
Consejo Asesor de Modernización de la Red (GMAC)

Sesión de Escucha Pública

NOTAS

Miercoles, 01 de noviembre de 2023, 12 – 1:30 pm
Reunión Virtual de Zoom

Consejeros(as) presentes: Sarah Bresolin Silver, Kelly Caiazzo, Larry Chretien, Comisionada Elizabeth Mahony, Kyle Murray, Jonathan Stout, Alex Worsley

Consejeros(as) no votantes: Carol Sedewitz, Digaunto Chatterjee

Personal del DOER presente: Aurora Edington, Julia Fox, Sarah McDaniel

Consultores presentes: Jennifer Haugh

1. Llamado a sesión

La comisionada Elizabeth Mahony, como presidenta, declaró abierta la sesión de escucha a las 6:03 p.m. La comisionada Mahony se presentó al igual que el papel del Consejo Asesor de Modernización de la Red, y revisó las diapositivas introductorias que describen el papel y el proceso del GMAC. Aurora Edington, miembro del personal del DOER, presentó una descripción general de los planes de modernización del sector eléctrico (ESMPs). La Comisionada luego hizo un llamado al público que se había preinscrito para hablar, seguidos por otros que se habían unido a la sesión y que también estaban interesados en aportar comentarios. A los comentaristas del público se les permitió tres minutos para abordar temas relacionados con el GMAC y los PGAS.

2. Comentarios públicos

Graham Turk, investigador del MIT y cliente de Eversource, habló y envió comentarios por escrito:

Estimada Comisionada Mahony y miembros de GMAC,

Le escribo para comentar sobre el Plan de modernización del sector eléctrico (ESMP). Yo soy un Cliente de Eversource e investigador de sistemas de energía en el Instituto de Tecnología de Massachusetts (MIT). Antes de ocupar mi puesto actual, trabajé en los equipos de innovación y suministro de energía en Green Mountain Power, una empresa de distribución eléctrica en Vermont. Entregué una versión de estos comentarios durante la segunda sesión de escucha el 1 de noviembre de 2023.

Motivación

Esta preocupación surge del hecho de que, con las tarifas actuales, una casa promedio en Massachusetts

gasta más dinero en calefacción y refrigeración después de instalar un sistema de bomba de calefacción; este es un importante disuasorio para la electrificación e impedirá que el Estado cumpla sus objetivos climáticos. Inversiones excesivas e innecesarias en la red de distribución (cuyos costes se recuperan de todos los clientes en las tarifas) pondrán estos objetivos aún más fuera de alcance.

Introducción

El ESMP de Eversource pasa por alto sistemáticamente el diseño de tarifas y la flexibilidad de la demanda como alternativas a mejoras de capacidad de capital intensivo. Sus previsiones de demanda suponen tasas volumétricas fijas, de las que muchos Estados se están alejando porque son ineficientes, regresivos y no refleja los costos. Si se aprueba, el plan de Eversource generará millones de dólares en gastos innecesarios en los usuarios de la red de Massachusetts, aumentando las cargas energéticas y desincentivando la electrificación.

Evidencia de la eficacia del diseño de tarifas

Las tarifas eléctricas que varían según la hora, propiciadas por el despliegue de contadores avanzados, proporcionan oportunidades para que los clientes reduzcan sus costos al cambiar la demanda a horas “no pico” cuando la red no está congestionada. Esto es especialmente cierto para los clientes que adoptan vehículos eléctricos (EV), que se pueden programar para retrasar la carga hasta horas posteriores. La carga de vehículos eléctricos es significativamente más sensible al precio que otras cargas domésticas, y los pequeños empujones por sí solos no son suficientes para que los propietarios de vehículos eléctricos cambien su comportamiento de carga (es decir, se requieren incentivos).¹ El diseño de tarifas también es una importante herramienta para reducir los costes operativos de las bombas de calefacción. Utilizando datos medidos reales, Sergici et al. propone alternativas neutrales en cuanto a ingresos a las tarifas volumétricas fijas que desplacen parte de la recuperación de costos a cargas no volumétricas (por ejemplo, cargos fijos y a demanda) y que reflejan mejor la costos subyacentes de generación y entrega.² A los precios actuales del gas y tarifas residenciales de Eversource, por debajo de ~35 °F, es más barato quemar gas que hacer funcionar una bomba de calor.³ Esa brecha debe cerrarse si queremos cualquier esperanza de electrificación rápidamente.

