

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

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

CASO NUM.: CEPR-AP-2015-0002

ASUNTO: Determinación sobre la Moción de
Reconsideración de la Autoridad.

**RESOLUCIÓN SOBRE LA MOCIÓN DE RECONSIDERACIÓN DE LA AUTORIDAD DE
ENERGÍA ELÉCTRICA DE PUERTO RICO**

TABLA DE CONTENIDO

I. INTRODUCCIÓN.....	1
II. RESUMEN DE LA RESOLUCIÓN SOBRE LA RECONSIDERACIÓN DE LA COMISIÓN	2
III. BASE LEGAL Y ESTRUCTURA DE LA RESOLUCIÓN Y ÓRDEN SOBRE LA RECONSIDERACIÓN	3
IV. MOCIÓN DE RECONSIDERACIÓN DE LA AUTORIDAD	3
A. Determinación de Cumplimiento de la Comisión	3
B. Directriz de la Comisión para Conseguir Permisos para una Unidad Grande de Combustible Dual y Ciclo Combinado en Aguirre	5
C. Directriz de la Comisión Requiriendo a la Autoridad a Perseguir el Reemplazo de las Turbinas en las Unidades de Ciclo Combinado Existentes en Aguirre	9
D. Hallazgos y Directrices de la Comisión con Relación al Desarrollo Continuo, Gastos y Justificación Adicional del Terminal Marítimo de GNL de Aguirre y la Conversión de Combustible de Aguirre	11
E. Determinación de Cumplimiento con relación al Plan de Acción de la Autoridad..	16
F. La Revisión y Evaluación de los Precios de Combustible por la Comisión	18
G. Determinación de Cumplimiento con respecto al Reglamento del PIR	19
H. Aprobación de la Comisión de Permisología para Tres Unidades de Ciclo Combinado y Combustible Dual y la Construcción de Una Unidad en Palo Seco	26
I. Aprobación de la Comisión de la Designación de las Unidades San Juan 9 y 10 como Uso Limitado; Aprobación de la Comisión de la Decisión del Retiro de las Unidades Costa Sur 3 y 4, Palo Seco 1 y 2 y San Juan 7 y 8	29
J. Requisitos de la Comisión sobre Recopilación de Datos e Informes Ambientales..	30
K. Requisitos del Plan de Acción Modificado para comenzar el Proceso de Subasta Pública para Proyectos Nuevos de Energía Renovable	32
L. Hallazgos de la Comisión con respecto al Pronóstico de Demanda	32
M. Hallazgos de la Comisión en relación a la Examinación del Margen de Reserva de la Autoridad	33
N. Independencia de Siemens	35
O. Recursos de Viento.....	35
P. Adiciones al calendario procesal del PIR.....	36
V. CONCLUSIÓN	36

I. INTRODUCCIÓN

1. El 7 de julio de 2015, la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (“Autoridad”) presentó a la Comisión de Energía de Puerto Rico (“Comisión”) su primer Plan de Integrado de Recursos (“PIR”). El 26 de septiembre de 2016¹, la Comisión emitió su Resolución Final y Orden (“Orden Final”), en la cual desaprobó el PIR presentado por la Autoridad, aprobó un PIR Modificado, ordenó a la Autoridad someter dicho PIR Modificado con elaboraciones específicas, y ordenó a la Autoridad desarrollar e implementar procedimientos internos para garantizar que los próximos PIRs cumplan con las obligaciones legales y satisfagan estándares profesionales.²

2. El 13 de octubre de 2016, la Autoridad presentó una Moción de Reconsideración de las Provisiones de la Resolución Final y Orden (“Moción de Reconsideración”), cuestionando algunas de las conclusiones y directrices de la Comisión, cada una de las cuales se tratará en detalle a continuación. La Comisión, mediante Resolución del 21 de octubre de 2016, notificó que consideraría la Moción de Reconsideración presentada por la Autoridad y emitiría una determinación definitiva en sus méritos. Además, la Comisión invitó a todos los interventores en el procedimiento a expresar su opinión con respecto a la Moción de Reconsideración presentada por la Autoridad. El 2 de noviembre de 2016, se presentaron comentarios de Enlace Latino de Acción Climática (“ELAC”) y la Oficina Independiente de Protección al Consumidor (“OIPC”). El 3 de noviembre de 2016, el Instituto de Competitividad y Sostenibilidad Económica de Puerto Rico (“ICSE-PR”) presentó sus comentarios a la Comisión. El 13 de diciembre de 2016, la Comisión prorrogó el plazo para emitir una resolución final sobre la Moción de Reconsideración de la Autoridad hasta el 10 de febrero de 2017.

3. Con las excepciones identificadas a continuación, la Comisión **DENIEGA** la Moción de Reconsideración de la Autoridad por las razones que se expresan en esta Resolución sobre la Moción de Reconsideración (“Resolución sobre la Reconsideración”) según se discute aquí.

4. En la medida en que cualquier cuestión o argumento planteado por la Autoridad no se discuta en esta Resolución sobre la Reconsideración, queda expresamente **DENEGADA**. Al adoptar su decisión, la Comisión ha examinado y deliberado cuidadosamente todos los argumentos presentados por la Autoridad, los comentarios presentados por ELAC, ICSE-PR y la OIPC, así como la evidencia en el expediente.

¹ La Comisión notificó la Orden Final por correo electrónico y en su página de internet el 23 de septiembre de 2016. La Orden Final fue notificada por correo y archivada en autos por la Secretaría el 26 de septiembre de 2016.

² Véase Resolución y Orden Final sobre el Primer Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, 26 de septiembre de 2016, p. 102, para una revisión detallada de la historia de los procedimientos.

5. Esta **Parte I** establece la denegatoria de la Moción de Reconsideración y la estructura organizacional de esta Resolución sobre la Reconsideración.
6. La **Parte II** resume las determinaciones de la Comisión al amparo de los argumentos establecidos en la Moción de Reconsideración de la Autoridad.
7. La **Parte III** discute el marco de referencia y las bases para la determinación de la Comisión en su Orden Final, según aplica a la totalidad del PIR de la Autoridad.
8. La **Parte IV** discute la determinación de la Comisión respecto a las bases por las cuales la Autoridad presentó su Moción de Reconsideración.
9. La **Parte V** resume las Conclusiones de la Comisión.

II. RESUMEN DE LA RESOLUCIÓN SOBRE LA RECONSIDERACIÓN DE LA COMISIÓN

10. La solicitud de la Autoridad para que la Comisión rescinda sus directrices respecto a que la Autoridad solicite los permisos para una nueva unidad grande de Ciclo Combinado (“Unidad CC”) en Aguirre y repotenciar las unidades 1 y 2 de CC de Aguirre se **DENIEGA**.
11. La Comisión **DENIEGA** la solicitud de la Autoridad para aprobar el Terminal Marítimo de Gas Natural Licuado de Aguirre (“AOGP”, por sus siglas en inglés) y la conversión a gas natural en Aguirre en este momento. El expediente carece de evidencia que demuestre que dicho proyecto es la mejor alternativa para cumplir con las necesidades energéticas futuras, tanto de los clientes como de la Autoridad. La Comisión enfatiza que no está desaprobando AOGP.
12. Se **DENIEGA** la solicitud de modificación de la Orden Final de la Comisión con respecto a la nueva generación en Palo Seco.
13. Se **CONCEDE** en parte, con instrucciones, la solicitud de la Autoridad para flexibilizar el calendario para el retiro de las Unidades 1 y 2 de Palo Seco, de las Unidades 3 y 4 de Costa Sur y de las Unidades 7 y 8 de San Juan y las designaciones de uso limitado de las Unidades 9 y 10 de San Juan.
14. Se **CONCEDEN** las solicitudes para modificar la Orden Final de la Comisión con respecto a la recolección de datos y récords y las políticas de retención; contratos de energía renovable y auditorías; y, el momento para la presentación de los informes sobre materias ambientales.

15. Se **DENIEGA** la solicitud de modificación y corrección de la Orden Final de la Comisión con respecto al Pronóstico de Carga de la Demanda, el margen de reserva de la Autoridad, la independencia de Siemens PTI, el cumplimiento del PIR y el potencial eólico de Puerto Rico.

III. BASE LEGAL Y ESTRUCTURA DE LA RESOLUCIÓN Y ÓRDEN SOBRE LA RECONSIDERACIÓN

16. Bajo la Ley de Procedimientos Administrativos Uniformes (“LPAU”)³, la determinación final de una agencia deberá estar basada en evidencia sustancial en el expediente.⁴ A través su Moción de Reconsideración, según se discute a continuación, la Autoridad no cumplió con el peso de la prueba de proveer evidencia sustancial que refute la razonabilidad de la decisión de la Comisión o que demuestre que la decisión de la Comisión es inconsistente con el peso de la prueba manifestado.

17. Al alcanzar su decisión sobre el cumplimiento de la Autoridad con la ley, la Comisión se basó en la Ley 57-2014⁵, las reglas del PIR según establecidas en el Reglamento Núm. 8594,⁶ así como en otras leyes y reglamentos relevantes.

IV. MOCIÓN DE RECONSIDERACIÓN DE LA AUTORIDAD

A. Determinación de Cumplimiento de la Comisión

18. La Autoridad argumenta que la Orden Final examina el grado y el tiempo de cumplimiento con las directrices de la Comisión y los requerimientos en relación a las Reglas del PIR. Al así hacerlo, de acuerdo a la Autoridad, la Comisión erró en determinar que la Autoridad cumplió en parte pero no totalmente con el reglamento del PIR y que no cumplió con los objetivos de la Ley 57-2014.⁷ Por lo tanto, la Autoridad alega que con respecto al modelo de expansión de capacidad, los pronósticos de combustible y demanda, el margen de

³ Ley 170 del 12 de agosto de 1988, según enmendada, conocida como la Ley de Procedimiento Administrativo Uniforme.

⁴ 3 L.P.R.A § 2168.

⁵ Ley de Transformación y ALIVIO Energético de Puerto Rico, según enmendada.

⁶ Reglamento sobre el Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico.

⁷ Moción de Reconsideración de la Autoridad, ¶ 143.

reserva, las restricciones financieras, el estándar para la cartera de renovables, sensibilidades del precio del combustible, recursos del lado de la demanda y almacenaje, la Orden Final debe ser modificada para encontrar el PIR en cumplimiento.⁸

19. Los argumentos de la Autoridad no son persuasivos. El Reglamento del PIR dispone que “[e]l propósito del Reglamento es asegurar que el PIR sirva como una herramienta útil y adecuada para garantizar el desarrollo ordenado e integrado del sistema de energía eléctrica de Puerto Rico.”⁹ El PIR no consiste de una simple presentación técnica, en la cual se marcan casillas y se establece un expediente. Más bien, el desarrollo y aprobación del PIR es un proceso exigente y exacto con un análisis riguroso y una revisión intensiva. El resultado de un PIR riguroso, el cual cumpla a cabalidad con las disposiciones reglamentarias, debe ser un plan de inversión de capital útil del cual se pueda depender para tomar decisiones sobre los recursos energéticos – algunos de los cuales estarán en vigor por las próximas décadas.

20. A través de este procedimiento, la Comisión proporcionó directrices con instrucciones para actualizar varias secciones del PIR, de manera que la Autoridad proporcionara un documento útil sobre el que la Comisión, los interventores y el público pudieran depender. La Autoridad falló en esto. El público necesita certeza de que los caminos elegidos a base de un PIR van a lograr los objetivos de política pública de menor costo, confiabilidad, integración de energía renovables y menores impactos ambientales. El PIR provisto por la Autoridad fue insuficiente en términos del proceso y mecanismos elegidos para lograr los resultados contenidos en el mismo. Por lo tanto, la Comisión no puede basarse en el PIR presentado por la Autoridad. Si el PIR no puede ser usado para los propósitos previstos, entonces está en incumplimiento.

21. Simplemente porque la Autoridad cree que cumplió con los requisitos técnicos (como los son la inclusión de renovables, evaluación y rechazo de almacenaje) no significa que el PIR de la Autoridad está en cumplimiento. Por ejemplo, el reglamento requería una gama de sensibilidades a los precios del combustible con claras indicaciones del rango de sensibilidades requerido (mediana o más probable, resultados de 5% y 95%).¹⁰ El propósito de este requisito era cumplir con la necesidad de determinar el impacto a los clientes de la Autoridad bajo distintas presunciones, así como con la cartera de recursos más robusta. En su lugar, la Autoridad proveyó un precio único para el combustible, y solo proporcionó una actualización cuando fue requerida. La actualización sustituyó el precio del combustible en la presentación original, la cual se convirtió en el precio de combustible utilizado en los

⁸ *Id.*, ¶¶ 143 - 148.

⁹ Reglamento PIR §1.03.

¹⁰ Reglamento PIR §2.04(B)1.

análisis realizados durante el caso de revisión tarifaria.¹¹ Esto no cumple con el requisito de proveer una gama de pronósticos del precio del combustible, según expresamente requerido por el reglamento.

22. Aún si el PIR presentado por la Autoridad cumplía con los aspectos técnicos, —lo cual la Comisión determina no es así— esto fue insuficiente para apoyar las conclusiones que la Autoridad pretende la Comisión realice. El asunto a atender es la intención del reglamento, la cual es obtener una evaluación razonable de los costos y los riesgos de varias carteras bajo conjuntos distintos de presunciones. Si la Autoridad no realizó dichas evaluaciones, ninguna cantidad de “aparente” cumplimiento es suficiente. Por lo cual, la meta es obtener la presentación de información de calidad que pueda ser utilizada para modelar distintos escenarios, lo cual es crítico para el análisis del PIR. La Autoridad falló en proveer dicha información. La Comisión tiene el peritaje y conocimiento, así como el poder y la obligación, de revisar las presentaciones de la Autoridad en su totalidad. Por lo cual, basado en nuestro análisis y juicio encontramos que la información presentada por la Autoridad fue insuficiente y no adecuada para permitir a la Comisión confirmar la razonabilidad del PIR y el Plan Preferido de la Autoridad contenida en este.

23. La Comisión no es, ni será, un sello de goma. La Comisión tiene la responsabilidad estatutaria de evaluar y juzgar el proceso y la metodología usada por la Autoridad y, en dicho contexto, su cumplimiento con las leyes, reglamentos y órdenes, dando a la evidencia presentada el peso que merece. La falta de evidencia adecuada es motivo de gran preocupación ya que impide que la Autoridad justifique sus planes de recursos integrado, e impide a la Comisión evaluarlos. Esta evidencia inadecuada incluye la falta de proveer suficiente información, según requerido en el reglamento, y el no poder apoyar adecuadamente la información provista para demostrar la razonabilidad del Plan Preferido de la Autoridad.

