

**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

**CASO NÚM.:** CEPR-IN-2017-0002

**Asunto:** Requerimiento de Comentarios.

**Tema:** Implementación de acciones regulatorias para facilitar las tareas de restauración del servicio eléctrico y fomentar el despliegue de nuevas tecnologías.

**RESOLUCIÓN Y ORDEN**

**I. Introducción**

Mediante Resolución emitida el 27 de octubre de 2017 (“Resolución de 27 de octubre”), la Comisión de Energía de Puerto Rico (“Comisión”) dio comienzo a una abarcadora investigación en torno al estado de sistema eléctrico de Puerto Rico como resultado del paso directo sobre la Isla del Huracán María. En dicha Resolución, la Comisión identificó cuatro objetivos principales de la investigación: (i) corregir vulnerabilidades y robustecer el sistema eléctrico; (ii) acelerar la restauración del servicio; (iii) elaborar e implementar un nuevo modelo energético; y (iv) el efecto sobre el plan integrado de recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (“Autoridad”) en relación con las características del nuevo modelo energético.

La presente investigación tiene dos fases principales. La primera fase se enfocará en la restauración del servicio eléctrico y en la identificación y corrección de aquellas vulnerabilidades en la infraestructura eléctrica que contribuyeron a su colapso general. La segunda fase comprende un análisis a mediano y largo plazo con el fin de identificar las necesidades energéticas de la Isla y formular y adoptar el modelo energético más adecuado para suplir dichas necesidades, fomentar el desarrollo económico y la protección del medio ambiente y brindar servicios energéticos de alta calidad a precios justos y razonables.

No obstante, dichas fases no se tratan de evaluaciones o procedimientos separados e independientes. Ambas están inter-relacionadas por lo que los resultados y la información recopilada y las determinaciones realizadas como parte de una fase, informarán e influenciarán el análisis llevado a cabo por la Comisión en la otra. Los esfuerzos de restauración y el despliegue de tecnologías de generación distribuida y microredes a corto plazo impactarán el desarrollo del sistema eléctrico a mediano y largo plazo. Por tal razón, una vez identificadas las estrategias a corto plazo para restaurar el sistema eléctrico, es necesario medir el impacto de éstas en el mismo, así como el comportamiento de la demanda energética y la mezcla de fuentes de generación óptima para suplir dicha demanda, entre

otros. Dicho análisis se realizará con el propósito de formular el modelo energético que mejor se ajuste a nuestras necesidades.

La presente Resolución y Orden comprende uno de los primeros pasos en la consecución del objetivo de modernizar y transformar nuestro sistema energético. Comenzando por las necesidades más apremiantes, la presente solicitud de comentarios va dirigida a auscultar las normas, reglas y acciones regulatorias que deben ser adoptadas por la Comisión para facilitar las labores de restauración del servicio eléctrico, procurando la restauración del mismo en el menor tiempo posible. De igual forma, se persigue que las inversiones en dichas labores de restauración tengan el efecto de fortalecer el sistema, hacerlo menos susceptible a futuros fenómenos naturales y reducir el tiempo necesario para restaurar el servicio durante futuras emergencias.

## **II. Generación distribuida y micro redes como modelos alternos para restaurar y robustecer el servicio eléctrico.**

La restauración del servicio eléctrico es el principal objetivo a corto plazo. Tres factores principales han limitado el acceso al servicio eléctrico a la mayoría de la población, dificultado las labores de restauración: (i) la extensión de los daños a los sistemas de transmisión y distribución; (ii) el hecho de que la mayor parte de la generación se encuentra en el área sur por lo que se requiere la utilización de líneas de transmisión de largo recorrido para suplir la mayoría de la demanda energética; y (iii) la falta de capacidad de generación en las centrales de Palo Seco y San Juan para suplir la demanda en el área norte. Una de las estrategias capaces de acelerar la restauración del servicio eléctrico es la instalación de sistemas de generación distribuida y sistemas de almacenamiento de energía en aquellas áreas alrededor de la Isla que aún se encuentren sin servicio eléctrico. Dichos sistemas pueden ser desplegados para servir a clientes individuales o a grupos de clientes mediante el uso de micro redes, comunidades solares u otro mecanismo en donde la infraestructura de generación y distribución se ubican cerca de los puntos de consumo.