Las tarifas que varían en el tiempo también son eficaces para reducir los picos de demanda. Bajo tarifas volumétricas fijas, los clientes no reciben información ni señales de precios sobre cuándo la red está congestionada. En contraste de, 15 programas de servicios públicos encuestados, los precios máximos críticos indujeron una caída en la demanda máxima de 13 - 20%, aumentando a 27-44% cuando el diseño de tarifas iba acompañado de tecnologías habilitadoras (por ejemplo, termostatos y calentadores de agua inteligentes).⁴ Además, los hogares de bajos ingresos respondieron a precios variables al mismo nivel o superiores a los de los hogares de ingresos medios/altos. La noción de que sólo los hogares ricos responderán a los precios que varían según la hora no está respaldada por evidencia.

Específicamente para la carga de vehículos eléctricos, las tarifas deben diseñarse cuidadosamente. Precios de tiempo de uso volumétrico simple (como las tarifas G-2 y G-3 de Eversource) producirían grandes picos de "rebote", como resultado de muchos cargadores de vehículos eléctricos residenciales encendidos de manera sincronizada.⁵ ESMP de Eversource reconoce esta limitación:

¹ Bailey et al., “Show Me the Money! Incentives and Nudges to Shift Electric Vehicle Charge Timing.”

² Sergici et al., “Heat Pump-Friendly Cost-Based Rate Designs.”

³ Michaels y Nachtrieb, “Transitioning to Heat Pumps in Cold Climates: A Systems Dynamics Analysis.”

⁴ Faruqui y Sergici, “Household Response to Dynamic Pricing of Electricity.”

⁵ Muratori y Rizzoni, “Residential Demand Response.”

“Sin embargo, la activación del inicio de la carga debe realizarse con cuidado para evitar crear un nuevo pico local. Por ejemplo, un programa residencial que impide la carga entre las 3:00 p. m. y las 8:00 p. m. pero permite que todos los vehículos comiencen a cargar a máxima velocidad a las 8 p.m. daría como resultado picos de todo el sistema más altos que si cada automóvil simplemente hubiera comenzado a cargar cuando llegó a casa; consulte el modelo presentado en la Sección 8.1.3” (p. 459).

Mientras Eversource afirma que los programas pasivos “no son mecanismos efectivos para gestionar restricciones de congestión de la red por ubicaciones en tiempo real” (p. 458), esto se basa en la suposición incorrecta de que las tarifas volumétricas por tiempo de uso son la única opción. Muchas empresas de servicios públicos han implementado alternativas, incluidos cargos por demanda residencial, suscripciones de capacidad y ventanas de tiempo de uso compensadas. Una tarifa de carga a demanda que aliente a los propietarios de vehículos eléctricos a repartir la carga durante las horas nocturnas (en lugar de cargar a toda potencia cuando los vehículos llegan a casa) produce una reducción significativa en el pico de demanda.⁶

La medición avanzada será omnipresente en Massachusetts a finales de esta década, y no hay ninguna razón para no hacer la transición de los clientes elegibles a tarifas más inteligentes lo antes posible. Mientras una transición a tarifas que varían según la hora crearía inevitablemente ganadores y perdedores en el corto plazo en comparación con tarifas volumétricas fijas, a largo plazo todos los clientes se beneficiarán del aplazamiento o eliminación de costosas actualizaciones de la red. Eversource afirma que “la experiencia previa indica que no todos los clientes responden a las señales de precios” (p. 281), pero no todos los clientes necesitan responder para lograr resultados significativos en reducciones del pico de demanda en uno o varios alimentadores de distribución. Estas tarifas deben ser las predeterminadas para todos los clientes residenciales, con la posibilidad de optar a salirse. Como mínimo, Eversource debería realizar un análisis de sensibilidad sobre la demanda máxima bajo varias tarifas que varían según la hora.

Otras brechas en ESMP de Eversource

Además de la omisión general de tarifas que varían según la hora en su modelado de carga, me gustaría resaltar algunas otras partes del ESMP de Eversource que encontré problemáticas. Para cada uno, proporciono una cita directa del ESMP seguida de mi crítica:

“La Compañía ha explorado otros mecanismos para gestionar las reducciones de la demanda eléctrica, pero encuentra algunas aplicaciones específicas, como la respuesta a la demanda de calefacción y electrificación, son difíciles de lograr las reducciones tangibles de la demanda suficientes para posponer o evitar las actualizaciones necesarias de la red”. (pág. 10)

Si bien puede ser cierto que la calefacción es menos flexible que otras cargas (como la carga de vehículos eléctricos), esto no es una razón válida para omitir por completo el modelado de la respuesta de la demanda termostática. Programas de las empresas de servicios para ciclar o ajustar temporalmente los equipos HVAC ha demostrado ser muy eficaces durante décadas.