24. Los hallazgos de la Comisión con respecto a las insuficiencias y deficiencias se sostienen y la Moción de Reconsideración de la Autoridad respecto a su cumplimiento con el reglamento del PIR se **DENIEGA**.

B. Directriz de la Comisión para Conseguir Permisos para una Unidad Grande de Combustible Dual y Ciclo Combinado en Aguirre

25. La Autoridad argumenta que la Comisión debe reconsiderar y rescindir su directriz para que la Autoridad busque los permisos para una nueva unidad grande de combustible dual y ciclo combinado (CC) en Aguirre para reemplazar las unidades termales existentes. De acuerdo con la Autoridad, la Comisión erró al no consultar con las autoridades y agencias ambientales y legales aplicables, y erró en entender la viabilidad e impactos de

¹¹ CEPR-AP-2015-0001, In Re: Revisión de Tarifas de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico.

implementar ciertos aspectos de la Orden Final.¹² La Autoridad argumenta que aprobar la construcción de una nueva unidad CC grande y/o repotenciar las unidades CC actuales tendrá un impacto negativo en los esfuerzos de la Autoridad de cumplir con los Estándares de Mercurio y Tóxicos de Aire (“MATS”, por sus siglas en inglés) puesto que la Autoridad necesitaría iniciar un nuevo proceso de permisos.¹³ La Autoridad señala que esto puede resultar en un atraso de su cumplimiento con MATS entre tres y cuatro años y exponer a la Autoridad al riesgo de multas bajo la Ley de Aire Limpio (“*Clean Air Act*”) estimadas en \$279,843,750.¹⁴ De igual forma, la Autoridad reclama que la Orden Final carece de detalles esenciales sobre la nueva unidad CC grande propuesta en Aguirre, y su capacidad de combustible dual para uso de gas natural.¹⁵ De acuerdo a la Autoridad, los reglamentos bajo la Ley de Protección Ambiental Nacional (“NEPA”, por sus siglas en inglés),¹⁶ y la Ley de Protección Ambiental de Puerto Rico,¹⁷ no permiten la evaluación paralela de dos o más documentos ambientales destinados al mismo objetivo, en el mismo espacio y que afectan las mismas unidades generatrices.¹⁸

26. Para sostener este argumento, la Autoridad incluye dos cartas en su Moción de Reconsideración: una de la Oficina de Gerencia de Permisos (“OGPe”); y la otra, de la Junta de Calidad Ambiental (“JCA”).¹⁹ Ambas agencias establecen que las acciones contempladas en el PIR presuntamente tendrán impactos ambientales adicionales a aquellos evaluados en la Declaración de Impacto Ambiental (“DIA”) de AOGP.²⁰ De acuerdo a estas agencias, la presentación de una DIA modificada, según argumenta la Autoridad, tendría impactos ambientales adicionales y nulificaría la DIA de AOGP.²¹

¹² Moción de Reconsideración de la Autoridad, ¶¶ 13,16 y 20.

¹³ *Id.*, ¶ 16.

¹⁴ *Id.*, ¶¶ 37 - 38.

¹⁵ *Id.*, ¶ 18.

¹⁶ 42 U.S.C. 4321, *et seq.*

¹⁷ Ley 416-2004, según enmendada.

¹⁸ Moción de Reconsideración de la Autoridad, ¶ 15.

¹⁹ Moción de Reconsideración de la Autoridad, Anejo A.

²⁰ Algunos de los impactos ambientales adicionales indicados incluyen diferentes niveles de extracción de agua salada para enfriar los condensadores, diferentes niveles de extracción del Acuífero Sur para el agua procesada, descargas de agua a cuerpos de agua cercanos y cambios en las emisiones al aire. *Id.*

²¹ Reglamento sobre la Evaluación y Presentación de Documentos Ambientales (“RETDA” por sus siglas en inglés) Regla 116(D)(2) dispone: “Una vez la validez de la determinación de cumplimiento ambiental haya expirado o se incorporen variaciones sustanciales al proyecto, la determinación de cumplimiento con el Artículo 4(B) de la Ley Núm. 416, supra, emitida por OGPe será anulada.”

27. La Autoridad erró en su interpretación de la Orden de la Comisión. La Comisión no requiere o exige a la Autoridad solicitar permisos sin la preparación y consideración adecuada. Más bien, la Comisión reconoce que los permisos deben realizarse de forma cuidadosa y con la preparación adecuada. De hecho, la Orden dispone que la Comisión “aprueba que la Autoridad *comience un proceso de permisos* para una nueva unidad grande de doble combustible y ciclo combinado en Aguirre.”²² Además, la Comisión requirió a la Autoridad a presentar primero ante la Comisión, “un plan detallado para la evaluación, zonificación, permisos y el proceso de subasta pública para una nueva unidad grande de doble combustible y ciclo combinado para reemplazar las unidades de vapor en Aguirre.”²³ Si de hecho el proceso de permisos de dicha unidad tiene un impacto negativo, según alega la Autoridad en su Moción de Reconsideración, entonces la Autoridad puede sustentar dicha reclamación con un análisis y evaluación detallada cuando presente su plan según requerido en la Orden Final de la Comisión.

28. De otra parte, cabe señalar que el PIR Modificado aprobado por la Comisión que dirige a la Autoridad a solicitar permisos para una nueva unidad grande CC en Aguirre, es una acción que ya estaba contemplada por la Autoridad en su Plan Preferido. Bajo el Futuro 1 (futuro preferido de la Autoridad que incluye AOGP), la Autoridad propuso reemplazar las unidades de vapor de Aguirre 1 & 2 con “dos unidades grandes Clase H de ciclo combinado . . . para el final del año fiscal 2026 y 2027 en la zona de Aguirre.”²⁴ Por lo cual, el PIR Modificado provee directrices sobre la sustitución de estas unidades termales similares a aquellas acciones contempladas en el Plan Preferido de la Autoridad. Más aún, el PIR modificado no es una variación a AOGP.²⁵ Por el contrario, es una variación del Plan Preferido de la Autoridad el cual necesitaría los mismos requisitos de permisos. Aunque la DIA de AOGP evalúa los impactos de aire cumulativos de convertir las unidades de Aguirre a correr en gas natural, esta no evalúa ninguno de los otros componentes del Plan Preferido de la Autoridad (aparte de AOGP), ni los impactos ambientales adicionales mencionados por OGPe y la JCA (como la extracción y descargas de agua). Por lo cual, bajo el PIR Modificado o el Plan Preferido de la Autoridad, aplicarían requisitos de permisos relativamente similares.

²² Orden Final de la Comisión, ¶ 263. (*énfasis provisto*).

²³ *Id.*, ¶ 292.

²⁴ PIR Base de la Autoridad, Vol.1, at 7-8, 8-46.

²⁵ La construcción de una fuente estacionaria significativa de contaminantes requiere una DIA según la Regla 112(B)(5) de RETDA. Al mismo tiempo, cualquier cambio sustancial al proyecto propuesto/acción requiere una determinación de cumplimiento ambiental, ya sea a través de una DIA o una Evaluación Ambiental (“EA”), de acuerdo a la Regla 112(F)(3) de RETDA; Regla 116 RETDA.

29. De igual forma, la Autoridad erró en proveer evidencia para el expediente respecto a que una desviación de su plan preferido resultaría en retrasos con el cumplimiento de MATS o en penalidades adicionales. Sin esto, no hay evidencia en el expediente que indique que el Futuro 2 no era una opción viable. Por lo cual, construir una nueva unidad CC en Aguirre es consistente con la opción alterna de la Autoridad para cumplir con MATS (bajo el Futuro 2 – no AOGP) analizado en el PIR. Las posibles penalidades alegadas por la Autoridad en sus Anejos a su Moción de Reconsideración no han sido fundamentadas con suficiente evidencia en el expediente. De igual forma, los anejos provistos por la Autoridad pueden ser considerados como evidencia fuera del expediente de este caso ya que no fueron ofrecidos durante el procedimiento donde los documentos podían estar sujetos a preguntas por parte de la Comisión y los interventores, a los fines de obtener mayor claridad. Correspondía a la Autoridad presentar evidencia durante el curso de los procedimientos y no luego de que la Orden Final fuera emitida.

30. Con relación a la DIA, no hay evidencia en el expediente de lo que ha ocurrido con AOGP a la fecha. Como señala ELAC, no hay evidencia en el expediente de AOGP en la Junta de Planificación (“JP”) o en OGPe, de que una solicitud haya sido sometida para la conversión a combustión de gas natural de cualquiera de las unidades de Aguirre.²⁶ Si, de hecho, la Autoridad no tiene los permisos para la conversión a gas, entonces se enfrenta a los mismos problemas con respecto a los referidos permisos como los que se enfrenta con la repotenciación y la construcción de las unidades CC.

31. Finalmente, la Comisión quisiera enfatizar varios puntos. Primero, la Orden Final de la Comisión pone en marcha un proceso para evaluar la adquisición, mediante licitación competitiva, de una unidad de doble combustible CC en Aguirre que cuente con todos los permisos. Este es el primer paso para asegurar electricidad a menor costo y de manera confiable para los clientes de la Autoridad. El propósito del análisis de datos y la evaluación del proceso de permisos para la unidad CC en Aguirre es tener una alternativa confiable disponible, de ser necesaria. Por lo cual, el proceso conlleva no solo los permisos, sino que también requiere el diseño y las solicitudes de propuestas. Si AOGP no procede, lo cual puede pasar por un sin número de razones, la Autoridad necesita estar preparada con un plan alterno. No es menos riesgoso para la Autoridad no estar preparada para la cancelación o retraso de un único proyecto mayor de infraestructura. Segundo, la Comisión no ha desaprobado AOGP. Como mencionado en repetidas ocasiones en la Orden Final, la Autoridad no cumplió con el peso de probar que AOGP es la alternativa de menor costo.

32. La Comisión, por tanto, reafirma su Orden Final y ordena a la Autoridad someter primero un plan detallado para la evaluación, zonificación, permisos, y proceso de

²⁶ La Oposición a la Moción de Reconsideración de ELAC, p.3. ELAC cita la Resolución de la JP en el expediente número 2014-69-0050-JGU y la Determinación de Cumplimiento Ambiental en el expediente número 2015-069902-DIA-10035 y señala que la Resolución de la JP del 27 de octubre de 2015, no hace referencia a estas conversiones.

licitación pública para una unidad CC grande de doble combustible en Aguirre el 30 de junio de 2017. En adelante, cada seis meses, la Autoridad deberá someter a la Comisión un informe detallando el estatus de los permisos de dicha unidad de doble combustible de ciclo combinado, incluyendo cualquier cambio en el estatus que haya ocurrido desde la presentación anterior. Según mencionado anteriormente, si de hecho la Autoridad enfrenta problemas con los permisos o si esta acción representa un impacto negativo, entonces puede apoyar su reclamo con un análisis y evaluación detallada cuando haga su presentación, según requerido por esta Resolución.

33. La Moción de Reconsideración de la Autoridad con respecto a los permisos para una unidad CC grande de doble combustible en Aguirre se **DENIEGA**.

C. Directriz de la Comisión Requiriendo a la Autoridad a Perseguir el Reemplazo de las Turbinas en las Unidades de Ciclo Combinado Existentes en Aguirre

34. La Autoridad señala que la Comisión debe reconsiderar y rescindir su directriz de perseguir la repotenciación de las unidades CC existentes en Aguirre.²⁷ Al presentar este argumento, la Autoridad alega que la Comisión erró al no consultar con las autoridades y agencias ambientales y legales aplicables, y erró en entender la viabilidad e impactos de implementar ciertos aspectos de la Orden Final.²⁸ De acuerdo con la Autoridad, aprobar la construcción de una nueva unidad CC grande y/o repotenciar las unidades CC actuales tendría un impacto negativo en los esfuerzos de la Autoridad para cumplir con MATS ya que la Autoridad necesitaría comenzar un nuevo proceso de permisos.²⁹

35. La Comisión determina que los argumentos de la Autoridad no tienen mérito. Es un hecho que el reemplazo de turbinas es un componente clave del actual plan de acción de la Autoridad. El propio Plan de Acción del PIR Suplementario de la Autoridad incluye el reemplazo/repotenciación de una unidad CC según se indica a continuación:³⁰

- Tabla 9-1: P3F1 (PIR Base) “Gastos Capitales a Corto Plazo” enumera el Reemplazo/Repotenciación de la Turbina de Gas de la Unidad CC Aguirre 1 en el plan de acción.
- Sección 9.2: “Solicitud de Propuestas” (“RFP”, por sus siglas en inglés) enumera un RFP para el reemplazo de la turbina de gas de Aguirre CC como un RFP anticipado en el periodo del Plan de Acción.

²⁷ Moción de Reconsideración de la Autoridad, ¶¶ 13, 20.

²⁸ *Id.*, ¶ 16.

²⁹ *Id.*

³⁰ Plan de Acción del PIR Suplementario de la Autoridad, Sección 9.

- Tabla 9-3: “Plan de Acción Base en P3F1 en PIR Base” muestra un proceso de permiso para Aguirre 1 CC y Reemplazo/Repotenciación de la Turbina de Gas de Aguirre 2 CC como comenzando en el primer trimestre del año calendario 2017.

