

Estimado Director Ejecutivo AEE, Oficial examinador de vista, consultor jurídico de la Autoridad de Energía Eléctrica del Estado Libre Asociado de Puerto Rico, distinguidos deponentes, ciudadanos todos...En el asunto: **CONSIDERACIÓN DE LOS ESTÁNDARES DEL EPACT 2005: TIME-BASED METERING AND COMMUNICATIONS INTERCONNECTION STANDARDS FOR DISTRIBUTED RESOURCES.**

Expongo como ciudadano, consumidor residencial y usuario del sistema de la AEE, así como miembro asociado y fundador de la **Asociación Puertorriqueña para la Energía Verde Inc. (APEV).**

La Asociación Puertorriqueña Energía Verde (APEV) es una iniciativa comunitaria sin fronteras entre los municipios de Puerto Rico, con la misión de que en nuestro país, todo aquel individuo que quiera generar por sus propios medios, electricidad derivada de fuentes de energía renovable (entiéndase aire, agua, sol, termal y biomasa), sepa que tiene el derecho a hacerlo, con la misión personal de no seguir siendo vapuleados por los altos costos que el estado nos impone por su adicción al combustible fósil y la misión comunitaria de contribuir a un ambiente mucho más saludable para nosotros y para los que nos heredan.

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 considerer adoptar nuevos estándares.

Provisiones Del Acta de Política de Energía del 2005:

Las provisiones adicionales en EPACT afectan el desarrollo de la generación distribuida (de ahora en adelante en este documento se referirá por sus siglas en ingles: DG), y la consideración de ello por consumidores y planificadores de sistema eléctricos y operadores.

Por ejemplo, la Sección 1211 de EPACT pide el desarrollo de una Organización de Confiabilidad Eléctrica (ERO) y la implementación del mandato con estándares de confiabilidad eléctrica ejecutables. Estos estándares probablemente afectarán la toma de decisiones en materia de inversión por compañías de energía eléctrica y sus evaluaciones de los méritos relativos de DG, junto con otras opciones de recursos.

La Sección 1221 de EPACT pide que el DOE estudie la congestión de transmisión y posiblemente designar áreas obligadas de interés nacional como corredores de transmisión eléctricos. El estudio de congestión de transmisión podría evaluar la utilización de opciones de DG para reducir la misma.

El Subtítulo de EPACT E contiene enmiendas al (PURPA).

La Sección 1251 de EPACT pide la adopción de estándares para la medición neta; éstas pueden afectar la interconexión de sistemas DG con la red eléctrica.

La Sección 1252 de EPACT contiene estándares para la medición inteligente y fijación de precios en base a tiempo que son generalmente pensados ser "mecanismos de implementación importantes" para la consideración de inversiones en DG por compañías de energía eléctrica y consumidores.

Además, la Sección 1252 de EPACT también promueve programas de respuesta de demanda a escala nacional. Estos programas han sido mecanismos importantes para establecer incentivos financieros para que consumidores instalen DG, y hacerlos funcionar en una manera que proporcionen carga máxima y ventajas de confiabilidad para el sistema eléctrico total.

La Sección 1253 habla de condiciones en las cuales la compra de electricidad de instalaciones de cogeneración o pequeñas instalaciones de producción de poder por las compañías de utilidades no es el mandatorio.

La Sección 1254 de EPACT pide la adopción de estándares para la interconexión de sistemas DG y llama a los estados a que piensen en usar los estándares del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) 1547, como la base bajo la cual los estados ofrecerán servicios de interconexión. El IEEE 1547 implica un grupo de estándares (1547.1–1547.6) que IEEE requiere sea revisado cada cinco años.

Como parte de esta importante y crucial acta, la sección 1817 del Acta de Política de Energía (EPACT) de 2005, pide al Secretario de Energía conducir un estudio de las ventajas potenciales de cogeneración y pequeña producción de poder, conocido como generación distribuida, o DG. Las ventajas a ser estudiadas incluyen aquellas recibidas "directamente o indirectamente por una distribución de electricidad o abastecedor de servicio de transmisión, otros clientes servidos por una distribución de electricidad o abastecedor de servicio de transmisión y/o el gran público en el área servida por el servicio público en el cual el cogenerator o el pequeño productor de poder son localizados.

Las áreas específicas de ventajas potenciales cubiertas en el estudio
“THE POTENTIAL BENEFITS OF DISTRIBUTED GENERATION AND RATE-RELATED ISSUES THAT MAY IMPEDE THEIR EXPANSION A STUDY PURSUANT TO SECTION 1817 OF THE ENERGY POLICY ACT OF 2005 – Feb 2007- Department of Energy United States of America”,

incluyen:

- Aumento en la confiabilidad del sistema eléctrico (la Sección 2)
- Reducción de exigencias máximas de poder (la Sección 3)
- Provisión de servicios auxiliares, (la Sección 4)
- Mejoras de calidad de poder (la Sección 5)
- Reducciones del uso de tierra y gastos de adquisición de servidumbres de paso (la Sección 6)
- Reducción de vulnerabilidad a terrorismo y mejoras en resistencia de infraestructura (la Sección 7)

Requerimos que los hallazgos formulados en el estudio del DOE federal sean incluidos como parte de los hallazgos en el informe de esta vista pública. La APEV proveerá copia de los mismos como parte de esta ponencia en los documentos de anejo.

De acuerdo con el EAct 2005 la determinación de adoptar o no los estándares *Timebased Metering and Communications e Interconnection Standards for Distributed Resources* se debe concluir para el 8-de agosto de 2007.

En la presentación entregada por la AEE establece que: “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.”

La AEE es una corporación pública propiedad del pueblo de Puerto Rico y sus acreedores y bonistas son a final de cuentas, cubiertos con garantías dadas en base a un patrimonio nacional. Es a nos, el pueblo a quien se tiene que escuchar y servir con propósito óptimo y de futuro. Nuestra exigencia es de que se incluyan los hallazgos y evidencias que presentamos a favor del aumento en cuota de Energía alterna y la apertura a la DG.

Una Breve Historia de la DG

El DG no es un fenómeno nuevo. Antes del advenimiento de la corriente alterna y turbinas de vapor en gran escala - durante la fase inicial de la industria de energía eléctrica a principios de siglo 20 - todas las exigencias de energía, incluso calefacción, refrigeración, la iluminación, y poder, fueron suministradas en o cerca de su punto del uso. Avances técnicos, escaladas en las economías en producción de poder y entrega, el papel creciente de la electricidad en la vida americana, y la regulación del fenómeno consumerista que colocaba la electricidad como un servicio público, todos gradualmente convergieron para permitir la red de escala de gigawatt en centrales termoeléctricas localizadas lejos de centros urbanos, con transmisión de alta tensión y líneas de distribución de voltaje inferiores que llevan la electricidad a prácticamente cada negocio, instalación, y a cada casa en el país.

Al mismo tiempo que este sistema de generación central evolucionaba, algunos clientes encontraron económicamente ventajoso instalar y hacer funcionar su propio sistema de energía eléctrica y sistemas de energía termales, en particular en el sector industrial. Además, las instalaciones con necesidades de poder muy confiable, como hospitales y centros de telecomunicaciones, con frecuencia instalaban sus propias unidades de generación eléctricas para usar como poder de emergencia durante interrupciones. Estas formas "tradicionales" de DG, aunque no forma parte de los activos en control de las utilidades, ofrecía ventajas producidas al sistema eléctrico total al proporcionar servicios a consumidores que la utilidad no tuvo que proporcionar, liberando activos para ampliar el alcance de servicios de la compañía de utilidades y promover la electrificación más extensa.

Simultáneamente, en Puerto Rico, en 1941 se crea la AEE con el propósito de conservar, desarrollar y utilizar, así como para ayudar en la conservación, desarrollo y aprovechamiento de las fuentes fluviales y de energía en Puerto Rico, en la forma económica más amplia.

Durante los años, las tecnologías tanto para generación central como para DG han mejorado haciéndose más eficientes y menos costosas. La implementación de la Sección 210 de (PURPA) provocó una nueva era de energía eficiente y sistemas basados en Energía renovable para aplicaciones de sistema eléctricos.

La sección 210 estableció una nueva clase de generadores que no pertenecen a la red de la utilidad llamados "Instalaciones Calificadas" (QFs) y proporcionó incentivos financieros para animar el desarrollo de la cogeneración y pequeña producción de poder.

Muchos QFs han proporcionado desde entonces la energía a consumidores "in situ", pero otros han vendido el poder a precios y bajo términos y condiciones

que han sido o negociadas o puestas por autoridades reguladoras estatales o utilidades no reguladas.

Hoy, los avances en nuevos materiales y diseños para paneles de fotovoltaicos, microturbinas, motores recíprocos, dispositivos termalmente activados, células de combustible, controles digitales, y equipos de monitoreo remoto, entre otros componentes y tecnologías, han ampliado la variedad de oportunidades y aplicaciones para el DG "moderno", y han hecho posible el adaptar sistemas de energía a las necesidades específicas de consumidores. Estos avances técnicos, combinados con la evolución en las necesidades del consumidor y la reestructuración de mercados al por mayor y de venta al detal para la energía eléctrica, han abierto más oportunidades para que consumidores puedan hacer uso de la DG para satisfacer sus propias necesidades de energía, así como para utilidades eléctricas explorar las posibilidades de suplir necesidades del sistema eléctrico con la DG.

Antes de 1970, la AEE se dedicaba a mercadear su servicio para promover venta de electricidad a gran escala. De esta manera se aprovechaban las instalaciones eléctricas y fué exitosa la corporación en base a una política pública en desarrollo económico industrial como centro.

A partir de la década de los 70's, los costos de producción, combustible y mano de obra aumentaron hasta un nivel de escasas en abastos y racionamiento de combustibles, convirtiendose no en una inversion de capital y si en gasto recurrente que comenzó a gravar negativamente las finanzas de la corporación pública, por ende la de sus accionistas que a la postre como ya dijimos, expone económicamente al pueblo de Puerto Rico.

El 29 de junio de 1977 – Se firma la ley num. 128, creando la Oficina de Energía de Puerto Rico (OE) dentro de la AEE (la cual sería transferida en 1990 como dependencia del DACO) y se establece sus propósitos, funciones y deberes. En dicha ley se establecen los principios básicos de la política pública energética de PR en términos de “conservación, el desarrollo de fuentes renovables, los combustibles alternos y la planificación de asuntos energéticos”. En 1977 se crea el comité asesor sobre Energía del ELA.

En el 1993, el gobierno de Puerto Rico formula varias iniciativas para crear una política pública en el tema de la Energía. Primeramente, se crea la Administración de Asuntos de Energía (AAEPR), transfiriendo la OE a la misma, bajo la sombrilla del DRNA.

En los 90's se toman varias acciones específicas y sustancialmente importantes para la economía energética de Puerto Rico. En diciembre de 1993 el comité de cogeneración y generación de Energía del gobierno de Puerto Rico entrega un informe con recomendaciones sobre política pública energética de Puerto Rico. Es importante señalar que como parte de este comité se encontraban como

miembros y firmantes de este documento directores de dependencias como: Junta de Planificación, AAA, AEE, Junta de Calidad Ambiental, Compañía de Fomento Industrial, Departamento de Recursos Naturales y DOE entre otros.

