SECRETARIA COMISION DE ENERGIA DE PUERTO RICO

GOBIERNO DE PUERTO RICO COMISIÓN DE ENERGÍA DE PUERTO RICO

IN RE: INVESTIGACIÓN DE LA COMISIÓN DE ENERGÍA EN TORNO AL ESTADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE PUERTO RICO LUEGO DEL PASO DEL HURACÁN MARÍA Núm. CEPR-IN-2017-0002 ENE -3 P4:04

ASUNTO: Comentarios Suplementarios de la Oficina Independiente de Protección al Consumidor.

ESCRITO INFORMATIVO SOBRE LOS COMENTARIOS SUPLEMENTARIOS DE LA OFICINA INDEPENDIENTE DE PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR

A LA HONORABLE COMISIÓN:

Comparece la Oficina Independiente de Protección al Consumidor (en adelante, OIPC) por conducto de su Asesora Legal, quien suscribe, y con el debido respeto EXPONE, RUEGA y SOLICITA:

- 1. En 8 de diciembre de 2017, la **OIPC** presentó sus *Comentarios* a través del doctor Guillermo M. Riera, PE, CEM, GBE, CPQ, CMVP.
- 2. En los relacionados *Comentarios* se contestaron varias de las interrogantes sobre las microredes realizadas por este Honorable Foro en la Resolución y Orden emitida en 10 de noviembre de 2017.
- 3. No obstante, la **OIPC** entiende meritorio presentar unos *Comentarios* Suplementarios.

POR TODO LO CUAL, se solicita muy respetuosamente de esta Honorable Comisón, tome conocimiento de este Escrito y en su consecuencia lo haga parte del expediente de la Investigación de la Comisión de Energía en Torno al Estado del Sistema Eléctrico luego del paso del Huracán María.



RESPETUOSAMENTE SOMETIDO, en San Juan de Puerto Rico a 3 de enero de 2018.

CERTIFICO, haber enviado copia fiel y exacta de este Escrito a las siguientes:

Autoridad de Energía Eléctrica

Attn.: Javier Morales Tañón Nitza Vázquez Rodríguez Carlos M. Aquino Ramos

P.O. Box 363928 Correo General San Juan, P.R. 00936-3928

j-morales@aeepr.com n-vazquez@aeepr.com caquino@aeepr.com **OIPC**

≥ 268 Hato Rey Center Suite 524

San Juan, P.R. 00918 **2** 787.523.6962

↑ codiot@oipc.pr.gov

Lcda. Coral M. Odiot Rivera

TS 19214

Dr. Guillermo M. Riera, PE CEM, GBE, CPQ, CMVP

Ingeniero Consultor
Urb. Estancias Reales C/ Príncipe Guillermo #147
Guaynabo, PR 00969
Tel. (787) 467-2864 E-mail guillermo.m.riera@gmail.com

SEGUNDO INFORME DE CONTESTACIONES A PREGUNTAS TÉCNICAS Y RECOMENDACIONES

Investigación de la Comisión de Energía en torno al Estado del Sistema Eléctrico luego del paso del Huracán María Caso Núm. CEPR IN-2017-0002

Preparado para:
Oficina Independiente Protección del Consumidor (OIPC)

por: Dr. Guillermo M. Riera, PE, CEM, GBE, CPQ, CMVP

3 de enero de 2018

Tabla de Contenido

		Página
l.	Ámbito	3
II.	Preguntas y Respuestas Técnicas adicionales:	4
III.	Conclusión	11

I. Ámbito

Según indicamos en nuestro Primer Informe de Contestaciones Técnicas y Recomendaciones, durante el mes de noviembre de 2017 la Oficina Independiente de Protección al Consumidor (OIPC) solicitó nuestros servicios profesionales y asistencia técnica/pericial en relación al proceso de investigación sobre el Estado del Sistema Eléctrico luego del paso del Huracán María que se lleva a cabo en la Comisión de Energía de Puerto Rico (CEPR). Este segundo Informe presenta contestaciones técnicas a varias de las preguntas adicionales, incluidas en la Resolución y Orden de la CEPR del 10 de noviembre de 2017.

