

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

IN RE: PETICIÓN DE ORDEN DE REESTRUCTURACIÓN DE LA CORPORACIÓN PARA LA REVITALIZACIÓN DE LA AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PUERTO RICO

CASO NÚM.: CEPR-AP-2016-0001

ASUNTO: ALEGATO POR PARTE INTERVENTORA

ALEGATO POR PARTE INTERVENTORA

A LA HONORABLE COMISIÓN:

COMPARECE la Oficina Estatal de Política Pública Energética (en adelante, la "Oficina"), por conducto de su Director Ejecutivo y Asesor Legal, que suscriben y muy respetuosamente

EXPONEN Y SOLICITAN:

I. Introducción

1. El 19 de febrero de 2016, el Gobernador del Estado Libre Asociado de Puerto Rico (en adelante, el "ELA"), Hon. Alejandro J. García Padilla, firmó la Ley para la Revitalización de la Autoridad de Energía Eléctrica (Ley Núm. 4 de 19 de febrero de 2016), con el propósito principal de implementar el acuerdo alcanzado con los acreedores de la Autoridad de Energía Eléctrica (en adelante, la "AEE").
2. Según el Artículo 2 de la Ley 4-2016, el acuerdo con los acreedores incluye establecer una tarifa justa, razonable y transparente que a su vez, permita cumplir con las obligaciones de la AEE.
3. El Artículo 20 de la Ley 4-2016 añade el Artículo 6.25A a la Ley Núm. 57 de 27 de mayo de 2014, según enmendada, conocida como la Ley de Transformación y Alivio Energético de Puerto Rico, para exigir que previo a la emisión de los bonos de

reestructuración, la Corporación para la Revitalización de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (en adelante, la "Corporación") deberá someter una Petición de Orden de Reestructuración (en adelante, la "Petición") ante la Comisión de Energía de Puerto Rico (en adelante, la "Comisión") para que ésta emita una resolución y orden donde concluya:

"(1) las cláusulas de la Resolución de Reestructuración, incluyendo la metodología para el cálculo de los Cargos de Transición y el Mecanismo de Ajuste relacionados a los Bonos de Reestructuración, son consistentes con los criterios dispuestos en el párrafo (d) de este Artículo [6.25A], y son suficientes y proveen la protección adecuada para el pago completo y puntual de los Bonos de Reestructuración, de conformidad con sus términos y otros Costos Recurrentes de Financiamiento;

(2) los Costos Iniciales de Financiamiento y los Costos Recurrentes de Financiamiento propuestos, a ser recuperados de los ingresos de los Bonos de Reestructuración o de los ingresos del Cargo de Transición son consistentes con este Artículo 6.25A y el Capítulo IV de la Ley para la Revitalización de la Autoridad; y

(3) los costos de servicio propuestos, a ser recuperados por la Autoridad en su rol de Manejador ("*Servicer*") inicial son necesarios, razonables y suficientes para compensar a la Autoridad por los costos incrementales de ejecutar sus funciones como Manejador."

4. A tenor con el Artículo 6.25A de la Ley 57-2014, el 7 de abril de 2016, la Corporación presentó ante la Comisión su Petición. En la misma solicita a la Comisión que evalúe y apruebe la imposición de la metodología para el cálculo del cargo de transición y un mecanismo de ajuste relacionado a los bonos de reestructuración.
5. El 6 de junio de 2016, la Corporación presentó información en cumplimiento con la Resolución y Orden del 31 de mayo de 2016. Dichos documentos incluyen respuestas y clarificación, y una Petición alterna a la metodología para el cálculo de los cargos de transición y el mecanismo de ajuste.

6. El 10 de junio de 2016, la Comisión emitió una Resolución otorgando a las partes interventoras hasta el 16 de junio de 2016 para presentar sus alegatos escritos.

II. Identidad de la Parte Interventora

La Oficina es una agencia del ELA creada por la Ley 57-2014 encargada principalmente del desarrollo e implementación de la política pública energética en Puerto Rico y fungir como el portavoz y asesor del Gobernador del ELA en todos los asuntos de política pública energética.

III. Legitimación de la Parte Interventora

1. El 12 de abril de 2016, la Comisión emitió Resolución y Orden disponiendo que la Oficina y la Oficina Independiente de Protección al Consumidor (en adelante, la "OIPC") podrán participar como interventores ante el proceso para evaluar la Petición presentada por la Corporación para establecer la metodología para el cálculo del cargo de transición y un mecanismo de ajuste previo a la emisión de cualquier bono de reestructuración. De optar participar, la Oficina y la OIPC serán consideradas por la Comisión como partes interventoras *de facto* y no será necesario que cumplan con los requisitos esbozados en la Resolución y Orden del 12 de abril de 2016.
2. El 26 de abril de 2016, la Comisión emitió Resolución declarando ha lugar la Petición de intervención presentada por la Oficina y de tal forma, certificando la agencia como una parte interventora ante este proceso.

