

AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PUERTO RICO
ESTADO LIBRE ASOCIADO DE PUERTO RICO



CONSIDERACIÓN DE LOS ESTÁNDARES DEL EPACT 2005:
TIME-BASED METERING AND COMMUNICATIONS
INTERCONNECTION STANDARDS FOR DISTRIBUTED RESOURCES

Preparado por:
División de Planificación y Estudios

Junio de 2007



AVISO SOBRE VISTAS PÚBLICAS

La Autoridad de Energía Eléctrica celebrará vistas públicas para cumplir con los requisitos de la Energy Policy Act 2005 (EPACT05-P.L. 109-58) la cual enmendó la Public Utility Regulatory Policies Act of 1978 (PURPA-P.L. 95-617). PURPA promueve la conservación de la energía suplida por empresas de electricidad, la eficiencia óptima de las instalaciones eléctricas y los recursos, y tarifas justas para los consumidores de electricidad. La Autoridad está comprometida con estos propósitos que aportan significativamente a lograr nuestra misión y a la competitividad de Puerto Rico.

La Autoridad deberá determinar adoptar o no los siguientes estándares contemplados en EPACT05: *Sec. 1252 Time-Based Metering and Communications* y *Secc. 1254 Interconnection Standards for Distributed Resources*. A tales efectos en estas vistas se considerará la opinión pública sobre estos estándares.

Las vistas públicas de llevarán a cabo en:

9 de julio de 2007

**Ponce - 10:00 A.M. a 2:00 P.M.
Salón de Actividades en La Guancha
Ave. Santiago de los Caballeros Final
Sector La Guancha, Ponce**

10 de julio de 2007

**San Juan - 10:00 A.M. a 2:00 P.M.
Edificio Juan Ruiz Vélez, Salón de Conferencias A
Ave. Ponce de León, Pda. 16 ½, Santurce**

Aquellas personas que interesan someter ponencias por escrito, deberán presentarlas no más tarde del 10 de julio de 2007 a la Oficina del Consultor Jurídico, Edificio NEOS, Oficina 601, Avenida Ponce de León, Parada 16 ½, Santurce, de 8:00 A.M. a 11:00 A.M. y de 1:00 P.M. a 3:30 P.M. También puede enviarlas por correo electrónico a epact05@prepa.com o por correo a la siguiente dirección:

**EPACT05 - Oficina del Consultor Jurídico
Autoridad de Energía Eléctrica
PO BOX 364267
San Juan, Puerto Rico 00936-4267**

Toda persona que desee comparecer a deponer oralmente, deberá entregar una copia de su ponencia al Oficial Examinador en la vista. Cada deponente tendrá quince (15) minutos para exponer su posición.

Información relacionada con este asunto se puede acceder en la siguiente dirección de Internet: www.aeepr.com bajo Avisos y en las siguientes oficinas comerciales de la Autoridad:

Región de Arecibo
Oficina Comercial Arecibo
Ave. Juan Rosado 196
Arecibo

Región de Mayagüez
Oficina Comercial Mayagüez Mall
Centro Comercial Mayagüez Mall
Carr #2, Mayagüez

Región de Bayamón
Oficina Comercial de Vega Baja
Ave. Betances Final
Vega Baja

Región de Ponce
Oficina Comercial Ponce Norte
Santa María Shopping Center
Ponce

Región de Caguas
Oficina Comercial Caguas Norte
Ave. Muñoz Rivera 2
Caguas

Región de San Juan
Oficina Comercial Hato Rey
Ave. Ponce de León 571
Hato Rey

Región de Carolina
Oficina Comercial de Canóvanas
Calle Palmer 103
Canóvanas

Para información adicional sobre la EPACT05 puede acceder la página de la Federal Energy Regulatory Commission: www.ferc.gov.

De tener alguna duda con relación a este asunto deberá comunicarse con la Oficina del Consultor Jurídico, Lic. Félix Pérez Rivera, en la dirección antes indicada o por teléfono al 787-289-4433.

En San Juan, Puerto Rico a 19 de junio de 2007.

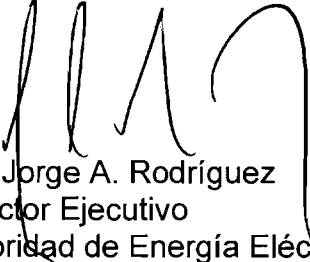

Ing. Jorge A. Rodríguez
Director Ejecutivo
Autoridad de Energía Eléctrica

Tabla de Contenido

	Página
I. INTRODUCCIÓN.....	1
A. Antecedentes	1
B. Public Utility Regulatory Policies Act.....	1
C. Costo Efectividad	2
D. Otros Aspectos de PURPA	2
II. TIME-BASED METERING AND COMMUNICATIONS.....	3
A. Disposiciones del EAct 2005 sobre Time-Based Metering and Communications	3
B. Beneficios y Costos de estas Tarifas	5
C. Consideraciones al Establecer estas Tarifas	6
1. Información a los Clientes	6
2. Evaluación de las Características de las Cargas.....	6
3. Medición	6
4. Recopilación de Datos.....	8
5. Cambios en Patrones de Consumo.....	9
6. Demanda Transferida.....	10
D. Estructura Tarifaria de la Autoridad e Incorporación de las Tarifas TOU...	10
E. Consideración de Tarifas Time-Based para Clientes Residenciales.....	11
F. Curva de Carga Clientes Residenciales.....	17
III. INTERCONNECTION STANDARDS FOR DISTRIBUTED RESOURCES.....	19
A. Disposiciones del EAct 2005 sobre Interconexión.....	19
B. Estándar IEEE 1547.....	20
C. Efectos de Interconectar Generadores en el Sistema de Distribución	20
1. Seguridad	21
2. Confiabilidad del Sistema	21
3. Operación del Sistema	21
D. Prácticas Contemporáneas de Interconexión.....	22
1. Procedimiento Revisión Administrativa y Técnica	23
2. Acuerdo de Interconexión.....	23
E. Costos Relacionados a la Interconexión de Generadores Distribuidos.....	24
F. Impacto en las Finanzas de las Compañías Eléctricas.....	24
G. Generación Distribuida y Fuentes de Energía Renovables.....	24
IV. RECOMENDACIONES.....	26
A. Time-Based Metering and Communications	26
B. Interconnection Standard For Distributed Resources.....	27

I. INTRODUCCIÓN

A. Antecedentes

El *Energy Policy Act 2005* (EPAAct 2005) fue firmado el 8 de agosto de 2005. Este enmendó a la *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA) (Título XII. Electricidad, Subtítulo E, Sección 111(d)), para requerir a las compañías de electricidad considerar adoptar nuevos estándares.

La Autoridad se encuentra en proceso de considerar estándares del EPAAct 2005. Para esto nombró comités de trabajo multidisciplinarios que estudian la reglamentación y todos los aspectos que deben evaluarse. En adición la Autoridad contrató los servicios de EPRI International para investigar las prácticas contemporáneas relacionadas con el *Interconnection Standard for Distributed Resources*.