“Los ahorros de los programas de respuesta a la demanda activa de Mass Save (ver sección 6.1.9) actualmente no están incluidos explícitamente en las previsiones de la Compañía. Los programas Mass Save tienen una capacidad de “salida voluntaria”, de modo que los clientes puedan simplemente decidir no reducir la carga en un día determinado. Por lo tanto, la Compañía no trata los nuevos programas de respuesta

⁶ Gschwendtner, Knoeri, y Stephan, “Mind the Goal.”

a la demanda activa como un recurso de capacidad firme que podría resultar en la reducción confiable de la demanda máxima necesaria, para desplazar un activo de distribución tradicional, porque el desempeño real del cliente no puede estar asegurado”.

El hecho de que los clientes individuales puedan optar por salirse en eventos individuales no significa que los programas de respuesta a la demanda activa no son confiables en conjunto. Se pueden desarrollar modelos probabilísticos que predigan (con alta probabilidad) el nivel de respuesta de la demanda de un conjunto de edificios, que se puede utilizar para la planificación del pico de demanda a largo plazo y operaciones en tiempo real. De hecho, diversos agregados pueden ser incluso *más* confiables que los activos de distribución tradicionales, que son puntos únicos de fallo. Considerando que la subasta de capacidad adelantada de ISO New England permite recursos de respuesta a la demanda activos, me cuesta entender la decisión de Eversource de excluirlos por completo de su modelo de demanda.

“Actualmente, se supone que la tecnología predeterminada para los sitios residenciales seleccionados para la conversión de calefacción es una bomba de calor de fuente de aire. La carga de calefacción eléctrica de referencia se basa en el diseño de la capacidad de calefacción a la temperatura del día de diseño y coeficiente de rendimiento (COP). La referencia de carga de diseño de calefacción eléctrica asumida es de 5 kW por cliente residencial de bomba de calor, para un tamaño promedio de casa de aproximadamente 2000 pies cuadrados en Massachusetts y COP estacional de 2,34 y un límite inferior de COP de 2”.

Este supuesto de modelado no está alineado con un estudio reciente de Cadmus sobre bombas de calor en el noreste, que descubrió que incluso un sistema de bomba de calefacción doméstica completo (sin respaldo primario) tenía un demanda pico coincidente en invierno de 1,03 kW por cada 1.000 pies cuadrados.⁷ El ESMP de Eversource también incluye un análisis de sensibilidad de los sistemas de calefacción híbridos (que pasarían de eléctricos a respaldo de calor fósil por debajo de un cierto punto de ajuste de temperatura), pero no lo incluye en previsiones de la demanda. Debido a que Eversource es una empresa de gas y electricidad, está en una posición sólida para desarrollar nuevos modelos de negocio en torno a soluciones de calefacción híbridas, que recortarán las emisiones y al mismo tiempo reducirían la necesidad de crear un exceso de capacidad de distribución y transmisión. Por ejemplo, podrían instalar termostatos integrados que cambian de calor eléctrico a calor fósil de respaldo cuando la temperatura es por debajo de un umbral preespecificado, lo que ayuda a mitigar la demanda pico invernal impulsada por la calefacción. Otra alternativa sería hacer la transición de vecindarios enteros a calefacción eléctrica (potencialmente con almacenamiento en baterías de respaldo) en lugar de mejorar la antigua infraestructura de gasoductos.

“Es probable que se obtenga una cantidad desconocida hasta la fecha, de los impactos de la demanda pico a partir del diseño de tarifas inteligentes (Ver Sección 9.7.2) que incentiva a los clientes a controlar, al igual que la mayoría de los clientes de hoy, su demanda pico” (p. 475).

“A medida que los clientes adoptan cada vez más tecnologías electrificadas en sus vidas (EV, calefacción, estufas de Inducción) además de unidades de alta carga como secadoras, cada vez será más importante incentivar comportamientos específicos para ayudar a minimizar la carga del sistema (consulte la Sección 9.7.2 sobre componentes potenciales de la tasa que podrían incentivar tal comportamiento” (p. 477).

“Por ejemplo, un programa residencial que impide cargar entre las 3:00 p. m. y las 8:00 p. m. pero permite que todos los vehículos comiencen a cargar a toda velocidad a las 8 p. m. daría como resultado picos

⁷ 7 Veilleux, “Residential ccASHP Building Electrification Study.”

totales del sistema más altos que si cada automóvil simplemente hubiese comenzado a cargar cuando llegó a casa; consulte el modelo presentado en la Sección 8.1.3". (pág. 459).