IV. Argumentos de la Parte Interventora

1. El Artículo 6.25A(d)(4) de la Ley 57-2014 dispone que la metodología para el cargo de transición deberá ser diseñado para distribuir los costos de financiamiento entre las

distintas clases de clientes de la AEE y deberá calcular y ajustar el cargo de transición basado en el siguiente criterio y otros:

“(4) Al calcular el consumo de electricidad de los Clientes en los incisos (1) y (2) de este párrafo (d), la Corporación puede elegir incluir el estimado de carga servida mediante medición neta o generación distribuida (“behind the meter”), si la metodología para tal inclusión es práctica para administrar, y asegurar el pago completo y puntual de los Bonos de Reestructuración de conformidad con sus términos, y otros Costos Recurrentes de Financiamiento.”

2. El Artículo 4 de la Ley Núm. 114 de 16 de agosto de 2007, conocida como la Ley de Medición Neta de Puerto Rico, según enmendada por el Artículo 29 de la Ley 4-2016, dispone que “la Comisión evaluará y determinará cuales cargos aplicarán a los clientes de medición neta, como son la Contribución en Lugar de Impuestos, Titulización, Subsidios y Subvenciones. Tanto la AEE como la Comisión tendrán en cuenta los siguientes criterios al proponer y evaluar los cargos a los clientes de medición neta:

- i. El cargo a ser facturado será justo y su propósito será cubrir los costos operacionales y administrativos de los servicios de la red que recibe el consumidor con el Acuerdo de Medición Neta. Los servicios de la red que recibe el cliente de medición neta estarán claramente diferenciados de los servicios que la AEE le factura de forma corriente a todos sus clientes.
- ii. El cargo nunca será excesivo o establecido de tal manera que se convierta en un obstáculo para el despliegue de proyectos de energía renovable.”

3. El Artículo 4 de la Ley 114-2007 concluye leyendo:

“Aquellos clientes que posean contratos de medición neta al momento de aprobación de esta Ley o que estén en trámite de evaluación o construcción de un proyecto de energía renovable que será interconectado al sistema de la Autoridad, tendrán un periodo de gracia de veinte (20) años, contados a partir del momento de la aprobación de esta Ley, durante los cuales no se le facturarán los cargos aprobados por la Comisión. El periodo de gracia no aplicará a los clientes que incrementen la capacidad del sistema de energía renovable hasta un máximo de veinte por ciento (20%), sin embargo, no aplicará a los clientes que excedan este incremento, los cuales comenzarán a pagar los cargos aprobados por la Comisión desde el momento en que se completó el incremento en capacidad al sistema. Para proyectos radicados entre el periodo luego de la fecha de aprobación de esta Ley y hasta tanto se determine y

publique el cargo final para los proyectos de medición neta por la Comisión, los solicitantes deberán presentar a la Autoridad, al momento de radicar evaluación de interconexión, un depósito por un monto equivalente a cinco centavos (\$0.05) por cada vatio de capacidad AC propuesta o dos mil dólares (\$2,000.00) para clientes industriales, mil dólares (\$1,000.00) para clientes comerciales y doscientos cincuenta dólares (\$250.00) para clientes residenciales, lo que sea menor. Dicho depósito deberá ser reembolsado por la Autoridad dentro de un periodo no mayor de treinta (30) días luego de firmarse el Acuerdo de Interconexión o de la notificación de evaluación negativa para el proyecto de parte de la Autoridad. En caso de recibir una evaluación positiva el solicitante tendrá un periodo de doscientos setenta (270) días, contados a partir del momento en que recibió la notificación de evaluación positiva, para completar la construcción del proyecto y certificar la instalación. En caso de no completar el proyecto en el término provisto perderá el depósito. El dinero que ingrese a la Autoridad por este concepto será depositado en una cuenta especial para cubrir gastos futuros de evaluación de solicitudes de interconexión. En los casos en que se complete el proyecto durante el término establecido, a estos contratos les será de aplicación el periodo de gracia de veinte (20) años establecido anteriormente que sólo será suspendido en caso de incremento en la capacidad del sistema. El dinero que ingrese a la arcas de la Autoridad por el pago de depósitos no generará intereses.

La Autoridad no podrá cobrar cargos adicionales o aumentar su tarifa mensual de consumo de energía eléctrica al cliente que opte por conectar su equipo solar eléctrico, molino de viento u otra fuente de energía renovable al sistema de transmisión y distribución de esta corporación pública”.

4. Finalmente, el Artículo 35(i) de la Ley 4-2016 dispone lo siguiente:

“Mientras se mantengan en circulación Bonos de Reestructuración, y no se hayan pagado en su totalidad los Costos de Reestructuración Aprobados (incluyendo, cualquier pago que haya vencido o sea vencadero bajo Contratos Accesorios), los Cargos de Transición autorizados e impuestos por este Capítulo serán obligatorios e inevitables, y aplicarán a todos los Clientes”.

5. Durante las últimas décadas, la AEE emitió deuda sustancial para financiar gastos de capital y en el caso de líneas de crédito para la compra de combustible, gastos operacionales. Estos costos son conocidos como “legacy costs”. De acuerdo al testimonio de la señora Donahue, la AEE tiene obligaciones en deuda de aproximadamente \$9 mil millones, incluyendo alrededor de \$735 millones actualmente adeudado por sus líneas de crédito rotativas y aproximadamente \$420

millones en principal e intereses en bonos que se vencen el próximo 1 de julio de 2016.

La AEE no puede cumplir con sus obligaciones financieras, al menos que se completara una reestructuración financiera y se logren transformaciones en la corporación pública.