De acuerdo con el EPAAct 2005 la determinación de adoptar o no los estándares *Time-based Metering and Communications e Interconnection Standards for Distributed Resources* se debe concluir para el 8 de agosto de 2007. La Autoridad debe establecer si la implantación de cada estándar en Puerto Rico es apropiada para lograr los propósitos de PURPA. La determinación debe realizarse por escrito, tomando en cuenta los hallazgos y las evidencias que se presenten en vistas públicas

B. *Public Utility Regulatory Policies Act*

Antes del 1970 las compañías de electricidad y el Gobierno se dedicaban a mercadear su servicio para promover ventas de electricidad a gran escala. De esta manera se aprovechan las instalaciones eléctricas y se alcanzaba desarrollo económico. A partir de la década de los 70', los costos de capital, combustible y mano de obra han aumentado significativamente. Esta situación representa un reto para que las compañías de electricidad mantengan el precio de la electricidad lo más bajo posible. Por eso la conservación y uso eficiente de la energía son muy importantes y se incluyeron el *National Energy Act* de 1978. Una de las partes más importantes de esta

Ley fue PURPA. PURPA se estableció en el 1978 para promover: (1) la conservación de energía suplida por las compañías de electricidad, (2) optimizar la eficiencia en el uso de instalaciones y recursos de las compañías de electricidad y (3) establecer tarifas equitativas para los consumidores de electricidad. A través de los años tanto el *National Energy Act* como PURPA se enmendaron para continuar atendiendo necesidades relacionadas con energía en la nación. PURPA es una de las leyes de mayor trascendencia para la Autoridad de Energía Eléctrica.

C. Costo Efectividad

El proceso para considerar los estándares debe evaluar si la implantación de los estándares contribuye a alcanzar los propósitos de PURPA. El criterio de mayor impacto es el relacionado con la evaluación de si las alternativas son costo efectivas. Esta consideración se relaciona principalmente con proveer tarifas equitativas para los consumidores de electricidad. No obstante todos los propósitos de PURPA son importantes y se interrelacionan. Cuando se cumplen al menos dos de los tres propósitos se entiende que se alcanzan los propósitos de PURPA.

D. Otros Aspectos de PURPA

Bajo PURPA las compañías de electricidad con ventas anuales totales que excedan 500 millones de kilovatios hora deberán considerar los estándares. No obstante, las compañías de electricidad pueden determinar adoptar o no adoptar los mismos. Las compañías de electricidad tienen hasta el 8 de agosto de 2007 para llegar a una determinación sobre los siguientes estándares: *Sec. 1252 - Time-Based Metering and Communications* y *Sec. 1254 - Interconnection Standards for Distributed Resources*.

II. TIME-BASED METERING AND COMMUNICATIONS

A. Disposiciones del EAct 2005 sobre *Time-Based Metering and Communications*

El propósito de este estándar es proveer a todas las clases de clientes y a clientes individuales según soliciten, tarifas cuyos cargos varíen durante los diferentes períodos de tiempo y reflejen la diferencia, si alguna, en los costos en que incurre la compañía de electricidad en generar y comprar energía. Con relación a este estándar, el EAct establece lo siguiente:

(14) Time-Based Metering and Communications – (A) Not later than 18 months after the date of enactment of this paragraph, each electric utility shall offer each of its customer classes, and provide individual customers upon customer request, a time-based rate schedule under which the rate charged by the electric utility varies during different time periods and reflects the variance, if any, in the utility’s costs of generating and purchasing electricity at the wholesale level. The time-based rate schedule shall enable the electric consumer to manage energy use and cost through advanced metering and communications technology.

(B) The types of time-based rate schedules that may be offered under the schedule referred to in subparagraph (A) include, among others—

- (i) time-of-use pricing whereby electricity prices are set for a specific time period on an advance or forward bases, typically not changing more often than twice a year, based on the utility’s cost of generating and/or purchasing such electricity at the wholesale level for the benefit of the consumer. Prices paid for energy consumed during these periods shall be pre-established and known to consumers in advance of such consumption, allowing them to vary their demand and usage in response to such prices and manage their energy costs by shifting usage to a lower cost period or reducing their consumption overall;*
- (ii) critical peak pricing whereby time-of-use prices are in effect except for certain peak days, when prices may reflect the costs of generating and/or purchasing electricity at the wholesale level and when consumers may receive additional discounts for reducing peak period energy consumption;*
- (iii) real-time pricing whereby electricity prices are set for a specific time period on an advanced or forward basis, reflecting the utility’s cost of generating and/or purchasing electricity at the wholesale level, and may change as often as hourly; and*

(iv) credits for consumers with large loads who enter into pre-established peak load reduction agreements that reduce a utility's planned capacity obligations.

(C) Each electric utility subject to subparagraph (A) shall provide each customer requesting a time-based rate with a time-based capable of enabling the utility and customer to offer and receive such rate, respectively.

Las tarifas basadas en tiempo se refieren a tarifas en las cuales los precios varían dependiendo el periodo en que el cliente consuma la electricidad. El EAct 2005 menciona ejemplos de cuatro tipos de estas tarifas:

- **Tiempo de Uso (TOU)** – En esta tarifa se especifican diferentes precios, según los períodos de tiempo definidos. Se puede especificar diferentes períodos de tiempo tales como: período pico, intermedio y fuera de pico. Los precios de la demanda y la energía son diferentes para cada uno de estos períodos. Estos precios se establecen para que el cliente pueda variar el uso de la energía en respuesta a los precios. Los mismos deben estar basados en los costos de generación y de compra de energía. Los precios en el período pico son más altos que el costo promedio en que incurre la compañía de electricidad en producir la energía y en el período fuera de pico los precios son menores.
- **Critical Peak Pricing (CPP)** – Estas tarifas son similares a las TOU. Sin embargo, permite que la compañía aumente los precios en el período pico durante un número de horas en que la demanda aumenta sustancialmente. Debido a esto cualquier reducción de la carga en estas horas provee grandes beneficios a la compañía de electricidad en los días de demanda máxima. Los precios se establecen igual a los periodos de la tarifa de tiempo de uso a excepción de algunos días picos.
- **Real Time Pricing (RTP)** – Los precios de estas tarifas varían según los costos en tiempo real. RTP requiere que la compañía de electricidad le provea al cliente constantemente los precios de la energía y su uso.

- Créditos para clientes con carga alta – En este caso se establece un contrato con el cual el cliente se compromete a reducir su demanda máxima para a su vez reducir la necesidad de capacidad de generación futura de la compañía de electricidad.

Las compañías de electricidad deben determinar si es viable la adopción de este estándar. Con este propósito se debe evaluar el efecto de la implantación de estas tarifas, los resultados esperados y la opinión del público mediante la celebración de vistas.

B. Beneficios y Costos de estas Tarifas

Las tarifas en las cuales los precios varían dependiendo del periodo en que el cliente usa la energía, tienen como propósito proveer señales de precio a los clientes para que éstos decidan cuándo consumir la electricidad. Esto podría resultar en reducciones en la demanda en horas en las cuales producir la energía es más costoso y aumentar la confiabilidad del sistema. En adición, pueden reducir la necesidad de añadir al sistema unidades de generación que se utilizan en períodos de demanda alta, tales como turbinas de gas.