Las secciones 9.7.2 y 8.1.3 no existen en el borrador del ESMP. Dada la aparente relevancia de estas secciones para el papel del diseño de tarifas, que no se modeló en ningún otro lugar, tenía curiosidad por ver los resultados.

Conclusión

Para cumplir los objetivos de descarbonización de Massachusetts, debemos mirar más allá de los enfoques tradicionales. Herramientas probadas como el diseño de tarifas y la gestión de la demanda ayudarán a evitar inversiones costosas en capital, lo que a su vez hará que la electrificación sea más atractiva y reducirá las cargas energéticas.

Para lograr esos objetivos, recomiendo que el GMAC solicite lo siguiente a Eversource en la próxima ronda de redacción del ESMP:

- Modelar perfiles de carga bajo diseños de tarifas alternativas, incluido el tiempo de uso, cargo por demanda/suscripción y precios pico críticos.
- Modelar la gestión activa de la demanda como un recurso de capacidad firme para la reducción de picos.
- Investigar cómo cobrar una parte de los costos de la red integrada a través de cargos fijos, o de conexión para reducir los cargos volumétricos.
- Incluir una curva de duración de la carga que ilustre cuántas horas por año de gestión activa de la demanda se necesitarían para reducir los picos de la demanda del sistema en un 5%, 10% y 20%.
- Utilice perfiles de demanda de calefacción que consideren soluciones de calefacción híbridas en diferentes temperaturas preprogramadas.
- Proponer tarifas específicas para vehículos eléctricos que reciban datos de un cargador o vehículo (y no requieran medidores AMI), similar a lo que ya tienen implementado en Connecticut⁸
- Incluir el número de capítulo y sección en el encabezado o pie de página de cada página, para que el documento sea más fácil de navegar.

Gracias por la oportunidad de comentar y espero quedar involucrado.

Atentamente,
Graham Turk

Referencias

- Bailey, Megan R., David P. Brown, Blake C. Shaffer, and Frank A. Wolak. "Show Me the Money! Incentives and Nudges to Shift Electric Vehicle Charge Timing." National Bureau of Economic Research, 2023.
- Faruqui, Ahmad, and Sanem Sergici. "Household Response to Dynamic Pricing of Electricity: A Survey of 15 Experiments." *Journal of Regulatory Economics* 38, no. 2 (2010): 193–225.
- Gschwendtner, Christine, Christof Knoeri, and Annegret Stephan. "Mind the Goal: Trade-Offs between Flexibility Goals for Controlled Electric Vehicle Charging Strategies." *iScience* 26, no. 2 (February 17, 2023): 105937. <https://doi.org/10.1016/j.isci.2023.105937>.

⁸ <https://www.eversource.com/content/residential/save-money-energy/clean-energy-options/electric-vehicles/ev-charger-managed-charging/ct>

Michaels, Harvey, and Robert Nachtrieb. "Transitioning to Heat Pumps in Cold Climates: A Systems Dynamics Analysis." In Proceedings of the 2022 ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Buildings, 2022.

Muratori, Matteo, and Giorgio Rizzoni. "Residential Demand Response: Dynamic Energy Management and Time-Varying Electricity Pricing." IEEE Transactions on Power Systems 31, no. 2 (2015): 1108–17.

Sergici, Sanem, Akhilesh Ramakrishnan, Goksin Kavlak, Adam Bigelow, and Megan Diehl. "Heat Pump–Friendly Cost-Based Rate Designs." Aligning Retail Pricing with Grid Needs. Energy Systems Integration Group, January 2023.
<https://www.esig.energy/wp-content/uploads/2023/01/Heat-Pump%E2%80%93Friendly-Cost-Based-Rate-Designs.pdf>.

Veilleux, Neil. "Residential ccASHP Building Electrification Study." Cadmus, June 3, 2022.
https://cadmusgroup.com/wp-content/uploads/2022/06/Residential-ccASHP-Building-Electrification-Study_Cadmus_Final_060322_Public.pdf

Marisel Marchand, Cape Light Compact:

