

Título: Modelaje de Distribución de Puerto Rico

Sinopsis: Resumen de resultados simulación de altas penetraciones de sistemas distribuidos de energía fotovoltaica / almacenamiento de batería en el Sistema de Distribución de Puerto Rico.

ID de documento: EEP_202011_CM_Vol_I

Fecha: 12 de febrero de 2021

Preparado para: Cambio PR

Preparado por: Equipo de EE Plus

Revisado por: Mandhir Sahni, Phd

EE Plus

carretera estatal 405, 121 Bypass

Suite A250

Lewisville, TX 75067

Aprobado por: Sunil Talati

EE Plus

carretera estatal 405, 121 Bypass

Suite A250

Lewisville, TX 75067



T E L O S E N E R G Y



Institute for Energy Economics
and Financial Analysis
IEEFA.org



Filantropía
Puerto Rico

Tabla de contenidos

I.	RESUMEN EJECUTIVO	4
II.	ALCANCE DEL TRABAJO	6
III.	SUPUESTOS.....	7
A.	Corrección de datos / Finalización	7
C.	Supuestos de la interfaz de transmisión.....	12
D.	Supuestos de interfaz PV / BESS.....	14
A.	Enfoque general.....	16
B.	Criterios de evaluación	17
C.	Mitigación / Remediación.....	20

Tabla A-1 – Historial de revisiones

Fecha	Número de revisión	Descripción
15/12/2020	01	Revisión inicial para cotejo
05/01/2021	02	Revisión para comentarios de cotejo
08/02/2021	03	Revisión para comentarios de cotejo

Tabla A-2 ilustraciones

Ilustración III-1 – Soporte del espaciador de cable triangular (fuente: Sistemas de cable aéreo Hendrix)	1010
Ilustración III-2 – Instalación típica del conductor subterráneo	1212
Ilustración III-3 – Ejemplo de la forma de demanda eléctrica residencial	1213
Ilustración III-4 – Ejemplo de la forma de demanda eléctrica comercial	1313
Ilustración III-5 – Ejemplo de colocación del sistema fotovoltaico	1515
Ilustración IV-1 – Estructura de datos OpenDSS.	1717
Ilustración IV-2 – Rango de voltaje para la evaluación de violación	1919

Tabla A-3 – Lista de abreviaturas*

* El uso de las abreviaturas en este documento se mantiene según los nombres en inglés.

** Siglas según su uso en español.

Abreviatura	Definición
AAAC	Conductor de aleación de aluminio
ACSR	Conductor de aluminio reforzado con acero
AL	Aluminio
ANSI	Instituto Nacional Estadounidense de Estándares
AWG	Calibre de cable americano
BESS	Sistema de almacenamiento de energía de batería
CU	Cobre
RED**	Recursos energéticos distribuidos
EPR	Aislación de caucho etileno propileno
EPRI	Instituto de Investigación de Energía Eléctrica
ESRI	Instituto de Investigación de Sistemas Ambientales
GIS	Sistema de Información Geográfica
HD	Cable de temple duro
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
LTC	Transformador con cambiador de tomas de carga
AEE**	Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico
PSS/e	Simulador de sistema de energía para ingeniería
PV	Sistema fotovoltaico/fotovoltaico
SOW	Alcance del trabajo
URD	Distribución residencial subterránea
VAR	Voltamperio reactivo
XLP	Aislación de polietileno reticulado

I. Resumen ejecutivo

En colaboración con Cambio PR, Telos Energy y el Energy Futures Group, EE Plus realizó un análisis integral del impacto de grandes penetraciones de instalaciones de recursos energéticos altamente distribuidos en el sistema de distribución eléctrica de Puerto Rico. Este análisis contempló cuatro escenarios analíticos, alineados con los análisis realizados por Telos Energy en el sistema de generación y transmisión eléctrica. Los cuatro escenarios incluyeron:

- Escenario de caso base, con los sistemas fotovoltaicos (PV) y los sistemas de almacenamiento de energía de batería (BESS) actualmente instalados y aprobados para su funcionamiento en el sistema de distribución;
- Escenario de 25% de penetración, con los sistemas existentes y el 50% de los hogares resilientes, con aproximadamente 1,500 MW de sistemas PV y BESS;
- Escenario de 50% de penetración, con los sistemas existentes y el 75% de las viviendas resilientes, con aproximadamente 3,200 MW de sistemas fotovoltaicos y BESS; y
- Escenario de 75% de penetración, con sistemas existentes y el 100% de los hogares resilientes, con aproximadamente 5,000 MW de sistemas PV y BESS.

Los análisis incluyeron la construcción por EE Plus de modelos de distribución de aproximadamente el 90% del sistema de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (AEE) dentro del software de modelaje de distribución OpenDSS. Los modelos tuvieron como base:

- Datos GIS de distribución provistos por la AEE;
- 7 modelos de distribución representativos, suplidos por la AEE, en Synergi;
- Datos anuales de despacho fotovoltaico generados por el modelaje Plexos realizado por Telos Energy;
- Datos anuales de demanda eléctrica regional proporcionados por el modelaje Plexos realizado por Telos Energy;
- Impedancia del sistema y asignación de barra de carga eléctrica provistas por el modelaje PSS/e realizado por Telos Energy; y
- Normas de distribución de la industria y normas y manuales de la AEE.