36. Sobre la repotenciación de las turbinas de las unidades CC de Aguirre, esto es considerado por la Autoridad como una posición predeterminada, en el sentido de que está incluida en todos los escenarios como una acción que debe realizarse. La Autoridad reconoce esto cuando expresa en el PIR Revisado que, “el proyecto mejora significativamente la razón de calor de las unidades de Aguirre 1&2 CC a un costo de capital que es muy probable sea menor que cualquier planta nueva de ciclo combinado. Por lo cual, tiene sentido incluir la repotenciación para obtener un sistema más eficiente sin tener que incrementar el espacio del lugar. Incorporamos esta opción en todos los tres portfolios.”³¹

37. La Autoridad también reconoce que “cinco años después de las conversiones de combustible y luego de que AOGP entre en servicio, las unidades de Aguirre CC 1&2 serán repotenciadas con reemplazos de las turbinas de gas, mejorando la razón de calor de 11,140 a 7,582 Btu/kWh. Esto podría permitir un aumento inmediato en el factor de capacidad anual a un 54 por ciento sin ningún aumento en el combustible anual asignado a esta planta CC, y a una razón sustancialmente menor de consumo diario de combustible a carga completa. La generación anual de estas unidades CC aumentar alrededor de 47 por ciento para el mismo combustible. Esta repotenciación ocurre en todas las tres carteras de generación.”³² Debido a estas aseveraciones, es claro que el hallazgo y requerimiento de la Comisión es consistente con el PIR de la Autoridad. Además, la fecha de AOGP entrar en servicio es incierta y ha estado sujeta a múltiples revisiones. A la fecha, la Autoridad no ha sido capaz de asegurar a la Comisión que la fecha de entrar en servicio de AOGP, de este proceder, no cambiará en el futuro. La alternativa aprobada por la Comisión de requerir la repotenciación de las unidades CC puede tener el beneficio adicional de reducir el riesgo de incumplimiento con MATS si se persigue paralelamente con AOGP. Si después de una revisión más exhaustiva por parte de la Autoridad como parte del análisis económico del Complejo de Aguirre, se descubre que AOGP es inviable, las acciones para desarrollar las unidades de CC pondrán a la Autoridad en mejor posición que si no hubiera hecho nada.

38. Considerando la decisión de la Comisión en su Orden Final con relación a AOGP, es enteramente apropiado asegurar que la repotenciación de las unidades CC en Aguirre avance rápidamente. Como la Autoridad misma ha expresado, “si no hay AOGP, la repotenciación de las unidades CC 1 y 2 de Aguirre se implementa antes para mejorar la eficiencia y mitigar el alto costo de quemar combustible diésel.”³³ La Autoridad también

³¹ PIR Revisado de la Autoridad 3.2.8. (Traducción nuestra)

³² PIR Revisado de la Autoridad IRP 5.5.2.3. (Traducción nuestra)

³³ Respuesta de la Autoridad al Descubrimiento de Prueba Set 1, 12(b).

expresó en los argumentos orales que “la ingeniería y los permisos para la repotenciación de las unidades de Aguirre CC deberá ... empezar lo antes posible.”³⁴ La Autoridad no presentó ninguna razón para que dichas medidas no pudieran implementarse inmediatamente después de la Comisión emitir una determinación sobre el PIR.

39. En resumen, según se demuestra anteriormente, el Plan de Acción de la Autoridad indica que la repotenciación de la CC es necesaria y un paso oportuno. La Autoridad no provee evidencia que indique que los permisos no deban realizarse lo más rápido posible, y no indica que realizar esta medida impediría cualquier otra forma de cumplimiento con MATS. Por lo cual, el argumento de la Autoridad en contra de la repotenciación está fuera de la evidencia en el expediente. A través de su Moción de Reconsideración, la Autoridad ahora busca alterar su Plan de Acción según presentado. La Autoridad tuvo amplias oportunidades a través de este procedimiento para enmendar su PIR, pero falló en hacerlo. Se sostienen los hallazgos de la Comisión con relación a requerir a la Autoridad perseguir el remplazo de turbinas en las unidades CC existentes en Aguirre y se **DENIEGA** la Moción de Reconsideración de la Autoridad.

D. Hallazgos y Directrices de la Comisión con Relación al Desarrollo Continuo, Gastos y Justificación Adicional del Terminal Marítimo de GNL de Aguirre y la Conversión de Combustible de Aguirre

40. La Autoridad presenta varios argumentos en relación a AOGP. Primero, plantea que AOGP y las conversiones deben ser completamente aprobadas y que la Comisión erró al no aprobar AOGP y las conversiones.³⁵ La Autoridad argumenta que la Orden Final de la Comisión no toma en consideración el hecho de que el propósito principal de AOGP y las conversiones de las unidades termales 1 y 2 y las de ciclo combinado 1 y 2 existentes en Aguirre a gas natural son elementos del esfuerzo general de la Autoridad de estar en cumplimiento con MATS.³⁶ La Autoridad señala que si la decisión de la Comisión es en definitiva desaprobar AOGP y aprobar la construcción de una nueva unidad CC grande, esto impactará adversamente y dilatará significativamente su habilidad de cumplir con MATS.³⁷ Expone que la Orden Final de la Comisión se equivoca porque asume que la posibilidad de que la Autoridad incurra en multas u otras penalidades como resultado de su incumplimiento con MATS es inexistente o baja.³⁸ Adicionalmente, la Autoridad argumenta que el incumplimiento con MATS expondría a la Autoridad a penalidades civiles y criminales,

³⁴ Conferencia Técnica, 6 de abril de 2016, presentación de la Autoridad, p.41.

³⁵ Moción de Reconsideración de la Autoridad, ¶¶ 19, 22 y 42.

³⁶ *Id.*, ¶ 23.

³⁷ *Id.*, ¶ 38.

³⁸ *Id.*

pleitos civiles, órdenes de cese y desista y dilataría la justicia ambiental.³⁹ La Autoridad también argumenta que una retraso en su cumplimiento con MATS crea un riesgo de exposición a penalidades civiles ascendientes aproximadamente a \$279,843,750.⁴⁰ De acuerdo con la Autoridad, la Orden Final de la Comisión aumenta dramáticamente el ámbito de la responsabilidad y riesgos de la Autoridad con el *Clean Air Act*.⁴¹

41. Segundo, la Autoridad afirma que su alternativa preferida representa el mejor perfil de reducción de emisiones de múltiples contaminantes y proporciona alivio a la justicia ambiental a las comunidades vecinas al complejo Generatriz Aguirre al reducir sustancialmente los contaminantes atmosféricos.⁴² La Autoridad resalta que hay otras consideraciones ambientales que la Comisión no evaluó suficientemente que afectarían el cumplimiento con otras leyes y reglamentos, como el Plan de Energía Limpia ("*Clean Power Plan*") de la Agencia de Protección Ambiental de E.E.U.U., el nuevo estándar 1-hr SO₂, y el *National Ambient Air Quality Standards* ("NAAQS").⁴³

42. Tercero, la Autoridad argumenta que los hallazgos de la Orden Final de la Comisión sobre las economías de AOGP indican que esta logrará ahorros en costos significativos en una amplia variedad de escenarios de precios de combustible.⁴⁴ De acuerdo con la Autoridad, aún en el escenario con el conjunto de precios más bajos para distintos combustibles, AOGP claramente muestra ser costo eficiente. Además, la Autoridad añade que existe un gran riesgo si AOGP no se construye, dado que el costo económico puede ser sustancial si los precios se recuperan, según pronosticado por la Autoridad y la Administración de Información Energética ("EIA", por sus siglas en inglés) en el 2016.⁴⁵ De acuerdo a la Autoridad, el precio pronosticado sometido como el PIR de Combustible Actualizado representa no el precio esperado (más probable), sino un conjunto de precios más bajo para los distintos combustibles.⁴⁶ Precios de combustibles más bajos fueron evaluados en el PIR Suplementario.⁴⁷ La Autoridad concluye que los hallazgos sobre las economías de AOGP apoyan su aprobación total.⁴⁸

³⁹ *Id.* ¶ 25.

⁴⁰ *Id.*, ¶ 37.

⁴¹ *Id.*, ¶¶ 37 - 38.

⁴² *Id.*, ¶¶ 39 - 40.

⁴³ *Id.*, ¶ 39.

⁴⁴ *Id.*, ¶¶ 48 y 79.

⁴⁵ *Id.*, ¶ 79.

⁴⁶ *Id.*, ¶ 82.

⁴⁷ *Id.*, ¶ 84.

⁴⁸ *Id.*, ¶ 89.

43. Como punto final, la Autoridad argumenta que el reclamo de la ELAC respecto a que el agua de enfriado usada en los condensadores es descargada al acuífero no es cierto.⁴⁹

44. La Comisión ha considerado cuidadosamente los argumentos de la Autoridad y los encuentra sin mérito. Los hallazgos de la Comisión y las preocupaciones atendidas en la Orden Final con relación a AOGP se basan en la evidencia disponible en el expediente, provista por la Autoridad. **La Comisión enfatiza que no ha desaprobado AOGP.** La Comisión explicó claramente en su Orden Final que la Autoridad falló en demostrar que AOGP es la mejor opción para cumplir con las necesidades futuras de su cartera de recursos. La Autoridad puede presentar un informe que demuestre esto, pero hasta entonces, debido al riesgo de un aumento en los costos para los consumidores, la Comisión no puede ceder y permitir que AOGP sea completado más allá de los parámetros establecidos en la Orden Final, donde se autorizó a la Autoridad gastar hasta \$15 millones para los permisos.

45. ELAC argumenta en su oposición a la Moción de Reconsideración de la Autoridad que, de acuerdo al PIR Suplementario, el costo del proyecto de AOGP es \$385 millones, excluyendo el costo de convertir las unidades generatrices de Aguirre.⁵⁰ Además, ELAC plantea que si el costo de operar y alquilar la flota de regasificación y unidad de almacenaje, que de acuerdo al "*Time Charter Party Agreement*" excede los \$77 millones por año, se añade a los \$385 millones, entonces bajo el contrato de 15 años el costo de AOGP excede los \$1,500 millones.⁵¹ El diferencial entre el precio pronosticado de gas natural y petróleo, de acuerdo al PIR Suplementario, puede disminuir a \$200 millones, produciendo por tanto un retorno negativo para el proyecto de AOGP.⁵² ELAC también señala que la aprobación de la JP del proyecto de AOGP se basa sustancialmente en el costo del combustible y la presunción de que el costo del petróleo permanecerá alto por lo que el costo de construcción de AOGP será recuperado a través de los alegados ahorros en la compra de gas natural.⁵³ Según ha enfatizado la Comisión en repetidas ocasiones, el costo final de AOGP es un asunto de preocupación el cual la Autoridad debe atender si solicita la aprobación de esta Comisión para proceder con AOGP en un procedimiento futuro.

⁴⁹ *Id.*, ¶ 90.

⁵⁰ Oposición de ELAC a Moción de Reconsideración, p.3. ELAC cita el PIR Suplementario, p. 10-2.

⁵¹ *Id.*

⁵² *Id.*

⁵³ *Id.*, ELAC cita la Resolución de la JP a 4-5. ELAC también señala que, de acuerdo con la Resolución de la JP, (pp7,21), el costo de AOGP es de \$266 millones pero que ha aumentado por \$119 millones durante un periodo de dos años.

46. El primer argumento de la Autoridad que AOGP es la única vía para cumplir con MATS es falso e inconsistente con el PIR. AOGP es el método que la Autoridad ha seleccionado en sus esfuerzos de cumplir con MATS; no obstante, no es el único método para lograr cumplimiento. El PIR examinó la construcción de unidades de ciclo combinado de quema de combustible líquido no afectadas entre otras opciones. Aún al momento de la presentación del PIR, estaba claro que la Autoridad no cumpliría con la fecha límite para cumplir con MATS de abril 2016, poniéndose en una posición de negociar con la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (“EPA” por sus siglas en inglés) para poder llegar a un decreto de consentimiento. Puesto que uno de los objetivos de la EPA es reducir los contaminantes atmosféricos, su meta principal probablemente busca promover el cumplimiento de forma sostenible. No hay evidencia en el expediente que otras opciones de MATS serían menos aceptables para la EPA en un decreto de consentimiento, por lo que argumentar esto es pura especulación. De igual forma, la Autoridad no proveyó durante el procedimiento información sobre su evaluación con respecto a posibles multas de la EPA como resultado del retraso en su cumplimiento. Tampoco la Autoridad consideró las posibles implicaciones sobre las multas si se desarrolla la alternativa de una nueva unidad CC en vez de AOGP, a los fines de determinar cuál produciría un menor riesgo. El estimado de multas establecido en la Moción de Reconsideración de la Autoridad está fuera del expediente y por lo tanto no puede ser examinado. Se le advierte a la Autoridad que, en el futuro, toda evidencia que esta quiera sea considerada por la Comisión debe ser presentada oportunamente en el curso del procedimiento.

47. Al retener la aprobación de la opción de AOGP en este momento, el objetivo de la Comisión es requerir a la Autoridad asegurar que otras opciones son evaluadas de una forma justa y equitativa para asegurar un Plan de Acción del PIR de menor costo. Esto incluiría una consideración de las posibles contribuciones a la cartera de recursos de eficiencia energética, respuesta a la demanda, energía renovable y generación distribuida. Más aún, al requerir que la Autoridad siga un proceso paralelo,⁵⁴ la Comisión reduce el riesgo para los clientes de la Autoridad.

48. Con relación al segundo argumento de la Autoridad respecto a que AOGP ayuda al cumplimiento de NAAQS y la justicia ambiental, esta conclusión no se sostiene en el expediente. La Autoridad no evaluó el estándar de SO₂, ni desarrolló algún escenario en el cual el cumplimiento con NAAQS esté en riesgo. De acuerdo con ELAC, la Unidad Especial de Pediatría Ambiental de la Facultad del Monte Sinaí en Nueva York ha señalado los peligros a la salud pública que surgen de la regasificación o vaporización de gas natural licuado y la quema de gas natural, particularmente debido a las emisiones de compuestos orgánicos volátiles como el formaldehído, benceno y acetaldehído.⁵⁵ ELAC señaló también la evidencia

⁵⁴ Véase discusión en la Sección C arriba.

⁵⁵ Oposición de ELAC a Moción de Reconsideración, p. 7. ELAC cita a las págs. 49-50 de la Argumentación de ELAC en el expediente, citando la Carta de la Unidad Especial en Salud Ambiental Pediátrica (PEHSU por sus siglas en inglés), Hospital Monte Sinaí, pp. 1-2, <https://elibrary.ferc.gov/IDMWS/advResults.asp>, número de caso CP13-193-000.

presentada previamente sobre los impactos a los recursos marinos que AOGP causará, así como los impactos a las comunidades que dependen de dichos recursos marinos para su sustento.⁵⁶

49. El tercer argumento de la Autoridad respecto a que el principal conductor para AOGP debe basarse en el cumplimiento con MATS y no factores económicos, es una afirmación errónea. La Autoridad malinterpreta la Orden Final de la Comisión al expresar que la Comisión reconoció que el propósito principal de AOGP es el cumplimiento con MATS y que los ahorros en costos son un propósito secundario. Más aún, el *Clean Power Plan* actualmente no aplica a Puerto Rico. Todos los proyectos en un PIR deben ser económicamente analizados. Todas las opciones examinadas por la Autoridad deben cumplir con MATS dentro de un término de tiempo similar, sino idéntico. La Autoridad no presentó evidencia en relación a las posibles multas de la EPA en su PIR. La determinación de proceder con AOGP es fundamentalmente una decisión económica dentro de la esfera de posibles opciones de cumplimiento con MATS. En este caso, dos mecanismos para cumplir con MATS en Aguirre fueron probadas; AOGP; o, construir una nueva unidad CC en Aguirre.⁵⁷ Según discutido en la Orden Final de la Comisión, el pronóstico de precio de combustible, según provisto en este caso, convierte a AOGP en un beneficio marginal.⁵⁸ Al tomar sus decisiones, la Comisión debe únicamente considerar lo que fue presentado como evidencia en el caso. La aseveración de la Autoridad de que el pronóstico de precio en el PIR de Combustible Actualizado no es el más probable sino el conjunto más bajo de precios, no refleja lo que se encuentra en el expediente.⁵⁹

50. Con relación al asunto del agua de enfriado utilizada en los condensadores siendo descargada al acuífero en el Complejo Generatriz de Aguirre, el agua de enfriado se

⁵⁶ *Id.*

⁵⁷ Esencialmente, estas opciones corresponden al Portfolio 1 y Portfolio 2 del PIR Base, y relacionan variantes en los PIR de combustible Suplementarios y Actualizados.