Soy una planificadora de suministro de energía en Cape Light Compact, un agregadora municipal y coordinador de eficiencia energética del programa en Cape y Martha's Vineyard. El ESMP de Eversource relata las propuestas existentes; Esperaba más creatividad. Cumplir los objetivos climáticos para 2050 es un enfoque, pero alternativas sin cableado, los recursos distribuidos y las soluciones de almacenamiento no reciben suficiente atención. Me gustaría que las empresas de servicios públicos encontraran asociaciones creativas para soluciones, por ejemplo, microrredes en Cape y Vineyard. En instalaciones de tratamiento de aguas residuales, los activos de energía limpia podrían implementarse como microrredes. Estoy colaborando en nombre de Compact para una microrred, pero quiero asegurarme de que esto suceda de cualquier manera. El ESMP de Eversource menciona el rol de Compact, pero no menciona asociaciones sobre recursos distribuidos o el haber creado un grupo de trabajo de planificación de nueva utilidad en la Sección 11. El ESMP destaca la aprobación de Eversource para proyectos de mejoras pendientes de infraestructura. Cape Light Compact insta a la rápida aprobación de los ESMP por parte de la DPU y apoya GMAC recomienda que los EDC tengan estrategias para ampliar los recursos distribuidos y las soluciones de almacenamiento.

Cathy Kristofferson, Pipe Line Awareness Network for the Northeast, Inc., habló y presentó comentarios por escrito:

A la Comisionada Mahoney y a los miembros de GMAC,

Por favor acepte esta versión escrita de mi testimonio hablado brindado para Pipe Line Awareness Network para el Noreste en la Sesión de Escucha Pública #2 de GMAC, desde aquí en el área de servicio eléctrico en Ashby en Unitil's Fitchburg Gas & Electric de donde soy contribuyente del servicio eléctrico.

Este testimonio se centra en la calefacción híbrida, la dependencia del ESMP de calefacción híbrida como método para reducir el pico eléctrico y modificaciones necesarias de la red, y la idea de incentivar la calefacción híbrida respaldada por fósiles.

En la reunión de GMAC del 12 de octubre, el consultor del Departamento presentó recomendaciones durante su revisión de las secciones 8, 9 y 11 de los ESMP. En la diapositiva 53, enumeraron una recomendación para MassSave. "Proporcionar incentivos que favorezcan el ASHP híbrido/suplementario

alimentado con combustibles fósiles sobre el ASHP puro". No mostrado en la diapositiva, pero lo presentado fue que esto lograría una reducción de emisiones del 95%. Esa cifra del 95% se refleja en el ESMP de Eversource [en 412] para su modelado de calefacción híbrida en temperaturas de conmutación de 10, 20 y 30F que muestra "A 10 F, el total de horas bajo el sistema de respaldo sería un promedio de 34 horas al año, logrando un 95% de reducción de GHG en comparación con un reemplazo completo bomba de calefacción."

El ESMP de Eversource [en 476] dice que "las soluciones de calefacción híbridas utilizan una fuente de combustible de respaldo que puede ser quemado durante condiciones de frío extremo (consulte la Sección 8.2.1.3 para obtener más detalles) y, por lo tanto, permite que el dimensionamiento de ASHP a unidades más pequeñas que pueden funcionar debido a una temperatura del piso más baja a un COP más alto." Y que confiar en esas soluciones híbridas de unidades más pequeñas permite un "impacto significativo en la demanda pico general del sistema eléctrico, lo que permite un aumento en la utilización del sistema, permitiendo menores inversiones en distribución y transmisión".

Para mí, eso suena como décadas de instalaciones ASHP intencionalmente de tamaño insuficiente que dependen de combustible quemado para la calefacción para climas fríos, solo puede soportar temperaturas superiores a la temperatura de cambio elegida. Y menos que el desarrollo necesario de la red eléctrica.

No se proporcionó ningún cambio de temperatura en ninguno de los ESMP, pero todos discutieron la calefacción híbrida como una solución para reducir la expansión de la red eléctrica.

El plan de National Grid's Long Range Forecast & Supply en 22-149 aprobado ayer⁹ por la DPU, contenía un cambio de 30F que, según el modelo de Eversource [en 412], da como resultado 845 horas al año y sólo el 65% de las reducciones de emisiones de GHG.

Promover el uso de combustibles fósiles en lugar de la electrificación total es la dirección equivocada para una transición rápida. Sólo puede considerarse como de menor costo si no se consideran otros impactos, algunos de los cuales se detallan a continuación.

Considerando que los ASHP tienen una vida útil esperada de 20 años o más, ¿eso es 20 años o más llevándonos hasta 2050 de gas quemado para calefacción en invierno?

¿Qué sucede cuando la vida útil del sistema retenido de calefacción fósil termina, o muere inesperadamente antes de tiempo, o ¿En algún momento dentro de la vida útil de más de 20 años del sistema híbrido de bomba de calefacción ¿Eso significa un nuevo sistema fósil para "respaldo", ya que esa configuración híbrida de unidad más pequeña "redimensionada" no es capaz de calentar toda la casa? ¿Será eso también un incentivo, ya que los incentivos impulsaron la compra en esa dirección en primer lugar?

