

GOBIERNO DE PUERTO RICO
JUNTA REGLAMENTADORA DE SERVICIO PÚBLICO
NEGOCIADO DE ENERGÍA

NEPR

Received:

Apr 20, 2020

9:02 AM

IN RE:
PLAN INTEGRADO DE RECURSOS DE LA
AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CASO NÚM.: CEPR-AP-2018-
0001

ASUNTO: RÉPLICA A
ALEGATOS DE LAS PARTES
INTERVENTORAS

RÉPLICA A ALEGATOS DE LAS PARTES INTERVENTORAS

AL HONORABLE NEGOCIADO:

Comparece la Oficina Independiente de Protección al Consumidor (en adelante, "OIPC") por conducto de su directora y su Asesora Legal, quienes, con el debido respeto, EXPONEN Y SOLICITAN:

I. INTRODUCCIÓN

1. La *Ley de Transformación y ALIVIO Energético*, Ley Núm. 57-2014, según enmendada, en su Artículo 6.23 sobre Plan Integrado de Recursos dispone que, "[l]a compañía de energía responsable de la operación del Sistema Eléctrico deberá someter al NEPR un plan integrado de recursos (PIR) consistente con el Artículo 1.9 de la *Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico*. De igual forma, dispone que el NEPR, atendiendo los comentarios de personas y organizaciones interesadas, revisará, aprobará y, según fuere aplicable, modificará dichos planes para asegurar el cabal cumplimiento con la política pública energética de Puerto Rico y con las disposiciones de esta Ley."
2. La Ley Núm. 57-2014, según enmendada, tuvo el efecto de enmendar la *Ley de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico*, Ley Núm. 83 de 2 de mayo de 1941, según enmendada, para establecer que, conforme al Artículo 1.9 de la *Ley de*

Política Pública Energética de Puerto Rico, cuando la Autoridad sea la entidad responsable por la operación del Sistema Eléctrico, ésta tendrá la obligación de elaborar y someter al NEPR un plan integrado de recursos (“PIR”).

3. Mediante Resolución y Orden, notificada y archivada en autos el 15 de marzo de 2018, este Honorable Negociado dio inicio al proceso administrativo para la revisión de un nuevo plan integrado de la Autoridad de Energía Eléctrica (en adelante, “la Autoridad”). Como parte del calendario, le concedió a esta última hasta octubre de ese año para someter dicho PIR.
4. El 3 de julio de 2019, este Foro emitió una Resolución y Orden en la que determinó que la Autoridad había cumplido con los requisitos establecidos en el Reglamento 9021 sobre la radicación del PIR.
5. Las partes, entonces, tendrían hasta el 6 de marzo de 2020 para someter sus alegatos finales. Por su parte, el NEPR celebró una serie de vistas públicas alrededor de toda la isla. La última de ellas se celebró el 25 de febrero de 2020, en la Ciudad de Ponce.¹
6. Luego de varios trámites procesales, el 15 de abril de 2020, fue notificada y archivada en autos una Resolución y Orden emitida por el NEPR estableciendo el 20 de abril de 2020 como fecha límite para que las partes interventoras sometieran sus réplicas a los alegatos.²
7. Así, las cosas y vencido el término para presentar los comentarios públicos³, estamos en posición de presentar nuestra réplica como sigue:

II. LEGITIMACIÓN ACTIVA DE LA OIPC COMO PARTE INTERVENTORA

1. La Oficina Independiente de Protección al Consumidor fue creada mediante la Ley Núm. 57-2014, *supra*, para educar, orientar, asistir y representar a los clientes de los servicios bajo la jurisdicción de la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico.

¹ Ver Resolución del NEPR en el caso CEPR-AP-2018-0001, 17 de enero de 2020.

² Véase documento intitulado "Resolution and Orden, Case No. CEPR-AP-2018-0001, "Deadline for Reply to Final Briefs".

³ Según la Resolución del NEPR de 11 de febrero de 2020, en el caso CEPR-AP-2018-0001.