Los beneficios que obtiene la compañía de electricidad dependen de la reducción en la demanda de los clientes en los periodos de demanda pico como respuesta a los precios establecidos en la tarifa. Reducciones en la demanda pico pueden aumentar la confiabilidad del servicio en estos periodos. También se debe evaluar si las mismas son apropiadas para algunos tipos de clientes, los beneficios y costos y si éstas resultan en un aumento en sus facturas. En este caso se puede determinar si para la mayoría de los clientes en una clase en particular el costo promedio le provee tarifas más equitativas.

Al igual que se deben evaluar los beneficios que se pueden obtener al adoptar este estándar, es necesario evaluar los costos en que tiene que incurrir la compañía de electricidad. Algunos de estos costos son: inversión en metros y otra infraestructura, costos administrativos, adiestramiento técnico de los empleados para analizar la información, programación para recopilar los datos y educación a los clientes. También, se deben considerar los costos administrativos para implantar y promocionar la tarifa basada en tiempo. Los costos relacionados con el procesamiento de datos pueden aumentar debido al volumen de información. Sin embargo, se debe evaluar si algunos de estos costos disminuye debido a la lectura automática de los metros, ya que los datos se envían directamente a la computadora.

C. Consideraciones al Establecer estas Tarifas

1. Información a los Clientes

Las compañías de electricidad tienen que educar e informar a los clientes y el costo relacionado con estas actividades debe ser considerado. Las compañías pueden tener la capacidad de enviar datos a los clientes a través de Internet para que los clientes puedan revisar los precios a los que se le está vendiendo la electricidad.

2. Evaluación de las Características de las Cargas

También es importante evaluar las curvas de carga de los clientes para determinar si existe el potencial para que éstos puedan ajustar su carga. Generalmente los clientes residenciales no responden a cambios en el precio como los clientes industriales y comerciales con alto consumo de energía. Los clientes industriales tienen más opciones para reducir o transferir su carga, incluyendo el uso de generadores.

3. Medición

El desarrollo de tarifas basadas en tiempo requiere que se evalúe la tecnología disponible en términos de metros, recopilación de datos, equipo de comunicación y otra

infraestructura. Actualmente hay varias opciones y cada una requiere que la compañía de electricidad invierta en la compra de equipo y la implantación de la tecnología. Estos costos pueden ser recuperados como parte de las tarifas y se debe determinar en qué manera se reflejará este costo en la factura de los clientes. Varias opciones para recuperar los costos de los metros son: que la compañía de electricidad incluya un cargo adicional por el metro o incluya los costos en la tarifa básica. En adición, la compañía de electricidad puede responsabilizarse del costo de los metros si a largo plazo recupera este costo de los ahorros esperados con las tarifas basadas en tiempo.

Los metros tradicionales no tienen la capacidad requerida para implantar tarifas basadas en tiempo. Por lo tanto, los metros deben ser remplazados o actualizados para identificar las horas en que el cliente utiliza la electricidad. Probablemente, la compañía de electricidad deberá incurrir en costos para la adquisición e instalación de nuevos metros. Estos costos dependen de la tecnología del metro, de la cantidad de metros a adquirir y del tipo de tarifa basada en tiempo que se adopte. En adición al costo de los metros, se debe invertir en infraestructura adicional para la recopilación de datos y la comunicación entre el metro y la compañía de electricidad.

Los metros deben ser seleccionados basados en el nivel de datos requeridos y la frecuencia. En el caso de *Real Time Pricing* se requiere que el metro registre la demanda del cliente en todo momento, mientras que en las TOU se requiere que en los metros midan el consumo para dos o tres períodos de tiempo. Los metros tradicionales no están diseñados para tener disponibles los datos necesarios para facturar a clientes con tarifas basadas en tiempo.

Los metros inteligentes pueden registrar en qué momentos del día el cliente consumió energía y con esta información disponible se puede facturar a clientes con tarifas basadas en tiempo. Los metros inteligentes pueden ser utilizados de varias formas que pueden mejorar la comunicación y la respuesta en la demanda de energía a través de la recopilación de datos y la verificación de la demanda en todo momento. Sin

embargo, estos metros son más costosos comparados con los metros que actualmente utiliza la Autoridad.

Actualmente, la Autoridad no tiene metros capaces de agrupar la energía consumida por el cliente por periodo de tiempo para los clientes residenciales. Sin embargo, existen metros a secundaria con esta capacidad. Estos metros son más costosos que los metros utilizados actualmente. En adición, sería necesario hacer cambios en el sistema de lectura y facturación actual.

La Autoridad está en el proceso de completar la instalación de metros de lectura remota por medio de TWACS (*Two Way Automatic Communication System*). Estos metros no poseen memoria para almacenar la información de consumo y demanda cada hora. Para implementar tarifas TOU para clientes residenciales sería necesario reemplazar estos metros.

4. Recopilación de Datos

En adición a la tecnología del metro, la compañía de electricidad debe decidir qué tecnología va a utilizar para recopilar los datos. Los datos pueden ser recopilados en Lectura Remota Automatizada (AMR). Esta tecnología permite enviar señales de los metros a la compañía de electricidad y recopilar los datos sin interacción humana. La lectura manual de los metros puede realizarse con diferentes tecnologías, tales como: *scanners* y transferencia automática usando una computadora de mano. Las lecturas de metros automática y manual son capaces de funcionar con las tarifas basadas en tiempo.

La tecnología de comunicación puede utilizarse para notificar a los clientes las fluctuaciones en el precio. Esto puede hacerse por teléfono, beeper, Internet o el uso de señales a los enseres en los hogares de los clientes tales como: acondicionadores de aire, calentadores; y permite a la compañía de electricidad reducir la demanda del equipo durante las horas pico. Mientras más complejo el sistema de comunicación,

mayor los costos de instalación y mantenimiento; pero el sistema procesa los datos más rápido.

5. Cambios en Patrones de Consumo

Generalmente para que los clientes que se facturan con tarifas basadas en tiempo se beneficien de estas tarifas, deben alterar su patrón de consumo. En el caso de la mayoría de los clientes residenciales tendrían que utilizar algunos de sus equipos a altas horas de la noche. Por ejemplo: limitar el uso de la secadora y utilizarla por las noches y fines de semana. Si los ahorros que obtendrían los clientes con las tarifas basadas en tiempo exceden los costos e inconveniencias en que tienen que incurrir para cambiar su patrón de consumo, se podría adoptar este tipo de tarifa. De lo contrario, este tipo de tarifa no tendría gran acogida entre los clientes. Estos costos e inconvenientes pueden afectar la aceptación y la respuesta de los clientes residenciales a las tarifas basadas en tiempo.