6. A raíz de su estado fiscal precario, la AEE negoció con una mayoría de sus acreedores para alcanzar un acuerdo económico amplio y consensual. Uno de los principales términos del acuerdo con los acreedores fue crear la Corporación para emitir bonos de reestructuración utilizando la titulización, para principalmente refinanciar cierta deuda de la AEE a un costo menor.
7. Los cargos de transición a ser facturados a los clientes de la AEE serán para cubrir los "legacy costs" incurridos por la propia AEE a través de los años. En el caso de los clientes del programa de medición neta, el Artículo 4 de la Ley 114-2007 especifica que el cargo de transición a cobrarse a estos clientes será exclusivamente para cubrir los costos operacionales y administrativos de la red eléctrica. En el caso de clientes del programa de medición neta protegidos por el "grandfather clause", el cargo de transición no sería cobrado.
8. En cumplimiento con la Resolución y Orden del 31 de mayo de 2016, el 6 de junio de 2016, la Corporación presentó una propuesta alterna a la metodología utilizada para el cálculo de los cargos de transición y el mecanismo de ajuste relacionado a los bonos de reestructuración.

9. Según las respuestas de la Corporación del 6 de junio de 2016, se determinó que no deberá permitirse a los cliente participando en el Programa de Medición Neta ni los clientes utilizando generación distribuida (“behind the meter”) desviar el cargo de transición, en la medida que su carga neta sea menor que la carga bruta. Con excepción de los clientes residentes en residenciales públicos con tarifa fija y los clientes del programa de medición neta protegidos por el “grandfather clause” establecido en el Artículo 4 de la Ley 114-2007, según la propuesta de la Corporación, el uso por el cliente para propósito del cálculo del cargo de transición deberá reflejar uso bruto (sin tomar en consideración los créditos por medición neta) y el uso “behind the meter”, en la medida que sea práctico, y que el cargo de transición se calcule y ajuste basado en el uso del kilovatio-hora (kWh) utilizado, sin importar la fuente de donde provenga esa energía.
10. Según la Corporación, en la medida que se vuelva práctico y que la medición de datos de los medidores de la producción de los generadores distribuidos en sí se haga disponible, la carga de dichos clientes para estos propósitos incluirá la producción bruta de la generación distribuida más el consumo neto de la AEE. De no incluirse el estimado de la carga servida por la medición neta y la generación “behind the meter”, la Corporación entiende que un cliente de la AEE podrá reducir su responsabilidad para pagar los cargos de transición y la responsabilidad de aquellos cargos evitados será transferida de forma no equitativa a los otros clientes.

11. Según la Corporación, el cargo de transición a los clientes del programa de medición neta será justo, cubrirá los costos operacionales y administrativos de los servicios de la red que recibe el consumidor con medición neta, y no será excesivo o establecido de tal manera que se convierta en un obstáculo para el despliegue de proyectos de energía renovable.
12. La Corporación determinó que este enfoque no hará que el cargo de transición sea impráctico para administrar y que se asegurará el pago completo y a tiempo de los bonos de restructuración.
13. La Corporación determinó aplicar los cargos de transición a los clientes del programa de medición neta protegidos por el "grandfather clause". La Corporación alega que la protección del "grandfather clause" aplica a nuevos cargos, no todos los cargos.
14. Para asegurar que la metodología del cargo de transición recientemente presentada el pasado 6 de junio de 2016 por la Corporación cumple con el Artículo 4 de la Ley 114-2007, según enmendado por el Artículo 29 de la Ley 4-2016, y de tal manera es justo, cubre los costos operacionales y administrativos de los servicios de la red que recibe el consumidor con acuerdo de medición neta, no es excesivo y es establecido de tal manera que no se convierte en un obstáculo para el despliegue de proyectos de energía renovable, llevamos a cabo un ejercicio sobre el impacto que podrá tener la metodología del cargo de transición en los clientes residenciales y no-residenciales de la AEE, según presentado en la propuesta del 6 de junio de 2016.

15. Nuestro ejercicio comparó el impacto que tendrá (1) un cargo de transición fijo en los clientes residenciales y no-residenciales sin sistemas de generación distribuida instalados en sus residencias/facilidades, *versus* (2) un cargo de transición por kWh en los clientes residenciales y no-residenciales sin sistemas de generación distribuida instalados en sus residencias/facilidades, *versus* (3) un cargo de transición fijo en los clientes residenciales y no-residenciales con un sistema de generación distribuida instalados en sus residencias/facilidades, *versus* (4) un cargo de transición por kWh en los clientes residenciales y no-residenciales con un sistema de generación distribuida instalados en sus residencias/facilidades. Evaluamos cuál sería el impacto en clientes con sistemas de generación distribuida instalados en sus residencias/facilidades si se determina incluir junto con la metodología del cómputo del cargo de transición un cargo sobre el estimado de la generación distribuida. Finalmente, evaluamos el impacto que tendría sobre el retorno de inversión en aquellos clientes con sistemas de generación distribuida un cargo de transición fijo *versus* un cargo basado en kWh. Incluimos como Anejo A la tabla en Microsoft Excel con los detalles del ejercicio realizado por la Oficina.