Vi en el resumen de la reunión de GMAC "Hubo una discusión sobre si el gas natural como respaldo para bombas de calefacción es una solución viable, particularmente a la luz de las preocupaciones sobre el

⁹ Orden en D.P.U.22-149 Petición de la Boston Gas Company d/b/a Red Nacional al Departamento de Servicios Públicos de acuerdo con G.L. c. 164, § 69I, para la Revisión y Aprobación de su previsión a largo plazo y plan de suministro para el periodo comprendido entre el 1 de noviembre de 2022 y el 31 de octubre de 2027 "La empresa asumió que los controles hacen funcionar la bomba de calor cuando las temperaturas exteriores son superiores a 30 grados Fahrenheit y cambian al sistema de gas cuando las temperaturas son de 30 grados Fahrenheit o inferiores" en 21 disponible en <https://fileservice.eea.comacloud.net/FileService.Api/file/FileRoom/18158955>

mantenimiento continuo de los sistemas de oleoductos de gas”. Para mí, me pregunto cómo los combustibles entregados pueden ser una solución de respaldo viable, ya que esas empresas no ganan dinero con la infraestructura. 34 horas de combustible vendido por cliente no suena exactamente como un modelo de negocio viable.

Vi que en la siguiente reunión de GMAC el día 26 no había un signo de verificación en su columna para aceptar esa sugerencia del consultor, pero no imagine que ese es el final. [*Ed. gracias por explicarme malinterpretado el sistema de marcas de verificación.*] ¿Puede GMAC recomendar no incentivar los sistemas basados en combustibles fósiles sobre la electrificación total?

La presentación de Seavey¹⁰ en la reunión del Grupo de Trabajo GSEP del día 20 mostró los costos que esos contribuyentes retenidos del gas contribuirán a que el pago sea de 34.400 millones de dólares para mantener las fugas del sistema de distribución de gas y tuberías viejas. Hay otros gastos de capital para expansiones de gas y trabajos de resiliencia que los contribuyentes retenidos también ayudarán a pagar todos los gastos de la llamada calefacción de respaldo. Eso parece mucho dinero que podría ser puesto a la modernización de la red, no a apuntalar un sistema de tuberías que se está desmoronando.

Todos hablamos de descarbonización y de que necesitamos reducciones de emisiones, pero necesitamos más que reducción necesitamos la eliminación de emisiones.

Todas las menciones de ESMP sobre instalaciones de ASHP deben especificar si es toda la casa/completa o híbrida/parcial. 1 millón instalaciones en toda la casa supondría la eliminación de emisiones, que es bastante diferente a 1 millón híbridos/parciales que pueden reducir las emisiones solo en un 65%.

La Sección 11 parece insuficiente para los tres ESMP. Todos son prácticamente el mismo texto de la plantilla, por lo que son delgados y necesitan trabajo. Es desafortunado porque una mejor planificación coordinada entre el gas y la electricidad es necesaria para dismantelar los sistemas de gas y construir la red eléctrica en lugar de coordinarse en calefacción híbrida para mantener en servicio el sistema de gas de 34.000 millones de dólares.

Gracias por la oportunidad de brindar aportes a esta tarea crítica.

Presentada respetuosamente,

Cathy Kristofferson

Pipe Line Awareness Network for the Northeast, Inc. kristofferson@plan-ne.org

Doug Pope, Pope Energy:

Trabajo para Pope Energy, una empresa solar a gran escala. Nos reunimos con National Grid la semana pasada y fuimos conscientes de que los equipos de conmutación de alta tensión tienen un plazo de entrega de cuatro a cinco años. Confirmé esa posición más asuntos en cola; Debido a otros problemas de la cadena global de suministros, los transformadores de subestaciones a gran escala han aumentado el tiempo del plomo ahora. La DPU debería abrir su propia investigación para permitir a las EDC realizar pedidos de artículos antes de su aprobación. En cuanto a la deuda exenta de impuestos, la empresa de servicios públicos utiliza la Sección 144 (sector privado). Yo lo recomendé después de que la construcción y el riesgo han