Se pueden utilizar varias estrategias para que los clientes puedan acogerse a las tarifas basadas en tiempo. Dependiendo de los requisitos de las tarifas, el acogerse a ellas pueden ser obligatorio, voluntario o la única tarifa que esté disponible a este tipo de cliente. En el caso que sea obligatorio, se requiere que todos los clientes del grupo seleccionado participen de las tarifas basadas en tiempo. En este caso no hay otras opciones disponibles al cliente. Si se permite que el cliente se acoja voluntariamente a las tarifas, el cliente interesado sería aquel que entiende que puede cambiar su patrón de consumo. En adición podrían acogerse a la tarifa clientes que se beneficiarían de la tarifa con su patrón actual de consumo. Probablemente estos clientes experimentarían reducciones en su factura, pero no proveerán beneficios adicionales al sistema. También pueden diseñarse tarifas basadas en tiempo en las cuales el cliente se acoge automáticamente, pero se le da la oportunidad de cambiar de tarifa si así lo desea. El beneficio de este método es que los clientes tendrían la oportunidad de hacer cambios en sus demandas antes de que soliciten facturarse con otra tarifa.

6. Demanda Transferida

Otro aspecto que se debe considerar al evaluar las tarifas basadas en tiempo es la demanda transferida de horas pico a horas fuera de pico. Esta transferencia podría causar que el precio de producir la energía fuera de pico aumente. Se debe considerar la diferencia en el costo entre el período pico y fuera de pico. Esto afecta grandemente la acogida que pueda tener la tarifa basada en tiempo. Si las diferencias no son muy marcadas, probablemente los clientes no estarán interesados en participar en este tipo de tarifas.

D. Estructura Tarifaria de la Autoridad e Incorporación de las Tarifas TOU

La Ley Núm. 83 del 2 de mayo de 1941, según enmendada, faculta a la Autoridad a:

“(l) Determinar, fijar, alterar, imponer y cobrar tarifas razonables, derechos, rentas y otros cargos por el uso de las instalaciones de la Autoridad o por los servicios, energía eléctrica u otros artículos vendidos, prestados o suministrados por la Autoridad en la preservación, desarrollo, mejoras, extensión, reparación, conservación y funcionamiento de sus instalaciones y propiedades, para el pago de principal e intereses sobre bonos y para cumplir con los términos y disposiciones de los convenios que se hicieren con o a beneficio de los compradores o tenedores de cualesquiera bonos de la Autoridad. Igualmente se dispone que al fijar tarifas, derechos, rentas y otros cargos por la energía eléctrica, la Autoridad tendrá en cuenta aquellos factores que conduzcan a fomentar el uso de la electricidad en la forma más amplia y variada que sea económicamente posible.”

En adición, la Ley Núm. 21 del 31 de mayo de 1985 (Ley Uniforme para la Revisión y Modificación de Tarifas) establece un procedimiento adecuado y uniforme para revisar y modificar las tarifas por servicios públicos básicos que ofrecen las corporaciones públicas.

En el 1989, la Autoridad revisó sus tarifas, ya que determinó que los próximos años tendría una deficiencia en sus ingresos que afectaría su capacidad de financiar la construcción de infraestructura y brindarle al sistema eléctrico el mantenimiento

necesario. En esta revisión, los gastos que se consideraron para determinar las tarifas fueron:

- Gastos corrientes de operación.
- Pagos de intereses, principal y reservas requeridas por contratos de fideicomiso.
- Recursos para aportar al Fondo de Renovación y Reemplazo que cubre la rehabilitación del sistema eléctrico y la expansión del mismo.
- Proveer fondos para Contribución en Lugar de Impuestos equivalente a un once por ciento de los ingresos brutos.
- Mantener la cobertura en deuda de bonos sobre 1.2 veces.

Uno de los factores principales, en adición a aumentar los ingresos de ventas de la Autoridad, fue reestructurar las tarifas para aumentar el cargo fijo y el cargo por demanda y reducir los cargos por energía. De esta manera, la estructura de precio refleja mejor los costos en que incurre la Autoridad para brindar el servicio.

En esta revisión tarifaria se incorporaron las tarifas horas de uso a voltaje de distribución primaria y transmisión. Estas tarifas fomentan que el consumo de energía de los clientes industriales y comerciales sea mayor durante las horas de menor demanda en el sistema eléctrico de la Autoridad. Durante período fuera de pico se le cobra un cargo por demanda y energía menor que en el periodo pico.

Actualmente un total de 21 clientes están acogidos a las tarifas TOU, de los cuales 2 están servidos a voltaje de distribución primaria y los restantes 19 clientes a voltaje de transmisión. La implantación de esta tarifa en términos económicos le representó un ahorro aproximado a estos clientes de 4.37 %. Las tarifas TOU actuales están incluidas en el documento Tarifas para el Servicio de Electricidad. El mismo está disponible en las diferentes oficinas comerciales de la Autoridad y en la página de Internet www.aeepr.com en la sección de Servicios.

E. Consideración de Tarifas *Time-Based* para Clientes Residenciales

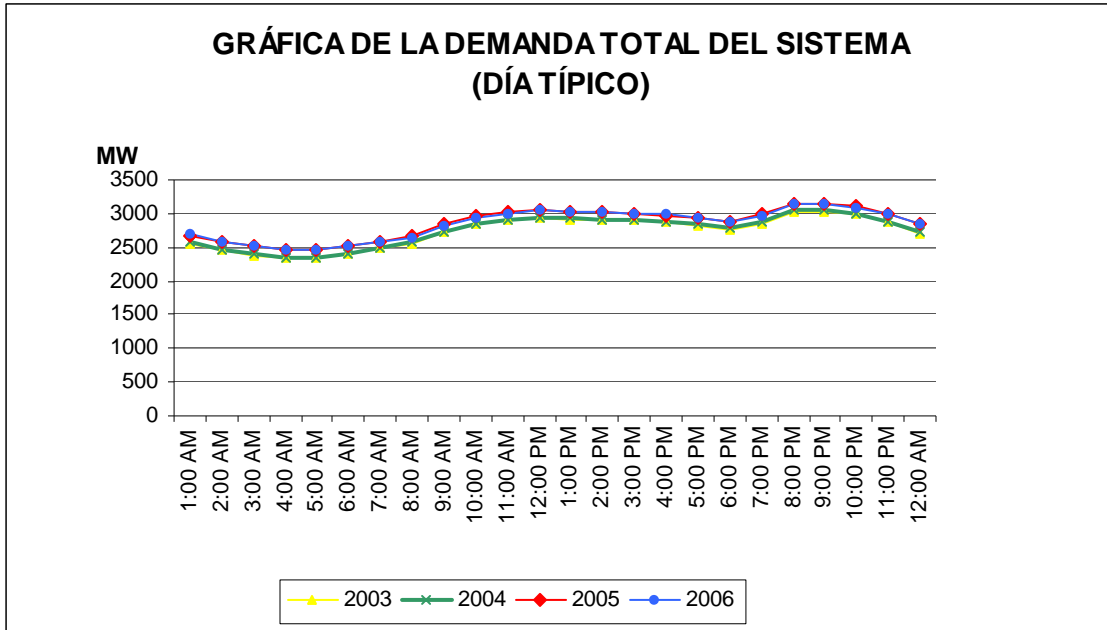
El número de clientes de la Autoridad por clase de servicio para el año fiscal 2006 es:

Clase de Servicio	Número de Clientes
Residencial	1,315,345
Comercial	130,082
Industrial	1,618
Alumbrado Público	1,723
Agrícola	1,424
Otros	5
Total	1,450,227

La estructura tarifaria de la Autoridad tiene disponibles tarifas tiempo de uso para las clases de servicio comercial e industrial. Esto es debido a que los clientes industriales y comerciales tienen más oportunidad de transferir parte de su carga y modificar su patrón de consumo que un cliente residencial.