Este comité propone entre sus estrategias a corto (5 años), mediano (12 años) y largo plazo (20 años), lo siguiente:

- Proveer incentivos económicos para usuarios de Energía eléctrica residencial y comercial para la compra de equipos y enséres con una alta clasificación de eficiencia energética.
- Proveer ayuda económica para proyectos pilotos dirigidos a la utilización de Fuentes renovables de Energía.
- Evaluar las Fuentes y/o mecanismos mediante los cuales la generación de electricidad y venta de la misma, se realice de la manera más costo-efectiva possible, incorporando los costos económicos, sociales, de salud pública y ambientales.
- Comenzar a generar energía utilizando como materia prima los desperdicios sólidos no tóxicos.
- Modificación de los códigos de construcción para permitir la incorporación de nuevas tecnologías, diseños eficientes y de conservación de Energía.
- Establecer normas de eficiencia energéticas para nuevas industrias como condición de permisos de operación y exención contributiva
- La reconstrucción del comité Asesor de Energía (L.128)
- La investigación científica en Asuntos energéticos de Puerto Rico

“Hoy, en el año 2007, estamos en el año quince (15), de este informe y la APEV exige se incluya en el informe final de estas vistas públicas, qué seguimientos, estudios y previsiones se le ha dado a tan importante e histórica pieza de política pública.”

Es inmaterial la participación de la política partidista en la historia de este documento, ya que este comité fué configurado por directivos de agencias que establecen la política pública energética y ambiental del país. La AEE y AAA quienes responden directamente a sus abonados y accionistas, fueron parte de este proceso, por lo que no hubiesen endosado este informe sin el visto bueno para establecerlo como política pública de la corporación.

Históricamente, representa un reto que la AEE de Puerto Rico mantenga el precio de la electricidad lo más bajo posible, se haga una inversión recurrente en tecnología en armonía con principios ambientales locales e internacionales y se readiestre a todo recurso humano con una verdadera base de provecho, que establezca una economía energética científica y de aprovechamiento óptimo de nuestros recursos.

“Estamos en espera de la firma del poder ejecutivo del gobierno de Puerto Rico, del proyecto de Ley #1212, para establecer una forma de venta de electricidad generada por fuentes renovables parecido al “net metering”, que acaba de aprobar el legislativo. El mismo establecería la necesidad de que la AEE muestre las tablas tarifarias que aplicarían a esta modalidad de cliente-generador residencial (300 Kv. diarios) y comercial(10 Mw diarios) y que la Administración de Asuntos de Energía de Puerto Rico, establezca los modelos de generadores a ser aprobados. La toma de decisión de la AEE sobre cambios tarifarios queda condicionada a nuestra aceptación de los mecanismos operacionales y de contrato aplicables así como a la firma de esta ley.”

DG al día de hoy:

“Los paneles solares instalados en casas son generación distribuida. Un generador de emergencia detrás de una tienda de conveniencia es DG.

Un agricultor que usa la basura de sus propios animales para generar electricidad es DG. Un hospital usando una turbina de gas para la electricidad y reciclando el calor de desecho para lavar o proporcionar duchas calientes, es DG.”

- La Generación Distribuida es actualmente parte del sistema de energía estadounidense. Hay aproximadamente 12 millones de unidades DG instaladas a través del país, con una capacidad total de aproximadamente 200 GW. La mayor parte de éstas son unidades de poder de reserva y son usadas principalmente por clientes para proporcionar el poder de emergencia durante tiempos cuando el poder por red no está disponible. Esta capacidad DG también incluye aproximadamente 84 GW en dominio privado para la producción combinada de electricidad y termal para ciertas plantas de fabricación, edificios comerciales, y sistemas de energía en distritos independientemente que proporcionan la electricidad y/o la energía termal para recintos universitarios y áreas urbanas. Mientras muchas utilidades eléctricas han evaluado los gastos y ventajas de DG, sólo una pequeña fracción de las unidades DG en servicio es usada para el suministro de sistemas de utilidades eléctricas y operaciones.
- Hay varios motivos económicos e institucionales por los que las compañías de utilidades eléctricas no hallan instalado e invertido mucho en DG. Por ejemplo, la base económica de la DG es una diferente de caso a caso, es muy específica, individual y por área. Por consiguiente, muchas de las ventajas potenciales son más fácilmente capturadas por los clientes-generadores que aquellas por DG del

lado de la utilidad. Esto ha conducido a la situación actual donde los modelos de inversión comercial para que utilidades eléctricas inviertan en DG no hallan surgido con tanto entusiasmo. Además, en casos donde las compañías de utilidades identifiquen oportunidades económicamente atractivas para inversión, hay a menudo una carencia de familiaridad con las tecnologías DG, que ha contribuido a la percepción de riesgos añadidos e incertidumbres, en particular cuando DG es comparado a soluciones de energía convencionales. Esta falta de familiaridad por no establecer programas pilótos, ha contribuido a una carencia de datos estándares, modelos, o instrumentos de análisis para evaluar DG o prácticas estándares para incorporar DG en la planificación de sistemas eléctricos y operaciones en el país. Los únicos modelos de DG que la AEE tiene documentado en su presentación son propulsados por energía convencional marrón (EcoElectrica, AES).

“Llamo la atención nuevamente al documento de 1993 en donde como parte de la política pública energética de Puerto Rico, se requería un estudio y proyectos pilótos sobre DG que tendrán que ser documentados en el informe final de esta vista como que se hallan llevado a cabo.”

- DG ofrece ventajas potenciales en la planificación de sistemas eléctricos y operaciones. En una base municipal, hay oportunidad para que la AEE utilice DG para reducir cargas máximas, proporcionar servicios auxiliares como son: poder reactivo y apoyo de voltaje así como mejorar la calidad de poder. La Utilización de DG a nivel municipal puede alivianar la carga total del sistema municipal y mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico en su totalidad. Por ejemplo, varias utilidades tienen programas que proporcionan incentivos financieros a clientes-generadores con unidades de DG de emergencia para ponerlos a disposición de operadores de sistema eléctricos durante períodos de demanda picos y en otros tiempos de necesidad del sistema.

La ley 145 aprobada en 2006, autoriza bajo la ley de Municipios Autónomos a la creación de corporaciones especiales de DG en cumplimiento de PURPA. Además, varias regiones han empleado programas de respuesta de demanda (DR), donde los incentivos financieros y/o tarifas son promocionados a clientes-generadores para reducir su consumo de electricidad durante períodos picos. Clientes-generadores que participan en estos programas usan DG para mantener sus operaciones cerca de lo normal mientras ello reduce su uso de poder en horas pico. Para esto, es necesario que se estipule una nueva categoría de cliente en la AEE: el cliente-generador en niveles: residencial, comercial e industrial.

- Además de las ventajas potenciales para la operación y planificación de sistemas eléctricos, DG también puede ser usado para disminuir la vulnerabilidad del sistema eléctrico a amenazas de ataques terroristas u otras formas de interrupciones potencialmente catastróficas como desastres

geológicos o atmosféricos para así aumentar la capacidad de recuperación de sectores de infraestructura críticos, definidos en el Plan de Protección de Infraestructura Nacional (NIPP) publicado por el Homeland Security Department, como son: telecomunicaciones, plantas químicas, agricultura y alimento, e instalaciones del gobierno. Hay muchos ejemplos de clientes que poseen y hacen funcionar sus instalaciones en estos sectores quienes usan DG para mantener operaciones cuando la red está abajo durante interrupciones relacionadas con el tiempo o apagones regionales.

“En septiembre 2004, la tormenta Jeanne provocó pérdidas que rondaron los \$11.0 Millones y gastos de \$33.4 por daños al sistema de transmission y distribución, siendo un evento menor dentro de la historia climatológica de Puerto Rico.”

- En ciertas circunstancias, DG también puede tener efectos beneficiosos en el uso de tierras y necesidades de servidumbres de paso para transmisión eléctrica y distribución.
- Reglamentaciones excesivamente estrictas por parte del estado para aspirer a tarifas eléctricas verdes, regulaciones ambientales, restricciones e imprecisiones en la permisología para la interconexión en la red, desempeñan un papel importante en la determinación del atractivo financiero de proyectos de DG. Estas reglas y regulaciones varían entre estados y territorios de servicio de utilidades, que en sí mismo puede ser un impedimento para desarrolladores de DG, contribuyendo al alza de costos en proyectos de DG más allá de lo deseable. Además, las utilidades, a menudo con el acuerdo de las oficinas de Asuntos de Energía estatales, tienen reglas y provocan gastos que causan impedimentos relacionados con el costo de estudios y seguros que desalientan la DG. Recientemente, han habido contundentes trabajos de investigación técnica que se dirigen a uniformar y resolver algunos de estos impedimentos, como el trabajo del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) para poner en práctica estándares de interconexión de DG uniformes. Además, el Subtítulo E – Enmiendas a PURPA del Acta de Política de Energía de 2005, contiene provisiones para que comisiones de utilidades públicas estatales adopten tarifas de electricidad a base de tiempo, medición neta, medición uniforme, estándares de interconexión uniformes, y programas de respuesta de demanda, los cuales ayuda a resolver algunos impedimentos relacionados con el costo de DG.

“La APEV plantea que, a menos que la AEE tenga para nuestro estudio y comentario resultados de proyectos pilótos en Puerto Rico en DG a nivel residencial, comercial e industrial; que demuestren la necesidad de medidas restrictivas o mayores a las de otros estados y/o territorios de la nación, se utilicen los estándares de IEEE. Así también es preocupante que en esta vista la autoridad reguladora estatal, Administración de Energía de

Puerto Rico, no presente su posición o la misma no se halla hecho pública como parte de la presentación de la AEE”

El dilema de "Costo" Vs. "Beneficios":

El resultado de esta carencia de integración de DG en el sistema eléctrico de Puerto Rico es la de que muchos de los beneficios directos, y prácticamente todos los indirectos de sistemas DG no son capturados dentro de la contabilidad tradicional de flujo de caja o "cash flow" en la AEE. Esto es principalmente el producto de una estructura reguladora histórica que ha producido inversión de capital específicas y prioridades operacionales así como la tarea significativa de cuidar la red de generación central: líneas de energía, y subestaciones así como satisfacer las necesidades del consumidor de la energía eléctrica.

Desde su inicio, las comisiones reguladoras de utilidades públicas estatales han seriamente, perseguido lo mejor posible la combinación de servicios confiables y costos razonablemente bajos. Esta relación con las corporaciones de utilidades (algunas veces como colegas, otras como argumentadores), ha evolucionado en una serie de reglas generalmente aceptadas y prácticas comerciales en cuanto al método apropiado para estimar las propiedades de una tecnología, la utilización, la seguridad, y el valor público. Los sistemas DG ya que han sido principalmente soluciones basadas en el consumidor, generalmente se han desarrollado fuera del marco regulador tradicional.

“Como nota importante, la APEV pone en duda la efectividad e imparcialidad con la que se escoge para la mesa de directores de la AEE, aquellos que son representantes del interés público. La experiencia en los pasados dos años ha sido la de tener representantes que desconocen los procesos de reforma que los grupos de interés comunitarios, científicos y académicos estamos llevando en el país, no guardan relación alguna con los movimientos en defensa de nuestro patrimonio generatriz y han sido sumamente laxos y condescendientes en su rol como representantes”.

