de incurrir en costos. Para los costos asociados con cada función, subfunción o cuenta, la clasificación determina si estos costos son motivados por una o más de tres categorías de factores: demanda, energía y número de clientes. El combustible, por ejemplo, se clasifica como relacionado a la energía porque la necesidad de combustible está motivada por el consumo de energía. La generación y la transmisión se clasifican como relacionadas a la demanda cuando se construyen estas instalaciones para fines de servir la demanda (es decir, la combinación la necesidad de potencia de todos los clientes en un punto específico en el tiempo). La generación y la transmisión también pueden clasificarse como relacionadas a la energía si su propósito es crear diversidad de combustibles—por ejemplo, para reducir la exposición de los clientes a la volatilidad en los precios del combustible o la disponibilidad de combustible. Los medidores usualmente se clasifican como relacionados a los clientes, porque es la existencia de un cliente (en lugar de la cantidad de demanda o de consumo) lo que motiva la necesidad de un medidor.
3. La **asignación de factores** asigna los costos de cada categoría a las distintas clases de clientes. Los costos clasificados como relacionados a la demanda (tales como los costos de generación) pueden ser asignados entre clases de clientes a base de la contribución proporcional de cada clase al pico anual del sistema.²³¹

317. Si bien un estudio de costos de servicio pudiera ser el punto de partida para asignar la responsabilidad por los ingresos, éste no es necesariamente el punto final. Según explicó el consultor de la Comisión, Chernick:

Una comisión no tiene que aprobar, o tan siquiera revisar, un estudio de costos de servicio en ningún procedimiento tarifario particular. Algunos reguladores revisan los COSS en cada caso tarifario, otros revisan un COSS una vez por década. Algunos reguladores seleccionan una metodología particular de COSS para guiar sus decisiones sobre tarifas; otros consideran varias metodologías, sin aceptar explícitamente un método en particular.²³²

Un COSS, por lo tanto, es una guía, no una restricción:

²³¹ Las alternativas a la asignación basada en la contribución al pico anual incluyen la asignación basada en el promedio de los 12 picos mensuales coincidentes de una clase o la asignación basada en el pico no-coincidente de una clase. El pico coincidente de una clase es su contribución a la demanda en el punto en el tiempo que coincide con el pico del sistema. El pico no-coincidente de una clase es la demanda al momento de la demanda pico de esa clase, independientemente de si coincide o no con el pico del sistema.

²³² Informe Chernick, p. 36. Traducción suplida.

Aún el mejor estudio de costos de servicio refleja muchos juicios, presunciones y aportes; otros juicios, presunciones y aportes razonables resultarían en asignaciones de costos diferentes. Además, los conceptos de equidad se extienden más allá de la asignación de responsabilidad, en un estudio de costos de servicio, por ocasionar costos o utilizar los servicios provistos por estos costos, para incluir la habilidad relativa de pago, el gradualismo en los cambios tarifarios y otras consideraciones de política.²³³

318. El COSS preparado por los consultores de la Autoridad²³⁴ siguió los pasos tradicionales de funcionalización, clasificación y asignación. Realmente llevaron a cabo tres estudios separados: uno basado en el FY2017 sobre la presunción de que la reestructuración de la deuda estaría completada, uno basado en el FY2017 sobre la presunción de que la reestructuración de la deuda no estaría completada, y uno basado en el FY2014.

2. Crítica del COSS

319. El Sr. Chernick encontró múltiples problemas con el COSS de la Autoridad. Un resumen parcial se presenta a continuación.

a. Problemas con los datos de carga

320. La cantidad de capacidad de generación, transmisión y distribución requerida para servir a los clientes se determina en gran medida por las cargas agregadas sobre cada componente del sistema. Según explicó el Sr. Chernick, dependiendo del sistema y el tipo de equipo, las cargas que motivan la necesidad de nueva capacidad pueden ser unas pocas horas en el año, la carga promedio en varias horas continuas de carga elevada, o la carga total por hora.²³⁵ Para determinar cómo las cargas de varias clases de clientes contribuyen a la necesidad de capacidad, las utilidades típicamente conducen un programa de investigación de carga. La investigación desarrolla perfiles de carga para distintos grupos de clientes.²³⁶

²³³ *Id.* Traducción suplida.

²³⁴ El COSS de la Autoridad aparece en el Ex. 8.0 de la Autoridad. Sus autores, el Sr. Zarumba y el Sr. Granovsky, explican que su COSS "se utiliza en el desarrollo de las tarifas" [traducción suplida] que proponen en el Ex. 4.0 de la Autoridad.

²³⁵ Informe Chernick, p. 39.

²³⁶ Un perfil de carga para cada clase de cliente muestra la forma de la carga (*load shape*) de esa clase—como la demanda de esa clase varía a lo largo de las horas en un día, semana, temporada o año. La forma de la carga es información crucial porque la generación debe ser suficiente para satisfacer la carga, cualquiera que sea su forma, a todas las horas del año.

321. Dado que la Autoridad no tiene un programa de investigación de carga continuo, ésta tuvo que desarrollar las formas de carga de otras maneras. El Sr. Chernick encontró que los esfuerzos de la Autoridad tenían los siguientes problemas: (1) los datos utilizados para desarrollar las formas de carga provenían de años distintos; (2) en ciertas clases de clientes, la Autoridad usó la misma forma de carga tanto para los clientes grandes como los pequeños, cuando sus formas de carga probablemente serían distintas; (3) algunas formas de carga fueron "simuladas" (término usado por la Autoridad) en lugar de haber sido realmente observadas; y (4) mucha de la información esencial para revisar la razonabilidad de las formas de carga no estaba disponible.²³⁷

b. Problemas con los asignadores de demanda

322. La Autoridad no tenía información con la cual determinar la contribución de varias clases de clientes a la carga pico del sistema. La Autoridad usó, por tanto, asignadores basados en la carga pico no coincidente de cada clase. Esos estimados reflejaron diferentes horas, días y meses pico para distintos códigos de tarifa. Además, la Autoridad no tenía datos sobre el pico no coincidente para cada clase de cliente para ningún año reciente, así que combinó datos sobre las formas de carga desde tan temprano como el FY2009 hasta tan tarde como el FY 2014, dependiendo del código de tarifa.

323. Aún si la Autoridad hubiese tenido datos confiables sobre la carga pico no coincidente, todavía habría problemas serios con el uso de la carga pico no coincidente como un asignador. Según explicó el Sr. Chernick:

La Autoridad no tiene un sistema de generación para los clientes residenciales, otros para el alumbrado público, otro para los clientes comerciales secundarios, y así por el estilo. La gran mayoría de las líneas de transmisión sirven a una amplia combinación de clases. La mayoría de las subestaciones de distribución y alimentadores también sirven a una combinación de clases. En el mundo real, los clientes están mezclados entre sí, compartiendo los recursos de distribución, transmisión y generación. Las cargas que importan son en momentos de cargas elevadas [en] cada línea, cada transformador y el sistema de generación, no en los momentos de carga máxima de una clase o código de tarifa.²³⁸

El resultado de estos problemas es, según explicó el Sr. Chernick, que los estimados de la Autoridad de los asignadores de demanda por clase no representan las características de carga que motivan los costos de la Autoridad.²³⁹

²³⁷ Informe Chernick, pp. 41-43.

²³⁸ *Id.*, p. 44. Traducción suplida.

²³⁹ *Id.*, p. 28.

c. Problemas con las decisiones de funcionalización y clasificación

324. En el área de funcionalización y clasificación, el COSS tuvo al menos cinco problemas:

1. La Autoridad clasificó todos los costos fijos de generación como relacionados a la demanda. Esta decisión, explicó el Sr. Chernick, ignora el hecho de que la Autoridad incurrió en algunos costos de generación no para satisfacer la demanda sino para diversificar las fuentes de combustible, mejorar la eficiencia del uso del combustible o reducir las emisiones de contaminantes. Similarmente, la Autoridad clasificó la porción fija de sus contratos de compra de energía a la demanda. Pero esos contratos también servían una función de energía, porque sus costos estaban motivados, al menos en parte, por el deseo de diversificar las fuentes de energía, acceder a combustibles menos costosos y utilizar menos combustible por kilovatio-hora generado.
2. La Autoridad funcionalizó toda la transmisión a la categoría de transmisión, pero algunas líneas de transmisión debieron haber sido clasificadas a generación, porque sirven una función de generación al conectar los generadores a la red del sistema. Y la transmisión que es funcionalizada como generación entonces debería ser clasificada (como entre demanda y energía), consistentemente con cómo la generación asociada fue clasificada.
3. La sub-clasificación de la distribución por la Autoridad entre distribución primaria y secundaria, no se basó en datos reales porque los datos necesarios no estaban disponibles a nivel central. La proporción que la Autoridad utilizó (59.5% para primaria y 40.5% para secundaria) fue defectuosa porque estos números representaban la fracción de carga servida a cada voltaje en lugar del costo del equipo que operaba a cada voltaje.
4. La Autoridad asignó los costos relacionados con los clientes a base de un número ponderado de clientes. Las ponderaciones se basaron en el costo relativo de los diferentes medidores utilizados por cada grupo tarifario. El Sr. Chernick explicó que no existe una relación necesaria entre el costo relativo de los medidores y la proporción de los otros costos relacionados con los clientes que ocasionan los diversos grupos tarifarios:

No hay razón alguna para esperar que la variación en el costo promedio de un medidor sea una buena medida de la diferencia entre las clases en otros costos promedio de los clientes. Por ejemplo, la variación entre clases del costo promedio de una línea de servicio depende de una serie de factores que no tienen nada que ver con el costo de los medidores—la distancia de la

línea de distribución al cliente, el número de clientes que comparten una línea de servicio [...] ²⁴⁰

La Autoridad tampoco fue capaz de proveer la derivación de los costos relativos de los medidores.

5. La Autoridad funcionalizó y clasificó los costos generales a base de un solo factor de mano de obra, a pesar de que muchos costos generales no están relacionados con la mano de obra. Por ejemplo, los seguros y el financiamiento están relacionados con la planta física; el gasto de la Comisión de Energía está relacionado con los pagos de los clientes por electricidad cuyos precios son regulados por la Comisión.

3. El uso del COSS por la Comisión

325. La Comisión está totalmente comprometida con fijar tarifas que estén guiadas por un COSS en el que podamos confiar. Pero las lagunas en los datos y los numerosos juicios subjetivos y debatibles en el COSS de la Autoridad, nos dejan sin poder confiar en que el COSS presentado describa con precisión la causalidad de los costos. El que la Comisión exprese su confianza en el COSS de la Autoridad sería expresar implícitamente que aceptaría un COSS futuro con las mismas fallas. Ésta no es la señal que la Comisión desea enviar. Tampoco es posible "arreglar" el COSS de la Autoridad en el corto tiempo que la fecha límite estatutaria de este procedimiento provee. En su lugar, celebraremos una serie de conferencias técnicas, dentro de un procedimiento de diseño tarifario separado, para resolver los problemas y alcanzar el equilibrio adecuado entre la perfección y la irresponsabilidad.

326. Mientras tanto, debemos fijar tarifas, para que la Autoridad tenga los ingresos que necesita para operar, para que la comunidad de inversionistas sepa que la Autoridad podrá pagar a sus bonistas y para que el público tenga más certeza sobre su rol en la transformación de la Autoridad. Y por tanto debemos fijar tarifas, incluso ante la insuficiencia del COSS de la Autoridad.

327. Sin embargo, no podemos ignorar ni ignoramos el COSS de la Autoridad. El documento está en el expediente, fue presentado por testigos profesionales, fue analizado de cerca por el Sr. Chernick y los interventores y fue examinado a través de dos días de preguntas detalladas por la Comisión. Bajo estas circunstancias, consideramos el COSS de la Autoridad como una guía contra la cual podemos probar otras opciones.

328. Algunos podrán ver nuestra candidez en torno al COSS como un defecto, y cualquier desviación de la perfección como evidencia de ilegalidad. Pero les recordamos a todos que esta Comisión debe operar en el mundo real. Los hechos son lo que son. La Autoridad está en una transición. Un aspecto de esta transición es que la Autoridad no tiene

²⁴⁰ *Id.*, p. 58. Traducción suplida.

o, si la tiene, no ha presentado durante este corto procedimiento de 180 días, toda la información necesaria para producir un COSS completamente confiable. La Comisión no puede cambiar este hecho, como tampoco puede cambiar el hecho de que las tarifas actuales de la Autoridad son insuficientes. La realidad de la transición significa que debemos ver la decisión tarifaria de hoy como transicional en sí misma. En la medida en que la Autoridad recopile más datos y mejore sus análisis de causalidad de costos, tendremos un COSS que guíe con mayor seguridad nuestras decisiones tarifarias. Hasta entonces, debemos trabajar con lo que tenemos.

329. La alternativa sería ver el COSS defectuoso como una limitación sobre nuestra decisión tarifaria. Con esa limitación, tendríamos que fijar tarifas que serían de entrada incorrectas, para entonces corregirlas luego—una práctica que confundiría a los clientes, añadiría imprevisibilidad y reduciría la confianza en nuestras decisiones. La mejor decisión es, por mucho, la que recomienda el Sr. Chernick y la que todos podrán entender, según se discute a continuación.

C. Los resultados de la asignación de ingresos

330. Un estudio de costos de servicio disciplinado y creíble debe ser un aporte a la asignación de ingresos, pero es sólo una consideración. Las Comisiones típicamente se apartan del COSS a base de consideraciones tales como el gradualismo, la equidad entre clases y las preocupaciones en torno a retener cargas importantes. De hecho, la propia asignación de ingresos propuesta por la Autoridad también se aparta notablemente de su COSS. Según presentado en el Exhibit 4.0 de la Autoridad, el incremento porcentual en las tarifas base para cada clase de ingresos que exige el COSS de la Autoridad para la mayoría de las clases difiere del incremento porcentual propuesto por la Autoridad para la misma clase.²⁴¹ Los números se muestran de nuevo aquí:

<u>Clase</u>	<u>COSS</u>	<u>Propuesta</u>
Todas las clases	26.5%	26.5%
Residencial	60.4%	28.6%
Comercial	6.1%	22.1%
Industrial	1.4%	26.2%
Agrícola	92.9%	22.2%
Alumbrado público	76.5%	76.5%

331. Dados los defectos en el COSS de la Autoridad, la Comisión necesitó de otra base para asignar la responsabilidad por los ingresos. El Sr. Chernick, con cuarenta años de experiencia en este campo, explicó que bajo estas circunstancias las comisiones podrían asignar responsabilidad por aumentos en ingresos utilizando (a) un asignador igual de

²⁴¹ Ex. 4.0 de la Autoridad, p. 26.

centavos/kWh (como hizo la Comisión para el Cargo de Transición y la Tarifa Provisional) o (b) un incremento porcentual igual para todas las clases.²⁴²

332. La Comisión adopta la recomendación del Sr. Chernick de asignar el aumento en ingresos sobre una base igual de centavo-por-kWh con una excepción. Este acercamiento, además de ser sencillo, promueve la conservación y mantiene los incentivos actuales para invertir en energía renovable.

333. Excepción: Antes de calcular el incremento general en centavos-por-kWh, la Autoridad aumentará el requisito de ingreso de la tarifa PPBB por el incremento en el requisito de ingreso del sistema, excluyendo los cargos por combustible, compra de energía y el Cargo de Transición. Este tratamiento separado asegura que las entidades cubiertas por esta tarifa, AES y EcoEléctrica, paguen una cantidad apropiada. La tarifa es para servicio de reserva a estas dos grandes productoras de energía por combustible fósil. Según está escrita, recupera la mayor parte de su ingreso a través de cargos por demanda, no mediante cargos por kWh. Si asignamos la totalidad del aumento en ingresos a los cargos por kWh, estos dos clientes evitarían casi todo el aumento. Por lo tanto, la proporción correspondiente a esta clase tarifaria del aumento en ingresos será añadida al cargo existente por servicio de reserva.

334. El resto del aumento en ingresos permitido (es decir, la porción no recuperada mediante el requisito de ingreso de la tarifa PPBB), será dividido entre las ventas no-PBBB proyectadas para el FY2017 para obtener una tarifa general de aumento en ingresos en centavos-por-kWh. La asignación de ingresos para cada tarifa se incrementará por el aumento en ingresos multiplicado por las ventas proyectadas para esa tarifa.

Directriz

- 1. La Autoridad asignará el aumento en ingresos permitido sobre una base igual de centavo-por-kWh con una excepción, según se discute a continuación.**
- 2. Antes de calcular el incremento general en centavos-por-kWh, la Autoridad aumentará el requisito de ingreso de la tarifa PPBB por el incremento en el requisito de ingreso del sistema, excluyendo los cargos por combustible, compra de energía y el Cargo de Transición.**
- 3. El resto del aumento en ingresos permitido, será dividido entre las ventas no-PBBB proyectadas para el FY2017 para obtener una tarifa general de aumento en ingresos en centavos-por-kWh.**
- 4. La asignación de ingresos para cada tarifa se incrementará por el aumento en ingresos multiplicado por las ventas proyectadas para esa tarifa.**

²⁴² Informe Chernick, p. 68.

II. Diseño tarifario

335. Habiendo asignado ingresos (y el aumento en ingresos) a cada clase, la Comisión debe determinar cómo esos ingresos serán cobrados a los clientes en cada clase. Ése es el propósito del diseño tarifario. En esta sección, atendemos los asuntos de diseño tarifario que fueron objeto de disputas entre los participantes o sobre los que nuestros consultores ofrecieron críticas. Antes de atender los asuntos particulares de diseño tarifario, discutimos el rol del costo marginal en el diseño tarifario.

A. El rol del costo marginal

336. El diseño tarifario se construye sobre unos componentes específicos. Los componentes más comunes son el cargo de energía por hora (en centavos/kWh) y el cargo mensual por cliente (en dólares fijos). Algunos diseños tarifarios para clientes grandes también tienen cargos mensuales por demanda (en \$/kW). Los diseños tarifarios asignan la responsabilidad por los ingresos a clientes individuales mediante el uso de "determinantes de facturación". Los determinantes de facturación son los denominadores en las fracciones que producen las tarifas (el numerador siendo los dólares que necesitan ser recuperados). Los determinantes de facturación típicos rastrean los componentes recién mencionados: kWh (para la porción de la estructura tarifaria que asigna la responsabilidad por los ingresos a base del consumo), meses del cliente (para la porción del cargo fijo por cliente de la estructura tarifaria) y la demanda máxima mensual en kW (para los cargos por demanda).

337. Al elegir entre estas opciones, los reguladores buscan asegurar la justicia entre los clientes dentro de cada clase tarifaria, a la vez que proporcionan señales de precio (*price signals*) comprensibles, estables y eficientes. El enfoque en la eficiencia conduce a un énfasis en el costo marginal.

338. El costo marginal es el aumento en el costo total de una empresa ocasionado por la producción de una unidad más, bien sea esa unidad un kWh más de energía, un kilovatio más de capacidad, o un cliente adicional servido. Un principio de la microeconomía es que los precios basados en el costo marginal son más eficientes económicamente que los precios que no lo son. Es decir, cuanto más cerca esté el precio del costo marginal, más eficiente será la decisión del productor de producir y la decisión del consumidor de consumir. Cuanto más eficientes sean esas decisiones de producción y consumo, habrá más recursos a disposición de la economía (y por tanto de la ciudadanía) en su conjunto.

339. Debido a la importancia de los costos marginales, las utilidades suelen realizar estudios de costo marginal. Como explicó el Sr. Chernick, estos estudios estiman los costos marginales específicos que son relevantes para la fijación de tarifas, tales como el costo de:²⁴³

1. servir a un cliente más, para cada uno de los varios tipos de clientes servidos;

²⁴³ *Id.*, pp. 70-71.

2. generar o comprar un kWh más de energía en varios momentos del día, más las pérdidas de línea asociadas con suministrar esa energía al cliente;
3. proveer suficiente capacidad generatriz para servir otra unidad de carga de clientes (por ejemplo, un kilovatio en la(s) hora(s) coincidente(s) pico) más las pérdidas de línea asociadas con servir esa carga en esa hora;
4. proveer suficiente capacidad de transmisión para servir otro kilovatio de las cargas de clientes que motivan las necesidades de transmisión;
5. proveer suficiente capacidad de distribución primaria para servir otro kilovatio de las cargas de clientes que motivan las necesidades de distribución primaria; y
6. proveer suficiente capacidad de distribución secundaria para servir otro kilovatio de las cargas de clientes que motivan las necesidades de distribución secundaria.

340. El Exhibit 9.0 de la Autoridad es el estudio de costos marginales de la Autoridad. La Autoridad utilizó los resultados para guiar sus estructuras tarifarias propuestas, en las siguientes áreas relevantes a esta Orden: fijar las tarifas de energía²⁴⁴, fijar los cargos por cliente²⁴⁵, justificar su cláusula adicional propuesta de retención de carga²⁴⁶ y estimar si los clientes de medición neta son "subsidiados".²⁴⁷

341. Luego de analizar el estudio de costos marginales de la Autoridad, el Sr. Chernick identificó serias deficiencias, entre éstas:²⁴⁸

1. subestimar dramáticamente los precios del combustible y por tanto los costos marginales de energía;
2. ignorar los costos de los recursos renovables necesarios para cumplir con la cartera de energía renovable;

²⁴⁴ Ex. 4.0 de la Autoridad, pp. 34, 41.

²⁴⁵ Ex. 15.0 de la Autoridad, p. 67.

²⁴⁶ Ex. 4.0 de la Autoridad, p. 36.

²⁴⁷ *Id.*, pp. 34-35.

²⁴⁸ Informe Chernick, pp. 71-72.

3. presumir que ninguna inversión en generación relacionada con la carga será evitable durante 20 años (por tanto, descontando las propuestas de la Autoridad de añadir cientos de megavatios de capacidad a partir del 2020);
4. presumir que ninguna inversión en transmisión será evitable durante más de 20 años (por tanto, descontando los planes de la Autoridad de añadir grandes cantidades de transmisión relacionada a la carga en los próximos tres años);
5. excluir grandes cantidades de inversiones en distribución relacionadas con la carga;
6. presumir que añadir nuevas plantas de distribución no incrementará los costos de operación y mantenimiento; y
7. no distinguir entre pérdidas promedio y marginales.

342. En la Vista Técnica tuvimos un diálogo útil sobre estos puntos y otros. La Comisión reconoce que los consultores de la Autoridad tienen opiniones que difieren de las del Sr. Chernick. La mayoría de estas diferencias pueden ser atendidas en el procedimiento de diseño tarifario que se avecina. Las que afectan tarifas específicas en cuestión en el presente caso las discutiremos a continuación, en las siguientes categorías: tarifas residenciales, tarifas comerciales e industriales, tarifas de iluminación y consumo no medido, y separación (*unbundling*).

B. Tarifas residenciales

1. Cargo por cliente

343. El cargo por cliente se le impone a cada cliente cada mes, sin importar la cantidad de consumo. Su propósito es recuperar los costos fijos que son necesarios para conectar y mantener a ese cliente. El Sr. Chernick recomendó que:

El cargo fijo debe reflejar el costo de tener esa vivienda (en el caso de la clase residencial) como un cliente, aún si el cliente consumió cero energía. [...] El cargo fijo debe aproximarse al costo de añadir un cliente sin añadir carga, o los ahorros cuándo un cliente notifica a la Autoridad que ya no requerirá el servicio. [...] El cargo fijo por cliente debe reflejar los costos mínimos de servir a los clientes más pequeños en la clase.²⁴⁹

Los costos recuperados mediante un cargo por cliente típicamente incluyen la línea de servicio, el medidor, el mantenimiento del medidor, la lectura del medidor, la facturación y el servicio al cliente.

²⁴⁹ Informe Chernick, p. 101. Traducción suplida.

344. La Autoridad propone aumentar el cargo fijo para la clase GRS (servicio residencial general) de los actuales \$3/mes a \$8/mes, mientras mantiene los cargos por cliente para las RH3 y LRS (clientes de bajos ingresos) en \$2/mes.²⁵⁰ Los consultores de la Autoridad testificaron que su estudio de costos marginales mostró que el costo fijo completo de servir a un cliente que no consume energía es de \$14.18/mes para los clientes monofásicos (una categoría que incluye a la mayoría de los clientes residenciales y todos los clientes pequeños). La cantidad de \$14.18/mes consiste en cargos de acarreo (*carrying charges*) de \$4.60 por el medidor, de \$2.94 por la línea de servicio y de \$5.25 por el cupo (*share*) en un transformador, más \$1.38 por la lectura del medidor y la facturación.²⁵¹

345. El Sr. Chernick determinó que esta cantidad está inflada (*overstated*), por al menos tres razones:²⁵²

1. La Autoridad utilizó un cargo de acarreo nominal de 17.06%, en lugar de un cargo de acarreo real de 15.26%. Dado que la Autoridad escalará este estimado con el paso del tiempo, el cargo de acarreo real es apropiado aquí. Corregir ese error, suponiendo que lo demás permanece igual, reduce el cargo marginal por cliente a \$12.83/mes.
2. La Autoridad incluyó en el cargo un transformador de \$370. Los costos de los transformadores son motivados por el tamaño y el número de transformadores, ambos de los cuales se determinan en gran medida por el área y la carga a servir, en lugar del número de clientes. Añadir un cliente sin añadir carga normalmente no requeriría un nuevo transformador. De hecho, el estudio de costos de servicio de la Autoridad trata a los transformadores enteramente como relacionados con la carga en lugar de relacionados a los clientes; el estudio de costos marginales debería hacer lo mismo. Corregir ese error, si lo demás permanece igual, reduce el costo por cliente a \$8.13/mes a la tasa real.
3. La Autoridad incluyó en el cargo una línea de servicio de \$207. Los clientes pequeños en edificios de apartamentos usualmente comparten una línea de servicio. Presumir que un promedio de sólo cinco clientes residenciales pequeños comparten una línea de servicio más grande dimensionada para clientes de servicio general reduciría el costo marginal por cliente a \$6.69/mes a \$6.13/mes en la tasa real.

²⁵⁰ Los cargos de la tarifa RFR por bloques fijos de energía (según el número de habitaciones en la vivienda) están establecidos por la Ley 69-2009, enmendada por la Ley 22-2016.

²⁵¹ Ex. 15.0 de la Autoridad, p. 6.

²⁵² Informe Chernick, pp. 101-03.

346. El Sr. Chernick entonces realizó un nuevo cálculo que mostró que el costo incremental de conectar, facturar y servir a un nuevo cliente pequeño sería de alrededor de \$6/mes. Pero calculó, además, que el costo marginal de mantener una localidad de un cliente existente podría ser de tan sólo \$2 o \$3. Recomendó un cargo por cliente de \$4 por mes.²⁵³

Directriz

El cargo fijo para clientes no subsidiados de GRS será aumentado a \$4.00, lo cual es consistente con las recomendaciones del Sr. Chernick. No se cobrará ningún otro cargo fijo. El resto de los ingresos asignados a los clientes de GRS se recuperará por lo tanto mediante el cargo por consumo (por kWh). Al hacer que la decisión de consumir electricidad sea más costosa, este método estimulará una mayor conservación de energía y más energía renovable.

347. Al determinar que un cargo por cliente de \$4.00 se justifica por consideraciones de costo marginal (según evidenciado por el análisis del Sr. Chernick), hemos considerado la preocupación de los consultores de la Autoridad de que colocar costos en el cargo de kWh en lugar del cargo fijo por cliente dejaría a la Autoridad en riesgo de no recuperar sus costos fijos. La Autoridad no ha provisto evidencia alguna sobre la magnitud de este riesgo. La Comisión debe tomar decisiones basadas en evidencia, no en miedos. Sin embargo, la Comisión examinará este asunto con detenimiento en el procedimiento sobre diseño tarifario que se avecina. Además, la Autoridad podrá presentar evidencia de la pérdida de ingresos en el procedimiento de reconciliación descrito en la Parte Cuatro.

2. Cargo por energía

348. Los cargos por energía son cargos por consumo, impuestos por kilovatio-hora de consumo. Actualmente, la Autoridad cobra a los clientes GRS 4.35 centavos/kWh por los primeros 425 kWh de consumo mensual y 4.97 centavos/kWh por consumo adicional. Este tipo de diferencial, conocido como tarifas por "bloque inclinado" ("*inclining block*" rates), es común en otras jurisdicciones. Es utilizado por las comisiones para reducir los costos para los clientes pequeños y estimular la conservación de energía.

349. La Autoridad propone eliminar ese diferencial. Sus consultores sostuvieron que el cargo por energía para cada bloque excede el costo marginal adjunto.²⁵⁴ El Sr. Chernick respondió que el estudio de costos marginales de energía de la Autoridad era defectuoso, según se discutió arriba. Entre otras preocupaciones que levantó, el estudio de la Autoridad tenía estimados de costos marginales de energía que eran menores que los costos de producción para el FY2016 informados por la propia Autoridad. Los estimados de la

²⁵³ *Id.*, p. 103.

²⁵⁴ Ex. 4 de la Autoridad, p. 41.

Autoridad también reflejaron costos de combustible mucho menores que los estimados por los Dres. Fisher y Horowitz. Más aún, los estimados de la Autoridad no tomaron en cuenta el hecho de que ciertas plantas operarían durante todo el mes; con la caldera ya caliente, los costos incrementales de combustible necesarios para elevar la producción de esas plantas serían menores de lo normal. Por último, la Autoridad utilizó un simple promedio de los costos marginales por hora, en lugar de un promedio ponderado de los precios por hora que reflejase los costos marginales más altos en las horas de mayor carga. El Sr. Chernick también señaló que los clientes de GRS que consumen más de 425 kWh mensuales tienen un menor factor de carga (menos kWh por kW de pico NCP) que los clientes de GRS más pequeños, y por tanto pudieran ser más costosos de servir por kWh. Añadió que eliminar la tarifa por bloque inclinado "reduciría ligeramente los incentivos de conservación para los clientes más grandes, quienes probablemente tienen más oportunidades de conservación".²⁵⁵

Directriz

La Comisión acepta el razonamiento del Sr. Chernick y su conclusión. La Autoridad mantendrá el diferencial existente de centavos/kWh en la tarifa por bloque inclinado GRS.

3. Descuento de combustible

350. La Legislatura ha ordenado un descuento de combustible. El descuento aumenta con el precio del petróleo, hasta \$30/barril. El descuento se aplica a los primeros 400 kWh de consumo mensual de clientes residenciales elegibles.²⁵⁶ La Autoridad ha aplicado este descuento a clientes en las tarifas LRS y RH3 y en el código tarifario GRS 111 (que cubre a los discapacitados, los envejecientes y los estudiantes universitarios). La Autoridad actualmente utiliza una fórmula complicada que brinda mayores descuentos por kWh a los clientes más pequeños. La Autoridad también utiliza un complicado descuento descendente, comenzando en un 90% para los clientes más pequeños, y que luego se reduce abruptamente a los 101, 201 y 301 kWh/mes. El descuento entero desaparece abruptamente a los 426 kWh/mes, según explicado en el Informe Chernick en la Figura 7 (pp. 104-105).

351. En este procedimiento, la Autoridad propone simplificar el descuento de varias maneras. La Comisión está de acuerdo con la necesidad de simplificar.

Directriz

La Autoridad reestructurará el descuento de combustible para los clientes en las tarifas LRS, RH3 y GRS 111, simplificado según propuesto en la presentación de la

²⁵⁵ Informe Chernick, p. 72. Traducción suplida.

²⁵⁶ Véase Ley de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Sec. 22(c), según enmendada por la Ley 133-2016.

Autoridad, pero modificado de manera que el descuento disminuya gradualmente sobre los 425 kWh, en lugar de abruptamente. El descuento de combustible será eliminado (phased out) de 425 kWh a 500 kWh.

4. Crédito por débito directo

352. La Autoridad provee un descuento de 10% de la tarifa base (es decir, excluyendo el combustible y la compra de energía) para los clientes residenciales que paguen sus cuentas mediante débito directo. La Autoridad no ha proporcionado datos sobre el motivo para el nivel del descuento ni los ahorros que resultan de él. En la vista técnica conocimos que el número de clientes que usan este método de pago es pequeño.²⁵⁷

353. La Autoridad dice que la facturación mediante débito directo incrementa la probabilidad de que la Autoridad reciba sus fondos a tiempo y por completo—si hay fondos suficientes en la cuenta facturada. La Autoridad también obtiene beneficios en la reducción de costos de procesamiento y un mejor flujo de efectivo debido a una mayor predictibilidad.

354. El Sr. Chernick señaló que cualesquiera beneficios que obtenga la Autoridad del pago puntual, confiable y eficiente, esos beneficios serían los mismos para todos los componentes de la factura, no solamente el cargo base. Dado que el crédito por débito directo ha sido alrededor de un 2% de la factura total, él recomendó reajustar el crédito a ese nivel, pero aplicándolo a toda la factura. Ese nivel, indicó, era consistente con los descuentos ofrecidos por otras utilidades.²⁵⁸

Directrices

- 1. El descuento por débito directo permanecerá como está establecido actualmente, es decir, como un descuento del 10% sobre las tarifas base, excluyendo todas las cláusulas adicionales.***
- 2. En el procedimiento de diseño tarifario, la Autoridad presentará un estudio de negocio (business case) que describa los beneficios y costos de este descuento.***
- 3. La Autoridad añadirá la descripción del descuento por débito directo a su libro de tarifas.***

²⁵⁷ CEPR-PC-04-27, p. 13. Sexto Requerimiento de Información de la Comisión (29 de julio de 2016).

²⁵⁸ Informe Chernick, pp. 105-06.

C. Tarifas comerciales e industriales

1. Cargo por demanda

355. Un cargo por demanda aplica una tarifa en \$/kW a la tasa máxima de consumo de un cliente en cualquier periodo de 15 minutos en el mes, sin importar si la carga máxima del cliente coincide con un periodo de carga alta en el sistema. La Autoridad propone aumentos significativos en los cargos por demanda para las clases no-residenciales que actualmente tienen esos cargos (las tarifas GSP, GST, TOU-P, TOU-T y LIS). Los aumentos propuestos son de más del doble de los aumentos en los cargos por energía, y para la GSP, son sobre doce veces mayores.²⁵⁹

356. El Sr. Chernick estuvo en desacuerdo con esta propuesta. He aquí tres razones que ofreció, entre otras, por las cuales los cargos por demanda, como herramientas para controlar la demanda de los clientes y reducir los costos del sistema, son inefectivos:

1. "Incluso una sola falla [del cliente] en controlar la carga resulta en el mismo cargo por demanda que si la misma demanda hubiese sido alcanzada en cada día o cada hora. Este atributo de los cargos por demanda erosiona el incentivo de tan siquiera tratar de evitar el cargo, debido a que semanas de esfuerzo cuidadoso podrían esfumarse si ocurriera que el agua eléctrica y el refrigerador se encendieran simultáneamente. Una vez un cliente está consciente de haber alcanzado una demanda de alta facturación para el mes, el cargo por demanda no ofrece recompensa alguna por controlar carga en ningún momento en que la carga de los clientes sea menor que aquella demanda anterior."²⁶⁰

El testimonio de CEMEX (pp. 8-9) observó que los cargos por demanda penalizan arbitrariamente cuando se opera esporádicamente debido a la baja demanda de cemento—aún si la planta de cemento operare a casi el 100% de factor de capacidad en los días en que se utiliza.

2. Los clientes alcanzan sus cargas máximas mensuales en una amplia variedad de tiempos durante el mes, mientras los costos de capacidad para la totalidad del sistema son motivados por cargas coincidentes que ocurren al momento de demanda máxima en el sistema sobre la pieza de equipo relevante. Por tanto, penalizar a un cliente individual por su demanda no-coincidente no ayuda a evitar los costos del sistema.²⁶¹

²⁵⁹ Véase, *p. ej.*, Ex. 4.0 de la Autoridad, p. 48.

²⁶⁰ Informe Chernick, p. 97. Traducción suplida.

²⁶¹ *Id.*, pp. 97-98.

3. Los clientes pueden evitar los cargos por demanda al meramente redistribuir su carga. Y si un cliente traslada su carga de su propio pico al pico del sistema para una pieza particular de equipo, el resultado es un aumento en los costos del sistema.²⁶²

357. Los testigos de los interventores afirmaron que los cargos por demanda reducen el incentivo para los clientes de instalar generación distribuida.²⁶³

358. La Autoridad también propuso eliminar ciertos "ganchos" (*ratchets*) y demandas contractuales.²⁶⁴ El Sr. Chernick coincidió con ese resultado porque (entre otras razones) los "ganchos" hacen más difícil que los clientes puedan controlar sus facturas, a la vez que diluyen los incentivos para reducir el consumo de maneras que reduzcan los costos de la Autoridad.²⁶⁵

Directrices

1. ***La Autoridad no aumentará los cargos por demanda para ninguna tarifa distinta a la PPBB (según descrita aquí). Los aumentos de ingresos distribuidos en este procedimiento a las demás tarifas con cargos por demanda se recuperarán mediante los cargos por cliente propuestos por la Autoridad y mediante aumentos en las tarifas por kWh.***
2. ***La Autoridad aumentará cada componente de la tarifa PPBB en igual porcentaje, calculado para recuperar el aumento en ingresos asignado a esta clase de manera consistente con la determinación de la Comisión, arriba.***
3. ***La Autoridad eliminará los "ganchos" y las demandas contractuales. Éstos son innecesariamente complejos y carecen de justificación en términos de costos. Con estos cambios, la porción de cargo por demanda de la factura***

²⁶² *Id.*, p. 98.

²⁶³ Véase, *p. ej.*, Testimonio directo de Previdi, pp. 9, 15-16; Testimonio directo de Kunkel y Sanzillo, pp. 3, 32-33; Testimonio directo de González, p. 8; Testimonio directo de Masses y Artze, p. 9.

²⁶⁴ CEPR-PC-04-31. Sexto Requerimiento de Información de la Comisión (29 de julio de 2016). El "gancho" (*ratchet*) consistía en una forma de determinar el cobro de la demanda para cada mes como la mayor de (a) la demanda máxima de 15 minutos para el mes corriente, (b) el 60% de la demanda máxima de los clientes en el año anterior, y (c) el 60% de un nivel demanda previamente establecido mediante contrato. El efecto es un "gancho" (*ratchet*) porque la demanda de determinado año crea un nivel mínimo para el cargo en el año siguiente; es decir, que la demanda de cobros nunca podrá disminuir.

²⁶⁵ Informe Chernick, p. 107.

del cliente será determinada únicamente por la demanda máxima de 15 minutos del mes en curso.

2. Tarifas por tiempo de uso

359. La Autoridad tiene dos tarifas no residenciales por tiempo de uso: tiempo de uso primaria (TOU-P) y tiempo de uso de transmisión (TOU-T). Para los clientes que utilizan estas tarifas, la Autoridad propone (a) asignar la mayor parte del aumento en tarifa a los cargos por demanda, (b) eliminar las distinciones entre demandas en pico y fuera de pico, (c) ligeramente reducir los cargos por energía y (d) cerrar las tarifas a clientes nuevos. Para los dos clientes actualmente en la TOU-T con servicio de reserva (SBS), la Autoridad propone eliminar sus tarifas de TOU y moverlos a la tarifa no-TOU de GST.

360. El Sr. Chernick desaconsejó estos cambios. CEMEX también expresó su preocupación, al hacer un recuento de sus esfuerzos para cambiarse a una tarifa por tiempo de uso, esfuerzos que encontraron el rechazo de la Autoridad. Estamos de acuerdo con el argumento de CEMEX de que mantener las tarifas TOU abiertas contribuiría a ayudar a los clientes a manejar su demanda y consumo de una manera que brinde mayor estabilidad a los ingresos de la Autoridad, a la vez que apoyaría la competitividad y desarrollo económico de los clientes industriales.

Directriz

Este caso tarifario, intensivo en su mano de obra y guiado por fechas límite, es un momento menos que óptimo para realizar cambios mayores en el diseño tarifario, especialmente donde los efectos de esos cambios sobre varios clientes no se entienden bien. La Autoridad retendrá las Tarifas TOU-P y TOU-T sin cambiar su disponibilidad, y las mantendrá abiertas para clientes nuevos. La Autoridad eliminará los "ganchos" y los cargos contractuales de estas tarifas, y aumentará los cargos de energía en y fuera del pico en cada tarifa de manera uniforme para recuperar el aumento en ingresos asignado. Atenderemos el asunto de las tarifas por tiempo de uso en el procedimiento de diseño tarifario que se avecina.