⁵⁸ El PIR de Combustible Actualizado demuestra que el valor de AOGP es solo \$219 millones – menos que la mitad de la inversión requerida. Véase PIR de Combustible Actualizado, Tabla 1-4, p1-6.

⁵⁹ El 21 de marzo de 2016, la Autoridad sometió a la Comisión su respuesta al Cuarto Requerimiento de Información. En este la Comisión preguntó a la Autoridad si tenía “algún pronóstico de los precios del combustible que hayan sido preparado más reciente que los valores contenidos en el Apéndice G [del Volumen III del PIR Revisado de Agosto 2015]”. La Autoridad respondió que esta “solicitó a Siemens Industry, Inc. preparar un pronóstico de precio de combustible para un escenario de ‘Petróleo a Bajo Precio’”, e incluyó un pronóstico de los precios de combustible en su respuesta. Cuando se le preguntó durante la Conferencia Técnica —celebrada el 6 de abril de 2016 en San Juan, PR— Siemens indicó que el precio del combustible provisto en la respuesta constituía una revisión del caso base, y que representaba el mejor entendimiento del consultor del estado del mercado de combustible en el futuro. En otras palabras, el pronóstico del precio del combustible en el PIR de Combustible Actualizado representaba el conjunto de precios más probable en ese momento en el tiempo.

extrae de la Bahía de Jobos a razón de 600 millones de galones diarios.⁶⁰ ELAC señala que la Autoridad subsiguientemente descarga agua en la Bahía de Jobos a temperaturas sobre el límite legal generalmente aceptado.⁶¹ La Comisión encuentra que la Autoridad en el próximo PIR debe proveer información en relación al cumplimiento con los requisitos de descargas de enfriamiento, ya que el incumplimiento puede resultar en costos adicionales. La Comisión proveerá instrucciones adicionales y dirección en cuanto a este requerimiento en una orden futura o a través de una modificación del Reglamento del PIR.

51. Finalmente, la decisión de la Autoridad de retar los hallazgos de la Comisión con relación a AOGP en lugar de disipar las preocupaciones de la Comisión es desconcertante. Al solicitar reconsideración en vez de presentar el análisis económico requerido por la Comisión, la Autoridad hace un deservicio a sus clientes – quienes son los que pagan las tarifas. Sería mejor que la Autoridad dedicara sus esfuerzos a proveer una evaluación completa de las opciones que puedan resultar en una solución de menor costo a la vez que se esfuerza por cumplir con los requisitos de MATS.⁶² La Comisión **DENIEGA** la Moción de Reconsideración de la Autoridad con relación a AOGP. La Autoridad deberá demostrar que AOGP es la mejor opción para cumplir con las necesidades futuras de la cartera de recursos. Por lo cual, para poder hacerlo, la Comisión comenzará un procedimiento separado en el cual la Autoridad deberá realizar un análisis económico sobre el Complejo de Aguirre, el cual incluye AOGP. Dicho análisis permitirá a la Comisión tomar una determinación final sobre el futuro de AOGP. Sin dicho análisis, la Comisión no está en posición de tomar una determinación informada y responsable, que no represente un riesgo de un aumento en los costos para los clientes.

E. Determinación de Cumplimiento con relación al Plan de Acción de la Autoridad

52. La Autoridad disputa los hallazgos de la Comisión en la Orden Final que no provee suficiente información con relación al Plan de Acción y a temas ambientales. La Autoridad argumenta que los hallazgos de la Comisión no reflejan la totalidad de la amplia información disponible para la Comisión con relación al Plan de Acción.⁶³ La Autoridad reclama que la Orden Final de la Comisión es vaga y no indica, en específico, información adicional, si alguna, que sea necesaria.⁶⁴ La Autoridad señala que el alto nivel de elementos

⁶⁰ Oposición de ELAC a Moción de Reconsideración, p. 14.

⁶¹ *Id.*

⁶² La Comisión proporcionó a la Autoridad un mecanismo para iniciar el proceso para conducir un análisis económico en el supuesto que la Autoridad determinara que necesitaba seguir adelante con AOGP mas allá de los \$15 millones aprobados. Dicho mecanismo está descrito en el Párrafo 291(2) de la Orden Final.

⁶³ Moción de Reconsideración de la Autoridad, ¶¶ 26 - 27.

⁶⁴ *Id.*, ¶ 33.

esenciales del plan para cumplir con MATS son claros e incluyen: conversión a gas natural de las unidades termales 1 y 2 existentes en Aguirre y las unidades CC 1 y 2, en conjunto con la construcción de AOGP; designación de uso limitado de las unidades 3 y 4 de Palo Seco luego de que las nuevas unidades CC en Palo Seco estén en servicio y los refuerzos en transmisión completados; refuerzos y mejoras en el sistema de transmisión; designación como uso limitado, y eventual retiro, manejado y programado de forma prudente, de las unidades 1 y 2 de Palo Seco, unidades 3 y 4 en Costa Sur, y las unidades 7 y 8 de San Juan; y, designación como uso limitado de las unidades 9 y 10 de San Juan, sujeto al manejo y programación de forma prudente.⁶⁵

53. La Autoridad argumenta que la Orden Final de la Comisión incorrectamente expone que “el PIR de la Autoridad también falló en discutir los efectos de otros estándares de emisiones de aire relevantes...” y que la Orden ignora el hecho de que AOGP ha pasado a través de un proceso de licenciamiento muy estricto con FERC y OGPe.⁶⁶

54. La Autoridad también señala que proveer información adicional sobre las negociaciones con la EPA pondría a la Autoridad ante un “*Catch-22*” ya que la Autoridad argumenta que la EPA estaba esperando por el resultado del PIR.⁶⁷

55. Los argumentos de la Autoridad no tienen mérito. Su afirmación que la “orden final determina que la Autoridad no proveyó suficiente información con relación al Plan de Acción y temas ambientales”⁶⁸ no está clara ya que la Comisión no condujo una evaluación sobre si el Plan de Acción falló en discutir temas ambientales. La Comisión sí determinó, sin embargo, que la Autoridad falló en proveer suficiente información en el Plan de Acción como un todo. Esto se demostró por el hecho que criterios razonablemente evaluados como parte del Plan de Acción, como la permisología inmediata de las nuevas turbinas de Ciclo Combinado 1 y 2 en Aguirre, no fueron considerados por la Autoridad como acciones razonables a corto plazo. Esto fue inconsistente con sus declaraciones en la Conferencia Técnica, en donde la Autoridad declaró que “...ingeniería y permisología para la repotenciación de las CC de Aguirre también debe comenzar lo antes posible...”.⁶⁹ Más aún, no se incluyó eficiencia energética en el Plan de Acción como se debió hacer.

56. Mientras que la Autoridad afirma que proporcionaron suficiente información sobre si el reacondicionamiento de unidades puede ser utilizado para cumplir con MATS,

⁶⁵ *Id.*, ¶ 28.

⁶⁶ *Id.*, ¶ 41.

⁶⁷ *Id.*, ¶ 33.

⁶⁸ *Id.*, ¶ 26.

⁶⁹ Conferencia Técnica, 6 de abril de 2016, presentación de la Autoridad, p. 41.

ninguna información fue presentada sobre este tema de forma escrita. En las argumentaciones orales de este procedimiento, la Autoridad reveló que había considerado y rechazado esta posibilidad.⁷⁰ Los procesos de licencias de la FERC y OGPe no son un subterfugio para proveer información y material substantivo en su presentación del PIR. La Autoridad tampoco incluyó información sobre permisos de aire en su PIR. Ni la DIA de la FERC, ni las consideraciones de OGPe sobre las emisiones de aire fueron sometidas en evidencia para ser revisadas por la Comisión. La Comisión enfatiza que la evaluación de otra agencia de ciertos asuntos, no limita a la Comisión a conducir una revisión si esta cree que es beneficiosa y/o relevante para sus deliberaciones. Esta es una decisión que la Comisión debe hacer, no la Autoridad. Generalmente, como es el caso aquí, hay una intersección entre la información relevante que pueda ser útil para más de un propósito de más de una entidad gubernamental en el cumplimiento sus obligaciones estatutarias de revisar y proveer una decisión. Por lo cual, la Autoridad es responsable de proveer la información que la Comisión entienda necesaria para llevar acabo el análisis que requiere el PIR.

57. Con relación a las negociaciones con la EPA, la Comisión únicamente puede basar sus determinaciones en información que tenga ante sí. La Autoridad pudo haber provisto información confidencial a la Comisión, si ese fuera el caso, para que la Comisión pudiese tener información disponible para su consideración. PREPA falló en así hacerlo.

58. La Comisión **DENIEGA** la Moción de Reconsideración con relación al Plan de Acción.

F. La Revisión y Evaluación de los Precios de Combustible por la Comisión

59. La Autoridad reclama que el análisis sobre los escenarios de precios de combustible en la Orden Final de la Comisión es defectuoso y que la Orden incurre en especulación, es errónea e ignora información disponible, incluyendo la experiencia histórica.⁷¹ La Autoridad se opone a la sugerencia en la Orden Final de la Comisión que quizás la Autoridad podría negociar con EcoEléctrica para obtener reducciones en el precio del gas atribuibles a AOGP. La respuesta de la Autoridad es que la Orden Final no identifica ningún elemento que, estando ausente AOGP, causaría que EcoEléctrica redujera sus precios para igualar los ahorros como resultado de AOGP.⁷² Según la Autoridad, la Orden Final no toma en consideración los límites en la habilidad de mover gas natural desde EcoEléctrica a otras partes de la Isla.⁷³ La Autoridad concluye que sus presunciones sobre el precio de

⁷⁰ Sonia Miranda, Argumentación Oral, archivo #5, marca de tiempo 14:45, 13 de mayo de 2016; Moción de Reconsideración de la Autoridad, ¶ 26.

⁷¹ Moción de Reconsideración de la Autoridad, ¶¶ 48 y 80.

⁷² *Id.*, ¶ 80.

⁷³ *Id.*, ¶ 81.

combustible son razonables con respecto a la futura evolución de los precios del gas y destilado.⁷⁴

60. Las objeciones de la Autoridad están fuera de lugar. La Comisión en su Orden Final no presuponía negociaciones con EcoEléctrica. En cambio, la Orden Final de la Comisión cuestiona las presunciones de la Autoridad sobre la reducción competitiva en los precios de EcoEléctrica debido a AOGP. Las presunciones de la Autoridad no estaban apoyadas por la evidencia en el expediente. La Orden Final de la Comisión no analizó ni especuló sobre los precios de combustible. Simplemente señaló las inconsistencias en los pronósticos de la Autoridad según comparados con los expedientes de la EIA. Se debe señalar que la Autoridad dependió de la EIA en planificación y pronósticos pasados, lo cual fue razonable.

61. Las presunciones de la Autoridad en relación a los precios de combustible con respecto al impacto que AOGP podría causar en EcoEléctrica son poco sostenidas. Más aún, los comentarios de la Autoridad en relación a la crítica de la Comisión de las limitaciones de llevar gas natural de EcoEléctrica a otras partes de la Isla están fuera de lugar. La Comisión no hizo hallazgo específico alguno sobre el transporte de gas en Puerto Rico.

62. La Comisión **DENIEGA** la Moción de Reconsideración con relación a la evaluación de los precios de combustible.

G. Determinación de Cumplimiento con respecto al Reglamento del PIR

63. En su Moción de Reconsideración, la Autoridad presenta diversos argumentos con respecto a la determinación de la Comisión sobre la falta de cumplimiento con el Reglamento de PIR. La Autoridad comienza argumentando que el modelaje utilizado fue apropiado y suficiente. La Autoridad argumenta que la premisa de que no utilizó un modelo de expansión de capacidad es incorrecta y una base insuficiente para el hallazgo de la Comisión en la Orden Final concluyendo que la Autoridad no cumplió.⁷⁵ La Autoridad presenta que los hechos no apoyan la determinación de la Comisión de que el trabajo realizado por la Autoridad y Siemens PTI, incluyendo la consideración de Strategist,⁷⁶ viola el Reglamento de la Comisión.⁷⁷ La Autoridad continúa con el argumento de que no hay información en la Orden Final de la Comisión que apoye la conclusión de que la ausencia del uso adicional de un modelo de expansión de capacidad se interprete en que el PIR de la

⁷⁴ *Id.* ¶ 83.

⁷⁵ *Id.*, ¶ 46.

⁷⁶ Strategist es un modelo de expansión capacidad utilizado por LEIDOS, una firma de consultoría que asistió a la Autoridad en su planificación de recursos integrados previo a la contratación de Siemens, PTI quien consultó para la Autoridad y preparó el PIR que es objeto de este procedimiento.

⁷⁷ Moción de Reconsideración de la Autoridad, ¶ 65.