Ventajas de Sistemas de Generación Distribuidos (DG):

1. Tiempos de construcción más cortos
2. Riesgo financiero reducido por sobre o baja construcción de facilidades
3. Costo de proyecto reducido con el tiempo debido a mejor alineación de demanda incremental y suministro
4. Tarifas de Kv. más bajas debido a exenciones en permisos o menor gasto en permisología estatal/federal y municipal

5. Exposición considerablemente reducida al desuso de tecnología
6. Creación de trabajo local para fabricación, instalación/operadores y técnicos
7. Desarrollo de pequeños negocios e impuestos contra fabricación extranjera
8. Costo de unidades de generación menor, procesos industriales automatizados compartido con otras empresas de fabricación en serie (es decir, industria automotriz)
9. Comienzo de proyectos más cortos, permitiendo la capitalización rápida y evitando la exposición a climas económicos regulatorios
10. Reducción significativa de riesgos por interrupción por causa de combustibles (Aumentando la cartera de combustibles importados con "Energía alterna": solar, viento, biodiesel, hidro, termal)
11. Riesgo de cambio en precios de combustible fósil, reducido
12. Mayor ganancia contra inversión
13. Exposición reducida a fluctuaciones en tasa de interés
14. Potencialmente más y mejor análisis rutinario modular, para expansiones capitales
15. Salida múltiples para discontinuar proyectos, con diferentes niveles de riesgo
16. Capacidad de desplegar recursos portátiles a consecuencia de cambios en perfiles de demanda
17. Portabilidad = utilización de capacidad más Alta
18. Gastos de remediación reducidos al momento de decomisar proyectos

19. Eficacia de sistema más alta reduce la proporción de gastos fijos/variable (combustible)
20. Potencial de costos más bajos en repuestos hechos en línea de producción en masa
21. Desplaza aquella parte de la carga del cliente con las pérdidas de línea más altas
22. Desplaza aquella parte de la carga del cliente con las mayores exigencias de poder reactivas
23. Desplaza aquella parte de la carga de cliente con los gastos de energía marginal más altos
24. Interrupciones relacionadas con el clima (solar, viento), más fácilmente predichas y de duración más corta que fallos de equipo en plantas centrales
25. La capacidad de "hot swap" capacidad – cuando un módulo DG (panel, rastreador, inversor, turbina), no está disponible, otros módulos siguen funcionando
26. El emplazamiento de carga "load sitting", reduce o elimina pérdidas de línea de transmisión eléctrica y líneas de distribución
27. Estabilidad de sistema intrínsecamente mejorada debido a multiplicidad de entradas
28. Consecuencias regionales reducidas por fallo de sistemas
29. Transmisión mejorada y confiabilidad de distribución debido a reducción en carga pico, conducción y enfriamiento de transformador y conducción

30. Rápido “ramping” dentro del sistema de distribución, capacidad de reducir distorsión armónica a nivel del cliente.

Hay actualmente dos mecanismos primarios usados por las compañías de utilidades para tener acceso al lado del cliente-generador de DG para objetivos de confiabilidad:

- Varias utilidades ofrecen incentivos financieros a dueños de unidades de poder para propósito de emergencia para ponerlos a disposición de operadores de red durante tiempos de necesidad del sistema.
- Varias regiones ofrecen incentivos financieros o tarifas a clientes para reducir la demanda durante tiempos de necesidad de sistema (programas de respuesta de demanda), y algunos participantes en estos programas usan DG para mantener operaciones locales cerca de los parámetros normales mientras ellos reducen su demanda de la red.

Sobre la medición de tarifas en base de tiempo:

Entendemos la evaluación de datos históricos que dan base a la apreciación de que el “time based metering” no es necesario adoptarlo. La APEV basa su evaluación en datos diferentes, sobre todo en la evaluación de costos futuros de combustibles fósiles. La AEE solo proyecta los cambios en costos hasta 2009, cuando esta es una decisión que como ya se dijo en el informe “Política Pública Energética” de 1993, debe medirse a corto, mediano y largo plazo en veinte años de duración total. En un escenario a 20 años la AEE no puede pretender que se continúe en el modelo actual sin tomar en consideración escenarios y variables que como corporación, ya ha cuantificado, cualificado, previsto y llegado a conclusiones de política pública. No sería falta de visión. Sería ceguera.

Fluctuaciones y trastornos internacionales, falta de capacidad local para manejar estos trastornos, política energética desagregada y dispersa en varios organismos gubernamentales (hasta en el sector privado), ausencia de planificación estratégica que integre todos los sectores de la economía y aquellas que integren la salud y bienestar de nuestra sociedad son factores que si no se toman en consideración llevan a la AEE a reaccionar y no a evolucionar.

Actualmente, la educación ciudadana en conservación e implementación de modelos energéticos viene con completa credibilidad de la academia, los grupos comunitarios y los científicos. Grupos que a falta de incentivos por parte de la

corporación y el estado, hemos tenido que aprender y aplicar el aprendizaje, pensando en el futuro de nuestros hijos y nietos. Se ha convertido de un asunto de política pública en un asunto personal que conlleva un cambio en estilo de vida.

La APEV recomienda que se trabaje una política de “Time Based Metering” considerando propiciar un ambiente económico para que este modelo crezca dentro de la red, una nueva clase de cliente: El generador DG (residencial, comercial y municipal).

En base a la ley #145, Ley #1212 u otras medidas de cartera económica como son: REC’s y venta de electricidad verde se propicie una inversión que brinde estabilidad responsable al ciudadano y a la corporación.

La AEE tiene que brindar incentivos de tarifa, apoyo técnico y venta de productos y servicios. Su inversión contribuirá al bienestar ciudadano y del ambiente así como seguridad total del sistema y el país. Requerimos se haga una vista pública específicamente para discutir el modelo que la AEE está dispuesto a auspiciar en términos tarifarios y de interconexión, dando espacio a que la corporación estudie los modelos sugeridos y pondere un modelo administrativo puertorriqueño.

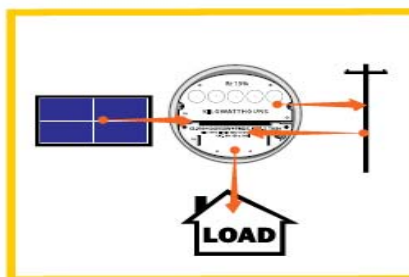
Incentivos económicos no tarifarios:

La experiencia mundial indica que productores residenciales con incentivos como REC’s o Green Tags se organizan dentro de cooperativas y venden sus excedentes de energía y atributos, tanto al estado como a clientes privados con una certeza de que entrar a este cambio en tecnología es factible y deseable.

Methods of Metering Small-Scale Renewable Energy

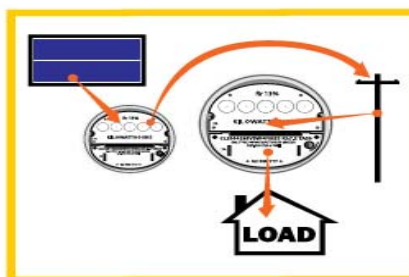
Net Metering

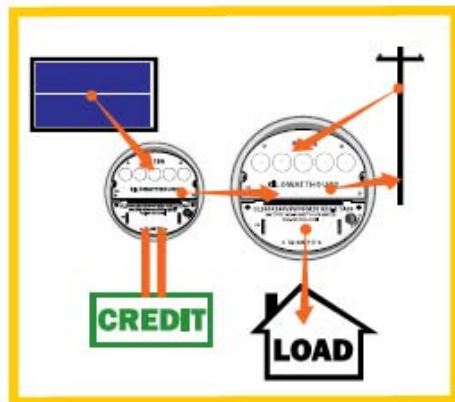
The most common method of “basic” net metering uses a single bi-directional meter that registers the flow of electricity in two directions to record the customer-generator’s net energy consumption or production over a single billing period. The meter spins forward during periods of electricity consumption from the grid, similar to any ordinary meter. Alternatively, the meter spins backwards during periods of excess energy production to register the flow of electricity fed into the grid. Many existing meters have this capability. At the end of each billing period, the utility company bills the customer-generator only for the net energy consumed by the grid (the difference between the energy consumed and the energy produced on the grid). In the situation of net metering with rolling credit, the utility should credit the customer for any excess generation at the retail rate for electricity and carry that credit to the next billing period indefinitely.³⁶



Dual Metering

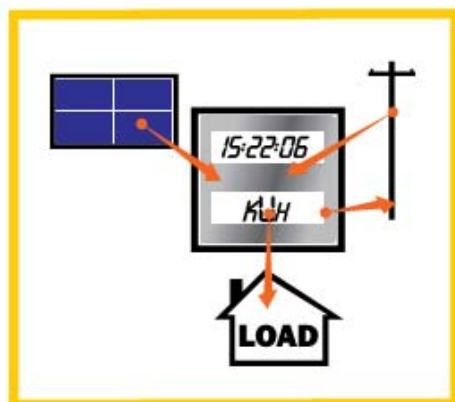
Dual metering, another method of metering, should not be confused with net metering. Unlike net metering, which uses a single, bi-directional meter, dual metering requires two separate meters: one to measure the electricity consumed from the grid and another to measure the distributed generation (DG) produced electricity sold to the grid. Dual metering typically costs more than net metering for both the utility and the customer. The customer generally pays for the secondary meter, while the utility incurs the extra administrative costs associated with processing the data from two separate meters.³⁷ Under dual metering, the customer-generator feeds any electricity produced from a DG-system directly onto the grid, which the utility purchases at avoided cost (the amount it would cost the utility to place the power in the grid itself) and credits the amount purchased to the customer’s monthly bill. The key difference between net metering and dual metering is that a net metered customer receives credit at the retail rate (the price the electricity would cost the customer at the time it is used), while in dual metering, the customer receives the (much lower) avoided cost, or wholesale rate, for electricity generated by a DG system.





Net Billing¹⁸

Another two-metered system, called net billing, uses a bidirectional meter to record the net energy consumption, while a secondary meter records the total output of electricity fed into the grid from the DG system.¹⁹ As in bi-directional metering, the customer is credited the retail rate for the electricity generated. For some customer-generators, total output is awarded performance based incentives, such as Renewable Energy Credits (RECs), tradable commodities that represent the attributes of energy produced by renewable sources. However, for smaller PV systems, REC distributors often estimate potential output and award RECs based on that estimate.



Smart Metering²⁰

A final type of metering system is smart metering. Smart metering allows customer to gauge the real-time price, or 'time of-use' rate, for electricity. This enables customers to base their electricity consumption patterns on the retail prices of electricity. The use of smart metering in conjunction with net metering encourages customer-generators to make more informed electricity consumption decisions, which can drastically reduce demand on the electricity grid as well as the customer's monthly bill. For example, customer-generators with smart metering reduce demand by producing their own electricity during peak load intervals (conveniently, the time when PV systems are at optimal performance), and reduce their monthly bills by performing energy intensive chores (like household laundry) when retail rates of electricity are lowest. Also, smart meters can differentiate between sources of energy and can track DG production, which can facilitate the use of performance-based incentives.

¹⁸ "Net billing" is sometimes lumped into the "net metering" or "bi-directional metering" categories. As it is listed here "net billing", with net excess generation credited at the retail rate, falls more in line

Esto, utilizando el mecanismo de Certificados de Energía Renovable (Renewable Energy Certificates o Green Tags), con los cuales individuos, industrias y gobierno podrán invertir en energía limpia sin el gasto de equipo que en energía renovable es un gasto principal y frontal (up front).