3. Tarifa de desarrollo económico

361. La Autoridad propone ofrecer descuentos en precios, sujetos a revisión por la Comisión, mediante una cláusula adicional de desarrollo económico. La orden permitiría a la Autoridad proveer un descuento negociado por un periodo de tres a cinco años a cambio de que el cliente cree nuevos empleos en la isla. El nivel de descuento estaría basado en el nivel de empleo creado y el costo de servir la carga.

Directriz

La Autoridad no iniciará la tarifa de desarrollo económico. La Comisión no tiene actualmente pericia en el desarrollo de empleos. La propuesta no atiende, entre otras cosas, los tipos de empleos o su longevidad. Tampoco atiende la propuesta

la habilidad de la Comisión para hacer cumplir un requisito de creación de empleos contra un cliente que no cumpla con ese requisito. Esta Comisión se preocupa profundamente por el desarrollo económico, y hará todo lo que pueda dentro de su autoridad para estimularlo. Pero decisiones de esta importancia para el futuro de Puerto Rico deben estar sustentadas en algo más que cláusulas vagamente definidas. Discutiremos esta opción con mayor profundidad en el procedimiento de diseño tarifario que se avecina.

4. Descuentos por retención de carga

362. La Autoridad propone una cláusula adicional por retención de carga. La cláusula adicional estaría disponible para situaciones en las que un descuento sea necesario para retener carga que de otra manera se perdería, siempre y cuando la tarifa reducida generase ingresos que excedan el costo incremental de servir la carga. Tales descuentos podrían proteger a otros clientes de tener que asumir los costos fijos que permanecerían si el cliente en cuestión dejase de ser un cliente de la Autoridad. El descuento no estaría atado a la creación de empleos. Todo descuento negociado por la Autoridad estaría sujeto a la aprobación de la Comisión.

363. El Sr. Chernick advirtió que la Comisión debe establecer ciertas guías para definir la disponibilidad de los descuentos por retención de carga, a fin de que no subsidien a clientes grandes a costa de los demás, no promuevan el consumo ineficiente, ni impidan el desarrollo económico de la energía renovable.²⁶⁶ También enfatizó que los estimados de costos marginales de la Autoridad, los cuales afirma que están subestimados, necesitan ser mejorados antes de que la Comisión pueda tener la confianza de que el aumento en ventas debido a algún descuento beneficiará a los demás clientes.²⁶⁷

Directrices

- 1. La Autoridad instituirá una tarifa que ofrezca descuentos por retención de carga cuando sea necesario para retener carga. Los descuentos estarán sujetos a revisión previa por la Comisión, no producirán tarifas por debajo del costo marginal, no serán mayores de lo necesario, no promoverán el consumo excesivo, y no representarán un obstáculo para el desarrollo de energía renovable económica.***
- 2. Las negociaciones entre la Autoridad y los clientes que soliciten este descuento (a) serán guiadas por los principios anteriormente indicados y cualquiera otros que la Comisión establezca, y (b) incluirán a los***

²⁶⁶ *Id.*, pp. 109-10.

²⁶⁷ *Id.*, p. 110.

representantes de la OIPC en la medida en que la OIPC se interese en participar. Este requisito no tiene la intención de excluir a otras partes.

5. La tarifa preferencial para la AAA

364. La Comisión rechaza la propuesta de la AAA. La Ley 50-2013 estableció una tarifa preferencial bajo la cual la Autoridad facturaría por todos los servicios eléctricos provistos a la AAA. Para el año fiscal 2017 y en adelante, la Ley 50-2013 estableció una tarifa de 16¢/kWh. El 28 de marzo de 2014, la Autoridad y la AAA firmaron un acuerdo implementando la tarifa preferencial, así como otros términos y condiciones relevantes. El Artículo 9 de la Ley 50-2013 autorizó a la Autoridad a terminar la tarifa preferencial si el honrar dicha tarifa podría afectar su habilidad para cumplir con sus obligaciones financieras.²⁶⁸

365. El 29 de diciembre de 2015, la Autoridad notificó a la AAA su intención de terminar la tarifa preferencial. La tarifa preferencial fue terminada efectivamente el 1 de julio de 2016.

366. La AAA sostiene que la Ley 50-2013 requiere que la Comisión apruebe una tarifa preferencial.²⁶⁹ El argumento de la AAA está basado en el hecho de que la Ley 50-2013 requiere que la Autoridad apruebe una tarifa y, mediante la Ley 57-2014, la responsabilidad de aprobar tarifas fue transferida a la Comisión, y que dicha transferencia de poderes incluyó la obligación de implementar una tarifa preferencial para la AAA.

367. Determinamos que la Ley 50-2013 no vincula a la Comisión ni impone una obligación de adoptar una tarifa preferencia por dos razones. En primer lugar, el Artículo 6.25(b) de la Ley 57-2014 dispone que todas las tarifas de la Autoridad se mantendrán vigentes hasta que sean revisadas por la Comisión. Interpretamos esta oración en el sentido de que cualquier arreglo previo con respecto a las tarifas de la Autoridad está sujeto a la revisión de la Comisión, y que la Comisión tiene el poder y la facultad para revisar y aprobar, desaprobado o modificar todas las tarifas de la Autoridad. Nada en la Ley 57-2014 exime a la tarifa preferencial de la AAA de este poder ni sugiere que la discreción general de la Comisión para aprobar tarifas esté limitada por la Ley 50-2013.

368. En segundo lugar, la AAA sostiene que, dado que la Autoridad terminó ilegalmente el acuerdo de tarifa preferencial, la Comisión debe interpretar que dicha tarifa sigue vigente.²⁷⁰ Sin embargo, durante las argumentaciones legales, la representación de la AAA indicó que ningún tribunal o foro administrativo con jurisdicción competente había

²⁶⁸ La Sección 12 del acuerdo entre la Autoridad y la AAA dispone de un lenguaje similar.

²⁶⁹ Véase el Alegato legal de la AAA, p. 5.

²⁷⁰ *Id.*, p. 3.

emitido una decisión confirmando el argumento de la AAA y declarando que el acuerdo de tarifa preferencial estuviera vigente.²⁷¹ Como tal, la realidad jurídica ante la Comisión es que el acuerdo de tarifa preferencial ya no está vigente, y que ha sido terminado desde el 1 de julio de 2016. La Comisión no puede presumir, ni sería razonable hacerlo, que el acuerdo de tarifa preferencial fue terminado ilegalmente. Esa controversia no está ante la consideración de esta Comisión. En consecuencia, la Comisión concluye que, a la fecha de esta Orden, la tarifa preferencial no está vigente.²⁷²

D. Tarifas de alumbrado y consumo no medido

369. La Autoridad ha propuesto un gran aumento en tarifa para Alumbrado Público y la mayoría de los códigos de tarifa por consumo no medido.²⁷³ Sus consultores reconocen que aumentar las tarifas por Alumbrado Público aumentará la magnitud del cargo por el subsidio. De otro lado, indican, mitigar el aumento en Alumbrado Público requeriría aumentos mayores en otras clases de clientes.²⁷⁴

Directriz

La Autoridad aumentará cada componente de las tarifas por alumbrado público y consumo no medido a un porcentaje igual, calculado para recuperar el aumento en ingresos asignado a esa clase de manera consistente con la determinación de la Comisión, arriba. Reconsideraremos estos asuntos en el procedimiento de diseño tarifario.

²⁷¹ Véase Grabación de la Parte 1 del Panel I de la Vista Técnica, 17:30.

²⁷² De manera similar, durante las Vistas Técnicas, la testigo de la AAA, la Sra. Ramírez, indicó que la petición de la AAA era que la Comisión adoptase algún tipo de tratamiento tarifario que proveyese estabilidad y previsibilidad en los costos energéticos de la AAA. Ante las preguntas del Personal de la Comisión, la Sra. Ramírez indicó que una tarifa fija mayor de 16 ¢/kWh, la cual su ajustaría anualmente, sería aceptable para la AAA. La Ley 50-2013 dispone para una tarifa fija de 16 ¢/kWh y no contempla ajuste periódico alguno a dicha tarifa. Interpretamos esto en el sentido de que la petición de la AAA ante este Comisión está fuera del ámbito de la Ley 50-2013 e incluso contradiría algunas de las disposiciones de la Ley 50-2013. Entendemos que esto es consistente con nuestra conclusión de que la Ley 50-2013 no limita la discreción de la Comisión para aprobar tarifas aplicables a la AAA.

²⁷³ Los consultores de la Autoridad indicaron que la Tarifa USSL es la tarifa de la Autoridad para los servicios no medidos (Ex. 4.0 de la Autoridad, p. 57). Sin embargo, la tarifa USSL sirve a menos del 1% de la carga no medida de la Autoridad.

²⁷⁴ CEPR-PC-11-02(b), p. 2. Decimotercer Requerimiento de Información de la Comisión (23 de septiembre de 2016).

E. Cargos por reconexión

370. Al presente, los clientes de voltaje secundario (480V o menos) pagan \$25 por la reconexión del servicio. La Autoridad dice que su costo de reconexión es de \$52. Los clientes de alto voltaje (>480V) pagan \$100 por reconexión, mientras que, según la Autoridad, los costos de reconexión son de aproximadamente \$500. La Autoridad propuso aumentar los cargos por encima de los costos para incluir un modo de penalidad, pero luego se retractó de dicha propuesta.²⁷⁵

Directriz

La Autoridad aumentará cada cargo por reconexión a su nivel de costos: \$50 para los clientes secundarios y \$500 para los clientes primarios, ajustando su requisito de ingreso de conformidad con ello. Este cambio ajusta el cargo con los estimados de la Autoridad del costo real. Cualquier cambio futuro en los esquemas de cargos requerirá su aprobación por la Comisión.

F. Separación (*unbundling*)

371. Los consultores de la Autoridad propusieron "separar" ("*unbundle*") las tarifas, mediante la separación de los costos de la Autoridad entre generación, transmisión y distribución. Sostuvieron que "la separación de las tarifas es necesaria para fijar apropiadamente los precios de los subcomponentes del servicio eléctrico utilizados por cada cliente y evitar los subsidios cruzados (*cross-subsidization*)".²⁷⁶

372. Como hemos indicado con respecto a otras propuestas de la Autoridad, este corto e intenso procedimiento tarifario no es el momento óptimo para considerar este tipo de propuesta. Más aún, el simplemente desagregar la generación, transmisión y distribución no proporciona a los clientes información que sea verdaderamente relevante para sus decisiones. La propuesta de "separación" de los consultores ignora la distinción elemental entre la separación de costos (declaración separada de los costos) y la separación de servicios (permitir a los clientes adquirir ciertos servicios sin tener que adquirir otros, como comprar un café sin comprar la taza). Además, la información relevante para tanto la separación de costos como la separación de servicios no es meramente generación vs. transmisión vs. distribución, pero costos evitables vs. costos inevitables, costos hundidos o irre recuperables (*sunk costs*) vs. costos futuros, y costos variables (*strandable costs*) vs. costos no variables. Por lo tanto, se rechaza la propuesta de tarifas "separadas".

²⁷⁵ CEPR-RS-01-14, p. 7. Cuarto Requerimiento de Información de la Comisión (15 de julio de 2016).

²⁷⁶ Ex. 4 de la Autoridad, p. 28. Traducción suplida.

373. La propuesta de los consultores de separar no es parte esencial de una revisión tarifaria cuyo propósito principal, dentro del corto tiempo disponible, es determinar los ingresos que la Autoridad necesita para operar. Desarrollar y presentar esta propuesta no fue un buen uso de los recursos de la Autoridad, los cuales en última instancia son pagados por los abonados. Cuando la Comisión determine que el momento es oportuno para discutir el tema de separación, ésta iniciará una investigación y determinará qué información deberá presentar la Autoridad. Hasta entonces, la Autoridad deberá evitar tratar a sus clientes como una cuenta de banco de la cual retira dinero cada vez que sus consultores deseen adelantar sus ideas. Es mejor preguntarle a la Comisión de antemano si vale la pena usar el dinero de los clientes para tales gastos.

III. Cláusulas adicionales (*riders*)

374. Para algunos o todos los componentes del requisito de ingreso, los reguladores pueden utilizar cláusulas adicionales para recuperar los costos separadamente de todos los demás costos. La Autoridad propone cláusulas especiales para el combustible, la compra de energía, la CELI y una serie de costos y descuentos denominados conjuntamente como "subsidios".²⁷⁷ La Comisión también ha requerido a la Autoridad crear una cláusula adicional para gastos de eficiencia energética, aunque no hemos aprobado dólares para esa cláusula adicional. Estos asuntos se discuten a continuación.

A. Combustible y compra de energía

375. La Autoridad actualmente recupera todos sus costos de combustible y de compra de energía mediante las cláusulas separadas pero similares de Ajuste por Compra de Combustible (ACC) y Ajuste por Compra de Energía (ACE). Ésta fija y reconcilia las cláusulas mensualmente.²⁷⁸ La mayoría de los demás costos se recuperan mediante las tarifas base. La CELI y los subsidios se recuperan actualmente mediante las cláusulas ACC y ACE mediante un "recaudo en bruto" ("*gross-up*") producto de la división entre los ingresos del ajuste por 0.89 (que es equivalente a añadir aproximadamente un 12.36% a los costos de combustible y compra de energía).

La Autoridad propone modificar tres aspectos de los mecanismos de recuperación de costos:

1. Mover la recuperación de la CELI y los subsidios del recaudo en bruto de la ACC y la ACE a cláusulas separadas, según lo requiere la Ley.

²⁷⁷ El contenido y la forma del cargo completo de subsidios se discute de forma separada en la Parte Tres-IV, más adelante.

²⁷⁸ La reconciliación, también conocida en inglés como *true-up*, se refiere a la recuperación de la diferencia entre los costos reales y los ingresos previamente establecidos para cobrar los costos proyectados.

2. Recuperar los costos proyectados de combustible y compra de energía al momento de presentar la petición de revisión tarifaria mediante tarifas base, a la vez que se recupera cualquier diferencia entre esos niveles de costos base y las proyecciones actualizadas mediante las cláusulas adicionales.
3. Reconciliar las diferencias entre los costos reales y los proyectados trimestralmente en lugar de mensualmente, a menos que una diferencia significativa justifique realizar la reconciliación más temprano.²⁷⁹

376. La Autoridad entiende que incluir algunos costos de combustible y de compra de energía en las tarifas base reduciría "la volatilidad de los factores ACC y ACE", facilitaría "algunos diseños tarifarios que la Autoridad podría desear implementar en el futuro" y evitaría "litigios frívolos".²⁸⁰ No estamos convencidos de que la propuesta de la Autoridad tendría estos beneficios. En términos absolutos (centavos-por-kWh), la volatilidad de las cláusulas adicionales sería la misma, ya sea si incluyen los costos de combustible y compra de energía en su totalidad o sólo las desviaciones de su presentación de petición de revisión tarifaria. En términos de porcentaje, las cláusulas serían más volátiles si reflejaran sólo las desviaciones del valor base. En cuanto a las opciones de diseño tarifario, el Sr. Chernick explica cómo la Autoridad puede incorporar incluso variaciones de tiempo de uso muy grandes en las tarifas base.²⁸¹ Por último, la Autoridad no ha explicado cómo las cláusulas adicionales por combustible y compra de energía atraen litigios frívolos, ni por qué dichos litigios se evitarían al cambiar la estructura tarifaria. Además, separar los costos de combustible entre una porción base y una porción en cláusula adicional hará que las tarifas y las facturas sean más complejas y confusas para los clientes. Eso es particularmente cierto en la presente situación, en la que la proyección de costos de combustible que presentó la Autoridad en su solicitud original de revisión de tarifas ha resultado estar subestimada, requiriendo una gran ACC a partir de la fecha de vigencia de las nuevas tarifas.

377. Aprobamos la reconciliación trimestral y la actualización de la ACC y la ACE propuestas por la Autoridad, junto con el concepto de un ajuste acelerado en caso de un cambio significativo en las expectativas dentro de un trimestre. Nos preocupa que la definición de la Autoridad del concepto de un cambio significativo como una diferencia de un 10% en el costo trimestral estimado de la cláusula no proteja de manera suficiente la posición financiera de la Autoridad bajo ciertas circunstancias y que podría resultar en ajustes innecesarios en otras situaciones. Por ejemplo, un aumento del 5% en los precios del combustible por encima de un precio del petróleo a \$100/bbl tendría un mayor efecto en el flujo de efectivo de la Autoridad que un aumento de 10% en un precio del petróleo a \$30/bbl; bajo la propuesta de la Autoridad, la primera situación no activaría un ajuste temprano, pero la segunda sí. Similarmente, los costos de combustible de la Autoridad

²⁷⁹ Schedule J-1 REV, pp. 49-52.

²⁸⁰ Alegato de la Autoridad sobre asuntos sustantivos, p. 86. Traducción suplida.

²⁸¹ Informe Chernick, pp. 89-92.

podrían aumentar debido a una interrupción en alguna de las cogeneradoras, o vice-versa; si los costos pronosticados de combustible aumentan en un 10% y los costos de compra de energía disminuyen en un 10%, la propuesta de la Autoridad requeriría de ajustes tempranos en ambas cláusulas, aunque los dos efectos se compensarían parcialmente entre sí. Y si los pronósticos de combustible y compra de energía ambos aumentasen en un 9%, la Autoridad estaría sujeta a más tensión que si los costos de compra de energía aumentaran en un 10% y los costos de combustible disminuyeran ligeramente; de nuevo, la propuesta de la Autoridad resultaría en un ajuste temprano en el caso menos tenso, pero no en el caso más tenso.

378. Por lo tanto, definiremos un nivel de dólares combinado, en lugar de niveles de porcentaje separados, para iniciar el ajuste temprano en la ACC y la ACE.

Directrices

1. ***Todos los costos de combustible y compra de energía serán cobrados mediante las cláusulas adicionales, ninguno mediante tarifas base.***
2. ***Las cláusulas de ajuste se actualizarán trimestralmente. La Autoridad incluirá una disposición de aceleración que se activará ante una determinación por la Comisión de que la diferencia combinada entre los costos proyectados y los ingresos proyectados para las ACC, ACE y el ajuste por eficiencia energética en el trimestre corriente excede los \$20 millones.***
3. ***La Autoridad corregirá todo lenguaje erróneo en los borradores de las cláusulas adicionales y presentará el lenguaje revisado ante la Comisión para su aprobación.***

B. CELI

379. La Autoridad ha propuesto que la cláusula adicional de la CELI, la cual recolectaría los costos de proporcionar las cantidades de electricidad gratuita a los municipios dispuestas estatutariamente, se aplique a todas las cargas distintas a los bloques fijos de la tarifa RFR. El cargo por los bloques fijos de la tarifa RFR está especificado por la Ley 22-2016, con la disposición de que a cualquier consumo en exceso se le fijará el precio aplicable a la tarifa no-subsidiada GRS.

Directrices

1. ***La Contribución en Lugar de Impuestos (CELI) ya no será cobrada por la Autoridad mediante el factor de 0.89 que había estado en el denominador de sus Ajustadores de Combustible y Compra de Energía. En su lugar, la***

CELI será cobrada mediante una cláusula adicional separada. La cantidad por CELI para el FY2017 será de \$51,783,821.²⁸²

- 2. Los clientes en la clase RFR estarán exentos de la CELI en la medida en que se aplique al cargo de consumo por bloque fijo, pero pagarán la CELI por el consumo en exceso del bloque fijo.***
- 3. La Autoridad corregirá en lenguaje erróneo en el borrador de cláusula adicional y presentará el lenguaje revisado a la Comisión para su aprobación.***
- 4. La reconciliación de la cláusula adicional de la CELI ocurrirá con cada estudio de presupuesto o presentación de caso tarifario de tres años, cualquiera que sea aplicable.***

C. Eficiencia energética

380. Según fuera requerido por el reglamento de la Comisión sobre Requisitos de Presentación,²⁸³ la Autoridad propuso una cláusula adicional por eficiencia energética para recuperar gastos relacionados con la implementación de programas de eficiencia energética y manejo de la demanda. La cláusula adicional crearía un Cargo de Eficiencia Energética ("CEE") que recuperaría los costos de los programas de eficiencia energética de todos los clientes sobre la base del kilovatio-hora. La Autoridad propone que la CEE (en \$/kWh) sea calculado como el costo total de los programas de eficiencia energética (en \$) dividido por el total en bruto de las ventas al detal (en kWh).

Directriz

La Comisión atenderá los detalles de esta cláusula adicional cuando determine los programas, proveedores y presupuestos de eficiencia energética. Por ahora, la Autoridad revisará la cláusula adicional para corregir errores de redacción y dispondrá para su ajuste y reconciliación anual.

D. General

381. La Comisión quedó decepcionada al descubrir que el lenguaje de las cláusulas adicionales sobre eficiencia energética, descuento por retención de carga y otros fines,

²⁸² Véase Anejo 4, página 2 de 2.

²⁸³ Reglamento 8720, Nuevo Reglamento sobre los Requisitos de Presentación de Tarifas para el Primer Caso de Revisión Tarifaria de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, 28 de marzo de 2016, Sección 2.12(D).

preparadas por costosos consultores a expensas de los abonados, contienen múltiples errores, producto de copiar apresuradamente el lenguaje de la cláusula existente del costo de combustible. La Autoridad corregirá todos estos errores en la radicación de cumplimiento y evitará exponer a sus abonados a los costos de tales errores evitables.

IV. Subsidios

382. Según recién notamos, la Autoridad tradicionalmente ha aumentado la ACC y la ACE por un 12.36% (al colocar 0.89 en el denominador) para recuperar ciertos subsidios. Los niveles de estos gastos y descuentos no varían junto con los costos de combustible y compra de energía, así que removerlos de los ajustadores de combustible y compra de energía y recuperarlos mediante una cláusula adicional separada guardará mejor rastro de los costos. Este cambio también es requerido por ley.

383. Resta por tomar dos decisiones más: (1) ¿Qué ítems estarán incluidos en la cláusula de subsidios vs. recuperados mediante tarifas base? y (2) ¿Se eximirá a alguna(s) clase(s) de clientes de alguno de los subsidios?

384. Las decisiones que debe tomar la Comisión son relativamente sencillas: ¿Cuáles ítems de los que la Autoridad llama "subsidios" se recuperarán mediante el cargo especial de "subsidios" indicado separadamente en las facturas de los clientes, y cuáles se recuperarán mediante las tarifas base de la Autoridad? Como comentario aparte, la recuperación mediante las tarifas base puede ocurrir de dos maneras diferentes. Una manera es tratar el ítem como un gasto, y luego indicarlo separadamente como un gasto distinto o incluirlo en la categoría de gastos A&G. La otra manera es tratarlos como una reducción en los ingresos (que podrían estar directamente asociados a la clase de tarifas que los clientes que reciben los ingresos habitan); luego el nivel menor de ingresos ajustados aumentará la deficiencia en ingresos y por tanto el aumento requerido en los ingresos por la tarifa base.

385. Específicamente, determinamos que el crédito por débito directo no es un subsidio; es una reducción de ingresos que la Autoridad justifica en términos de ahorros en costos. Tratar los \$129,428 (Schedule L-2 de la Autoridad) del crédito por débito directo como una reducción en los ingresos existentes de la Autoridad en lugar de un subsidio [que] aumenta la deficiencia de ingresos base por unos \$129,428.²⁸⁴ De otra parte, respecto a los \$5.8 millones de Cargo por la Comisión de Energía, el Artículo 6.16(c) de la Ley 57-2014 establece que la Autoridad "obtendrá los fondos para los pagos a la Comisión de los ingresos provenientes de la partida de subsidios dentro de su tarifa." Conforme a ello, los \$5.8 millones serán recuperados mediante la cláusula de subsidios.

386. Los bloques fijos de la RFR están exentos del cargo por subsidios, así como del cargo por la CELI. Sin embargo, la Ley 22-2016 requiere que todo consumo en exceso del bloque fijo de consumo aplicable sea facturado a la tarifa aplicable a los clientes de GRS no

²⁸⁴ Véase Anejo 3, página 10.

subsidiados, la cual incluye los cargos por la CELI y los subsidios. La Autoridad también propuso eximir a los clientes de la LRS y la RH3 del cargo por subsidios, a pesar de que esos clientes actualmente pagan dichos cargos mediante los cargos adicionales de combustible y compra de energía. Si bien somos comprensivos con las situaciones financieras particulares de los clientes de LRS y RH3, determinamos que la Autoridad no ha justificado apropiadamente eximir a esos clientes del cargo por subsidios, ni ha proporcionado una razón fundamentada para eximir a estos dos grupos de clientes, pero no a las demás clases de clientes subsidiadas, tales como, por ejemplo, los clientes con equipos para la preservación de la vida.

Directrices

1. ***A base de los mandatos legislativos y nuestra interpretación del término "subsidio", los siguientes descuentos y pagos serán incluidos en el cargo por subsidios:***

***Equipos para la preservación de la vida
Tarifa RFR
Tarifa LRS
Tarifa RH3
Subsidio de combustible residencial
Tarifa análoga
Servicio agrícola general
Descuento del 11% a los hoteles
Acueductos rurales en la GRS
Subsidio de 10% para los cascos urbanos
Áreas comunes de condominios
Crédito contributivo de la Ley 73-2008
Alumbrado público
Cargo por la Comisión de Energía
Déficit del Distrito de Riego***

La cantidad por subsidios para el FY2017 será de \$136,943,067.²⁸⁵

La Autoridad propuso incluir otros cuatro ítems en el cargo por subsidios. La Comisión difiere, como sigue:

2. ***El crédito por débito directo se eliminará de línea de subsidios porque no será tratado como un subsidio.***
3. ***La no-recuperación de ciertos costos de los clientes de medición neta no es vista por la Comisión como un "subsidio" y por lo tanto no será recuperada***

²⁸⁵ Véase Anejo 4, página 2 de 2.

mediante el cargo por subsidios. Es una reducción en ingresos, como el crédito por débito directo.

4. *La cláusula adicional de desarrollo económico no se aprueba en este momento. La Comisión la discutirá en más detalle con los participantes en el procedimiento de diseño tarifario que se avecina.*
5. *Respecto a la cláusula adicional por retención de carga, la Comisión atenderá la pertinencia de incluir alguna reducción en ingresos que resulte del cargo por subsidios siempre y cuando ésta apruebe solicitudes específicas.*

Lo siguiente también será de aplicación:

6. *Las únicas ventas de la Autoridad que estarán exentas del cargo por subsidios son los bloques fijos de la tarifa RFR y algunas porciones del consumo de los clientes de medición neta con derecho adquirido, según se explica a continuación. Los clientes de RFR pagarán el cargo por subsidios solamente por el consumo por encima del bloque de consumo de precio fijo.*
7. *La cláusula adicional de subsidios será reconciliada anualmente.*
8. *Las negociaciones futuras entre el Distrito de Riego y sus clientes no-agrícolas incluirán a la OIPC en la medida en que la OIPC desee participar. Este requisito no tiene la intención de excluir a otras partes.²⁸⁶*
9. *La Autoridad corregirá todo lenguaje erróneo en el borrador de cláusula adicional y presentará el lenguaje revisado a la Comisión para su aprobación.*

El Anejo 4 de esta Orden contiene una tabla que muestra las decisiones de la Comisión.

²⁸⁶ Requerimos que los negociadores permitan la participación de la OIPC (si la OIPC decide participar) porque resultaría ilógico "negociar" tarifas de agua a un nivel que sea menor que los costos de la Autoridad bajo la expectativa de que los clientes que no estén presentes en estas "negociaciones" tendrán que pagar por el déficit. No estamos concediendo a la OIPC un poder de veto en las negociaciones. Estamos diciendo que la Comisión, por tanto, tomará en serio cualquier objeción de la OIPC sobre el resultado de esas negociaciones. Puesto que los clientes de la OIPC son consumidores tanto de agua como de electricidad, la OIPC estará en una buena posición para asesorar a la Comisión sobre cuán apropiado será el resultado. La Comisión no tiene objeción a que otros clientes participen de esas negociaciones. Según indica la AAA, todas las partes afectadas estarán conscientes de las obligaciones y los precios a pagar por la venta de agua.

V. Medición neta para generación distribuida

A. Trasfondo

387. La generación distribuida consiste en recursos pequeños de generación conectados al sistema de distribución.²⁸⁷ Algunas de estas instalaciones son instalaciones autónomas (*free-standing*) que venden energía eléctrica a la Autoridad, pero un número cada vez mayor de generadores distribuidos a través del mundo desarrollado están ubicados detrás de los medidores de los clientes, es decir, en sus predios. Hoy en Puerto Rico, la mayoría de estas instalaciones en los predios de clientes son sistemas solares fotovoltaicos.

388. La Ley 114-2007 autoriza a ciertos dueños de generación distribuida a participar de la medición neta. El concepto es que la energía producida por la instalación reduce los determinantes de facturación del cliente (usualmente la energía medida mensualmente, en kWh). En la versión de medición neta presente en muchos estados, cuando la instalación produce más energía que la que el cliente consume en un mes, el excedente de energía se traspasa como un crédito contra el consumo en meses futuros. Cada kWh en exceso se valoriza (es decir, se remunera efectivamente) al precio por energía en la tarifa bajo la cual el cliente es servido. La generación en exceso durante el transcurso de un año suele acreditarse a un precio inferior.²⁸⁸

389. Bajo la Ley 114-2007, la medición neta está disponible para sistemas residenciales con capacidad de hasta 25 kW y sistemas no-residenciales con capacidad de hasta un MW (1000 kW). La ley permite que cualquier generación neta en exceso por parte del cliente se traslade como un kWh al mes siguiente, pero el crédito está limitado a un máximo diario de 300 kWh para clientes residenciales y 10 MWh para clientes comerciales.

390. La Autoridad propone aumentar el cargo por cliente (el cual no se reduciría por medición neta). Atendimos ese asunto en la Parte Tres-II arriba, en la que rechazamos el cargo de \$8.00 en favor de un cargo por cliente de \$4.00. La Autoridad también propone cobrar a los clientes de medición neta los cargos por CELI y Subsidios sobre la energía provista por la Autoridad al consumidor así como por la energía provista por el generador del cliente al cliente; en otras palabras, sobre el consumo total del cliente.

391. Puesto que la Comisión iniciará un procedimiento separado para examinar el diseño tarifario y la medición neta, dada la complejidad de esta revisión tarifaria atendemos aquí un conjunto limitado de asuntos: tratamiento de los créditos, cargos y exclusiones para los clientes de medición neta. En cuanto a los demás asuntos levantados por la Autoridad y los interventores, el estatuto no requiere su resolución en este caso tarifario específico; como

²⁸⁷ En ocasiones, el término incluye unidades pequeñas conectadas al sistema de transmisión cerca de la carga.

²⁸⁸ Los detalles contenidos en estos arreglos varían entre jurisdicciones.

tampoco había evidencia suficiente ni tiempo para hacerlo. Los atenderemos en el procedimiento de diseño tarifario que se avecina.

392. El resto de esta Parte Tres aplica a la medición neta renovable.

B. Créditos y cargos

393. Los clientes sin generación detrás del medidor toman toda su energía de la Autoridad. La energía suministrada al cliente desde la Autoridad se define como *aflujo* en la Orden de Reestructuración. Según se describe con más detalle abajo, determinamos que cada cliente de medición neta debe pagar los mismos cargos de energía por aflujo que los demás clientes en su clase de tarifa.

394. Además, los clientes de medición neta también proveen energía a la Autoridad, la cual denominamos *salida* en la Orden de Reestructuración. Según se describe en más detalle abajo, determinamos que cada cliente de medición neta con derecho adquirido debe recibir un crédito por la salida al cargo completo de energía aplicable a su clase, mientras que un cliente de medición neta sin derecho adquirido debe recibir un crédito algo menor, excluyendo ciertos cargos inevitables.

395. Entre los cargos inevitables está el Cargo de Transición. La manera en que el Cargo de Transición será cobrado de todos los clientes de medición neta fue decidida y explicada en el procedimiento de Cargo de Transición.²⁸⁹ Esas disposiciones permanecen inalteradas.

396. Típicamente, un cliente de medición neta experimentará salida en algunas horas del mes, y aflujo en otras horas. Es nuestra intención que cada a cliente se le facture mensualmente por la suma del aflujo en los intervalos de medición con aflujo neto, y que se le acredite por la suma de la salida en los intervalos de medición con salida neta.²⁹⁰

397. Para la ***salida*** de la medición neta ***sin derecho adquirido***, el crédito será la suma del cargo base de energía del cliente; el cargo por combustible; el cargo por compra de energía; y los subsidios por descuento a hoteles, comercio en los cascos urbanos, análoga para las iglesias, acueductos rurales, GAS, áreas comunes de condominios y el distrito de

²⁸⁹ Véase Orden de Reestructuración, Caso Núm. CEPR-AP-2016-0001, 21 de junio de 2016, p. 71-84.

²⁹⁰ Por "intervalo de medición" nos referimos a los incrementos de tiempo sobre los cuales el medidor registra el consumo. Dicho intervalo no debe ser menor de 15 minutos y debe ser de una hora si ese intervalo es posible con el equipo de medición disponible. No pretendemos que la Autoridad reemplace medidores que son capaces de medición por hora en ambos sentidos (*two-way hourly metering*), si el propósito principal de dicho reemplazo es reducir el incremento de tiempo para la medición neta.

riego; y el crédito contributivo de la Ley 73-2008. Estos ítems son, o son afines a, los costos normales de una utilidad (los cuales ya se les permite evitar a los clientes de medición neta).

398. Para la **salida** de la medición neta **sin derecho adquirido**, el crédito **no** incluirá: la CELI, el cargo por eficiencia energética (cuando sea creado), el subsidio de alumbrado público, el cargo de la Comisión de Energía, ni ninguno de los ítems denominados como "ayuda humana" durante la vista técnica: equipos para preservar la vida, la tarifa LRS, la tarifa RH3, el subsidio de combustible residencial y la tarifa fija para vivienda pública (tarifa RFR). Estos ítems son mayormente compromisos sociales—cosas que benefician al público en su conjunto, incluyendo a los clientes de medición neta. Según explicó el Sr. Chernick, los clientes de medición neta son beneficiarios actuales o potenciales de los programas de eficiencia energética:

Los costos de los programas de eficiencia energética son muy distintos de los costos de las funciones tradicionales de una utilidad, en que un cliente de generación distribuida puede utilizar servicios de eficiencia energética sin importar cuánta energía el cliente toma de la Autoridad. Si bien la energía que fluye hacia afuera desde el cliente de generación distribuida hacia el sistema de suministro puede reducir los costos de generación, transmisión y distribución de la Autoridad, ésta no afecta la demanda por servicios de eficiencia energética. Tampoco es probable que la energía proveniente de la generación distribuida reduzca la medida en que un cliente de medición neta pueda participar en el programa de eficiencia energética.²⁹¹

399. Para la **salida** de la medición neta **con derecho adquirido**, el crédito será la suma de: la tarifa base, el cargo por combustible, el cargo por compra de energía, todos los ítems en la cláusula de subsidios, la CELI y el cargo por eficiencia energética.

400. Para el **aflujo**, todo cliente de medición neta pagará la tarifa completa para su clase, incluyendo las tarifas base, el cargo por combustible, el cargo por compra de energía, el cargo por la CELI, el cargo completo por subsidios y el cargo por eficiencia energética.

401. No se impondrá cargo al detal alguno sobre la energía que un cliente de medición neta reciba de una instalación renovable detrás de su medidor (es decir, consumo de su propia fuente). Este resultado contrasta con el Cargo de Transición, el cual según se explica en nuestra Orden de Reestructuración, se facturará a cada cliente de medición neta sin derecho adquirido a base del consumo eléctrico total del cliente, bien sea éste proporcionado por la Autoridad o por su propia generación.

²⁹¹ Informe Chernick, p. 121. Traducción suplida.

C. Directrices

1. *La Autoridad cobrará a las clientes de medición neta por el aflujo del sistema de la Autoridad al precio normal para la clase de tarifa.*
2. *La Autoridad acreditará a los clientes de medición neta sin derecho adquirido por la salida a base de la suma del cargo base de energía del cliente; el cargo por combustible; el cargo por compra de energía; y los subsidios por descuento a hoteles, comercio en los cascos urbanos, análoga para las iglesias, acueductos rurales, GAS, áreas comunes de condominios y el distrito de riego; y el crédito contributivo de la Ley 73-2008.*
3. *La Autoridad acreditará a los clientes medición neta con derecho adquirido por la salida a base de la suma del cargo por energía de la tarifa base del cliente; la cláusula de combustible; la cláusula de compra de energía; el ajuste de costo de eficiencia energética; y la cláusula de subsidios.*
4. *Todos los créditos deberán ser aplicados en cada ciclo mensual de facturación. Para el ciclo de facturación que cierra en junio de cada año, el setenta y cinco por ciento (75%) de cualquier crédito excedente en kWh acumulado por el cliente de medición neta durante el año anterior y el cual permanezca sin utilizar, será comprado por la Autoridad a base del crédito por salida aplicable a cada cliente. El veinticinco por ciento (25%) restante será asignado a la Autoridad para ser distribuido de conformidad con el Artículo 5 de la Ley 114-2007.*
5. *La Autoridad proporcionará a la Comisión un informe mensual de las solicitudes de medición neta y las conexiones actuales, por número y capacidad, y por clase de tarifa.*

D. Exclusiones

402. La Autoridad propuso excluir a las clases de bajos ingresos de la opción de medición neta argumentando que éstas ya están subsidiadas. Este razonamiento presume que el beneficio de medición neta es técnicamente un subsidio. Sabemos que ésa es la posición del consultor de la Autoridad, pero la Comisión no ha alcanzado esa conclusión. Tampoco debería nadie más llegar a ella, hasta tanto tengamos un estudio de costos marginales debidamente preparado y hayamos evaluado cabalmente los beneficios de la energía renovable—un esfuerzo que sólo comenzó rudimentariamente en la Vista Técnica. Además, ya existen algunos clientes de LRS con medición neta. Por último, bajo la propuesta de la Autoridad, un cliente de GRS que haya tenido medición neta, pero que luego haya sufrido un revés financiero y por tanto haya ido a parar a la tarifa LRS, perdería su estatus de medición neta. La Comisión rechaza la propuesta de la Autoridad de denegar la medición

neta a las clases de bajos ingresos. La medición neta permanecerá abierta para todos los clientes con generación renovable.

E. Análisis jurídico respecto a la medición neta

403. En esta sección, la Comisión provee el análisis jurídico que determina: (i) el tratamiento que aplicaría a los clientes de medición neta con derecho adquirido; (ii) el tratamiento que aplicaría a los clientes de medición neta sin derecho adquirido; y (iii) los requisitos para determinar si la aplicación de un cargo propuesto a un cliente de medición neta es justa y razonable. Antes de hacer estas determinaciones, debemos primeramente entender el tratamiento original recibido por los clientes de medición neta bajo la Ley 114-2007²⁹² y luego las enmiendas a dicha Ley introducidas por la Ley 4-2016.

1. Tratamiento original de la medición neta bajo la Ley 114-2007

404. El Artículo 4 de la Ley 114-2007 originalmente prohibía a la Autoridad imponer cargos adicionales a los clientes de medición neta o aumentar sus cargos mensuales por consumo.²⁹³ El Artículo 5 de la Ley 114-2007 establecía que, cuando el aflujo de un cliente de la Autoridad fuera mayor que la salida de sus generadores, la Autoridad cobraría a ese cliente por el aflujo neto (es decir, el excedente del aflujo sobre la salida). De tal forma, antes de la Ley 4-2016, los clientes de medición neta estuvieron sujetos a las tarifas regulares de la Autoridad, que se aplicarían a su aflujo neto de la Autoridad (es decir, la cantidad total de energía proporcionada por la Autoridad menos el total de energía suministrado por el cliente al sistema de la Autoridad). Bajo este tratamiento, los clientes de medición neta pagaban la tarifa completa de la Autoridad—que incluía la CELI, los subsidios y las concesiones (*grants*)—sobre su aflujo neto.²⁹⁴

²⁹² Una Ley para ordenar y autorizar a la Autoridad a establecer un sistema de medición neta, según enmendada, 22 L.P.R.A. §1011 *et seq.*

²⁹³ Esta prohibición tenía un propósito razonable: proteger a los clientes de medición neta de penalidades que pudieran ser impuestas por la Autoridad para compensar por las reducciones en ingresos como resultado de la reducción en ventas o para disuadir a los clientes de instalar sistemas de generación distribuida. Sin embargo, no la interpretamos en el sentido de que los clientes de medición neta tuvieran el derecho de evitar costos razonablemente incurridos por la Autoridad en el suministro de servicios de los cuales los clientes de medición neta se beneficiaban en igual proporción que los clientes que no son de medición neta.