Otra estrategia es suplementar la generación de las centrales de Palo Seco y San Juan mediante el despliegue de fuentes de generación distribuida a través del área norte, sean éstos sistemas individuales para suplir toda o parte de la demanda de uno o más clientes específicos en un periodo determinado del día, o mediante generadores directamente conectados a la red con el propósito de servir como fuentes adicionales de generación.

Estas estrategias permiten (i) acelerar la restauración del servicio eléctrico a través de la Isla, mediante el despliegue de proyectos de generación distribuida financiados, desarrollados y operados por entidades privadas o no gubernamentales; (ii) robustecer el sistema eléctrico, reduciendo la dependencia en fuentes de generación centralizada; (iii) facilitar la restauración del servicio eléctrico en futuras ocasiones mediante el uso de generadores distribuidos y micro redes capaces de operar de forma independiente del resto de la red eléctrica; y (iv) transferir la responsabilidad por la restauración y provisión del servicio eléctrico entre múltiples entidades, permitiendo mayor acceso a recursos económicos, técnicos y humanos.

Conforme con lo anterior, la Comisión interesa obtener el insumo del público en general y, en particular de personas y entidades que tengan interés directo en el sector eléctrico, sobre las normas que la Comisión debe adoptar para reglamentar el desarrollo y operación de micro redes y otros sistemas de generación distribuida en Puerto Rico. El **Apéndice A** de la presente Resolución y Orden contiene las preguntas y temas principales sobre los que la Comisión interesa recibir comentarios. La Comisión exhorta a cualquier persona o entidad con interés en aportar al presente procedimiento presentar sus comentarios. Este procedimiento no es uno de naturaleza adjudicativa, por lo que no será necesario solicitar intervención para presentar comentarios.

Por la naturaleza apremiante de la emergencia que atraviesa el país, la Comisión solicita que todo comentario sea presentado ante la Comisión **en o antes del 20 de noviembre de 2017**. Los comentarios podrán ser presentados de cualquiera de las siguientes maneras:

- a. Mediante correo electrónico dirigido a [comentarios@energia.pr.gov](mailto:comentarios@energia.pr.gov).
- b. Mediante correo postal dirigido a la Secretaría de la Comisión de Energía de Puerto Rico, 268 Ave. Muñoz Rivera, Suite 202, San Juan, PR 00918.
- c. Mediante entrega personal en la Secretaría de la Comisión ubicada en la dirección antes descrita.

Finalmente, la Comisión **ORDENA** a la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico presentar comentarios y contestaciones en torno a las preguntas y temas identificados por la Comisión en el **Apéndice A** de la presente Resolución y Orden.

Para el beneficio de todas las partes involucradas, la Comisión deberá emitir la presente Resolución y Orden en los idiomas inglés y español. De existir alguna discrepancia entre ambas versiones, la versión en inglés prevalecerá.

Notifíquese y publíquese.



Ángel R. Rivera de la Cruz  
Comisionado Asociado



José H. Román Morales  
Comisionado Asociado  
Presidente Interino

### CERTIFICACIÓN

Certifico que la Comisión de Energía de Puerto Rico así lo acordó por mayoría de sus miembros el 10 de noviembre de 2017 y que en esta fecha copia de esta Resolución y Orden fue notificada mediante correo electrónico a: [j-morales@aepr.com](mailto:j-morales@aepr.com), [n-vazquez@aepr.com](mailto:n-vazquez@aepr.com), [c-aquino@aepr.com](mailto:c-aquino@aepr.com), y [n-ayala@aepr.com](mailto:n-ayala@aepr.com). Certifico además que la presente es copia fiel y exacta de la Resolución y Orden emitida por la Comisión de Energía de Puerto Rico y que en



el día de hoy 10 de noviembre de 2017 he procedido con el archivo de la presente Resolución, y he enviado copia de la misma a:

**Autoridad de Energía Eléctrica de  
Puerto Rico**

Attn.: Lcdo. Javier Morales Tañón  
Lcda. Lcda. Nitza D. Vázquez Rodríguez  
Lcdo. Carlos M. Aquino Ramos  
P.O. Box 363928  
Correo General  
San Juan, PR 00936-3928

Para que así conste firmo la presente en San Juan, Puerto Rico, hoy, 10 de noviembre de 2017.