En Estados Unidos y en el mundo encontramos ejemplos de comunidades enteras que invierten en sus equipos residenciales individuales y se benefician de los incentivos contributivos y reembolsos. El net metering históricamente, se promueve a través de la corporación de utilidades (en nuestro caso AEE), así como cooperativas y fundaciones establecidas para impulsar la energía verde a través de incentivos como REC's o GREEN TAGS.

Promotores (brokers) de energía que compran el derecho de vender los atributos energéticos que no se le vendan a AEE, se benefician por vender a mercados públicos paralelos. ¿Por qué no vender toda la energía y atributos a la Corporación pública? Hay varias razones.

Comenzemos por definir el término "Atributos" en un REC. Los Certificados por Energía Renovable, representan los atributos de mejoras al ambiente, sociedad así como otros puntos positivos más allá de la generación de electricidad por fuentes renovables:

- Evitar impactos al ambiente. La compra de REC's y energía renovable impide la gran mayoría de los impactos ambientales asociados con la forma tradicional de generar energía eléctrica, ayudando a proteger la salud del ser humano y de lo que lo rodea.
- Alcanzar los objetivos ambientalistas en una organización. El reducir el impacto ambiental de una organización es una de las motivaciones principales para comprar REC's. Por ejemplo, comprar REC's puede ayudar a alcanzar una reducción significativa en los gases de efecto invernadero. Si una organización esta interesada en obtener una certificación ISO-1401, por su cuadro ambiental, el ser parte de un programa para reducir emisiones provocadas por el consumo/producción de energía es una parte importante como parte del proceso para obtener esta certificación.
- El comprar REC's demuestra liderato cívico, manifestando que la organización esta dispuesta a actuar con pronunciamientos en pro del ambiente y la sociedad. También demuestra una responsabilidad social hacia sus usuarios, la mayoría de los cuales favorecen la utilización de fuentes renovables de energía.
- Generación de publicidad positiva. La compra de certificados de energía renovable genera un reconocimiento público y de relaciones públicas que no hay campaña de publicidad o de medios que pueda adquirirla. Compañías que constantemente están en la mirilla pública necesitan ser proactivas a las preocupaciones en el tema ambiental que consumidores, inversionistas, cuerpos reguladores así como otros constituyentes manifiestan y fiscalizan. Agencias y grupos promotores de la energía verde como lo son la EPA, APEV u otros proveen asistencia para alcanzar grupos sociales y demostrar los logros de la organización a través del REC.

- Comprar REC's crea una diferencia entre su producto o servicio y todos los demás. Una compañía podrá ser capaz de diferenciar su producto o servicio por ejemplo, ofreciéndolo como "hecho con energía renovable" o "ambientalmente neutral". Se podrían crear campañas entre los generadores de energía renovable y las compañías de productos hechos a través de REC's. Se ha creado un logotipo que con el permiso correcto, las compañías podrán colocar en los empaques de aquellos productos certificados para indicar el porcentaje de energía renovable utilizado en la confección del producto o la operación de la compañía.

- La compra de REC's estimula la economía local. Ya que la generación de energía es local, empleos se crean para la instalación y operación de facilidades de generación. La generación de electricidad por renovables también eleva la tasa contributiva y provee ingreso adicional al agricultor y a comunidades rurales, siendo una oportunidad importante para crecimiento económico en una economía madura, pos-industrial como la de Puerto Rico.

- Transformación en los mercados económicos locales. La compra de REC's reduce el impacto a largo plazo en los costos de producción y transforma el mercado tradicional, creando mercado de tecnologías asociadas a la energía renovable. La gran mayoría de estas tecnologías no están en producción en masa, pero sus costos de producción caen dramáticamente mientras el volumen de producción aumenta, convirtiéndose cada día en una alternativa más atractiva.

Históricamente a nivel mundial y nacional, la batalla para la implementación de modelos energéticos renovables ha surgido de las Universidades, comunidades, organizaciones de acción comunitaria y del pueblo.

Con un mercado libre en Certificados de energía, grupos de acción comunitaria como el nuestro podrán iniciar cooperativas entre los ciudadanos/municipios productores, firmar en exclusividad sus atributos para convertirlos en REC's y estos ser vendidos a ciudadanos y empresas con conciencia ambientalista pero sin los recursos para ser productores de electricidad por medios renovables.

Por último, la ganancia neta del REC se convertirá en dinero para los productores de energía, instrumentos de educación pública, becas estudiantiles para el estudio ambientalista y reembolsos.

Las cooperativas en EU son productoras masivas de energía limpia que venden su energía a las compañías de utilidades y a nivel municipal, venden los atributos en forma de certificados de energía para impulsar el establecimiento de nuevos productores de energía renovable. Este mecanismo (REC's), es reglamentado por la EPA , US Department of Energy, Green-E y el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL), entidades reglamentadoras que aplican sus poderes y tienen inherencia en el ELA.

Cabe señalar que el mismo beneficio y responsabilidad que tendría cualquier entidad privada reglamentada para la venta de REC's, la tiene la AEE. Es una exigencia a nivel federal que el estado o territorio promueva activamente este mecanismo de inversión vis a vis el net metering y la venta de energía verde.

Sobre el “net metering” y la posición de APEV en la instalación, facturación y crédito:

Entendemos que el contador deberá ser instalado por las mismas personas que instalan y certifican el mismo actualmente. El equipo (contador) podrá ser cobrado al cliente residencial o comercial a través de débito en los créditos que acumule el productor de energía renovable. Otra forma es a través del Cargo Fijo por Servicio de Cuenta que se cobra en la factura de AEE. Veamos lo que dice el nuevo modo de factura de la AEE:

Nos oponemos a que la AEE haga cambios tarifarios sustanciales a este renglón, sobre todo cuando por primera vez en décadas, los cargos fijos por servicio de cuenta se aplicarían en tecnología que beneficiará directamente al residente y al comerciante.

Está disponible la tecnología para medir en ambas direcciones el flujo en el contador. No nos oponemos que como medición adicional, los equipos de los productores de energía renovable incluyan internamente una medición de entrada de energía fotovoltaica y/o eólica, pero no como parte del contador.

De no ser así, cualquier requerimiento adicional de medición será provista por la AEE. Así también la AEE deberá proveer a los productores, cuales serán los parámetros técnicos y de seguridad mínimos necesarios para certificar a un productor de energía renovable. Estos parámetros deberán ser realista en términos del equipo certificado y estar acordes al estandar utilizado en la nación norteamericana en equipos residenciales y comerciales, partiendo de las regulaciones de EPA, ANSI, NEC, IEEE, UL y la Administración de Asuntos de Energía de Puerto Rico.

Es de hecho a esta última, a quien recomendamos como agente certificador de los estándar de equipos a ser instalados por residentes-productores y/o comerciantes-productores.

Entendemos que los cargos normales por servicio ya están detallados como parte de la nueva factura que dio a conocer la AEE. En todo momento se entiende que la cuota por cargo fijo por servicio de cuenta será cobrada a todo residente conectado a la AEE. Sin embargo, la AEE tiene que definir el renglón de Compra de Combustible, ya que los productores de energía renovable serán

reflejados en la factura de AEE en el renglón de Compra de Energía y tiene que haber un cómputo que amortice el combustible sobre la compra de energía.

Veamos la explicación que somete la AEE como texto:

Entendemos que el cargo mínimo a cobrar a un productor de energía es equivalente a el cargo mínimo que se le cobra a un consumo cero (0) de electricidad durante un período de facturación. La AEE deberá diseñar como parte de su lugar en la red cibernética, una página en donde los productores puedan ver en tiempo real, lo que entra en producción de energía renovable a la AEE por su generación. Ya la corporación mantiene este servicio para todos sus clientes, lo que tendría que especializar es al renglón de producción residencial y comercial. La APEV puede proveer diferentes modelos para este mecanismo.

Estamos de acuerdo en que cualquier sobrante de crédito generado al final del año fiscal sea manejado por la AEE. No estamos de acuerdo en que se maneje esta energía verde como créditos y/o rebajas para el sistema de educación u otra dependencia gubernamental en específico y de forma gratuita.

La producción de energía cuesta en todos los niveles, aunque sea de fuentes renovables. Entendemos que esta energía sobrante deberá ser convertida por la AEE en REC's y ser puesta a la venta y/o dado como rebates (rebolsos) a nuevos productores de energía que entren a la red o a consumidores de la red con conciencia ambientalista que quieran ser parte de la diferencia.

La empresa privada y los ciudadanos privados deberán ser incentivados mediante créditos en el servicio eléctrico/fluvial a la presentación de REC's. La AEE puede vender una cartera acumulada de REC's tanto en Puerto Rico como en los estados de la nación norteamericana.

Economía energética y responsabilidad laboral:

En la última parte de esta ponencia, la APEV señala y quiere motivar a uno de los factores más importantes para que ocurra un cambio de actitud en la AEE: sus trabajadores.

Ustedes que son los técnicos, administradores, gerenciales y obreros de nuestro patrimonio nacional energético tienen ante si una misión patriótica y heroica ante su pueblo. Pero no es sacrificio lo que exigimos, es vision.

Los momentos de bonanza y logros sindicales les han dado a cada uno de ustedes la oportunidad de crecer como una de las clases trabajadoras más educadas y de mayor responsabilidad del país. Sus organismos representativos han crecidos al igual que la corporación, midiendo y evaluando la bonanza histórica que la AEE le ha brindado a este pueblo y tal cual accionistas y

bonistas, sus uniones se deben a ustedes. Llegó la hora de la planificación para ser mejores, eficientes y duraderos para nos, el cliente, nos la ciudadanía. La APEV entiende que muchos de los proyectos pilótos que se deben llevar a cabo pueden ser auspiciados, fundados y asociados con ustedes y sus representativos sindicales. Es hora de que todos invirtamos en un nuevo modelo energético para el país y ser socios de nuestro futuro.

¿Como será un Puerto Rico energizado por fuentes renovables y DG? Algunos cambios asumibles son:

- La economía energética será más descentralizada y eficiente, permitiendo que residentes, municipios y comerciantes logren sus propias metas energéticas (ahorro/conservación).
- La dependencia al combustible fósil declinará, permitiendo al gobierno canalizar mejor sus recursos.
- Debido a ello, la capacidad bursátil y financiera aumentará al ser mayor la inversión en nueva infraestructura, remodelación y menor en energía.
- El aire será más limpio, reduciendo las enfermedades respiratorias como el Asma, salvando vidas puertorriqueñas.
- A nivel global, contribuimos sustancialmente a disminuir la emisión de gases nocivos, reduciendo la amenaza de cambios climáticos abrupto y severos como: Huracanes tipo 5, inundaciones y sequías.
- Miles de empleos se crearán en Puerto Rico en la agricultura, manufactura y servicios relacionados a la energía.
- Comunidades rurales se desarrollarán como productores de energía y se levantarán mejores y más eficientes infraestructuras de servicio de utilidades en la ruralía.

Agradecemos la oportunidad de aportar en esta vista con hechos e ideas para el mejor futuro de nuestros hijos y nietos.



Michael Rivera-Ruiz
Fundador
Asociación Puertorriqueña
Energía Verde (APEV)

BIBLIOGRAFIA:

18 CFR 292. 2004. "Regulations Under Sections 201 and 210 of the Public Utility Regulatory Policies Act of 1978 with Regard to Small Power Production and Cogeneration." *Code of Federal Regulations*, Federal Energy Regulatory Commission.