²⁹⁴ Antes de la aprobación de la Ley 57-2014, los costos de la Autoridad estaban agregados conjuntamente bajo ítems de línea generales—para los clientes residenciales, principalmente en la tarifa base. Los clientes pagaban, además, un cargo por combustible y un cargo por compra de energía. La nueva factura transparente de la Autoridad (según lo requiere la Sección ^B de la Ley 83 y aprobada en el Caso Núm. CEPR-AP-2016-0002) desagrega muchos de estos costos y requiere que se indiquen de forma separada. Este requisito no significa, sin embargo, que todo nuevo cargo de ítem de línea identificado en la factura consista de un nuevo cargo que no haya estado previamente incluido en las tarifas de la Autoridad.

2. Enmiendas a la Ley 114-2007 hechas por la Ley 4-2016

405. Los Artículos 29 y 30 de la Ley 4-2016 enmendaron los Artículos 4 y 5, respectivamente, de la Ley 114-2007. Estos nuevos artículos introdujeron la prueba que usaría la Comisión para evaluar cualquier cargo adicional que la Autoridad procurara imponer a los clientes de medición neta. El Artículo 29 de la Ley 4-2016 también enmendó el Artículo 4 de la Ley 114-2007 para establecer una exención general de cargos adicionales (comúnmente conocida como la "cláusula de derecho adquirido" [*grandfathering clause*]) a todos los clientes que, a la fecha de la aprobación de la Ley 4-2016: (i) "posean contratos de medición neta"; o (ii) "estén en trámite de evaluación o construcción de un proyecto de energía renovable que será interconectado al sistema de la Autoridad." La exención también aplica a todo cliente de medición neta que, luego de la fecha de aprobación de la Ley 4-2016 pero antes de que la Comisión apruebe tales cargos adicionales, presente un proyecto para la evaluación de interconexión y cumpla con ciertos otros requisitos indicados en la cláusula. Los clientes que cumplan con los criterios mencionados se entenderán como que tienen derecho adquirido, y por lo tanto estarán exentos de pagar cargos adicionales por un periodo de veinte (20) años a partir de la fecha de aprobación de la Ley 4-2016.

406. El Artículo 5 de la Ley 114-2007, según enmendado por el Artículo 30 de la Ley 4-2016, dispone que el cliente de medición neta con derecho adquirido estará sujeto a las disposiciones del Artículo 5 según ese artículo existía antes de su enmienda (en esencia, que los clientes de medición neta pagarían las tarifas de la Autoridad sobre su aflujo neto solamente). Los clientes de medición neta sin derecho adquirido, de otra parte, deberán pagar las tarifas normales de la Autoridad sobre su aflujo neto, más cualesquiera otros cargos adicionales aprobados por la Comisión.²⁹⁵

3. Aplicación de la Ley 114-2007 enmendada a los clientes de medición neta con derecho adquirido

407. Windmar, Sunnova e ICSE-PR sostienen que la cláusula de derecho adquirido impide a la Autoridad cobrar cargo alguno aprobado por la Comisión al amparo del Artículo 4 de la Ley 114-2007 a los clientes de medición neta con derecho adquirido.²⁹⁶ Este argumento es incorrecto, porque exime a ciertos clientes de medición neta de pagar por los tipos de costos que actualmente asumen y que históricamente han asumido.

²⁹⁵ Véase Artículo 5(b) de la Ley 114-2007, según enmendada por la Ley 4-2016 ("La Autoridad de Energía Eléctrica podrá cobrar al cliente la electricidad neta que le suministró, así como el cargo que la Comisión de Energía apruebe de conformidad con el Artículo 4 de esta Ley.").

²⁹⁶ Véase el Alegato legal de Windmar, p. 7; el Alegato legal de Sunnova, p. 7; Véase también el Alegato legal del ICSE-PR, p. 15 ("ICSE adopta y endosa la posición legal de *Windmar's Group* [sic] en las preguntas 25ª a la 33ª" [traducción suplida]).

408. Tanto los clientes de medición neta con derecho adquirido como los clientes de medición neta sin derecho adquirido actualmente pagan la tarifa completa de la Autoridad (incluyendo costos tales como la CELI y los subsidios, entre otros) por su aflujo neto (el excedente de aflujo sobre la salida). Si los clientes de medición neta con derecho adquirido pagan actualmente a la Autoridad por su aflujo neto, entonces ése es el tratamiento que la cláusula de derecho adquirido pretende continuar luego de la aprobación de la Ley 4-2016 y esta Orden. Interpretar la cláusula de derecho adquirido para evitar que la Autoridad cobre de los clientes de medición neta con derecho adquirido este tipo de cargos—cargos diseñados para recuperar costos embebidos (*embedded*) en las tarifas que actualmente pagan (con la única diferencia que esos costos ahora estarán indicados separadamente en las facturas de la Autoridad)—significaría conceder a esos clientes un tratamiento distinto al que habían recibido históricamente bajo la Ley 114-2007.

409. El propósito del derecho adquirido es mantener el *statu quo*, no mejorarlo.²⁹⁷ La Comisión determina, como había hecho previamente en la Orden de Reestructuración,²⁹⁸ que no existe base alguna para inferir una intención legislativa de eximir a los clientes de medición neta con derecho adquirido de todos los cargos, incluyendo aquellos cargos que siempre han sido incluidos en las tarifas de la Autoridad y que ahora estarán indicados separadamente en cada factura.

4. Aplicación de la Ley 114-2007 enmendada a los clientes de medición neta sin derecho adquirido

410. Si los clientes de medición neta con derecho adquirido son responsables de pagar los cargos aprobados bajo el Artículo 4 de la Ley 114-2007 por su aflujo neto, entonces la Comisión debe concluir que los clientes de medición neta sin derecho adquirido pueden ser responsables de pagar esos mismos cargos por su aflujo neto (es decir, la cantidad total de energía suministrada por la Autoridad al cliente sin descontar la cantidad de energía suministrada por el cliente a la red de la Autoridad).²⁹⁹ Otra manera de expresarlo sería que los cargos aprobados por la Comisión al amparo del Artículo 4 de la Ley 114-2007 se

²⁹⁷ Véase Orden de Reestructuración, Caso Núm. CEPR-AP-2016-0001, p. 82, ¶ 319 (La intención legislativa del reconocimiento del derecho adquirido [*grandfathering*] es "asegurar que aquéllos que hicieron inversiones bajo la confianza en el derecho vigente antes de un cambio en la ley sean tratados de la misma manera luego del cambio en la ley.")

²⁹⁸ Véase Parte III.D.3.

²⁹⁹ Se obtendría un resultado similar si la Comisión interpretase la frase "cargos adicionales" para referirse a los cargos que se imponen sobre el aflujo neto. Un cargo adicional no puede ser un cargo por el cual el consumidor siempre ha sido responsable de pagar. Si el cargo se aplicase a al aflujo *total* (sin recibir crédito por ese cargo a base de la salida), entonces el cargo *sería* un "cargo adicional" respecto a la porción del consumo del cliente que no había utilizado previamente para determinar la factura de un cliente.

imponen al aflujo de un cliente de medición neta sin derecho adquirido desde la Autoridad sin recibir un crédito por tales cargos a base de la salida del cliente.

411. Algunos interventores sostienen que los cargos aprobados de conformidad con el Artículo 4 de la Ley 114-2007 pueden ser impuestos solamente sobre el aflujo neto de los clientes de medición neta sin derecho adquirido.³⁰⁰ Rechazamos esta interpretación por ser inconsistente con la intención legislativa al enmendar el Artículo 4 de la Ley 114-2007. Al evaluar la aplicabilidad del Cargo de Transición a los clientes de medición neta sin derecho adquirido, indicamos que "[n]ada en la Ley 114 atiende, y mucho menos autoriza, el efecto injusto y desestabilizador de permitir que algunos clientes desplacen sus costos hacia otros".³⁰¹

412. Conforme a lo anterior, la Comisión determina que los cargos aprobados al amparo del Artículo 4 de la Ley 114-2007 pueden ser impuestos sobre el aflujo desde la Autoridad a un cliente de medición neta sin derecho adquirido, sin recibir un crédito por tales cargos sobre su salida.

5. Requisitos para evaluar un cargo propuesto a los clientes sin derecho adquirido al amparo del Artículo 4 de la Ley 114-2007

413. Luego de determinar que la Autoridad puede imponer cargos sobre el aflujo de los clientes de medición neta sin derecho adquirido, debemos aplicar los cargos propuestos a los cuatro estándares establecidos en el Artículo 4 de la Ley 114-2007. Específicamente, la Comisión debe determinar si un cargo en particular (1) es "justo"; (2) está relacionado con los servicios de red que reciben los clientes de medición neta; (3) es "excesivo"; y (4) crea un obstáculo para el desarrollo de proyectos de energía renovable.

a. ¿Qué es "justo"?

414. El primer criterio es si el cargo propuesto es justo. Para determinar cómo aplicar este criterio, la Comisión debe primero determinar qué es "justo". Sunnova sostiene que no hay un resultado fijo del concepto "tarifas justas y razonables", sino que se refiere más bien a una "zona de razonabilidad" y que su propósito es "proteger a los consumidores de costos irrazonables y evitar que las utilidades aumenten los precios a su discreción".³⁰² Otros

³⁰⁰ Véase el Alegato legal de Windmar, p. 7, y el Alegato legal de Sunnova, p. 7.

³⁰¹ Orden de Reestructuración, p. 85, ¶ 297. El alegato legal de ACONER reconoce la validez de la determinación de la Comisión y que otros interventores estuvieron de acuerdo con tal interpretación durante la Vista Técnica. Véase el Alegato legal de ACONER, p. 5 (Los clientes "con derecho adquirido" pagarán los cargos especiales por la energía neta en kWh consumida, mientras que los clientes "sin derecho adquirido" pagarán sobre el consumo total de energía en kWh" [traducción suplida]). Véase también la Grabación de la Vista Técnica, en el minuto 3:43.

³⁰² Véase el Alegato legal de Sunnova, p. 3. Traducción suplida.

interventores sostienen que el término "justo" debe ser definido bajo el ámbito limitado de la Ley 114-2007 y su aplicabilidad a los clientes de medición neta. Es decir, que una decisión de aprobar o no aprobar un cargo sobre el aflujo (sin recibir un crédito por ese cargo basado en la salida) de los clientes de medición neta sin derecho adquirido no necesariamente resultaría en tarifas justas y razonables para todos los demás clientes, si el resultado es "justo" dentro del ámbito limitado de los clientes de medición neta.³⁰³

415. Pero el término "justo" debe ser definido dentro del contexto amplio de la Ley 57-2014. Dicha Ley requiere que las tarifas de servicio eléctrico sean "justas y razonables" para todos los clientes. La evaluación de la aplicabilidad de un cargo al amparo del Artículo 4 de la Ley 114-2007 se hace dentro del contexto de un procedimiento de revisión tarifaria al amparo de la Ley 57-2014 y no dentro de un procedimiento separado bajo la Ley 114-2007. De tal manera, el término "justo" aplica a todos los clientes, no sólo a los clientes de medición neta.

416. Llegamos a una conclusión similar en nuestra decisión previa en la Orden de Reestructuración. En aquella ocasión, indicamos que "lo que es 'justo' para los clientes de medición neta no requiere hacer que los clientes que no son de medición neta paguen más para que los clientes de medición neta puedan pagar menos."³⁰⁴ Indicamos además que "el término 'justo' aplica a todos los clientes, no sólo los clientes de medición neta" y que "[a]plicar el término 'justo' sólo a los clientes de medición neta significaría que los demás clientes estarían sujetos a algún estándar diferente a lo 'justo', un resultado contrario a los postulados básicos de la Ley 57-2014".³⁰⁵

417. La Comisión no puede ignorar la fuerte política pública a favor del desarrollo de generación de energía renovable, específicamente de generación distribuida, y ha tomado pasos afirmativos en otros procedimientos, tales como la Orden sobre el PIR, para promover la integración de energía renovable. Sin embargo, la existencia de dicha política pública no invalida el requisito estatutario impuesto a la Comisión de que las tarifas sean justas y razonables para todos los clientes. Un cargo que traslade indebidamente la carga de unos clientes hacia otros, tal como en el caso de la cláusula de derecho adquirido, no puede resultar en tarifas "justas y razonables".

b. Costos relacionados con los servicios de red recibidos por los clientes de medición neta

418. La Comisión debe determinar si un cargo está relacionado a los servicios de red recibidos por los clientes de medición neta. Interpretamos esta frase en el sentido de que los clientes de medición neta deben pagar por los servicios que reciben.

³⁰³ Véase el Alegato legal de Windmar, p. 10.

³⁰⁴ Orden de Reestructuración, p. 83, ¶ 292.

³⁰⁵ *Id.*, p. 84, ¶ 293.

419. La Ley 114-2007 no crea una clase separada de clientes que sean responsables sólo por una porción especial, limitada y distinguible de los costos de la Autoridad. La diferencia entre un cliente regular y un cliente de medición neta es que los clientes de medición neta son capaces de reducir su exposición a los costos de la Autoridad mediante la generación propia de una porción de la energía que consumen, y además recibir un crédito por la energía que exportan a la red de la Autoridad. La Ley 114-2007 ni la política pública general detrás de los programas de medición neta concede a dichos clientes el derecho de evitar costos por el mero hecho de ser clientes de medición neta.

420. Si, por ejemplo, una clienta de medición neta decidiera apagar su sistema de generación distribuida durante cualquier periodo de tiempo determinado, esa cliente sería responsable por la totalidad de los costos incurridos por la Autoridad (y pagados por los clientes que no tienen medición neta), no solamente por una porción de los costos asignados a los clientes de medición neta. Los cargos asumidos por todos los clientes de la Autoridad, independientemente de si son clientes de medición neta o no, deben ser pagados en igual proporción por todos los clientes.

421. Una política coherente de medición neta reconoce los beneficios de la medición neta y permite que un cliente reduzca su responsabilidad por los costos directamente asociados con su consumo. La obligación de la Autoridad de proveer ciertos servicios, tales como el alumbrado público, continuará independientemente del número de clientes de medición neta. La decisión de un cliente de acogerse a la medición neta no reduce los beneficios que él o ella recibe de tales servicios. Por lo tanto, no sería razonable que los clientes de medición neta sin derecho adquirido eviten la responsabilidad por costos que los benefician en igual proporción que a los clientes que no tienen medición neta, simplemente por el hecho de que los primeros sí tengan un contrato de medición neta.

c. ¿Qué es "excesivo"?

422. El tercer criterio que la Comisión debe considerar es si un cargo es excesivo. Hemos definido anteriormente el término como algo más allá de lo usual, apropiado, necesario o normal.³⁰⁶ Hemos indicado anteriormente que "[u]n cargo no es 'excesivo' si no hace más que recuperar los costos legítimamente aplicados a un cliente."³⁰⁷ En otras palabras, la Comisión debe determinar si un cargo propuesto (o la cantidad total del mismo) resultaría en que el cliente pague más allá de lo que es necesario para cubrir los costos incurridos por la Autoridad al servir a ese cliente. Un cargo que recupera la proporción apropiada de los costos de los clientes de medición neta no puede ser considerado excesivo, por el mero hecho de ser inconveniente.

³⁰⁶ Orden de Reestructuración, p. 84, ¶ 294.

³⁰⁷ *Id.*

d. Obstáculo al desarrollo de proyectos de energía renovable

423. La Comisión atendió el significado de "obstáculo" en nuestra Orden de Reestructuración, en los ¶¶ 295 y 296:

Un "obstáculo" ("*obstacle*") es "algo que impide el progreso o el logro". Debemos entender el término "obstáculo" en contexto. Un obstáculo es un cambio en aquello que es normal -una barrera que impide el progreso normal. Es un cambio en el *status quo* que hace que el progreso sea más difícil que antes. El Cargo de Transición reduce los costos de la deuda histórica. Requerir al cliente que continúe asumiendo esos costos reducidos no es un obstáculo. Nadie usa el término "obstáculo" para referirse a los costos normales de interactuar con la sociedad. Y eso es todo lo que es el Cargo de Transición: un medio para recuperar de todos los clientes aquellos costos legítimamente y equitativamente distribuidos entre todos los clientes.

Si la Comisión estuviese imponiendo a los clientes de medición neta un costo nuevo e injustificado, eso sería un obstáculo. El Cargo de Transición no es un costo nuevo; es un mecanismo para reducir los costos existentes por los que todos los clientes, incluyendo los clientes de medición neta, deberían ser responsables. Un cargo cuyo propósito es reducir los costos no puede lógicamente ser visto como un cargo que incrementa los costos. Y un cargo que es el mismo para todos los clientes no puede lógicamente crear un obstáculo para los clientes de medición neta. Rechazar este razonamiento no reduce los atributos y beneficios que produce la energía renovable. (Citaciones omitidas.)

424. Este razonamiento aplica igualmente aquí. Si bien el Cargo de Transición convirtió costos históricos existentes en costos más bajos, los costos subyacentes en cuestión en aquel procedimiento comparten una característica esencial con los costos en cuestión en este procedimiento: son costos que son responsabilidad de todos los clientes. Y por lo tanto concluimos nuevamente: "Un cargo que es el mismo para todos los clientes no puede lógicamente crear un obstáculo para los clientes de medición neta".

425. ACONER sostuvo que cualquier cargo que aumente la cantidad de tiempo requerida para que una clienta reciba un rendimiento sobre su inversión es un obstáculo.³⁰⁸ Windmar sostuvo que si un cargo reduce el ritmo con el cual la energía renovable se integra a la red de la Autoridad, entonces ese cargo sería un obstáculo al amparo del Artículo 4 de la Ley 114-2007.³⁰⁹

³⁰⁸ Véase Alegato legal de ACONER, p. 8.

³⁰⁹ Véase, de manera general, la Grabación de la Parte 2 del Panel I de la Vista Técnica, 3:26:00.

426. El problema con estos argumentos es que, tomados literalmente, éstos tratarían *cualquier* cargo como un obstáculo porque cualquier cargo podría disminuir la rentabilidad o desacelerar el ritmo de inversión. Aceptar estos argumentos nos requeriría eliminar todos los cargos por medición neta—un resultado inconsistente con la intención legislativa de que evaluemos cada uno de los cuatro criterios de forma separada.³¹⁰

³¹⁰ Como parte de las Directrices enumeradas en la Parte Tres-V.C, la Comisión ordena a la Autoridad a proveer informes mensuales de las solicitudes y las conexiones reales, los cuales la Comisión utilizará para, junto con la participación de las partes interesadas, desarrollar métricas confiables y empíricas para examinar y evaluar el impacto de los cargos propuestos sobre los clientes de medición neta.

PARTE CUATRO:

Procedimientos para establecer requisitos de ingresos y tarifas luego del FY2017

I. Los objetivos: Disciplina en los gastos, mejoría en el desempeño

427. Los procedimientos para establecer requisitos de ingresos y tarifas deben adelantar múltiples objetivos, incluyendo el desempeño eficiente de la utilidad; la recuperación oportuna y predecible de los costos razonables de la utilidad; la transparencia, para permitir la supervisión rigurosa por una comisión reguladora y los representantes de los consumidores; la eliminación del despilfarro y la promoción de la innovación.

428. Si la Autoridad fuera una utilidad propiedad de inversionistas, la Comisión podría inducir su desempeño eficiente al hacer que los accionistas absorban los costos del desempeño pobre. Pero la Autoridad no tiene accionistas privados a los que se pueda penalizar si los costos son excesivos o si el desempeño es menos que óptimo. Una vez la Autoridad incurre en gastos de manera imprudente, los dólares desaparecen y las opciones regulatorias se reducen. Si esos gastos imprudentes no son pagados con dólares recuperados de los abonados, la Autoridad tendría que desviar fondos de otros propósitos necesarios para servir a los abonados. La Autoridad y sus abonados son un sistema cerrado.

429. El reto, por tanto, consiste en diseñar procedimientos para imponer disciplina financiera que, en lugar de impedir la recuperación de costos imprudentes que ya hayan sido incurridos, prevengan, en cambio, que los costos imprudentes sean incurridos. Esta Parte Cuatro examina las opciones y establece las soluciones. La Parte Cuatro-II describe el mecanismo tarifario propuesto por la Autoridad. La Parte Cuatro-III presenta los procedimientos que adoptamos para examinar los presupuestos de la Autoridad y fijar sus tarifas. La Parte Cuatro-IV contiene directrices para la Autoridad.

II. El mecanismo tarifario propuesto por la Autoridad

430. La Autoridad propuso algo denominado un Mecanismo Tarifario por Fórmula (*Formula Rate Mechanism*, o "FRM", por sus siglas en inglés). Según explicó el consultor de la Comisión, Woolf, la diferencia principal entre el FRM y la fijación tradicional de tarifas es la manera en que cada una trata los costos incurridos previamente. Como se explicó en la Parte Dos, un requisito de ingreso se basa en las proyecciones de costos y ventas. Bajo los mecanismos tradicionales de fijación de tarifas, cuando los resultados difieren de las proyecciones, puede ser porque la utilidad cobra de menos (si los costos reales son mayores que las proyecciones o las ventas reales caen por debajo de las proyecciones) o cobra de más (si los costos reales son menores que las proyecciones o las ventas reales son mayores que las proyecciones). Un FRM típico (incluyendo el FRM propuesto por la Autoridad) hace las cosas de manera distinta. Al final del año hay una "reconciliación" (también conocida como "true-up" en inglés). Si los ingresos no son suficientes para cubrir los costos reales, los clientes deben suplir la diferencia. Si los ingresos exceden los costos reales, los clientes

obtienen un reembolso. Si una utilidad tiende a exceder los costos asignados por sus presupuestos, el FRM traslada la carga financiera a sus clientes.

431. La propuesta de la Autoridad, ofrecida a través de su testigo, el Dr. Hemphill, tiene seis elementos principales:

432. **Caso tarifario de tres años:** Una revisión tarifaria general ocurriría cada tres años. Como hemos hecho en el presente caso, la Comisión (a) establecería el requisito de ingreso a base de la información vigente a ese momento, (b) asignaría la responsabilidad por los ingresos a base de un informe vigente de costo de servicio, y (c) diseñaría tarifas de acuerdo a los objetivos de diseño tarifario que la Comisión tenga en ese momento.

433. **Casos tarifarios intermedios:** En los años entre los casos tarifarios de tres años, la Autoridad propone tener procedimientos anuales para actualizar las tarifas para el año siguiente, de manera que reflejen nuevas proyecciones de costos y ventas. En estos casos intermedios, no ocurrirían cambios en la asignación de ingresos ni en el diseño tarifario.

434. **Reconciliación anual:** En cada caso tarifario (ya sea el de tres años o el intermedio), la Comisión reconciliaría los resultados reales del año anterior con sus proyecciones, mediante el reembolso a los abonados por cualquier cobro en exceso y mediante el cargo a los abonados por los cobros inferiores a lo proyectado.

435. **Uso de presupuestos:** La Autoridad propone utilizar pronósticos presupuestarios para fijar sus requisitos de ingresos, tanto en los casos tarifarios de tres años como en los intermedios. Los pronósticos presupuestarios se dividirían por los pronósticos de ventas para determinar las tarifas para el siguiente año. (El Dr. Hemphill no atendió el hecho de que la calendarización del proceso presupuestario de la Autoridad no se sincroniza con la calendarización de sus procedimientos tarifarios propuestos—un problema que resolveremos en la Parte III más adelante.)

436. **Otros aportes a los casos tarifarios:** La información y los hallazgos del procedimiento de PIR más reciente informarían los pronósticos de gastos capitales en cada caso tarifario de tres años y cada caso tarifario intermedio.

437. **Procedimiento adjudicado:** Cada caso tarifario de tres años y caso tarifario intermedio involucraría un procedimiento adjudicado.

El Dr. Hemphill afirma que sus seis pasos permitirían a la Comisión proteger a los consumidores de costos excesivos, porque la Comisión podría "seguir la trayectoria del progreso de la Autoridad en el cumplimiento con las metas fijadas en cada plan de negocios anual".³¹¹ No estamos convencidos de ello. Su propuesta es poco más que una fotocopia de las prácticas de las utilidades propiedad de inversionistas en los EE.UU. continentales, al

³¹¹ Testimonio Adicional Suplementario de Hemphill, p. 2, líneas 26-32.

contexto singularmente difícil de Puerto Rico. Sin las enmiendas sustanciales que introducimos a continuación, su propuesta tiene una mayor probabilidad de imponer a los clientes la carga de los costos imprudentes de la Autoridad en lugar de prevenir que la Autoridad incurra en costos imprudentes.

III. Disciplinar los gastos de la Autoridad: Cuatro procedimientos integrados

438. Consideradas las aportaciones del Dr. Hemphill, el Sr. Woolf y varios interventores, la Comisión adoptará tres procedimientos distintos, cada uno de ellos diseñado para imponer disciplina en los gastos de la Autoridad. Esos procedimientos son: (a) estudios de presupuesto de un año, comenzando con el FY2019, (b) procedimientos de reconciliación para las tarifas de cada año y (c) un procedimiento especial para el FY2018. Luego de describir estos procedimientos, haremos referencia al procedimiento de desempeño que se avecina. En el transcurso del tiempo, estos cuatro esfuerzos harán que el servicio de la Autoridad valga el dinero que pagan los clientes.

A. Los estudios de presupuesto de un año, comenzando con el FY2019

439. Para asegurar que las tarifas de la Autoridad no excedan sus costos razonables, la Comisión revisará los presupuestos y gastos anualmente, mediante el uso de dos procedimientos diferentes.

440. Un procedimiento será el **"caso tarifario de tres años"**. En este procedimiento, la Comisión revisará los esfuerzos de reducción de costos de la Autoridad, la condición física de su sistema y sus presupuestos anteriores y prospectivos para cada departamento principal. Con esa información, la Comisión podrá establecer un nuevo requisito de ingreso, un nuevo costo de servicio, una nueva asignación de ingresos y un nuevo diseño tarifario. A base de esos componentes, la Comisión establecerá tarifas prospectivas que reflejarán todos los esfuerzos viables de reducción de costos y por lo tanto recuperarán, pero no excederán los costos razonables en los que la Autoridad deberá incurrir para servir a sus clientes de manera confiable.

441. El otro procedimiento será una serie de **"estudios de presupuesto de un año"** que ocurrirán en el periodo entre cada caso tarifario de tres años. En estos procedimientos, la Comisión examinará los presupuestos departamentales propuestos por la Autoridad para el siguiente año fiscal, los comparará con los presupuestos del año anterior, y entonces usará esa información para establecer un requisito de ingreso justo y razonable para el año fiscal que comenzaría el siguiente 1 de julio. El propósito de este procedimiento será actualizar el requisito de ingreso del año anterior. Este requisito de ingreso actualizado reflejará (a) todas las reducciones viables de costos que hayan sido implementadas en el año anterior, junto con aquellas reducciones de costos que deban ser implementadas en el año siguiente; y (b) cualquier cambio conocido y medible que esperaríamos que ocurriera durante el siguiente año fiscal. Respecto a la asignación de ingresos y el diseño tarifario, si bien las limitaciones de

tiempo usualmente impedirán la realización de cambios en los estudios de presupuesto de un año, la Comisión adoptará la recomendación del Sr. Woolf de retener sus poderes para realizar tales cambios antes del próximo caso tarifario de tres años.

442. En cada uno de estos dos tipos de procedimientos—el caso tarifario de tres años y el estudio de presupuesto de un año—los cambios en las tarifas serán únicamente prospectivos. Contrario a la propuesta de la Autoridad hecha mediante el Dr. Hemphill, la Autoridad **no tendrá expectativa alguna de gastar libremente más de lo establecido en su requisito de ingreso aprobado, para luego simplemente cobrarles a los abonados por el exceso.** Tampoco repetiremos—nunca jamás—la experiencia de este procedimiento de revisión tarifaria para el FY2017, en el que los consultores de la Autoridad ofrecieron un requisito de ingreso que no tenía conexión visible alguna con los presupuestos reales de los departamentos.³¹² En su lugar, la Comisión revisará los presupuestos por adelantado, los ajustará para eliminar cualquier despilfarro y requerir todas las oportunidades viables de ahorro de costos, y entonces establecerá requisitos de ingresos consistentes con esos presupuestos modificados. Los gastos de la Autoridad deben adherirse a esos presupuestos.

443. Sólo en situaciones extraordinarias, en las que la Autoridad pruebe que no tuvo control de un aumento en costos (dicha prueba incluiría testimonio de aquellos individuos responsables por las áreas que experimentaron el aumento en costos), permitirá la Comisión la recuperación posterior de los costos que no hayan sido pre-aprobados por la Comisión. En aquellas instancias en las que la Autoridad no proporcione prueba o tenía control de los excesos en gastos, la Comisión decidirá el tratamiento apropiado a base de los hechos. Este acercamiento satisface las necesidades de los bonistas y de los clientes al proveer disciplina sobre los presupuestos y gastos de la Autoridad.

444. Por supuesto, este acercamiento de conciliar los requisitos de ingresos con los presupuestos sólo puede funcionar si los presupuestos son razonables, realistas y precisos. Los presupuestos establecen contextos. Éstos previenen decisiones arbitrarias no disciplinadas por la planificación y la fijación de prioridades. La Autoridad, por lo tanto, deberá preparar, con antelación a cada procedimiento (bien sea el de tres años o el de un año), un conjunto de presupuestos departamentales aplicables al próximo año fiscal para el cual se procura obtener un nuevo requisito de ingreso. Este conjunto de presupuestos departamentales, al ser totalizado, deberá ser consistente con el requisito de ingreso propuesto (reconociendo que algunos costos, tales como el combustible, la compra de energía y la CELI, serán reconciliados según se requiere por ley).

B. El procedimiento de reconciliación y su impacto sobre el diseño tarifario

1. El procedimiento

445. Luego de que termine un año fiscal, será necesario realizar algún tipo de reconciliación posterior, pues los eventos reales se apartarán de las proyecciones. El Dr.

³¹² Según lo explicamos a lo largo de la Parte Dos.

Hemphill propuso reconciliar, para el año fiscal inmediatamente anterior, los costos realmente incurridos y los ingresos realmente recibidos en ese año con los costos y las ventas presumidas por la Comisión al establecer el requisito de ingreso para ese año. No obstante, según explicamos recién, la Comisión habrá establecido un tope de gastos a los niveles presupuestados. Por lo tanto, las reconciliaciones anuales se enfocarán principalmente en cómo las ventas reales se habrán apartado de las predicciones, porque esas variaciones habrán provocado que los ingresos reales se hayan apartado de los ingresos proyectados. Tomaremos estas decisiones de reconciliación en el procedimiento de un año o de tres años inmediatamente posterior al año que requiere reconciliación. Denominaremos el procedimiento conducente a la decisión de reconciliación como el "procedimiento de reconciliación".

446. Luego tendremos que poner la reconciliación en vigor. Poner la reconciliación en vigor significa modificar las tarifas de los clientes para corregir cualquier diferencia entre los ingresos que realmente recibió la Autoridad y los ingresos que se le permitió recibir a esta. Pondremos la reconciliación en vigor a partir del 1 de julio del nuevo año fiscal siguiente al año en el que se realizó el cálculo para la reconciliación. De esta forma, cuando el FY2017 termine el 30 de junio de 2017, los cálculos necesarios para reconciliar los eventos del FY2017 se realizarán en algún momento durante el FY2018, digamos por ejemplo que para marzo de 2018. Esos cálculos de reconciliación luego entrarán en vigor comenzando en julio de 2018, es decir, al inicio del FY2019.

447. Reiteramos: La Autoridad debe tener presupuestos y debe vivir con esos presupuestos. Cualquier expectativa que tenga la Autoridad de poder libremente gastar por encima del requisito de ingreso en un año, para luego cobrarles a los abonados por la diferencia en un año posterior, queda enfáticamente rechazada. El objetivo de todos estos procedimientos es causar que la Autoridad haga presupuestos realistas, y que luego viva dentro de esos presupuestos. Sin esta disciplina, los gastos en exceso de sus presupuestos de la Autoridad se convertirían en las cargas presupuestarias de sus clientes.

448. Para que se logre nuestro propósito, el procedimiento de fijación de tarifas y el procedimiento presupuestario deben estar sincronizados. Al presente no lo están. Los testigos de la Autoridad testificaron que el proceso presupuestario actual busca obtener la aprobación de la Junta para el mes de junio anterior a un nuevo año fiscal. Los presupuestos emergen de los departamentos y son aprobados por el Director Ejecutivo entre marzo y abril del año fiscal anterior al cual el presupuesto entrará en vigor. Fijar requisitos de ingresos en el mes de octubre precedente, como propuso el Dr. Hemphill, es fijar requisitos de ingresos sin un presupuesto. Fijar requisitos de ingresos en el mes de octubre sucesivo sería fijarlos después de que el presupuesto ya ha sido aprobado y puesto en vigor—demasiado tarde para evitar costos imprudentes. Al no sincronizar los presupuestos y los requisitos de ingresos, la propuesta del Dr. Hemphill falla en su propósito putativo: facilitar el poder de la Comisión para disciplinar los gastos de la Autoridad.

449. El proceso presupuestario de la Autoridad debe ocurrir más temprano, o el procedimiento de requisito de ingreso de la Comisión debe ocurrir más tarde. De cualquier manera, **cada procedimiento debe comenzar con un presupuesto.** En lugar de determinar

las fechas específicas en esta Orden, celebraremos durante las próximas semanas una conferencia técnica para desarrollar con la Autoridad un procedimiento que logre la sincronización necesaria. Esa conferencia técnica podrá ser utilizada para determinar todas las fechas e itinerarios sobre presupuestos y reconciliación, incluyendo la reconciliación especial para el FY2017 y los presupuestos para el FY2018 (según se discute en la próxima subsección).

450. Para evitar cualquier malentendido: La Comisión está comprometida con crear un procedimiento de fijación de tarifas que provea a la Autoridad los ingresos que necesita para operar eficientemente y pagar a sus bonistas a tiempo. Pero la Comisión está igualmente comprometida con arreglar una situación en la que los presupuestos están desconectados de los requisitos de ingresos. El apoyo de la Autoridad al testimonio del Dr. Hemphill no ayudó a resolver el problema. Esta Orden sí lo hace.³¹³

2. El impacto sobre el diseño tarifario

451. El Dr. Hemphill recomienda que cualquier reconciliación sea implementada de manera universal a través de un porcentaje igual de ajuste en las tarifas. Así, cada reducción de 1% en el requisito de ingreso provocaría una reducción de 1% en todos los cargos de tarifa base (volumétricos y no-volumétricos).³¹⁴ El Sr. Woolf no estuvo de acuerdo. Él recomendó que los cargos a los clientes y los cargos por demanda permanecieran inalterados; las reconciliaciones deben ser aplicadas únicamente a los cargos volumétricos por energía.

452. Estamos de acuerdo con el Sr. Woolf. Según explicó su informe, los cargos a los clientes, cuando se diseñan apropiadamente, incluyen solamente costos que varían de acuerdo al número de clientes. Dichos costos típicamente incluyen la medición, la facturación y las líneas de servicio. Estos costos no cambian con los factores que usualmente afectan las reconciliaciones; específicamente, cambios en los requisitos de ingresos o en las ventas. El mismo razonamiento aplica a los cargos por demanda, los cuales el Sr. Woolf explicó que reflejan los costos de capacidad de servir a clientes durante periodos pico. Al igual que los

³¹³ Entre los ejemplos de *FRM* del Dr. Hemphill se encontraban algunos utilizados en Illinois y en la Comisión Federal de Regulación Energética (*Federal Energy Regulatory Commission*). Estos ejemplos no son útiles para la Comisión. El estatuto de Illinois aplica a empresas privadas de servicio público (que no es el caso de la Autoridad) e incluye una penalidad contra sus ganancias (lo que la Autoridad no tiene). Véase la Sección 16-108.5(f-5) del estatuto de Illinois. El método de la FERC, como el de Illinois, aplica a empresas privadas de servicio público, no a empresas de propiedad pública. En al menos una situación se le ha criticado por limitar las oportunidades de los clientes para cuestionar la prudencia de los costos. Véase *Midwest Independent Transmission System Operator, et al., "Order on the Investigation of Formula Rate Protocols,"* Caso Núm. EL12-35-000, 143 FERC ¶ 61,149 (16 de mayo de 2013).

³¹⁴ Testimonio directo suplementario de Hemphill, p. 6, líneas 109-112.

costos específicos a los clientes, estos costos de capacidad no cambian típicamente como resultado de cambios en los requisitos de ingresos o en las ventas.

453. Aplicar la reconciliación a los cargos fijos y a los cargos por demanda, en ausencia de información que demuestre un cambio en aquellos costos asociados al cambio en los requisitos de ingresos, cambiaría el diseño tarifario existente en lugar de preservarlo. Si bien dejamos abierta la oportunidad para que la Autoridad argumente lo contrario, el razonamiento anterior sustenta una presunción controvertible contra tal argumento. Sólo en raras situaciones esperaríamos que la presunción sea derrotada.

C. La solución excepcional para el FY2018

454. Si presumimos, hipotéticamente, que nuestros nuevos procedimientos comiencen a principios del otoño de 2017, entonces éstos resolverían el problema para el año fiscal que comienza el 1 de julio de 2018, es decir, el FY2019. Todavía necesitamos atender el FY2018, que comienza el 1 de julio de 2017. Por varias razones, el FY2018 requiere un tratamiento excepcional. A partir de hoy, 11 de enero de 2017, no sabemos lo suficiente sobre los costos del FY2018 para determinar el requisito de ingreso para el FY2018, pues nuestra vista evidenciaria se enfocó en el FY2017.³¹⁵ En particular, aún no contamos con una resolución de las negociaciones con los bonistas—que afectarán los costos de manejo de la deuda y el cociente de cobertura del manejo de la deuda. Tampoco hemos tomado una decisión final sobre el AOGP. Esos dos asuntos por sí solos podrían representar cientos de millones de dólares. Además, como ya indicamos, una decisión de "estudio de presupuesto de un año" en octubre de 2017 se enfocaría en el FY2019, no en el FY2018. De hecho, en octubre de 2017, el FY2018 ya habrá cumplido tres meses de nacido.

455. La solución lógica—consistente con el principio expresado previamente de que la Autoridad debe vivir con sus presupuestos en lugar de esperar aumentos posteriores al hecho—es que cualquier enmienda al requisito de ingreso aprobado para el FY2017 que sea necesaria para reflejar los eventos del FY2018 sea atendida en octubre de 2017. En ese punto, todavía le restarán nueve meses al FY2018. La Autoridad habrá producido para entonces un presupuesto para el FY2018. En el procedimiento de octubre de 2017, por lo tanto, la Comisión revisará ese presupuesto, requerirá ajustes que reflejen todos los ahorros en costos anteriores y prospectivos, y establecerá un requisito de ingreso ajustado (así como los consiguientes topes de gastos) para el resto del FY2018. Cualquier solicitud de la Autoridad más allá de aquellas que hayan sido aprobadas en el procedimiento octubre de 2017 deberán estar acompañadas de claras indicaciones de ahorros que haya producido la Autoridad mediante sus esfuerzos internos de reestructuración.

³¹⁵ De hecho, el ¶ 74 de la Petición que da inicio al presente procedimiento describe al panel de requisitos de ingresos de la Autoridad (Pampush-Stathos-Porter) como uno que presenta testimonio que "atiende costos y ajustes del Año Fiscal 2014 (año de prueba) para cambios conocidos y medibles hasta el FY2017" [traducción suplida].