A handwritten signature in blue ink, which appears to read 'M. Cintrón', is written over a horizontal line.

María del Mar Cintrón Alvarado  
Secretaria

**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

**CASO NÚM.:** CEPR-IN-2017-0002

**Asunto:** Requerimiento de Comentarios.

**Tema:** Implementación de acciones regulatorias para facilitar las tareas de restauración del servicio eléctrico y fomentar el despliegue de nuevas tecnologías.

**Apéndice A  
1er Requerimiento de Comentarios Públicos**

El presente requerimiento de comentarios se emite de conformidad con el Capítulo V del Reglamento Núm. 8543,<sup>1</sup> y según indicado en la Resolución emitida por la Comisión de Energía de Puerto Rico ("Comisión") el 27 de octubre de 2017, mediante la cual se inició la presente investigación. Todo comentario público deberá ser presentado ante la Comisión **en o antes del 20 de noviembre de 2017.**

**I. Instrucciones Generales.**

1. Cualquier parte interesada en presentar comentarios públicos deberá utilizar el epígrafe antes identificado.
2. Cualquier parte interesada en presentar comentarios públicos deberá proveer su nombre, nombre de su representante (si alguno), y su información de contacto, incluyendo dirección postal, correo electrónico y número de teléfono.
3. Si al presentar comentarios, una parte interesa presentar documentos adicionales, dicha parte deberá identificar el documento a ser provisto, proveerá una descripción de la naturaleza del documento, incluyendo quién lo preparó y para que propósitos, y la pregunta o tema en relación a la cual se provee dicho documento.
4. Al responder a las preguntas o temas aquí identificados, cualquier parte deberá identificar la pregunta o tema a la cual se refiere la respuesta utilizando el número específico de la pregunta según identificada en este Apéndice A. Comentarios generales no específicamente relacionados a las preguntas y temas identificados por la Comisión

---

<sup>1</sup> Reglamento de Procedimientos Adjudicativos, Avisos de Incumplimiento, Revisión de Tarifas e Investigaciones.



estarán permitidos y deberán ser identificado de forma separada bajo una sección titulada "General" o "Misceláneos".

5. Para asistencia inmediata en torno a la presentación de los comentarios o a cualquiera de las instrucciones aquí provistas, favor de comunicarse con la Secretaría de la Comisión al 787-523-6262.

## Apéndice I

### Microredes en áreas sin servicio

#### 1. Organización de las microredes:

- 1.1. ¿Qué autoridad en ley tiene la Comisión para regular a los actores y las acciones involucradas en las microredes? Considere las siguientes acciones, entre otras: La creación de un negocio de microredes, la interconexión con otras microredes, la interconexión con el sistema de transmisión o distribución de la Autoridad, las ventas del rendimiento de microredes a la Autoridad (para su reventa), las ventas del rendimiento de las microredes a clientes al detal (con o sin la participación de la Autoridad).
- 1.2. ¿Cuáles son las ventajas y desventajas de las alternativas de titularidad de microredes (p. ej., por terceros, cooperativas de clientes, carga ancla)? Considere factores tales como la confiabilidad, economía, rendición de cuentas.<sup>2</sup>
  - 1.2.1. Para cada estructura de titularidad posible, ¿qué acciones por parte de los titulares, usuarios o clientes deben ser guiadas, restringidas o recompensadas mediante la acción regulatoria? ¿Qué acciones regulatorias son necesarias? ¿Qué acciones regulatorias podrían resultar innecesarias o problemáticas?
- 1.3. ¿Existen obstáculos legales o prácticos para cualesquiera estructuras de titularidad deseables? De ser así, ¿cuáles serían las soluciones, dentro o fuera de los poderes de la Comisión?
- 1.4. ¿Qué fuentes de financiamiento están disponibles para apoyar varias formas de titularidad? Considere la inversión privada (tanto inversionistas independientes y entidades comerciales como megatiendas), inversión gubernamental y fuentes de fundaciones y otras fuentes sin fines de lucro.
- 1.5. ¿Qué tipos de conocimiento (p. ej., planificación, ingeniería, educación de consumidores, entre otros) son necesarios para que la planificación, desarrollo y