Autoridad es inaceptable.⁷⁸ La Autoridad afirma que el hallazgo de que el PIR falló en utilizar un modelo de expansión de capacidad no es correcto, señalando que el predecesor de Siemens, Leidos, utilizó Strategist.⁷⁹ La Autoridad alega que su consultor, Siemens, utilizó el trabajo realizado por Leidos cuando consideró los resultados del PIR de Primera Etapa.⁸⁰

64. La Autoridad explicó su visión de que este caso del PIR no es un caso típico.⁸¹ La Autoridad alega que Siemens utilizó PROMOD debido a que se ajusta a las necesidades y circunstancias de este PIR.⁸² Según la Autoridad, cualquier uso adicional de un modelo de expansión de capacidad, más allá de lo utilizado por Leidos, hubiera tenido que ser profundamente restringido si hubiera sido utilizado para modelar cualquier cosa parecida a las circunstancias reales de la Autoridad.⁸³

65. La Autoridad alega que las Órdenes de deficiencia de la Comisión y otras comunicaciones no informaron a la Autoridad y a Siemens que el uso adicional de un modelo de expansión de capacidad era mandatorio para aprobación.⁸⁴ La Autoridad argumenta que no se declaró expresamente en la primera o segunda orden de deficiencia que era necesario continuar con el uso de un modelo de expansión de capacidad. La Autoridad afirma que las minutas de la Reunión de Clarificación del 22 de diciembre de 2015 no presentan una directiva a utilizar un modelo de expansión de capacidad.⁸⁵ Finalmente, la Autoridad cita el documento “*Best Practices in Electric Utility Integrated Resource Planning*” como no indicando que el uso de un modelo de expansión de capacidad era necesario en todas las situaciones.⁸⁶

66. En relación al modelaje que la Autoridad en efecto realizó, ésta señala las restricciones del modelaje financiero.⁸⁷ La Autoridad alega que su método para modelar la eficiencia energética fue conservador y que consideró la respuesta a la demanda.⁸⁸

⁷⁸ *Id.*, ¶ 71.

⁷⁹ *Id.*, ¶¶ 20, 47, 50 y 51.

⁸⁰ *Id.*, ¶¶ 53 - 54.

⁸¹ *Id.*, ¶ 36.

⁸² *Id.*, ¶¶ 47, 50 y 68.

⁸³ *Id.*

⁸⁴ *Id.*, ¶¶ 47, 51.

⁸⁵ *Id.*, ¶¶ 73, 74 y 75.

⁸⁶ *Id.*, ¶ 77.

⁸⁷ *Id.*, ¶ 58.

⁸⁸ *Id.*, ¶¶ 58 y 60.

67. La Autoridad argumenta que la base para el rechazo de la evaluación de almacenamiento fue razonable.⁸⁹ Según la Autoridad, la base para no modelar los requisitos de la Cartera de Energía Renovable (“RPS”, por sus siglas en inglés) fue razonable, debido a que cumplir con dicho estándar hubiera requerido el retiro de Aguirre y Costa Sur, y la adición de nueva generación de ciclo combinado. La Autoridad alega que cumplir con este estándar requeriría “un posible costo anual de más de \$100 millones”.⁹⁰

68. Finalmente, en apoyo a su PIR, la Autoridad dirige a la Comisión al Grupo National quien estableció que el PIR de la Autoridad es comprensivo, sigue los estándares de la industria, utiliza elementos objetivos, cumple con las metas de planificación integrada, y no contiene imperfecciones fatales.⁹¹

69. A la Comisión no le persuaden los argumentos de la Autoridad. Los Reglamentos de la Comisión se definen por sí solos y no deben exigir una invitación especial para el cumplimiento con los mismos. Si existe alguna duda, la Comisión aclara de esta manera que se requiere el cumplimiento de todas las partes con todas las reglas y reglamentos de la Comisión a no ser que la parte solicite, y la Comisión conceda, una dispensa a dichos reglamentos. La Autoridad no tenía licencia para decidir cuales reglas seguiría y cuales ignoraría. En el presente procedimiento, la Autoridad no buscó, ni la Comisión concedió, una dispensa relacionada al uso de un modelo de expansión de capacidad. Según muestra el expediente, la Autoridad estaba familiarizada con los procedimientos de solicitud de dispensa, al solicitar la misma en relación a otros requisitos en este procedimiento.

70. Los reglamentos de la Comisión son claros, pero sin embargo fueron reiterados en la Orden de 4 de diciembre⁹² para el beneficio de la Autoridad. Por ejemplo:

- La Sec. 1.08(B)(4) define “Modelo de Expansión de Capacidad” como “un modelo de computadora diseñado para buscar una cartera de recursos de demanda y suministro al menor costo o costo ‘óptimo’⁹³

⁸⁹ *Id.*, ¶ 61. La Autoridad señala que la Comisión, “...es su orden del 9 de febrero de 2016, eximió el requisito de su orden del 4 de diciembre de 2015 de modelar almacenaje.”

⁹⁰ *Id.*, ¶ 62. (Traducción nuestra)

⁹¹ *Id.*, ¶ 63. (Traducción nuestra)

⁹² La Comisión emitió una Orden sobre Cumplimiento del PIR y Comentarios de los Interventores del 4 de diciembre de 2015 en la cual solicitó a la Autoridad corregir las deficiencias del PIR enmendado el PIR Actualizado de acuerdo a los requisitos de la Comisión según establecidos en la Orden. La Comisión emitió la Orden el 4 de diciembre de 2016 y fue notificada y archivada en autos por la Secretaria el 8 de diciembre de 2016.

⁹³ “Óptimo” se refiere a “mejor o más efectivo.”

que cumpla con el pronóstico de carga de la Autoridad, tomando en cuenta las limitaciones del sistema y la necesidad de mantener la confiabilidad del sistema durante el periodo de planificación”.⁹⁴

- La Sec. 2.04(B)(2)(a) dispone que, “[l]a AEE deberá utilizar un Modelo de Expansión de Capacidad o modelo de estructura similar para desarrollar planes de recurso del menor costo posible que cumplan con las necesidades de los clientes en el escenario de referencia y en varios escenarios futuros.”⁹⁵

La definición del modelo de expansión de capacidad indica que el modelo de computadora está diseñado para buscar una cartera óptima. Según la Comisión aclaró a través del procedimiento y en su Orden Final, este es un componente crítico del PIR que permite una evaluación de todas las alternativas de recursos bajo múltiples escenarios. El no utilizar un modelo de expansión de capacidad no es un asunto insignificante.

71. Por otro lado, contrario a las afirmaciones de la Autoridad de que no recibieron directrices adicionales para emplear un modelo de expansión de capacidad, la Orden de 4 de diciembre hace referencia a la optimización de la cartera de recursos de la Autoridad en ocho ocasiones, incluyendo seis instancias específicas en las cuales se ordena a la Autoridad a crear escenarios en los cuales la “[e]xpansión [sea] optimizada”.⁹⁶ La llamada de clarificación del 22 de diciembre de 2015 definió explícitamente las “herramientas de optimización” y ofreció ejemplos específicos. Simplemente porque la Comisión no ofreció una instrucción específica que el no utilizar un modelo de expansión de capacidad resultaría en un PIR deficiente, no significa que el requisito no estaba en vigor. La Autoridad debió haber entendido que el no cumplir con cualquiera de los requisitos del PIR, especialmente con un requisito tan significativo como el modelo de expansión de capacidad, colocaba a ésta en riesgo de que la Comisión determinara que era deficiente. En esencia, la Autoridad está argumentando que la Comisión debió haber entregado un listado de los requisitos que ésta podía ignorar sin ser sujeto a una determinación de deficiencia.

72. En relación al modelo de expansión de capacidad preparado por Leidos, el mismo no fue incluido como parte de la presentación del PIR y la Comisión solo conoció de su existencia a través del proceso de descubrimiento de prueba. Tampoco el modelo de expansión de capacidad fue utilizado por la Autoridad al presentar su PIR. Las hojas de trabajo asociadas con este modelo no estaban disponibles, es decir, no fue posible para la Comisión evaluar el modelo de Leidos con el detalle requerido. Por otro lado, las presunciones utilizadas en el modelo ejecutado por Leidos (por ejemplo, pronósticos de carga y de precio de combustible) estaban, al momento que el documento fue presentado a

⁹⁴ Reglamento de la Comisión Núm. 8594.

⁹⁵ *Id.*

⁹⁶ Orden sobre Cumplimiento del PIR y Comentarios de los Interventores del 4 de diciembre de 2015, p.4.

la Comisión, significativamente obsoletos. Por tanto, es difícil para la Comisión asignarle mucha importancia a este modelo. La Autoridad describió en repetidas ocasiones el PIR de Leidos como uno “preliminar” e inadecuado para ser presentado ante la Comisión, especialmente dada la falta de consideración detallada del sistema de transmisión.⁹⁷ Hay cierta ironía en que la Autoridad solicite en este momento que la Comisión considere el modelo de expansión de capacidad de Leidos, cuando claramente no consideró que estos resultados fueran confiables o suficientes durante la preparación del PIR, o para ser entregado a la Comisión al momento de su radicación.

73. La Autoridad establece claramente que “Siemens PTI no realizó sus propias corridas de Strategist, pero utilizó el trabajo de Leidos, incluyendo los resultados de Strategist y los hallazgos más importantes” y que “el PIR presentado a la Comisión fue basado en los resultados y hallazgos de Leidos en el PIR de Primera Etapa.”⁹⁸ Hay que hacer una distinción entre el uso del PIR de Primera Etapa de Leidos como un punto de partida y el empleo real del modelo y sus resultados. Leidos utilizó un modelo de expansión de capacidad. Siemens utilizó los resultados de Leidos, pero no empleó su modelo.

74. La explicación de la Autoridad sobre su uso de Strategist para planificación a largo plazo pero que “no ha experimentado un aumento en la carga desde el 2006, por lo que últimamente no se han requerido estudios de suficiencia del sistema de generación,”⁹⁹ no tiene fundamentos. Múltiples utilidades emplean modelos de expansión de capacidad, tal como Strategist, para evaluar su flota existente y las alternativas para el reemplazo de capacidad, aun de cara a un crecimiento lento – o a ningún crecimiento.¹⁰⁰

75. Por otro lado, la Autoridad buscó desacreditar el PIR de Primera Etapa preparado por Leidos y el proceso utilizado para llegar a su plan preferido de recursos.¹⁰¹ El Plan de Acción del PIR de Primera Etapa no fue presentado a la Comisión y no es consistente con el Plan de Acción propuesto por la Autoridad y presentado en su PIR. Por esto, los reclamos de la Autoridad de que utilizó un modelo de expansión de capacidad, y por tanto cumplió con el reglamento de PIR, no son convincentes cuando dicho modelo no fue utilizado

⁹⁷ Conferencia Técnica 8 de abril de 2016.

⁹⁸ Moción de Reconsideración de la Autoridad, ¶ 54, Anejo D, p.1.

⁹⁹ *Id.*, Nota al calce 12 to ¶ 50.

¹⁰⁰ Véase, por ejemplo, PIRs recientes de la Compañía de Servicio Público de México (PNM por sus siglas en inglés) (<https://www.pnm.com/documents/396023/396193/PNM+2014+IRP/>), o de las Utilidades de Kentucky/Louisville Gas & Electric (http://psc.ky.gov/pscecf/2014-00131/rick.lovekamp%40lgeku.com/04212014122553/Volume_I.pdf).

¹⁰¹ Conferencia Técnica, 8 de abril de 2016. Véase Archivo No.2, minuto 8, donde el Dr. Bacalao discute la falta de detalles en el modelo de Leidos, y, Archivo No.2, minuto 11:15, donde la Sra. Miranda discute que el modelo de Leidos “no cumplió con nuestras necesidades”, y comentó sobre la falta de detalles. También destacó que el mismo no cumplía con los requisitos de la Ley 57-2014.

para desarrollar el Plan de Acción. Los hallazgos de la Comisión sobre los elementos del modelaje en la presentación de la Autoridad están basados en la evidencia en el expediente la cual apoya la conclusión de la Comisión de que el Plan de Acción no fue basado en el PIR de Primera Etapa preparado por Leidos, sino en la información derivada del modelo de planificación implementado por Siemens.

76. PROMOD no es un sustituto para el uso de un modelo de expansión de capacidad según explicó la Comisión en su Orden Final.¹⁰² El propósito y uso de PROMOD es distinto al propósito y uso de un modelo de expansión de capacidad. No son similares y uno no sustituye al otro.

77. A la Autoridad se le requirió usar un modelo de expansión de capacidad para desarrollar planes de recurso de menor costo.¹⁰³ Posteriormente, se le requirió a la Autoridad seleccionar su plan de recursos preferido de entre los planes de recursos desarrollados y evaluados en los análisis de optimización.¹⁰⁴ Finalmente, se le requirió a la Autoridad desarrollar un plan de acción para especificar acciones de implementación durante los primeros años del periodo de planificación, basado en su plan de recursos preferido.¹⁰⁵

78. La Comisión determinó que el mecanismo utilizado para desarrollar el Plan de Recursos Preferido fue defectuoso. Según se explicó en la Orden Final, la falla de la Autoridad en no usar un modelo de expansión de capacidad para evaluar las opciones de menor costo y desarrollar un plan de recursos fue una falla fatal que impidió a la Comisión aprobar el Plan de Recursos Preferido de la Autoridad con cierto grado de confianza.¹⁰⁶ De igual forma, el PIR Modificado fue desarrollado para específicamente preservar las opciones y permitir la modificación de recursos según sea necesaria.

79. La Ley 57-2014 establece que "...la Comisión ... revisará, aprobará y, según fuere aplicable, modificará dichos planes para asegurar el cabal cumplimiento con la política pública energética del País y con las disposiciones de esta Ley."¹⁰⁷ El PIR de la Autoridad no

¹⁰² Orden Final de la Comisión, ¶ 84, Nota al Calce 67, donde la Comisión expresó, "Los modelos de costos de producción son herramientas que determinan la salida óptima de un conjunto dado de unidades generatrices en cada hora (o periodo de hora) dentro de un marco de tiempo específico (un día, una semana, un mes, un año, etc.). Generalmente estos modelos incluyen un detalle de alto nivel en el compromiso de unidades y despacho económico de unidades específicas, así como de las limitaciones físicas de su operación. No obstante, no están diseñados para determinar la adición óptima de nuevos recursos para satisfacer requisitos futuros de capacidad o el retiro de unidades no-económicas."

¹⁰³ Reglamento del PIR §2.04(B)(2)(a).

¹⁰⁴ *Id.*, §2.04(B)(5).

¹⁰⁵ *Id.*, §2.04(B)(7).

¹⁰⁶ Orden Final, ¶ 12.

¹⁰⁷ Ley 57-2014, Sec. 6.23.

cumplía con la política pública sobre energía según discutido anteriormente y según discutido en la Orden Final.