18 CFR 292.305 (a)(2). 2006. "Rates for Sales." *Code of Federal Regulations*, Federal Energy Regulatory Commission.

18 CFR Sec. 141.1. 2006. "FERC Form No. 1, Annual Report of Major Electric Utilities, Licensees and Others." *Code of Federal Regulations*, Federal Energy Regulatory Commission.

70 FR 71760-71772. November 30, 2005. "Standardization of Small Generator Interconnection Agreements and Procedures; Order on Rehearing." *Federal Register*, U.S. Department of Energy.

71 FR 4904- 4905. January 30, 2006. "Study of the Potential Benefits of Distributed Generation." *Federal Register*, U.S. Department of Energy.

Abt, Eileen, N., 1994. "Coping with the Risk of Cancer in Children Living Near Power Lines" *Risk 5* (Winter). Franklin Pierce Law Center. Accessed September 12, 2006 at <http://www.piercelaw.edu/risk/vol5/winter/abt.htm>.

American Electric Power Service Corp., Opinion No. 440, 88 FERC 61141 (1999).

American Electric Power (AEP), 2006. "The AEP Interstate Project Proposal - A 765 kV Transmission Line from West Virginia to New Jersey" January. Accessed September 15, 2006 at

http://www.aep.com/newsroom/resources/docs/AEP_InterstateProjectProposal.pdf#search=%22aep%20interstate%20project%20proposal%20765%22

Apt, J., L.B. Lave, S. Talukdar, M.G. Morgan, and M. Ilic, 2004. "Electrical Blackouts: A Systemic Problem," *Issues in Science and Technology*, Summer 2004.

Apt, J. and G. Morgan, 2005. "Critical Electric Power Issues in Pennsylvania: Transmission, Distributed Generation and Continuing Services when the Grid Falls," produced by the Carnegie Mellon Electricity Industry Center for the Pennsylvania Department of Environmental Protection, February.

Arizona Department of Transportation, 2006. "Williams Gateway Corridor Definitions Study Final Report," Phoenix, Arizona. Accessed September 22, 2006 at

http://tpd.azdot.gov/planning/Files/cds/williams/FR1_Williams%20Gateway%20Final%20Report.pdf

Arthur. D. Little, Inc. Cambridge, Massachusetts, 2000. "Reliability and Distributed Generation, an Arthur D. Little White Paper." Prepared for ASCO Power Technologies, DTE Energy Technologies, Eaton Corporation, Elliott Energy Systems Incorporated, Enercon Engineering Incorporated, ENCORP Incorporated, General Electric, Howmet Corporation, Powel B2B Services Incorporated, Rolls-Royce, United Technologies Incorporated, Visteon Corporation, U.S. Department of Energy. Accessed September 22 at http://www.encorp.com/dwnld/pdf/whitepaper/wp_ADL_4.pdf

- Arkansas Renewable Energy Development Act*, Act 1781 of 2001. HB 2325. Attachment 1, Section 2.
- Asgeirsson, Hawk, "Detroit Edison Distributed Resources Utility Applications & Case Studies" presented at the IEEE Power Engineering Society 2004 General Meeting, Denver, Colorado, June 2004.
- Bill Young, Florida Solar Energy Center, telephone conversation, February 7, 2006.
- Bluefield Water Works & Improvement Company v. Public Service Commission of the State of West Virginia et al, 262 U.S. 679 (U.S. 1923).
- Bonbright, J.C., 1961. *Principles of Public Utility Rates*, Columbia University Press: New York, New York.
- Borbely, A. and J. Kreider, 2001, *Distributed Generation: The Power Paradigm for the New Millennium*, CRC Press: Boca Raton, Florida.
- Brooks, D. L., R. C. Dugan, M. Waclawiak, and A. Sundaram, 1998. "Indices for Assessing Utility Distribution System RMS Variation Performance," *IEEE Transactions on Power Delivery*, 13(1): 254-259.
- Brown, M.H. and R. P. Sedano, 2004. "Electricity Transmission: A Primer," prepared for the National Council on Electricity Policy, June. Accessed on September 14, 2006 at <http://www.raponline.org/pubs/electricitytransmission.pdf>.
- Brown, R.E. and L.A.A. Freeman, 2001. "Analyzing the Reliability Impact of Distributed Generation," presented at the IEEE Power Engineering Society 2001 Summer Meeting, Vancouver, British Columbia, July.
- California Energy Commission, 2005. "California Distributed Energy Resource Guide – Rule 21," accessed September 12, 2006 at http://www.energy.ca.gov/distgen/interconnection/california_requirements.html (last updated April 4, 2005).
- California Public Utility Commission Proposed Decision of Commissioner Lynch January 10, 2003.8.3.2 Discussion: Contracting for Distributed Generation Obviates Need for Deaveraged Tariffs or Incentive Programs at This Time. Accessed September 21, 2006 at www.cpuc.ca.gov/PUBLISHED/Comment_decision/22616-07.htm
- Cardell, J. and R. Tabors, 1998. "Operation and Control in a Competitive Market: Distributed Generation in a Restructured Industry," *Energy Journal, Special Issue on Distributed Resources: Toward a New Paradigm of the Electricity Business*, January.
- Caywood, R.E., 1972. *Electric Utility Rate Economics*. McGraw-Hill: New York, New York.
- Chamra, L. and J. Weathers, 2006. "CHP (Cooling, Heating, and Power) at the Mississippi Baptist Medical Center," Mississippi State University, February 21.

- Chang, S.T., K.Y. Chua, C.C. Slew, and T.L. Tan, 2001. "Power Quality Initiatives in Singapore," published in *Part 1: Contributions, CIRED, 16th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, Amsterdam, Netherlands, June.
- Chowdhury, A. A., S. K. Agarwal, and D.O. Koval, 2003. "Reliability Modeling of Distributed Generation in Conventional Distribution Systems Planning and Analysis," *IEEE Transactions on Industry Applications* 39(5): 1493-1498.
- Connecticut Department of Public Utility Control. DPUC Review of the Development of a Program to Provide Various Incentives for Customer-Side Distributed Generation Resources. Docket no. 05-07-16. Connecticut, 2006
- Cooper, G, 1998. *Air Conditioning America: Engineers and the Controlled Environment, 1900-1960*. Johns Hopkins University Press: Baltimore, Maryland.
- Craig Broussard, Heber Light and Power, telephone conversation, March 1, 2006.
- Curtice, D., 1997. "Cost of Providing Ancillary Services from Power Plants. Volume 1: A Primer." Electric Power Research Institute, Palo Alto, California.
- Davenport, F.W.T., 1991. "Voltage Dips and Short Interruptions in Public Medium Voltage Electricity Supply Systems." International Union of Producers and Distributors of Electrical Energy (UNIPED), Brussels.
- Departments of the Army and the Air Force, 1995. "Electrical Power Supply and Distribution," Army TM 5-811-1, February. Accessed September 11, 2006 at <http://www.usace.army.mil/publications/armymtm/tm5-811-1/entire.pdf>
- Department of Energy, Western Area Power of Administration, 2003. "Finding of No Significant Impact and Floodplain Statement of Findings Wolf Point, Montana to Williston, North Dakota Transmission Line Rebuild" DOE/EA-1401, August. Accessed September 15, 2006 at <http://deq.mt.gov/ea/mfs/WolfPointRebuild/FONSIWestnWolfPoint.pdf>
- Department of Homeland Security, 2006. "National Infrastructure Protection Plan," January. Accessed September 15, 2006 at http://www.dhs.gov/interweb/assetlibrary/NIPP_Plan.pdf
- Dugan, R. C. and T. E. McDermott, 2002. "Distributed Generation: Operating Conflicts for Distributed Generation Interconnected with Utility Distribution Systems" *IEEE Industry Applications Magazine* 8(2): 19-25.
- Duke Energy Corporation, 2003. "2003 Annual Report, Results of Operations," Duke Energy Corporation, December.
- Duquesne Light Company et al v. Barasch et al, 488 U.S. 299 (U.S. 1989).
- East Central Area Reliability Coordination Agreement, 2000.
- "1999 Transmission Line Outages Summary Report," 00-TFP-46-2, November.

- Electric Power Research Institute (EPRI), 1996. "An Assessment of Distribution System Power Quality; Volume 2: Statistical Summary Report," EPRI TR-106294-V2, May.
- Electric Power Research Institute (EPRI), 2003. "Revealing the Value of Demand Response: Regulatory and Market Options," EPRI TR-1001638, December.
- Electric Power and Research Institute (EPRI), 2003. "Infrastructure Quality and Reliability," September. Accessed September 21, 2006 at http://www.epri-intelligrid.com/intelligrid/docs/Infrastructure_Quality_and_Reliability_082203.pdf
- Electric Power Research Institute (EPRI), 2004. "Economic Costs and Benefits of Distributed Energy Resources," EPRI-1011305.
- Electric Power Research Institute (EPRI), 2005. "Massachusetts Distributed Generation Collaborative 2005 Annual Report Attachment C: A Framework for Developing Win-Win Strategies for Distributed Energy Resources in Massachusetts" prepared for the Massachusetts Department of Telecommunications and Energy in response to D.T.E. Order 02-38-B, May 31.
- El-Keib, A.A. and X. Ma, 1997. "Calculating Short-Run Marginal costs of Active and Reactive Power Production," *IEEE Transactions on Power Systems* 12, 559-565.
- Energetics, Inc., 2005. "MADRI Model Small Generator Interconnection Procedures," accessed September 20, 2006 at <http://www.energetics.com/MADRI/interconnection.html>.
- Energy and Environmental Analysis, Inc., 2004a. "Distributed Generation Operational Reliability and Availability Database, Final Report," prepared for Oak Ridge National Laboratory, January.
- Energy and Environmental Analysis, Inc., 2004b. "Assessing the Benefits of On-Site Combined Heat and Power During the August 14, 2003 Blackout," 4000027086, prepared for Jan Berry, Oak Ridge National Laboratory, June.
- Energy and Environmental Economics, Inc., 2004. "Methodology and Forecast of Long Term Avoided Costs for the Evaluation of California Energy Efficiency Programs," prepared for the California Public Utilities Commission, October.
- Energy and Environmental Economics, Inc. and Electrotek Concepts, Inc., 2005. "Renewable Distributed Generation Assessment: city of Palo Alto Utilities Case Study, Final Report," CEC 500-2005-029, prepared for the California Energy Commission, January.
- Energy Nexus Group and Pace Energy Project, 2002. "Combined Heat and Power Market Potential for New York State," prepared for New York State Energy Research and Development Administration, May.
- Energy Policy Act of 2005, Public Law 109-58.
- Engle, David, 2006. "Jammed Power Lines, Megawatts Wasted...DG Coming to the Grid's Rescue," *Distributed Energy*, 4(1). Accessed September 15, 2006 at http://www.distributedenergy.com/de_0601_jammed.html.