---

<sup>2</sup> Una "carga ancla" (*anchor load*) es un cliente grande, como, por ejemplo, un hospital, una instalación de tratamiento de aguas o una megatienda, que posee su propio suministro de energía (posiblemente incluyendo un sistema de almacenamiento). Ésta utiliza dicho sistema para servirse a sí misma pero pudiera extenderse a instalaciones aledañas mediante una microred.

operación de las microredes se realicen exitosamente? ¿Qué ejemplos de éxito y fracaso existen actualmente?

**2. Ubicación y disponibilidad de las microredes:** Dados la necesidad y el deseo del país de lograr restablecer el servicio a todos los clientes lo antes posible, considere estas preguntas:

- 2.1. ¿Cuáles son las ventajas y desventajas de enfocar el desarrollo de las microredes en tipos específicos de cargas de clientes (p. ej., grandes cargas industriales, cargas urbanas, cargas rurales, cargas residenciales vecinales)? ¿Existen ciertos tipos de perfiles de carga, o ciertas áreas geográficas, que sean más apropiadas que otras? ¿Qué datos existen para fundamentar su respuesta?
- 2.2. Independientemente de las posibles prioridades que se establezcan sobre distintos tipos de cargas, ¿cuáles son las vías más costo-efectivas para lograr que el servicio de microredes esté universalmente disponible a todos los clientes, sin importar ubicación?
- 2.3. ¿Qué nivel de garantía financiera razonablemente necesitarán los desarrolladores de microrredes antes de invertir sus propios fondos en microrredes en Puerto Rico?
- 2.4. ¿Qué puede hacer la Comisión para facilitar un servicio universal en el restablecimiento del servicio?

### **3. Regulación de microredes**

- 3.1. ¿Qué forma de registro u aprobación por la Comisión debe ser requerida para las microredes?
  - 3.1.1. ¿Qué cambios regulatorios se necesitarían para permitir diversos arreglos de microredes?
  - 3.1.2. ¿Qué aspectos de la operación de las microredes deben ser regulados?
  - 3.1.3. ¿Cuáles son las ventajas y desventajas de que la Comisión establezca cualificaciones técnicas y financieras para los desarrolladores de microredes?
  - 3.1.4. ¿Cuáles son los riesgos de que existan desarrolladores incompetentes o inescrupulosos y qué maneras razonables hay de prevenir dichos problemas?
- 3.2. ¿Qué estándares técnicos deben aplicar a las microredes aisladas?



- 3.2.1. ¿Qué estándares de seguridad deben aplicar?
- 3.2.1.1. ¿Son suficientes los estándares existentes—el Estándar IEEE 1547 para diseño; el Estándar UL 1703, el Estándar UL 1741 o el Estándar IEEE 1547 para equipos; y el Código Eléctrico Nacional de 2011? ¿Por qué o por qué no?
- 3.2.2. ¿Cuáles son las ventajas y desventajas de requerir inspecciones? Si la Comisión requiriera inspecciones, ¿qué tipos de profesionales y entidades deberían ser responsables de llevarlas a cabo y de certificar cumplimiento? Considere a los ingenieros registrados (que trabajen para el desarrollador, para la Comisión o para alguna otra entidad independiente, inspectores de permisos de construcción municipales, entre otros). ¿Qué especificaciones técnicas deben aplicar al proceso de interconectar una microred con el sistema de transmisión o distribución de la Autoridad?
- 3.2.3. ¿A base de qué factores debe la Comisión determinar si las microredes se interconectarán solamente al sistema de distribución de la Autoridad versus al sistema de transmisión o sub-transmisión de la Autoridad?
- 3.3. ¿Cómo debe determinarse la ubicación de las microredes?
- 3.3.1. ¿Debe la Comisión establecer límites al tamaño de una microred? ¿Sobre qué factores debe basarse ese límite (extensión geográfica, capacidad, número de clientes, otros)?
- 3.3.2. ¿Debe la Comisión otorgar derechos de franquicia para las microredes? ¿Qué condiciones deben aplicarse para que el tenedor de una franquicia retenga sus derechos de franquicia?
- 3.4. ¿Qué protecciones al consumidor se necesitan, y cómo éstas deberían variar según la titularidad de la microred?
- 3.4.1. Precios y costos.
- 3.4.1.1. Presumiendo (para fines de esta pregunta) que los dueños de microredes puedan vender su rendimiento directamente a clientes al detal, ¿cuáles son las ventajas y desventajas de distintos métodos de establecer precios (incluyendo la fijación de precios tradicional basada en costos, límites de precios basados en el costo razonable proyectado, y permitir que las fuerzas del mercado determinen los precios)? ¿Es