2. De la propia Ley 57-2014, *antes*, surge en su Artículo 6.42, inciso (h) que, como parte de los poderes y deberes de la OIPC, está “[e]l participar o comparecer como parte interventora en cualquier acción, ante cualquier agencia gubernamental del Gobierno de Puerto Rico o del Gobierno Federal con jurisdicción, relacionada con tarifas, facturas, política pública o a cualquier otro asunto que pueda afectar a los consumidores y/o clientes de servicio eléctrico, telecomunicaciones y transporte”.
3. El *Reglamento del Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico*, Reglamento Núm. 9021 de 24 de enero de 2019, dispone en su Artículo III, Sección 3.03, inciso (A) que “[c]ualquier persona podrá presentar una petición de intervención en el procedimiento del PIR dentro de los treinta (30) días a partir de que la Comisión determine que la propuesta del PIR está completa”.
4. Como indicamos anteriormente, el 3 de julio de 2019, este Foro emitió una Resolución y Orden en la que determinó que la Autoridad había cumplido con los requisitos establecidos en el Reglamento 9021, *supra*, y estableció el calendario procesal para el caso que nos ocupa.⁴
5. El 1 de agosto de 2019, la OIPC radicó una Solicitud de Autorización de Intervención en la que le solicitamos a este Honorable Foro que nos permitiera intervenir en el Caso Núm. NEPR-AP-2018-0001, sobre la aprobación del Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica (en adelante, PIR). En idéntica fecha, el Negociado emitió una Resolución autorizando nuestra intervención en el caso de autos.⁵

III. ARGUMENTOS DE LA OIPC

El 3 de marzo de 2020, el Honorable NEPR emitió una Orden mediante la cual exhortó a las partes que como parte de las réplicas a los alegatos presentados, se abordaran los siguientes tres temas: (i) la viabilidad del uso de plantas solares en los

⁴ Véase documento intitulado "Resolution and Orden, Case No. CEPR-AP-2018-0001, "Completeness Determination of PREP A 's IRP Filing and Procedural Calendar".

⁵ Véase documento intitulado "Resolution, Case No. CEPR-AP-2018-0001, "Petition to Intervene; Consumer's Protection Independent Office.

techos vis a vis el desarrollo de fincas solares; (ii) la alternativa de rehabilitar las plantas hidroeléctricas existentes y dragar los embalses para optimizar su capacidad y si los costos de esos trabajos se le deben pasar al consumidor y (iii) el uso de plantas generatrices virtuales o de generación agregada y cómo deben incorporarse en el proceso competitivo para la adquisición de nuevos recursos de generación de la Autoridad.⁶

A. Sistemas Fotovoltaicos en los techos vis a vis Fincas Solares:

De ordinario, las compañías de utilidades, incluida la Autoridad, favorecen proyectos de sistemas fotovoltaicos a gran escala versus los sistemas fotovoltaicos localizados en techos por varias razones fundamentales. En primer término, la red de distribución de la Autoridad no está diseñada con los esquemas de protección para el manejo bidireccional de energía. En segundo término, tampoco está equipada con el nivel necesario de monitoreo del comportamiento de la red que permita tomar decisiones operacionales. Asimismo, opera una infraestructura de distribución altamente vulnerable que, además, no cuenta con los equipos adecuados para ejecutar operaciones correctivas de forma rápida y económica. En resumen, la Autoridad, así como otras compañías de utilidades, perciben el no poder mantener un inventario de energía controlado ni un nivel óptimo de generación distribuida como un riesgo. Esto se debe a que, actualmente, la red de distribución de energía necesita gran inversión tecnológica para lograr tales propósitos. Lo anterior se traduce a que las compañías de utilidades, tales como la Autoridad, no quieren asumir el riesgo de no poder controlar la red en términos técnicos y económicos.

⁶ Véase documento intitulado "Resolution and Orden, Case No. CEPR-AP-2018-0001, "Topics Identified during the Public Comment Process to be addressed by parties".