80. Al modificar el PIR, la Comisión estableció un camino para que la Autoridad presente en el futuro un PIR en cumplimiento. Además, la Comisión actuó prudentemente al limitar la cantidad de dinero de los clientes que se puede invertir en proyectos que no se demostró eran de menor costo y en el interés público. Al adoptar el PIR Modificado, la meta de la Comisión es simplemente proteger a los consumidores de la Autoridad al asegurar que estos no cargan con costos resultantes de la persecución de un plan que no se demostró era el de menor costo. Una vez dinero adicional es comprometido en un Plan de Acción, resulta más difícil cambiar el curso. Si dicho curso es cambiado, resultaría en dinero perdido. El PIR Modificado de la Comisión evita esto al poner a la Autoridad en un camino cuidadoso y prudente en el cual los gastos están enfocados en directrices específicas dadas a la Autoridad y se progresa hacia la obtención de un PIR sólido.

81. A la misma vez, la Comisión le proveyó a la Autoridad la oportunidad de demostrar que AOGP y otros proyectos son prudentes, y de igual forma le proveyó instrucciones claras sobre los pasos que la Autoridad necesitaba tomar para crear un PIR que estuviese en cumplimiento y proveer la información requerida a la Comisión. Las acciones de la Comisión en su Orden Final con relación al Plan de Acción Modificado en su naturaleza son a corto plazo y en el interés público. Las mismas están diseñadas para mantener a la Autoridad moviéndose hacia adelante hasta que un PIR más robusto y en cumplimiento sea presentado y aprobado.¹⁰⁸ Además, la Comisión expresó que la “[i]nclusión de acciones específicas o inversiones en este Plan de Acción Modificado no constituye una pre-aprobación de estas acciones o inversiones por esta Comisión, tampoco se le garantiza a la Autoridad el recobro de los costos relacionados a dichas acciones o inversiones.”¹⁰⁹ Por lo cual, habrá una oportunidad de visitar cada aspecto del Plan de Acción Modificado ya sea cuando la Autoridad presente un Plan Preferido basado en un modelo de expansión de capacidad o cuando busque aprobación para proceder con un proyecto de generación.

82. Respecto a las limitaciones financieras, la definición de la Autoridad se basa exclusivamente en un escenario futuro en el que se ejecutan proyectos de capital de alto costo. Este acercamiento no tiene sentido y está en contraste con el PIR de Primera Etapa citado por la Autoridad. En el PIR de Primera Etapa, Leidos colocó una restricción en la disponibilidad de capital y varió el costo promedio del capital para probar los impactos de las limitaciones financieras.¹¹⁰ Estos modelajes probaron que el método está en uso y que la Autoridad está consciente de la práctica. Es importante notar que la Autoridad está estatutariamente obligada a presentar un nuevo PIR el 1 de julio de 2018. La Comisión espera

¹⁰⁸ Orden Final, ¶ 286.

¹⁰⁹ *Id.*, ¶ 287.

¹¹⁰ PIR de Primera Etapa, Sección 3, Escenarios 2, 5, 6, y 9.

que la Autoridad use un modelo de expansión de capital para desarrollar un plan de recursos preferido y un nuevo plan de acción que cumplan con el reglamento del PIR de la Comisión.

83. Con relación a la Eficiencia Energética y la Respuesta a la Demanda, la Autoridad falló en evaluar estas áreas bajo instrucciones específicas de la Comisión, y luego únicamente evaluó los supuestos establecidos por la Comisión en la Orden del 4 de diciembre. La Autoridad está en lo correcto en su aseveración de que la Comisión temporariamente le eximió de la obligación de cumplir con las disposiciones sobre almacenaje en la Sección 7 de la Parte I de la Orden del 4 de diciembre.¹¹¹ De todas formas, la Autoridad falló en cumplir con el requisito de proveer una descripción de la evaluación sobre almacenaje hecha en el *rider* del PIR el 18 de marzo de 2016.

84. La explicación de la Autoridad sobre su falla de modelar y cumplir en su totalidad con el RPS según definido bajo la Ley 82-2010, se basa en una explicación de que los costos serían excesivos. La Autoridad cita a una figura de un “potencial costo anual de sobre \$100 millones”¹¹² que no está en evidencia. La afirmación de la Autoridad de que un posible costo anual de más de \$100 millones impide el cumplimiento bajo la Ley 82-2010 es irrelevante. Como con el reglamento de la Comisión, la Autoridad no puede escoger con cuales leyes quiere cumplir. El cumplimiento con el RPS es requerido por ley, y la Sec. 2.04(B)(7)(d) del Reglamento del PIR de la Comisión atendiendo el Plan de Acción requiere que el “plan de acción cumpla con todas las leyes y reglamentos aplicables... incluyendo, pero sin limitarse la Cartera de Energía Renovable.”

85. La Comisión encuentra que el modelaje de la Autoridad fue inapropiado a pesar de la clara dirección provista por el Reglamento del PIR y las órdenes de la Comisión. Además, los consultores de la Autoridad no utilizaron un modelaje disponible a la Autoridad. La Moción de Reconsideración de la Autoridad es **DENEGADA** con relación al cumplimiento con el Reglamento del PIR.

H. Aprobación de la Comisión de Permisología para Tres Unidades de Ciclo Combinado y Combustible Dual y la Construcción de Una Unidad en Palo Seco

86. La Autoridad alega que el requisito de la Comisión de continuar con el proceso de permisología para tres unidades de generación pequeñas en Palo Seco, pero la construcción de solo una de ellas es prematuro e impráctico y causará aumentos innecesarios en los costos de desarrollo, generación y transmisión, problemas de

¹¹¹ Resolución y Orden de la Comisión, 9 de febrero de 2016, p.4, eximiendo a la Autoridad de las provisiones sobre opciones de almacenaje y ordenando a la Autoridad a presentar una descripción de su evaluación de transmisión y almacenaje en el PIR Suplementario para el 18 de marzo de 2016.

¹¹² Moción de Reconsideración de la Autoridad, ¶ 62.

confiabilidad, y un posible atraso en el cumplimiento con MATS.¹¹³ La Autoridad solicita que la Orden Final sea modificada para permitir continuar con las tres unidades, explicando que su estrategia es obtener los permisos de las tres unidades y tomar la decisión sobre la cantidad de unidades a procurar en una fecha posterior.¹¹⁴ La Autoridad alega que aprobar la construcción de solo una unidad en Palo Seco aumentará los costos y debilitará la posición de negociación de la Autoridad.¹¹⁵ Además, la Autoridad argumentó que la construcción de una sola unidad en Palo Seco resultará en un aumento en los costos de transmisión y atrasos, y una disminución en la resiliencia del sistema.¹¹⁶ La Autoridad establece que si solamente una unidad pequeña de ciclo combinado es instalada en Palo Seco, podría atrasar el cumplimiento con MATS en el Norte para luego del año 2022.¹¹⁷ La Autoridad solicitó que la Comisión clarifique que no fue su intención hacer un mandato sobre una configuración particular en Palo Seco y que retiene la flexibilidad para realizar una decisión prudente en la configuración del diseño.¹¹⁸

87. La Comisión ha considerado los argumentos de la Autoridad y determina que los hallazgos de la Comisión sobre las nuevas unidades en Palo Seco están basados en la evidencia disponible en el expediente. Por lo tanto, la decisión de la Orden Final se mantiene. La cartera preferida actualizada de la Autoridad, P3MF1M,¹¹⁹ incluye solamente una unidad nueva en Palo Seco, una unidad de 70MW SCC-800.¹²⁰ La Autoridad estableció en su 2^{do} PIR Suplementario que “la planificación de tres SCC-800 1X1 CC en vez de una F Class 1X1 CC en Palo Seco añadirá alguna flexibilidad mientras se materializa el EE y la Autoridad decide que solo una SCC-800 se necesitará en Palo Seco.”¹²¹ Además, la Autoridad estableció que “[e]n el momento de tomar decisiones sobre construcción, la trayectoria real de la demanda debe ser revisada y se deben construir solamente las unidades requeridas; e.g., una sola SCC-800

¹¹³ *Id.*, ¶ 93.

¹¹⁴ *Id.*, ¶¶ 94, 93a.

¹¹⁵ *Id.*, ¶¶ 93b, 93c.

¹¹⁶ *Id.*, ¶¶ 93d, 93e, 93f.

¹¹⁷ *Id.*, ¶ 101.

¹¹⁸ *Id.*, ¶¶ 95, 98.

¹¹⁹ Planes incluidos en el PIR Suplementario incluían una “M” en el nombre del plan para denotar que ambos el porfolio y el futuro habían sido “modificados” en comparación con aquellos en el PIR Revisado. Por lo cual, el plan basado en el Porfolio 3 modificado, Futuro 1 modificado en el PIR Suplementario se le refiere como “P3MF1M”.

¹²⁰ PIR de Combustible Actualizado, p. 8-1, sección 8.1.1. Véase además PIR de Combustible Actualizado Figura 8-2.

¹²¹ 2nd PIR Suplementario del 25 de abril de 2016, p. 9-1. (Traducción nuestra).

(o similar) en el norte en vez de tres según establecido en la Cartera 2 original.”¹²² Todos los resultados analíticos que apoyan la selección de la Autoridad del P3MF1M como la cartera preferida, incluyendo los costos del sistema y métricas de eficiencia, están basados en el modelaje de un plan de recursos con solo una nueva unidad en Palo Seco.¹²³

88. De igual forma, la Autoridad estableció en la Vista Técnica que la “ingeniería y permisología de 3 plantas pequeñas de ciclo combinado ... en Palo Seco debe comenzar tan pronto sea posible” y que la “selección y el número de unidades en el norte para las cuales se debe proceder con EPC [i.e. ingeniería, adquisición, y construcción, por sus siglas en inglés]” sería determinado en una fecha posterior basado en la demanda.¹²⁴ El plan de acción de la Autoridad no establece específicamente la cantidad de unidades que la Autoridad planifica construir. En su lugar, solamente establece que la Autoridad emitirá un RFP para “nueva generación en Palo Seco.”¹²⁵ Mientras que costos adicionales de transmisión fueron identificados en el Plan de Acción,¹²⁶ la Autoridad no identificó ni discutió ningún atraso en el calendario relacionado a la construcción de una sola unidad. Aparte de costos adicionales en transmisión, no se discutieron como parte del PIR costos adicionales asociados con la negociación de contratistas o los costos comunes de las etapas de ingeniería y planificación de la unidad sencilla. Por lo tanto, los argumentos de la Autoridad con respecto a los atrasos relacionados a la permisología de tres unidades y la construcción de una de éstas quedan fuera de la evidencia en el expediente.

89. A través de su Moción de Reconsideración, la Autoridad busca alterar su Plan de Acción según fue presentado y cuestiona si lo presentado es viable. Esto solamente refuerza el mandato en la Orden Final de la Comisión para proceder cautelosamente con la aprobación de la construcción de una unidad de generación y la permisología para las tres unidades. La Autoridad tuvo oportunidad en abril y mayo de 2016 de asegurar que sus elementos de acción fueran consistentes con los requisitos. No se puede alterar en este momento el expediente para asegurar un resultado diferente, especialmente cuando la Comisión no cuenta con evidencia en el expediente para apoyar dicho resultado. La decisión de la Comisión para que la Autoridad pueda obtener permisos para tres unidades en Palo Seco, pero la construcción de solo una de ellas, es consistente con el plan de acción de la Autoridad y la evidencia en el expediente.

90. La Comisión enfatiza que la decisión de la cantidad de unidades a construir no está dentro del alcance de la Autoridad. Ese poder recae en la Comisión. La Autoridad debe

¹²² *Id.*, p. 1-2. (Traducción nuestra).

¹²³ PIR de Combustible Actualizado, p. 8-3, sección 8.1.2.

¹²⁴ Presentación de Vista Técnica, p.41.

¹²⁵ PIR de Combustible Actualizado, p.9-3 and Tabla 9-3, sección 9.2.

¹²⁶ *Id.*, PIR de Combustible Actualizado, nota (3), Tabla 9-2.

preparar un PIR que cumpla con todos los requisitos, con un Plan Preferido que represente las mejores alternativas y que establezca las bases para solicitar la aprobación para construir capacidad adicional. La Ley 57-2014 otorga explícitamente a la Comisión el poder de aprobar o denegar apelaciones para construir nuevas instalaciones.¹²⁷ El permiso para construir incluso una nueva unidad en Palo Seco debe proceder de la aprobación de la Comisión de una notificación de intención que haya sido presentado. Si la Autoridad desea construir tres unidades en Palo Seco, debe presentar su notificación de intención para ello en conjunto con la justificación suficiente de que la construcción de más de una unidad es necesario, adecuado, y consistente con el interés público.

91. No obstante lo anterior, la Comisión está de acuerdo con la Autoridad en que la Orden Final no establece una configuración particular con respecto al tamaño exacto o las especificaciones de desempeño de la nueva generación prospectiva en Palo Seco. La Comisión espera que la Autoridad busque ofertas para nueva generación y supervisará la evaluación de la Autoridad de dichas ofertas en el momento apropiado para asegurar que la configuración específica de diseño sea escogida de forma prudente y en el mejor interés de los clientes de la Autoridad.

92. La Moción de Reconsideración de la Autoridad con respecto a la construcción de tres unidades en Palo Seco se **DENIEGA** con la excepción de otorgar flexibilidad a la Autoridad para obtener una unidad con la mejor configuración de diseño.

I. Aprobación de la Comisión de la Designación de las Unidades San Juan 9 y 10 como Uso Limitado; Aprobación de la Comisión de la Decisión del Retiro de las Unidades Costa Sur 3 y 4, Palo Seco 1 y 2 y San Juan 7 y 8

93. La Autoridad solicita que se brinde flexibilidad con respecto a las fechas para el retiro de unidades y la designación de unidades como uso limitado. La Autoridad argumenta que las unidades de San Juan 9 y 10 no pueden ser designadas como uso limitado hasta que se instale nueva generación en el Norte y se completen los proyectos relacionados a los refuerzos del sistema de transmisión.¹²⁸ La Autoridad establece que si solamente se instala una unidad pequeña de ciclo combinado en Palo Seco, los proyectos de transmisión adicionales requeridos para atender la reducción de generación en el Norte pueden atrasarse por al menos dos años luego de la fecha estimada para completar las inversiones en transmisión.¹²⁹ Esto podría resultar en atrasos en el cumplimiento con MATS en el Norte luego del 2022, aún si la unidad pequeña de ciclo combinado fuese instalada y puesta en servicio en Palo Seco para el 2020-21.¹³⁰

¹²⁷ Ley 57-2014, Sección 6.34.

¹²⁸ Moción de Reconsideración de la Autoridad, ¶ 104.