Si desarrolláramos tarifas basadas en tiempo para clientes residenciales sería necesario evaluar si la tarifa le resulta beneficiosa al transferir carga del periodo de horas pico al periodo de horas fuera de pico. En adición, los precios de la tarifa deben reflejar las diferencias en el costo de generar la electricidad en los diferentes periodos de tiempo. Las diferencias en los costos de generación por periodo deben ser suficientes para promover que el cliente transfiera carga. En adición, el cliente debe identificar que cargas podría transferir para obtener los beneficios de la tarifa. De lo contrario, la tarifa le puede resultar más costosa al cliente que una tarifa basada en costo promedio.

Con el propósito de definir cuales serían los periodos de tiempo pico y fuera de pico de nuestro sistema actual graficamos la curva de demanda para los años naturales 2003 al 2006.



Según se observa en la gráfica la curva de la demanda total del sistema tiene dos periodos en los cuales la demanda aumenta. El primer periodo es de 9:00 a.m. a 6:00 p.m. y el segundo periodo es de 6:00 p.m. a 1:00 a.m. De 1:00 a.m. a 9:00 a.m. se puede observar que la demanda disminuye. Esto es uno de los criterios para definir los periodos pico y fuera de pico del sistema.

Uno de los factores que dificulta establecer estos periodos es el factor de carga de nuestro sistema. Los factores de carga promedio de nuestro sistema están en el orden de 89%. Esto indica que la demanda no tiene fluctuaciones considerables con respecto a la demanda máxima durante el periodo de 24 horas en cualquier día del año. A continuación presentamos los valores máximo, mínimo y promedio del factor de carga diario para los años 2003 al 2006.

Año Natural	Factor de Carga Diario (%)		
	Máximo	Mínimo	Promedio
2003	92.5	79.5	88.6
2004	92.5	80.6	88.6
2005	93.9	79.2	88.8
2006	94.6	80.1	89.1

Con el propósito de determinar cuál es el periodo pico y fuera de pico analizamos el despacho y el costo de nuestro sistema de generación. En el periodo pico de la Autoridad se despachan las unidades base y las unidades pico del sistema para satisfacer la demanda. En el periodo fuera de pico se despachan solamente las unidades base.

La generación por planta para el año fiscal 2005-06 fue la siguiente:

Plantas	Generación (GWh)
Hidroeléctricas	148
San Juan	2,328.3
Palo Seco	3,567.7
Costa Sur	5,031.3
Aguirre	4,582.7
Ciclo Combinado	1,690.3
Cambalache	591.9
Turbinas de Gas	256.2
EcoEléctrica	3,273.9
AES	3,399.9
Total	24,869.981

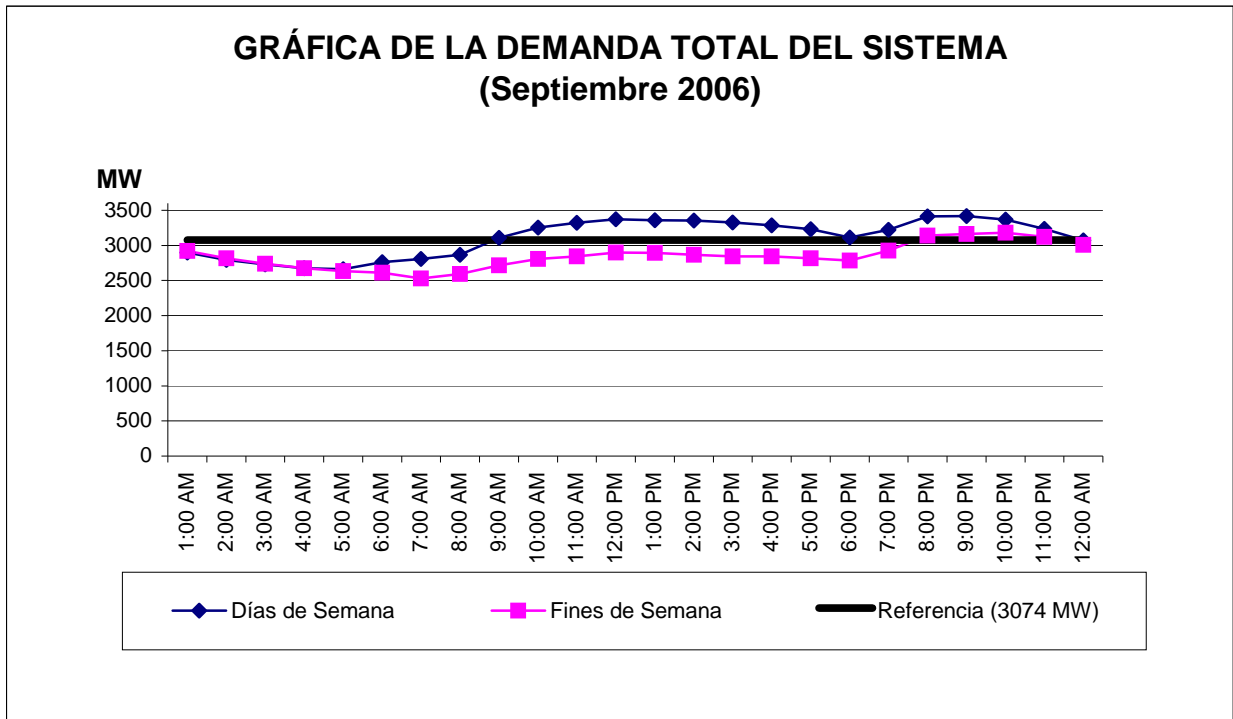
Las plantas termoeléctricas de San Juan, Palo Seco, Costa Sur y Aguirre utilizan combustible residual Núm. 6 y se pueden considerar como unidades base del sistema. También EcoEléctrica y AES son unidades base ya que la mayor parte del tiempo se despachan a capacidad máxima debido a que resultan económicas. El Ciclo Combinado, Cambalache y las Turbinas de Gas son unidades que se utilizan para satisfacer la demanda pico debido a que utilizan combustible Núm. 2, el cual resulta más costoso.

Calculamos qué por ciento de la generación se suple de unidades base y de unidades pico. De este cálculo surge que aproximadamente 90% de la generación corresponde a unidades base y el restante a unidades pico. Podemos presumir que 90% de la demanda máxima se suple con las unidades base. Por lo tanto calculamos para el mes de septiembre, donde ocurrió el pico máximo del sistema en el 2006, la cantidad de MW que se puede suplir con las unidades base.