Actualmente, en Puerto Rico, los niveles de penetración de energía renovable en la red de distribución, están muy por debajo de lo que se consideraría niveles críticos, en comparación con otras jurisdicciones donde se requiere el uso de tecnologías avanzadas para administrar el sistema de distribución debido a la saturación de generación distribuida en la red. Sin embargo, es indispensable que los planes propuestos para el futuro atiendan esa situación de manera que se pueda maximizar la penetración de recursos renovables en la red de distribución.

Precisamente debido a que actualmente en Puerto Rico el nivel de penetración de energía renovable en la red de distribución de la Autoridad se considera bajo, es factible promover la instalación de sistemas fotovoltaicos interconectados en los techos de estructuras residenciales y comerciales, con o sin baterías, sin restricción alguna en todos aquellos alimentadores que presenten niveles bajos penetración.

Aún más, se deben identificar como sistemas localizados en zonas de oportunidad aquellos sistemas fotovoltaicos interconectados propuestos en alimentadores específicos en lugares donde un análisis de correlación de generación y demanda se muestren como favorables al sistema eléctrico. Una vez identificados, recomendamos que reciban un incentivo adicional por la aportación que realizan a la red eléctrica. El Programa "Hub Zone", que tiene disponible la Administración de Pequeños Negocios o "Small Business Administration", le brinda incentivos a aquellos negocios que se establezcan en una zona identificada como "zona económicamente deprimida". A modo de ejemplo, el incentivo mencionado previamente a los fines de promover la generación distribuida de sistemas fotovoltaicos en la red podría ser un pago mayor al ordinario por la compra de energía renovable generada y exportada.

Desde el punto de vista de los algunos ciudadanos, la Autoridad debe modificar el PIR presentado para integrar la implementación de energía solar fotovoltaica distribuida, o en los techos de casas y comercios. Según sus ponencias, el ciudadano lo que procura es tener un sistema que les brinde tranquilidad y entienden que al tener las placas solares sobre sus techos, aún cuando se trate de sistemas pequeños pero suficientes para brindarle electricidad a los equipos necesarios para sobrevivir, contarían con un sistema eléctrico eficiente, resiliente y costo efectivo. Para lograr lo anterior sugieren que se trabaje a través de subvenciones, prestamos otorgados por el gobierno e incentivos contributivos. De la misma manera expresaron su repudio al impuesto al sol y en algunos casos⁷ entienden que para que el sistema de placas fotovoltaicas sea accesible a todas las clases socio económicas debe ser la Autoridad quien instale, administre y le ofrezca mantenimiento a dichos sistemas de fotovoltaico que permita alcanzar un costo de electricidad de diez centavos el kilovatio hora.

Si no todos los proponentes, la vasta mayoría, coincidieron en que el PIR tampoco aborda las alternativas de eficiencia energética y de respuesta a la demanda. A esos efectos el Ingeniero Merbil González sugirió que se establezca un programa de reducción de líneas de transmisión y se aumenten las mini redes, se promueva el uso de los calentadores solares y se enmiende el código de construcción para que incluya requisitos de eficiencia energética. Con lo anterior coincidieron varios grupos.

La posición de los ciudadanos ponentes en relación a la preferencia de la generación distribuida versus a gran escala es que al ser generación distribuida con capacidad de almacenamiento les brinda a los sistemas resiliencia toda vez que no

⁷ Específicamente el Grupo Ciudadanos en Defensa el Ambiente.

dependen de la red. Contrario a las grandes fincas las cuales como quiera necesitan la red para distribuir la energía y nos les brindan seguridad. Por otro lado, plantearon que el mapa de los terrenos identificados para colocar estas fincas incide directamente con terrenos catalogados como reservas agrícolas. Para remediar lo anterior, propusieron que las placas a gran escala se coloquen en las 1,500 cuerdas de la antigua petroquímica localizada entre Guayanilla y Peñuelas o en los terrenos de la Base Roosevelt Road la cual tiene 2, 500 cuerdas de construcción de edificios (1,400 edificios), entre otros lugares públicos como escuelas, vertederos y hospitales.