Al igual que en el Primer Informe, el énfasis de nuestro análisis, contestaciones y recomendaciones será en aquellas preguntas relacionadas a:

- 1. La organización de microredes, incluyendo aspectos legales, esquemas de titularidad, financiamiento y ubicación.
- 2. La protección de los consumidores/clientes, incluyendo las cualificaciones de desarrolladores y operadores; estándares y especificaciones para equipos y sistemas; inspecciones, medición y verificación; contratos de financiamiento, desarrollo, operación y garantías; y criterios técnicos para la evaluación de proyectos.

Además de las referencias utilizadas en el Primer Informe, utilizamos las siguientes:

- Autoridad de Energía Eléctrica, Generadores de Electricidad para suplir toda la Carga en Edificios de Ocupación Múltiple, Comunicado Técnico 13-04, agosto 2013.
- 2. Bhave, Mahesh, *The Microgrid Revolution: Business Strategies for Next-Generation Electricity*, Praeger, October 2016.
- 3. Gobierno de Puerto Rico La Fortaleza, Orden Ejecutiva del Gobernador de Puerto Rico, Hon. Ricardo A. Rosselló Nevares, para Energizar Residencias con Sistemas de Generación Fotovoltaica y Baterías, y Acelerar la Recuperación del Sistema de Energía Eléctrica de Puerto Rico luego del paso del Huracán María, Boletín Administrativo Núm. OE 2017-064, octubre 2017.
- 4. Puerto Rico Energy Resiliency Working Group, *Build Back Better: Reimagining and Strengthening the Power Grid of Puerto Rico*, New York Power Authority, Puerto Rico Electric Power Authority, Puerto Rico Energy Commission, Consolidated Edison Company of New York, Inc. and others, December 2017.

Nota importante:

El análisis está limitado por la información disponible al momento. Nos reservamos el derecho a enmendar, ampliar y/o suplementar el mismo de surgir información adicional.

II. Preguntas y Respuestas Técnicas adicionales:

Apéndice I

- 1. Organización de las microredes:
- 1.5. ¿Qué tipos de conocimiento (p. ej., planificación, ingeniería, educación de consumidores, entre otros) son necesarios para que la planificación, desarrollo y operación de las microredes se realicen exitosamente? ¿Qué ejemplos de éxito y fracaso existen actualmente?

Las microredes que sirvan a más de un consumidor/cliente deben ser desarrolladas por Compañías de Servicios Energéticos (ESCOs) reconocidas y registradas (o pre-cualificadas).

Para esto sugerimos que se prepare un Registro de Compañías cualificadas mediante solicitud de cualificaciones (RFQ), siguiendo un procedimiento similar al establecido por la OEPPE en el Reglamento 8682 (ver referencia 8 del Primer Informe) y ampliando el mismo más allá del sector gubernamental.

Los consultores principales de los proyectos deben tener:

- Certificaciones especializadas y reconocidas por la industria en Gerencia de Energía, Energía Renovable, y Medición y Verificación. Instituciones como la Asociación de Ingenieros de Energía de EEUU, entre otras, otorgan y mantienen certificaciones como estas mediante procesos de entrenamiento continuo y exámenes.
- Experiencia con herramientas de simulación, modelaje y diseño especializadas y reconocidas por la industria. Estas herramientas deben poder anticipar y mitigar problemas de diseño y/o riesgos de la operación.

En cuanto a ejemplos de éxito, existen varios programas y proyectos en Nueva York, Nueva Jersey y Connecticut, entre otros, que pueden estudiarse (ver referencias 3, 7, 12 y 16 del Primer Informe, entre otras).

3. Regulación de las microredes:

3.5. ¿Deben todas las microredes (al menos aquellas que sirvan a múltiples clientes) cobrar por sus servicios mediante la medición de la energía suministrada, o serían aceptables otras estructuras de precios?

Otras estructuras son aceptables y muchas veces necesarias debido a la alta inversión capital en proyectos de microredes.

Son posibles estructuras de costo escalonadas por:

- Nivel de tiempo de resguardo disponible ("run time") para distintos topes de carga en condiciones de emergencia y/o desconexión de la red mayor.
- Calidad de la onda (ej.: menor distorsión armónica) en condiciones normales, o en condiciones de emergencia y/o desconexión de la red mayor.
- Índices de confiabilidad garantizados en condiciones normales, o en condiciones de emergencia y/o desconexión de la red mayor.
- Localización de la carga con respecto a la generación distribuida (GD) y los peajes ("Wheeling")
 necesarios para servir la misma en condiciones de emergencia y/o desconexión de la red mayor.
- Tope y tipo de carga al aplicar tecnología para manejo de demanda en condiciones normales, o en condiciones de emergencia y/o desconexión de la red mayor.
- Espacio o área de servicio para distintos usos con un tope (ej.: pies cuadrados de espacio de oficina, residencia, laboratorio, etc.).

