



Estimado Camarista:

Esta semana terminaron las vistas públicas sobre el Plan de Recursos Integrados. El Plan, según explicado por el presidente del Negociado de Energía de Puerto Rico, el Lcdo. Avilés-Deliz, es elaborado por la AEE y “comprende un periodo de tiempo específico, enfocado en garantizar el desarrollo del sistema de energía eléctrica en Puerto Rico, así como mejorar la confiabilidad, eficiencia y transparencia del sistema.”

El presidente del Comité de Energía de la CCPR, el Ing. Gerardo Cosme, en consulta con los miembros del Comité, preparó los comentarios que se incluyeron en nuestra ponencia, parte de la cual transcribo a continuación.

En esencia, establecimos que la CCPR siempre ha apoyado los esfuerzos conducentes a la transición del sector energético de Puerto Rico a uno sustentable en términos económicos y ambientales. Hemos favorecido el desarrollo de proyectos de micro redes que se nutran de fuentes renovables y alternas de energía, así como el promover que haya un mercado libre de venta y compra de energía, en un ambiente de libre competencia y desarrollo tecnológico, en el cual se atemperen los derechos y responsabilidades de productores y consumidores a estándares aceptables de la industria energética en la operación e interacción de dichas micro redes. Todo proceso, sin embargo, debe ofrecer certeza a empresarios e inversionistas sobre la adopción o cambios a reglamentos o programas tales como interconexión, medición neta, trasbordo, manejo de la demanda, además de tarifas o cargos por el uso de electricidad. Siguiendo esta línea, nuestra ponencia giró más en torno a la necesaria premura de reorganizar y modernizar nuestro sistema eléctrico de una forma pragmática, bajo circunstancias actuales.

En primera instancia, consideramos que el Plan Integrado de Recursos (en adelante “PIR”) debe ser el documento base en que el plan fiscal de la Autoridad de Energía Eléctrica (en adelante “AEE”), y el plan de restructuración de la AEE se deben fundamentar. No obstante, lo observado es que son procesos independientes uno del otro. Más aún, si lo que queremos lograr es un PIR implementable y no un mero documento llamado plan, el mismo debe estar cimentado en la realidad económica presente y proyectada ante los escenarios futuros que pueda traer el Restructuring Support Agreement o RSA por sus siglas en inglés, los fondos federales pendientes para la recuperación de la infraestructura eléctrica, cambios tecnológicos conducentes a reducción de costos de energía renovable, sistemas de almacenamiento de energía, eficiencia energética, vehículos eléctricos, impactos por ley de cabotaje para combustibles y la disponibilidad de combustibles alternos con sus respectivos costos a futuro, entre otras variables. La situación fiscal precaria de la AEE puede causar dilaciones en las acciones propuestas del PIR que requieren inversión, especialmente a corto plazo. Un ejemplo de esto es la lenta respuesta ante los recientes sismos que nos trajo, por razones económicas, a la delicada situación actual de generación con



potencial de insuficiencia o altos costos de operación para los próximos meses. Por tanto, el PIR debe proveer un “plan B” para seguir moviendo la rueda productiva de Puerto Rico.

En este interés, recomendamos que la AEE trabaje de inmediato en proveer mantenimiento, reparaciones o nuevo reemplazo de unidades en los enclaves actuales para que puedan poner en línea lo más pronto posible las unidades más rentables para operar, en especial, la central Costa Sur. Obsérvese que contrario a lo que recomendamos, en el PIR específicamente el plan preferido de la AEE, es el Energy System Modernization (ESM), que tiene a la planta de Costa Sur programada para su retiro en el año 2025, en el caso que se renueve el contrato de Ecoeléctrica. En ausencia de Ecoeléctrica, sí entonces se construiría una nueva planta en Costa Sur. Pero indistintamente de si permanece Ecoeléctrica o la nueva planta en Costa Sur, una o la otra, no las dos, se construiría. Además, el plan ESM incluye una planta nueva de ciclo combinado en Palo Seco, un gasoducto entre Palo Seco y San Juan, donde se construirá un nuevo terminal permanente de gas. Nos preguntamos; ¿qué análisis de riesgo se tomó en consideración para pensar retirar una planta existente? ¿Y para abandonar la opción de este enclave o localización ya impactado, con infraestructura existente para gas natural y con permisos existentes fácilmente renovables, versus construir una nueva planta en Palo Seco de ciclo combinado con un nuevo gasoducto entre Palo Seco y la planta de San Juan, donde construirían un nuevo terminal de gas permanente en tierra firme?

Por otro lado, el plan propone como acción predeterminada, que en caso de que no haya suficiente generación por falta de energía renovable o almacenaje a tiempo determinado, para cumplir con la demanda o un incremento súbito en la demanda energética, se construya una nueva planta de ciclo combinado en Yabucoa. Esta planta tendría su terminal flotante, en adición a la conversión de gas en la planta de Mayagüez con su terminal flotante. ¿Esto es una acción contingente a deficiencia en generación renovable o súbito aumento en demanda o a que no se logren los proyectos de Palo Seco y San Juan? Hay que considerar que los riesgos de recobro de inversión de nueva generación son básicamente los mismos tanto para generación renovable como para generación fósil.