razonable que haya un cargo administrativo para cubrir los costos de supervisión de la Comisión?

#### 3.4.2. Términos contractuales.

3.4.2.1. ¿Cuáles son las ventajas y desventajas de que la Comisión establezca términos contractuales estándar para las ventas al detal y al por mayor (a la Autoridad)?

3.4.2.2. ¿Cómo variaría la respuesta a la pregunta anterior según el grupo de clientes? Por ejemplo, ¿deben requerirse términos estándar solamente para clientes residenciales y comerciales pequeños?

3.4.2.3. ¿Deben requerirse los términos estándar solamente para aquellas microredes poseídas u operadas con el propósito principal de vender energía al detal?

3.4.2.4. ¿Deben las disposiciones de los contratos estar sujetas a revisión por la Comisión?

3.4.2.5. ¿Debe la Comisión fijar límites a la duración de los contratos?

3.4.2.6. ¿Cómo debe la Comisión atender a aquellos clientes que decidan dejar de formar parte de una microred?

3.4.2.7. ¿Debe requerir el desarrollo de microredes la aprobación unánime de los clientes en el área que será servida por las microredes?

3.4.2.8. ¿Cuáles son las ventajas o desventajas de permitir que clientes específicos decidan entrar o salirse del servicio de una microred?

3.4.3. ¿Qué tipos de prepago o depósitos serían apropiados? ¿Cómo la respuesta variaría según el grupo de clientes?

3.4.4. ¿Es necesario establecer normas de no discriminación?

3.4.5. ¿Son necesarias otras protecciones?

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?

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?

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?

**4. Tecnología de generación para microredes:** Los sistemas solares fotovoltaicos, suplementados con almacenaje, han sido utilizados para energizar microredes. La Comisión está interesada en la gama de opciones alternas para re-energizar las porciones desconectadas de la Isla.

4.1. La información proporcionada a la Comisión por *Pattern Santa Isabel, LLC* sugiere que el parque eólico de Santa Isabel se encuentra operable, pero que carece de carga y de una fuente de energía para energizarlo. Ésta podría ser la situación de otros productores independientes de energía, cuyas instalaciones se encuentran operables, pero requieren energía de la Autoridad para volver a entrar en línea.

4.1.1. ¿Existe una solución técnica para añadir un generador solar pequeño o de diésel para reiniciar el parque eólico, y almacenaje para estabilizar el suministro?

4.1.2. ¿Existe carga cercana al parque eólico que pueda ser servida por una microred con base en el parque eólico?

4.1.3. ¿Qué obstáculos legales o contractuales evitarían o limitarían la habilidad del parque eólico de Santa Isabel para (i) adquirir una fuente generatriz de pequeña escala para energizar sus turbinas y (ii) servir a las comunidades circundantes directamente mediante el uso de microredes?

4.2. ¿Existen actualmente instalaciones solares que pudieran estabilizarse con almacenaje y conectarse a carga?

- 4.3. En cuanto a las instalaciones generatrices bajo contrato con la Autoridad, ¿de qué manera(s) el uso de microredes impactaría el contrato con la Autoridad?
- 4.3.1. ¿Puede una parte distinta a la Autoridad desarrollar una microred desde tal instalación?
- 4.4. ¿Puede alguna de las instalaciones hidroeléctricas de la Autoridad ser estabilizada con almacenaje y conectada a carga?
- 4.4.1. ¿Pueden otros actores utilizar dichas instalaciones para servir carga local?
- 4.4.2. ¿Qué arreglos serían necesarios con la Autoridad para implementar esta opción?
- 4.5. ¿Es legal, práctico y necesario que las microredes solares con almacenaje o eólicas con almacenaje tengan alguna capacidad de resguardo a base de combustibles fósiles?
- 4.5.1. ¿Cuánta capacidad de resguardo basada en combustibles fósiles puede utilizarse en una microred sin poner en riesgo su estatus de renovable y su habilidad para vender a clientes?