456. Enfatizamos que este procedimiento de octubre de 2017 para establecer un requisito de ingreso para lo que reste del FY2018 es un procedimiento que sólo ocurrirá una vez, necesario para facilitar la transición hacia el futuro de estudios de presupuesto de un año y procedimientos tarifarios de tres años.

457. Además, este procedimiento único de octubre de 2017 no se combinará con un procedimiento para determinar el requisito de ingreso para el FY2019. Como hemos enfatizado arriba, no daremos comienzo a un procedimiento sobre el requisito de ingreso para el FY2019 hasta que tengamos presupuestos departamentales de la Autoridad para el FY2019. Celebraremos una conferencia técnica próximamente para determinar un itinerario viable para ese procedimiento del FY2019, incluyendo las fechas para radicación, intervenciones y vistas evidenciarias.

D. El procedimiento de desempeño que se avecina

458. El 15 de noviembre de 2016, la Comisión emitió un Aviso de Investigación para identificar las necesidades y oportunidades para mejorar el desempeño de la Autoridad.³¹⁶ La investigación incluirá dos vías.

459. Una de las vías incluirá una o más auditorías independientes del desempeño de la Autoridad. Otra de las vías incluirá un procedimiento de reglamentación bajo el cual la Comisión preparará una propuesta de reglamento que guiará a la Comisión en su supervisión futura del desempeño de la Autoridad. Las áreas que se cubrirían pueden incluir la organización interna de la Autoridad, la remuneración de los ejecutivos y empleados, la creación de presupuestos y los gastos, la contratación externa de servicios en los que la Autoridad rutinariamente se desempeña pobremente, la gobernanza de la junta, la planificación de recursos, las operaciones, la adquisición de recursos, la visibilidad y la transparencia, y el uso de expertos externos.

460. La Comisión evaluará estas opciones, todas descritas en el Informe Smith-Dady en su Parte VI: informes mensuales de supervisión, auditoría del desempeño de los principales proyectos capitales y la designación de un auditor de gerencia independiente para los principales proyectos capitales.

461. Una herramienta clave para la mejoría del desempeño en la exposición. En las directrices a continuación incluyendo requerir a la Autoridad presentar informes de sobrecostos. La Comisión colocará dichos informes en su portal de internet y requerirá que la Autoridad así lo haga. La Comisión también remitirá el informe a entidades que tengan un interés en las operaciones y costos de la Autoridad, incluyendo la Junta de la Autoridad, la Legislatura, el Gobernador, la Junta de Supervisión de la Ley PROMESA y, por supuesto, a los

³¹⁶ Comisión de Energía de Puerto Rico, *Aviso de Investigación para Investigar Oportunidades para Mejorar el Desempeño de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico*, Caso Núm. CEPR-IN-2016-0002, 15 de noviembre de 2016.

bonistas de la Autoridad. Estos informes servirán tres propósitos. Primero, inducirán a los ejecutivos de la Autoridad, a los gerenciales y a los empleados a prevenir costos irrazonables. Segundo, proporcionarán a la Autoridad, a la Comisión y otros información, conocimiento y recomendaciones. Tercero, permitirán a los funcionarios públicos y a los inversionistas tomar decisiones informadas sobre la Autoridad y su futuro.

IV. Directrices

- A. *La Autoridad mejorará sus prácticas de contabilidad, documentación y auditoría de manera tal que la gerencia de la Autoridad y la Comisión tengan información significativa, oportuna y confiable sobre los costos.***
- B. *La Autoridad presentará un informe anual comparando los pronósticos históricos de presupuestos con los gastos reales, junto con las lecciones aprendidas para fines de la creación futura de pronósticos.***
- C. *La Autoridad utilizará el PIR más reciente aprobado por la Comisión como la base para el pronóstico de presupuesto.***
- D. *Para cualquier nuevo proyecto capital significativo (lo cual será definido por la Comisión) que se incluya en un pronóstico de presupuesto, la Autoridad proveerá un estimado basado en un tercero independiente.***
- E. *Para cada sobre costo que la Comisión considere irrazonable, la Autoridad proveerá un análisis que contendrá al menos los siguientes elementos:***
 - 1. *Un resumen del proceso utilizado por la Autoridad para pronosticar los presupuestos que fueron excedidos.***
 - 2. *Un resumen de las acciones que la Autoridad tomó para contener los gastos dentro de los presupuestos pronosticados.***
 - 3. *Una descripción de las acciones que la Autoridad tomará para evitar sobre costos de presupuesto en el futuro.***
 - 4. *Una descripción de los departamentos dentro de la Autoridad que son responsables por los pronósticos de presupuesto y los gastos operacionales y de capital.***
 - 5. *Los nombres y las posiciones de los ejecutivos y jefes de departamento de la Autoridad que son responsables por los pronósticos de presupuesto y los gastos operacionales y de capital.***

PARTE CINCO: La estructura corporativa de la Autoridad

I. Descripción de PREPA Holdings, LLC

462. La ley habilitadora de la Autoridad faculta a ésta a crear corporaciones subsidiarias directamente relacionadas con la "maximización de la infraestructura eléctrica de la Autoridad." Específicamente, la Autoridad podrá:

[c]rear, ya sea en el Estado Libre Asociado de Puerto Rico o en cualquier otra jurisdicción, o contratar con, compañías, sociedades, o corporaciones subsidiarias, con fines pecuniarios o no pecuniarios, afiliadas o asociadas, para fines, entre otros, de desarrollar, financiar, construir y operar proyectos industriales y otras infraestructuras directamente relacionadas con la maximización de la infraestructura eléctrica de la Autoridad (para tener un sistema eléctrico estable, de la más alta tecnología, sostenible, confiable y altamente eficiente), y adquirir, tener y disponer de valores y participaciones, contratos, bonos u otros intereses en otras compañías, entidades o corporaciones, y ejercer todos y cada uno de los poderes y derechos que tal interés le conceda, siempre que, a juicio de la Junta, dicha gestión sea necesaria, apropiada o conveniente para alcanzar los propósitos de la Autoridad o para ejercer sus poderes, y vender, arrendar, ceder o de otra forma traspasar cualquier propiedad de la Autoridad o delegar o transferir cualesquiera de sus derechos, poderes, funciones o deberes, a cualesquiera de dichas compañías, entidades o corporaciones que estén sujetas a su dominio total o parcial, excepto el derecho a instar procedimientos de expropiación. Lo anterior se efectuará sin menoscabar las funciones que en la actualidad tienen otras corporaciones públicas y/o agencias gubernamentales del Estado Libre Asociado de Puerto Rico.³¹⁷

463. Al amparo de este poder, la Autoridad creó a PREPA Holdings en 2009 como una subsidiaria de entera propiedad (*wholly-owned subsidiary*). PREPA Holdings es una compañía de responsabilidad limitada que a su vez es dueña de otras tres subsidiarias. La Autoridad ha descrito estas entidades como sigue:

1. PREPA Networks, LLC invierte, desarrolla, financia, construye y opera fibra óptica de nueva generación para la Autoridad dentro y fuera de Puerto Rico. La Compañía provee servicios de telecomunicaciones al por mayor y mercadea la capacidad excedente de comunicaciones del sistema de fibra óptica de la Autoridad.

³¹⁷ 22 L.P.R.A. sec. 196 (v).

2. Consolidated Telecom of Puerto Rico, LLC invierte, desarrolla, financia, construye y opera fibra óptica de nueva generación para la Autoridad. Esta compañía también provee servicios de telecomunicaciones a empresas (al detal).
3. InterAmerican Energy Sources, LLC invierte, desarrolla, financia, construye y opera proyectos de energía renovable y no-renovable y otros servicios públicos de electricidad e infraestructura, tales como, pero sin limitarse a, la generación, compra, venta y distribución de solar-térmica fotovoltaica, eólica, energía a base de desperdicios sólidos (*waste-to-energy*), petróleo, gas y destilados del petróleo dentro y fuera del Estado Libre Asociado de Puerto Rico en conexión con la operación de la Autoridad.

464. PREPA Holdings no tiene operaciones propias. Es la dueña única de PREPA Networks e InterAmerican Energy Sources. Consolidated Telecom of Puerto Rico es una subsidiaria de PREPA Networks. PREPA Networks tiene un interés de participación (propiedad) del 51% en Consolidated Telecom; PREPA Holdings tiene el restante 49% de interés de participación.³¹⁸ PREPA Networks tiene 50 empleados; su subsidiaria, Consolidated Telecom, tiene 8 empleados. InterAmerican Energy Sources no tiene empleados y actualmente no está en operaciones.³¹⁹ Las tres subsidiarias de PREPA Holdings mantienen sus sedes fuera de la Autoridad (es decir, en edificios que no pertenecen a, ni están ocupados por, la Autoridad).

465. En relación con la Autoridad, PREPA Holdings es muy pequeña. Sus activos consolidados suman aproximadamente \$53 millones, tan sólo un 0.5% del valor total en activos de su empresa matriz. Las tres subsidiarias en 2014 tenían una posición neta positiva de alrededor de \$20 millones.³²⁰

II. Beneficios y riesgos de la presente estructura corporativa

466. Cuando una empresa de servicio público con carácter monopolístico tiene afiliadas, esto levanta preocupaciones en las siguientes categorías: los efectos sobre las finanzas de la empresa, los efectos sobre los clientes de la empresa y los efectos sobre los competidores de la empresa.

³¹⁸ SGH-02-08 (g)(iii), p. 56. Cuarto Requerimiento de Información de la Comisión (15 de julio de 2016).

³¹⁹ SGH-01-38 (f), p. 42. Segundo Requerimiento de Información de la Comisión (23 de junio de 2016).

³²⁰ PREPA's 2014 Annual Report, p. 36 (Ex. I-2 de la Autoridad-2).

A. Finanzas

467. De acuerdo al Consultor de la Comisión Hill, una estructura de compañía de responsabilidad limitada implica que las deudas asumidas por la subsidiaria son deudas sin recurso a las empresas matrices (PREPA Holdings y, en última instancia, la Autoridad). Bajo esa estructura, la deuda emitida por cada una de las subsidiarias de PREPA Holdings debe estar garantizada por los activos y fuentes de ingresos de esa subsidiaria, y no por los activos o fuentes de ingresos de la matriz.

468. Dado el tamaño relativamente pequeño de las subsidiarias con respecto a la Autoridad, sus efectos (positivos o negativos) sobre la condición financiera de la Autoridad serán infinitesimales—siempre y cuando las subsidiarias se mantengan en su tamaño actual. Sin embargo, si alguna de esas compañías lleva a cabo una expansión sustancial o un proyecto mayor de construcción y requiere una infusión significativa de capital, el riesgo de daño financiero a la Autoridad aumenta. El Sr. Hill indicó que era razonable presumir que, en caso de cualquier emisión significativa de deuda por una subsidiaria de PREPA Holdings y de un subsiguiente fracaso en el negocio de esa subsidiaria, los acreedores recurrirían a la Autoridad independientemente de su posición "sin recurso" (*non-recourse*).

469. Por la parte de los beneficios, el Sr. Ramos, Principal Oficial Financiero ("CFO", por sus siglas en inglés) de la Autoridad, indicó que cuando la Autoridad otorga contratos con sus subsidiarias, la Autoridad se beneficia de la experiencia de sus subsidiarias con ésta. Agregó que, dado que esos vendedores son de la entera propiedad de la Autoridad, sus ingresos permanecen dentro de la familia de la Autoridad.³²¹

B. Clientes y competidores

470. Cuando una empresa monopolista se afilia con una empresa competitiva existe el riesgo de los subsidios cruzados (*cross-subsidies*). En el contexto de una transacción entre afiliadas, ocurre un subsidio cruzado cuando el precio que paga la afiliada por el servicio de la empresa de servicio público está por debajo de su precio en el mercado, o el precio que paga la empresa de servicio público por el servicio de la afiliada es mayor que el costo propio para la empresa o que el precio en el mercado. Los subsidios cruzados también pueden surgir de las transferencias de recursos, tal como ocurre cuando activos, personal o tecnología son desarrollados por la utilidad (o su afiliada) y transferidos a la afiliada (o a la utilidad) por menos (o más) que el valor en el mercado (o costo, cualquiera que sea la métrica relevante). Además, en el proceso de fijación de tarifas de la utilidad, los gastos generales (*overhead*) de la afiliada se "sobre-asignan" (*over-allocate*) a la utilidad o los gastos generales de la utilidad se "infra-asignan" (*under-allocate*) a la afiliada, los abonados subsidian a las afiliadas

³²¹ Respuesta al SGH-03-02, p. 16. Octavo Requerimiento de Información de la Comisión (19 de agosto de 2016).

competitivas—en perjuicio propio y en perjuicio de los competidores no afiliados de la utilidad.

471. El Sr. Hill identificó varios ejemplos. Afirmó que los precios que PREPA Networks pagaba por capacidad en los cables de fibra óptica de la Autoridad pudieran ser menores que los precios en el mercado, por lo menos en las áreas urbanas, lo que pondría en desventaja a los clientes de la Autoridad, así como a los competidores no afiliados de PREPA Networks. También indicó que la Autoridad pagó a PREPA Networks aproximadamente \$500,000 por 60 radios móviles (julio de 2015), sin evidencia de licitación competitiva.

472. Los testigos de la Autoridad sostuvieron que la fijación de precios en las transacciones entre afiliadas era evaluada de forma comparativa (*benchmarked*) contra precios competitivos. Sin embargo, esos precios pudieron haber sido distintos si se hubiese dado una competencia transparente y equitativa para proveer los servicios en cuestión.

473. El Sr. Ramos argumentó que hacer negocios con PREPA Networks beneficia a la Autoridad porque su afiliada está familiarizada con las necesidades de la Autoridad. No obstante, ese argumento ignora el hecho de que otras compañías, de tener la oportunidad, pudieran desarrollar la misma familiaridad. Es especialmente preocupante que, según conocimos en la vista técnica, la Autoridad no tiene un "código de conducta"—normas para las interacciones entre las afiliadas que impidan el daño a los consumidores y la concesión injusta de ventaja competitiva. Tales códigos son práctica común en otras jurisdicciones.

474. La Comisión también obtuvo conocimiento de que InterAmerican pretende desarrollar y financiar fuentes de energía eléctrica relacionadas con métodos solares y otros métodos verdes de generación de energía. Su afiliación con la Autoridad, la principal proveedora de energía en Puerto Rico, le daría el reconocimiento del nombre que goza la Autoridad—una ventaja competitiva que no es atribuible a los méritos de InterAmerican. Puerto Rico necesita enfocarse en atraer competidores de energía renovable. Permitir la entrada de una afiliada de una utilidad monopólica no contribuye a ese fin.

C. El cable de transmisión submarina

475. InterAmerican Energy presentó otra complicación. En 2015 ésta planificaba desarrollar y ser la propietaria de un cable de transmisión submarina para interconectar los sistemas de energía eléctrica de las islas de Puerto Rico y St. Thomas, Islas Vírgenes de E.E. U.U.³²² En su radicación ante la FERC, InterAmerican indicó que ésta o la Autoridad proveerían servicio de transmisión a través de esa línea y que, inicialmente, la potencia fluiría de Puerto Rico a St. Thomas desde una interconexión en la Subestación de la Autoridad en Fajardo.

³²² Los hechos básicos se encuentran en la presentación de 2015 de InterAmerican ante la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) en el Caso Núm. EL15-24-000. Véase *FERC Order Granting Petition for Declaratory Order* (15 de febrero de 2015).

476. Resulta extraño que, en medio de su crisis financiera, la Autoridad considerase invertir en un proyecto costoso y arriesgado, uno que requeriría de cientos de millones de dólares en capital que la propia Autoridad no puede obtener. La iniciativa presenta todos los problemas típicos: el riesgo de que inversionistas enojados recurran a la Autoridad si el proyecto fracasa, el riesgo de que se les cobre a los clientes de la Autoridad por los costos del proyecto a la vez que no se les recompensa por los beneficios que provee la Autoridad y el riesgo de que la relación preferencial entre la Autoridad e InterAmerican disuada a otros de competir por esta oportunidad. Sin embargo, según dejaron claro los testigos de la Autoridad en la vista técnica, este proyecto no tiene futuro. Aun así, la Autoridad necesita enfocarse en sus clientes y dejar tales iniciativas a entidades que puedan estar en una mejor posición de ejecutar este tipo de proyectos.

III. Preguntas abiertas

477. El Sr. Ramos ha afirmado que cada subsidiaria opera independientemente de las demás y de la Autoridad. Esta afirmación no es consistente con los hechos. Cada subsidiaria tiene relaciones de negocios con la Autoridad que no pueden ser descritas como relaciones entre partes iguales e independientes (*at arm's length*) puesto que no son el resultado de la licitación competitiva, no están sujetas a un código de conducta ni a ningún tipo de revisión regulatoria. Las entidades de telecomunicaciones arriendan capacidad de fibra de la Autoridad, la Autoridad usa sus servicios y la Autoridad les provee servicios de construcción. El Director Ejecutivo de la Autoridad es miembro de la Junta de algunas de las subsidiarias. No puede ser indiferente a su desempeño. De hecho, PREPA Holdings está consolidada con la Autoridad para propósitos de rendir informes financieros. A base de estos hechos, la afirmación de "independencia" no es creíble.

478. Lo que está ausente es la transparencia: la habilidad de la Comisión de mirar los detalles de las operaciones y flujos de efectivo de las subsidiarias, incluyendo cómo esas operaciones y flujos de efectivo impactan a la Autoridad, sus clientes y competidores. El Sr. Hill explicó que sus "intentos repetidos [...] de obtener información financiera básica anual sobre las subsidiarias de PREPA Holdings (declaraciones de ingresos, hojas de balance, declaraciones de flujo de efectivo) [...] fueron infructuosos".³²³ La Autoridad sí proveyó datos financieros consolidados para un año y algunos datos sobre los cargos realizados a la Autoridad por las compañías de PREPA Holdings, pero nunca proveyó datos anuales históricos para cada una de las subsidiarias de PREPA Holdings según solicitado.³²⁴

³²³ Informe Hill, p. 47. Traducción suplida.

³²⁴ CEPR-SGH-01-038, p. 42. Segundo Requerimiento de Información de la Comisión (23 de junio de 2016), CEPR-SGH-02-08, p. 56. Cuarto Requerimiento de Información de la Comisión (15 de julio de 2016) y CEPR-SGH-03-01 al 06. Octavo Requerimiento de Información de la Comisión (19 de agosto de 2016).

479. El Sr. Ramos afirmó que la Autoridad no tiene control alguno sobre las declaraciones de ingresos, declaraciones de flujo de efectivo ni hojas de balance de ninguna de las subsidiarias de PREPA Holdings.³²⁵ Esta afirmación no es creíble. La Autoridad es la accionista única de la compañía que es dueña de estas compañías. La Autoridad tiene el control. Tiene el poder de dirigir a sus subsidiarias a tomar las acciones que la Autoridad desee—o que no.

480. El Sr. Ramos reconoció que "es difícil cuantificar el valor añadido que recibe la Autoridad de sus subsidiarias [...]".³²⁶ Dado ese hecho, nos preguntamos por qué resulta necesario someter a la Autoridad, a sus clientes y a sus competidores a los riesgos descritos anteriormente. Esta revisión tarifaria, con su enfoque en el requisito de ingreso de \$3,500 millones, no es el lugar ideal para evaluar completamente los costos y beneficios de PREPA Holdings. La investigación sobre desempeño que se avecina sí lo es. En ella, la Comisión evaluará los beneficios y perjuicios para Puerto Rico de tener a su sufrida empresa pública de servicio eléctrico involucrada en negocios que tienen poco que ver con las obligaciones de servicio de la Autoridad. Hasta que realicemos dicho análisis, la Autoridad y sus afiliadas deberán cumplir con las directrices descritas a continuación.

IV. Directrices

- A. ***La Autoridad proveerá anualmente, de manera consistente con un itinerario que será determinado por la Comisión, (a) acceso a todos los expedientes operacionales y financieros de cada una de las subsidiarias de PREPA Holdings; y (b) una lista y descripción de todas las transacciones entre afiliadas en las cuales la Autoridad sea parte.***
- B. ***La Autoridad no creará nuevas afiliadas directas o indirectas, ni inyectará más recursos propios, ni prestará más dinero, a ninguna afiliada directa o indirecta, sin haber informado a la Comisión al menos 30 días antes de la fecha en que tal acción vaya a tomarse. Dicha solicitud de autorización incluirá un plan de negocios y análisis financieros y económicos que demuestren cómo el nuevo negocio traerá beneficios a Puerto Rico sin provocar daño a los consumidores o a la competencia.***
- C. ***La Autoridad propondrá a la Comisión un código de conducta que asegure, en la medida de lo posible, que las relaciones afiliadas no provocan un***

³²⁵ Respuesta al SGH-03-01, p. 3. Octavo Requerimiento de Información de la Comisión (19 de agosto de 2016).

³²⁶ Respuesta de la Autoridad al CEPR-SGH-03-02, p. 16. Octavo Requerimiento de Información de la Comisión (19 de agosto de 2016). Traducción suplida.

mayor costo para los clientes de la Autoridad y que no provocan una desventaja injusta para los competidores de la Autoridad. Dicho código de conducta deberá reflejar "lo más avanzado" ("state of the art") en términos de proteger a los clientes y a los competidores de dicho daño.

- D. Bajo ninguna circunstancia la Autoridad (a) garantizará la deuda de ninguna de sus subsidiarias, (b) permitirá que alguno de sus activos o ingresos se conviertan en garantía para ninguna deuda incurrida por las subsidiarias ni (c) de forma alguna se haga financieramente responsable por ninguno de los compromisos asumidos por las subsidiarias.***
- E. Hasta nuevo aviso, la Autoridad no proveerá recursos ni asistencia a, ni recibirá recursos ni asistencia de, afiliada alguna cuyas actividades de negocios incluyan competir para proveer instalaciones de energía renovable. La Autoridad divulgará todos aquellos recursos o asistencia que hayan sido provistos hasta la fecha.***

Determinaciones de Hechos³²⁷

Parte Dos – El Requisito de ingreso para el FY2017

1. Los datos del FY2014 como año de prueba estaban "obsoletos" y "no eran representativos" de los costos que compondrían un requisito de ingreso para el FY2017.
2. Los problemas con los datos eran inevitables dada la laguna de varios años entre los resultados auditados del FY2014 y el año tarifario FY2017.
3. Los consultores de la Autoridad usaron como año de prueba el FY2014, porque eran los 12 meses más recientes para los cuales había información auditada disponible.
4. La condición financiera de la Autoridad no es estable.
5. Debido a la débil situación financiera de la Autoridad, los prestamistas no están dispuestos a realizar préstamos a largo plazo.
6. La única fuente de fondos de la Autoridad, para gastos capitales a largo plazo, son los clientes actuales.
7. En cada una de las principales áreas de los presupuestos de la Autoridad éstos bajaron entre el FY2010 y 2016, y de manera especialmente abrupta entre el FY2014 y el FY2015.
8. Los gastos no-laborales en todas las áreas, salvo A&G, han decaído en un 28% desde el FY2010.
9. A partir del FY2014, la Autoridad ha gastado menos de lo previsto en sus presupuestos, los cuales ya estaban reducidos.
10. El gasto operacional de la Autoridad se ha basado, no en las necesidades reales, sino en topes generales a raíz de las preocupaciones políticas sobre alzas en las tarifas.
11. Los efectos de la reducción en la fuerza laboral de T&D han sido significativos en el mantenimiento del sistema de transmisión y distribución. Estos efectos han sido exacerbados por una escasez de fondos necesarios para ejecutar un programa de mantenimiento preventivo bien planificado.

³²⁷ Las Determinaciones de Hechos listadas en esta sección tienen el propósito de resumir muchos de los hallazgos realizados por la Comisión para sustentar sus determinaciones en esta Resolución Final y Orden. No pretende ser una lista completa o taxativa de todos los hallazgos realizados en esta Resolución Final y Orden.

12. La reducción en la fuerza laboral ha provocado la reasignación de múltiples brigadas de construcción para enfocarse en el mantenimiento reactivo en lugar del mantenimiento preventivo y la nueva construcción, lo que ha ocasionado una caída constante en el mantenimiento y desempeño del sistema de transmisión y distribución en varios indicadores clave de desempeño, incluyendo el CAIDI, desde el 2014.
13. Los gastos de la Autoridad en las operaciones Administrativas y Generales han aumentado.
14. Los gastos de la Autoridad para el año pasado en gastos misceláneos relacionados con A&G fueron mayores que la totalidad de su presupuesto propuesto para gastos en generación en el FY2017.
15. En lugar de atribuir dólares de acuerdo a las actividades y costos de cada área, los consultores de la Autoridad simplemente atribuyeron a cada área el porcentaje del total propuesto para el FY2017 que correspondía con su fracción del total para el FY2014.
16. Los consultores de la Autoridad reconocieron que su método puede no guardar relación alguna con el verdadero proceso presupuestario de la Autoridad.
17. La Autoridad tiene, de hecho, un presupuesto ascendente, por directorado, de gastos operacionales para el FY2017, independiente de su atribución por área de gastos operacionales en el requisito de ingreso. La Autoridad no divulgó este presupuesto a la Comisión ni a sus consultores antes de la Vista Técnica.
18. Las atribuciones de gastos por área propuestas por la Autoridad están desconectadas del verdadero presupuesto operacional de la Autoridad.
19. La Autoridad rutinariamente redistribuye fondos durante el año, dependiendo de las circunstancias cambiantes.
20. Las iniciativas de mejoramiento del desempeño de la Autoridad aún son en muchos casos de naturaleza experimental.
21. La Autoridad enfrenta dificultades en manejar su fuerza laboral.
22. La Autoridad es una burocracia ineficiente con un alto nivel de ausentismo, tiene un perfil de seguridad inaceptable, tiene un excedente de personal administrativo que no añade valor adicional, especialmente en el directorado ejecutivo, y tiene un equipo ejecutivo excesivamente grande.
23. La Autoridad tiene una escasez de pericia técnica.

24. La Autoridad ha incurrido en cientos de miles de dólares en multas por incumplimiento ambiental.
25. La Autoridad paga por la energía que produce AES y la capacidad fiable (*dependable capacity*) que ésta provee. La Autoridad también remunera a AES por sus costos relacionados con el reinicio de sus unidades luego de cualquier interrupción solicitada por la Autoridad.
26. El pago de energía de la Autoridad a AES tiene dos componentes: un cargo trasladable (*pass-through*) por combustible y un cargo por los costos variables de operación y mantenimiento. El precio de energía por kWh se fija cada año, sujeto a una garantía de la Autoridad de que la unidad será despachada a un factor de capacidad de al menos un 50%. El precio de capacidad refleja los costos de capital de AES y sus costos fijos de operación y mantenimiento.
27. El contrato de la Autoridad con EcoEléctrica incluye un pago por capacidad y un cargo base por energía. La Autoridad paga cargos por el reinicio de las unidades si la Autoridad solicitó la interrupción que lo precedió. El contrato de EcoEléctrica también requiere un "pago de energía excedente" por la energía requerida por encima de un factor de capacidad de 76%. Estos factores hacen difícil para la Autoridad el predecir sus pagos a EcoEléctrica.
28. En años recientes, la Autoridad ha basado su presupuesto de capital a base de un arreglo entre las necesidades reales del sistema y un deseo de evadir cualquier aumento en las tarifas.
29. No ha habido un aumento en las tarifas base desde 1989.
30. La Autoridad necesita mejorar su proceso presupuestario.
31. La información provista por la Autoridad como parte de sus respuestas a los requerimientos de información fue en muchas ocasiones insuficiente.
32. La Autoridad no pudo proveer documentación suficiente para explicar un proyecto, justificar su gasto, cómo se generó la estimación, ni tan siquiera el valor del proyecto para los clientes.
33. Las unidades más grandes de la Autoridad no son confiables.
34. Los gastos anticipados por la Autoridad en las Unidades de Vapor de Aguirre, cuyo promedio es de \$16/kW entre el 2017 y el 2019, se alinean con los dólares de capital de "tasa proyectada" (*"run-rate"*) presupuestados para las unidades de vapor de carbón en otras utilidades.
35. La Autoridad no proporcionó historiales de interrupciones forzadas o estimaciones para las unidades de Ciclo Combinado de Aguirre.

36. El contrato de Alstom debe tratarse como un gasto de operación y mantenimiento (O&M) y no como un costo capital.
37. Las metas de la Autoridad al procurar tecnologías de red inteligente son similares a las de otras utilidades instalando redes inteligentes.
38. Respecto al uso de PREPA Networks, la Autoridad debió haber utilizado el proceso de licitación competitiva para seleccionar al mejor proveedor.
39. El arreglo del Distrito de Riego es ineficiente e ilógico.
40. La obligación contractual de la Autoridad de pagar el interés y el principal debidos sobre su deuda histórica se mantiene.
41. Si bien la Comisión tiene el poder de aprobar deuda futura, no tiene el poder de ajustar el resultado de las negociaciones entre la Autoridad y los bonistas.
42. El pronóstico de la Autoridad para el FY2017 fue aceptable.
43. La Autoridad y sus bonistas no deben eliminar el rol del Ingeniero Consultor.

Parte Tres – Asignación de Ingresos y Diseño Tarifario

1. Dado que la Autoridad no tiene un programa continuo de investigación de carga, ésta tuvo que desarrollar las formas de carga (*load shapes*) de otras maneras.
2. La Autoridad no tenía información con la que pudiera determinar la contribución de varias clases de clientes a la carga pico del sistema.
3. La Autoridad utilizó asignadores basados en estimaciones de la carga pico no-coincidente de las clases.
4. La Autoridad no tenía datos sobre la carga pico no-coincidente para cada clase de cliente para ningún año reciente, así que combinó datos sobre formas de la carga desde tan temprano como el FY2009 y tan tarde como el FY2014, dependiendo del código de tarifa.
5. Las estimaciones de asignadores de demanda por clase de la Autoridad no representan las características de carga que provocan los costos de la Autoridad.
6. La asignación de ingresos propuesta por la Autoridad se aparta marcadamente de su estudio de costos de servicio (*COSS*).
7. El estudio de costos marginales de la Autoridad es deficiente.

8. El cargo fijo por cliente para la clase GRS propuesto por la Autoridad está sobrevalorado.
9. Un cargo por cliente de \$4.00 está justificado por las consideraciones de costos marginales.
10. El estudio de costos marginales de la Autoridad tenía estimaciones de costos marginales de energía que eran menores que los costos de producción informados por la propia Autoridad para el FY2016.
11. Las estimaciones de la Autoridad reflejaron costos de combustible mucho menor que los estimados por los Dres. Fisher y Horowitz.
12. Las estimaciones de la Autoridad no tomaron en cuenta el hecho de que, para las plantas que operan durante todo el mes, los costos necesarios para elevar la producción de dichas plantas serían menores de lo normal.
13. La Autoridad utilizó un promedio de los costos marginales por hora, en lugar de un promedio ponderado de los precios por hora que reflejase los costos marginales más altos en las horas de mayor carga.
14. El descuento de combustible de la Autoridad es excesivamente complicado y necesita ser simplificado.
15. La Autoridad actualmente recupera todos sus costos de combustible y de compra de energía mediante las cláusulas separadas pero similares de Ajuste por Costo de Combustible (ACC) y Ajuste por Compra de Energía (ACE). La mayoría de los demás costos se recuperan mediante tarifas base.
16. La CELI y los subsidios se recuperan actualmente mediante las cláusulas ACC y ACE mediante un "recaudo en bruto" ("*gross-up*") producto de la división entre los ingresos del ajuste por 0.89 (que es equivalente a añadir aproximadamente un 12.36% a los costos de combustible y compra de energía).
17. Los niveles de gastos relacionados con los subsidios y los descuentos no varían con los costos de combustible y de compra de energía.

Parte Cuatro – Procedimientos para Establecer los Requisitos de Ingresos Después del FY2017

1. La Comisión deberá diseñar un procedimiento para la supervisión financiera que, en lugar de impedir la recuperación de costos imprudentes ya incurridos, en cambio prevenga que los costos imprudentes sean incurridos.
2. La Autoridad propuso algo denominado un Mecanismo Tarifario por Fórmula (*Formula Rate Mechanism*, o "FRM", por sus siglas en inglés).

3. La principal diferencia entre el FRM y la fijación de tarifas tradicional es la manera en que cada una trata los costos incurridos previamente. Si los ingresos no son suficientes para cubrir los costos reales, los clientes deben suplir la diferencia. Si los ingresos exceden los costos reales, los clientes obtienen un reembolso.
4. La propuesta de la Autoridad tiene una mayor probabilidad de imponer a los clientes la carga de los costos imprudentes de la Autoridad en lugar de prevenir que la Autoridad incurra en costos imprudentes.
5. Luego de que un año fiscal termine, se necesitará realizar algún tipo de reconciliación posterior, pues los sucesos reales se habrán apartado de las proyecciones.
6. El procedimiento de fijación de tarifas de la Autoridad y sus procedimientos presupuestarios no están sincronizados.
7. La Comisión carece de la información suficiente para fijar un requisito de ingreso para el FY2018.

Parte Cinco – La Estructura Corporativa de la Autoridad

1. La Autoridad no tiene un "código de conducta"—normas para las interacciones entre las afiliadas que impidan el daño a los consumidores y la concesión injusta de ventaja competitiva (*unearned competitive advantage*).
2. Cada subsidiaria tiene relaciones de negocios con la Autoridad que no pueden ser descritas como relaciones entre partes iguales e independientes (*at arm's length*) puesto que no son el resultado de la licitación competitiva, ni están sujetos a un código de conducta ni a tipo alguno de revisión regulatoria.
3. PREPA Holdings está consolidada con la Autoridad para propósitos de rendir informes financieros.
4. La afirmación de que hay "independencia" entre la Autoridad y sus subsidiarias no es creíble.
5. La Autoridad es la accionista única de la compañía que es dueña de estas compañías. La Autoridad tiene el control. Tiene el poder de dirigir a sus subsidiarias a tomar las acciones que la Autoridad desee—o que no.

Conclusiones de derecho³²⁸

1. La Ley 57-2014 estableció los procedimientos y estándares para evaluar y establecer las tarifas eléctricas que cobrará la Autoridad.
2. La Comisión es la entidad creada por la Ley 57-2014 para regular y supervisar las operaciones y el desempeño de la Autoridad y revisar sus tarifas.
3. La Ley 57-2014 confiere a la Comisión una amplia discreción al adoptar las determinaciones necesarias para asegurar un servicio eléctrico seguro y confiable a precios razonables.
4. El Artículo 6.25(a) requiere que las tarifas de la Autoridad sean "justas y razonables y consistentes con prácticas fiscales y operacionales acertadas que proporcionen un servicio confiable, al menor costo razonable."
5. La Comisión aprobó el Reglamento 8720, el cual establece los requisitos de información con los que la Autoridad debe cumplir cuando presente una solicitud de nuevas tarifas.
6. El Artículo 6.25(d) de la Ley 57-2014 confiere a la Comisión la discreción para, dentro de los 30 días contados a partir de la fecha en que se presente una petición de nuevas tarifas, aprobar una Tarifa Provisional.
7. El Artículo 6.25(f) requiere que la Comisión complete su revisión de las tarifas propuestas por la Autoridad dentro de los 180 días contados a partir de la fecha en que la solicitud de la Autoridad se considere completa.
8. Si la Comisión no realizare una determinación final dentro de dichos 180 días, la tarifa propuesta por la Autoridad se considerará aprobada como cuestión de derecho.
9. La Ley 57-2014 requiere que la tarifa de la Autoridad debe: "(i) [ser] suficiente para asegurar el pago de principal, intereses, reservas y demás requisitos de los bonos y otras obligaciones financieras que no hayan sido canceladas (*defeased*) como parte de la titulación contemplada en el Capítulo IV de la Ley para la Revitalización de la Autoridad de Energía Eléctrica y costos razonables de proveer los servicios de la Autoridad; (ii) [cumplir] con los términos y disposiciones de los convenios que se hicieron con o a beneficio de los compradores o tenedores de cualesquiera bonos u otras obligaciones financieras de la Autoridad; (iii) [proveer] para cubrir los costos de la contribución en lugar de impuestos y otras aportaciones y subsidios requeridos a la

³²⁸ Las conclusiones de derecho listadas en esta sección tienen el propósito de resumir muchos de los hallazgos realizados por la Comisión para sustentar sus determinaciones en esta Resolución Final y Orden. No pretende ser una lista completa o taxativa de todas las conclusiones realizadas en esta Resolución Final y Orden.

Autoridad por leyes especiales; (iv) [permanecer] vigente durante ciclos de por lo menos tres (3) años, salvo que la Comisión, *motu proprio*, comience un procedimiento de revisión tarifaria; y (v) [considerar] eficiencias y ahorros operacionales y administrativos contemplados en el Acuerdo de Acreedores según razonablemente estimados de buena fe por la Autoridad y determinados a la fecha de presentación de la propuesta a la Comisión".

10. El requisito de ingreso, y las tarifas aprobadas para recuperar dicho requisito de ingreso, aprobado en esta Resolución Final y Orden cumple con los requisitos establecidos en la Ley 57-2014.
11. La Ley 57-2014 no confiere a la Comisión la discreción para juzgar la razonabilidad de la CELI y los subsidios.
12. La legislación habilitadora de la Autoridad la faculta a crear corporaciones subsidiarias directamente relacionadas con la "maximización de la infraestructura eléctrica de la Autoridad".
13. La Comisión tiene la facultad en ley para requerir a la Autoridad proporcionar información respecto a sus subsidiarias.
14. Un principio central de la fijación de tarifas justas y razonables, la eficiencia económica y la equidad es que los costos deben ser asumidos por aquellos que los ocasionen.
15. Un estudio de costos de servicio no coloca una restricción sobre la discreción de la Comisión al asignar la responsabilidad por los ingresos.
16. La Ley 57-2014 dispone que las cláusulas adicionales ACC y la ACE "sólo podrá[n] incluir los costos directamente relacionados con la compra de combustible y la compra de energía".
17. La Ley 22-2016 concede a ciertos clientes de bajos ingresos una tarifa fija de servicio eléctrico por un determinado bloque de consumo de energía.
18. Los clientes de medición neta con derecho adquirido pagarán los cargos aprobados al amparo del Artículo 4 de la Ley 114-2007 sobre su aflujo neto (luego de recibir un crédito por su salida).
19. Los clientes de medición neta sin derecho adquirido pagarán los cargos aprobados al amparo de la Ley 114-2007 a base de su aflujo total desde la Autoridad.
20. Los cargos aprobados en esta Resolución Final y Orden al amparo del Artículo 4 de la Ley 114-2007 son justos, están diseñados para recuperar costos relacionados con los servicios de red recibidos por los clientes de medición neta, no son excesivos y no representan un obstáculo para el desarrollo de proyectos de energía renovable.

21. La Ley 50-2013 no restringe la discreción de la Comisión de aprobar la tarifa aplicable a la Autoridad de Acueductos y Alcantarillados de Puerto Rico.
22. La Comisión no está obligada por la Ley 57-2014 ni por el Acuerdo de Apoyo a la Reestructuración a aprobar el Mecanismo Tarifario por Fórmula propuesto por la Autoridad en su presentación.
23. La Ley 57-2014 no requiere que la Comisión apruebe un mecanismo específico a cada cliente para calcular la cantidad que se les acreditará o los cargos a los clientes de la Autoridad para reconciliar la Tarifa Provisional con las tarifas permanentes aprobadas.