- Eto, J., S. Stoff and T. Belden, 1994. "The Theory and Practice of Decoupling," LBNL-34555, January.
- Eto, J., D. Divan, and W. Brumsickle, 2004. "Pilot Evaluation of Electricity-Reliability and Power-Quality Monitoring in California's Silicon Valley with the I-Grid® System," LBNL-52740, February.
- Evans, P.B., 2005. "Optimal Portfolio Methodology for Assessing Distributed Energy Resources Benefits for the Energynet," CEC-500-2005-096, prepared by New Power Technologies for the California Energy Commission, March.
- Feather, P., D. Hellerstein, and L. Hansen, 1999. "Economic Valuation of Environmental Benefits and the Targeting of Conservation Programs: The Case of the Conservation Reserve Program (CRP)," Report No. 778, United States Department of Agriculture (USDA), Economic Research Service (ERS).
- Federal Energy Regulatory Commission, 2005. "Standardization of Small Generator Interconnection Agreements and Procedures: Order on Rehearing" published in the Federal Register November 30, 2005 (70 FR 71760).
- Federal Energy Regulatory Commission, 2006. "Form 1 - Electric Utility Annual Report," accessed September 20, 2006 at <http://www.ferc.gov/docs-filing/eforms/form-1/elec-subm-soft.asp#skipnavsub> (last updated June 6, 2006.)
- Federal Energy Regulatory Commission, 2006. "Standardization of Small Generator Interconnection Agreements and Procedures" published in the Federal Register July 27, 2006 (71 FR 42587).
- Federal Power Act, 16 USC 791.
- Federal Power Commission et al v. Hope Natural Gas Company, 320 U.S. 591 (U.S. 1944).
- Firestone, R. and C. Marnay, 2005. "The Effects of Electricity Tariff Structure on Distributed Generation Adoption in New York State" Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL-57942, September.
- Galvin Project, Inc. *Galvin Electricity Initiative*. Accessed September 26, 2006 at <http://www.galvinpower.org/>.
- Gellings C., M. Samotyj, and B. Howe, 2004. "The Future's Smart Delivery System" *IEEE Power & Energy Magazine*, 2(5) 40-48.
- GE Corporate Research and Development, 2003. "DG Power Quality, Protection and Reliability Case Studies Report," National Renewable Energy Laboratory, NREL/SR-560-34635, August.
- Glodner, A. 1994. "Guide for Upgrading RUS Transmission Lines." RUS Bulletin 1724E-203, U.S. Department of Agriculture Rural Utilities Service, Washington, D.C. Accessed September 22, 2006 at <http://www.usda.gov/rus/electric/pubs/1724e203/1724e203.doc>
- Gonyeau, Joeseph, 2005. "The Virtual Nuclear Tourist, Emergency Diesel Generator Building," Accessed April 25, 2006 at <http://www.nucleartourist.com/areas/diesel.htm>. Last revised February 5, 2005.

- Gorin, T., "Supplementary Information on Historic Load Factors," California Energy Commission Demand Analysis Office Memorandum, October 4, 2005.
- Gumerman E. Z., R. R. Bhavirkar, K. H. LaCommare, and C Marray, 2003. "Evaluation Framework and Tools for Distributed Energy Resources" Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL-52079, February.
- Hadley, S .W., J. W. Van Dyke, W.P. Poore, and T.K. Stovall, 2003. "Quantitative Assessment of Distributed Energy Resource Benefits" Oak Ridge National Laboratory, ORNL/TM-2003/20, May.
- Hadley, S.W., T.K. Stovall, and J.W. Van Dyke, 2006. "Customer-Owned Utilities and Distributed Energy: Potentials and Benefits," Oak Ridge National Laboratory, ORNL/TM-2005/257, February.
- Hegazy, Y. G., M. M. A. Salama, and A.Y. Chikhani, 2003. "Adequacy Assessment of Distributed Generation Systems Using Monte Carlo Simulation" *IEEE Transactions on Power Systems* 18(1): 48-52.
- Heimlich, Ralph, 2003. "Greenbelts? Not Without Greenbacks" Amber Waves The Economics of Food, Farming, and Natural Resources, and Rural America. USDA Economic Research Service, November. Accessed on September 12, 2006. Available at <http://www.ers.usda.gov/AmberWaves/November03/Findings/greenbelts.htm>.
- Hinrichs, D., L. Markel, and M. Goggin, 2005. "Protecting Critical Energy Infrastructure and Helping Communities Recover from Disaster with Distributed Energy Assets," prepared by Sentech, Inc. for the U.S. Department of Energy.
- Hirsh, R. F., 1989. *Technology and Transformation in the American Electric Utility Industry*, Cambridge University Press: New York, New York.
- Hirst, E. and B. Kirby, 1997a. "Ancillary-Service Details: Operating Reserves," ORNL/CON-452, November.
- Hirst, E. and B. Kirby, 1997b. "Creating Competitive Markets for Ancillary Services," ORNL/CON-448, October.
- Hirst, E., 2000. "Maximizing Generator Profits Across Energy and Ancillary Services Markets," ORNL.
- Hoff, T., H.J. Wenger, and B.K. Farmer, 1994. "The Value of Grid-Support Photovoltaics in Providing Distribution System Voltage Support," In *Proceedings of the 1994 American Solar Energy Society Annual Conference*, San Jose, California.
- Hoff, T. and D.S. Shugar, 1995. "The Value Of Grid-Support Photovoltaics in Reducing Distribution System Losses" *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 10(3): 569-576.
- Hoff, T. E., Wenger, H. J. and B. K. Farmer, 1996. "Distributed Generation: An Alternative to Electric Utility Investments in System Capacity" *Energy Policy* 24(2): 137-147.
- Hoge, P., July 26, 2006, "Central Valley Housing Boom Plays Role in the Big Heat, Experts Say/Larger New Homes Also Increase Sate's Demand for Energy" *San Francisco Chronicle*, p B10.

Homeland Security Advisory Council, 2006. "Report of the Critical Infrastructure Task Force," January. Accessed September 21, 2006 at http://www.dhs.gov/interweb/assetlibrary/HSAC_CITF_Report_v2.pdf.

Hudson C. R., B. J. Kirby, J. D. Kueck, and R. H. Staunton, 2001. "Industrial Use of Distributed Generation in Real-Time Energy and Ancillary Service Markets" Oak Ridge National Laboratory, ORNL/TM-2001/136, September.

ICF Consulting, 2003. "Measuring the Economic Costs of Terrorist Attacks," *ICF Perspectives* newsletter.

ICF Consulting, 2005. "Avoided Energy Supply Costs in New England" prepared for the Avoided Energy Supply Component (AESC) Study Group, December 23.

Ilex Energy Consulting, 2004. "Ancillary Service Provision from Distributed Generation," prepared for the UK Department of Trade and Industry.

Incentives Research Inc., 1995. "A Primer on Electric Power Flow for Economists and Utility Planners," The Electric Power Research Institute, EPRI TR-104604, February.

Indiana Department of Transportation and the Federal Highway Administration, 2003. "US 31 Improvement Project, Interstate 465 to State Road 38; Draft Environmental Impact Statement" (DEIS)" Data developed by Parsons Transportation Group, Inc. June.

Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 1992. 2nd Printing 2004. *Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems* IEEE Std 519-1992.

Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 1993. *Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants* IEEE Std 141-1993.

Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 1995, Reaffirmed 2004. *Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers* IEEE Std C57.91-1995.

Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2003. *Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices* IEEE Std 1366-2003.

Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2003. *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems* IEEE Std 1547-2003.

Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 2004. *Recommended Practice for Measurement and Limits of Voltage Fluctuations and Associated Light Flicker on AC Power System* IEEE Std 1453-2004.

Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2005. *IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems* IEEE Std 1547.1-2005.

International Electrochemical Commission, 2003. *Electromagnetic Compatibility (EMC) Part 4: Testing and Measurement Techniques Section 15: Flickermeter Functional and Design Specification* IEC 61000-4-15-2003.

Interstate Renewable Energy Council (IREC), 2005. "Technical Interconnection Standards and Procedures for Small Generators, FINAL: October 2005," accessed September 21, 2006 at <http://www.irecusa.org/pdf/guide.pdf>.

- Interstate Renewable Energy Council (IREC), 2006. "State and Utility Net-Metering Rules," *Connecting to the Grid* online newsletter, accessed September 21, 2006 at <http://irecusa.org/connect/index.html>. (last updated March 2006)
- Irwin, E.G., 2002, "The Effects of Open Space on Residential Property Values" *Land Economics* 78(4): 465-480.
- ISO New England Inc., 2005. "Connecticut Energy Plan Framework Recommended Solutions and Actions for the State of Connecticut," January.
- ISO New England, Inc., 2006. *Demand Resources Group*. Accessed September 21, 2006 at http://www.iso-ne.com/committees/comm_wkgrps/othr/drg/index.html.
- John Hamilton, Britannia Water, telephone conversation, April 2, 2006.
- Johnson L., K. Takahshi, F. Weston and C. Murray, 2005. "Rate Structures for Customers with Onsite Generation: Practice and Innovation," National Renewable Energy Laboratory, NREL/SR-560-39142, December.
- Joos G., B.T. Ooi, D. McGillis, F.D. Galiana, and R. Marceau, 2000. "The Potential of Distributed Generation to Provide Ancillary Services" in *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Vol 3, pp 1762-1767. Seattle, Washington. July 16-20, IEEE: Piscataway, New Jersey.
- Kahn, A.E., 1970. *The Economics of Regulation: Principles and Institutions, Volume 1*. John Wiley & Sons: New York.
- Kahn, E., 1991. *Electric Utility Planning and Regulation*. Published by the American Council for an Energy-Efficient Economy.
- Kashem, M. A. and G. Ledwich, 2005. "Multiple Distributed Generators for Distribution Feeder Voltage Support" *IEEE Transactions on Energy Conversion* 20(3): 676-684.
- Kimley-Horn Associates, Inc., 2005. "Pinal County Corridors Definition Study, Working Paper #2" prepared for the Arizona Department of Transportation, December.
- King, D.M., and M. Mazzotta. 2006. *Ecosystem Valuation*. Accessed May 25, 2006 at <http://www.ecosystemvaluation.org/>
- Kingston, T., T. Stovall and J. Kelly, 2005. "Exploring Distributed Energy Alternatives to Electrical Distribution Grid Expansion in Southern California Edison Service Territory." ORNL/TM-2005/109, December.
- Kingston T. and T. Stovall, 2006. "Exploring Distributed Energy Alternatives to Electrical Distribution Grid Expansion," ORNL/TM-2005/109, January.
- Kirby B. and E. Hirst, 1997. "Ancillary Service Details: Voltage Control," ORNL/CON-453, December.
- Kroposki B., C. Pink, R. DeBlasio, H. Thomas, M. Simoes, and P.K. Sen, 2006. "Benefits of Power Electronic Interfaces for Distributed Energy Systems." In *IEEE Power Engineering Society General Meeting*. June 18-22, 2006, Montreal, Canada. IEEE, Piscataway, New Jersey.
- Kueck J. D., B. J. Kirby, L. M. Tolbert, and D. T. Rizy, 2004. "Voltage Regulation: Tapping Distributed Energy Resources" *Public Utilities Fortnightly*, 142(9):46-51.
- Kueck, J.D., B.J. Kirby, P.N. Overholt, and L. C. Markel, 2004, "Measurement Practices for Reliability and Power Quality: A Toolkit of Reliability Measurement Practices" ORNL/TM-2004/91, June.