¹⁰ Dorie Seavey, PhD, “GSEP’s cumulative costs” disponible en <https://www.mass.gov/doc/seavey-gsep-cost-presentaion/download>

desaparecido, toda la modernización de la red financiada a través de deuda exenta de impuestos se ejecutará a través de Mass Development. Las mejoras de capital ascenderán a 6 mil millones de dólares para 2029; Un ahorro del 1% será de 60 millones de dólares, cada año durante cinco años. Felicitaciones a National Grid y a la Administración de Healey por conseguir el enlace hidroeléctrico Twin Cities Clean Energy aprobado o financiado en parte a través del Departamento de Energía de EE. UU. desde Quebec hasta Londonderry. Mi pregunta a GMAC: actualmente existe un alimentador A1B2 con National Grid así como un circuito E5F6 por ser actualizado. Dado que se trata de un alimentador bidireccional, llegar al año 2050 ¿Debería ser eso más kilovoltios?

Silas Bauer, OnSite Renewables:

Bauer trabaja para una empresa de almacenamiento de baterías y energías renovables in situ con sede en Massachusetts con 420 MW en cola de National Grid. Estos están diseñados para instalarse detrás de medidores en empresas y servir durante eventos pico. En National Grid, parece haber poco o ningún plan para acelerar el proceso de interconexión para almacenamiento. Otro presentador mencionó la página 74 del ESMP de National Grid donde ellos “escalarán las soluciones conectadas” y el programa de recursos distribuidos, pero de hecho, en junio de este verano, fue reducido significativamente, lo que está provocando un problema financiero importante en la forma en que diseñaron sus proyectos. No hay derechos adquiridos sobre los cambios. La interconexión se ve enormemente exacerbada por los problemas de la red. Actualmente hay un horario de carga de 11 p.m. a 3 p. m. en verano, de las 23 h. a 4 p.m. en otoño y primavera, etc., que siempre se superponen con las horas y días pico de la temporada, lo que desencadena las actualizaciones más caras en casi todas las situaciones. Nos preguntaron si podíamos tener horarios de carga individuales y me dijeron que eso no será posible hasta que se complete el cronograma de DERMS, para el cual faltan años, y el proyecto piloto AMI solo aceptará diez proyectos de almacenamiento. Los proyectos de modelado tenían un precio bastante elevado; 85 a \$750.000 cada uno con \$5 millones en costos de interconexión para cada uno. Estos costos son para actualizaciones de transformadores, actualizaciones de alimentadores, todo se activa cuando las baterías están para carga modelada. Pidieron unos horarios de cobro uniforme más limitado por la noche, pero me han dicho repetidamente que eso no será posible. Él cree que los ESMP necesitan pasos útiles para garantizar que los proyectos se puedan completar de manera oportuna, tener un cronograma más agresivo para implementación de DERMS, etc.

Lisa Hoag, Wendell, Residente de MA:

Estoy en medio de los plazos de la escuela de posgrado. Todo esto ha surgido en nuestra ciudad desde ningún lugar. Vivo en el oeste de Massachusetts en un pueblo llamado Wendell; población 900. Tenemos una instalación de batería que quieren imponer en nuestra ciudad. Redactamos un estatuto para proteger nuestra ciudad; La oficina General del Fiscal nos dijo que no podemos simplemente decir que no, porque demandaron a otro pueblo que también redactó un estatuto. Este proyecto de modificación de red se nos impuso; sin previo aviso. Estando de arriba y abajo de mi calle durante un año cortando árboles y trabajando en las líneas, y nosotros como, ¿qué está pasando porque no tenemos este tipo de atención National Grid quería talar aún: 2.000 árboles más. Estoy tratando de reconstruir esto, y de repente nos damos cuenta de que están remozando toda la red. Parece ser una asociación público-privado, porque están deforestando enormes áreas de bosque en todos nuestros vecindarios para instalar energía solar; Quieren deforestar donde quieren poner esta instalación de baterías. La ciudad no recibió ningún aviso ni oportunidad de planificarlo con urbanismo. Deberíamos haber tenido derecho a hacer algo de planificación urbana y descubrir dónde está esta cosa podría ir. El tipo de baterías son baterías de fosfato de hierro y litio; hemos encontrado al menos un caso en el que uno ha explotado en nuestras azoteas. Tenemos un departamento de bomberos voluntarios y nos hemos encontrado con este tipo de cosa antes: el DEP nos impuso el vertedero y la ciudad de Boston entregó contenedores de basura ya en llamas a su vertedero. Los voluntarios tuvieron que respirar