* * *

Lista de directrices de la Comisión

1. La Autoridad deberá usar el modelo de fijación de tarifa del DSCR Modificado para propósitos de determinar el requisito de ingreso de la tarifa base. Este requisito aplicará al FY2017 y a los años fiscales futuros hasta tanto la Comisión haya determinado que la Autoridad tiene acceso al financiamiento de deuda externo a unos términos que sean razonables. Una vez la Autoridad haya recuperado su acceso a los mercados de capital a unos términos que sean razonables, la Comisión requerirá que la Autoridad emplee el método de fijación de tarifas a base del DSCR, bajo el cual los gastos de capital sufragados en un año particular se recuperan durante la vida del equipo o del activo financiado mediante tales gastos.
2. Mientras emplee el enfoque del DSCR Modificado, la Autoridad contabilizará el financiamiento por parte de los abonados de los gastos de capital de la Autoridad como contribución para facilitar la construcción.
3. Los gastos de operación y mantenimiento (O&M) incluyen las reparaciones y el mantenimiento estándares que son requeridos para mantener un activo en condición operacional. Este tipo de reparaciones serán contabilizadas durante el periodo en que fueron costeadas— es decir, el gasto se contabilizará en una categoría de mantenimiento. Dicha categoría incluirá las reparaciones que puedan extenderse durante más de un año, pero que sean más breves que un ciclo de mantenimiento completo.
4. La Autoridad no les dio el mantenimiento apropiado a sus instalaciones generatrices durante el FY2015 ni el FY2016. La Autoridad aumentará su Gasto de Generación para el FY2017 en \$9.680 millones para gastos de mano de obra y \$4.495 millones para los gastos no relacionados a la mano de obra, lo que equivale a un aumento total al Gasto de Generación para el FY2017 de \$14.175 millones.
5. La Autoridad deberá reclasificar los contratos enumerados en el Anejo 3, página 2-3, ascendentes a \$16 millones de la categoría de Gastos de Capital a Gastos de Generación.
6. La Autoridad no les brindó el mantenimiento apropiado a sus instalaciones de transmisión en el FY2015 ni el FY2016. La Autoridad deberá aumentar su Gasto de Transmisión para el FY2017 en \$3.330 millones para los gastos relacionados a la mano de obra y \$479,000 para los gastos no relacionados a la mano de obra, para un aumento total al Gasto de Transmisión para el FY2017 de \$3.809 millones.
7. La Autoridad no les ha dado mantenimiento apropiado a sus instalaciones de distribución. La Autoridad deberá aumentar su Gasto de Distribución para el FY2017 en \$16.115 millones para los gastos relacionados a la mano de obra y \$2.372 millones para los no relacionados a la mano de obra, para un aumento total del Gasto de Distribución del FY2017 \$18.487 millones.

8. No habrá cambio a la cantidad propuesta por la Autoridad correspondiente a los gastos de servicio al cliente para el FY2017.
9. El requisito de ingreso para el gasto de deudas incobrables será \$97.384 millones, cantidad que es el resultado de la multiplicación de la tasa de incobrabilidad estimada de la Autoridad de 2.97% por la cantidad completa de los gastos propuestos por la Autoridad (según ajustados por la Comisión).
10. La Autoridad deberá reducir los gastos A&G relacionados a la mano de obra en \$17.057 millones.
11. La Autoridad deberá desarrollar y presentar a la Comisión un formato de informe revisado mensualmente que provea mayor detalle en cuanto a los presupuestos operacionales de la Autoridad, organizados por área funcional.
12. La Autoridad deberá proveer información detallada acerca de los desembolsos en el segmento “misceláneo” no relacionado a la mano de obra del área funcional de Gastos Administrativos y Generales. Tal información distinguirá entre los fondos desembolsados a la fecha y los fondos aún por desembolsar.
13. La Autoridad deberá contabilizar las multas y penalidades en la cuenta apropiada; específicamente en la cuenta FERC 426.3.
14. La Autoridad deberá verificar que no haya incluido cantidad alguna correspondiente a multas o penalidades en el requisito de ingreso propuesto.
15. La Autoridad deberá someter a la Comisión una explicación completa de las causas de las multas y penalidades del FY2013 al presente, incluidos los nombres y puestos de los individuos específicos cuyas acciones u omisiones contribuyeron a las violaciones que motivaron las penalidades.
16. Si la Autoridad incurre multas o penalidades para el FY2017 o cualquier año futuro, deberá explicar a la Comisión la naturaleza de estos costos y los individuos específicos que son responsables por las acciones u omisiones que ocasionaron las multas o penalidades. La Autoridad deberá también someter a la Comisión un plan para cumplir con toda regla, de manera que pueda evitar multas y penalidades futuras.
17. La Autoridad deberá continuar su política, conforme al Decreto de Consentimiento discutido en su estado financiero auditado del FY2014, de pagar por adelantado la penalidad estipulada para que se beneficie del descuento de 50%.
18. La Autoridad deberá proveer actualizaciones con relación al valor de tasación de las propiedades en desuso de la Autoridad (esto es, propiedad que no se requiere para proveer servicio eléctrico), así como de los planes de la Autoridad para la maximización del valor de tales propiedades.

19. La Autoridad deberá ajustar su formato de informe mensual para que enumere los desembolsos reales y valores presupuestados por mes y para el último año por desembolsos relacionados y no relacionados a la mano de obra para las mismas áreas funcionales que se utilizan en este documento. Dichos informes deberán incluir los presupuestos anuales totales y el por ciento de los presupuestos que se ha gastado durante el último mes y año.
20. La Autoridad deberá preparar un informe, a ser entregado junto con su siguiente presentación del caso tarifario, sobre su uso (o falta de uso) del gasto operacional adicional de \$19.4 millones permitido por la Comisión (según el Anejo 3, a la página 6) y el efecto de tales desembolsos en su sistema.
21. La Autoridad deberá continuar anotando sus desembolsos mensuales en operaciones por dirección. Cuando la Autoridad redistribuya los fondos entre las direcciones, deberá hacer constar por escrito y justificar tales redistribuciones.
22. La Autoridad deberá preparar un informe, a ser sometido junto con su siguiente presentación en el caso tarifario, que incluya su presupuesto de gastos de operaciones internas por dirección según fue aprobado, sus desembolsos mensuales operacionales reales por dirección y un listado de estas redistribuciones y sus justificaciones.
23. La Autoridad deberá aumentar su presupuesto de combustible para el FY2017 (y su requisito de ingreso) en \$461,305,000, para un presupuesto de combustible total de \$1,117,273,000 para el FY2017.
24. Según surge del *Schedule A-6* de su presentación, la Autoridad propuso incluir los siguientes costos en el Ajuste por Combustible: combustibles (residual, destilado, gas natural, propano y aditivos), transportación, inspección, laboratorios, almacenamiento, manejo, atrasos, impuestos y cobertura. La Autoridad no ha hecho desembolsos de Costos de Combustible por Aditivos en los últimos tres años fiscales hasta el FY2016. Tampoco ha tenido gastos por Atrasos o Cobertura de Combustible durante los últimos dos años fiscales (FY2015 y FY2016). En el futuro, antes de desembolsar para cubrir tales costos, la Autoridad deberá presentar a la Comisión una solicitud para su aprobación que contenga la cantidad propuesta y la justificación y esperar la aprobación. Todas las demás categorías de Gastos de Combustible propuestos por la Autoridad deberán ser incluidos en su requisito de ingreso.
25. En el procedimiento de desempeño que se avecina, la Comisión requerirá que la Autoridad recomiende a la Comisión al menos tres firmas para llevar a cabo una revisión del desempeño gerencial que se relacione específicamente a los costos de compra de combustible. Estas firmas podrán ser las mismas firmas recomendadas para la revisión de la compra de energía que discutiremos a continuación. La Comisión escogerá una firma para que sea contratada por la Autoridad para realizar la revisión bajo las especificaciones que establezca la Comisión. Tal revisión deberá incluir, sin que se entienda como una limitación, una recomendación con relación a los

procedimientos para auditorías periódicas de las adquisiciones de combustible de la Autoridad, para asegurar que dichos costos sean razonables y que hayan sido contabilizados de manera apropiada.

26. La Autoridad deberá preparar pronósticos de precio de combustible, como mínimo, dos veces por año, someterlos a la Comisión y publicarlos en su portal de internet.
27. No hemos hecho ajustes al Gasto de Compra de Combustible que proyecta la Autoridad para el FY2017.
28. En el procedimiento de desempeño que se avecina, la Comisión requerirá que la Autoridad recomiende a la Comisión al menos tres firmas para llevar a cabo una revisión del desempeño gerencial que se relacione específicamente a la compra de energía. Estas firmas podrán ser las mismas firmas que recomendadas para la revisión de los costos del combustible. La Comisión escogerá una firma para que sea contratada por la Autoridad para realizar la revisión bajo las especificaciones que establezca la Comisión. Tal revisión deberá incluir, sin que se entienda como una limitación, una recomendación con relación a los procedimientos para auditorías periódicas de las compras e energía de la Autoridad, para asegurar que dichos costos sean razonables y que hayan sido contabilizados de manera apropiada.
29. Conforme al requisito de nuestra Orden del PIR, la Autoridad deberá establecer, y actualizar dos veces al año, una base de datos de sus contratos de energía renovable para todos los proyectos, estén o no en su fase operacional. Esta base de datos deberá incluir los nombres, propietarios, números de contrato, costos de energía iniciales, costos de energía actuales, costos REC iniciales, costos REC actuales, cualquier factor de escalonamiento y las fechas tanto esperadas como reales en las que estarán operacionales. El formato usado en respuesta a CEPR-AH-03-02 es aceptable pero no vinculante.
30. El requisito de ingreso para el FY2017 deberá incluir la totalidad de los desembolsos de capital propuestos para las Plantas de Vapor Aguirre, Costa Sur 5 y 6, Palo Seco y San Juan, así como los \$600,000 en mejoras a Mayagüez en el FY2017.
31. La Autoridad deberá remover el contrato de mantenimiento de la unidad CC de San Juan del presupuesto de capital y lo reasignará como un gasto de mantenimiento anual, lo que significaría una reasignación de \$12 millones de la categoría de capital a la de O&M en el presupuesto del FY2017. La Autoridad deberá remover el costo del contrato de mantenimiento de Cambalache del presupuesto de capital y lo reasignará como un gasto de mantenimiento anual, lo que significaría una reasignación de \$4 millones de la categoría de capital a la de O&M en el presupuesto del FY2017. El Anejo 1 muestra un aumento de \$16 millones en el Gasto de Generación de la Autoridad, según discutido anteriormente.
32. La Autoridad deberá rastrear los gastos de capital asociados a cada unidad generatriz designada como de “uso limitado”. Tal rastreo deberá ser llevado a cabo para cada

unidad individual. En la medida que los gastos de capital de una planta no se puedan separar por unidad, la Autoridad deberá asociar esos gastos en la documentación de rastreo por las unidades que se beneficien del capital o, de ser aplicable, designar un gasto como correspondiente a “la planta en su totalidad”. Además de este rastreo o como parte del mismo, la Autoridad deberá:

- a. presentar informes periódicos sobre los proyectos de capital en Palo Seco 1 y 2, independientemente de si estas unidades hayan o no sido designadas como de “uso limitado”
 - b. presentar informes periódicos sobre los proyectos de capital en San Juan 7-10, independientemente de si estas unidades hayan o no sido denominadas de “uso limitado”.
 - c. presentar informes periódicos sobre los proyectos de capital en Costa Sur 3 y 4, independientemente de si estas unidades hayan o no sido denominadas de “uso limitado”.
33. La Autoridad deberá presentar planes estratégicos para las plantas de vapor de San Juan y Palo Seco que incluyan, como mínimo, los siguientes elementos: un plan de mantenimiento, un plan para el cumplimiento con los MATS y un plan de inversiones para mantener o retirar San Juan 7-10 y Palo Seco 1 y 2. Estos planes serán informados por un estudio de confiabilidad que evalúe las presiones a las que se somete el sistema de generación y transmisión con la presencia o la ausencia de las unidades de vapor de San Juan o de Palo Seco.
34. La modelización a largo plazo de la Autoridad, incluida la planificación integrada de recursos, deberá evaluar de forma sistemática si cada unidad designada como de “uso limitado” se encuentra disponible para propósitos de confiabilidad; no estarlo, deberá evaluar el valor de mantener unas unidades que ni contribuyen para los propósitos del pico ni proveen energía al sistema.
35. En su siguiente presentación dentro del proceso de la planificación integrada de recursos, la Autoridad deberá evaluar el valor económico para los abonados de mantener cada unidad de “uso limitado”, según compararía con el retiro de dicha unidad.
36. En el procedimiento de desempeño que se avecina, la Comisión considerará si debe exigir que la Autoridad presente a la Comisión al menos tres consultores cualificados, uno de los cuales la Comisión seleccionará y retendrá para:
- a. examinar el contrato de mantenimiento de las plantas de ciclo combinado de San Juan y el desempeño del MHPS-PR en aras de determinar si el contratista cumple con las expectativas para el desempeño de los servicios de mantenimiento.

- b. examinar el Contrato de Cambalache y el desempeño de Alstom para determinar si el contratista cumple con las expectativas para el desempeño de los servicios de mantenimiento en Cambalache.
37. La Autoridad deberá, previo a su ejecución, someter a la aprobación de la Comisión cualquier contrato a largo plazo con proveedores de servicio con un valor neto al presente potencial de \$25 millones o más.
38. La Autoridad deberá presentar un resumen de los gastos que fueron necesarios a raíz del fuego y el apagón ocurridos en septiembre de 2016.
39. De conformidad con la Orden del PIR, la Autoridad deberá limitar los desembolsos en el AOGP a \$15 millones, lo que reduce los requisitos de ingreso del FY2017 en \$41,340,000.
40. La Autoridad no deberá firmar una Notificación Limitada para Proceder ni una Notificación Final para Proceder en el AOGP hasta tanto haya presentado, y la Comisión haya aprobado, el Análisis Económico del AOGP o hasta tanto la Comisión haya resuelto la Reconsideración que tiene ante sí. La Autoridad no deberá hacer compromisos adicionales de desembolsar costos futuros relacionados al AOGP sin haber presentado una solicitud y documentación a la Comisión. Si la Comisión aprueba el AOGP, la Autoridad podrá solicitar un aumento al requisito de ingreso.
41. La Comisión reconoce, según indica el informe Fisher y Horowitz, que “la paralización de los proyectos, la cancelación de vendedores o el incumplimiento con las fechas límite podría resultar en aumentos de costos, daños o acciones legales potenciales por parte de los vendedores.” La Autoridad deberá alertar a la Comisión, oportunamente y con los hechos correctos, si dichas posibilidades se tornan realidades inminentes.
42. Si la Autoridad necesita hacer desembolsos adicionales para “inversiones alternas” (es decir, alternativas al AOGP), deberá primero buscar y obtener la aprobación de la Comisión.
43. A base de la información provista por la Autoridad y de la examinación y evaluación que de ella se hace en el informe de Fisher y Horowitz, así como de la discusión durante la vista técnica, la Comisión aprueba en su totalidad el presupuesto de capital del sistema de transmisión para el FY2017 según solicitado por la Autoridad.
44. La Comisión aprueba el presupuesto de capital de distribución para el FY2017 en su totalidad según solicitado por la Autoridad. La Autoridad deberá continuar adquiriendo medidores de lectura avanzada (“AMR”, por sus siglas en inglés) a menos que una aplicación específica requiera infraestructura de medidor avanzado (“AMI”, por sus siglas en inglés). Si la Autoridad desea adquirir medidores inteligentes adicionales a los 30,000 que ya ha adquirido sin necesidad de una aplicación técnica específica, deberá someter un argumento de negocios detallado que describa y evalúe los costos y beneficios de la implementación de los medidores inteligentes. El

argumento de negocios deberá proveer detalle del ámbito, la escala y el calendario de implementación, con inclusión de, pero sin limitarse a asuntos tecnológicos y económicos. Deberá tomar en cuenta la necesidad de educar al personal y al consumidor para el uso efectivo de los medidores.

45. La Autoridad no debería comprometerse a ningún gasto que sea mayor que lo que aquí se aprueba, sin la aprobación de la Comisión.
46. Para la compra de medidores en el futuro, la Autoridad deberá usar la licitación pública.
47. La Autoridad deberá proveer a la Comisión un informe que describa sus esfuerzos por facturar y recaudar de los municipios el consumo eléctrico de las empresas con fines de lucro afiliadas a dichos municipios.
48. La Autoridad deberá incluir en su requisito de ingreso para el FY2017 \$314 millones para el manejo de la deuda, tanto del principal como del interés.
49. La Autoridad deberá incluir una cantidad de cobertura del manejo de la deuda de aproximadamente \$126 millones, lo cual refleja un cociente de cobertura del servicio de la deuda 1.40 aplicado a los \$314 millones del servicio de la deuda.
50. La Autoridad deberá informar mensualmente a la Comisión de su progreso en cuanto a la reestructuración financiera, incluidos sus esfuerzos por obtener una calificación de crédito del grado de inversión para la nueva deuda a ser emitida, y de sus reuniones con los miembros de la Junta de Supervisión de la Ley PROMESA. La Autoridad deberá presentar a la Comisión copias de cualquier presentación formal que haga (ya sea la Autoridad o la CRAEE) a las agencias de calificación de crédito o a la Junta de Supervisión de PROMESA.
51. La Autoridad empleará todos los esfuerzos razonables para persuadir a la Junta de Supervisión de la Ley PROMESA de que provea la cantidad máxima de alivio del servicio de la deuda, incluido demostrarle a la Junta cómo los ahorros beneficiarían la economía de Puerto Rico y los consumidores de electricidad.
52. La Autoridad deberá reflejar la cantidad de \$38.925 millones en la categoría de Otros Ingresos para el FY2017.
53. En años futuros, la Autoridad deberá detallar en qué se basan las cantidades incluidas como Otros Ingresos.
54. La Autoridad deberá desarrollar un solo modelo de pronosticación que sea confiable y teóricamente robusto para cada clase tarifaria. Cada modelo debería ser capaz de predecir las ventas históricas de manera adecuada.

55. La Autoridad deberá desarrollar un nuevo pronóstico de ventas basado en estos modelos antes de presentar un nuevo caso tarifario o de planificación.
56. En el futuro, cualquier cambio a los modelos de pronosticación de la Autoridad deberá ser documentado claramente y sustentado por prueba.
57. En las presentaciones relacionadas a los pronósticos, la Autoridad deberá proveer documentación metodológica que sea clara, abarcadora y precisa que incluya hojas e trabajo que muestren todas las entradas y los cálculos pertinentes, así como las fuentes para toda presunción valores predeterminados en el código [hard-coded].
58. Todo pronóstico deberá contabilizar de manera explícita la eficiencia energética, el manejo de la demanda y la elasticidad de la demanda por clase a nivel de todo el sistema.
59. Como parte de su presentación en cumplimiento, la Autoridad deberá presentar para la revisión y aprobación de la Comisión en o antes del 15 de febrero de 2017, el cómputo y la descripción del aumento tarifario permanente real para cada código tarifario y el lenguaje que habrá de incluir en la factura de cada cliente para explicar el aumento.
60. Según provee la Sección 6A(f) de la Ley 83, las tarifas permanentes de la Autoridad entrarán en efecto a partir de 60 días de la fecha de aprobación de esta Resolución Final y Orden.
61. La reconciliación de las tarifas provisionales con las tarifas permanentes deberá comenzar en cuanto las tarifas permanentes estén en vigor.
62. La reconciliación deberá ocurrir durante la misma cantidad de meses que estuvieron en vigor las tarifas provisionales.
63. La reconciliación deberá aplicar a las clases generales de clientes identificadas en la Parte Tres-IA y no a base de cada cliente en específico. Este enfoque representará un ahorro de \$130,000 al mes, cantidad que la Autoridad ha estimado haría falta desembolsar para realizar la reconciliación cliente por cliente.
64. Debido a que la diferencia entre las tarifas permanentes y las tarifas provisionales es tan pequeña, la reconciliación se llevará a cabo mediante el ajuste del cargo por kWh, en lugar del ajuste de cada elemento de la estructura tarifaria de las clases de cliente.
65. Como parte de su presentación en cumplimiento, la Autoridad deberá proveer, en o antes del 15 de febrero de 2017, la siguiente información: (i) la cantidad total (en dólares) que será acreditada a los clientes, (ii) la distribución entre las clases de cliente de la cantidad total a ser acreditada y (iii) la cantidad (en centavos/kWh) a ser acreditada a cada clase de cliente en cada ciclo de facturación.

66. La Autoridad tomará los pasos necesarios para asegurar que sus estados financieros auditados puedan ser completados y estar disponibles a tiempo.
67. La Autoridad presentará a la Comisión sus Informes Mensuales a la Junta de Gobierno. Además, el informe a la Comisión incluirá lo siguiente:
 - a. explicar las variaciones significativas entre (i) los datos presupuestados y reales, y (ii) los datos del año presente y el anterior.
 - b. proporcionar información sobre Costos de Mano de Obra, incluyendo cómo los costos, del mes en curso y de lo que va de año, de la nómina, pensiones, OPEB y otros beneficios a los empleados comparan con las cantidades del año anterior y los presupuestos del año en curso.
 - c. proporcionar información sobre el cociente de cobertura de manejo de la deuda actual de la Autoridad.
 - d. proporcionar información sobre el estatus de la reestructuración financiera de la Autoridad, incluyendo los eventos significativos que hayan ocurrido durante el mes objeto del informe.
68. La Autoridad asignará presupuestos para nuevas iniciativas y costos a áreas funcionales específicas, de acuerdo a los estándares que determine la Comisión.
69. Según lo requerido por el Acuerdo de Fideicomiso, la Autoridad retendrá a un Ingeniero Consultor, distinto del que fue contratado anteriormente. Antes de reclutar a un Ingeniero Consultor, la Autoridad presentará a la Comisión una descripción de los deberes y las cualificaciones requeridas. La Comisión podrá comentar sobre dicha descripción, pero la Autoridad tendrá total discreción para escoger al Ingeniero Consultor. La Autoridad proporcionará la Comisión toda información que ésta requiera sobre las funciones, actividades e informes del Ingeniero Consultor.
70. La Autoridad asignará el aumento en ingresos permitido sobre una base igual de centavo-por-kWh con una excepción.
71. Antes de calcular el incremento general en centavos-por-kWh, la Autoridad aumentará el requisito de ingreso de la tarifa PPBB por el incremento en el requisito de ingreso del sistema, excluyendo los cargos por combustible, compra de energía y el Cargo de Transición.
72. El resto del aumento en ingresos permitido, será dividido entre las ventas no-PBBB proyectadas para el FY2017 para obtener una tarifa general de aumento en ingresos en centavos-por-kWh.
73. La asignación de ingresos para cada tarifa se incrementará por el aumento en ingresos multiplicado por las ventas proyectadas para esa tarifa.

74. El cargo fijo para clientes no subsidiados de GRS será aumentado a \$4.00, lo cual es consistente con las recomendaciones del Sr. Chernick. No se cobrará ningún otro cargo fijo. El resto de los ingresos asignados a los clientes de GRS se recuperará por lo tanto mediante el cargo por consumo (por kWh). Al hacer que la decisión de consumir electricidad sea más costosa, este método estimulará una mayor conservación de energía y más energía renovable.
75. La Comisión acepta el razonamiento del Sr. Chernick y su conclusión. La Autoridad mantendrá el diferencial existente de centavos/kWh en la tarifa por bloque inclinado GRS.
76. La Autoridad reestructurará el descuento de combustible para los clientes en las tarifas LRS, RH3 y GRS 111, simplificado según propuesto en la presentación de la Autoridad, pero modificado de manera que el descuento disminuya gradualmente sobre los 425 kWh, en lugar de abruptamente. El descuento de combustible será eliminado (*phased out*) de 425 kWh a 500 kWh.
77. El descuento por débito directo permanecerá como está establecido actualmente, es decir, como un descuento del 10% sobre las tarifas base, excluyendo todas las cláusulas adicionales.
78. En el procedimiento de diseño tarifario, la Autoridad presentará un estudio de negocio (*business case*) que describa los beneficios y costos de este descuento.
79. La Autoridad añadirá la descripción del descuento por débito directo a su libro de tarifas.
80. La Autoridad no aumentará los cargos por demanda para ninguna tarifa distinta a la PPBB (según descrita aquí). Los aumentos de ingresos distribuidos en este procedimiento a las demás tarifas con cargos por demanda se recuperarán mediante los cargos por cliente propuestos por la Autoridad y mediante aumentos en las tarifas por kWh.
81. La Autoridad aumentará cada componente de la tarifa PPBB en igual porcentaje, calculado para recuperar el aumento en ingresos asignado a esta clase de manera consistente con la determinación de la Comisión, arriba.
82. La Autoridad eliminará los "ganchos" y las demandas contractuales. Éstos son innecesariamente complejos y carecen de justificación en términos de costos. Con estos cambios, la porción de cargo por demanda de la factura del cliente será determinada únicamente por la demanda máxima de 15 minutos del mes en curso.
83. Este caso tarifario, intensivo en su mano de obra y guiado por fechas límite, es un momento menos que óptimo para realizar cambios mayores en el diseño tarifario, especialmente donde los efectos de esos cambios sobre varios clientes no se

entienden bien. La Autoridad retendrá las Tarifas TOU-P y TOU-T sin cambiar su disponibilidad, y las mantendrá abiertas para clientes nuevos. La Autoridad eliminará los "ganchos" y los cargos contractuales de estas tarifas, y aumentará los cargos de energía en y fuera del pico en cada tarifa de manera uniforme para recuperar el aumento en ingresos asignado. Atenderemos el asunto de las tarifas por tiempo de uso en el procedimiento de diseño tarifario que se avecina.

84. La Autoridad no iniciará la tarifa de desarrollo económico. La Comisión no tiene actualmente pericia en el desarrollo de empleos. La propuesta no atiende, entre otras cosas, los tipos de empleos o su longevidad. Tampoco entiende la propuesta la habilidad de la Comisión para hacer cumplir un requisito de creación de empleos contra un cliente que no cumpla con ese requisito. Esta Comisión se preocupa profundamente por el desarrollo económico, y hará todo lo que pueda dentro de su autoridad para estimularlo. Pero decisiones de esta importancia para el futuro de Puerto Rico deben estar sustentadas en algo más que cláusulas vagamente definidas. Discutiremos esta opción con mayor profundidad en el procedimiento de diseño tarifario que se avecina.
85. La Autoridad instituirá una tarifa que ofrezca descuentos por retención de carga cuando sea necesario para retener carga. Los descuentos estarán sujetos a revisión previa por la Comisión, no producirán tarifas por debajo del costo marginal, no serán mayores de lo necesario, no promoverán el consumo excesivo, y no representarán un obstáculo para el desarrollo de energía renovable económica.
86. Las negociaciones entre la Autoridad y los clientes que soliciten este descuento (a) serán guiadas por los principios anteriormente indicados y cualquiera otros que la Comisión establezca, y (b) incluirán a los representantes de la OIPC en la medida en que la OIPC se interese en participar. Este requisito no tiene la intención de excluir a otras partes.
87. La Autoridad aumentará cada componente de las tarifas por alumbrado público y consumo no medido a un porcentaje igual, calculado para recuperar el aumento en ingresos asignado a esa clase de manera consistente con la determinación de la Comisión, arriba. Reconsideraremos estos asuntos en el procedimiento de diseño tarifario.
88. La Autoridad aumentará cada cargo por reconexión a su nivel de costos: \$50 para los clientes secundarios y \$500 para los clientes primarios, ajustando su requisito de ingreso de conformidad con ello. Este cambio alinea el cargo con los estimados de la Autoridad del costo real. Cualquier cambio futuro en los esquemas de cargos requerirá su aprobación por la Comisión.
89. Todos los costos de combustible y compra de energía serán cobrados mediante las cláusulas adicionales, cero mediante tarifas base.

90. Las cláusulas de ajuste se actualizarán trimestralmente. La Autoridad incluirá una disposición de aceleración que se activará ante una determinación por la Comisión de que la diferencia combinada entre los costos proyectados y los ingresos proyectados para las ACC, ACE y el ajuste por eficiencia energética en el trimestre corriente excede los \$20 millones.
91. La Autoridad corregirá todo lenguaje erróneo en los borradores de las cláusulas adicionales y presentará el lenguaje revisado ante la Comisión para su aprobación.
92. La Contribución en Lugar de Impuestos (CELI) ya no será cobrada por la Autoridad mediante el factor de 0.89 que había estado en el denominador de sus Ajustadores de Combustible y Compra de Energía. En su lugar, la CELI será cobrada mediante una cláusula adicional separada. La cantidad por CELI para el FY2017 será de \$51,783,821.
93. Los clientes en la clase RFR estarán exentos de la CELI en la medida en que se aplique al cargo de consumo por bloque fijo, pero pagarán la CELI por el consumo en exceso del bloque fijo.
94. La Autoridad corregirá en lenguaje erróneo en el borrador de cláusula adicional y presentará el lenguaje revisado a la Comisión para su aprobación.
95. La reconciliación de la cláusula adicional de la CELI ocurrirá con cada estudio de presupuesto o radicación de caso tarifario de tres años, cualquiera que sea aplicable.
96. La Comisión atenderá los detalles de esta cláusula adicional cuando determine los programas, proveedores y presupuestos de eficiencia energética. Por ahora, la Autoridad revisará la cláusula adicional para corregir errores de redacción y dispondrá para su ajuste y reconciliación anual.
97. A base de los mandatos legislativos y nuestra interpretación del término "subsidio", los siguientes descuentos y pagos serán incluidos en el cargo por subsidios:

- Equipos para la preservación de la vida
- Tarifa RFR
- Tarifa LRS
- Tarifa RH3
- Subsidio de combustible residencial
- Tarifa análoga
- Servicio agrícola general
- Descuento del 11% a los hoteles
- Acueductos rurales en la GRS
- Subsidio de 10% para los cascos urbanos
- Áreas comunes de condominios
- Crédito contributivo de la Ley 73-2008
- Alumbrado público

Cargo por la Comisión de Energía
Déficit del Distrito de Riego

98. La cantidad por subsidios para el FY2017 será de \$136,943,067.
99. El crédito por débito directo se eliminará de la línea de subsidios porque no será tratado como un subsidio.
100. La no-recuperación de ciertos costos de los clientes de medición neta no es vista por la Comisión como un "subsidio" y por lo tanto no será recuperada mediante el cargo por subsidios. Es una reducción en ingresos, como el crédito por débito directo.
101. La cláusula adicional de desarrollo económico no se aprueba en este momento. La Comisión la discutirá en más detalle con los participantes en el procedimiento de diseño tarifario que se avecina.
102. Respecto a la cláusula adicional por retención de carga, la atenderá la cuestión de si resulta apropiado incluir alguna reducción en ingresos que resulte del cargo por subsidios si y cuando ésta apruebe solicitudes específicas.
103. Las únicas ventas de la Autoridad que estarán exentas del cargo subsidiado son los bloques fijos de la tarifa RFR y algunas porciones del consumo de los clientes de medición neta con derecho adquirido, según se explica abajo. Los clientes de RFR pagarán el cargo por subsidios solamente por su consumo por encima del bloque de consumo de precio fijo.
104. La cláusula adicional de subsidios será reconciliada anualmente.
105. Las negociaciones futuras entre el Distrito de Riego y sus clientes no-agrícolas incluirán a la OIPC en la medida en que la OIPC desee participar. Este requisito no tiene la intención de excluir a otras partes.
106. La Autoridad corregirá todo lenguaje erróneo en el borrador de cláusula adicional y presentará el lenguaje revisado a la Comisión para su aprobación.
107. La Autoridad cobrará a las clientes de medición neta por el aflujo del sistema de la Autoridad a la tasa normal para la clase de tarifa.
108. La Autoridad acreditará a los clientes de medición neta sin derecho adquirido por la salida a base de la suma del cargo base de energía del cliente; el cargo por combustible; el cargo por compra de energía; y los subsidios por descuento a hoteles, comercio en los cascos urbanos, análoga para las iglesias, acueductos rurales, GAS, áreas comunes de condominios y el distrito de riego; y el crédito contributivo de la Ley 73-2008.

109. La Autoridad acreditará a los clientes medición neta con derecho adquirido por la salida a base de la suma del cargo por energía de la tarifa base del cliente; la cláusula de combustible; la cláusula de compra de energía; el ajuste de costo de eficiencia energética; y la cláusula de subsidios.
110. Todos los créditos deberán ser aplicados en cada ciclo mensual de facturación. Para el ciclo de facturación que cierra en junio de cada año, el setenta y cinco por ciento (75%) de cualquier crédito excedente en kWh acumulado por el cliente de medición neta durante el año anterior y el cual permanezca sin utilizar, será comprado por la Autoridad a base del crédito por salida aplicable a cada cliente. El veinticinco por ciento (25%) restante será asignado a la Autoridad para ser distribuido de conformidad con el Artículo 5 de la Ley 114-2007.
111. La Autoridad proporcionará a la Comisión un informe mensual de las solicitudes de medición neta y las conexiones reales, por número y capacidad, y por clase de tarifa.
112. La Autoridad mejorará sus prácticas de contabilidad, documentación y auditoría de manera tal que la gerencia de la Autoridad y la Comisión tengan información significativa, oportuna y confiable sobre los costos.
113. La Autoridad presentará un informe anual comparando los pronósticos históricos de presupuestos con los gastos reales, junto con las lecciones aprendidas para fines de la creación futura de pronósticos.
114. La Autoridad utilizará el PIR más reciente aprobado por la Comisión como la base para el pronóstico de presupuesto.
115. Para cualquier nuevo proyecto capital significativo (lo cual será definido por la Comisión) que se incluya en un pronóstico de presupuesto, la Autoridad proveerá un estimado basado en un tercero independiente.

Para cada sobre costo que la Comisión considere irrazonable, la Autoridad proveerá un análisis que contendrá al menos los siguientes elementos:

1. Un resumen del proceso utilizado por la Autoridad para pronosticar los presupuestos que fueron excedidos.
2. Un resumen de las acciones que la Autoridad tomó para contener los gastos dentro de los presupuestos pronosticados.
3. Una descripción de las acciones que la Autoridad tomará para evitar sobre costos de presupuesto en el futuro.
4. Una descripción de los departamentos dentro de la Autoridad que son responsables por los pronósticos de presupuesto y los gastos operacionales y de capital.

5. Los nombres y las posiciones de los ejecutivos y jefes de departamento de la Autoridad que son responsables por los pronósticos de presupuesto y los gastos operacionales y de capital.
116. La Autoridad proveerá anualmente, de manera consistente con un itinerario que será determinado por la Comisión, (a) acceso a todos los expedientes operacionales y financieros de cada una de las subsidiarias de PREPA Holdings; y (b) una lista y descripción de todas las transacciones entre afiliadas en las cuales la Autoridad sea parte.
117. La Autoridad no creará nuevas afiliadas directas o indirectas, ni inyectará más recursos propios, ni prestará más dinero, a ninguna afiliada directa o indirecta, sin haber informado a la Comisión al menos 30 días antes de la fecha en que tal acción vaya a tomarse. Dicha solicitud de autorización incluirá un plan de negocios y análisis financieros y económicos que demuestren cómo el nuevo negocio traerá beneficios a Puerto Rico sin provocar daño a los consumidores o a la competencia.
118. La Autoridad propondrá a la Comisión un código de conducta que asegure, en la medida de lo posible, que las relaciones afiliadas no provocan un mayor costo para los clientes de la Autoridad y que no provocan una desventaja injusta para los competidores de la Autoridad. Dicho código de conducta deberá reflejar "lo más avanzado" (*"state of the art"*) en términos de proteger a los clientes y a los competidores de dicho daño.
119. Bajo ninguna circunstancia la Autoridad (a) garantizará la deuda de ninguna de sus subsidiarias, (b) permitirá que alguno de sus activos o ingresos se conviertan en garantía para ninguna deuda incurrida por las subsidiarias ni (c) de forma alguna se haga financieramente responsable por ninguno de los compromisos asumidos por las subsidiarias.
120. Hasta nuevo aviso, la Autoridad no proveerá recursos ni asistencia a, ni recibirá recursos ni asistencia de, afiliada alguna cuyas actividades de negocios incluyan competir para proveer instalaciones de energía renovable. La Autoridad divulgará todos aquellos recursos o asistencia que hayan sido provistos hasta la fecha.

* * *

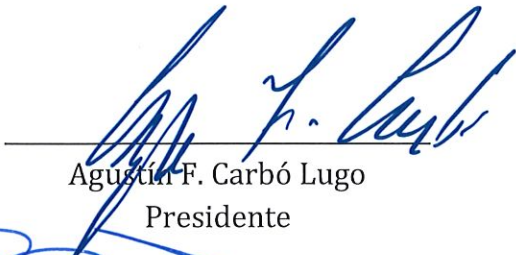
Cualquier parte adversamente afectada por la presente Resolución Final y Orden podrá presentar una moción de reconsideración ante la Comisión, de conformidad con la Sección 11.01 del Reglamento 8543 y las disposiciones aplicables de la Ley Núm. 170 de 12 de agosto de 1988, según enmendada conocida como la Ley de Procedimiento Administrativo Uniforme ("LPAU"). La moción a tales efectos debe ser presentada dentro del término de veinte (20) días contados a partir de la fecha de archivo en autos de la notificación de esta Resolución Final y Orden. Dicha solicitud debe ser entregada en la Secretaría de la Comisión ubicada en el Edificio Seaborne, 268 Ave. Muñoz Rivera, Nivel Plaza Ste. 202, San Juan, P.R. 00918. Copia de la solicitud deberá ser enviada por correo regular a todas las partes notificadas de esta Resolución Final y Orden, dentro del término aquí establecido.

La Comisión deberá considerar dicha moción dentro de los quince (15) días de haberse presentado. Si la rechazare de plano o no actuare dentro de los quince (15) días, el término para solicitar revisión judicial comenzará a transcurrir nuevamente desde que se notifique dicha denegatoria o desde que expiren los quince (15) días, según sea el caso. Si la Comisión acoge la solicitud de reconsideración, el término para solicitar revisión empezará a contarse desde la fecha en que se archive en autos una copia de la notificación de la resolución de la Comisión resolviendo definitivamente la moción de reconsideración. Tal resolución deberá ser emitida y archivada en autos dentro de los noventa (90) días siguientes a la radicación de la moción de reconsideración. Si la Comisión acoge la moción de reconsideración pero deja de tomar alguna acción con relación a la moción dentro de los noventa (90) días de ésta haber sido radicada, perderá jurisdicción sobre la misma y el término para solicitar revisión judicial empezará a contarse a partir de la expiración de dicho término de noventa (90) días, salvo que la Comisión, por justa causa y dentro de esos noventa (90) días, prorrogue el término para resolver por un periodo que no excederá de treinta (30) días adicionales.

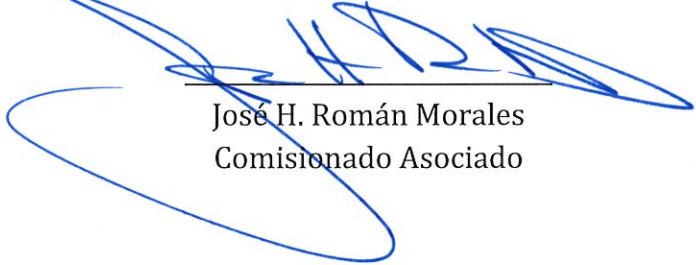
De no optarse por el procedimiento de reconsideración antes expuesto, la parte afectada podrá, dentro del término de treinta (30) días, contados a partir del archivo en autos de esta Resolución Final y Orden, presentar recurso de revisión judicial ante el Tribunal de Apelaciones. Lo anterior, conforme a la Sección 11.03 del Reglamento Núm. 8543, las disposiciones aplicables de la LPAU y el Reglamento del Tribunal de Apelaciones.

Dada su naturaleza técnica y compleja, la Comisión publica esta Resolución Final y Orden in inglés. Sin embargo, para beneficio de todas las partes involucradas, la Comisión proporcionará una traducción al español dentro de aproximadamente 30 días a partir de hoy. De surgir cualquier discrepancia entre ambas versiones, prevalecerá lo dispuesto en la versión en inglés.

Notifíquese y publíquese.