Demanda Máxima
 Suplida por Unidades Base = Demanda Máxima x 0.90
 (Día Típico)

= 3,415.6 x 0.90 = 3,074.04 MW

De este análisis podemos concluir que para un día típico de septiembre, la demanda hasta 3,074 MW se supe de las unidades base del sistema. Este valor se puede utilizar como punto de referencia para definir el periodo pico y el periodo fuera de pico. La siguiente gráfica presenta la curva de demanda típica para los días de semana y fin de semana en septiembre de 2006. Según la gráfica, el periodo pico de la Autoridad comienza aproximadamente a las 9:00 a.m. y termina a las 12:00 a.m. de lunes a viernes ya que para este periodo la demanda excede los 3,074 MW. También se puede considerar periodo pico aproximadamente de 7:00 p.m. a 12:00 a.m. los fines de semana. En la misma gráfica podemos observar que la demanda en el periodo fuera de pico no representa una diferencia considerable con respecto a la demanda máxima.



Utilizamos el programa computarizado PROMOD para calcular el precio promedio de la generación por periodo para el año 2009. No utilizamos el año 2008 para este análisis debido a que el costo de la generación se vería afectado por no tener en servicio la planta de Palo Seco. El periodo pico se definió de 9:00 a.m. a 12:00 a.m. de lunes a viernes basado en el análisis de la curva total del sistema. El periodo fuera de pico se definió de 12:00 a.m. a 9:00 a.m. y los fines de semana, aunque de 7:00 p.m. a 12:00 a.m. podría considerarse periodo pico.

Costo de Generación ¢/kWh			
Mes	Periodo Pico	Periodo Fuera de Pico	Diferencia
Ene-09	8.09	7.74	0.36
Feb-09	7.68	7.39	0.28
Mar-09	7.66	7.36	0.30
Abr-09	7.76	7.56	0.20
May-09	7.82	7.66	0.16
Jun-09	7.92	7.76	0.16
Jul-09	7.79	7.65	0.15
Ago-09	7.85	7.56	0.29
Sep-09	7.89	7.64	0.25
Oct-09	8.53	8.10	0.43
Nov-09	8.85	8.38	0.47
Dic-09	8.27	7.80	0.47

Como se puede observar en la tabla la diferencia en costo entre los periodos fluctúa entre 0.15 y 0.47 ¢/kWh. Esto no resultó en una diferencia significativa ya que para el 2009 se considera que el Ciclo Combinado de San Juan (*Repowering*) estará en servicio al igual que la conversión de Cambalache a un Ciclo Combinado, el aumento en capacidad y eficiencia de las turbinas de gas de Mayagüez y el uso de gas natural en el Ciclo Combinado de Aguirre. Además, se utilizaron las proyecciones de precio de combustible a largo plazo del Departamento de Energía Federal (DOE). Estas alternativas reducen el costo de producción de las unidades que se utilizan en el periodo pico.

F. Curva de Carga Clientes Residenciales

Como indicamos anteriormente, la estructura tarifaria de la Autoridad tiene disponible tarifas horas de uso (TOU) para las clases de servicio comercial e industrial. Por esta razón, nuestro análisis se fundamentó en estudiar el comportamiento de la clase residencial y cómo ésta afecta la curva de demanda del sistema.

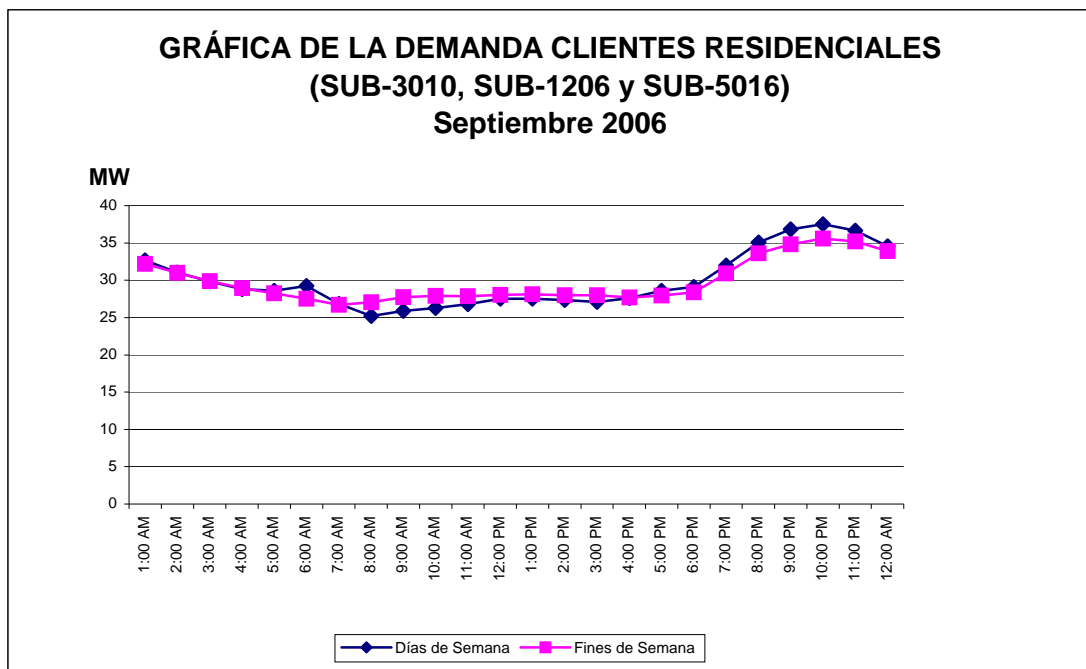
Para evaluar la curva de carga de los clientes residenciales se seleccionaron tres subestaciones que tienen una carga mayormente residencial. Éstas son:

SUB-1206 – Encantada, Trujillo Alto

SUB-3010 - Villa del Rey, Caguas

SUB-5016 - Villa del Carmen, Ponce

Totalizamos estas subestaciones para obtener una curva de demanda que sea representativa de los clientes residenciales.



Según la gráfica, la demanda máxima de los clientes residenciales ocurre en el periodo pico del sistema de la Autoridad, aproximadamente de 7:00 p.m. a 12:00 a.m. Al igual que en la curva del sistema, en los fines de semana se observa un aumento en la demanda desde las 7:00 p.m. hasta las 12:00 a.m.

Para que un cliente típico residencial pueda beneficiarse de una tarifa tiempo de uso debe transferir parte de su carga al periodo fuera de pico, es decir de 1:00 a.m. a 9:00 a.m. o en los fines de semana excepto de 7:00 p.m. a 12:00 a.m. De acuerdo con el comportamiento típico de la clase residencial y la corta duración del periodo fuera de pico, entendemos que le resultaría poco práctico y difícil transferir la carga.

Según PURPA, sección 115 (b) las tarifas basadas en tiempo deben ser costo efectivas, esto significa que los beneficios que recibe a largo plazo tanto la compañía de electricidad como los clientes exceden los costos asociados con la implantación de estas tarifas.