**5. Restablecer la operación de la generación industrial existente mediante el uso de sistemas de cogeneración (CHP)<sup>3</sup>**

- 5.1.1. ¿Cuánta generación CHP está actualmente instalada en la Isla? (La Comisión está interesada en obtener información anecdótica sobre instalaciones específicas, así como datos más exhaustivos.)
- 5.1.1.1. ¿Qué porción de la capacidad de CHP instalada se encuentra operando interconectada con la Autoridad?
- 5.1.1.2. ¿Qué porción de la capacidad de CHP instalada se encuentra operando en modo aislado, sin suministro de la Autoridad?
- 5.1.1.3. ¿Qué porción de la capacidad de CHP instalada se encuentra físicamente capaz de operar, si la energía eléctrica proveniente de la Autoridad fuese restablecida a la facilidad donde ubica?

5.2. ¿Son dichos sistemas capaces de operar en modo aislado?

---

<sup>3</sup> Sistemas que generan tanto energía eléctrica como energía térmica, conocidos en inglés como *combined heat and power* o CHP.

5.2.1. En cuanto a aquellos sistemas que no puedan operar de manera aislada, ¿podría una cantidad pequeña de generación adicional en el lugar permitir el reinicio de la generación CHP?

5.3. En cuanto a las instalaciones de CHP que pudieran operar ahora mismo, pero que se encuentran inoperantes, ¿qué más se necesitaría para poner dichas plantas nuevamente en servicio, para servir a la facilidad donde ubican, alimentar energía a la red de la Autoridad o energizar una microred?

5.4. ¿Tienen algunas instalaciones CHP capacidad eléctrica no utilizada que pudiera suministrarse a la Autoridad o a una microred?

5.5. ¿Qué acciones regulatorias se necesitarían para permitir que una instalación CHP le venda su energía excedente a la Autoridad?

5.6. ¿Qué acciones regulatorias se necesitarían para permitir que una instalación CHP le venda su energía excedente a una microred?

## **6. Coordinación de las microredes aisladas con la Autoridad:**

6.1. A la Autoridad: Por favor proporcione a la Comisión cualquier información relacionada con planes para servir a comunidades rurales con microredes solares con almacenaje. Dicha información deberá incluir respuestas a las siguientes preguntas:

De ser así,

6.1.1. ¿Qué detalles sobre este plan están disponibles?

6.1.2. ¿Cuándo se instalarán los primeros de estos sistemas?

6.1.3. ¿Qué responsabilidades se propone asumir la Autoridad para con estas comunidades?

6.1.4. ¿Cómo se diferenciarían las tarifas y el rol de la Autoridad en estas áreas de aquellas áreas servidas por generación central?

6.1.5. A todas las personas que presenten comentarios: ¿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?

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

**7. Uso de equipo varado de la Autoridad:** Este grupo de preguntas atiende la posibilidad de asistir el desarrollo de microredes utilizando equipo de la Autoridad que la Autoridad no puede utilizar en estos momentos.

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

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

7.1.1.2. ¿Debe la microred pagar un cargo mensual o comprar directamente el equipo?

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?

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

**8. ¿Qué herramientas están a la disposición de la Comisión o de otros actores para promover recursos “detrás del contador” (*behind-the-meter*) en áreas sin servicio eléctrico?**

8.1. ¿Hay escasez de recursos técnicos (tales como equipo para instalar pilotes en el suelo) en Puerto Rico? De ser así, ¿qué podría hacerse para subsanar dicha escasez?

8.2. ¿Necesitan las empresas recién llegadas a Puerto Rico información sobre procesos y estándares de diseño y aprobación? De ser así, ¿cómo podría ser compartida dicha información de manera eficiente?