B. Plantas Hidroeléctricas

Los proyectos hidroeléctricos se dividen en dos categorías principales; a saber: (i) los que son a gran escala, que utilizan represas para crear los embalses y (ii) los de generación distribuida, conocidos como micro hidroeléctricos, que en su mayoría no requieren la construcción de represas. Aunque todas las plantas hidroeléctricas de la AEE son utilizadas para generar energía a gran escala, mediante el uso de embalses, las mismas son consideradas de pequeña escala si las comparamos con el estándar a nivel internacional.

Estos proyectos hidroeléctricos que utilizan embalses resultan complejos en su diseño y construcción a los fines de resultar rentables en su producción, ser seguros en su operación y cumplir con la regulación ambiental.

La energía hidráulica es considerada como una fuente renovable, pero no toda energía renovable es igual ni se maneja de la misma forma. Por ejemplo, si comparamos la tecnología fotovoltaica y las plantas hidroeléctricas, existe una diferencia sustancial toda vez que la fuente de energía en el caso hidroeléctrico, el agua, distinto al sol que se

utiliza sin restricción alguna, tiene que ser almacenada en un embalse y ser procesada o transportada por un “penstock” o tubo de recogido antes de que pase a la turbina de generación de energía. Este manejo impacta significativamente a las comunidades y el ecosistema circundante debido a la enorme cantidad de espacio requerido y caudal de agua manejado. Un ejemplo claro de lo anterior es el embalse Dos Bocas con un área de captación de ciento setenta (170) millas cuadradas, el área de superficie en agua del embalse es de punto noventa y nueve (0.99) millas cuadradas y la represa mide mil trescientos quince (1,315) pies de largo por ciento ochenta y ocho (188) pies de alto.⁸ El impacto de esta actividad hidroeléctrica puede también incidir en el despacho de agua para comunidades distantes al enclave hidroeléctrico, por lo que la coordinación del despacho de ambos productos, agua y electricidad, tiene que ser uno coordinado dependiendo de múltiples variables para la demanda de ambos productos.

Por otro lado, desde el punto de vista de desarrollo de nuevos proyectos hidroeléctricos en Puerto Rico, el mismo es limitado por los impactos ambientales significativos que puede ocasionar, lo que va en contra de la tendencia social que impera hoy día en cuanto a la protección del medio ambiente, por tal razón estos desarrollos no resultan del todo rentables. Para tener una idea más clara, el costo capital de estos proyectos nuevos puede variar entre dos mil dólares (\$2,000) a ocho mil dólares (\$8,000) por kilovatio instalado.⁹ El costo de proyectos pequeños similares a los que actualmente tenemos en Puerto Rico se estima que pueden rondar alrededor de los ocho mil dólares (\$8,000.00) por kilovatio instalado.

⁸ Características y Condición de los Embalses Principales en Puerto Rico (Borrador 03/04/2004), Oficina del Plan de Aguas, DRNA.

⁹ 2017 Hydropower Market Report, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy and Water Power Technologies Office, DOE, April 2018.

Sin embargo, aunque la construcción de proyectos nuevos no sea una alternativa viable, repotenciar o restaurar las plantas existentes de la Autoridad es una alternativa que ciertamente se debe considerar pues las mismas tienen potencial significativo para generar energía. Cuando hablamos de repotenciación o restauración de las plantas existentes es mandatorio hablar también de la modificación de las mismas para convertirlas en facilidades de almacenamiento de energía por bombeo o “pump storage”. Esto les brinda un valor añadido mayor, especialmente bajo un escenario de sobre generación solar durante el día, donde se bombea el agua río arriba para devolverla al embalse para que pueda posteriormente ser utilizada en las turbinas hidroeléctricas durante la noche. Las turbinas hidroeléctricas ofrecen la misma flexibilidad de subido o bajado de rampa de potencia que las turbinas de gas para mantener estabilidad de voltaje y frecuencia en la red eléctrica durante los periodos de transición de noche a día y día a noche de la generación por sistemas fotovoltaicos. Asimismo, las plantas hidroeléctricas en Puerto Rico son parte esencial para el “black start” del sistema eléctrico de la Isla.