- LaCommare, K.H, J.H. Eto, 2004 "Understanding the Cost of Power Interruptions to U.S. Electricity Consumers" LBNL-55718, September.
- Leposky, G., 2004. "Oil Producer Installs Cogeneration System with Ultra-Low NOx Emissions," *Distributed Energy : The Journal for Onsite Power Solutions*, accessed on April 27, 2006 at http://www.distributedenergy.com/de_0407_oil.html,
- Li, F. F., J. Kueck, D. T. Rizy, and T. King, 2006. "A Preliminary Analysis of the Economics of Using Distributed Energy as a Source of Reactive Power Supply, First Quarterly Report for Fiscal Year 2006," prepared for the U.S. Department of Energy by Energetics Inc. and Oak Ridge National Laboratory, April.
- Loehr, G., 2001. "Take My Grid, Please! A Daring Proposal for Electric Transmission," *Public Utilities Fortnightly* 139(7).
- Lovins, A., E. Datta, T. Feiler, K. Rabago, J. Swisher, A. Lehmann, and K. Wicker, 2002. *Small is Profitable: The Hidden Economic Benefits of Making Electrical Resources the Right Size*, Rocky Mountain Institute: Snowmass, Colorado.
- Lynch, L. and S. J. Lovell, 2002. "Hedonic Price Analysis of Easement Payments in Agriculture Lands Preservation Program," WP 02-12, Department of Agriculture and Resource Economics, University of Maryland.
- Madison Gas and Electric (MGE), 2006. *Backup Generation*. Accessed September 21, 2006 at <http://www.mge.com/business/services/backup.htm>
- Marcus, W. B. and G. Ruzsovan, 2000. "Mid-Atlantic States Cost Curve Analysis," prepared by JBS Energy, Inc. for The National Association of Energy Service Companies Pace Law School Energy Project, December 15.
- Market Street Railway Company v. Railroad Commission of California et al, 324 U.S. 548 (U.S. 1945).
- Marnay, C., and G.A. Comnes, 1990. "Ratemaking for Conservation: The California ERAM Experience," LBNL-28019, May.
- McDermott, T. E. and R. C. Dugan, 2003. "PQ, Reliability, and DG." *IEEE Industry Applications Magazine* 9(5): 17-23.
- Midwest Combined Heat and Power Application Center, 2006. "Combined Heat and Power in Ethanol Plants," accessed on April 28, 2006 at <http://files.harc.edu/Sites/GulfCoastCHP/CaseStudies/RussellKSUSEnergyPartners.pdf>.
- Midwest Combined Heat and Power Application Center, 2006. "Presbyterian Homes- Evanston Campus, Building Cooling, Heating, and Power (CHP) Plant," accessed on May 2, 2006 at <http://public.ornl.gov/mac/pdfs/casestudies/cs-PresHomes030342.pdf>.
- Midwest Combined Heat and Power Application Center, 2006. Exit Fees. Accessed September 21, 2006 at http://www.chpcentermw.org/05-00_policy.html#exit (last updated April 12, 2006.)
- Mike Murphy, Corporation de Chauffage Urbain de Montréal, telephone conversation, January 25, 2006.
- Minnesota Public Utility Commission. In the Matter of Establishing Generic Standards for Utility Tariffs for Interconnection and Operation of Distributed Generation Facilities Under Minnesota Laws 2001, Chapter 212. Docket no. E-999/CI-01-1023. St. Paul, 2001.

- Moskovitz, D.C., 2000. "Profits and Progress through Distributed Resources," The Regulatory Assistance Project, February. Accessed September 21, 2006 at www.raponline.org.
- Moskovitz D., C. Harrington, W. Shirley, R. Cowart, R. Sedano, and F. Weston, 2002. "State Electricity Regulatory Policy and Distributed Resources: Distributed Resource Distribution Credit Pilot Programs- Revealing the Value to Consumers and Vendors," NREL/SR-560-32499, October.
- National Association of Electric Utility Commissioners (NARUC), 1992. *Electric Utility Cost Allocation Manual*.
- National Association of Electric Utility Commissioners (NARUC), 2002. "Model Distributed Generation Interconnection Procedures and Agreement," July.
- National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), 2000. "Fair Market Value Analysis for a Fiber Optic Cable Permit in National Marine Sanctuaries-Final Report," December.
- National Research Council, 2002. *Making the Nation Safer – The Role of Science and Technology in Countering Terrorism*. The National Academies Press, Washington, D.C.
- National Rural Electric Cooperative Association, "DG Toolkit." A series of manuals accessed September 20, 2006 at <http://www.nreca.org/PublicPolicy/ElectricIndustry/dgtoolkit.htm>.
- Navigant Consulting, 2006. "Microgrids Research Assessment- Phase 2," May, accessed September 21, 2006 at http://der.lbl.gov/new_site/2006microgrids_files/Navigant%20Microgrids%20Final%20Report.pdf#search=%22navigant%20microgrids%22.
- New York Public Service Commission, Opinion No. 01-4, October 26, 2001, p. 21-22; New York Public Service Commission, Case 02-E-0780 *et. al.*, *Order Establishing Electric Standby Rates*, July 29, 2003, p. 11; Attachment A, Joint Proposal by Orange & Rockland Utilities, Inc. and Consolidated Edison Company of New York, Inc. pp. 21-22.
- New York Public Service Commission, 2005. "New York State Standardized Interconnection Requirements and Application Process for New Distributed Generators 2 MW or Less Connected in Parallel with Utility Distribution Systems," September. Available at http://www.dps.state.ny.us/SIR_Require_11_04.pdf.
- North American Electric Reliability Council (NERC), 2006. "2006 Long Term Reliability Assessment: The Reliability of the Bulk Electric System in North America," October.
- North American Electric Reliability Council (NERC), 2005. "2005/2006 Winter Assessment: Reliability of the Bulk Electric System in North America," November.
- North American Electric Reliability Council (NERC), 2005. "Glossary of Terms Used in Reliability Standards," accessed September 21, 2006 at ftp://www.nerc.com/pub/sys/all_updl/standards/sar/Glossary_Clean_1-07-05.pdf
- North Carolina State University, 2006. "Database of State Incentive for Renewable Energy (DSIRE)," accessed September 15, 2006 at <http://www.dsireusa.org/> last updated September 15, 2006.

NRS 048-2:1996, 1996. "Electricity Supply - Quality of Supply Standards; Part 2: Minimum Standards."

Omer, S.A., R, Wilson, and S.B. Riffat, 2000. "PV in Practice: A Case Study of Two PV Systems Installed on a Domestic and an Educational Building," Institute of Building Technology, School of the Build Environment, The University of Nottingham.

Overdomain, LLC, and Reflective Energies, 2005a. "Improving Interconnections in California: The FOCUS-II Project," CEC-500-2005-006, prepared by Overdomain, LLC, and Reflective Energies for the California Energy Commission, January, accessed September 19, 2006 at <http://www.energy.ca.gov/2005publications/CEC-500-2005-006/CEC-500-2005-006.PDF>.

Overdomain, LLC, and Reflective Energies, 2005b. "DG Interconnection Monitoring: The FOCUS-II Project, Forging a Consensus on Utility System Interconnection Final Report," CEC-500-2005-009, prepared by Overdomain, LLC, and Reflective Energies for the California Energy Commission, January, accessed September 15, 2006 at <http://www.energy.ca.gov/2005publications/CEC-500-2005-009/CEC-500-05-009.PDF>.

Parker, Nathan, 2004. "Using Natural Gas Transmissions Pipeline Costs to Estimate Hydrogen Pipeline Costs," UCD-ITS-RR-04-35, University of California – Institute of Transportation Studies.

Perekhodtsev, Dmitri, 2004. *Two Essays on Problems of Deregulated Electricity Markets*, Ph.D. Dissertation, Tepper School of Business at Carnegie Mellon University, Pittsburgh, Pennsylvania.

Platt, H. L., 1991. *The Electric City: Energy and Growth of the Chicago Area, 1880-1930*. University of Chicago Press: Chicago, Illinois.

Poore, W.P., T.K. Stovall, B.J. Kirby, D.T. Rizy, J.D. Kueck, and J.P. Stovall, 2002. "Connecting Distributed Energy Resources to the Grid: Their Benefits to the DER Owner/Customer, Other Customers, the Utility, and Society," ORNL/TM-2001/290, March.

Public Utility Commission of Texas, 2002. "Distribution Generation Interconnection Manual," prepared by Distributed Utility Associates and Endecon Engineering for the U.S. Department of Energy Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, May.

Public Utility Commission of Texas. *Substantive Rules Applicable to Electric Service Providers*. Rule 25.211, accessed September 22, 2006 at <http://www.puc.state.tx.us/rules/subrules/electric/25.211/25.211.pdf>

Public Utility Holding Company Act of 1935, 15 USC 79.

Public Utility Regulatory Policies Act of 1978 (PURPA).

Raab Associates, Ltd., 2002. *The New England Demand Response Initiative*. Accessed September 21, 2006 at <http://nedri.raabassociates.org/>

Rawson, M., 2004. "Distributed Generation Costs and Benefits Issues Paper," 500-04-048, California Energy Commission, July.

- Regulatory Assistance Project Newsletter, 2005. "Regulatory Reform: Removing Disincentives to Utility Investment in Energy Efficiency," accessed September 21, 2006 at www.raponline.org/Feature.asp?select=47.
- Renewable Energy Access, 2006. "Renewable Energy Adopted by Two Post Offices," <http://www.renewableenergyaccess.com/rea/news/story?id=43420>, published February 14, 2006, accessed April 27, 2006.
- Resource Dynamics Corporation (RDC), 1999. "Economics of Distributed Generation: T&D Applications," presented at the AEIC-COEPA 1999 Meeting, September 28.
- Resource Dynamics Corporation (RDC), 2005. "Case Study for Transmission and Distribution Support Applications Using Distributed Energy Resources," Technical Update 1011249, Electric Power Research Institute.
- Reynolds, J.E., 2003. "Agriculture Land Values Increase: 2003 Survey Results," Document Number FE 439, University of Florida, Institute of Food and Agriculture Sciences Extension Service, November. Accessed on September 12, 2006 at <http://edis.ifas.ufl.edu/FE439>.
- Robinson, L., 2003. "Right-of-Way Vegetation Management Program." *Erosion Control*, November/December. Accessed on September 12, 2006 at http://www.forester.net/ecm_0311_right.html.
- Scott, Michael, 2004. "Gas Rates for DG Customers," Presented at the Standby Rates Workshop, New York State Department of Public Service, December 8.
- Scott Smith, New York State Energy Research and Development Authority, personal interview, April 2006.
- Sebold, F. D., P. Lilly, J. Holmes, J. Shelton, and K. Scheuermann, 2005. "Self-Generation Incentive Program, Framework for Assessing the Cost-Effectiveness of the Self-Generation Incentive Program," prepared by Itron for the California Public Utilities Commission Energy Division, September 14.
- Sector-Specific Plan, Energy Sector for Critical Infrastructure Protection, As Input to the National Infrastructure Protection Plan, Department of Energy, Redacted Draft, September 3, 2004.
- Sharon Parshley, Portsmouth Naval Shipyard, telephone conversation, April 25, 2006.
- Sheer, Richard, 2003. "Making the Business Case for Distributed Energy – an Economic Analysis," Distributed Energy Peer Review. Accessed September 21, 2006 at http://www.eere.doe.gov/de/pdfs/conf-03_der_pr/scheer.pdf
- Shirley, W., 2001. "Distribution System Cost Methodologies for Distributed Generation, Regulatory Assistance Project," prepared by the Regulatory Assistance Project, September.
- Short, Tom, 2002. "Reliability Indices," presentation at T&D World Expo 2002, Indianapolis, IN, May 7-9, 2002. Accessed September 21, 2006 at <http://www.epri-peac.com/td/pdfs/reliability2002.pdf>
- Shugar, D., 1990. "Photovoltaics in the Utility Distribution System: The Evaluation of System and Distribution Benefits." In *IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Vol 2, pp 836-843. May 21-25, 1990, Kissimmee, Florida. IEEE, Piscataway, New Jersey.