Agustín F. Carbó Lugo
Presidente


Ángel R. Rivera de la Cruz
Comisionado Asociado


José H. Román Morales
Comisionado Asociado

CERTIFICACIÓN

Certifico que la Comisión de Energía de Puerto Rico así lo acordó el 10 de enero de 2017 y que hoy 31 de marzo de 2017 aprobó la versión en español de esta Resolución y Orden en el Caso Núm. CEPR-AP-2015-0001. Además, certifico que la misma fue notificada mediante correo electrónico a: n-ayala@aeep.com, c-aquino@aeep.com, glenn.rippie@r3law.com, michael.guerra@r3law.com, john.ratnaswamy@r3Law.com, codiot@opic.pr.gov, jperez@oipc.pr.gov, mmuntanerlaw@gmail.com, jfeliciano@constructorespr.net, abogados@fuerteslaw.com, jose.maeso@aae.pr.gov, edwin.quinones@aae.pr.gov, nydinmarie.watlington@cemex.com, aconer.pr@gmail.com, epenegypr@gmail.com, jorgehernandez@escopr.net, ecandelaria@camarapr.net, pga@caribe.net, manuelgabrielfernandez@gmail.com, agraitfe@agraitlawpr.com, mgrpcorp@gmail.com, attystgo@yahoo.com, maribel.cruz@acueductospr.com, eirizarry@ccdlawpr.com y pnieves@vnblegal.com. Asimismo, certifico que la presente es copia fiel y exacta de la versión en español de la Resolución y Orden emitida por la Comisión de Energía de Puerto Rico y que en el día de hoy 31 de marzo de 2017 he procedido con el archivo de la presente Resolución y Orden, y he enviado copia de la misma a:

**Autoridad de Energía Eléctrica de
Puerto Rico**

Attn.: Nélida Ayala Jiménez
Carlos M. Aquino Ramos
P.O. Box 363928
Correo General
San Juan, PR 00936-4267

Rooney Rippie & Ratnaswamy LLP

E. Glenn Rippie
John P. Ratnaswamy
Michael Guerra
350 W. Hubbard St., Suite 600
Chicago Illinois 60654

Sunnova Energy Corporation
p/c Vidal, Nieves & Bauzá, LLC
Lcdo. Pedro J. Nieves Miranda
P.O. Box 366219
San Juan, PR 00936-6219

**Autoridad de Acueductos y
Alcantarillados de Puerto Rico**
p/c Lcda. Maribel Cruz De León
PO Box 7066
San Juan, Puerto Rico 00916

**Asociación de Constructores de
Puerto Rico**
p/c Lcdo. José Alberto Feliciano
PO Box 192396
San Juan, Puerto Rico 00919-2396

CEMEX de Puerto Rico, Inc.
Lcdo. Edwin A. Irizarry Lugo
CCD Law Group, P.S.C.
712 Ave. Ponce de León
San Juan, Puerto Rico 00918

**Asociación de Consultores y
Contratistas de Energía Renovable de
Puerto Rico**
p/c Edward Previdi
PO Box 16714
San Juan, Puerto Rico 00908-6714

Cámara de Comercio de Puerto Rico
p/c Eunice S. Candelaria De Jesús
PO Box 9024033
San Juan, Puerto Rico 00902-4033

**Oficina Independiente de Protección al
Consumidor**
p/c Lcdo. José A. Pérez Vélez
Lcda. Coral M. Odier Rivera
268 Hato Rey Center
Suite 524
San Juan, Puerto Rico 00918

**Asociación de Industriales de
Puerto Rico**
p/c Manuel Fernández Mejías
2000 Carr. 8177, Suite 26-246
Guaynabo, Puerto Rico 00966

**Autoridad Acueductos y
Alcantarillados de Puerto Rico**
Lcdo. Pedro Santiago Rivera
305 Calle Villamil, 1508
San Juan, Puerto Rico 00907

Centro Unido de Detallistas, Inc.
Lcdo. Héctor Fuertes Romeu
PMB 191 – PO Box 194000
San Juan, Puerto Rico 00919-4000

CEMEX de Puerto Rico, Inc.
p/c Enrique A. García
Lcda. Nydin M. Watlington
PO Box 364487
San Juan, Puerto Rico 00936-4487

**Oficina Estatal de Política Pública
Energética**
P.O. Box 41314
San Juan, Puerto Rico 00940

Grupo Windmar
p/c Lcdo. Marc. G. Roumain Prieto
1702 Ave. Ponce de León, 2do Piso
San Juan, Puerto Rico 00909

**Instituto de Competitividad y
sostenibilidad Económica de
Puerto Rico**
p/c Lcdo. Fernando E. Agrait
701 Ave. Ponce de León
Edif. Centro de Seguros, Suite 401
San Juan, Puerto Rico 00907

**Energy & Environmental Consulting
Services Corp.**

Jorge Hernández, PE, CEM, BEP
560 C/ Aldebarán, Urb. Altamira
San Juan, Puerto Rico 00920

Asociación de Hospitales de Puerto Rico

p/c Lcda. Marie Carmen Muntaner
Rodríguez
470 Ave. Cesar González
San Juan, Puerto Rico 00918-2627

Para que así conste firmo la presente en San Juan, Puerto Rico, hoy, 31 de marzo de 2017.



María del Mar Cintrón Alvarado
Secretaria

Historial procesal

APÉNDICE A

CALENDARIO E HISTORIAL DEL PROCEDIMIENTO

- **Primera Orden del Procedimiento de Revisión de Tarifas:** 1 de junio de 2015. Conforme a los requisitos de la Ley 57-2014, la cual requirió que la Autoridad presentara su primera revisión de tarifas dentro de ciento ochenta días (180) desde la aprobación de la Ley 57-2014, la Comisión inició el procedimiento ordenando a la Autoridad a que radicase una petición de revisión de tarifas consistente con la regulación estableciendo los requisitos de presentación, emitida por la Comisión en una fecha posterior.
- **Reglamento Sobre Petición de Revisión de Tarifas Emitido:** 24 de julio de 2015. La Comisión aprobó y emitió el Reglamento Núm. 8620, conocido como el Reglamento Nuevo para la Presentación de la Petición de Tarifas de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico ("Reglamento 8620"), el cual estableció los requisitos de presentación para la Primera Revisión de Tarifas de la Autoridad. El Reglamento 8620 se emitió de acuerdo a los procedimientos de emergencia establecidos en la Ley de Procedimiento Administrativo Uniforme ("LPAU"), según autorizado por el Artículo 6.20 de la Ley 57-2014.
- **Reglamento Sobre Petición de Revisión de Tarifas Enmendado:** 28 de marzo de 2016. A pesar de que la Autoridad había ordenado a la Autoridad a presentar su primera revisión de tarifas a través de su Orden del 29 de mayo de 2015, las continuas negociaciones sobre la reestructuración con los bonistas de la Autoridad y sus acreedores principales inevitablemente pospuso la presentación hasta que hubiese un entendimiento claro de las obligaciones financieras de la Autoridad. La Ley para la Revitalización de la Autoridad ("Ley 4-2016"), la cual estableció el mecanismo para reestructurar las obligaciones financieras de la Autoridad y los procedimientos operacionales y administrativos. La Ley 4-2016 también enmendó varias disposiciones de la Ley 57-2014 relacionadas a la revisión de tarifas de la Autoridad. Así las cosas, la Comisión adoptó un esquema regulatorio consistente con los cambios incorporados por la Ley 4-2016 y aprobó y emitió el Reglamento Núm. 8720, conocido como el Reglamento Nuevo sobre los Requisitos de Presentación de la Primera Petición de Tarifas de la Autoridad de Energía Eléctrica ("Reglamento Núm. 8720"). El Reglamento 8720 se emitió conforme a la Sección 2.13 de la LPAU.
- **Solicitud de Dispensa:** 30 de marzo de 2016. En anticipación a su aplicación formal para la revisión de tarifas y según la Sección 1.9 del Reglamento 8620, la Autoridad presentó una dispensa del cumplimiento con los requisitos de presentación establecidos en el Reglamento 8620, específicamente para las subsecciones 3.02(D),

2.10(A) y 1.08(43). La Autoridad también solicitó la clarificación de los sub-incisos 3.02(A) y 2.10(C), los cuales requerían que la Autoridad presentara ante la Comisión todos los informes de la Oficial de Reestructuración a la Junta de Gobierno de la Autoridad.

- **Respuesta a la Solicitud de Dispensa:** 13 de abril de 2016. La Comisión emitió una Orden atendiendo la Solicitud de Dispensa de la Autoridad, en la cual determinó que los requisitos relacionados a los sub-incisos 3.02(D) y 1.08(43) eran innecesarios y concedió la dispensa solicitada para el sub-inciso 2.10(A). La Comisión también aclaró que los sub-incisos 3.02(A) y 2.10(C) mencionando que dichos informes incluían información relacionada al desempeño y operaciones de la Autoridad, relevantes para evaluar los costos actuales de la Autoridad.
- **Segunda Petición de Clarificación y/o Dispensa:** 4 de mayo de 2016. La Autoridad presentó su segunda solicitud de clarificación y/o dispensa a ciertas disposiciones del Reglamento 8720 respecto al diseño y reconciliación de las tarifas provisionales.
- **Respuesta a la Segunda Petición de Clarificación y/o Dispensa:** 12 de mayo de 2016. La Comisión emitió una Orden atendiendo la solicitud de clarificación y/o dispensa de la Autoridad. Como respuesta a la solicitud de clarificación de la Autoridad sobre las tarifas provisionales, la Comisión determinó que la Autoridad debería proveer al menos dos (2) alternativas para la implementación de las tarifas provisionales, una contemplando la implementación de un cambio porcentual uniforme de la tarifa base entre todas las clases de clientes y una segunda alternativa contemplando la aplicación de un cambio porcentual específico en la tarifa base para cada clase de cliente, provisto que dicho cambio porcentual debería ser aplicado de manera uniforme en cada clase. En cuanto a la solicitud de clarificación del mecanismo de reconciliación, la Comisión determinó que era un asunto prematuro y pospuso resolverlo posteriormente en el procedimiento.
- **Petición Verificada de la Autoridad para la Aprobación de las Tarifas Permanentes y Temporeras de la Autoridad (“Petición”):** 27 de mayo de 2016. La Autoridad presentó su Petición conforme al Reglamento 8720³²⁹. Junto a la Petición

³²⁹ La Autoridad presentó testimonio directo de los siguientes testigos: Javier Quintana, Director Ejecutivo de la Autoridad; Lisa J. Donahue, Directora General, AlixPartners, LLP y Principal Oficial de Reestructuración; Testimonio en Panel de Sonia Miranda Vega, Directora of Planificación y Protección Ambiental, Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (reemplazada por el Dr. Quintana); Antonio Pérez Sales, Director, AlixPartners, LLP; Virgilio Sosa, Director, AlixPartners, LLP; Testimonio en Panel de Ralph Zarumba, Vicepresidente, Concentric Energy Advisors y Eugene Granovsky, Consultor General en Navigant Consulting; Testimonio en Panel de Francis X. Pampush, PhD, Director, Navigant Consulting, Inc.; Lucas D. Porter, Consultor General, Navigant Consulting Inc.; y Dan T. Stathos, Director Asociado, Navigant Consulting Inc.; Lawrence Kaufmann, PhD, Asesor Sénior, Navigant Consulting, Inc.; y Ross Hemphill, PhD, Asesor Sénior para Navigant Consulting, Inc.

de la Autoridad, la Autoridad solicitó tarifas temporeras conforme a la Sección 6A(e) de la Ley 83, Sección 6.25(d) de la Ley 57-2014 y la Sección 2.02 del Reglamento Núm. 8720. En su Petición para tarifas temporeras, la Autoridad propuso cierto aumento porcentual para cada clase de cliente para recuperar lo que consideraba era una deficiencia de \$222,256,790 (anual).

- **Determinación de Suficiencia de la Petición de Revisión de la Autoridad:** 13 de junio de 2016. La Comisión emitió una Resolución y Orden en la cual determinó que la Petición de la Autoridad estaba incompleta y publicó una lista de catorce (14) determinaciones de hecho de incumplimiento con los requisitos de presentación³³⁰ que la Autoridad necesitaba proveer para completar su Petición.
- **Determinación de Tarifas Provisionales:** 27 de junio de 2016. La Comisión aprobó la solicitud de la Autoridad de una tarifa provisional. La Comisión determinó que la Autoridad había cumplido con los requisitos del Reglamento Núm. 8720 y que había demostrado y justificado la necesidad de implementar tarifas provisionales. La Comisión aprobó un aumento de tarifa uniforme de 1.299centavos /kWh entre todas las clases de clientes, la cantidad necesaria para producir \$222 millones en nuevo ingreso.
- **Determinación de Suficiencia de la Petición:** 15 de julio de 2016. La Comisión emitió una Resolución y Orden en la cual determinó que la Petición, según suplementada por la Autoridad, estaba completa para propósitos del Reglamento 8720.
- **Intervenciones:** 1 de agosto de 2016 – 5 de agosto de 2016. La Comisión recibió dieciséis (16) solicitudes de intervención y el 12 de agosto de 2016, mediante Resolución y Orden, la Comisión concedió la intervención de quince (15) entidades. Las siguientes partes fueron concedidas la intervención: PV Properties, Inc., Windmar PV Energy Inc., Windmar Renewable Energy Inc. y Coto Laurel Solar Farm, Inc. (“Windmar Group”); Commonwealth Energy Public Policy Office (“CEPPO”); Asociación de Consultores y Contratistas de Energía Renovable de Puerto Rico (“ACONER”); CEMEX de Puerto Rico, Inc. (“CEMEX”); Energy & Environmental Consulting Services Corp. (“ESCOPR”); Sunnova Energy Corporation (“Sunnova”); Oficina Independiente de Protección al Consumidor (“OIPC”); la Autoridad de Acueductos y Alcantarillados (“AAA”); Instituto de Competitividad y Sostenibilidad Económica de Puerto Rico (“ICSE-PR”); Asociación de Industriales de Puerto Rico (“AIPR”); Cámara de Mercadeo, Industria y Distribución de Alimentos (“MIDA”); Asociación de Hospitales de Puerto Rico (“Asociación de Hospitales”); Centro Unido de Detallistas (*Retailers*) (“CUD”); Cámara de Comercio de Puerto Rico (“Cámara de Comercio”); y la Asociación de Constructores de Puerto Rico (“ACPR” o “Asociación de

³³⁰ Véase Anejo A de la Resolución y Orden de 13 de junio de 2016 en el Caso Núm. CEPR-AP-2015-0001.

Constructores”).³³¹ La Comisión denegó la solicitud de intervención de la Asociación Puertorriqueña de Energía Verde (“APEV”).³³²

- **La Comisión emite el Calendario Procesal:** 15 de agosto de 2016. La Comisión emitió el Calendario Procesal para el procedimiento de la Revisión de Tarifas.
- **Descubrimiento de Prueba:** 15 de agosto de 2016 – 19 de septiembre de 2016. Los interventores tuvieron la oportunidad de realizar descubrimiento de prueba sobre un rango diverso de temas relacionados a la Petición de la Autoridad.
- **Vistas Públicas:** 10 de septiembre de 2016 – 14 de septiembre de 2016. La Comisión celebró cuatro (4) vistas públicas en distintos lugares alrededor de la isla con el propósito de alcanzar una mayor participación pública.³³³
- **Testimonio Revisado de la Autoridad:** 13 de octubre de 2016.³³⁴ Mediante Orden de 27 de septiembre de 2016 la Comisión solicitó a la Autoridad que presentara un suplemento o testimonio y *exhibits* revisados para asegurar que su Petición estaba actualizada y era consistente con los eventos que habían transcurridos y que de manera directa impactaban muchos de los escenarios y presunciones en las cuales la Autoridad basaba su Petición. En particular, la Orden requirió que las revisiones presentadas por la Autoridad reflejaran la Resolución Final y Orden sobre el Plan Integrado de Recursos, un Cargo de Transición por kWh para los clientes

³³¹ La Comisión concedió al ICSE-PR, la Asociación de Industriales, MIDA, la Asociación de Hospitales, el Centro Unido de Detallistas, la Cámara de Comercio y la Asociación de Constructores de Hogares, sujeto a que éstos coordinasen su participación conjunta mediante un grupo denominado "Consortio de Asociaciones Comerciales e Industriales", a base de las notables similitudes entre las mociones presentadas por las partes. La Comisión determinó que las mociones presentadas no mostraban la existencia de un interés particular distinguible de aquellos de otras Asociaciones. El ICSE-PR, la AIPR, la AHPR y la Cámara de Comercio solicitaron reconsideración de la determinación de la Comisión de unir las partes. Luego de varios incidentes procesales y de examinar los argumentos de las partes, la Comisión reconsideró su determinación del 12 de agosto de 2016 respecto a la comparecencia conjunta de las Asociaciones.

³³² APEV solicitó reconsideración de la determinación de la Comisión el 1 de diciembre de 2016. La Comisión denegó la solicitud de reconsideración de APEV el 15 de septiembre de 2016.

³³³ Las vistas públicas fueron celebradas el 10 de septiembre de 2016 en Mayagüez, el 12 de septiembre de 2016 en Ponce, 13 de septiembre de 2016 en Humacao y el 14 de septiembre de 2016 en San Juan.

³³⁴ La fecha inicial para presentar el testimonio revisado o suplementario fue el 11 de octubre de 2016. En esa misma fecha, la Autoridad presentó una solicitud de extensión de término, la cual fue concedida por la Comisión mediante Resolución del 12 de octubre de 2016.

residenciales y las revisiones necesarias debido a la salida de Sonia Miranda, anterior Directora de Planificación y Protección Ambiental.³³⁵

- **Testimonio de Interventores:** 25 de octubre de 2016.³³⁶ Los interventores presentaron sus testimonios por escrito con antelación a la vista. Por ACONER aparecieron los testigos el Sr. Edward Previdi, PE, Presidente de ACONER y el economista el Sr. Vicente Feliciano; por la Cámara de Comercio aparecieron los testigos Gerardo Cosme Nuñez, PE; por CEMEX aparecieron el Sr. Enrique García, Presidente y CEO de CEMEX y Manuel R. Valente, Director de Operaciones de CEME; por CUD apareció el Sr. Nelson Ramírez; por la Asociación de Constructores, el Sr. Emilio Colón Zavala, Vicepresidente de RP de la ACPR; por la Asociación de Hospitales, el Sr. Jaime G. Plá Cortés Presidente Ejecutivo de la Asociación de Hospitales de Puerto Rico; por ICSE-PR compareció la Sra. Cathy Kunkel, el Sr. Tom Sanzillo, Director de Finanzas del *Institute for Energy Economics and Financial Analysis* y el Dr. Victor Glass, Profesor en la Escuela de Administración de Empresas de Rutgers; por la Asociación de Industriales, el Sr. Rodrigo Masses y Artze, Presidente de la Junta de Directores de la AIRP; por MIDA compareció el Sr. Manuel Reyes Alfonso, Vicepresidente Ejecutivo de MIDA;³³⁷ por OEPPE compareció el Sr. José G. Maeso González, EIT, Director de la OEPPE; por la OIPC compareció el Dr. Guillermo M. Riera, PE; por la AAA compareció la Sra. Lynnette M. Ramírez Rivera, Directora Ejecutiva de Infraestructura; por Sunnova compareció el economista Sr. Steven Gabel; y por Windmar, el Sr. Víctor L. González.³³⁸
- **Descubrimiento de Prueba en Relación a los Testimonios de los Interventores con Antelación a la Vista:** 28 de octubre de 2016 – 2 de noviembre de 2016. La Autoridad y la Comisión tuvieron la oportunidad de realizar descubrimiento de prueba relacionado a los temas atendidos por los Interventores en sus testimonios.

³³⁵ La Sra. Sonia Miranda se retiró en medio del caso. Su testimonio fue adoptado por el Director Ejecutivo, Javier Quintana Méndez, PE.

³³⁶ La fecha inicial según el calendario publicado por la Comisión para la presentar testimonio con antelación a la vista (*pre-filed testimony*) por los interventores era el 14 de octubre de 2016. No obstante, tras varios cambios al calendario procesal, la fecha final para presentar testimonios fue fijada al 25 de octubre de 2016.

³³⁷ El 15 de noviembre de 2016, MIDA presentó una moción notificando su intención de desistir de su intervención en el procedimiento de autos. La Comisión, mediante Resolución y Orden del 17 de noviembre de 2016, tomó conocimiento de la moción de MIDA y aceptó su renuncia. LA Comisión también eliminó el testimonio de MIDA del expediente del caso y ordenó a todas las partes a hacer caso omiso a las presentaciones de MIDA en el presente caso al momento de atender cualquier asunto en el procedimiento.

³³⁸ Environmental Consulting Services Corp. no presentó un testimonio escrito con antelación a la vista.

- **Conferencias Técnicas Telefónicas:** 20 de octubre, 31 de octubre, 9 de noviembre y 15 de noviembre, 2016. El personal de la Comisión celebró varias Conferencias Técnicas Telefónicas para clarificar los temas y los asuntos que se atendieron durante el proceso de descubrimiento de prueba de la Comisión a la Autoridad. Tanto la Autoridad como los interventores participaron de las Conferencias Telefónicas.
- **Testimonio Actualizado de Hemphill:** 14 de noviembre de 2016. El 14 de octubre de 2016, la Autoridad presentó un testimonio suplementario del Dr. Ross Hemphill. La Comisión, mediante Resolución de 27 de octubre de 2016, solicitó que la Autoridad actualizara el testimonio del Dr. Hemphill para contestar de qué manera el propuesto mecanismo tarifario por fórmula proveía a la Comisión con los recursos para prevenir que la Autoridad incurra en costos que no sean prudentes y razonables.
- **Testimonio de Refutación:** 16 de noviembre de 2016.³³⁹ Las partes tuvieron la oportunidad de presentar testimonio escrito en refutación a cualquier testimonio presentado por cualquier interventor.
- **Presentación Tardía de Testimonio de Refutación:** 16 de noviembre de 2016. El 14 de noviembre de 2016, la Autoridad presentó parte de su testimonio de refutación, acompañado de una moción notificándole a la Comisión que no podría presentar a tiempo los testimonios de refutación de Javier Quintana-Méndez, Antonio Pérez Sales y Virgilio Sosa debido a la falta de disponibilidad de los testigos para aprobar su versión final. Mediante Resolución de 21 de noviembre de 2016, la Comisión denegó la solicitud de la Autoridad para presentar los testimonios en una fecha posterior.
- **Informes de los Peritos de la Comisión:** 21 de noviembre de 2016 – 23 de noviembre de 2016. La Comisión publicó cinco informes escritos por los consultores técnicos de la Comisión, para proveer a las partes la oportunidad de comentar en el análisis conducido y las recomendaciones hechas. La decisión de la Comisión de publicar los informes de sus consultores fue consistente con las disposiciones de la Ley 57-2014 relacionadas a la transparencia en los procedimientos. Por lo tanto, para promover la transparencia, la Comisión decidió publicar todos los análisis y recomendaciones públicas y permitir que las partes las cuestionaran en las vistas técnicas. Lo anterior fue decidido con el interés de alcanzar una determinación final bien informada y debidamente fundamentada. Los informes discutieron los siguientes temas: Ecuación de Requerimiento de Ingresos, escrito por Ralph Smith y Mark Dady;³⁴⁰ Asuntos Financieros, escritos por Steven Hill;³⁴¹ Razonabilidad de Costos,

³³⁹ La fecha inicial para presentar el testimonio de refutación fue el 10 de noviembre de 2016. En esa misma fecha, la Autoridad presentó una solicitud de extensión hasta el 16 de noviembre de 2016, la cual fue concedida por la Comisión mediante Resolución del 14 de noviembre de 2016.

³⁴⁰ Ralph Smith, planificador financiero certificado, analista certificado de tasas de rendimiento, contador público autorizado y abogado con Larkin & Associates, y Mark Dady, contador público autorizado y analista regulatorio con Larkin & Associates.

escrito por el Dr. Jeremy Fisher y la Dra. Ariel Horowitz;³⁴² Distribución de Ingresos, Diseño Tarifario y Generación Distribuida, escrito por Paul Chernick;³⁴³ y Métodos para Actualizar Tarifas y Asegurar la Prudencia, escrito por Tim Woolf.³⁴⁴

- **Vistas Técnicas:** 29 de noviembre de 2016 – 16 de diciembre de 2016. La Comisión celebró una vista técnica consistiendo de nueve (9) paneles organizados por los asuntos basados en los testimonios de las partes. Durante cada panel la Comisión y las partes hicieron preguntas a los testigos peritos de las partes y los consultores técnicos de la Comisión respecto a sus testimonios y a sus informes periciales.
- **Alegatos Sustantivos de las Partes:** 27 de diciembre de 2016. Las partes tuvieron la oportunidad de presentar alegatos sustantivos ante la Comisión. El 19 de diciembre de 2016, la Comisión emitió una serie de directrices y preguntas para guiar la discusión de las partes acerca de los temas sustantivos. Las siguientes partes presentaron sus alegatos: ACONER, Sunnova, CEMEX, la OIPC, Windmar, ICSE-PR, la AAA y la Autoridad.
- **Alegatos Legales de las Partes:** 28 de diciembre de 2016. Las partes tuvieron la oportunidad de presentar alegatos sustantivos ante la Comisión. El 20 de diciembre de 2016, la Comisión emitió una serie de directrices y preguntas para guiar la discusión de las partes sobre los asuntos legales. Las siguientes partes presentaron sus alegatos: ACONER, Sunnova, CEMEX, la OIPC, Windmar, ICSE-PR, la AAA y la Autoridad.

³⁴¹ Steven Hill, consultor financiero y principal de Hill Associates.

³⁴² Dr. Jeremy Fisher, Asociado Principal en Synapse Energy Economics y Dra. Ariel Horowitz, Asociada Sénior en Synapse Energy Economics.

³⁴³ Paul Chernick, Presidente de Resource Insight, Inc.

³⁴⁴ Tim Woolf, Vicepresidente de Synapse Energy Economics.

Resumen de los Testimonios de los Testigos

Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico

*Resumen de los testimonios de Javier Quintana Méndez, Ph.D., P.E., Director Ejecutivo*³⁴⁵

El testimonio directo del Dr. Quintana provee un trasfondo e información básica de los propósitos de la revisión de tarifas. Su testimonio describe a grandes rasgos la estructura de la Autoridad, su misión, y visión como una empresa pública de servicio eléctrico. Él también discute, en general, qué la Autoridad está haciendo para: mitigar los aumentos tarifarios con su plan de negocios y los esfuerzos enfocados en mejorar a la Autoridad y sus operaciones, los cuales comenzaron en el verano de 2014, y continuar actualmente y hacia el futuro. Además, provee un resumen de la Petición de tarifas de la Autoridad, las razones para la presentación de la revisión de tarifas y los impactos de la revisión de tarifas en los clientes de la Autoridad. El Dr. Quintana también adoptó el testimonio de panel de Sonia Miranda (Ex. 3.0 de la Autoridad) luego de que la Sra. Miranda se retirara.

El testimonio suplementario del Dr. Quintana responde a las preguntas de la Comisión de su Orden de 27 de septiembre de 2016. Él resume los eventos principales que han ocurrido desde que la Autoridad presentó su caso por primera vez, presenta y explica las conclusiones actuales de la Autoridad acerca de cómo la Orden de la Comisión sobre el Plan Integrado de Recursos (“PIR”) del 23 de septiembre de 2016 podría afectar el requisito de ingreso de la Autoridad para el Año Fiscal (“FY”) 2017 y los planes de negocios de la Autoridad para FY2017, 2018, y 2019. Su testimonio también provee una hoja de ruta (*roadmap*) para los otros Testimonios Directos Suplementarios presentados por la Autoridad.

Él también testificó como parte de varios Paneles de la Vista Técnica. Entre los muchos temas que discutió, habló sobre la necesidad de aumentar la tarifa de la Autoridad, su condición financiera y sus esfuerzos para reestructurar la deuda (en parte testimonio confidencial), el desarrollo del presupuesto de la Autoridad, las relaciones contractuales con los empleados unionados, y la necesidad de *AOGP* y la ausencia de alternativas reales.

Resumen de los Testimonios de Lisa J. Donahue, Directora Principal, AlixPartners, LLP y Oficial de Reestructuración

El testimonio directo de la Sra. Donahue en apoyo a las tarifas permanentes discute los asuntos relacionados a la condición financiera de la Autoridad. Ella discute la situación financiera y cómo se debería atender, particularmente en relación a la revisión de tarifas. Ella también discute los esfuerzos para reestructurar la deuda de la Autoridad, cómo la revisión de

³⁴⁵ El testimonio de refutación del Dr. Quintana no fue admitido, dado que éste había sido presentado tardíamente. Véase Resolución, CEPR-AP-2015-0001, 21 de noviembre de 2016.

tarifas atiende la deuda y los asuntos de liquidez, y la crisis inmediata de liquidez de la Autoridad y que requiere de atención inmediata.

El testimonio directo en apoyo a las tarifas provisionales discute la crisis de liquidez de la Autoridad y cómo se relaciona a la petición de tarifas provisionales de la Autoridad. Su testimonio no fue permitido tarde. Ella testificó durante múltiples Paneles en la vista técnica, incluyendo en el tema de los esfuerzos de reestructurar la deuda (en parte testimonio confidencial), entre otros.

Resumen del Testimonio de Sonia Miranda Vega, Directora de Planificación y Protección Ambiental, Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (reemplazada por el Dr. Quintana); Antonio Pérez Sales, Director, AlixPartners, LLP; Virgilio Sosa Director, AlixPartners, LLP.³⁴⁶

El testimonio directo sobre el Panel de Plan de Negocios provee un resumen del plan de recuperación y explica cómo la deficiencia en la tarifa ha sido reducida un 60% para mitigar significativamente el aumento en la tarifa. También explica los asuntos históricos operacionales y de servicio y describe cómo el Plan de Negocios de la Autoridad se desarrolló para atenderlos. El testimonio de panel describe el Plan de Negocios y el progreso actual en los ahorros de generación para los clientes de la Autoridad, discute los ahorros proyectados para ser alcanzados para los clientes de la Autoridad, y describe cómo el Plan de Negocios (y actualizarlo) sirvió de base para los cambios conocidos y cuantificables propuestos para el requisito de ingreso del año de prueba 2014. Por último, provee apoyo para los gastos capitales de la Autoridad y los gastos operacionales incluidos en la Petición de tarifas.

El panel testificó que, como parte de la vista pública en múltiple Paneles, apoyando gastos operacionales y los gastos capitales del medidor AMI, entre otros temas. En particular, el Sr. Sosa testificó en el Panel D de la vista técnica en apoyo a los costos de apagones entre otra información. El condujo un análisis de la gravedad y la frecuencia de los apagones forzados entre 2013 y 2014, y condujo un análisis de costo-beneficio de varios factores y el impacto al consumidor. El aumento en la gravedad de los apagones se ve afectado por la habilidad de la Autoridad de procurar y contratar los contratistas necesarios para reparar la unidad. El Sr. Pérez también testificó en varios paneles, incluyendo el Panel E, en el cual apoyó la distribución de presupuesto de la Autoridad, particularmente de los costos asociado con la mano de obra y el remplazo de los medidores. El Sr. Pérez también testificó acerca de los límites en los bonos por desempeño y los beneficios de permitir incentivos.

Resumen del Testimonio de Ralph Zarumba, Vicepresidente, Concentric Energy Advisors y Eugene Granovsky, Consultor Principal en Navigant Consulting.

La primera pieza de testimonio del Sr. Zarumba y el Sr. Granovsky (Ex. 4.0 de la Autoridad) presenta y apoya lo que comúnmente se conoce como “diseño de tarifas” de las

³⁴⁶ Su testimonio de refutación no fue admitido por haber sido tardío.

tarifas “permanentes”. El Sr. Granovsky y el Sr. Zarumba explican que el diseño de tarifas propuesto” (1) actualiza las tarifas para que reflejen los costos de la utilidad; (2) otorga a la Autoridad la oportunidad para recuperar su “requisito de ingreso” (los costos de ofrecer y proveer servicio a sus Clientes); (3) se mueve hacia una distribución más equitativa del requisito de ingreso hacia Clientes; (4) implementa iniciativas legislativas; (5) promueve una solución de energía limpia; y (6) mejora la transparencia de las tarifas y las facturas. La segunda pieza de testimonio directo del Sr. Zarumba y el Sr. Granovsky (Ex. 8.0 de la Autoridad) presenta y apoya lo que comúnmente se conoce como el estudio de costos embebidos (*embedded*) de servicio o “ECOSS” (por sus siglas en inglés). El estudio ECOSS se utiliza en el desarrollo de las tarifas para asignar o distribuir una porción del “Requerimiento de Ingresos” total de la utilidad entre cada una de las distintas clases de la Tasa de la Tarifa. Su testimonio describe el proceso utilizado para desarrollar el ECOSS y proveer los resultados del ECOSS para tres escenarios. El testimonio directo suplementario del Sr. Zarumba y el Sr. Granovsky (Ex. 5.0 de la Autoridad) revisa el diseño de la tarifa residencial previamente presentado en su testimonio directo. Su testimonio incluye: una explicación de los cargos en el diseño del Cargo de Transición para clientes residenciales; una discusión de porqué se necesita un cambio en el diseño de la fijación de precios residenciales; el cambio propuesto en el diseño de la fijación de precios; la corrección respecto a la información de costo de servicio y el diseño de fijación de precios propuesto; revisiones a la hoja de cálculo del Costo Marginal de la Autoridad; y las revisiones al diseño de fijación de precios que resultó de los cambios anteriores incluyendo las hojas de tarifas revisadas.

El testimonio de refutación del Sr. Zarumba y el Sr. Granovsky revisa las tarifas propuestas para reflejar los cambios en el formato de requisito de ingreso identificados en el Panel de Requisito de ingreso y los costos marginales de energía actualizados atribuibles al cambio en las proyecciones de costos de combustible y compra de energía. Su testimonio también responde a ciertos temas y asuntos atendidos en los testimonios de los interventores, atiende los asuntos de fijación de precios para los Recursos de Energía Distribuida (“RED”), y responde a ciertas prácticas y retos mecánicos introducidos en la Resolución de la Comisión del 3 de noviembre, limitando los temas de fijación de precios en este procedimiento. El Sr. Zarumba y el Sr. Granovsky testificaron en múltiples Paneles en la vista técnica, apoyando el diseño de tarifas y los estudios de costo de servicios, entre otros temas.

Resumen del Testimonio de Francis X. Pampush, Ph.D., Director, Navigant Consulting, Inc.; Lucas D. Porter, Consultor Principal; Navigant Consulting Inc.; y Dan T. Stathos, Director Asociado, Navigant Consulting Inc.

El testimonio del Panel de Requisito de ingreso provee los resultados del análisis original de las inversiones históricas y corrientes en las plantas eléctricas en servicio y en sus costos de operación para servir a sus clientes, así como los costos de deuda. Este análisis se centra en los requisitos financieros de la Autoridad comenzando en el Año Fiscal 2014 de acuerdo con las reglas de la Comisión y mirando ajustes conocidos y cuantificables, para desarrollar los requisitos de ingresos de FY2017 suficientes para permitirle a la Autoridad que cumpla sus obligaciones para proveer energía eléctrica segura, confiable, y de costos razonables, y servicios a sus clientes residenciales, industriales, comerciales, y

gubernamentales. El panel también describió su manera de desarrollar los requisitos de ingresos que proveen una base para las tarifas a ser propuestas a la Comisión, incluyendo evaluaciones usando tres metodologías distintas: una evaluación de las necesidades de dinero de la Autoridad para cumplir con sus obligaciones, la Base Modificada de Dinero (“MCB”, por sus siglas en inglés), la cual determinaron era el método más adecuado; una evaluación de los ingresos suficientes para proveer la cobertura mínima de servicio a la deuda (“DSCR”, por sus siglas en inglés); y una evaluación de los ingresos requeridos para producir una ganancia razonable de esa Tarifa Base (en esencia, las inversiones netas en el sistema sobre las cuales debería recibir una ganancia de- y basada en esa inversión) bajo las regla tradicional de Base Devengada (Tarifa Base/Tasa de Rentabilidad). El panel escogió el modelo MCB en sus méritos, el cual produjo las tres figuras más bajas de los requisitos de ingresos. El panel también describe el impacto en las tarifas y los costos de capital desde una perspectiva financiera a largo plazo y el perfil financiero al cual la Autoridad debería aspirar como condición de obtener acceso a los mercados de crédito. Esta sección provee algunas métricas identificables cuyo progreso se puede monitorear. El testimonio suplementario sobre el panel sobre requisito de ingreso responde a la Orden de la Comisión con fecha de 27 de septiembre de 2016, solicitando que la Autoridad proveyera revisiones al requisito de ingreso que reflejasen ciertas consideraciones consistentes con la Orden del Plan Integrado de Recursos (“PIR”) de 23 de septiembre de 2016, y corrigió testimonio previamente presentado.

El testimonio de refutación sobre Requisito de ingreso provee ciertos programas revisados que reflejan una corrección en la manera que la Contribución en Lugar de Impuestos (“CELI”) y los Subsidios son manejados en el cálculo de los requisitos de ingresos de la Autoridad. También respondió a varios interventores respecto a los requisitos de ingresos y los costos de combustible y compra de combustible *pass-through*. Esta corrección produce una base tarifaria de requisito de ingreso de \$2,732,427,174, y un aumento en la tarifa base de \$178,164,977. El panel de requisito de ingreso también testificó en temas adicionales durante la vista técnica.³⁴⁷ En la vista técnica, el Sr. Stathos, Dr. Pampush, y el Sr. Porter testificaron en múltiples Paneles, apoyando el requisito de ingreso de la Autoridad y su cálculo, entre otros temas.

Resumen del Testimonio de Lawrence Kaufmann, Ph.D., Asesor Principal, Navigant Consulting, Inc.

El testimonio directo del Dr. Kaufmann presenta prueba comparativa sobre el desempeño de los costos de la Autoridad relativo a un número de utilidades. Esta prueba sugiere que el manejo interno de los costos internos no es el factor principal de las

³⁴⁷ NÓTESE, POR FAVOR: Las cifras presentadas a continuación no reflejan (1) el ajuste realizado por el Personal de la Comisión para el aumento en los costos del combustible, el cual debería ser adoptado, pero simplemente añade al “traslado” (*pass-through*) de los costos de combustible; y (2) el ajuste relacionado hecho por el Personal de la Comisión sobre el gasto por deuda fallida, el cual también debería ser adoptado, y el cual sí que afecta las tarifas base.

dificultades financieras de la Autoridad. En otras palabras, la imprudencia pasada en los gastos, si alguna, no es un factor motivante de la necesidad de un aumento tarifario.

El testimonio directo del Dr. Kaufmann responde al testimonio de los testigos de ICSE-PR Tom Sanzillo y Cathy Kunkel relacionados a la fijación de metas y la razonabilidad de los costos e ingresos de la Autoridad en comparación con otras utilidades. Él sostiene su testimonio directo y refuta el testimonio de ICSE-PR. Él también testificó en la vista técnica, incluyendo una explicación de los propósitos del testimonio acerca de *benchmarking*.

Resumen del Testimonio de Ross Hemphill, Ph.D., Asesor Principal de Navigant Consulting, Inc.

El testimonio directo del Sr. Hemphill (Ex. 7.0 de la Autoridad) apoya el Mecanismo Tarifario por Fórmula (“FRM”, por sus siglas en inglés). Él discute las ventajas del FRM contra un caso tarifario tradicional, la propuesta de la Autoridad a favor de un FRM y explica cómo operaría y qué radicaciones anuales tendría que hacer la Autoridad como parte del proceso propuesto. Él también discute por qué un método como el FRM se ajusta en particular a la situación actual de la Autoridad. El testimonio directo suplementario del Dr. Hemphill (Ex. 16.0 de la Autoridad) provee detalles adicionales acerca del FRM y demuestra cómo el FRM directa, justa, y razonablemente a los cambios y las incertidumbres identificadas en la Orden de la Comisión de 27 de septiembre de 2016. El testimonio directo del Dr. Hemphill (Ex. 17.0 de la Autoridad) provee adicional debe incluir información específica y ejemplos concretos de la manera en que el FRM provee a la Comisión con la habilidad de prevenir que la Autoridad incurra en costos irrazonables o imprudentes.

El testimonio en refutación del Dr. Hemphill (Ex. 25.0 de la Autoridad) respondió a los testigos de ICSE-PR Tom Sanzillo y Cathy Kunkel y atendió la preocupación de los interventores de que un aumento provocaría una reducción en la demanda. El Dr. Hemphill clarificó que la supervisión regulatoria que el Sr. Sanzillo y de la Sra. Kunkel reconocen está atado al FRM proveerá a la Comisión con las herramientas para atender el reto de establecer tarifas bases justas y razonables. Él también describe cómo un proceso de FRM reconciliaría los ingresos con los gastos para atender cualquier pérdida en la carga, y nota que el proceso de FRM no aumenta las tarifas comparado con el método tradicional de fijar tarifas. Él también testificó en la vista técnica, sustentando el FRM propuesto por la Autoridad y proveyendo detalles de cómo el FRM proveería transparencia sobre los costos de la Autoridad y sus procesos de planificación. Él también discutió cómo el FRM operaría e incentivar a la Autoridad a controlar sus costos y a operar bajo un presupuesto radicado ante la Comisión.