También, son posibles estructuras de costos fijos por capacidad reservada para condiciones de emergencia y/o costos variables en tiempo real en función de transacciones entre microredes.

En algunos escenarios, dependiendo la cartera de GD de la microred, será necesario algún componente asociado a la energía consumida para cubrir los costos de directos de combustible y de operación y mantenimiento.

En aquellos escenarios en los cuales se usan líneas de la AEE, en condiciones normales o en condiciones de emergencia, para proveer energía a múltiples clientes, será necesaria la instalación de infraestructura avanzada de medición (AMI) o algún nivel de acceso a las cuentas o a los medidores de la AEE de estos clientes. Esto es así, pues será necesario determinar créditos y/o ajustes debido a que estos medidores

seguirán registrando consumo indistintamente de la fuente utilizada, ya sea la AEE o la microred (ver referencia 1).

- 3.6. Para asegurar que un proyecto de microred sea costo-efectivo, seguro y confiable, ¿qué información debe recibir la Comisión del desarrollador de una microred antes de conectar a clientes? Por ejemplo, debe la Comisión requerir que los desarrolladores especifiquen:
 - 3.6.1. ¿El conjunto máximo de clientes que serán servidos?
 - 3.6.2. ¿La generación y capacidad de almacenaje máximas anticipadas?
 - 3.6.3. ¿Costos?
 - 3.6.4. ¿Fijación de precios?

En aquellos proyectos que sean auspiciados o financiados total o parcialmente por el gobierno, se recomienda requerir modelos y simulaciones desarrollados con algún programa de computadora aceptado por la industria (ej.: Hommer). Las simulaciones deben realizarse para varias condiciones normales, y de emergencia y/o desconexión de la red mayor.

El modelo desarrollado debe proveer:

- La localización geográfica de las fuentes de generación distribuida (GD), las facilidades de almacenamiento y los clientes de la microred.
- Las especificaciones técnicas de las fuentes de GD y de las facilidades de almacenamiento.
- Las características y requisitos de los clientes que serán servidos.
- Las simulaciones que anticipen posibles riesgos técnicos.

Además, se recomienda requerir:

- Las estructuras de precio propuestas.
- Los estimados de costo y tiempo.
- Las fuentes de financiamiento, y compromisos o envolvimiento con la red mayor.
- El análisis de riesgos técnicos y económicos, y recomendaciones para su mitigación.
- 3.7. ¿Qué requisitos de tiempo, en términos del proceso de desarrollo, debe tomar en cuenta la Comisión, al determinar cuánto tiempo debe tomar aprobar o rechazar una propuesta de microred? Si habláramos de tiempo de evaluación de un proyecto por la CEPR, se podría establecer un término de 45 a 60 días partir de la presentación de un modelo. Ahora bien, el modelo debe ser utilizando un programa

o herramienta estándar aprobado por la CEPR, y debe estar completo (contestadas todas las solicitudes de información de la CEPR).

Además, la CEPR debe establecer términos a las demás agencias para comentarios y a los proponentes para contestar solicitudes de información.

6. Coordinación de las microredes aisladas con la Autoridad:

6.1.5. ¿Cuáles son las ventajas y desventajas de que la Comisión le requiera a la Autoridad desarrollar microredes en algunas áreas? ¿Evitaría dicho requerimiento la duplicidad de esfuerzos y conflictos? ¿Desincentivaría a competidores de entrar al mercado de microredes de Puerto Rico?