- Siddiqui, A. S., E. S. Bartholomew, and C. Marnay, 2005. "Empirical Analysis of the Spot Market Implications of Price-Responsive Demand," *Energy Studies Review*, 14(1), 136-155.
- Smith, W.S., 2004. "2005 Market Survey," Old Dominion University, Center for Real Estate and Economic Development.
- Smyth v. Ames, 169 U.S. 466 (U.S. 1898).
- Southern California Edison, 2006. *Regulatory- SCE Tariff Books, General Service- Industrial Rate Schedules*. Accessed September 26, 2006 at <http://www.sce.com/AboutSCE/Regulatory/tariffbooks/ratespricing/businessrates.htm>.
- Spitzley, D.A. and G.A. Keoleian, 2004, "Life Cycle Environmental and Economic Assessment of Willow Biomass Electricity: A Comparison with Other Renewable and Non-Renewable Sources," Center for Sustainable Systems, University of Michigan, CSS04-5.
- State of New Jersey Board of Public Utilities. *In the Matter of New Jersey Natural Gas Company Distributed Generation Tariff Filing*. Docket no. GT01070450. New Jersey, January 8, 2003.
- TeleCommUnity Alliance, 2002. "Valuation of the Public Rights-of-Way Asset," March. Accessed September 15, 2006 at <http://www.telecommunityalliance.org/issues/valuation2002.html>
- The Clean Energy Group, 2005. "Energy Security & Emergency Preparedness, How Clean Energy Can Deliver More Reliable Power for Critical Infrastructure and Emergency Response Missions: An Overview for Federal, State, and Local Officials," October. Accessed September 15, 2006 at http://www.cleanenergystates.org/library/Reports/CEG_Clean_Energy_Security_Oct05.pdf
- Title 24, Part 6, of the California Code of Regulations: California's Energy Efficiency Standards for Residential and Nonresidential Buildings available at <http://www.energy.ca.gov/title24/>. Last updated September 15, 2006.
- University of Dayton Sustainability Club, 2006. *Hydrogen-Powered Fuel Cell Brings Next Generation, Clean Energy Production to Los Angeles*. Accessed September 22, 2006 at http://www.sustainclub.com/Information/Item.php?Info_ID=13.
- U.S.-Canada Power System Outage Task Force, 2004, "Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations," April. Accessed September 15, 2006 at <http://www.nrcan.gc.ca/media/docs/final/BlackoutFinal.pdf>
- U.S. Department of Agriculture Farm Service Agency, 2006. "Conservation Reserve Program – Monthly Contract Reports – Practice Summary for Active CREP Contracts for Program Year – 1999 – Project Summary," July, accessed September 15, 2006 at <http://www.fsa.usda.gov/crpstorpt/07Approved/r1meprtw/OR.HTM>.

U.S. Department of Agriculture, National Agriculture Statistics Service, 2006. "Land Values: Farm Real Estate Value by State, U.S.," accessed on April 3, 2006 at

http://www.nass.usda.gov/Charts_and_Maps/Land_Values_and_Cash_Rents/farm_value_map.asp

U.S. Department of Energy, Energy Information Administration, 2000. "Trends in Residential Air-Conditioning Usage from 1978 to 1997," accessed on September 20, 2006 at

http://www.eia.doe.gov/emeu/consumptionbriefs/recs/actrends/recs_ac_trends.html. (last updated July 24, 2000.)

U.S. Department of Energy, Energy Information Administration, 2003. "Annual Electricity Industry Financial Report: Form EIA-412," accessed September 15, 2006 at <http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/forms/eia412/eia412.pdf>.

U.S. Department of Energy, Energy Information Administration, 2004. "Electric Power Annual 2004," DOE/EIA-0348(2004), accessed on September 20, 2006 at http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epa_sum.html.

U.S. Department of Energy, Energy Information Administration, 2005. Table 8.11c, Electric Net Summer Capacity: Electric Power Sector by Plant Type, 1989-2005 published in "Annual Energy Review 2005," DOE/EIA-0384(2005), accessed September 21, 2006 at

<http://www.eia.doe.gov/emeu/aer/contents.html>.

U.S. Department of Energy, Energy Information Administration, 2006.

"Renewable Energy Annual 2004 with Preliminary Data for 2004." Accessed September 21, 2006 at

http://www.eia.doe.gov/cneaf/solar.renewables/page/rea_data/rea_sum.html.

U.S. Department of Interior, Fish and Wildlife Service, 2005. "Biological Opinion for Issuance of Section 10(a)(1)(8) Incidental Take Permit to Michigan Electric Transmission Company, LLC, for the Take of Karner Blue Butterfly (*Lycaeides melissa samuelis*) in Muskegon and Newaygo Counties, Michigan, Log 05-R3-ELFO-O5," Memorandum, April 7, 2005. Accessed September 15 at

<http://www.fws.gov/midwest/METCFinalNEPA/documents/BioOpinion.pdf>

U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, "The Power to Choose, and Save: Residents of the Philadelphian High-Rise Condominium Cut Energy Costs by 25% with CHP," Distributed Energy Program Project Profile brochure. Accessed September 15, 2006 at

http://www.eere.energy.gov/de/pdfs/cs_philadelphian.pdf

U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, "Channel Islands National Park PV Installation: Million Solar Roofs Success Stories," Accessed September 15, 2006 at

<http://www.nrel.gov/ncpv/pdfs/25721.pdf#search=%22Channel%20Islands%20National%20Park%20PV%20installation%22>.

U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, 2005. "Keeping the High-Tech Industry Plugged-In with Onsite Energy," Accessed September 18, 2006, at

http://www.eere.energy.gov/de/pdfs/cs_verizon.pdf.

- U.S. Environmental Protection Agency Combined Heat and Power Partnership, 2006. "Standardized Interconnection Rules: An Effective Policy Tool to Encourage Distributed Generation," June. Accessed September 15, 2006 at http://www.epa.gov/chp/pdf/interconnection_factsheet.pdf.
- U.S. Department of Labor, Occupational Safety and Health Administration (OSHA), 2006. *Electric Power Glossary of Terms*. Accessed September 21, 2006 at http://www.osha.gov/SLTC/etools/electric_power/glossary.html#t.
- U.S. Nuclear Regulatory Commission, 2006. *Frequently Asked Questions About the Loss of the Electric Power Grid on August 14, 2003*. Accessed April 25, 2006 at <http://www.nrc.gov/reactors/operating/8-14-03-power-outage.html>.
- Vajjhala, Shalini and Paul Fischbeck, 2006. "Quantifying Siting Difficulty: A Case Study of U.S. Transmission Line Siting" Resources For the Future Discussion Paper RFF 06-03, February. Accessed September 15, 2006 at <http://www.rff.org/Documents/RFF-DP-06-03.pdf>
- Western Area Power Administration, 2002. "Sacramento Area Voltage Support Draft Environmental Impact Statement, Sierra Nevada Region," DOE/EIS-0323 November. Accessed September 15, 2006 at <http://www.eh.doe.gov/nepa/docs/deis/deis0323/TOCindex.html>
- Weston, F. and W. Shirley, 2006. "The Mid-Atlantic Distributed Resources Initiative Regulatory Subgroup Scoping Paper on Dynamic Pricing: Aligning Retail Prices with Wholesale Markets, the Throughput Issue: Addressing the Role of Distributed Resources in System Planning," The Regulatory Assistance Project. Accessed on September 15, 2006 at <http://www.raponline.org/pubs/rapregulatoryscopingpaper.pdf>
- Woodcock, D., 2004. "Risk-Based Reinvestment – Trends in Upgrading the Aged T&D System," *Energy Pulse*, March 12, 2004. Accessed September 11, 2006 at http://www.energypulse.net/centers/article/article_display.cfm?a_id=638
- Zerriffi, H., 2004. *Electric Systems under Stress: an Evaluation of Centralized Versus Distributed System Architectures*, Ph.D. Dissertation, published by the Carnegie Mellon University Electricity Industry Center.
- Zerriffi, H., H. Dowlatabadi, and A. Farrell, 2005. "Incorporating Stress in Electric Power Systems Reliability Models," *Energy Policy* (article in press), November.

Environmental Protection Agency

www.epa.gov

European Renewable Energy Council

www.erec-renewables.org

European Union, New and Renewable Energies

europa.eu.int/comm/energy/res/index_en.htm

Florida Solar Energy Center

www.fsec.ucf.edu

Geothermal Energy Association

www.geo-energy.org

Green Building Alliance

www.gbapgh.org

Green-e Renewable Electricity Certification
Program

www.green-e.org

International Energy Agency (IEA)

www.iea.org

IEA, Photovoltaic Power Systems Programme

www.oja-services.nl/iea-pvps

Interstate Renewable Energy Council

www.irecusa.org

Eric Martinot's Research Site

www.martinot.info

National Biodiesel Board

www.biodiesel.org

National Hydropower Association

www.hydro.org

National Renewable Energy Laboratory

www.nrel.gov

Ocean Energy Resources

www.his.com/~israel/loce/ocean.html

Pew Center for Climate Change

www.pewclimate.org

RenewableEnergyAccess.com (news)

www.renewableenergyaccess.com

Renewable Energy Policy Network for the 21st

Century

www.ren21.net

Renewable Energy Policy Project

www.repp.org

Renewable Energy World (journal)

www.jxj.com/magsandj/rew

U.S. Green Buildings Council

www.usgbc.org

UtilityWind Integration Group

www.uwig.org

Worldwatch Institute

www.worldwatch.org

Alliance to Save Energy

www.ase.org

American Coalition on Ethanol

www.ethanol.org

American Council for an Energy Efficient

Economy

www.aceee.org

American Council on Renewable Energy

www.acore.org

American Solar Energy Society

www.ases.org

American Wind Energy Association

www.awea.org

Biomass Council

www.biomasscouncil.org

Biomass Research and Development Initiative

www.bioproducts-bioenergy.gov

Center for American Progress

www.americanprogress.org

Center for Resource Solutions

www.resource-solutions.org

Clean Energy Group

www.cleanegroup.org

Clean Energy States Alliance

www.cleanenergystates.org

Clear the Air

www.cleartheair.org

Climate Solutions

www.climatesolutions.org

Database of State Incentives for

Renewable Energy

www.dsireusa.org

Energy Efficiency and Renewable Energy, DOE

www.eere.energy.gov

Energy Future Coalition

www.energyfuturecoalition.org

Environmental and Energy Study Institute

www.eesi.org

Renewable Fuels Association

www.ethanolrfa.org

Rocky Mountain Institute

www.rmi.org

Solar Buzz (news)

www.solarbuzz.com

Solar Energy Industries Association

www.seia.org

Union of Concerned Scientists

www.ucsusa.org