humo tóxico debido a lo que estaban poniendo allá. Vivimos en un bosque y un sumidero de carbono y donde quieren ubicar esto, No. 1, hay veinte vecinos a su alrededor; un incendio en algún lugar donde fueron evacuadas 4.000 personas. No debería construirse alrededor de la casa de cualquiera. Una persona es un conserje que trabajó duro toda su vida para llegar a donde está y esta enorme cosa irá justo detrás de su casa. Es devastador para mí que esto se haga sin ninguna invitación a la ciudad para que tenga la oportunidad de hacer planificación urbana. Hemos tenido sequías cada vez más y más graves; si el fuego entra en la capa de micelio en un año de sequía, ésta puede arder por millas y por meses, y no habrá manera para nosotros de apagarlo. El incendio cercano duró tres semanas debido a donde apareció en el bosque. Tenemos 12.000 de 20.000 que están protegidos. Esto fue lo que pasó en Canadá; Los incendios ardían bajo tierra y no había forma de apagarlos. Esto podría destruir toda nuestra ciudad. Es completamente inapropiado que esta instalación sea ubicada donde está y que todos nuestros funcionarios públicos de Mass no nos dieran idea de que estaban planeando esto. Y sé que esto se remonta a la administración de Baker, pero, aun así, tenemos derecho a saber que era lo que estaban construyendo básicamente una nueva planta de servicios públicos en varias ciudades sin decirnos que todas estaban interconectadas. He estado investigando las empresas que han estado invirtiendo en esto: Carlyle Group que invierte en proyectos de energía solar deforestando áreas, y para mí eso es como poner al pirómano a cargo de apagar el incendio. Estoy bastante molesto. Podría perder todo el valor líquido que he invertido en mi casa durante 30 años si algo sale mal. He escuchado que no necesariamente se puede confiar en la ingeniería, por lo que no tengo mucha confianza en lo que sucede en nuestro pequeño pueblo de 900 habitantes, y me gustaría pensar que nuestros funcionarios públicos en realidad se adhieren a la Constitución de Massachusetts, se supone que deben actuar en el mejor interés de los ciudadanos. (Artículo 7, Parte 1). Me gustaría que hicieran algo. Si nos quitan todos los derechos que tenemos y la forma en que nos hemos protegido, no pueden hacerlo si nos quitan nuestros derechos y los de aquellos que han dado su vida para administrar su ciudad y su tierra. Somos una ciudad de voluntarios: tuvimos seis proyectos solares masivos de la Comisión de Conservación y el centro de llamadas estaba abrumado. ES un trabajo de tiempo completo proteger la ciudad de proyectos industriales. Intentaré poner esto por escrito. Las ciudades tenían derecho a saber hace años cuándo se comenzó esta planificación. Una última cosa: necesitan tener un moderador al que podamos enviarle preguntas por correo electrónico. Busqué grabaciones de la sesión anterior y no pude encontrarlas, así que envíen un enlace y brinden la oportunidad de preguntar en el chat y quiénes están en la lista de presentadores. Están reparando la línea eléctrica en mi calle y querían cortar muchos árboles en mi calle. Nadie nos dijo por qué. Por cierto, La Comisión del Departamento de Servicios Públicos tiene sólo tres personas sin contribuyentes, esto es así desde 1880.

Pamela Paultre, Pattern Energy:

Gracias por esta sesión. No he seguido todas las reuniones de GMAC, pero quedé muy impresionada con el trabajo y el esfuerzo para mantener el compromiso del público y las partes interesadas. Trabajo con Pattern Energy y somos una compañía de energía renovable con una base afiliada en Massachusetts con Solect Energy. Tengo un par de comentarios de muy alto nivel en términos de ESMP que hemos tenido la oportunidad de revisar. Se hará eco de algunas de los comentarios hechos anteriormente en términos de buscar una oportunidad para abordar soluciones más creativas en términos de problemas de interconexión y soluciones disponibles, especialmente para centrarse en pensar más en los frutos más fáciles en términos de sistemas que no exportan, ya sean sistemas detrás del medidor que tienen la capacidad de no exportar a la red, y me encantaría ver más soluciones, al menos la idea de lo que es un proceso de interconexión acelerado, podría abordar algunas de estas barreras a corto plazo en el lado de interconexión. Además, como persona no técnica, también me gustaría recomendar quizás alguna explicación más general de las inversiones necesarias en el aspecto técnico para ambas comunidades de desarrolladores. (Estándares)

también serían útiles para las empresas de servicios públicos a la hora de crear esas soluciones. Gracias a todos por el trabajo que están haciendo.

3. Aplazar

La comisionada Elizabeth Mahony, como presidenta, levantó la sesión de escucha a las 7:18 p.m.

Presentada respetuosamente,
Jennifer A. Haugh
GreenerU