III. INTERCONNECTION STANDARDS FOR DISTRIBUTED RESOURCES

A. Disposiciones del EAct 2005 sobre Interconexión

La Sección 1254 del Subtítulo E del EAct 2005 establece un estándar de interconexión. Este estándar se describe de la siguiente manera:

Each utility shall make available, upon request, interconnection service to any electric consumer that the electric utility serves. For purposes of this paragraph, the term “interconnection service” means service to an electric consumer under which an on-site generating facility on the consumer’s premises shall be connected to the local distribution facilities. Interconnection services shall be offered based upon the standards developed by the Institute of Electric and Electronics Engineers (IEEE): IEEE Standard 1547 for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, as they may be amended from time to time. In addition, agreements and procedures shall be established whereby the services offered shall promote current best practices of interconnection for distributed generation, including but not limited to, practices stipulated in model codes adopted by associations of state regulatory agencies. All such agreements and procedures shall be just and reasonable, and not unduly discriminatory or preferential.

La ley federal PURPA de 1978, según enmendada, tiene como propósitos fundamentales fomentar: (1) la conservación de energía suplida por las compañías de electricidad, (2) el uso más eficiente de las instalaciones y recursos de producción de energía eléctrica y (3) la implementación de tarifas equitativas para los consumidores de electricidad. La interconexión de generadores al sistema de distribución tiene el potencial de promover el propósito de conservación de energía y de implementar tarifas equitativas. Un cliente que instale generación propia suplirá parte de su carga eléctrica durante ciertos periodos de tiempo. Sin embargo, la compañía eléctrica tiene la responsabilidad de mantener reserva suficiente para satisfacer toda la demanda eléctrica, incluyendo la totalidad de la carga eléctrica del cliente con generación distribuida. Por lo tanto, la interconexión de generadores no necesariamente promueve el tercer propósito de PURPA que es el uso eficiente de las instalaciones y recursos de producción de energía eléctrica, ya que la compañía tendrá que construir y mantener su sistema para suplir todas las cargas, incluyendo aquellas que normalmente se suplen con generación propia.

La práctica de interconectar generadores al sistema de distribución se conoce generalmente como generación distribuida. El EPAct 2005 establece que los servicios de generación distribuida considerados bajo el estándar de interconexión deberán ofrecerse en conformidad con el estándar 1547 de la IEEE.

B. Estándar IEEE 1547

En 1999 la IEEE comenzó a trabajar una serie de estándares de interconexión. En el 2003 se aprobó el *IEEE Standard 1547 for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. La intención de la IEEE fue desarrollar un estándar que proveyera una metodología uniforme para los servicios de interconexión, que estableciera los requisitos técnicos mínimos para lograr una interconexión segura y confiable al sistema de distribución eléctrica.

El estándar IEEE 1547 aplica a sistemas de generación distribuida con una capacidad máxima agregada de 10 MVA en el punto común de interconexión. El mismo establece la manera en que los equipos de generación distribuida se comportarán bajo condiciones normales de operación y bajo disturbios en el sistema eléctrico al que estén interconectados. Además, incluye una sección con las especificaciones y los requisitos de las pruebas a las que se someterán estos equipos. Sin embargo, no contempla los criterios de planificación, diseño, operación o mantenimiento de la red de distribución. Por lo tanto, la Autoridad deberá tomar en consideración además de los requisitos establecidos en el estándar, las características de estos equipos y como interactúan con el sistema eléctrico.

C. Efectos de Interconectar Generadores en el Sistema de Distribución

Al establecer un estándar de interconexión es necesario considerar los efectos de interconectar generadores a la red de distribución. Uno de los aspectos a considerar es la configuración radial del sistema de distribución de la Autoridad. Un sistema de distribución radial está configurado para suplir energía en una dirección específica, desde la fuente hacia las diferentes cargas. El sistema de distribución no está

diseñado para acomodar generación y almacenamiento de energía eléctrica. El interconectar múltiples fuentes de generación a un alimentador radial puede causar problemas de seguridad, confiabilidad y de operación en el sistema.

1. Seguridad

Los generadores interconectados al sistema de distribución pueden energizar un circuito eléctrico desenergizado. Esta condición, conocida como isla eléctrica o *islanding*, representa un riesgo a la seguridad de nuestros empleados, del cliente que tiene instalado el sistema de generación distribuida y del público en general. Los sistemas de generación distribuida tienen que incluir medidas de protección que eviten la formación de islas eléctricas.

2. Confiabilidad del Sistema

Los generadores distribuidos pueden aportar corriente de corto circuito ante condiciones de fallas eléctricas en el sistema de distribución. Esto aumenta el nivel de corriente de falla o corto circuito que los dispositivos de protección deben interrumpir. La contribución de corriente de corto circuito de los generadores distribuidos puede causar que algunos equipos de protección excedan sus capacidades de interrupción de corrientes de falla, lo cual causaría que estos operen de manera inadecuada. La interconexión de generadores debe contemplar que las aportaciones de estos a la corriente de corto circuito en el sistema de la Autoridad no excedan la capacidad interruptiva de los equipos de protección.

3. Operación del Sistema

La operación de los generadores distribuidos puede causar otros problemas operacionales en los alimentadores de la Autoridad. Estos incluyen parpadeo, distorsión armónica del voltaje, problemas de regulación de voltaje y sobrevoltajes durante condiciones de averías.

Dependiendo de la tecnología utilizada para generar energía eléctrica y el diseño del sistema, la interconexión del generador puede causar un fenómeno conocido como

parpadeo o *flicker*. El mismo está definido como una inestabilidad de voltaje en el sistema de distribución que afecta adversamente a los clientes, ocasionando cambios en los niveles de iluminación y posibles daños a equipos.

Otro problema asociado a los generadores distribuidos es la inyección de corriente armónica al sistema de distribución. Esto a su vez causa una distorsión armónica en el voltaje que puede causar problemas a equipos eléctricos tales como motores y transformadores interconectados al sistema de distribución.

La conexión y desconexión de generadores puede causar problemas de regulación de voltaje en los alimentadores. Además, ante condiciones de falla en el sistema de la Autoridad, los generadores distribuidos pueden causar sobrevoltajes en las líneas eléctricas. Estos sobrevoltajes pueden afectar adversamente los equipos eléctricos interconectados a la sección de línea donde ocurre el fenómeno.

Todo generador distribuido, incluyendo los dispositivos de protección que velan por la integridad de la interconexión, debe estar diseñado de manera tal que no degrade la operación o afecte adversamente la confiabilidad del sistema eléctrico y no presente riesgos para la ciudadanía.

D. Prácticas Contemporáneas de Interconexión

En adición al estándar IEEE 1547, el EAct 2005 estipula que los acuerdos y procedimientos que se establezcan para los servicios de generación distribuida deberán promover las mejores prácticas contemporáneas de interconexión. Estas deben incluir los modelos adoptados por las asociaciones de agencias estatales reguladoras.