Por otro lado, la conversión o modificación de las facilidades de la Autoridad de Acueductos y Alcantarillados (“AAA”), que incluyen las represas no hidroeléctricas y las tuberías de los sistemas de distribución de agua y disposición de aguas usadas, es otra modalidad que, aunque limitada en eficiencia, ofrece oportunidades de aprovechamiento para generación de energía de facilidades existentes que originalmente no fueron diseñadas para esa generación. Un ejemplo de lo antes indicado es la utilización de las tuberías de distribución de agua y disposición de aguas

tratadas para generar energía de forma dispersada. En otras jurisdicciones hacen utilizar el flujo de agua por gravedad en dichas tuberías para este tipo de generación.

En cuanto al renglón económico, los costos operacionales de las plantas hidroeléctricas, varían de proyecto a proyecto debido a las condiciones únicas de cada localización y a la demanda energética a ser suplida. Por ejemplo, si el recurso de agua no es abundante por falta de espacio que permita construir un embalse grande en Puerto Rico o no es recargado el embalse según los pronósticos, causará que el factor de capacidad reduzca lo que a su vez producirá un costo de operación más alto en términos de kilovatio-hora.

A grande rasgos, la operación, incluyendo el mantenimiento, y la expectativa de vida útil de una planta hidroeléctrica, depende esencialmente del balance de la lluvia recibida en la cuenca hidrográfica y el nivel de sedimentación del embalse causado por ésta. Todos los embalses se van sedimentando y sujeto a la cantidad de sedimentación recibida con respecto al tiempo, serán requeridas actividades de dragado a los fines de mantener el calado de diseño original. En caso de ocurrir eventos de lluvias extremas, huracanes o actividades antropológicas con poco control de erosión se acelerarán los niveles de sedimentación. A manera de ejemplo, si utilizamos nuevamente el caso del embalse Dos Bocas, la capacidad original de almacenaje para el año 1942 era de 30,420 acres-pies, mientras que para el 1999 se determinó que su capacidad, según estudios de batimetría realizados, era de 14,625 acres-pies. Para el año 2052 se estima que este embalse estará completamente sedimentado de no tomarse acción alguna.¹⁰ Cabe señalar que, dicha proyección no contempló el evento extraordinario del Huracán María

¹⁰ Características y Condición de los Embalses Principales en Puerto Rico (Borrador 03/04/2004), Oficina del Plan de Aguas, DRNA.

ocurrido en el 2017, lo que pudo acelerar sustancialmente la reducción en su capacidad de almacenaje.

Es posible que el costo de dragado de los embalses sea la parte más costosa del mantenimiento de estas facilidades. Para el 2004, el costo de un proceso de dragado acelerado que permitiría extraer trece mil (13,000) acres-pies de sedimentación del embalse Dos Bocas se estimó en un costo de doscientos cincuenta millones de dólares (\$250M), mientras que el costo de realizar un dragado a perpetuidad que permitiría recuperar la capacidad de almacenamiento original de dicho embalse, se estimó en un costo de quince millones de dólares (\$15M) anuales.¹¹ Ese costo de doscientos cincuenta millones de dólares (\$250M) equivale a dieciseis dólares con sesenta centavos (\$16.60) por vatio instalado y es sólo se hubiera recuperado aproximadamente la mitad de la capacidad original del embalse. Si se trabaja el dragado a perpetuidad, el costo sería equivalente a un dólar (\$1.00) anual por vatio instalado. La ventaja es que los costos de mantenimiento pueden ser distribuidos entre otros usos que se le den al embalse además de la producción de energía.

De las ponencias de los ciudadanos recibidas, la Cooperativa Hidroeléctrica de la Montaña fue quien único favoreció la generación de energía mediante el uso de agua, utilizando el Lago Dos Bocas para servir los pueblos de Adjuntas, Jayuya y Utuado. Por el contrario el hidrólogo, José M. Rodríguez Maldonado, no favoreció la implementación del uso de plantas hidroeléctricas en el PIR debido a que entiende que esto tendría un impacto nefasto para los cuerpos de agua además del riesgo existente de la intrusión de agua salina en el proceso.