¹²⁹ *Id.*, ¶ 105.

¹³⁰ *Id.*

94. Basado en la información presentada a la Comisión durante este procedimiento, la Comisión mantiene su decisión de la Orden Final en relación a la disposición de estas unidades, pero reconoce la necesidad de la Autoridad de obtener flexibilidad en el proceso. ICSE-PR señaló que la construcción de nueva generación mejorará la eficiencia y proveerá una oportunidad para el retiro de las unidades de vapor por quema de combustible, en cumplimiento con la Ley 57-2014.¹³¹ Además, según expresó la Comisión, ICSE-PR señaló que la Ley 57-2014 requiere que al menos el 60 por ciento de la generación de energía a base de combustible fósil sea generada de manera altamente eficiente y refiere al procedimiento de la Comisión sobre este asunto.¹³²

95. El retiro de estas unidades es un primer paso positivo en el cumplimiento de la Ley 57-2014 y debe ser tomado en consideración para el próximo PIR. Además, la Comisión determina que existe un balance entre la necesidad de considerar costos y obtener flexibilidad para negociar con la EPA y proveer estabilidad al sistema. Con esto en mente, la Comisión no está imponiendo fechas de retiro estrictas para estas unidades. Por lo tanto, la Comisión determina que la Autoridad debe tener flexibilidad para atrasar el retiro de unidades para propósitos de mantener la estabilidad en el sistema, mientras continúa trabajando hacia el retiro de las unidades tan pronto como sea posible. Por ejemplo, la ocurrencia de un evento desencadenante, tal como la integración al sistema de capacidad de reemplazo, debe resultar en el retiro inmediato de unidades. En su presentación del 31 de marzo, según descrito a continuación, la Autoridad debe proveer información adicional en apoyo a su reclamo en relación a la base de costos para mayor flexibilidad en la decisión del retiro de unidades y la designación de uso limitado de estas. La Autoridad debe incluir además un calendario final para el retiro de unidades y la designación de uso limitado para la revisión y aprobación de la Comisión.

96. La Moción de Reconsideración de la Autoridad con respecto al retiro de unidades y la designación de uso limitado se **CONCEDE EN PARTE** con instrucciones, según establecidas anteriormente.

J. Requisitos de la Comisión sobre Recopilación de Datos e Informes Ambientales

97. La Autoridad busca la modificación de los requisitos de recopilación de datos. A pesar de que la Autoridad está en acuerdo con la dirección de las decisiones de la Comisión, solicita varias modificaciones. La Autoridad indica que los datos sobre horario de consumo por clase de cliente, demanda máxima mensual por clase de cliente, clientes por clase afectados por interrupciones en los alimentadores, y el total estimado de clientes por clase

¹³¹ Comentarios de ICSE-PR en Oposición a Moción de Reconsideración, p.5.

¹³² *Id.*, citando Sec. 2.9, §6C(a)(i) de la Ley 57-2014, según enmendada, la cual requiere cumplimiento dentro de 5 años desde el 1ro de julio de 2014; Caso de la Comisión Núm. CEPR-MI-2016-0001.

de clientes no está disponible.¹³³ La Autoridad propone que los requisitos de recopilación de datos y retención, en vez de ser impuestos inmediatamente, sean añadidos a los temas del plan a ser presentado en una fecha posterior de forma que se evite el tener que realizar una investigación inmediata y trabajos en informática. La Autoridad argumenta que esta modificación permitirá obtener una política de recopilación y retención mejor coordinada.¹³⁴

98. La Autoridad también solicitó que las fechas para los informes ambientales sean consolidadas. De acuerdo a la Autoridad, la Orden Final contiene múltiples directrices en relación a los informes sobre temas ambientales, con directrices sobrepuestas en parte y requisitos de tiempo que parecen inconsistentes. Además, la Autoridad argumentó que la Orden Final dirigió a ésta a presentar un informe el 31 de diciembre de 2016 sobre el estatus de las “discusiones con la EPA en relación al cumplimiento con MATS y cualquier otro litigio ambiental pendiente”, con fechas inconsistentes para la presentación de informes de seguimiento.¹³⁵

99. La Autoridad propone que los informes sean combinados, que el primer informe tenga fecha de vencimiento del 31 de diciembre de 2016, y que los informes subsiguientes se entreguen cada seis meses a partir de la primera fecha de entrega con el fin de crear un calendario consistente y reducir la carga de preparar dichos informes.¹³⁶

100. La Comisión está de acuerdo con la Autoridad en que consolidar la presentación de dichos informes reducirá la carga de la Autoridad y proveerá mayor claridad en el futuro. Por lo tanto, la Comisión **CONCEDE** la solicitud de la Autoridad. Dado que la fecha de la primera presentación venció, la Comisión ordena a la Autoridad realizar su primera presentación sobre la información descrita arriba el 31 de marzo de 2017, una segunda presentación el 30 de junio de 2017, y una tercera presentación el 31 de diciembre de 2017. Comenzando el año 2018, las presentaciones de informes deben realizarse cada seis meses el 30 de junio y el 30 de diciembre. Esto aplicará a la recopilación de datos descrita en el Párrafo 97 y a los informes ambientales descritos en el Párrafo 98 de esta Resolución de Reconsideración.

101. La recopilación de datos y los informes delineados en el Párrafo 97 arriba, relacionados al horario de consumo por clase de cliente, demanda máxima mensual por clase de cliente, clientes por clase afectados por interrupciones en los alimentadores, y el total estimado de clientes por clase de clientes, deben ser incluidos en la presentación del 30 de junio de 2017.

¹³³ Moción de Reconsideración de la Autoridad, ¶ 109.

¹³⁴ *Id.*, ¶ 109.

¹³⁵ *Id.*, ¶ 120.

¹³⁶ *Id.*, ¶ 121.

K. Requisitos del Plan de Acción Modificado para comenzar el Proceso de Subasta Pública para Proyectos Nuevos de Energía Renovable

102. La Autoridad argumenta que el proceso de subasta pública no debe comenzar hasta que la Autoridad haya completado su evaluación de los contratos existentes, incluyendo si las renegociaciones de estos son factibles. La Autoridad también afirma que necesita obtener un entendimiento claro de sus límites de interconexión.¹³⁷

103. La Comisión determina que la Moción de Reconsideración de la Autoridad tiene mérito y por lo tanto se **CONCEDE** la misma en relación al proceso de subasta pública. La Autoridad debe perseguir la renegociación de los contratos existentes e informar a la Comisión sobre el estatus de los mismos en un Apéndice a su presentación del 30 de junio de 2017. Después de esto, la Comisión emitirá una Orden con la fecha de comienzo del proceso de subasta. La Comisión está de acuerdo con la importancia de obtener entendimiento sobre los límites y capacidad de interconexión de la Autoridad. Sin embargo, en la Moción de Reconsideración de la Autoridad no se indica el tiempo que esto tomará. Por lo tanto, la Comisión ordena a la Autoridad revisar sus límites y capacidad de interconexión, y dichos resultados deben ser incluidos en el Apéndice a la presentación del 30 de junio de 2017.

L. Hallazgos de la Comisión con respecto al Pronóstico de Demanda

104. La Autoridad solicita a la Comisión retirar los hallazgos sobre la insuficiencia de los pronósticos de demanda, reclamando que el trabajo subyacente de la Autoridad y Siemens PTI, y la información de demanda actualizada demuestran la confiabilidad en los pronósticos, los cuales fueron discutidos en detalle en la Conferencia Técnica de 6 de abril de 2016. La Autoridad alega además que los asesores de la Comisión indicaron que la Comisión podría solicitar documentación escrita sobre este tema, pero la Autoridad no recibió dicha solicitud. Sin embargo, según la Autoridad, el 21 de marzo de 2016, esta proveyó el anejo titulado *PREPA IRP Methodology Forecast.pdf*, donde se explicó la metodología del pronóstico de demanda, como parte de la Presentación de Información y respuestas al Interrogatorio Suplementario y Requisito de Información de ICSE-PR del 29 de febrero de 2016.¹³⁸

105. La Autoridad además señaló que el PIR Suplementario utiliza un nivel bajo de demanda, según solicitado por la Comisión y dado esto, no es razonable que un nivel inferior de demanda pudiera afectar los recursos seleccionados en el PIR Suplementario.¹³⁹

¹³⁷ *Id.*, ¶¶ 115, 116.

¹³⁸ *Id.*, ¶ 125.

¹³⁹ *Id.*, ¶¶ 126, 128.

106. La Comisión determina que la metodología del pronóstico de carga no estaba lo suficientemente documentada y apoyada en el PIR y que la Autoridad falló en considerar de manera razonable las variaciones en el pronóstico de carga.

107. La metodología del pronóstico de carga de Siemens está documentada en el PIR, pero no fue utilizada. Más bien, Siemens dependió del pronóstico de carga de la Autoridad para la metodología, la cual no fue documentada de manera escrita a través del procedimiento, aunque fue descrita en la Vista Técnica. Contrario a las alegaciones de la Autoridad, los asesores de la Comisión solicitaron que se proveyera de manera escrita una descripción metodológica, lo cual la Autoridad no hizo.¹⁴⁰ Sin embargo, la Autoridad presentó una descripción escrita de la metodología utilizada como respuesta al descubrimiento de prueba de ICSE-PR, pero dicha descripción es breve y carece de detalles.¹⁴¹ No se presentaron datos numéricos ni presunciones, y no se presentaron hojas de trabajo a la Comisión, según requerido por el Reglamento del PIR.¹⁴² Debido a esto, la Comisión no fue capaz de analizar apropiadamente la metodología del pronóstico de carga de la Autoridad.

108. ICSE-PR señaló que la falta de presunciones razonables de demanda socavó la integridad de los planes de expansión en las plantas centrales de generación como parte del PIR. ICSE-PR cita la Orden del 4 de diciembre de 2015 de la Comisión, en donde se ordenó a la Autoridad a proveer información sobre las opciones de expansión en las plantas centrales, como el manejo del recurso de la demanda, eficiencia energética, generación distribuida y respuesta a la demanda.¹⁴³ Según señaló la Comisión en su Orden Final, el no tomar en consideración estas medidas impactó de manera negativa la confiabilidad del pronóstico de demanda de la Autoridad y no consideró posibles reducciones adicionales en la demanda.¹⁴⁴

109. Por lo tanto, la Moción de Reconsideración de la Autoridad con respecto al pronóstico de demanda se **DENIEGA**.

M. Hallazgos de la Comisión en relación a la Examinación del Margen de Reserva de la Autoridad

110. La Autoridad está en desacuerdo con los hallazgos de la Comisión respecto a la dependencia en la medida de Pérdida de Horas de Carga (“LOLH”, por sus siglas en inglés)

¹⁴⁰ Argumentación Oral, archivo #3, marca de tiempo 6:10.

¹⁴¹ Respuesta de la Autoridad 125e al requerimiento de información de ICSE-PR.

¹⁴² Reglamento del PIR §2.04(B)6.

¹⁴³ Comentarios de ICSE-PR en Oposición a Moción de Reconsideración, p. 4-5.

¹⁴⁴ Orden Final, ¶¶ 202 – 205.

para determinar el margen de reserva y argumenta que esta es una herramienta de medición apropiada.¹⁴⁵

111. La Autoridad argumenta que sus cuatro (4) LOLH están relacionadas al nivel de servicio esperado por los clientes y es análogo a la medida de Pérdida de Expectativa de Carga (“LOLE”, por sus siglas en inglés) utilizada por Operadores Independientes del Sistema en los Estados Unidos, excepto que es significativamente más relajado debido a la naturaleza de Puerto Rico por ser una isla.¹⁴⁶ La Autoridad argumenta que contrario a lo expresado en la Orden Final, la Autoridad utilizó un acercamiento comprensivo en la formulación de las Carteras, consideró una amplia gama de opciones, y no dejó opciones válidas sin identificar.¹⁴⁷

112. Los argumentos de la Autoridad son poco convincentes. Actualmente, el margen de reserva de la Autoridad es de 90 por ciento. Por lo tanto, su flota de generación existente es capaz de servir casi el doble de su carga máxima.¹⁴⁸ Esto representa un margen de reserva extremadamente grande aun tomando en consideración que Puerto Rico opera como una isla sin la capacidad para hacer transferencias de energía a otras regiones.

113. La Comisión señaló en su Orden Final que el PIR de la Autoridad no discutió ni explicó la elección de 4 LOLH por año como la restricción de confiabilidad que es sustancialmente menos estricta que la norma de “un día en diez años” utilizada por muchas entidades confiables.¹⁴⁹ Hay múltiples referencias que indican que las carteras fueron diseñadas para mantener el LOLH en o por debajo de cuatro horas al año.¹⁵⁰ Según señalado por la Autoridad, la Comisión determinó que utilizar el LOLH no necesariamente es una medida inapropiada de confiabilidad. No obstante, el LOLH utilizado por la Autoridad no produjo la transparencia requerida por la Comisión en la planificación del margen de reserva.

114. Por otra parte, aun si el LOLH fuese aceptable, el uso de éste por parte de la Autoridad fue defectuoso, haciéndolo mucho menos útil. Por ejemplo, el análisis de LOLH de la Autoridad no comparó el beneficio del aumento en la confiabilidad con el costo de añadir la generación necesaria para producir dicho beneficio, lo cual es de vital importancia. La Autoridad también falló en dar apoyo a su selección de una métrica de confiabilidad.

¹⁴⁵ Moción de Reconsideración de la Autoridad, ¶¶ 132 - 134.

¹⁴⁶ *Id.*, ¶ 134.

¹⁴⁷ *Id.*, ¶ 136.

¹⁴⁸ PIR Revisado, Tabla 3-1.

¹⁴⁹ Orden Final, Nota al calce 113.

¹⁵⁰ PIR Revisado, Sección 8.3.3.

115. Por las razones antes esbozadas, la Comisión **DENIEGA** la Moción de Reconsideración de la Autoridad con respecto al margen de reserva.