En el 2002, la *National Association of Regulatory Utility Commissioners* (NARUC) comenzó un proyecto para la creación de un estándar de interconexión que serviría como guía a aquellos estados o compañías eléctricas que desearan implementar sus propios programas de generación distribuida. El proyecto culminó en el 2003 con la

publicación del *NARUC Model Interconnection Procedures and Agreement for Small Distributed Generation Resources*. Este modelo incluye guías de los procesos de revisión administrativa y técnica que puede llevar a cabo la compañía eléctrica que ofrezca los servicios de generación distribuida.

1. Procedimiento Revisión Administrativa y Técnica

El modelo de NARUC establece un proceso de revisión cuyo alcance de estudio depende de la capacidad del generador distribuido propuesto y de las condiciones del circuito de distribución al cual va a ser interconectado. Si el generador propuesto cumple con un proceso de revisión simplificado, se procede a firmar un acuerdo de interconexión entre el cliente y la compañía eléctrica.

El no satisfacer alguno de los criterios de evaluación del proceso de revisión simplificado significaría que es necesario realizar un estudio suplementario. Éste determinará si el generador propuesto puede interconectarse al sistema eléctrico de la compañía o si se requerirán estudios adicionales. De requerir estudios adicionales, el sistema no será elegible para interconectarse bajo el proceso simplificado.

Los estudios adicionales determinarán los cambios necesarios al diseño del generador distribuido o al sistema de la compañía eléctrica, si alguno, antes de que el generador pueda ser aprobado por la compañía eléctrica para interconectarse. El modelo de NARUC establece que la compañía eléctrica determinará los gastos incurridos al realizar los estudios y que el cliente será responsable de pagar por los mismos.

2. Acuerdo de Interconexión

El modelo de NARUC provee un acuerdo de interconexión. Este acuerdo autoriza la interconexión del generador distribuido con el sistema de distribución de la compañía eléctrica. En este documento se establecen los derechos y responsabilidades de ambas partes. Entre las cláusulas más relevantes están las siguientes: Descripción del Equipo, Responsabilidades de la Compañía Eléctrica y del Cliente, Autorización Previa Antes de la Energización, Garantías y Faltas de Garantías, Responsabilidad, Relevamiento de

Responsabilidad, Indemnización y Fuerza Mayor, Seguros, Separabilidad, Derecho al Acceso, Inspección y Desconexión del Generador Distribuido.

E. Costos Relacionados a la Interconexión de Generadores Distribuidos

El proceso de interconexión podrá requerir que la compañía eléctrica realice estudios complejos para determinar si el generador propuesto, que no cumple con un proceso simplificado de análisis, se puede interconectar al sistema eléctrico de la compañía. El realizar estos estudios conllevan unos costos, los cuales, según las prácticas contemporáneas de interconexión, son responsabilidad del cliente.

Además, la interconexión de sistemas de generación distribuida pudiera requerir cambios a las instalaciones de las compañías eléctricas. Las prácticas contemporáneas de interconexión responsabilizan al cliente por los costos razonables de realizar estos cambios.

F. Impacto en las Finanzas de las Compañías Eléctricas

La interconexión de generadores al sistema de distribución puede tener un impacto económico en las compañías eléctricas. Esto se debe a que los clientes con generación propia compran menos energía a la compañía eléctrica. Sin embargo, la compañía eléctrica tiene la responsabilidad de mantener su sistema con la capacidad adecuada para suplir las cargas de los clientes cuando estos no generan y dependen del servicio eléctrico de la compañía. Por esto es necesario estudiar la manera en que se afectan las finanzas de la compañía al establecer un programa de interconexión.

G. Generación Distribuida y Fuentes de Energía Renovables

La adopción de un estándar para la interconexión de generadores al sistema de distribución ayudaría a fomentar el desarrollo de alternativas de energía renovable. Esto al habilitar diseños que incorporen la operación integrada de estas fuentes de

energía con el sistema eléctrico de la compañía eléctrica. Al día de hoy, gran parte de los sistemas de generación que utilizan fuentes de energía renovable están basados en generación fotovoltaica o eólica. La disponibilidad de estas fuentes de energía varía según la hora del día, las condiciones climáticas, y la época del año. Por esto, todo sistema de energía renovable que opere aislado de la red eléctrica depende del almacenamiento de energía o el uso de generadores adicionales para satisfacer la demanda eléctrica a todo momento. Al interconectarse con la red eléctrica de la compañía, las cargas eléctricas del cliente pueden suplirse del sistema de distribución en situaciones que el sistema de generación del cliente no esté generando. Esto reduce la necesidad de construir y mantener costosos sistemas de almacenamiento de energía, lo que reduce en parte el costo de los sistemas de generación distribuida.

IV. RECOMENDACIONES

Luego de este análisis, la Autoridad entiende que debe adoptar el *Interconnection Standard For Distributed Resources*. Sin embargo, entiende que no debe adoptar el estándar *Time-Based Metering and Communications* para la clase de clientes residenciales.

Como parte del proceso de consideración para determinar si la Autoridad adopta o no estos estándares, se evaluarán los comentarios recibidos durante el proceso de vistas públicas.

A. *Time-Based Metering and Communications*

La Autoridad tiene disponible tarifas TOU para clientes comerciales e industriales desde el 1989 y provee el sistema de medición adecuado para cumplir con esta aplicación. Sin embargo, la Autoridad entiende que no debe adoptar el estándar *Time-Based Metering and Communications* para la clase residencial. Esto debido a que de acuerdo con el comportamiento típico de la clase residencial y la corta duración del periodo fuera de pico de nuestro sistema, entendemos que le resultaría poco práctico y difícil a estos clientes transferir la carga. Además, le podría resultar en una facturación mayor si el cliente no logra hacer una transferencia de la carga adecuada. Otras razones para no adoptar este estándar son las siguientes:

- Sería necesario reemplazar el equipo de medición actual y hacer modificaciones en el sistema de facturación, lo cual resultaría costoso y habría que determinar si esta diferencia en costo se le transfiere a todos los clientes o a los clientes que se acojan a una tarifa hora de uso .
- Debido al comportamiento del sistema eléctrico, la diferencia en costos de generación entre los periodos pico y fuera de pico no es costo efectivo para transferir la demanda de un periodo a otro.

- Con los datos de factor de carga y la curva de demanda del sistema se puede concluir que la demanda no tiene fluctuaciones considerables con respecto a la demanda máxima durante el periodo de 24 horas en cualquier día del año. Por lo tanto, el transferir carga podría causar un pico de demanda en el periodo fuera de pico.

B. *Interconnection Standard For Distributed Resources*

La Autoridad entiende que debe adoptar un estándar de interconexión que cumpla con lo establecido en el EAct 2005. El mismo requerirá que los generadores a interconectarse cumplan con las normas, reglamentos y estándares aplicables, incluyendo el estándar IEEE 1547.

Los procedimientos y acuerdos incluidos en el reglamento deberán adoptar las mejores prácticas contemporáneas de interconexión. El reglamento de interconexión considerará las particularidades del sistema eléctrico de la Autoridad. Además, recomendamos que al diseñar los procedimientos y acuerdos de interconexión, la Autoridad considere los modelos establecidos en las guías de NARUC. No obstante, la Autoridad deberá armonizar los procedimientos establecidos en estas guías a sus procesos administrativos.