16. En cuanto al cargo fijo por cliente para los clientes residenciales, los resultados de nuestro ejercicio indican que el mismo afectaría en una proporción mayor a los clientes que menos consumen, entendiéndose, basado en las presunciones presentadas en el Anejo A, aquellos que consumen en promedio menos de 400 kWh por mes. Según se desprende de datos presentados por la Corporación, la cantidad de clientes en este rango de consumo sobrepasan los 350,000 o cerca de una tercera parte de los

clientes. Cuando el aumento por el cargo fijo propuesto de aproximadamente \$12 por mes para un cliente residencial que consume 350 kWh en un mes puede significar un aumento en su factura de un 20%, para un cliente que consume 1,500 kWh equivaldría solo a un 5%.

17. Aunque a los clientes residenciales de mayor consumo les conviene más el cargo de transición fijo propuesto originalmente por la Corporación, el cargo por kWh es más justo para todos los clientes residenciales. Presumiblemente los clientes con mayor consumo pueden absorber con menor dificultad un aumento cercano a un 20% mientras que un cliente de menor consumo tendría que asumir una proporción mayor en su factura a medida que su consumo sea menor.

18. En el caso de los clientes residenciales que deseen instalar sistemas de generación distribuida en sus hogares luego de establecido un cargo de transición, el impacto del cargo por kWh por la totalidad del consumo de energía eléctrica, sin acreditar por la generación que se exporte a la red, equivaldría a una reducción en el beneficio económico de instalar un sistema de este tipo. Para un sistema fotovoltaico de 3 kilovatios (kW), a un costo de \$3 por watio (W), para cubrir un consumo de 400 kWh por mes, el ahorro mensual sería de unos \$8 mensuales o un 9.5% (a un costo de \$0.17 por kWh más \$0.03 de cargo de transición, presumiendo que no resulta práctico considerar la generación "behind the meter" porque es una cantidad ínfima), lo cual eliminaría el incentivo económico para instalar un sistema de este tipo. El repago de

la inversión ascendería a cerca de 100 años, cuando en la actualidad, sin un cargo de transición, el repago sería de unos 11 años.

19. Desde que se introdujo la medición neta en Puerto Rico en el 2007, el ELA ha sido enfático en la necesidad de promover la diversificación energética en Puerto Rico. Aun con propósitos distintos, leyes como la Ley 114-2007, las Leyes Núm. 82 y 83 de 19 de julio de 2010, la Ley 57-2014 y la Ley 4-2016, entre otras, han encaminado a Puerto Rico a ser una jurisdicción que fomenta la diversificación energética. El ELA beneficia estos proyectos porque determinó que pesan más los beneficios diversos para la economía, el ambiente y otros, los cuales no hemos cuantificado apropiadamente, que el impacto que tendrá la reducción en la demanda por la pérdida de un grupo de clientes de la AEE. Inclusive, a raíz de la tendencia mundial para imponer cargos especiales en la tarifa de servicio eléctrico de aquellos clientes que poseen sistemas de generación distribuida, el ELA reafirmó en el Artículo 29 de la Ley 4-2016 la protección de la industria de generación distribuida en Puerto Rico.

20. El imponer un cargo de transición a la totalidad del consumo de un cliente residencial con medición neta, sería el equivalente a derogar la Ley 114-2007, ya que básicamente elimina el crédito por la energía que se exporta a la red y que la política pública del ELA ha establecido y reiterado como un beneficio para el país.

21. En cuanto a los clientes no-residenciales, aunque el impacto es menor que al sector residencial si se cobra el cargo de transición sobre la totalidad de la energía eléctrica que se importa de la red, el impacto es mucho mayor cuando se aplica el cargo de

transición a la generación distribuida (“behind the meter”). Un sistema fotovoltaico comercial usualmente exporta poco a la red eléctrica, por lo que el componente “behind the meter” es mucho mayor. Cuando se aplica el cargo de transición a la totalidad de la energía eléctrica importada de la red el recobro por la inversión en un sistema fotovoltaico de 500 kW a \$3 por vatio, aumenta de unos 13 años a más de 15 años (a un costo de \$0.15 por kWh más \$0.03 de cargo de transición); si se aplica adicionalmente el cargo de transición a la generación “behind the meter” el tiempo de recobro de la inversión aumenta a casi 19 años. Actualmente para la industria de energía renovable es muy difícil concretar proyectos de sistemas fotovoltaicos cuando el repago sobrepasa los 10 años, por lo que sería básicamente imposible desarrollar un proyecto de este tipo con un tiempo de repago duplicado.

22. Como queda demostrado con los ejemplos anteriores, tanto para la clase residencial como para la no-residencial, el imponer un cargo de transición a la totalidad del consumo de energía eléctrica y a la producción “behind the meter” se convierte en un obstáculo para el despliegue de proyectos de energía renovable, contrario a la disposición del Artículo 29 de la Ley 4-2016.

23. Según el diccionario Oxford en español un *obstáculo* es una “cosa que impide pasar o avanzar hacia un lugar” o una “situación o hecho que impide el desarrollo de una acción”. Presumiblemente para permitir que el despliegue de proyectos de energía renovable continúe, se deben mantener las condiciones del mercado según están establecidas, por lo tanto, cualquier cosa que impida que la industria de energía

renovable avance, o cualquier cosa que impida el desarrollo de una acción, en este caso, el desarrollo de un proyecto de energía renovable distribuida, se convierte en un obstáculo e iría en contra del Artículo 29 de la Ley 4-2016.