Para llevar a cabo una estrategia de desarrollo de microredes bien estructurada y planificada es necesario analizar y modelar la red de distribución de forma tal que se maximicen los beneficios de su uso de la forma más costo efectiva posible. De esta manera, además de ofrecer el beneficio de tener un sistema eléctrico más robusto y resiliente, se pueden obtener otros beneficios en la red de distribución eléctrica tales como: reducir problemas de congestión o capacidad, y de calidad de potencia y confiabilidad, entre otros. El requerimiento por parte de la CEPR a la AEE respecto al desarrollo de microredes para atender los problemas antes descritos debe estar dirigido a su inclusión como parte del Plan Integrado de Recursos (IRP). Esto fomentaría una planificación de la red de distribución eléctrica más efectiva y facilitaría el desarrollo de microredes más avanzadas y complejas, según se describen en la contestación 1.2. La inclusión en el IRP brindaría confianza a terceros que pudieran estar interesados en invertir en microredes más avanzadas, reduciría la duplicidad de esfuerzos y evitaría posibles conflictos con el posible desarrollo de microredes por parte de la AEE. Un factor determinante para el desarrollo de las microredes lo es el financiamiento disponible para invertir en los proyectos. Por tanto, las microredes deben ser desarrolladas por aquellos que tengan la capacidad para invertir y operarlas en aquellas áreas que resulten definidas por los criterios que finalmente adopte la CEPR.

6.2. ¿Existen áreas que deban ser reservadas para el restablecimiento por la Autoridad, o deberían promoverse las microredes en todas partes?

La Ley 133 de agosto de 2016 en su artículo 9 inciso (jj) indica que inicialmente se abrirá la opción de microredes a comunidades de escasos recursos, universidades, centros de salud e instituciones públicas. Sin embargo, según se discute en la contestación 2.1 estas opciones deben expandirse basado en la más

reciente experiencia con el Huracán María. Además, en diciembre de 2017 se publicó el estudio Build Back Better: Reimagining and Strenghtening the Power Grid of Puerto Rico (ver referencia 4). En este estudio se recomiendan microredes en hospitales, refugios durante emergencias, facilidades para el tratamiento de aguas negras y de agua potable, estaciones de bomberos y policías, y comunidades remotas. Para efectos del desarrollo de microredes, deben establecerse prioridades para su desarrollo basadas en: la Ley 133 de agosto de 2016, el estudio antes mencionado y en las recomendaciones adicionales en la contestación 2.1.

7. Uso de equipo varado de la Autoridad:

7.1. ¿Debe permitírseles a las microredes suministrar energía a clientes mediante equipo de medición existente de la Autoridad?

Sí. Sin embargo, se debe dar prioridad donde ya exista infraestructura avanzada de medición (AMI). De no estar disponible esta tecnología, debe programarse el cambio a la brevedad posible y/o permitirle al operador de la microred el cambio utilizando especificaciones técnicas provistas por la AEE.

7.1.1. De ser así, ¿cómo y cuándo debe ser compensada la Autoridad por dicho uso?

La AEE debe ser compensada con una tarifa que tome en consideración el tiempo de uso.

7.1.1.1. ¿Debe la Comisión establecer una tarifa fija por medidor, a base de los costos embebidos promedio de los medidores de la Autoridad?

La tarifa por tiempo de uso debe tomar en consideración el costo promedio de operar la infraestructura avanzada de medición (AMI) de la AEE.

7.1.1.2. ¿Debe la microred pagar un cargo mensual o comprar directamente el equipo? Esta determinación debe estar basada en el análisis de costo beneficio que lleve a cabo la compañía de microredes basado en su modelo de negocio.

7.2. ¿Debe permitírseles a las microredes adquirir equipo de distribución (postes, líneas primarias, líneas secundarias, tomas de servicio y transformadores) que la Autoridad actualmente sea incapaz de utilizar debido a la falta de conexión a la generación central?

Sí. Puede permitirse la adquisición de aquella infraestructura de la AEE que se encuentre en desuso.

7.2.1. De ser así, ¿cómo y cuándo debe compensársele a la Autoridad por dicho uso?

La propiedad debe ser valorizada por un profesional, quien debe establecer el justo valor en el mercado. En caso de existir más de una parte interesada en adquirir dicha propiedad se debe celebrar un proceso de subasta pública.

Apéndice II

3.1. La Sección IV, Artículo D(3)(f) del Reglamento Núm. 8915 de la Autoridad limita la capacidad agregada de generación distribuida conectada a un transformador de forma que sea menor o igual a la capacidad de dicho transformador.

3.1.1. ¿Debe esta regla ser modificada para reflejar la habilidad de la generación distribuida, especialmente con almacenaje, de limitar el flujo de vuelta al sistema de distribución?