La AEE justifica estos proyectos nuevos a gas fuera del área sur para distribuir más la generación cerca de los centros de carga para aumentar la resiliencia del sistema eléctrico ante eventos extremos. No obstante, el mantener generación centralizada en el sur no debe afectar de forma significativa los planes de aumentar la resiliencia en nuestro sistema eléctrico futuro. La resiliencia en nuestro sistema eléctrico se va a lograr realmente mediante el proceso de reforzar (hardening) e insertándole tecnología al sistema de transmisión y distribución para maximizar su optimización para manejar generación distribuida localizada en la carga, especialmente en las identificadas como cargas críticas. Esta acción es contingente a la inversión federal proyectada que capacite la configuración de las ocho mini redes propuestas en el PIR, no necesariamente la nueva generación para carga base a gas. ¿Para qué queremos entonces proyectos a gas, en nuevos enclaves con



sus riesgos asociados, incluyendo costos irrecuperables o “stranded costs”, si el pronóstico de reducción de costo de las tecnologías renovables y almacenamiento de energía es tan favorable? Por tanto, entendemos que mientras se logra esta meta de aumentar la resiliencia del sistema eléctrico, a través de financiamiento federal o externo, tenemos que maximizar nuestros recursos en mantener un servicio eléctrico estable y económico.

El aumento no pronosticado en demanda no debe ser visto como una contingencia sino como una oportunidad, más aun si este crecimiento en demanda es relacionado a una tendencia de crecimiento económico. Además, entendemos que la meta de reducción de la demanda por eficiencia energética establecida en el PIR de 2 % por año es factible por lo fértil del terreno en oportunidades para desarrollar en el sector residencial y comercial. El riesgo de no tener suficiente generación en algún momento futuro debe ser atendido en primera instancia por un programa con metas aún más agresivas que las presentadas en el PIR de eficiencia energética combinado con control de demanda que incluya generación distribuida. La implantación de programas de eficiencia energética y respuesta de la demanda son una opción real documentada para las compañías de electricidad reducir sus costos operacionales y a su vez pasar estos ahorros a sus clientes al poder evitar la inversión de plantas nuevas de generación a gran escala, sea fósil o renovable o retirar plantas existentes que sean ineficientes. Esto es especialmente útil en mercados de poco crecimiento de demanda energética pronosticada como es el de Puerto Rico al presente. Estos beneficios pueden ser aún mayores si se incorpora más energía renovable en el lado de del sistema de distribución. Este tipo de proyecto es para atender cargas existentes de clientes, no proyecciones de consumo futuro, y son opciones que pueden ser más económicas que generación a gran escala según destaca el PIR y con oportunidades de ser más económicas aun, según pasa el tiempo. Además, esta generación distribuida está localizada más cerca de la carga tanto en el sector residencial y comercial, aumentando la resiliencia para estos clientes, especialmente en proyectos que incluyan almacenamiento de energía.

En resumen, solicitamos al Honorable Negociado de Energía que pondere los siguientes puntos al tomar su decisión final sobre el PIR en su evaluación;

- Necesitamos atender con urgencia nuestro problema de insuficiencia de generación a consecuencia de los sismos y la lentitud de respuesta a esta contingencia por la situación fiscal de la AEE para estabilización del servicio y reducir los costos a todos, utilizando los recursos que tenemos disponibles.
- El riesgo de establecer proyectos “utility scale” es el mismo tanto para generación fósil como renovable en su financiamiento. La tramitación de todos estos proyectos debe ser una transparente y con participación temprana en el proceso de las comunidades potencialmente impactadas por estos proyectos.



INFORME LEGISLATIVO

5 de marzo de 2019

- El PIR no debe tener acciones predeterminadas para “por si acaso” no se dan condiciones proyectadas de demanda o capacidad instalada de generación de fuentes renovables o sistemas de almacenamiento de energía. Para eso está la provisión de poder revisar el PIR cada 3 años.
- En general, aunque la resiliencia de nuestro sistema eléctrico en el área de transmisión y distribución es importante, su implantación final está sujeta a los fondos federales de recuperación pendientes aún por ser desembolsados.
- En el ínterin, la resiliencia puede ser atendida a nivel del cliente de la AEE en el sector residencial y comercial por medio de proyectos de generación distribuida, comunidades solares, microredes, y por cooperativas de energía.
- El Negociado de Energía y otras entidades de gobierno pertinentes deben regular, ser facilitadores y ser vigilantes de que el proceso de establecer proyectos de energía renovable distribuida en residencias y comercios sea uno bajo las reglas de libre comercio. Además, el proceso de establecer estos proyectos de energía renovable a nivel de distribución debe ser uno libre de barreras e impedimentos innecesarios por parte de la AEE, el gobierno y cualquier otra entidad pública o privada. Siempre hay que tener en mente que la intención de los que adoptamos proyectos renovables es bajar nuestros costos energéticos, tener estabilidad en nuestros costos en proyecciones presupuestarias futuras y hasta como medida de incrementar nuestra resiliencia que muy bien puede ser desde aumentar nuestra capacidad de prestar servicios, evitar pérdidas de producción y hasta para atender situaciones de vida o muerte, dependiendo de las circunstancias de cada cual.

Quedamos a las órdenes del Negociado para discutir esta ponencia a fondo a modo de lograr un PIR que resulte beneficioso para el desarrollo de Puerto Rico.

Me encantaría conocer su opinión sobre este tema. Se pueden comunicar conmigo a través de la siguiente dirección: wperez@camarapr.net.

Reciban un cordial saludo,

Lcda. Wanda Pérez Álvarez
Directora
Asuntos Legales y Legislativos
Cámara de Comercio de Puerto Rico