24. El Artículo 29 de la Ley 4-2016 también establece que el cargo a ser facturado será justo y su propósito será cubrir los costos operacionales y administrativos de los servicios de la red que recibe el consumidor con el Acuerdo de Medición Neta. Los servicios de la red que recibe el cliente de medición neta estarán claramente diferenciados de los servicios que la AEE le factura de forma corriente a todos sus clientes.

25. El cargo de transición aplicado a la totalidad del consumo de un cliente de medición neta, sin acreditar la energía exportada a la red, no diferencia claramente los servicios que recibe este cliente de los que la AEE le factura de forma corriente a todos sus clientes, incumpliendo con las disposiciones del Artículo 29 de la Ley 4-2016. La diferencia entre los servicios que reciben los clientes en medición neta de los servicios corrientes que reciben los clientes de la AEE estriba en que los clientes en medición neta pueden exportar energía eléctrica a la red que luego reciben y se les acredita en su factura. El cliente de medición neta utiliza la infraestructura de la AEE como un almacenamiento virtual de la energía que produce en exceso a su consumo.

26. Según el Artículo 29 de la Ley 4-2016 el cargo a ser facturado a los clientes en medición neta tendrá el propósito de cubrir los costos operacionales y administrativos de los servicios que reciben de la red. Por otro lado el cargo de transición provee para el

pago completo y puntual de los Bonos de Reestructuración, los Costos Iniciales de Financiamiento, otros Costos Recurrentes de Financiamiento, y los costos de servicio del Manejador (“Servicer”) asociados al cobro y procesamiento de este mecanismo. Por lo tanto, estos cargos no están asociados a los costos operacionales y administrativos de los servicios que reciben de la red los clientes en medición neta. En todo caso el cargo de transición debe aplicar a la energía eléctrica que exportan a la red los sistemas en medición neta y los cargos administrativos, si alguno, del proceso de interconexión y el proceso adicional de acreditar en la factura esa energía exportada.

27. La Corporación no ha demostrado que el cargo de transición propuesto sea para cubrir los costos operacionales y administrativos de los servicios que reciben de la red los clientes en medición neta. Más aun, la Corporación no ha demostrado que dejando de cobrar los cargos de transición a los clientes en medición neta los ingresos no sean suficientes para el pago completo de los Bonos de Reestructuración y demás costos asociados.

28. Los ejemplos y señalamientos anteriores nos traen a una difícil situación de cómo cumplir con las diferentes disposiciones de la Ley 4-2016, por ejemplo, con el Artículo 29 y con el Artículo 35(i) que dispone lo siguiente: “Mientras se mantengan en circulación Bonos de Reestructuración, y no se hayan pagado en su totalidad los Costos de Reestructuración Aprobados (incluyendo, cualquier pago que haya vencido o sea vencadero bajo Contratos Accesorios), los Cargos de Transición autorizados e

impuestos por este Capítulo serán obligatorios e inevitables, y aplicarán a todos los Clientes".

29. Ante nuestra lectura de ambas disposiciones, que aparentarían ser contrarias en algunos aspectos, hallamos una opción que permitiría que las condiciones para el despliegue de los proyectos de energía renovable se mantengan como hasta el presente, donde los cargos de transición no se conviertan en un obstáculo para esta industria. Ya que la propia Ley 4-2016 indica la diferenciación de los clientes en medición neta de los clientes que reciben servicios corrientes de la AEE, es necesario mantener el crédito que los clientes en medición neta reciben por la energía que inyectan a la red. El cargo de transición debe aplicar únicamente al neto de la energía eléctrica que consumen estos clientes sin convertirse en un obstáculo para el desarrollo de los mismos.

30. Adicionalmente, ante la limitación que impuso la Ley 4-2016 de establecer los cargos de transición antes que pasar por un proceso de revisión tarifaria, el cargo de transición puede aplicar a la energía eléctrica que exportan los sistemas de energía renovable en medición neta. Este cargo estaría directamente relacionado a los servicios que reciben estos clientes, cumpliendo con el Artículo 29 además de con el Artículo 35 de la Ley 4-2016. De haber realizado una revisión tarifaria antes del cargo de transición, que hubiera sido el orden natural de las cosas, ya que el cargo de transición formará parte de la estructura tarifaria revisada, se podría haber atendido

el que los clientes en medición neta pagaran por los servicios que reciben de la red, en vez de atenderlo inicialmente con un cargo para el repago de la deuda de la AEE.

31. Siguiendo este mecanismo y el ejemplo utilizado anteriormente para un cliente residencial que consume 400 kWh e instala un sistema fotovoltaico de 3 kW, mantendría su periodo de repago en alrededor de 11 años, lo que mantiene las condiciones del mercado actual y por lo tanto no hace que el cargo de transición se convierta en un obstáculo para el despliegue de proyectos de energía renovable. Utilizando el ejemplo para un sistema fotovoltaico de 500 kW que mencionamos anteriormente, el tiempo de repago se mantendría en un poco más de 10 años, lo que igualmente mantendría las condiciones actuales para desarrollar un proyecto en este sector.