Resumen del Testimonio de Ralph Zarumba, Vicepresidente, Concentric Energy Advisors.

El testimonio directo del Sr. Zarumba a favor de las tarifas permanentes presenta y apoya el Estudio de Costo de Servicio Marginal (“MCOSS”, por sus siglas en inglés) de la Autoridad. Él describe el proceso de la preparación del MCOSS y detalla cómo el MCOSS identifica el valor del costo incremental necesario para servir la carga nueva.

El testimonio directo a favor de las tarifas provisionales presenta y apoya las tarifas temporeras propuestas por la Autoridad. Él describe la prueba sustentando la necesidad de las tarifas temporeras y discute la implementación y el diseño de tarifas de las tarifas temporeras, así como un aumento de \$/kWh para cada clase de consumidor. Él también testificó sobre el tema de cómo llevar a cabo la reconciliación de la tarifa provisional en la vista técnica.

Resumen del Testimonio de Dan T. Stathos, Director Asociado, Navigant Consulting, Inc.

El testimonio directo del Sr. Stathos a favor de las tarifas temporeras/provisionales presenta y apoya el requisito de ingreso en apoyo de las tarifas temporeras según propuestas por la Autoridad. Las tarifas temporeras propuestas se basaron en el requisito de ingreso original y en la deficiencia de ingresos calculada para propósitos de establecer las tarifas “permanentes” nuevas, de manera que las tarifas temporeras son sostenidas por la misma información y materiales extensos.

Resumen del Testimonio de Gregory Rivera Chico, Superintendente de la División de Planificación e Investigación, Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico.

El testimonio de refutación del Sr. Rivera responde a los asuntos discutidos por los interventores, incluyendo: financiamiento de proyectos capitales; subsidios; interconexión de generación; solar y de almacenamiento; créditos de energía renovable; la Orden del PIR; los Contratos de Compra Venta de Energía de los renovables. Su testimonio esclarece los asuntos legales y operacionales relacionados a varias propuestas presentadas por los interventores.

El Sr. Rivera también testificó durante la vista técnica acerca de varios asuntos como parte de múltiples paneles. Durante el Panel D, el Sr. Rivera confirmó que la Autoridad no condujo un estudio de elasticidad; sin embargo, el asunto fue atendido durante el Panel E. Los requisitos de ingresos y de distribución son representativos de un tiempo determinado y no cambian con cada cliente que entra/sale del sistema, esto requeriría una revisión tarifaria interminable. Antes de la Ley 57-2014, la Autoridad no pudo negociar directamente con sus clientes; no obstante, actualmente no existe una posición que lidere este rol. Cualquier cosa tendría que pasar por el Director Ejecutivo. Él también sustentó el tratamiento de la Autoridad respecto a varios otros asuntos, incluyendo subsidios.

Resumen del Testimonio de Lucas D. Porter, Consultor Principal, Navigant Consultan Inc.

El testimonio de refutación del Sr. Porter provee datos y sustenta el testimonio de refutación del Sr. Zarumba y Granovsky (Ex. 24.0 de la Autoridad) relacionado a la propuesta de la Autoridad de crédito de Medición Neta. Su testimonio acerca del análisis de costo de ciclo de vida de PV Solar provee la cuantificación fundamental del precio en kWh de la generación solar que satisface los requisitos de todos los costos de capital y operación de la vida de un recurso. El análisis asume el manejo eficiente de los proyectos, lo cual en Puerto Rico específicamente requiere la titularidad por terceros, en la cual los inversionistas en proyectos solares aprovechan los incentivos disponibles provistos por el gobierno federal de

los Estados Unidos. Esta es una presunción razonable, dado que la carga de los costos capitales no es acogida por los residentes de Puerto Rico. También es una presunción consistente con la realidad – en los Estados Unidos, la titularidad por terceros ha sido la norma para la mayoría de los proyectos nuevos por varios años, y, basado en entrevistas e investigación independiente, lo mismo es cierto para Puerto Rico. Su análisis presume que nivel de ganancia a los proveedores de equipo y a los desarrolladores de proyectos, ganancias positivas a los dueños de proyectos que son consistentes con las ganancias vistas en otras jurisdicciones, presunciones sobre construcción estándar de contratos, y los gastos operacionales aplicables. El Sr. Porter también testificó sobre estos temas en el Panel H en la vista técnica.

Resumen del Testimonio de Ernesto Ramos, el CFO Interino de la Autoridad.

El Sr. Ramos testificó durante la vista técnica acerca de, entre otras cosas, la condición financiera de la Autoridad, los costos de restructuración, presupuesto y presupuestar, contabilizar, estados financieros, y otros informes financieros.

Resumen del Testimonio de Joseline Estrada, Pronósticos y Estadísticas, Gerente de Departamento

La Sra. Estrada, durante la vista técnica, sustentó los pronósticos y los modelos econométricos principales, incluyendo la consideración de los modelos del efecto de migración, eficiencia energética, y generación distribuida, entre otros factores. En proveer respuestas a las preguntas de la AAA sobre tarifas preferenciales, la Sra. Estrada reiteró que el costo evitado que resulta del tratamiento preferencial de la AAA necesitaría ser absorbido por los otros clientes de la Autoridad. A pesar de que la AAA no contempla la tarifa preferencial como subsidio, la Sra. Estrada mencionó que la tarifa preferencia equivaldría a un subsidio de aproximadamente \$22 millones.

Resumen del Testimonio de Carlos Lauriano Rivera, Transmisión y Distribución.

Entre otros temas, el Sr. Lauriano, durante las vistas técnicas, apoyó la necesidad de la Autoridad de programas que atraigan y retengan empleados buenos y que las restricciones de la Ley 66 impone a la Autoridad, en particular las negociaciones de salario. Él también apoyó los estimados de presupuesto para la distribución.

Resumen de los Testimonios de Martín Pérez García, Director de Generación.

El Sr. Pérez testificó durante las vistas técnicas acerca de las causas de los apagones, incluyendo el asunto de mantenimiento diferido, el cual se impacta por los asuntos presupuestarios y la reducción de empleados hábiles. Él también testificó acerca de las facilidades de uso limitado, los planes futuros en la generación, los contratos de mantenimiento para Cambalache y San Juan. Él también discutió el rol de las facilidades de uso limitado en el modelaje. Las causas del problema de apagones en términos de personal limitado y gastar por debajo del presupuesto, fueron causas lo suficientemente grandes que hubiesen existido independientemente de la posposición del mantenimiento de AOGP.

Resumen del Testimonio de Juan Tirado, Director de Operaciones, Administrador de Generación

El Sr. Tirado, durante la vista técnica, identificó los pasos del proceso presupuestario para Generación y los efectos la financiación insuficiente de los proyectos capitales. Él también proveyó información sobre la menor frecuencia de mantenimiento preventivo que realiza la Autoridad. Él testificó sobre el uso limitado de las unidades y el plan futuro para esas unidades. Para el CapEx este año, el Sr. Tirado solicitó aproximadamente \$115 millones y recibió aproximadamente \$80-\$85 millones, esta reducción requirió posponer ciertas actividades.

Resumen del Testimonio de Faustino Gonzales Quiles, Director, Transmisión y Distribución.

El Sr. Gonzales sustentó los gastos operacionales de la Autoridad, en particular los gastos de labor. Él testificó durante la vista técnica acerca de la pérdida de empleados diestros en la transmisión, distribución, y el área de servicio al cliente. La Autoridad perdió cerca de 1000 empleados de carrera de larga duración, luego la implementación de la Ley 66. Mucho de este personal tenía sobre 25 años de experiencia con la Autoridad. La Autoridad también perdió muchos empleados debido a otros retiros y empleados yéndose a otros trabajos o hacia EEUU. Él también testificó sobre el proceso de distribución de presupuesto para transmisión y distribución y sobre las limitaciones para contratar contratistas ocasionado por las restricciones de las uniones. El Sr. Gonzales también confirmó que la reducción de 22% en la fuerza laboral que la Autoridad ha experimentado y discutió la pérdida en la fuerza laboral en detalle, así como las restricciones impuestas por la Ley 66. Él propuso propuestas de planes de incentivo que pudiesen ser implementadas una vez las restricciones de la Ley 66 no surtieran efecto. Él también discutió qué la Autoridad necesita para poder atraer los mejores candidatos de empleo y retenerlos.

Resumen del Testimonio de Roberto Ortiz-Rivera, Administrador, Transmisión & Distribución.

Durante la vista técnica, el Sr. Ortiz sustentó el presupuesto de distribución y contestó a preguntas relacionadas al sistema de presupuesto y de distribución de recursos. Él también proveyó una explicación de cómo la Autoridad utiliza su presupuesto de distribución y proveyó detalles acerca de los gastos que serían cubiertos por el presupuesto general de la Autoridad.

Resumen del Testimonio de Alvin Román, Superintendente, Planificación de Transmisión & Distribución

El Sr. Román testificó durante la vista técnica acerca de las actualizaciones necesarias y el mantenimiento al sistema de la Autoridad, tanto mecánico como eléctrico de naturaleza. Él también detalló cómo la Autoridad está dando prioridad los arreglos y el mantenimiento, e indicó que tomaría más de diez años completar los arreglos necesarios.

Resumen del Testimonio de Carmen Flores, Directora de Servicio al Cliente

La Sra. Flores sustentó como parte de su testimonio durante la vista técnica el tratamiento de servicio al cliente de la Autoridad y los asuntos de facturación, y discutió la estructura de manejo en el directorado de servicio al cliente.

Oficina Estatal de Política Pública Energética de Puerto Rico ("OEPPE")

Resumen del Testimonio de José G. Maeso González, Director Ejecutivo.

El testimonio del Sr. Maeso comparó el desempeño financiero de los sistemas fotovoltaicos sobre el techo ("Sistemas PV") bajo la actual estructura tarifaria de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico ("Autoridad") con la estructura tarifaria propuesta bajo el Caso Núm. CEPR-AP-2015-0001 y dos (2) alternativas de estructuras tarifarias hipotéticas propuestas por la OEPPE. Los resultados presentados son basados en un análisis hecho por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable adscrito al Departamento de Energía de los EEUU (NREL, por sus siglas en inglés).

El Valor Neto Presente (NPV, por sus siglas en inglés) de un sistema PV sería impactado más significativamente por la tarifa al cliente GRS, seguido de la GSP y GST, en un orden de pérdida de un 70% a más de un 80%. El NPV es más sensitivo a cambios netos según el porcentaje de energía exportada aumenta y según el cociente de producción-a-consumo se aproxima a 100%. Los clientes GSS se ven menos afectados porque la propuesta no incluye un cargo por demanda para este grupo, su cargo fijo es menor que para otras clases de negocios y su cargo volumétrico ya es mayor. NREL analizó una tarifa alterna propuesta por SOEP donde los cargos por demanda serían descontados en proporción a la energía producida por su sistema PV y los cargos por consumo son cambiados a la porción de consumo neto. Esta propuesta produciría un NPV similar al de un Sistema PV con la estructura tarifaria actual para los clientes GSP y GST. Para los clientes GRS, cualquier cargo distinto al que actualmente experimentan será en detrimento al NPV de un Sistema PV. Ni siquiera moviendo los cargos de la CELI y SUBA al consumo neto, haría mucho para aumentar el valor de un Sistema PV acercándolo al actual para el consumo neto. Por lo tanto, concluimos que cualquier cargo a un cliente GRS sería contrario al mandato de la Ley 4-2016 de no obstaculizar el desarrollo de proyectos de energía renovable. Para los clientes GSP y GST, nuestra propuesta puede contribuir a la producción de un valor al cliente similar al que actualmente experimentan.

Oficina Independiente de Protección al Consumidor

Resumen del Testimonio de Guillermo M. Riera, Ph.D.

La OIPC, a través de peritaje y el testimonio del Dr. Guillermo M. Riera, primero condujo pruebas Condición (*Rider*) del Ajuste de Combustible ("FCA", por sus siglas en inglés) utilizando datos históricos y disponible públicamente. Las pruebas demostraron el potencial la fórmula nueva para sobrecargar a clientes porque no reconcilia de manera

apropiada. Comparamos esta serie de nivelación con la serie histórica actual y condujimos un análisis de regresión lineal para modelar el sobrecargo potencial. Se recomendó que la Comisión examinara detalladamente este asunto y requiriese a la Autoridad que proveyese los resultados de pruebas. Segundo, el testimonio demostró que ambos, Crédito NEM propuesto por la Autoridad, y la ganancia de los contratistas de energía renovable, tienen un impacto directo en el valor neto presente (“NPV”, por sus siglas en inglés) y el periodo y periodos de reembolso simples (“SPB”, por sus siglas en inglés). La OIPC recomendó que el Crédito NEM de la Autoridad puede reducirse sólo a los niveles que pueden compensar las reducciones gananciales de los contratistas de energía renovable (a valores más razonables, cerca de 10%), de manera que se mantengan los proyectos de energía renovables, sin alterar los NPV o los SPB. Haciendo esto, se obtiene un balance de interés, porque el sector de energía renovable es motivado a reducir ganancias a niveles razonables y a convertirse más competitivo. La Autoridad no desincentiva el uso de energía renovable y puede elegir utilizar una “factura transparente” nueva que les enseñe a los clientes la diferencia entre el Crédito de NEM propuesto y el aprobado como un beneficio o un subsidio para mantener un sector de energía renovable competitivo/robusto; un impacto económico con la factura de los clientes que no son NEM se reduce y se mantiene a niveles mínimos.

Por último, el testimonio demuestra que los diseños de la fórmula del método tarifario (“FRM”, por sus siglas en inglés) podrían debilitar el debido proceso, no son fáciles de entender y de aceptar por el público, y no proveen incentivos reales para el manejo de los costos y la prudencia. La OIPC, mediante el testimonio del Dr. Riera, recomendó que la Comisión aprobase un diseño basado en el desempeño de algunos mecanismos anuales o periódicos (“APM”, por sus siglas en inglés).

CEMEX, Inc.

Resumen del Testimonio de Enrique Alberto García Morelos.

El Sr. García testificó que CEMEX es la única productora y proveedora de cemento, hormigón y ciertos agregados hechos en Puerto Rico. La Planta de Ponce es la productora de hormigón más grande en la isla, y uno de los clientes de mayor importancia dentro del sector industrial. CEMEX ya ha hecho múltiples modificaciones a su planta de producción, lo cual incluyó una reducción masiva de su personal. Como el Sr. García indicó que CEMEX está en una posición menos competitiva en el mercado para actividades de exportación de hormigón y que un costo razonable de la electricidad sería \$0.14 kW-hr.

El Sr. García también testificó que las implicaciones de una revisión de una propuesta de tarifas, así como el cargo de titulización y el efecto de un aumento en los precios del petróleo tendrían en los ingresos de la Autoridad, son suficientes para destruir la actividad productiva de la industria de cemento en Puerto Rico. En general, las compañías tendrán que ajustar los ciclos de operación y considerar los otros modelos de negocios. Todo esto resultando en el descenso dramático del consumo, la demanda de energía eléctrica, y consecuentemente los ingresos de la Autoridad. Estos aumentos son la fórmula perfecta para el fracaso de un monopolio público. La Autoridad ha sido bien conservadora en su estimado de la disminución en la demanda de energía. Por ejemplo, la salida de CEMEX como

consumidor sería equivalente a la salida inmediata de la red eléctrica de la Autoridad de más de diez mil (10,000) familias puertorriqueñas. El resto de la base del consumidor experimentará, sin lugar a dudas, más aumentos para amortiguar los costos fijos, y más usuarios detendrían su proceso de producción y encontrarían nuevos recursos de generación eléctrica, apagarían sus operaciones, o emigrarían de la isla.

Resumen del Testimonio de Manuel Reinado Valente Agüero.

El Sr. Valente testificó acerca de la aplicabilidad del factor de carga y de los retos de alcanzar bajo las mismas tarifas actuales basadas en uso de energía. Como el Sr. Valente afirmó, el molino de hormigón no se opera debido a las ventas bajas y no consume los kilovatios por hora necesarios, causándole a CEMEX a incumplir con su factor de carga. El Sr. Valente expresó que el escenario más recomendado para mantener la competitividad y el desarrollo económico relacionada a la operación óptima de la planta en Ponce sería implementar un tiempo de uso en la tarifa de voltaje de transmisión (“TOU-T”, por sus siglas en inglés). En la alternativa, el Sr. Valente testificó que el mejor escenario para la operación de CEMEX sería la implementación de la tarifa de LIS, modificando el factor de carga de penalidad manteniendo el 50% de los LIS y el uso de servicio de energía alta a la tarifa de 115 KV – Especial (“LIS SR”), como aprobado previamente bajo la Resolución 4036 de la Autoridad el 19 de septiembre de 2013.

El Sr. Valente también indicó que la tarifa propuesta podría resultar en millones de dólares de pérdida para la Autoridad. Por ejemplo, si la Autoridad no otorga a CEMEX la tarifa más competitiva, CEMEX tendría que reducir el consumo de electricidad para poder mantener operaciones a través de un modelo de importador de hormigón. El Sr. Valente expresó que, en agosto de 2016, CEMEX tuvo que importar un bote con clínker (en esencia, un intermediario en el proceso de producir cemento) por primera vez en la historia.

Instituto de Competitividad y Sostenibilidad Energética de Puerto Rico

Resumen del Testimonio de Victor Glass, Ph.D.

El Dr. Glass testificó que una radicación debería ser accesible a las partes interesadas. Aquellos revisando la radicación deberían tener la seguridad que los datos sosteniendo la radicación son prudentes. También debería poder evaluar la calidad de los pronósticos. Deberían esperar que los precios propuesto son causados por los costos. El Sr. Glass concluyó que la presentación de la Autoridad falló en varios aspectos. Esto porque no sigue el formato de una radiación estándar. De lo contrario, uno tiene que escarbar los testimonios de los peritos para entender la naturaleza del proceso de establecer las tarifas y de las tarifas propuestas. Los peritos de la Autoridad admitieron que los datos presentado no son de buena calidad, y los datos cruciales para distribuir los costos entre los servicios o está disponible. Además, la evaluación de los pronósticos no se ha hecho de una manera consistente. Aparenta que los pronósticos de costos de energía han sido un tanto pobres. La metodología para establecer los cambios en la totalidad de la tarifa es básicamente uno en el que se pasa el costo directamente al cliente. Los bonistas y la gerencia de la Autoridad asumen riesgos menores. Los aumentos mayores en la tarifa propuesta podrían causar que

los clientes que son susceptibles a los precios emigren fuera de los servicios de la Autoridad, lo cual podría resultar en un espiral de la muerte. Los clientes industriales grandes podrían ser un segmento del mercado crucial que está a riesgo de buscar alternativas de recursos de energía. La estructura tarifaria propuesta se aleja de la fijación de precios por carga máxima, lo cual podría afectar el desarrollo de la generación solar. La Petición presume que el acuerdo con los bonistas surtirá efecto. En este momento, la posibilidad de un acuerdo es incierta.

La amenaza de la bancarrota aparenta haber frustrado el pensamiento de la Autoridad y sus consultores. La Autoridad no ha considerado vender recursos, lo cual podría romper su opresión sobre las empresas de energía en Puerto Rico y minimizar la necesidad de la industria de financiamiento externo por la Autoridad. Otras opciones no han sido consideradas que son menos vinculantes. Por ejemplo, en lugar de una metodología que pase los costos directamente al cliente, incentivos internos podrían ser introducidos en la Autoridad para penalizar el mal desempeño de la gerencia. Además, los toques de precios podrían ser considerados para ajustar las tarifas. Reconociendo que la Autoridad podría irse a la bancarrota muy rápido, las tarifas interinas son necesarias para mantener a la Autoridad solvente. Sin embargo, durante este periodo interino, la Comisión y otras partes interesadas necesitan trabajar con la Autoridad, si es posible, para desarrollar un proceso de radicación nuevo y un diseño que sea consistente con mejorar la eficiencia y productividad del mercado de energía de Puerto Rico a corto y a largo plazo. El prototipo nuevo pudiese incluir un rediseño mayor del mercado de energía de Puerto Rico y la introducción de un Servicio de Programa Universal para los clientes de escasos recursos.

Resumen del Testimonio de Ramón J. Cao García, Ph.D.

Habiendo examinado los documentos presentados por la Autoridad en apoyo de su aumento en la tarifa permanente, se encontró que la documentación estaba extremadamente deficiente. Ninguna información fue provista, ni aparenta que se consideraron los Costos de Energía Marginales, subsidios cruzados entre las subsidiarias de la Autoridad, y un tope diferencial subjetivo y arbitrario de 5% se estableció para todas las tarifas excepto alumbrado público, sin ningún criterio objetivo. Por otro lado, en los documentos examinados, el Sr. Cao no pudo encontrar alguna consideración sobre las consecuencias económicas del aumento de la tarifa propuesta en la economía local, o tan siquiera de cómo se espera que afecte el consumo de electricidad, y, por lo tanto, en los ingresos de la Autoridad luego de un aumento tarifario. Para sobresaltar la importancia de algunos de estos temas que no fueron considerados en la Petición de la Autoridad, el testimonio presenta una evaluación de las consecuencias económicas examinadas del aumento de la tasa de la tarifa propuesta. Los temas económicos considerados son: (1) consecuencias de la tarifa propuesta en los costos de producción de los ocho sectores económicos, (2) su efecto el GNP Real de Puerto Rico y empleos totales, (3) el impacto de la tarifa propuesta nueva en el costo de vida, (4) consecuencias proyectadas en la cantidad de electricidad demandada.

Para estimar las consecuencias esperadas de los aumentos propuestos de la Autoridad en los sectores industriales de la economía, se obtuvo, de la Junta de Planificación de PR, la Matriz de Transacciones de Entrada/Salida. Se determinó que los sectores más afectados son: (1) el negocio al por mayor y al detal, con un aumento de los costos de las entradas

intermediarias de 1.33%; (2) gobierno, con un aumento de 1.09%; y (3) manufactura, que vislumbran un aumento estimado de 0.51%. Luego, utilizando una ecuación de regresión para pronosticar el GNP, y asumiendo un aumento de 4.2 centavos por kWh en el precio de la electricidad (según el Programa H de la Autoridad), se estimó una reducción de 1.05% del GNP real. Este descenso es adicional al descenso de 2.0% pronosticado por la Junta de Planificación de PR para el GNP real el año fiscal 2016-2017. Otra contracción de 1.05% en el GNP real induciría una reducción de 11,075 empleos. Eso aumentaría la tasa de desempleo a 13.1% a base de las estadísticas de agosto de 2016. También se estimó que un aumento de 4.2 centavos en el precio del kWh ocasionaría un aumento inesperado de 1.32% en el Índice de Precios al Consumidor. Como resultado, el aumento en la tarifa propuesta resultará en empobrecer a la población en general un 2.36%, agravando las condiciones creadas por la contracción que enfrenta la economía puertorriqueña desde el año fiscal 2007, incluyendo la contracción de 2.0% en el GNP real pronosticada por la Junta de Planificación de la Puerto Rico para el año fiscal 2017. Debido a que la producción de electricidad disminuyó por un 16.7% entre los años fiscales 2007-2016, es simplemente irrealista asumir que la demanda de electricidad de alguna manera se mantendrá a los niveles registrados para el año fiscal 2014, según presume la propuesta de la Autoridad. Por esta razón, se calculó una función de demanda agregada para la electricidad correspondiente a las categorías de consumidores principales. Aparenta que la Autoridad no intentó obtener esta información.

Resumen del Testimonio de Tom Sanzillo y de Cathy Kunkel

El testimonio de Kunkel-Sanzillo presentó una comparación de las tarifas de la Autoridad con otras jurisdicciones para ilustrar que Puerto Rico es una excepción en términos de los niveles de tarifas propuestos relativos a la condición económica local. Encontramos que las tarifas propuestas por la Autoridad tienen un nivel mucho más alto de servicio a la deuda embebido (*embedded*) en las tarifas de otras entidades públicas de energía de EEUU. También notamos que las tarifas de la Autoridad son más altas que las pronosticadas en 2017 por la gran subestimación de costos de combustible. Creemos que el sobreestimado de la carga futura de la Autoridad, la inhabilidad probable de cumplir con metas de ahorros pobremente documentadas y con costos mayores de servicio a la deuda más allá de lo que la Autoridad ha proyectado para años futuros. Creemos que no será posible alcanzar una estructura tarifaria asequible sin la renegociación de la deuda. La Autoridad, quizás con la asistencia de la Junta de PROMESA, debe renegociar un mejor acuerdo de deuda que se alinee mejor con las realidades de Puerto Rico. Además, sugerimos varios mecanismos que la Comisión podría adoptar para minimizar los gastos imprudentes de la Autoridad, incluyendo el modelo de supervisión del Inspector General del Sector Privado. Nuestro testimonio encuentra que el diseño tarifario propuesto no da a los clientes, particularmente las clases comerciales e industriales, la flexibilidad para reducir sus propios costos y expandir el uso de generación por energía renovable en Puerto Rico. Recomendamos que el acceso abierto a la transmisión y distribución sea implementado y que los diseños tarifarios industriales y comerciales sean de menor peso en los cargos de la demanda.

Si bien el formato del caso ante la Comisión de Energía de Puerto Rico ha procedido como un caso tarifario regular en otra jurisdicción, este caso no es como los casos tarifarios que hemos visto antes. Primero, un caso tarifario requiere fundamentalmente determinado

nivel de confianza básico entre la utilidad y su regulador. El regulador debe confiar que todos los presupuestos e información financiera pertinente a la solicitud de tarifas sea precisa y presentada ante la Comisión sin obstáculo. Debe poder confiar que los libros de la utilidad y los récords representan una imagen completa de las finanzas de la utilidad. Estos elementos no están completos en el caso tarifario actual. En cuanto al presupuesto de la Autoridad como un todo, los asesores de la Comisión los Dres. Fisher y Horowitz notaron que “la provisión de documentación de la Autoridad que sustenta su presupuesto de capital demostró la crasa incompetencia gerencial” (p.81) y que “la Autoridad documentó muy poco el proceso y los valores en los que se fundamenta el presupuesto de [operaciones] disponible a los asesores de la Comisión que no tenemos otra opción que considerar el presupuesto y su distribución a ser, en efecto, no fundamentado” (p.183).

Autoridad de Acueductos y Alcantarillados de Puerto Rico ("AAA")

Resumen del Testimonio de la Ing. Lynnette Ramírez Rivera.

La Ley 50-2013 se adoptó para proveer una tarifa preferencial a la AAA, primero de 0.22 centavos por kilovatio-hora por los primeros 3 años, y luego de 0.16 centavos por kilovatio-hora desde el año fiscal 2017 en adelante. Este no es un subsidio en la medida que la tarifa más baja vendría de los ahorros manejados por la Autoridad en sus costos de combustible. La política pública del gobierno de Puerto Rico era transferir esos ahorros al consumidor mediante una menor tarifa residencial para sus clientes. No obstante, en ese momento el poder y la jurisdicción para modificar las tarifas ha sido transferido a la Comisión de Energía de Puerto Rico.

Por ende, la Autoridad no tenía el poder de eliminar la tarifa preferencial ya que el poder reside en la Comisión de energía. Para establecer la tarifa preferencial, la Comisión de energía tiene que considerar las políticas públicas detrás de la Ley 50-2013 y la Ley 57-2014; el precio de gas natural y la habilidad de la Autoridad para pagar sus obligaciones bajo el Acuerdo de Fideicomiso que garantiza los bonos que garantizan a la Autoridad, entre otras cosas.

Eliminar la tarifa preferencial para la AAA tendrá varios efectos adversos. Primero, va a incrementar los costos operacionales de la AAA. Además, también afectará los costos y gastos de la AAA. Por otra parte, la Ley 50-2013 contemplaba la construcción de uno o varios proyectos de mejoras infraestructurales con el costo de la tarifa preferencial de 16 centavos por hora de kilovoltio. Como la Autoridad no está cobrando actualmente por esta tarifa, estos proyectos no se desarrollarán. La Ley 50-2013 provee que estos proyectos son de gran importancia ya que proveerán eficiencias, consideran el cambio climático, y permiten la capacidad de crecimiento en el futuro, entre otros factores. Adicionalmente, sería muy difícil para la AAA entrar en el mercado de bonos para desarrollar proyectos de infraestructura. Finalmente, la tarifa actual de la AAA fue establecida tomando en consideración el caso tarifario de la Autoridad. Por ende, si la tarifa preferencial no es sostenida, la AAA tendrá que considerar entre sus opciones, incrementar sus tarifas actuales.

Windmar

Resumen del testimonio de Víctor González, Presidente de Windmar.

En resumen, el presidente Víctor González depuso de parte de Windmar Group quien encontró que la petición se quedaba corta de los requisitos legales de la Ley 57 del 2014 y en contra de la política pública de la misma. El testimonio de Víctor González le sugiere a la Comisión y a la Autoridad tarifas alternas para ayudar modernizar la infraestructura eléctrica de la Autoridad y mover a Puerto Rico hacia la energía renovable, la conservación, la eficiencia, la reducción de combustibles fósiles, el manejo de la demanda-respuesta y la promoción de la generación de la energía por los mismos consumidores. Todas las cuales están bajo la Ley 57-2014.

En cuanto concierne la petición de la Autoridad, el testimonio también critica la propuesta de la Autoridad para los clientes de Medición Neta, el costo ocasionado y los métodos graduales aplicados por la Autoridad. En cuanto concierne Medición Neta, él hace referencia a las leyes ignoradas por la petición de la Autoridad, particularmente la Ley 57-2014, la Ley 4-2016 y la Ley 114-2007, e ilustra la falta de evidencia para apoyar los cambios propuestos por la Autoridad a medición neta. Su testimonio está basado en años de experiencia integrando renovables a la red de la Autoridad. Sus proyectos varían desde sistemas fotovoltaicos a escala de la empresa de servicio público (el primer proyecto de su tipo en Puerto Rico) a cientos generadores solares comerciales e industriales. Actualmente, Víctor González ha instalado sobre 37 megavatios de energía renovable, teniendo 35 de esos en su portfolio – haciéndolo un líder en la industria.

Asociación de Contratistas y Consultores de Energía Renovable de Puerto Rico

Resumen del testimonio de Edward Previdi, presidente de ACONER

Este testimonio fue presentado por el Ing. Edward Previdi como presidente de la Asociación de Contratistas y Consultores de Energía Renovable de Puerto Rico. ACONER intervino en el caso tarifario para prevenir que una estructura tarifaria aparezca. Desde la incesión en la Ley 114-2007, que ordenó a LA AUTORIDAD que estableciera un programa de medición neta, la política del gobierno de Puerto Rico ha sido de apoyar la integración de energía renovable distribuida a la red. La Ley 114-2007, como enmendada por la Ley 4-2016, específicamente establece que cuando la Autoridad y la Comisión de Energía de Puerto Rico (CEPR) estén proponiendo y evaluando cargos a consumidores por medición neta, tomaran en cuenta que los costos no sean excesivos o que no den abastos para que los proyectos se desempeñen. La intención de la legislación para evaluar las tarifas era de establecer una estructura razonable y justa, al menor costo para todos los consumidores pero que a su vez no afectase la industria de energía renovable.

La viabilidad de un mercado de energía renovable distribuido depende del crédito de medición neta de la Autoridad. La propuesta tarifaria de la Autoridad afecta negativamente la viabilidad del consumidor poder implementar mejoras capitales usando energía renovable. Dos tendencias resaltan (ambas reduciendo el crédito de medición neta):

(1) se propuso que los cargos segregados de CELI y los subsidios no sean aplicados como un crédito de medición neta, y (2) en las 4 categorías principales de la estructura de la tarifa es una donde los costos son fijos o en donde los cargos por demanda cambian dramáticamente. Un análisis de adquisición del Rendimiento de la Inversión (“ROI”, por sus siglas en inglés) del sistema de GD por los consumidores demostró la aplicación de créditos de medición neta a los consumidores resultaría añadiendo años al ROI, los años añadidos intercalan entre 1.9 años para la adquisición de un sistema por un consumidor GSS a 4.4 años para un consumidor GSP. Para minimizar los cambios negativos impactos negativos en el mercado de energía renovable, ACONER recomienda que los siguientes cambios a la estructura de la propuesta tarifaria: (1) Los cargos por CELI y subsidios serian cobrados por consumo neto; (2) los cargos básicos fijos por GRS y GSS permanecerían igual que como existen bajo la estructura tarifaria existente y el estimado de consumo energético será ajustado apropiadamente; y (3) los costos de demanda de GSP y GST permanecerán a los niveles actuales, y el cargo por consumo de energía será ajustado adecuadamente. Además de minimizar el impacto negativo en proyectos de energía renovable, las razones básicas para los cambios propuestos a esta revisión de tarifas son: (1) La penetración de GD en la red eléctrica está todavía a su nivel mínimo; (2) la Autoridad todavía tendría la oportunidad de proponer cambios en la manera que los sistemas de GD son tratados en futuros procesos de evaluación de tarifas; (3) la reducción de niveles de consumo de energía a través de incrementos en cargos fijos y cargos por demanda que tendría como resultado desalentar la eficiencia y la conservación energética en consumidores; (4) A pesar de que uno de los argumentos de la Autoridad a favor de los cambios propuestos es de tratar de disminuir el impacto en consumidores regulares quienes estarían “subsidiando” a los consumidores de medición neta, los números de ACONER indican que este impacto en realidad seria mínimo; y (5) una serie de beneficios ambientales, de salud, etc., que son generados por la transición a energía renovable como una alternativa a combustibles fósiles, que no ha sido cuantificada. ACONER, por ende, recomienda un estudio exhaustivo que cuantifique los beneficios para la Autoridad y para el público de la energía distribuida con recursos de energía renovable.

Resumen del testimonio de Vicente Feliciano, experto de ACONER

La Autoridad necesita pagar por sus costos operacionales, nuevas inversiones y gastos financieros. Cualquier cosa en adición a esto es un impuesto en consumo de energía. La Autoridad le está pidiendo a la CEPR \$503 millones de dólares para pagar por el RSA, además de \$314 millones para pagar una deuda que no es RSA, para un total de \$817 millones en costos en un año fiscal. El argumento es que cuando el gobierno es dueño de una utilidad, a esa utilidad se le debe se asignar cualquier cantidad de dinero que sea necesaria para que pague sus deudas. Bajo circunstancias normales eso sería el caso, pero Puerto Rico no es un caso normal. Una utilidad controlada por inversionistas se le asigna lo que se conoce como un costo por procuración de finanza, por parte del regulador. El costo de procuración de financiamiento se calcula multiplicando los bienes de la utilidad con una tarifa de rentabilidad razonable. En el caso de la Autoridad, serian \$6,782 millones en bienes multiplicado por 7.8% del costo capital. La cantidad total por año sería \$529 millones. La diferencia entre \$817 millones de lo que se deba y \$529 millones seria (el costo fiscal razonable de una utilidad controlada por inversionistas) sería un impuesto en consumo de electricidad. El impuesto en consumo de electricidad seria \$288 millones por año.

La política pública de Puerto Rico es de apoyar la energía renovable. Algunos ajustes deberían ser hechos. La energía renovable tiene beneficios que aún no han sido incorporados al crédito de medición neta, incluyendo beneficios la ambiente, a la salud y otros. Y, aun así, no hubo un intento de parte de los consultores de la Comisión de incorporarlos al consenso de crédito de medición neta. Una opción sería de ofrecer créditos de medición neta a los clientes por subsidios a residencias y el distrito de irrigación en lugar de créditos ambientales y de salud. La problemática de cargos de transición, relacionada a la deuda para pagar por bienes fijos que o no son usados por consumidores de medición neta o son usados en base limitada, es algo que la Comisión debe de investigar de nuevo.

Sunnova

Resumen del testimonio de Steven Gabel

Sunnova auspició el testimonio de Steven Gabel. El Sr. Gabel ejecuto por adelantado su ponencia para poder evaluar ciertas políticas recomendadas por la propuesta de la Autoridad incluyendo: a) [si la propuesta] es razonable de la perspectiva de determinar la tarifa; b) el impacto en el desarrollo de recursos renovables del territorio que la Autoridad sirve; y c) la consistencia con lo establecido en Puerto Rico y la política energética nacional. El Sr. Gabel recomendó varios ajustes a la petición de la Autoridad incluyendo:

- 1) Medición Neta de Energía (“NEM”, por sus siglas en inglés) actual debería continuar y la Comisión no debería hacer cambios a NEM. El cambio propuesto por la política de NEM desalentara el desarrollo de energía renovable “hecha en casa” del consumidor, limpia y un combustible gratuito para Puerto Rico, y a su vez disminuyendo la dependencia en combustibles fósiles importados que inhiben intentos de diversificar sus recursos energéticos.
- 2) La Comisión debería evaluar detenidamente y restringir las propuestas de la Autoridad para mover su tarifa a que sea una proporción mayor de los ingresos por capital fijo, ya que esto es contrario al concepto de costo por servicio y el mandato de la Comisión de promover energía renovable.

Finalmente, el Sr. Gabel recomendó que la Comisión debería poder evaluar ampliamente la estructura y determinar la tarifa de la Autoridad. Él recomendó que la Comisión considerase cambios más amplios a la estructura de la industria y la determinación de la tarifa que podrían transicional el sistema energético a uno que sea más confiable; que establezca y reduzca los costos energéticos; promueva el desarrollo de energía renovable, eficiencia energética y otros avances en tecnologías verdes; atraiga inversiones del sector privado; e incremente la actividad económica.

Cámara de Comercio

Resumen del testimonio de la Ing. Gerardo Cosme Núñez.

El testimonio de la Cámara de Comercio sirvió para presentar una evaluación de la percepción de ciertos aspectos sobre la revisión de tarifas. El testimonio indica que la distribución propuesta de los requisitos de ingreso presentada por la Autoridad no es justa y razonable y que la Comisión debe considerar otros recursos de ingresos de los sectores comerciales e industriales, además del cargo de energía, de manera que se desarrolle el Estudio de Costo de Servicio. El deponente también expresa que no hay un indicio claro de cómo la Autoridad proyectó sus ingresos desde el 2014 hasta el 2017.

Asociación de Constructores ("ACPR")

Resumen del Testimonio de Emilio Colón Zavala.

El testimonio del Sr. Colón Zavala sirvió para exponer y presentar ante la Comisión, desde la perspectiva de la ACPR, el impacto de la propuesta de la revisión de tarifas en el desarrollo, planificación y financiamiento de la vivienda formal, dentro de la jurisdicción de Puerto Rico. Esto a la luz de contexto legal y económico que la ACPR estima pertinente y relevante, particularmente para el desarrollo de la vivienda de escasos recursos.

Asociación de Hospitales de Puerto Rico ("AHPR")

Resumen del testimonio de Jaime Gregorio Plá Cortés.

El testimonio del Sr. Plá Cortés sirvió para presentar las implicaciones de asuntos que se derivan de la revisión tarifaria junto con la tarifa de "secuestro" propuesta por la Autoridad, la cual, en la opinión de la AHPR, y en cuanto a lo que está reflejado en la documentación recibida por sus miembros, significaría aumentos significativos en costos no-reembolsables en un momento en que dicha industria se encuentra en la frágil situación de proveer servicios de salud en Puerto Rico. En el caso de los hospitales y los servicios de salud, éstos no serían capaces de pasar a otros este aumento. En una industria que es tan competitiva que apenas puede cubrir sus costos, un aumento provocaría que ésta incurriera en mayores pérdidas.

Asociación de Industriales de Puerto Rico ("AIPR")

Resumen del testimonio de Rodrigo Masses y Artze.

El testimonio del Sr. Masses y Artze responde a la necesidad de comprobar los efectos futuros de los costos de distribución propuestos en el sector de la manufactura en Puerto Rico, para establecer el impacto potencial de las revisiones de tarifas según propuestas sobre el desarrollo económico del país y el no cumplimiento con la Ley 57 del 22 de mayo de 2014, conocida como la "Ley de Transformación y ALIVIO Energético de Puerto Rico" (en adelante ley 57-2014).