¹¹ *Id.*

Finalmente, las recomendaciones de la OIPC en relación a la utilización de plantas hidroeléctricas como parte del PIR son las siguientes:

- Que se incluya un estudio de modernización de las plantas hidroeléctricas existentes ya sea para ser operadas por la Autoridad o grupos privados o municipales, tanto para la generación como para el almacenamiento de energía por bombeo donde sea aplicable.
- Que se evalúe convertir y equipar aquella infraestructura de la AAA que sea posible, como embalses y sistemas de distribución y disposición de agua a facilidades que puedan generar energía para consumo propio o externo.
- Que en la medida que sea posible, se mantengan disponibles por parte de la Autoridad, la AAA y los grupos privados o municipales, los enclaves donde están localizado los embalses y represas que no estén siendo utilizados actualmente. Se debe considerar que, aunque al presente no se esté haciendo uso de dichas facilidades, no significa que determinadas situaciones requieran su uso en un futuro. El costo del mantenimiento requerido para facilidades en desuso pudiera ser cubierto mediante el uso alternativo de las mismas para fines recreativos, turísticos, agrícolas, extracción de agua o sedimentos y hasta producción de electricidad a pequeña escala.

C. Plantas Generatrices Virtuales:

Los sistemas fotovoltaicos de generación distribuida pueden ser organizados como plantas generatrices virtuales mediante la implementación de micro redes o comunidades solares que estén equipadas con sistemas de almacenamiento de energía lo suficientemente robustos para garantizar la capacidad disponible y vender carga contratada revertida, además de kilovatios-hora a la red eléctrica.

Otra modalidad puede ser mediante la agregación de sistemas dispersados. En este caso, los sistemas fotovoltaicos no necesariamente tienen que estar localizados en una misma área o estar conectados al mismo alimentador. No obstante, este tipo de planta virtual requiere una coordinación más activa de la red de distribución y comunicaciones, lo que representa un reto actualmente.

La interacción operacional y función principal de las plantas generatrices virtuales es asistir en la estabilidad de la red eléctrica en situaciones de baja demanda o deficiencia de generación, de forma similar a los programas de respuesta a la demanda. Tanto las plantas virtuales en distribución como los programas de respuesta a la demanda, individuales o combinados, son estrategias utilizadas en la industria eléctrica para diferir la construcción de nueva generación, especialmente para atender picos de demanda o consumo.

Aún partiendo de la premisa, de que se puedan subsanar las limitaciones en la red de distribución y comunicaciones permitiendo que se puedan operar las plantas virtuales o los sistemas fotovoltaicos con almacenaje de energía en baterías en techos residenciales y comerciales, nos parece que su implementación resultaría insuficiente. La razón fundamental para que los consumidores opten por adquirir baterías para almacenar la energía de sus sistemas fotovoltaicos, es tener un servicio eléctrico básico en respuesta de apagones frecuentes y ante la posibilidad existente de quedar desprovistos de energía por un periodo largo de tiempo como consecuencia de eventos catastróficos como huracanes, terremotos, o fallas mayores del sistema eléctrico. Por esta razón, nos parece poco probable que los consumidores estén dispuestos a arriesgar el ya limitado resguardo eléctrico que ostentan para atender demanda controlada por la AEE u otra compañía de energía, a cambio de un incentivo económico. En la mente del consumidor está la preocupación latente de que el servicio de la red eléctrica en cualquier momento pudiera fallar y no tener carga o poca carga para atender sus propias necesidades energéticas.

Sin embargo, esta barrera debe irse disipando por dos razones. La primera, es que la reducción de costos del almacenamiento de energía según se observa y se pronostica a nivel mundial, permitirá al consumidor adquirir capacidad de almacenaje suficiente para atender la demanda energética de su hogar aún en condiciones de emergencia. El segundo elemento es, si se lograra aumentar la confiabilidad en la red eléctrica bajo condiciones normales de operación. Estas dos variables, lograrán que el consumidor tenga más confianza en el sistema eléctrico y como consecuencia, muestre más disposición a participar y aportar a la red eléctrica con su sistema fotovoltaico a cambio de incentivos justos y razonables.