32. Tanto en las propuestas de la Corporación como en la vista técnica efectuada por la Comisión para evaluar la metodología de los Cargos de Transición, entre otros, se ha hecho referencia varias veces a que el permitir que los Cargos de Transición no sean aplicables a la generación "behind the meter" o la carga completa del cliente, sin importar la fuente de generación, crearía "still greater uneconomic incentives to bypass the PREPA system" (nótese que no dice "to bypass the transition charges" sino "the PREPA system").

33. Nos preguntamos si establecer una metodología fija con un mecanismo de ajuste fijo por los próximos 25 años, donde la Corporación o la AEE pueden aumentar continuamente los cargos en la factura de los clientes del sistema eléctrico de Puerto

Rico sin mediar el debido análisis, sin dejar espacio para nuevos modelos de negocio y sin obligar a que la AEE opere el sistema de la manera más eficiente posible, no es un “still greater uneconomic incentive” para que la AEE pueda continuar operando como lo ha hecho por casi tres cuartos de siglo, pasándole cada ineficiencia a sus clientes. De no haber sido por las bajas históricas en el precio del petróleo, los clientes de la AEE continuarían sufriendo el resultado de haber mantenido una utilidad cuya operación ha estado basada en incentivos no económicos para el pueblo de Puerto Rico.

34. Desde el 1996, cuando la AEE tuvo conocimiento de la eliminación de la Sección 936 en los próximos 10 años, debió haber comenzado el proceso de revisión tarifaria, teniendo como un escenario posible una baja significativa de clientes con alto consumo de energía eléctrica. Ya que la AEE no planificó para ese escenario, se le permitió utilizar el ajuste por compra de combustible y el ajuste por compra de energía como un “uneconomic incentive” para pasar todas las ineficiencias a los clientes.

35. Es a raíz del resultado de este comportamiento que mediante la Ley 57-2014 se le da un nuevo mandato a la AEE y se crea la Comisión de Energía, esta última con el propósito, entre otros, de velar porque la AEE no siguiera en la espiral de pasar los costos cada vez más altos de su ineficiencia a los clientes. A partir de su aprobación, la Ley 57-2014 exige que la AEE opere de manera distinta nuestra infraestructura

eléctrica al maximizar los recursos locales, fomentar las renovables y la conservación energética, y reformar la infraestructura para que sea más distribuida y sostenible.

36. La propuesta de la Corporación, que debe ser para la revitalización de la AEE, según incida su nombre, lo que pretende es intercambiar un mecanismo no económico de ajustes por compra de combustible y compra de energía a un mecanismo no económico de ajuste por repago de la deuda, que permite a la Corporación continuar aumentando el cargo que cobra la AEE a sus clientes a medida que se reduce la demanda por energía eléctrica. Es aquí donde se cierra la puerta a que la AEE opere de manera diferente, cumpliendo con el nuevo mandato que le da la Ley 57-2014.

37. Es comprensible que la Comisión tiene la responsabilidad de cumplir con lo establecido en la Ley 4-2016 sobre la titulización, pero no debe ser a expensas de otros requerimientos de la propia Ley 4, ni de la política pública energética del ELA establecida en la Ley 57-2014 y la Ley 114-2007, entre otras.

38. La Ley 57-2014 establece, entre los poderes y deberes de la Comisión de Energía, entre otros, el fiscalizar y asegurar la cabal ejecución e implementación de la política pública sobre el servicio eléctrico en el Estado Libre Asociado de Puerto Rico, y promover que las emisiones de deuda de la Autoridad obedezcan al interés público. Ante estos poderes y deberes recabamos la consideración de la propuesta de la Corporación para la metodología del cómputo de los cargos de transición y el mecanismo de ajuste, con la mira en el cumplimiento de la política pública y en el interés público.

39. Recientemente el Senado de Puerto Rico aprobó el proyecto P. del S. 1666, que en parte trata el tema de los sistemas solares comunitarios. Esta aprobación, que obtuvo un respaldo bipartita, confirma que el rumbo de la política energética del país es hacia “aumentar el acceso de la gente a la energía solar”. El proyecto de ley establece que “las comunidades solares representarían un hito importante en la transformación del sector eléctrico de Puerto Rico”. Así que nuevamente la política pública del país se reafirma en el desarrollo de fuentes de energía locales y en el interés público de acceder a estas tecnologías, por lo que no se puede permitir que acciones futuras vayan en contra de esos objetivos.
40. Sobre el interés público, debemos señalar, que la regulación de corporaciones públicas eléctricas tiene muy pocos precedentes en el mercado eléctrico de los EE.UU., por lo que la mayoría de la teoría que se aplica en la regulación de sistemas eléctricos tiene su base en la regulación de compañías eléctricas privadas. A junio 2014 solo había cinco estados con entes reguladores que tenían injerencia sobre asuntos tarifarios de compañías eléctricas públicas, y dos de estas solo tenían autoridad tarifaria en algunos casos. Las compañías privadas se deben a unos accionistas que tienen una expectativa de una ganancia sobre su inversión. Este no es el caso de Puerto Rico.
41. Entiéndase, por lo tanto, que la Comisión, como ente regulador de una entidad pública, debe cuidarse de no establecer consideraciones que aplicarían comúnmente a garantizar una ganancia sobre la inversión, cuando la AEE se debe al interés público.