Se podría establecer un mecanismo más flexible para limitar la capacidad agregada de generación distribuida conectada a un transformador usando el siguiente criterio:

La capacidad agregada de generación distribuida no debe exceder la suma de la carga máxima y carga mínima en el transformador.

Criterio: Pgen max < Pcons max + Pcons min

La capacidad agregada de GD podría exceder la capacidad del transformador por una cantidad igual o menor a la carga mínima conectada a ese transformador en un perfil de tiempo.

El Reglamento Núm. 8915 de la Autoridad asume que la carga mínima en el transformador es cero. Por tal razón, para flexibilizar el mismo es muy importante estudiar el perfil de carga y determinar con precisión la carga mínima. Para esto se debe requerir un estudio de carga del transformador bajo múltiples escenarios.

En cuanto a los sistemas de almacenamiento, estos pueden limitar la exportación de energía hacia la red y de acuerdo a la nueva Orden Ejecutiva OE-2017-064 la AEE tendrá la capacidad de controlar la misma en 4 segundos (ver referencia 3). Dicha Orden también limita la exportación en sistemas con

almacenamiento a un 10% de la capacidad del sistema fotovoltaico, lo que hace más importante aún el estudio de carga que mencionamos en el punto anterior.

3.5. El Reglamento Núm. 8916 establece los requisitos de interconexión para los generadores al sistema de transmisión o sub-transmisión de la Autoridad. ¿Debería enmendarse alguna de las disposiciones de dicho reglamento para incorporar las microredes al sistema de transmisión o sub-transmisión de la Autoridad de manera expedita?

No recomendamos establecer una evaluación expedita para estos niveles de voltaje porque esto presentaría un riesgo mayor para la red. Una microred que solicita conectarse a este nivel de voltaje requiere una inversión sustancial de capital por lo que no debería escatimar en análisis más rigurosos utilizando herramientas disponibles en el mercado que permitan modelar y simular distintos escenarios y anticipar riesgos. Ahora bien, entendemos que el asunto de los Estudios Suplementarios continúa siendo un gran escollo en el desarrollo de proyectos. Reconocemos las consideraciones técnicas asociadas al requisito de estos estudios bajo ciertas condiciones. Sin embargo, el tiempo de evaluación es extremadamente largo y domina el paso critico de muchos proyectos. La AEE atribuye este tiempo de evaluación a la falta de personal técnico (3 o 4 personas para cientos de estudios en todo PR).

Sobre este tema, recomendamos, al igual que con el Reglamento Núm. 8915 (ver contestación 3.3.1 en Primer Informe) que se permita que profesionales privados cualificados preparen y certifiquen los Estudios Suplementarios con la información provista por la AEE desde el sector privado, y que la AEE evalué y endose los mismos oportunamente. Esto aliviaría la carga al personal técnico interno de la AEE y reduciría gel tiempo de ejecución. Un Estudio Suplementario típico puede tomar de 3 a 6 meses actualmente. De adoptarse esta recomendación, esto podría reducirse y un Estudio podría tomar de 2 a 3 semanas.

III. Conclusión

Nos reiteramos en todas las conclusiones presentadas en el Primer Informe.

Estas conclusiones son:

- La utilización de generación distribuida (GD) con almacenamiento de energía alrededor de la isla es una de las estrategias para acelerar la restauración del sistema eléctrico.
- Esta utilización puede atender clientes individuales o grupos de clientes a través de microredes.
- Esta utilización equivale a transferir la responsabilidad por la restauración y provisión o suplementación del servicio eléctrico a una cantidad mayor de actores.
- Se requiere la intervención de la CEPR para que amparada en la Ley 57 de 2014, la Ley 133 de 2016 y la Ley 73 de 2008, establezca reglas claras sobre:
 - Organización de microredes, incluyendo aspectos de titularidad, financiamiento y ubicación.
 - Protección de los consumidores/clientes, incluyendo las cualificaciones de desarrolladores y operadores; los estándares y especificaciones para equipos y sistemas; las inspecciones, medición y verificación; los contratos de financiamiento, desarrollo, operación y garantías; y los criterios técnicos para la evaluación de proyectos.

En Guaynabo, Puerto Rico, el 3 de enero de 2018



Dr. Guillermo M. Riera, PE, CEM, GBE, CPQ, CMVP

Lic. 14907