Como mencionamos anteriormente, el asunto de las mini redes es uno de distribución de energía que no está contemplado en el PIR, por lo que recomendamos que se integre al mismo o en el “Plan Integrado de Recursos de Distribución” o PIRD previamente recomendado. A esos efectos, recomendamos las siguientes acciones específicas:

- Que se evalúe la penetración al nivel máximo posible, de sistemas fotovoltaicos en techos en el sistema de distribución de la Autoridad o su sucesora, divididos dentro de las ocho mini redes conceptualizadas en el PIR. La evaluación debe ser realizada de forma similar al análisis de sistemas fotovoltaicos a gran escala, con la parte de generación (placas solares) y el almacenamiento de energía (baterías) por separado. Esta evaluación de penetración de los sistemas, incluyendo agregación, debe ser realizada a la luz de las condiciones y capacidades que posee el sistema de distribución eléctrico de la AEE, así como la red de comunicaciones tanto de la AEE como de las compañías privadas existentes, para que no sea contingente a financiamiento federal pendiente o la situación fiscal actual de la Autoridad.
- Que se realice un análisis complementario de medidas a implementarse en el sistema de distribución y comunicación, necesario para medir el espacio de crecimiento en penetración de sistemas fotovoltaicos en techos que pueda ser obtenido por las mismas.

D. Otros:

Otro ejemplo de correlación de generación y demanda que se debe incentivar es la carga de carros eléctricos durante las horas del día en residencias y comercios mediante sistemas fotovoltaicos en techos. No obstante, esta medida requerirá la implantación de metros o contadores inteligentes que puedan discriminar tarifas según la hora del día. Esto representa una ventaja adicional y es que por medio de la implantación de metros inteligentes se puede ampliar la interacción de consumidores y la red eléctrica en programas de respuesta a la demanda.

IV. CONCLUSIÓN:

Tal como se planteó en el alegato sometido por la OIPC como parte interventora, la oposición a la implantación del PIR tal como fue presentado por la Autoridad radica en la falta de un análisis prominente de generación distribuida renovable, que incluya eficiencia energética y respuesta de la demanda.

Debemos destacar que, durante las reuniones iniciales organizadas por Siemens, con los grupos de interés para tomar insumo antes de redactar el PIR, Siemens informó que el enfoque establecido del PIR iba dirigido primordialmente a los recursos de generación y la infraestructura de transmisión necesaria para el despacho eléctrico, de acuerdo a los cambios de nueva generación, nuevas localizaciones de esta generación, de ser aplicable y el retiro de unidades existentes y no al sistema de distribución. Desde esas reuniones iniciales, representantes de grupos de interés con conocimiento de generación distribuida y respuesta a la demanda con eficiencia energética, mostraron su descontento debido a que, es precisamente en el sistema de distribución donde se realiza la implantación de estas tecnologías.

Entendemos que con el tiempo, los costos de sistemas fotovoltaicos en los techos van a ser cada vez más rentables. Por tanto el PIR bajo evaluación, así como sus revisiones futuras, deben estar basados en premisas justas y alineadas a la realidad para que la transición de un sistema centralizado de generación a uno de generación distribuida sea una organizada de forma tal que se garantice la estabilidad del servicio y costos asociados para todos los consumidores en general.

Finalmente, en cumplimiento con nuestro deber de velar por los intereses de los consumidores y hacer valer las políticas públicas del Estado que operan en su beneficio, examinamos todas las ponencias sometidas por los ciudadanos ante el NEPR. Nótamos que los ciudadanos en general no favorecen la aprobación de PIR por entender que no cumple con el mandato de la Ley 17-2019. Básicamente todos los ponentes coincidieron en que sustituir un combustible fósil por otro combustible fósil, es decir diesel por gas natural no es cónsono con el mandato legislativo. El consenso entre los proponentes es que el PIR debe ir orientado a la implementación de medidas que promuevan la energía renovable distribuida pues entienden que de esa manera podrán obtener un sistema que les brinde confianza a un menor costo.