Según la Exposición de Motivos de la Ley 57-2014 la medida provee “el marco legal para tornar a la AEE en una entidad pública responsable de suplir energía eléctrica al menor costo posible, con los más altos estándares ambientales, y en respaldo al desarrollo socio-económico”.

42. Como administrador del Programa del Fondo de Energía Verde (FEV), programa creado por la Ley Núm. 83 de 19 de julio de 2010, según enmendada, conocida como la Ley de Incentivos Verdes de Puerto Rico, para incentivar la instalación en Puerto Rico de sistemas de generación distribuida con una capacidad generatriz no mayor de 1 MW, podemos testificar sobre el impacto favorable que ha tenido esta industria en Puerto Rico. Los beneficios del FEV han incentivado aproximadamente el 40% de los sistemas distribuidos interconectados en la red eléctrica de Puerto Rico. De los aproximadamente 70 MW en capacidad generatriz instalados a la red eléctrica de Puerto Rico en medición neta, aproximadamente 30.062 MW han sido incentivados por el FEV.

43. La medición neta introdujo en Puerto Rico una nueva industria que no solo ha logrado que miles de hogares, comercios e industrias puertorriqueñas reduzcan sus costos eléctricos, pero igual de importante, ha introducido millones de dólares en inversión económica y ha creado miles de empleos especializados. Se estima que los ahorros mensuales en la factura de electricidad al instalar un sistema de energía renovable (comparando con un costo por kilovatio-hora de 16¢/kWh) es de \$200 para residencias, \$1,800 para negocios pequeños y \$12,000 para negocios grandes e

industrias. Estos logros deben ser reconocidos y no deben pasar desapercibidos. En una economía en depresión, la industria de energía renovable a nivel distribuido ha sido de las pocas que ha brillado en Puerto Rico durante esta época. La inversión en proyectos de energía solar fotovoltaica ha sobrepasado los \$300 millones en los pasados cinco años.

44. Basado en nuestros hallazgos, incluir el estimado del “behind the meter” en la metodología del cargo de transición según está propuesto actualmente por la Corporación posiblemente será detrimental para la industria de energía renovable a nivel distribuido en Puerto Rico, y por tal razón, la propuesta actual de la Corporación incumple con el Artículo 4 de la Ley 114-2007, según enmendado por el Artículo 29 de la Ley 4-2016. Igualmente, aplicar el cargo de transición a cualquier tipo de generación “behind the meter”, entendiéndose cogeneración con gas natural, gas propano, biogas u otro combustible, iría igualmente en contra de la política pública de diversificación de nuestras fuentes de energía, establecida en la Ley 57-2014 y la Ley 82-2010, entre otras.

45. Aceptar cualquier cargo sobre la generación “behind the meter” es condenar a perpetuidad a Puerto Rico a la planificación cerrada y limitada de simplemente parrear demanda con generación, y negarnos la posibilidad de un uso mayor de recursos locales. La Corporación no puede justificar sus acciones simplemente justificando el repago de la deuda, especialmente si con tales acciones obstaculiza la posibilidad que Puerto Rico siga evolucionando para operar de forma distinta nuestra infraestructura

eléctrica y de paso; mejorar nuestro desarrollo socio-económico para beneficio de todo el país.

46. Entendemos además que la Corporación no ha probado que este cargo no afecte la industria de energía renovable. Tampoco ha probado que al cobrar desproporcionadamente el cargo de transición a clientes con sistemas de generación distribuida se asegure el pago completo y a tiempo de los bonos de reestructuración, de acuerdo a los términos y otros costos recurrentes de financiamiento.

47. Al igual que la Comisión de Energía, la Corporación es una criatura del ELA y no una entidad privada. Aun cuando el propósito del cargo de transición es el recobro completo y puntual de los bonos de reestructuración, no es menos cierto que la Corporación como ente público del ELA tiene un compromiso inquebrantable con el Pueblo de Puerto Rico y su economía.

48. A partir de su aprobación, la Ley 57-2014 exige que la AEE opere de manera distinta nuestra infraestructura eléctrica al maximizar los recursos locales, fomentar las renovables y la conservación energética, y reformar la infraestructura para que sea más distribuida y sostenible.

49. Por tanto la propuesta alterna que hemos presentado protege la industria de energía renovable a nivel distribuido al solo cobrar los costos operacionales y administrativos de los servicios de la red que reciben estos clientes, asegurando que se pague completo, puntual y justo el cargo de transición que aplique a estos clientes. De tal

manera, la Corporación estará cumpliendo con la Ley 4-2016 y su deber como criatura del ELA de cumplir con la política pública energética de Puerto Rico.

50. Al ELA, como Estado, se le concede el poder afirmativo para discriminar a favor de un grupo en particular, de entender que hay relación entre los fines que se persiguen y los medios que se emplean para lograrlo. Kimel v. Florida Board of Regents, 528 US 62 (2000). En otras palabras, de cumplir con ciertos criterios constitucionales, se justifica el discrimen a favor de un grupo particular por parte del Estado.