## Apéndice II

### Recursos distribuidos para aumentar el suministro en el norte

***A pesar de que estas preguntas están dirigidas principalmente a la Autoridad, la Comisión invita a toda parte interesada a presentar comentarios.***

1. ¿Cuál es el estatus del restablecimiento del servicio eléctrico?
  - 1.1. ¿Qué áreas cuentan actualmente con servicio eléctrico de la Autoridad?
    - 1.1.1. ¿Qué unidades generatrices de la Autoridad y contratadas por la Autoridad están actualmente sirviendo a clientes?
  - 1.2. ¿Cuál es el estatus de la transmisión desde las plantas generatrices del sur (EcoEléctrica, AES, Aguirre, Costa Sur) hasta el área de San Juan?
    - 1.2.1. Para cada una de las rutas de transmisión:
      - 1.2.1.1. ¿Cuántas torres sufrieron daños por el Huracán María?
      - 1.2.1.2. ¿Cuántas torres quedaron destruidas?
      - 1.2.1.3. ¿Cuántas torres han sido reparadas o reemplazadas?
      - 1.2.1.4. ¿Cuántos tramos de conductor se han roto o separado de sus torres?
      - 1.2.1.5. ¿Cuántos tramos han sido restablecidos?
  - 1.3. ¿Cuál es el estatus de la planta de Palo Seco?
  - 1.4. ¿Cuánta carga (o clientes) adicionales puede servir la Autoridad desde el sistema de distribución del norte, si hubiera suministro de generación adecuado disponible?
2. ¿Qué factores han impedido el despliegue de recursos “detrás del contador” (*behind-the-meter*) en el sistema restablecido de distribución en el norte?
  - 2.1. ¿Han servido de ayuda a dicho despliegue las acciones de la Autoridad desde finales de septiembre?
  - 2.2. ¿Ha creado la Autoridad algún obstáculo al restablecimiento mediante recursos “detrás del contador”, bien sea mediante acción o inacción (incluyendo la falta de capacidad administrativa)?

- 2.3. ¿Qué puede hacer la Comisión para facilitar el despliegue de recursos “detrás del contador” para aumentar el suministro de energía en el sistema de distribución restablecido del norte?
3. ¿Qué reglamentos de la Autoridad necesitan ser enmendados, al menos temporeramente, para atender la emergencia en el suministro?
- 3.1. La Sección IV, Artículo D(3)(f) del Reglamento Núm. 8915<sup>4</sup> 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?
- 3.2. La Sección IV, Artículo D (3)(g) del Reglamento Núm. 8915 limita la generación distribuida instalada en un alimentador a no exceder el 15% de la demanda pico anual en dicho alimentador.
- 3.2.1. ¿Cuál es el propósito práctico de este requisito?
- 3.2.2. ¿Debe obviarse esta regulación mientras dure la emergencia?
- 3.2.3. ¿Tiene la Autoridad datos sobre la carga pico por alimentador, o es esta disposición impracticable?
- 3.2.4. ¿Debe el límite aumentarse a una aproximación de la carga mínima en el alimentador, como por ejemplo a un 50% del pico?
- 3.3. El Reglamento Núm. 8915 requiere un estudio más complejo para proyectos no elegibles al Proceso de Interconexión Expedito según definido en el Reglamento.
- 3.3.1. ¿Debe aumentarse el límite en tamaño para el Proceso de Interconexión Expedito, al menos temporeramente?
- 3.4. La Sección V, Artículo B (10) del Reglamento Núm. 8915 establece que el costo de cualesquiera mejoras al sistema de distribución de la Autoridad que sean necesarias para que la instalación de generación distribuida sea interconectada son responsabilidad del cliente.

---

<sup>4</sup> Reglamento para Interconectar Generadores con el Sistema de Distribución Eléctrica de la Autoridad de Energía Eléctrica y Participar en los Programas de Medición Neta.



- 3.4.1. ¿Cómo podría enmendarse esta disposición, de ser posible, para que refleje el actual proceso de reconstrucción del sistema de distribución?
- 3.5. El Reglamento Núm. 8916<sup>5</sup> 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?

---

<sup>5</sup> Reglamento para Interconectar Generadores con el Sistema de Transmisión o Subtransmisión Eléctrica de la Autoridad de Energía Eléctrica y Participar en los Programas de Medición Neta.