Resumen de los comentarios públicos

Para maximizar la participación pública y el conocimiento del proceso, la Comisión celebró cuatro (4) vistas públicas durante las fases iniciales del procedimiento. Para proveer mayor acceso a las partes interesadas, todas las vistas fueron celebradas en español, tres (3) vistas fueron celebradas fuera del área metropolitana y una (1) en San Juan, durante horarios flexibles, y también fueron retransmitidas en directo por internet y grabadas. La primera vista se celebró el 10 de septiembre de 2016 en el Municipio de Mayagüez. Un total de nueve (9) participantes depusieron ante la Comisión. La segunda vista pública se celebró el 12 de septiembre de 2016 en el Municipio de Ponce. Un total de (8) participantes depusieron ante la Comisión. La tercera vista se celebró el 13 de septiembre de 2016 en el Municipio de Humacao. Un (1) participante depuso ante la Comisión durante esta vista. La cuarta y última vista fue celebrada el 14 de septiembre de 2016 en el Municipio de San Juan con un total de diez (10) participantes que depusieron ante la Comisión.

Durante estas vistas, la Comisión escuchó comentarios del público en relación con una larga lista de preocupaciones, las cuales incluyeron los siguientes asuntos.

Hubo una incomodidad y percepción negativa común y generalizada sobre la gerencia y el desempeño de la Autoridad. Los ciudadanos estaban preocupados generalmente en torno a que un incremento en las tarifas, sin una reestructuración significativa y cambios en las prácticas gerenciales, perpetuaría la actualmente precaria situación fiscal y estructural de la empresa. En general, la incomodidad y preocupaciones de los ciudadanos no están relacionadas con alguna parte específica de la Petición de Revisión de Tarifas de la Autoridad, sino con una desconfianza, resultado de años de pobre toma de decisiones, mala administración, influencias políticas y falta de planificación. Desde su perspectiva, de cara al futuro, resulta necesario implantar mecanismos para que la Autoridad deba rendir cuentas por sus actuaciones. Además, según expresó la organización Espacios Abiertos, tiene que haber transparencia en la información presentada por la Autoridad como parte de su Petición. Solicitaron que la Autoridad explique claramente cómo el requisito de ingreso propuesto se utilizará para mejorar las operaciones de la Autoridad, la eficiencia y el desempeño general de la organización, dado que, según propuesto, resultaría en un aumento en la tarifa para los consumidores.

Al mejorar su desempeño y asegurar mayores ahorros para reducir los costos de operar la empresa, como parte de los comentarios y recomendaciones presentados a la Comisión, los ciudadanos expresaron que la Autoridad podría continuar realizando ahorros operacionales mediante la reducción del número de contratos de servicios legales y consultoría externa y la utilización de su personal interno. Espacios Abiertos expresó que, aunque la consultoría especializada es necesaria, la situación fiscal de Puerto Rico y de la Autoridad no amerita los costos elevados de consultoría incurridos por la Autoridad.

Además, los ciudadanos arguyeron que, al revisar la Petición de la Autoridad, la Comisión no puede limitarse a realizar un análisis económico, el cual meramente asegure los ingresos para sostener a la empresa y atender sus obligaciones financieras. Los ciudadanos

estuvieron de acuerdo en que la Comisión debe realizar una evaluación de las necesidades sociales, lo que incluye un análisis de los factores que garanticen el desarrollo social de la Isla, a la vez que atiendan las necesidades de energía eléctrica de Puerto Rico. Lo anterior se enmarca en el contexto de que las presentes condiciones sociales y económicas de los ciudadanos de Puerto Rico no pueden sostener un aumento en las tarifas y, por lo tanto, la distribución de los costos debe considerar el impacto general que tal aumento tendría sobre la economía de Puerto Rico y su sociedad. Los ciudadanos estuvieron de acuerdo en que el peso de reestructurar la Autoridad y llevarla a su estabilidad fiscal no debe recaer sobre los ciudadanos, sino que la gerencia de la empresa y el gobierno deben responder por la situación actual.

Muchos deponentes también atendieron la necesidad de integrar las fuentes renovables al sistema de la Autoridad. Algunos ciudadanos expresaron que la presente política pública energética del Estado Libre Asociado promueve la integración de las renovables, lo cual ha sido impedido hasta ahora por la Autoridad. Los ciudadanos enfatizaron que la integración de las renovables es fundamental para el desarrollo del sistema energético de Puerto Rico y que los beneficios sociales que provee tal integración superan los costos de un sistema de energía renovable. Se expresó que no debían imponerse cargos adicionales a los clientes de medición neta a fin de promover e incentivar la integración de las renovables. Por lo tanto, los deponentes argumentaron que, mientras la penetración actual de renovables sea mínima, los costos asociados a ella deben ser distribuidos a los demás clientes. Consideran que de esta manera se cumple la política pública de Puerto Rico y que la distribución de los costos es necesaria para obtener los beneficios que provee la integración de las renovables.

Por último, *National Public Finance Guarantee Corporation* ("National") expresó su preocupación respecto al hecho de que el requisito de ingreso de la Autoridad no incluyera parte de la deuda histórica de la Autoridad que se incluyó en el Acuerdo de Apoyo a la Reestructuración (*Restructuring Support Agreement* o "RSA", por sus siglas en inglés).³⁴⁸ Específicamente, National expresó su preocupación en torno al estado actual del cargo de transición.³⁴⁹ Como parte del acuerdo, deben cumplirse varias condiciones y eventos clave

³⁴⁸ National presentó su carta a la Comisión luego de que la vista probatoria había concluido. National no era interventora en el procedimiento; por lo tanto, las demás partes no tuvieron la oportunidad de cuestionar a los testigos de National. Bajo estas circunstancias, la Comisión entonces no puede tratar lo radicado por National como evidencia técnica. La Comisión, sin embargo, ha tomado en consideración las preocupaciones de los bonistas al incluir en su requisito de ingreso una proyección razonable de deuda histórica y de cociente de cobertura en este procedimiento, y al aprobar la Metodología de Cálculo y el Mecanismo de Ajuste en el procedimiento del Cargo de Transición. Cuando los bonistas y la Autoridad lleguen a un acuerdo sobre la cantidad de deuda que será recuperada mediante el Cargo de Transición, la Comisión estará preparada, según se le solicite, para realizar los ajustes apropiados al requisito de ingreso de la Autoridad.

³⁴⁹ La metodología de cálculo y mecanismo de ajuste para el cargo de transición fue aprobada por la Comisión el 21 de junio de 2016, en el caso número CEPR-AP-2016-0001. Este mecanismo de cargo de transición está diseñado para reducir los costos para los clientes de la Autoridad. Los

dispuestos en el RSA, y en consecuencia ninguno de esos bonos han sido cancelados (*defeased*) como parte de la titulización. La preocupación de National surge del testimonio de la Autoridad en la que ésta expresó que había una alta probabilidad de que la titulización no ocurriera antes de que la Comisión emitiera su orden final en el presente caso. Por lo tanto, National solicita que la Comisión tome en cuenta todas obligaciones de deuda actualmente no cancelada (*non-defeased*) de la Autoridad³⁵⁰ en el requisito de ingreso de la Autoridad para el año fiscal 2017 y las correspondientes tarifas base. National recomienda que, tan pronto el proceso de titulización advenga efectivo, las tarifas base puedan ser ajustadas a la baja para reflejar el descuento alcanzado mediante la reestructuración.³⁵¹

bonistas tenedores de aproximadamente \$7,170 millones en deuda existente de la Autoridad, con una tasa de interés ponderada estimada de 5.86 por ciento, han acordado reducir esa deuda. Mediante el cargo de transición, la deuda existente será reemplazada por la "Deuda Reestructurada".

³⁵⁰ La deuda en posesión de los acreedores participantes en la titulización y los acreedores que no son participantes en la titulización.

³⁵¹ Si bien es cierto que la deuda que no ha sido cancelada (*defeased*) mediante el proceso de titulización sigue siendo parte de las obligaciones de la Autoridad, las cuales deben ser cubiertas por sus tarifas, también es cierto que mientras el RSA permanezca en vigor, la obligación de la Autoridad de pagar dicha deuda ha sido diferida. Es ese diferimiento el que exime a la Autoridad de incluir la deuda objeto del RSA en el requisito de ingreso para el año fiscal 2017 ("FY2017"). Por lo tanto, aunque ambas presunciones son ciertas (que la deuda sigue siendo una obligación de la Autoridad, pero que no hay obligación de pagarla en el 2017), hay una expectativa común generalizada entre la Autoridad y los interventores participantes en este procedimiento de que la reestructuración de la deuda, según dispuesto en el RSA, se llevará a cabo. En consecuencia, para fines del requisito de ingreso para el FY2017, la Comisión presume que el pago de la deuda incluida en el RSA no es un gasto esperado para el 2017.

Anejo 1: Determinación del Requisito Total de Ingreso y el Cambio en las Tarifas Base

Puerto Rico Electric Power Authority
Determination of Total Revenue Requirement and Change in Base Rates
(Thousands of Dollars)

Commission Attachment 1
Page 1 of 1

Line No.	Description	PREPA Proposed FY2017 (A)	Commission Adjustments (B)	Total Adjusted Results (C)	Base Rates: Commission Adjusted Results (D)	Adjusted FY2017 Fuel and Purchase Power Adjustor Revenue & Expense (E)
1	Operating Expenses					
2	Fuel	\$ 655,968	\$ 461,305	\$ 1,117,273		\$ 1,117,273
3	Purchased Power	\$ 819,907	\$ -	\$ 819,907		\$ 819,907
4	Generation Expenses	\$ 122,411	\$ 30,549	\$ 152,960	\$ 152,960	
5	Transmission Expenses	\$ 34,222	\$ 3,914	\$ 38,136	\$ 38,136	
6	Distribution Expenses	\$ 169,277	\$ 19,004	\$ 188,281	\$ 188,281	
7	Customer Billing Expenses	\$ 84,945	\$ 389	\$ 85,334	\$ 85,334	
8	Administrative and General Expenses	\$ 148,897	\$ (16,602)	\$ 132,295	\$ 132,295	
9	Bad Debt Expense	\$ 85,384	\$ 12,000	\$ 97,384	\$ 97,384	
10	Energy Administration Assessment	\$ 5,800	\$ (5,800)	\$ -	\$ -	
11	Subtotal Operating Expenses	\$ 2,126,811	\$ 504,759	\$ 2,631,570	\$ 694,390	\$ 1,937,180
12						
13	Subsidies					
14	Energy Administration Assessment		\$ 5,800	\$ 5,800	\$ 5,800	
15	Contribution to Municipalities (CILT)	\$ 51,784	\$ -	\$ 51,784	\$ 51,784	
16	Public Lighting	\$ 93,241	\$ -	\$ 93,241	\$ 93,241	
17	Special Customer Subsidies	\$ 75,071	\$ (37,170)	\$ 37,901	\$ 37,901	
18	Subtotal Subsidies	\$ 220,096	\$ (31,370)	\$ 188,726	\$ 188,726	
19						
20	Debt Service (Principal & Interest)	\$ 314,390	\$ -	\$ 314,390	\$ 314,390	
21	Debt Service Coverage		\$ 125,756	\$ 125,756	\$ 125,756	
22	Subtotal Debt Service and Coverage	\$ 314,390	\$ 125,756	\$ 440,146	\$ 440,146	
23						
24	Ratepayer Funding of Capital Expenditures	\$ 336,558	\$ (183,096)	\$ 153,462	\$ 153,462	
25						
26	Subtotal PREPA Base Rate Revenue Requirement	\$ 2,997,855	\$ 416,049	\$ 3,413,904	\$ 1,476,724	
27						
28	Revenue and Other Income					
29	Other Income	\$ (38,925)	\$ -	\$ (38,925)	\$ (38,925)	
30	Fuel and Purchased Power Adjustor Revenue	\$ (1,658,287)	\$ (461,305)	\$ (2,119,592)	\$ (182,412)	\$ (1,937,180)
31	Base Rate Revenue at Current Rates	\$ (1,078,387)	\$ -	\$ (1,078,387)	\$ (1,078,387)	
32	Subtotal Revenue and Other Income	\$ (2,775,599)	\$ (461,305)	\$ (3,236,904)	\$ (1,299,724)	\$ (1,937,180)
33						
34	PREPA Base Rate Revenue Deficiency (Excess)	\$ 222,256	\$ (45,256)	\$ 177,000	\$ 177,000	\$ -
35						
36	PREPARC Securitization (Transition Charge) Revenue Requirement - Note [b]:					
37	Debt Service for Securitization	\$ 394,237	\$ -	\$ 394,237		
38	Gross-Up for Collections Lag and Uncollectible Revenue	\$ 109,027	\$ -	\$ 109,027		
39	PREPARC (SPV) Revenue Requirement	\$ 503,264	\$ -	\$ 503,264		
40						
41	Total PREPA and PREPARC Revenue Requirements	\$ 3,501,119 [a]	\$ 416,049	\$ 3,917,168		

Notes and Source

Col.A: PREPA Schedule A-1 REV with reclassification of selected items for presentation clarity

[a] PREPA shows this amount on its Schedule A-1 REV net of PREPA's Other Income:

Total PREPA and PREPARC Revenue Requirements	\$ 3,501,119	Line 40
Other Income	\$ (38,925)	Line 28
Total PREPA and PREPARC Revenue Requirements per PREPA	\$ 3,462,194	PREPA Schedule A-1 REV

[b] The method for determining the PREPARC revenue requirement for the new securitized bonds to be issued and the method for determining the Transition Charge rates related to that was addressed and approved by the Commission in Case No. CEPR-AP-2016-0001.

Col.B: See Commission Attachment 2 for a summary of adjustments and Commission Attachment 3 for additional details.

Cols. D and E: The Commission has determined that PREPA's fuel and purchased power expenses will be collected through the fuel and purchased power adjustors.

Anejo 2: Resumen de los Ajustes por la Comisión al Requisito de Ingreso para el FY2017

Puerto Rico Electric Power Authority
Summary of Commission Adjustments to FY2017 Revenue Requirement

Commission Attachment 2
Page 1 of 1

(Thousands of Dollars)

Line No.	Description	Total Commission Adjustments (A)	Debt Service Coverage Ratio Margin (1)	Ratepayer Contributions for FY2017 CapEx Funding (2)	Reclassification of FY2017 CapEx to Generation Maint. Exp. (3)	Special Customer Subsidies Double Count (4)	Fuel Expense Forecast (5)	Operating Expense Needed for Safe & Reliable Operation (6)	Fines and Penalties Expense Not Incurred (7)	Bad Debt Expense (8)	Reconnection Fee Revenue Held to Cost (9)	Subsidies and Expenses (10)
1	Operating Expenses								Note A	Note B		
2	Fuel	\$ 461,305					\$ 461,305					
3	Purchased Power	\$ -										
4	Generation Expenses	\$ 30,549			\$ 16,000			\$ 14,175			\$ 374	
5	Transmission Expenses	\$ 3,914						\$ 3,809			\$ 105	
6	Distribution Expenses	\$ 19,004						\$ 18,487			\$ 517	
7	Customer Billing Expenses	\$ 389									\$ 260	\$ 129
8	Administrative and General Expenses	\$ (16,602)						\$ (17,057)			\$ 455	
9	Bad Debt Expense	\$ 12,000								\$ 12,000		
10	Energy Administration Assessment	\$ (5,800)										\$ (5,800)
11	Subtotal Operating Expenses	\$ 504,759	\$ -	\$ -	\$ 16,000	\$ -	\$ 461,305	\$ 19,414	\$ -	\$ 12,000	\$ 1,711	\$ (5,671)
12												
13	Subsidies											
14	Energy Administration Assessment	\$ 5,800										\$ 5,800
15	Contribution to Municipalities (CILIT)	\$ -										
16	Public Lighting	\$ -										
17	Special Customer Subsidies	\$ (37,170)				\$ (37,041)						\$ (129)
18	Subtotal Subsidies	\$ (37,170)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ (37,041)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ (129)
19												
20	Debt Service (Principal & Interest)	\$ -										
21	Debt Service Coverage	\$ 125,756	\$ 125,756									
22	Subtotal Debt Service and Coverage	\$ 125,756	\$ 125,756	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 5,541
23												
24	Ratepayer Funding of Capital Expenditures	\$ (183,096)		\$ (183,096)								
25												
26	Subtotal PREPA Base Rate Revenue Requirement	\$ 410,249	\$ 125,756	\$ (183,096)	\$ 16,000	\$ (37,041)	\$ 461,305	\$ 19,414	\$ -	\$ 12,000	\$ 1,711	\$ (259)
27												
28	Revenue and Other Income											
29	Other Income	\$ -										
30	Fuel and Purchased Power Adjustor Revenue	\$ (461,305)					\$ (461,305)					
31	Base Rate Revenue at Current Rates	\$ -										
32	Subtotal Revenue and Other Income	\$ (461,305)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ (461,305)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
33												
34	PREPA Base Rate Revenue Deficiency (Excess)	\$ (51,056)	\$ 125,756	\$ (183,096)	\$ 16,000	\$ (37,041)	\$ -	\$ 19,414	\$ -	\$ 12,000	\$ 1,711	\$ (259)
35												
36	PREPARC Securitization (Transition Charge) Revenue Requirement											
37	Debt Service for Securitization	\$ -										
38	Gross-Up for Collections Lag and Uncollectible Revenue	\$ -										
39	PREPARC (SPV) Revenue Requirement	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
40												
41	Total PREPA and PREPARC Revenue Requirements	\$ 410,249	\$ 125,756	\$ (183,096)	\$ 16,000	\$ (37,041)	\$ 461,305	\$ 19,414	\$ -	\$ 12,000	\$ 1,711	\$ (259)

Notes and Source

Col.A: Sum of Adjustments accepted by the Commission

Columns (1) through (10): See Commission Attachment 3 (which updates Smith and Dady Ex. 5 for the Commission's decisions). The Commission's decision about Reconnection Fee revenue is reflected in column 9 and on Commission Attachment 3, page 9.

Note A: PREPA indicated during the hearing that it had not included any amount for fines or penalties in its FY2017-based revenue requirement so there is no need for this adjustment.

Note B: Updated for the impact of the Commission's decisions on other adjustments.

Anejo 3: Ajustes por la Comisión a los Requisitos de Ingresos para el FY2017

Puerto Rico Electric Power Authority
Commission Adjustments to FY2017 Revenue Requirements

Commission Attachment 3
Page 1 of 10

Reflect Debt Service Coverage
(Thousands of Dollars)

Line No.	Description	Amount (A)	Reference
	Calculation of Debt Service Coverage		
1	PREPA Debt Service (Principal and Interest)	\$ 314,390	PREPA Schedule A-1 REV
2	Debt Service Coverage Ratio	1.4 x	Commission Advisor Hill
3	Debt Service Coverage	<u>\$ 440,146</u>	
	Summary		
4	PREPA Debt Service (Principal and Interest)	\$ 314,390	Line 1
5	Debt Service Coverage Margin	\$ 125,756	Line 3 - Line 1
6	Total Debt Service and Debt Service Coverage	<u>\$ 440,146</u>	
7	Adjustment to Provide for 1.4x Debt Service Coverage Margin	<u>\$ 125,756</u>	Line 5

Notes and Source

This adjustment is to recognize a Debt Service Coverage Ratio (DSCR) margin based on the DSCR recommendation of Commission Advisor Stephen Hill

Puerto Rico Electric Power Authority
Commission Adjustments to FY2017 Revenue Requirements

Commission Attachment 3
Page 2 of 10

Adjust Amount of Ratepayer Contributions for FY2017 Capital Expenditure Funding
(Thousands of Dollars)

Line No.	Description	Amount (A)	Reference
1	PREPA Requested Ratepayer Funding of FY2017 Capital Expenditures	\$ 336,558	PREPA Schedule A-1 REV
Commission Advisor Adjustments			
2	Adjust for amount recognized in DSCR Margin	\$ (125,756)	Note A
3	Limit Ratepayer Funding of Aguirre Offshore Gas Port (AOGP) in FY2017 to amount approved in the Commission's IRP Order	\$ (41,340)	Note B
4	Adjust PREPA FY2017 Capital Expenditures for Meters (PIV 16677)		Note C
Reclassify Certain PREPA Capital Expenditures as Generation O&M Expense:			
	<u>PREPA PIV #</u>	<u>Description</u>	
5	15880	Major Inspection "C" Unit 1-3 Cambalache	\$ (4,000) Note D
6	16945	Combined Cycle Improvement U-5 San Juan Steam Plant	\$ (6,000) Note D
7	16946	Combined Cycle Improvement U-6 CSJ	\$ (6,000) Note D
8	Total Commission Advisor Adjustments to Ratepayer Funding of FY2017 CapEx	\$ (183,096)	Sum of lines 2 through 6
9	Adjusted Ratepayer Funding of PREPA FY2017 Capital Expenditures	<u>\$ 153,462</u>	Note E

Notes and Source

This adjustment reflects Commission Advisor adjustments to the amount of PREPA's requested FY2017 ratepayer funding of Capital Expenditures

[A] A portion of PREPA's proposed FY2017 Capital Expenditures is covered by the DSCR margin recommended by Commission Advisor Hill
See page 1 of this schedule.

[B] Commission Advisors Fisher and Horowitz recommend limiting FY2017 capital expenditures for the AOBP to the amount allowed in the Commission's IRP Order:

	Amount in Dollars	Reference
PREPA Proposed FY2017 Capital Expenditures for AOGP	\$ 56,339,808	PREPA Schedule F-3 REV
AOGP capital spending authorized in the Commission's IRP Order	\$ 15,000,000	Fisher/Horowitz Expert Report
FY2017 AOGP capital expenditure adjustment	<u>\$ 41,339,808</u>	Fisher/Horowitz Expert Report

[C] Commission Advisors Fisher and Horowitz recommend limiting PREPA's Capex for FY2017 capital expenditures from capital to exclude an amount of costs that is estimated for AMI meters. The Commission did not accept that adjustment.

[D] Commission Advisors Fisher and Horowitz recommend reclassifying certain FY2017 capital expenditures from capital to generation O&M. This reflects such reclassification of the following PREPA proposed FY2017 capital expenditures:

[E] Having current year ratepayer funding of PREPA's Capital Expenditures is not recommended as a permanent component of PREPA's revenue requirement methodology. As explained in the Hill and Smith/Dady reports, including this as a component of PREPA's base rate revenue requirement should only continue until PREPA has restored financial viability and can access external capital markets at reasonable cost to finance its CapEx. At that point, PREPA debt service and a DSCR would continue to be included in the determination of PREPA's base rate revenue requirement, and the special ratepayer-funding of CapEx would cease.

Puerto Rico Electric Power Authority
Commission Adjustments to FY2017 Revenue Requirements

Commission Attachment 3
Page 3 of 10

Reflect Reclassification of Certain PREPA Proposed FY2017 Capital Expenditures to Generation Maintenance Expense
(Thousands of Dollars)

Line No.	Description	Amount (A)	Reference
Reflect Reclassification of Certain PREPA Proposed FY2017 Capital Expenditures to Generation Maintenance Expense to Increase Generation Maintenance Expense			
	<u>PREPA Project (PIV)</u>		
	<u>Description</u>		
1	15880 Major Inspection "C" Unit 1-3 Cambalache	\$ 4,000	Note A
2	16945 Combined Cycle Improvement U-5 San Juan Steam Plant	\$ 6,000	Note A
3	16946 Combined Cycle Improvement U-6 CSJ	\$ 6,000	Note A
4			
5	Increase to Generation Maintenance Expense for Reclassification	<u>\$ 16,000</u>	

Notes and Source

This adjustment reflects Commission Advisor adjustments to the amount of PREPA's requested FY2017 ratepayer funding of Capital Expenditures

[A] Commission Advisors Fisher and Horowitz recommend reclassifying certain FY2017 capital expenditures from capital to generation O&M. This reflects such reclassification of the PREPA proposed FY2017 capital expenditures listed above

Additional source for dollar amounts: PREPA Schedule F-3 REV

Puerto Rico Electric Power Authority
Commission Adjustments to FY2017 Revenue Requirements

Commission Attachment 3
Page 4 of 10

Remove Double-Count of Special Customer Subsidies and Revenue at Current Rates
(Thousands of Dollars)

Line No.	Description	Amount (A)	Reference
Special Customer Subsidies			
1	General Agricultural Service Tariff	\$ (525)	Note A
2	Low-Income Consumer Subsidies (RH3, LRS), and	\$ (16,439)	Note A
3	Fixed Public Housing Rate (RFR Tariff)	\$ (20,077)	Note A
4	Adjustment to Special Customer Subsidies	<u>\$ (37,041)</u>	Notes A and B

Notes and Source

[A] This adjustment reflects an adjustment identified by Commission Advisor Chernick to remove a double-count identified in PREPA's filing of certain Special Customer Subsidies and Revenue at Current Rates.

Commission Advisor Chernick has identified the following double counts in his detailed review of PREPA's proposed Special Customer Subsidies and PREPA's revenue at existing rates:

Amount (in dollars)	Rates Affected by the Rate Discount
\$524,933	for the General Agricultural Service Tariff,
\$16,438,851	for Low-Income Consumer Subsidies (RH3, LRS), and
<u>\$20,076,641</u>	for the Fixed Public Housing Rate (RFR Tariff)
<u>\$37,040,425</u>	Total amount counted by PREPA in Special Customer Subsidies and reflected by PREPA in revenue at current rates

[B] An alternative way of removing the impact of the double-count identified by Commission Advisor Chernick would be to add the dollar amount identified above to PREPA's base rate revenue at current rates.

Puerto Rico Electric Power Authority
Commission Adjustments to FY2017 Revenue Requirements

Commission Attachment 3
Page 5 of 10

Adjust Fuel Expense Forecast
(Thousands of Dollars)

Line No.	Description	Amount (A)	Reference
1	Fuel Expense	\$ 461,305	Note A
2	Fuel Adjustor Revenue	\$ (461,305)	Note B
3	Net Impact on Base Rate Revenue Requirement	\$ -	Notes A and B

Notes and Source

- [A] This adjustment reflects an adjustment to Fuel Expense recommended by Commission Advisors Horowitz and Fisher
- [B] Because PREPA's Fuel Adjustor will be recovering fluctuations in Fuel Expense via its Fuel Adjustor an equal amount is being added to Fuel Revenue. Currently, PREPA's Fuel Adjustor recovers more than the Fuel Expense due to the inclusion of a 0.89 factor in the denominator; however, under both PREPA's recommendation and the Commission Advisors' recommendations, that factor (for CILT) is being removed from PREPA's Fuel (and Purchased Power) Adjustors, prospectively, effective with the new base rates established in the current PREPA rate case
- [C] The Commission has determined that PREPA will recover its Fuel Expenses through the Fuel Adjustor and its Purchased Power Expenses through the Purchased Power Adjustor, rather than recovering a base amount of Fuel and Purchased Power Expense through Base Rates

Adjust Operating and Maintenance Expense for Synapse Recommended Levels for Safe and Reliability Operation of the Electric Utility
(Millions of Dollars)

Line No.	Description	Labor Expense (A)	Non-Labor Expense (B)	Total Operating Expenses (C)
1	Generation Expense	\$ 9.680	\$ 4.495	\$ 14.175
2	Transmission Expense	\$ 3.330	\$ 0.479	\$ 3.809
3	Distribution Expense	\$ 16.115	\$ 2.372	\$ 18.487
4	Administrative and General Expense	\$ (17.057)		\$ (17.057)
5	Net Impact on Base Rate Revenue Requirement	<u>\$ 12.068</u>	<u>\$ 7.346</u>	<u>\$ 19.414</u>

Notes and Source

- [A] This adjustment reflects an adjustment to PREPA's proposed FY2017 Operating Expenses recommended by Commission Advisors Horowitz and Fisher to assure that there is an adequate O&M Expense budget for the safe and reliable operation of the electric system

Puerto Rico Electric Power Authority
Commission Adjustments to FY2017 Revenue Requirements

Commission Attachment 3
Page 7 of 10

Remove Budgeted FY2017 Expense Amount for Fines and Penalties
(Millions of Dollars)

Line No.	Description	Operating Expense Adjustment	Reference
1	Administrative and General Expense	Note A	PREPA Response to CEPR-Rs-05-31

Notes and Source

PREPA's response to CEPR-RS-05-31 indicates that for FY2017 PREPA budgeted \$624,446 in account 923 for the concept of stipulated fines and penalties that may occur for non-compliance with federal and state environmental laws and regulations. PREPA's response to CEPR-RS-05-32, however, indicates that for FY2017 PREPA has not received any notifications of related to environmental deviations or other matters.

Note A: PREPA indicated during the hearing that it had not included any amount for fines or penalties in its FY2017-based revenue requirement, so there is no need for this adjustment.

Puerto Rico Electric Power Authority
Commission Adjustments to FY2017 Revenue Requirements

Commission Attachment 3
Page 8 of 10

Bad Debt Expense
(Thousands of Dollars)

Line No.	Description	Amount (A)	Reference
Commission Advisor Adjustments to Net Revenue Requirement			
1	Total Commission Advisor Adjustments on Net Revenue Requirement	\$ 404,049	See below
2	Uncollectible Factor	2.97%	PREPA Filing Detail
3	Bad Debt Expense	<u>\$ 12,000</u>	Note A

Notes and Source

This adjustment is to recognize the impact on Bad Debt Expense from the Commission's other adjustments to PREPA's net revenue requirement

	Adjustments from Commission Attachment 2, Line 25	Amount
4	Debt Service Coverage Ratio Margin	\$ 125,756
5	Adjust Amount of Ratepayer Contributions for FY2017 Capital Expenditure Funding	\$ (183,096)
6	Reflect Reclassification of Certain PREPA Proposed FY2017 Capital Expenditures to Generation Maintenance Expense	\$ 16,000
7	Remove Double-Count of Special Customer Subsidies and Revenue at Current Rates	\$ (37,041)
8	Adjust Fuel Expense Forecast	\$ 461,305
9	Adjust Operating and Maintenance Expense for Synapse Recommended Levels for Safe and Reliability Operation of the Electric Utility	\$ 19,414
10	Remove Budgeted FY2017 Expense Amount for Fines and Penalties	\$ -
11	Puerto Rico Electric Power Authority	\$ 1,711
12	Total Commission Advisor Adjustments on Net Revenue Requirement	<u>\$ 404,049</u>

Note A: The impact on Bad Debt Expense has been recalculated to reflect the impact of the Commission's decisions on other adjustments

Reconnection Fee Revenue - Impact on PREPA's FY2017 Operating Expenses If the Reconnection Fee Increase is Held to the Cost of Reconnection

Line No.	Description	Totals (A)	Increase (B)	Reference
I. Annual Revenue from Reconnection Fee as Estimated by PREPA				
	Annual revenue for reconnection fee:			
1	at current tariff	\$ 5,100,000		
2	at cost based rates	\$ 10,646,760	\$ 5,546,760	CEPR-RS-05-21(d)
3	at PREPA proposed rates (which would be beyond PREPA's cost)	\$ 15,300,000	\$ 10,200,000	CEPR-RS-05-21(d)
4	Ratio (Revenue increase at above cost rates vs revenue increase at cost-based rates)		0.5438	Line 2 / Line 3
II. Adjustment to Remove Above Cost Portion				
5	Above cost portion		0.4562	1 - cost ratio (on line 4)
6	Increasing Deconnection Charges - reflected for FY2017 by PREPA		\$ 3,750,000	CEPR-RS-01-14 & PREPA summary of Customer Service Performance Improvements Also see Table below
7	Removal of above-cost portion - applied to \$3.75 million assumed by PREPA PREPA reflected the \$3.75 million as a reduction to expense - removal of the above-cost portion thus increases PREPA's proposed expenses		\$ 1,710,750	Line 5 x Line 6

III. Adjust FY2017 Expenses in same manner that PREPA Reflected the "Customer Service Performance Improvements" in its Revenue Requirement Calculation

Component	Source for percentages	Percent (C)	Expense Adjustment (Dollars) (D)	Expense Adjustment (\$000) (E)
8	Smith-Dady Report page 34, Table 12 and PREPA's Rate Case Financial Model - see below	21.87%	\$ 374,119	\$ 374
9		6.11%	\$ 104,592	\$ 105
10		30.24%	\$ 517,356	\$ 517
11		15.18%	\$ 259,614	\$ 260
12		26.60%	\$ 455,069	\$ 455
13	Total Adjustment to Expenses	100.00%	\$ 1,710,750	\$ 1,711

IV. Referenced Tables from Smith-Dady Report

Percentage of FY2014 O&M Expense by Category		To Col. C Above
Description	FY2014	Ratio
Generation Expenses	\$ 160,541,902	21.87%
Transmission Expenses	\$ 44,882,530	6.11%
Distribution Expenses	\$ 222,007,687	30.24%
Customer Billing Expenses	\$ 111,405,645	15.18%
Administrative and General Expenses	\$ 195,279,419	26.60%
Total	\$ 734,117,183	100.00%
Source: PREPA's Rate Case Financial Model		
Smith-Dady Report page 34, Table 12		

Summary of Non-Fuel Performance Improvements

Description	Amount	To Line
Customer Service		
Increasing Disconnection Costs	\$ 3,750,000	
Theft Recoveries and Reduced T&D Loss	\$ 20,000,000	
Total Customer Service Related Savings	\$ 23,750,000	
Procurement		
Fleet and Shops	\$ 17,500,000	
Procurement and Inventory	\$ 37,500,000	
Total Procurement Related Savings	\$ 55,000,000	
Other (Net)		
Medical Benefit Savings	\$ 14,000,000	
Headcount Reduction	\$ 10,000,000	
Total Other (Net) Related Savings	\$ 24,000,000	
Total Non-Labor Performance Improvements	\$ 102,750,000	
Smith-Dady Report page 33, Table 11		

Reclassification of Energy Commission Assessment and Direct Debit Credit and PREPA Claimed Subsidies Error
(Thousands of Dollars)

Line No.	Description	Total Amount (A)	Subsidies (B)	Operating Expenses (C)	Footnote Reference	Attachment 2 Reference
I. Energy Commission Assessment						
1	Operating Expenses	\$ (5,800)		\$ (5,800)	Note A	Att 2, L.10
2	Subsidies	\$ 5,800	\$ 5,800		Note A	Att 2, L.14
3	Net Adjustment	<u>\$ -</u>			Note A	
II. Direct Debit Credit						
4	Operating Expenses	\$ 129		\$ 129	Note B	Att 2, L.7
5	Subsidies	\$ (129)	\$ (129)		Note B	Att 2, L.17
6	Net Adjustment	<u>\$ -</u>			Note B	
III. PREPA Claimed CILT and Subsidies Pass-Through Error						
7	PREPA Claimed error from Subsidies	<u>\$ -</u>	<u>\$ -</u>		Note C	Att 2, L.17
IV. Net Adjustment						
8	Net Adjustment affecting PREPA's Revenue Requirement	<u>\$ -</u>	<u>\$ 5,671</u>	<u>\$ (5,671)</u>		

Notes and Source

- [A] The Commission has determined that the Energy Commission Assessment will be recovered through the Subsidies Rider (as required by statute).
- [B] The Commission has determined that the Direct Debit Credit is an Operating Expense, not a component of the Subsidies
- [C] PREPA Brief at 70 claimed that there was a \$643k error. The Commission was not able to verify this and has not accepted this adjustment. The Commission has reconciled the Subsidies amounts as shown on Attachment 4. The Subsidies amounts, as adjusted by the Commission, reconcile to the amount reflected in the revenue requirement without any need for PREPA's claimed correction.

Anejo 4: Ajustes por Contribución en Lugar de Impuestos y Subsidios

Puerto Rico Electric Power Authority

Commission Attachment 4

Page 1 of 2

Contribution in Lieu of Taxes and Subsidies Adjustments

Summary of PREPA As-Filed Contribution in Lieu of Taxes and Subsidies

Line No.	Description	As filed by PREPA Amount	Per PREPA Filing (in \$000)
1	Contribution to Municipalities	\$ 51,783,821	\$ 51,784
2	Public Lighting	\$ 93,240,901	\$ 93,241
3	Special Customer Subsidies	\$ 75,071,020	\$ 75,071
4	Total	<u>\$ 220,095,742 [A]</u>	<u>\$ 220,096 [A]</u>
5	CILT Subsidy Recovery in FCA and PPCA	\$ 182,411,548	
6	CILT Subsidy Recovery Required in Base Rates	\$ 37,685,194	
7	Total	<u>\$ 220,096,742 [A]</u>	

Notes and Source

Source: PREPA Schedules A-1 REV and L-2 (L 000002) FY2017

PREPA response to CEPR-RS-01-11

PREPA Ex. 4.0 at page 11

[A] See Commission Attachment 1, column A, line 18

Puerto Rico Electric Power Authority
Contribution in Lieu of Taxes and Subsidies Adjustments

Commission Attachment 4
Page 2 of 2

Line No.	Subsidies/Credits	PREPA FY 2017 Estimate (A)	Amount in "Subsidy Rider" (B)	Reflected As An Operating Expense (C)	Removed PREPA's Double Count (D)
1	Life-Preserving Equipment	\$ 2,547,894	\$ 2,547,894		
2	General Agricultural Service	\$ 524,933			\$ 524,933
3	Analog Rate	\$ 5,521,495	\$ 5,521,495		
4	Low-Income Tariffs				
5	LRS Tariff	\$ 15,416,766			\$ 15,416,766
6	RH3 Tariff	\$ 1,022,085			\$ 1,022,085
7	Hotel 11% Discount	\$ 5,463,401	\$ 5,463,401		
8	Rural Aqueducts on GRS	\$ 4,220	\$ 4,220		
9	Irrigation District Deficit	\$ 4,152,000	\$ 4,152,000		
10	Residential Fuel Subsidy	\$ 18,630,971	\$ 18,630,971		
11	Condo Common Areas	\$ 1,321,289	\$ 1,321,289		
12	Direct Debit Credit	\$ 129,428		\$ 129,428	
13	Downtown 10% Subsidy	\$ 1,775	\$ 1,775		
14	RFR Tariff	\$ 20,076,641			\$ 20,076,641
15	Act 73 Income Tax Credit	\$ 258,121	\$ 258,121		
16	Other Subsidy Categories				
17	Public Lighting	\$ 93,241,901	\$ 93,241,901		
18	Energy Commission	\$ 5,800,000	\$ 5,800,000		
19	Subtotal - Subsidies	\$ 174,112,921	\$ 136,943,067		
20	Unquantified PREPA Claimed Subsidies				
21	Load-Retention Rider	tbd			
22	Contribution in Lieu of Taxes	\$ 51,783,821	\$ 51,783,821		
23	TOTALS CILT and Subsidies	\$ 225,896,742	\$ 188,726,888	\$ 129,428	\$ 37,040,425
24					
25	Categories:				
26	Public Lighting	\$ 93,241,901 [1]	\$ 93,241,901	\$ -	\$ -
27	Contribution in Lieu of Taxes	\$ 51,783,821 [1]	\$ 51,783,821	\$ -	\$ -
28	Special Customer Subsidies	\$ 75,071,019 [1]	\$ 37,901,166	\$ 129,428	\$ 37,040,425
29	SUBTOTAL	\$ 220,096,741 [1]	\$ 182,926,888	\$ 129,428	\$ 37,040,425
30	Energy Commission	\$ 5,800,000	\$ 5,800,000	\$ -	\$ -
31	TOTALS	\$ 225,896,741	\$ 188,726,888 [2]	\$ 129,428	\$ 37,040,425
32					
33	DIFFERENCE, COMMISSION ADJUSTED VS. PREPA FILED		\$ (37,169,853)	\$ 37,169,853	
			Col.B - Col.A Total	Cols. C & D Totals	

Notes and Source

Col.A: Commission Advisor Paul Chernick Report, page 87, Table 9, Summary of Characteristics of PREPA-Claimed Subsidies

[1] Also see Commission Attachment 4, page 1, for PREPA's as-filed amounts

Col.B: Commission Adjusted Subsidies

[2] Compare line 33 column B Total with
Commission Adjusted Subsidies amount per Attachment 1, column D
Difference (rounding) \$ 188,725,572
Percent difference 1,316
0.0007%

Col.C: Reclassified expense, see Commission Attachment 3, page 10

Col.D: PREPA Double-Count removed, see Commission Attachment 3, page 4