Los consumidores identificaron unos factores en común que, a su entender, hacen defectuoso el PIR. A saber: (i) la transformación en los recursos de generación de energía enfocada en gas natural; (ii) la falta de consideración de la generación distribuida; (iii) la falta de un plan que garantice o propenda la consecución del 30% de energía renovable para el año 2040 hasta llegar al 100% que exige la ley; (iv) la consideración de proyectos a gran escala exclusivamente; (v) la no contemplación del cambio climático; (vi) la propensión a accidentes ambientales al utilizar gas propano y

el daño ambiental que lo anterior puede ocasionar; (vii) ignorar programas de eficiencia energética y respuesta a la demanda; (viii) que no se tome en consideración el acuerdo con los bonistas y los costos asociados a un contrato de distribución de gas natural a precio fijo cuando la ley obliga a menos consumo de energía fósil toda vez que eso va a redundar en un aumento en la factura eléctrica; y, (ix) no se consideran alternativas de energía renovable tales como vehículos eléctricos, calentadores solares, la utilización de desperdicios sólidos no tóxicos para generar energía, energía eólica, ni plantas nucleares.

En fin, los consumidores están en consenso en que el PIR no cumple con la política pública del Estado ni con la Ley 17-2019. Inclusive su posición es que lo contenido en el PIR lejos de adelantar el desarrollo de iniciativas de energía renovable es una traba para la implantación de las mismas y adelanta la utilización de gas natural que no deja de ser un fósil. La ciudadanía reclama la implantación de un plan que les brinde a través de la energía renovable distribuida, eficiencia energética, resiliencia y ahorros en el costo del servicio. Para el ciudadano puertorriqueño, luego de los eventos atmosféricos de los últimos tres años contar con un sistema de energía confiable y accesible representa un asunto de vida, salud y seguridad y así lo plasmaron en sus ponencias.

IV. SÚPLICA

POR TODO LO CUAL, respetuosamente solicitamos de este Honorable Negociado que tome conocimiento de nuestra posición y acoja las recomendaciones aquí realizadas, con cualesquiera otros pronunciamientos y providencias que en derecho procedan.

CERTIFICO: Haber enviado copia fiel y exacta del anterior escrito mediante correo electrónico a: astrid.rodriguez@prepa.com, jorge.ruiz@prepa.com,

nitzavazquez@aeep.com, c-aquino@prepa.com, mvazquez@diazvaz.law,
kbolanos@diazvaz.law, acarbo@edf.org, javier.ruajovet@sunrun.com,
pedrosaade5@gmail.com, rmurthy@earthjustice.org, carlos.reyes@ecoelectrica.com,
ccf@tcmrslaw.com, victorluisgonzalez@yahoo.com, aconer.pr@gmail.com
mgrpcorp@gmail.com, manuelgabrielfernandez@gmail.com, acasellas@amgprlaw.com,
corey.brady@weil.com, maortiz@lvprlaw.com, rnegron@dnlawpr.com,
axel.colon@aes.com paul.demoudt@shell.com, escott@ferraiuoli.com,
sproctor@huntonak.com, agraitfe@agraitlawpr.com, castrodieppalaw@gmail.com,
voxpathulix@gmail.com, cfl@mcvpr.com, sierra@arctas.com, tonytorres2366@gmail.com,
info@liga.coop, amaneser2020@gmail.com, mpietrantoni@mpmlawpr.com,
apagan@mpmlawpr.com.

RESPETUOSAMENTE SOMETIDO, en San Juan, Puerto Rico, hoy 20 de abril de 2020.

OIPC

✉ 268 Hato Rey Center,
Suite 524
San Juan, P.R. 00918
☎ 787.523-6962

/s/ Hannia B. Rivera Díaz
Lcda. Hannia B. Rivera Díaz
hrivera@oipc.pr.gov
RUA 17,471

/s/ Jessica Rivera Pacheco
Lcda. Jessica Rivera Pacheco
jrivera@cnslpr.com
RUA 14,506