51. La Ley 114-2007 y la Ley Núm. 22 de 7 de abril de 2016, conocida como la Ley para la Reforma de Subsidios y Pago de Atrasos de Servicio de Energía Eléctrica y Acueductos y Alcantarillados del ELA, establecen política pública discriminatoria a favor de los clientes en residenciales públicos y los clientes del programa de medición neta protegidos por el “grandfather clause”, al momento de imponer los cargos de transición al servicio eléctrico. En su propuesta más reciente (6 de junio de 2016), la Corporación respeta y reconoce la política pública antes mencionada.

52. Sin embargo, la propuesta indica que uno de los requisitos para cualificar para “grandfathering” es que los clientes hayan sometido una nueva solicitud de medición neta para un proyecto nuevo entre el 16 de febrero de 2016 y la fecha en que la Comisión apruebe la Orden de Reestructuración.

53. Este lenguaje dista de lo que establece la Ley 4-2016 en los Artículos Núm. 29 y 30 en dos aspectos. Primero, la ley establece que la fecha para solicitud se establece desde que el cliente solicita “evaluación de interconexión”, un proceso que ocurre antes de

que el cliente solicite entrar en un Acuerdo de Medición Neta con la AEE. Al momento, los procesos de interconexión y medición neta de la AEE están separados, y es importante que la Comisión aclare esta fecha en cumplimiento con el lenguaje de la ley.

54. Segundo, el Artículo 29 de la Ley 4-2016 claramente indica que el “grandfathering” se hará extensivo a “proyectos radicados entre el periodo luego de la fecha de aprobación de esta Ley y hasta tanto se determine y publique el cargo final para los proyectos de medición neta por la Comisión”, y no hasta la fecha que la Comisión apruebe la Orden de Reestructuración. La fecha en que se determine y publique el cargo final no ocurrirá hasta que se hayan emitido los Bonos de Reestructuración y se conozcan los costos de financiamiento y servicios de la deuda, lo cual la AEE estimó durante la vista técnica que podría ocurrir en octubre 2016. Los clientes que soliciten una evaluación de interconexión desde la firma de la Ley 4-2016 y hasta tanto se publique el cargo final a los clientes en medición neta, cualifican para el “grandfathering”, según la ley.

55. Entendemos por tanto, que la propuesta de la Corporación sobre la metodología para el cálculo del cargo de transición deberá ser diseñada para proteger los proyectos de generación distribuida, de tal manera que cumpla con el Artículo 4 de la Ley 114-2007 y la política pública energética esbozada en las leyes antes mencionadas.

V. Suplica

POR LO TANTO, la Oficina Estatal de Política Pública Energética solicita muy respetuosamente a esta Honorable Comisión que tomo conocimiento de lo mencionado en este documento y requiera a la Corporación diseñar la metodología para el cálculo del cargo de transición deberá ser diseñada para proteger los proyectos de generación distribuida, de tal manera que cumpla con el Artículo 4 de la Ley 114-2007 y la política pública energética esbozada en las leyes antes mencionadas.

RESPETUOSAMENTE SOMETIDO, en San Juan, Puerto Rico, hoy, 16 de junio de 2016.

CERTIFICO: Haber enviado copia fiel y exacta del presente escrito vía correo electrónico a los siguientes:

Quiñones & Arbona, PSC
Edwin A. Quiñones Rivera
Víctor D. Candelario-Vega
Giselle M. Martínez Velázquez
Richard Hemphill Cabrera
P.O. Box 10906
San Juan, Puerto Rico 00922
equinones@qalawpr.com

Rooney, Rippie & Ratnaswamy, LLP
E. Glen Rippie
Michael Guerra
Mario E. Domínguez
Kingsbury Center, Suite 600
350 West Hubbard Street
Chicago, IL 60654
glenn.rippie@r3law.com

Oficina Independiente de Protección al Consumidor
José A. Pérez Vélez
Coral M. Odiot Rivera
268 Hato Rey Center
San Juan, Puerto Rico 00918
jperez@oipc.pr.gov
codiot@oipc.pr.gov

Dr. Guillermo M. Riera
Urb. Estancias Reales
Calle Príncipe Guillermo 14 7
Guaynabo, Puerto Rico 00969
Guillermo.m.riera@gmail.com

Instituto de Competitividad y Sostenibilidad Económica de Puerto Rico
Fernando E. Agrait
701 Ave. Ponce de León, Oficina 414
San Juan, Puerto Rico 00907
agraitfe@agraitlawpr.com

Grupo WindMar
Roumain & Associates, PSC
Marc G. Roumain Prieto
1702 Ave. Ponce de León, 2do Piso
San Juan, Puerto Rico 00909
mgrpcorp@gmail.com

OFICINA ESTATAL DE POLÍTICA PÚBLICA ENERGÉTICA

DIRECTOR EJECUTIVO & ASESOR LEGAL

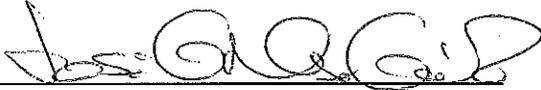
P.O. Box 413314

San Juan, Puerto Rico 00940

Tel: 787-332-0914

Fax: 787-332-0915

E-mail: jose.maeso@aae.pr.gov & edwin.quinones@aae.pr.gov

Por: 
José G. Maeso González

Por: 
Edwin J. Quiñones Porrata
RUA Núm. 18,987