N. Independencia de Siemens

116. La Autoridad solicita que la Comisión determine que Siemens fue imparcial e independiente, observando la recomendación sobre la repotenciación de las unidades de ciclo combinado Aguirre 1 y 2 a ser realizadas utilizando un proveedor de turbinas de combustión distinto de Siemens. La Autoridad establece que se realizó un esfuerzo consciente para identificar varios suplidores para todas las opciones de generación evaluadas.¹⁵¹

117. La Comisión mantiene su decisión. Siemens fue responsable en gran parte por la preparación del PIR. Un ejemplo de un posible conflicto de interés fue el estudio de exploración para las turbinas de combustión que comprendía turbinas de siete fabricantes, incluyendo Alstom, GE, Hitachi, MHI, Rolls-Royce, y Wärtsilä, además de Siemens. No obstante, el proceso de selección del recurso térmico realizado por Siemens PTI evaluó detalladamente solo tres opciones: una de GE y dos de Siemens Technologies.¹⁵² Mientras que la Autoridad alega que Siemens actuó de forma independiente, la Autoridad tenía el deber de demostrar esto a través del procedimiento. Esto incluye tener el peso de probar que ninguna de las acciones de Siemens podría tener incluso *la apariencia* de un conflicto. La Comisión tiene el poder y la obligación de asegurar que las recomendaciones y acciones en un PIR se realicen en el mejor interés público. Las recomendaciones del PIR parecen borrar las líneas entre el interés público y el interés de Siemens. La Comisión afirma que la confianza del público es de gran importancia. Debe haber una total y completa separación entre los consultores que hacen recomendaciones a la Autoridad y aquellos que se podrían beneficiar de dichas recomendaciones para evitar incluso la apariencia de un conflicto.

118. La Comisión **DENIEGA** la Moción de Reconsideración de la Autoridad en relación a los hallazgos de la independencia de Siemens.

O. Recursos de Viento

119. La Autoridad cita su PIR Base para resaltar que la Comisión falló en entender las dos razones para no incluir proyectos de turbinas de viento como un potencial en tierra. Primero, señaló que el potencial es bastante bajo y segundo, que el posicionar turbinas de

¹⁵¹ Moción de Reconsideración de la Autoridad, ¶¶ 139 - 140.

¹⁵² PIR Revisado, Vol. I, p. 3-17; PIR Revisado, Vol. I, Tabla 3-12.

viento en la isla está siendo cada vez más difícil debido a la oposición local.¹⁵³ La Autoridad cita además un informe de la EIA para validación adicional de su posición.¹⁵⁴

120. La Comisión no está convencida de los argumentos repetidos por la Autoridad. No hay evidencia clara en el expediente sobre la oposición local. Sin embargo, incluso si hubiese evidencia sobre la oposición local, esto no exime a la Autoridad de cumplir con la ley y con el RPS. Por otra parte, la Comisión no puede confiar en declaraciones generales sobre el potencial eólico, en la medida que el desarrollo de facilidades de energía eólica es muy específico a la localización y requiere estudios basados en ubicaciones reales. Las variaciones en ubicación pueden conducir a resultados diferentes.

121. La Comisión **DENIEGA** la Moción de Reconsideración de la Autoridad con respecto a los Recursos de Viento.

P. Adiciones al calendario procesal del PIR

122. La Autoridad resalta que en el Apéndice de la Orden Final falta incluir ciertas actividades del calendario procesal: los cuatro requisitos de información emitidos por la Comisión a la Autoridad y las respuestas de ésta; la Orden Procesal del 30 de septiembre de 2015, emitida el 1 de octubre de 2015, programando la Conferencia Técnica; y, la Resolución y Orden del 23 de octubre de 2015, posponiendo la Conferencia Técnica. La Autoridad establece que estos asuntos deben ser añadidos al calendario.¹⁵⁵

123. La Comisión está de acuerdo con la Autoridad en que esta información fue inadvertidamente dejada fuera del calendario. La Comisión **CONCEDE** la Moción de Reconsideración de la Autoridad con respecto al calendario procesal.

V. CONCLUSIÓN

124. Los Artículos 6.3 (b) y (c) de la Ley 57-2014 conceden a la Comisión la autoridad de adoptar e implementar las regulaciones necesarias para “garantizar la capacidad, confiabilidad, seguridad, eficiencia y razonabilidad de las tarifas del sistema eléctrico”. La Sección 6B(h)(iii) de la Ley 83, según enmendada por la Ley 57-2014, autoriza a la Comisión a establecer los reglamentos aplicables para el desarrollo del PIR de la Autoridad. Cónsono con dichas disposiciones, la Comisión adoptó el Reglamento Núm. 8594, el cual establece el marco regulatorio y los requisitos de presentación aplicables a la Autoridad y la revisión del primer PIR de la Autoridad por la Comisión.

¹⁵³ Moción de Reconsideración de la Autoridad, ¶ 149; ¶ 150, citando el PIR Base, Vol. I, p. 4-3.

¹⁵⁴ *Id.*, ¶ 151, citando a <http://www.eia.gov/state/analysis.cfm?sid=RQ>; http://apps2.eere.energy.gov/wind/windexchange/where_is_wind_pr_vi.asp

¹⁵⁵ Moción de Reconsideración de la Autoridad, ¶ 155.

125. El 7 de julio de 2015, la Autoridad presentó su primer PIR que fue objeto de una evaluación exhaustiva de parte de la Comisión con la aportación de varias partes interesadas. La Comisión ha considerado y evaluado cuidadosamente todos los asuntos que resultaron de su Orden Final del 26 de septiembre de 2016. Los asuntos planteados por la Autoridad en su Moción de Reconsideración fueron reconsiderados cuidadosamente en esta Resolución de Reconsideración y resultaron en las conclusiones presentadas a continuación.

126. La Moción de Reconsideración de la Autoridad con respecto a la determinación de la Comisión sobre el cumplimiento se **DENIEGA**.

127. La Moción de Reconsideración de la Autoridad con respecto a la determinación de la Comisión de continuar la permisología para una unidad grande de combustible dual y ciclo combinado en Aguirre se **DENIEGA**.

128. La Moción de Reconsideración de la Autoridad con respecto a la determinación de la Comisión para buscar el reemplazo de las unidades existentes de ciclo combinado de Aguirre se **DENIEGA**.

129. La Moción de Reconsideración de la Autoridad con respecto a la determinación de la Comisión en relación a la continuación del desarrollo, gastos, y la justificación adicional del *Aguirre Offshore Gas Port* y las conversiones de combustible de Aguirre se **DENIEGA** hasta que la Autoridad presente el análisis económico del Complejo Aguirre y demuestre que estas opciones representan el menor costo.

130. La Moción de Reconsideración de la Autoridad con respecto a la determinación de la Comisión en relación al Plan de Acción de la Autoridad se **DENIEGA**.

131. La Moción de Reconsideración de la Autoridad con respecto a la determinación de la Comisión sobre los precios de combustible se **DENIEGA**.

132. La Moción de Reconsideración de la Autoridad con respecto a la determinación de la Comisión sobre el cumplimiento del modelaje del PIR se **DENIEGA**.

133. La Moción de Reconsideración de la Autoridad con respecto a la determinación de la Comisión sobre la permisología para tres unidades de combustible dual y ciclo combinado en Palo Seco, y la construcción de una de estas se **DENIEGA**.

134. La Moción de Reconsideración de la Autoridad con respecto a la determinación de la Comisión sobre la designación de las unidades de San Juan 9 y 10 como Uso Limitado, y la determinación en relación a la decisión del retiro de las unidades Costa Sur 3 y 4, Palo Seco 1 y 2, San Juan 7 y 8 se **CONCEDE EN PARTE** con instrucciones.

135. La Moción de Reconsideración de la Autoridad con respecto a la determinación de la Comisión en relación a la recopilación de datos e informes ambientales se **CONCEDE** con instrucciones.

136. La Moción de Reconsideración de la Autoridad con respecto a la determinación de la Comisión sobre el proceso de subasta se **CONCEDE** con instrucciones.

137. La Moción de Reconsideración de la Autoridad con respecto a la determinación de la Comisión sobre la suficiencia del pronóstico de demanda se **DENIEGA**.

138. La Moción de Reconsideración de la Autoridad con respecto a la determinación de la Comisión sobre el margen de reserva se **DENIEGA**.

139. La Moción de Reconsideración de la Autoridad con respecto a la determinación de la Comisión sobre la independencia de Siemens se **DENIEGA**.

140. La Moción de Reconsideración de la Autoridad con respecto a la determinación de la Comisión sobre los recursos de viento se **DENIEGA**.

141. La Moción de Reconsideración de la Autoridad con respecto a la determinación de la Comisión sobre el calendario procesal se **CONCEDE**.

142. La Comisión ha intentado emitir una Resolución exhaustiva que responda a los asuntos mayores presentados por la Autoridad en su Moción de Reconsideración. En la medida en que haya asuntos o argumentos que no fueron atendidos en esta Resolución, los mismos se **DENIEGAN**.

143. Excepto como se señala en esta Resolución de Reconsideración, la Orden Final de la Comisión emitida el 26 de septiembre de 2016 se afirma en su totalidad y permanece en pleno vigor y efecto.

Cualquier parte adversamente afectada por las disposiciones de esta Resolución de Reconsideración podrá presentar un recurso de revisión judicial ante el Tribunal de Apelaciones dentro de treinta (30) días a partir de la fecha de la notificación de esta Resolución. Se deberá presentar una copia de cualquier recurso de revisión judicial ante la Comisión y las demás partes en el presente procedimiento dentro del término establecido para solicitar revisión judicial. La presentación del recurso de revisión judicial será gobernada por las disposiciones aplicables de la LPAU y el Reglamento del Tribunal de Apelaciones.

Para el beneficio de todas las partes involucradas, la Comisión publica la presente Resolución en el idioma español y el idioma inglés. De surgir cualquier discrepancia entre ambas versiones, prevalecerá lo dispuesto en la versión en inglés.

Notifíquese y publíquese.



Agustín F. Carbó Lugo
Presidente

Ángel R. Rivera de la Cruz
Comisionado Asociado

José H. Román Morales
Comisionado Asociado

CERTIFICACIÓN

Certifico que la Comisión de Energía de Puerto Rico así lo acordó el 10 de febrero 2017 y que hoy 21 de marzo de 2017 aprobó la versión en español de esta Resolución sobre la Moción de Reconsideración de la Autoridad en el Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002. Además certifico que la misma fue notificada mediante correo electrónico a: acasellas@amgprlaw.com, agraitfe@agraitlawpr.com, ana.rodriguez@oneillborges.com, ccf@tcmrslaw.com, carlos.reyes@EcoEléctrica.com, carlos.valdejuly@oneillborges.com, cfl@mcvpr.com, pnieves@fgrlaw.com, codiot@oipc.pr.gov, dortiz@elpuente.us, edwin.quinones@aae.pr.gov, dperez@cabprlaw.com, epo@amgprlaw.com, rstgo2@gmail.com, energiaverdepr@gmail.com, hburgos@cabprlaw.com, fermin.fontanes@oneillborges.com, felipelozada1949@gmail.com, fviejo@amgprlaw.com, jperez@oipc.pr.gov, ivc@mcvpr.com, lga@elpuente.us, lionel.orama@upr.edu, mgrpcorp@gmail.com, lmateo@ferraiuoli.com, n-ayala@aeep.com, n-vazquez@aeep.com, valvarados@gmail.com, victorluisgonzalez@yahoo.com y mehernandez@fgrlaw.com. Certifico que la presente es copia fiel y exacta de la versión en español de la Resolución emitida por la Comisión de Energía de Puerto Rico y que en el día de hoy 21 de marzo 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.: Nérida Ayala and Nitza D. Vázquez
Rodríguez
PO Box 364267
Correo General
San Juan, PR 00936-4267

Felipe Lozada-Montanez
Coordinador, Mesa de Diálogo Energético
PMB 359
425 Carr. 693, Suite 1
Dorado, PR 00646



Roumain & Associates, PSC
1702 Ave. Ponce de León, 2do Piso
San Juan, PR 00909

EcoEléctrica, L.P.
Carlos A. Reyes, P.E.
Carretera 337 Km 3.7, Bo. Tallaboa
Poniente, Peñuelas, PR 00624

Lcdo. Fernando Agrait
701 Ave. Ponce de León
Edificio Centro de Seguros, Oficina 414
San Juan, PR 00907

Enlace Latino de Acción Climática
41 Calle Faragan
Urb. Chalets de Villa Andalucía
San Juan, PR 00926

El Puente de Williamsburg, Inc.
211 South 4th St.
Brooklyn, New York 11211

Adsuar Muñiz Goyco Seda & Pérez-Ochoa, P.S.C.
Lcdo. Eric Pérez-Ochoa
PO Box 702924
San Juan, PR 00936

McConnell Valdés, LLC
Lcdo. Carlos Fernández Lugo
PO Box 364225
San Juan, PR 00936

Instituto Nacional de Energía y Sostenibilidad Isleña
Lionel R. Orama Exclusa, D.Eng. P.E.
Jardín Botánico
1187 Flamboyán
San Juan, PR 00926

Windmar Group
Attn.: Mr. Víctor González
Calle San Francisco #206
San Juan, PR 00901

Toro, Colón Mullet, Rivera & Sifre, PSC
Lcdo. Carlos Colón Franceschi
PO Box 195383
San Juan, PR 00919-5383

Oficina Estatal de Política Pública Energética
PO Box 41314
San Juan, PR 00940

Lcda. Ruth Santiago
PO Box 518
Salinas, PR 00751

Comité de Diálogo Ambiental, Inc.
Urb. Las Mercedes Calle 13 #71
Salinas, PR 00751

Casellas, Alcover & Burgos, P.S.C.
Lcdo. Heriberto Burgos/Lcda. Diana Pérez Seda
PO Box 364924
San Juan, PR 00936

Ferraiuoli, LLC
Lcda. Lillian Mateo-Santos
PO Box 195168
San Juan, PR 00919-5168

Asociación Puertorriqueña de Energía Verde
Alan M. Rivera Ruíz
Presidente
PO Box 50688
Toa Baja, PR 00950-0688



O'Neill & Borges, LLC

Lcdo. Carlos Valldejuly/Lcdo. Fermín
Fontanes/Lcda. Ana Rodríguez
American International Plaza
250 Muñoz Rivera Ave, Ste. 800
San Juan, PR 00918

Fiddler, González & Rodríguez, P.S.C.

Lcdo. Pedro J. Nieves-Miranda/Lcda. Melissa
Hernández Carrasquillo
P.O. Box 363507
San Juan, Puerto Rico 00936-3507

**Oficina Independiente de Protección al
Consumidor**

Lcdo. José A. Pérez Vélez/Lcda. Coral Odio
268 Ave. Ponce de León
Hato Rey Center, Suite 524
San Juan, PR 00918

Para que así conste firmo la presente en San Juan, Puerto Rico, hoy, 21 de marzo de 2017.

María del Mar Cintrón Alvarado
Secretaria