Los supuestos y metodologías aplicados a estos análisis están documentados en este informe y se coordinaron con todas las entidades participantes a lo largo del proceso analítico. En el

Volumen II de este informe presentamos análisis detallados con mayor granularidad. Los archivos de datos que apoyan los análisis están en el Volumen III del informe.

Aunque la AEE proveyó los datos utilizados, el modelo fue desarrollado de manera independiente por EE Plus para CAMBIO PR y de ninguna manera representan propuesta, proyección o representación de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico.

Los resultados del análisis indican que, sobre las bases del escenario habitual, el sistema de distribución de Puerto Rico puede operar con altos niveles de penetración de recursos energéticos distribuidos, si se implementa según la estrategia descrita por Cambio y el grupo de Queremos Sol. La instalación requerirá mejoras de infraestructura dentro del sistema de distribución en toda la isla. La magnitud de la infraestructura está supeditada al escenario considerado, pero incluso en los niveles de penetración más altos, solo se pudieran requerir alrededor de 2,525 millas de líneas de mejora de distribución. Es importante tener en cuenta que estos resultados están limitados tanto por los supuestos detallados en este documento como por la exactitud de los datos del GIS provistos por la AEE. En la medida en que estos factores cambien, los resultados pueden alterarse.

Estos resultados son a la vez alentadores y algo más favorables tanto en términos de alcance como de costo proyectado de lo que anticipamos inicialmente. La experiencia previa con el análisis de fincas PV/BESS aplicado a los sistemas de distribución produjo niveles mucho más altos de mejoras de la infraestructura necesarias para apoyar la instalación. Para estos análisis anticipamos resultados similares. Sin embargo, debido a dos factores clave, los análisis de EE Plus dieron solo una necesidad modesta de mejora de la infraestructura. El primero de estos factores es el carácter altamente distribuido, “detrás del contador (es decir, en la residencia o comercio del usuario), del RED propuesto. La generación colocada de forma eficaz en el punto de consumo minimizó el uso del sistema de distribución. Esto mitigó los impactos térmicos y de aumento de voltaje comunes en instalaciones más grandes, que aglutinan la inyección de energía en un solo punto.

El segundo factor fue el despliegue coordinado de los sistemas PV y BESS. Usar el sistema fotovoltaico para cargar el BESS durante las condiciones de producción pico, minimizó los impactos en el voltaje del sistema. Del mismo modo, usar los sistemas individuales relativamente pequeños que desplazan buena parte de la demanda local, en vez de exportar el exceso de energía a otras demandas dentro del sistema de distribución, mitigó cualquier problema térmico.

Si bien son favorables, los resultados de estos análisis no son definitivos en el sentido de que hay múltiples consideraciones del mundo real que deberán tenerse en cuenta al planificar el despliegue real. Es cuestionable la capacidad de la red para sostener un sistema energizado

principalmente por inversores, sin una inercia rotacional significativa. Consulte el informe de Telos para obtener más detalles al respecto. Del mismo modo, se debe considerar la capacidad de anular las características anti-isla que son estándar en los sistemas de inversores fotovoltaicos a pequeña escala para proveer confiabilidad / resiliencia a los consumidores individuales. Generalmente, las disposiciones anti-isla se integran en los sistemas inversores modernos para evitar una retroalimentación inapropiada o no deseada en el sistema de distribución cuando la red no está disponible. Para proveer confiabilidad a los clientes individuales, esta función debe desactivarse o anularse de otra manera para que el sistema PV/BESS sirva la demanda doméstica individual. Por último, este conjunto de análisis consideró solo el análisis del estado regular del sistema. No se consideraron los impactos en los sistemas de protección ni los impactos de distorsión de armónicos asociados con este nivel de penetración de inversores. Ambos asuntos merecen un análisis más exhaustivo. Dicho esto, este enfoque novedoso y con visión de futuro para el despliegue de sistemas de energía renovable parece factible, particularmente a la luz del rápido avance de las tecnologías de inversores.

II. Alcance del trabajo

El alcance del trabajo (SOW) para este proyecto evolucionó a partir de la propuesta original, basada en la disponibilidad de datos de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (AEE). Según lo visualizamos originalmente, el proyecto contemplaba el uso de modelos de distribución synergi provistos por la AEE. Sin embargo, la AEE proveyó solo siete modelos de distribución representativos, menos del 1% de la planta de distribución total del sistema. EE Plus estimó que no se podía extrapolar con precisión el desempeño del sistema con una muestra tan pequeña, y decidimos desarrollar modelos alternativos con otros datos disponibles.

Para ello, EE Plus utilizó los datos disponibles en el Sistema de Información Geográfica (GIS) de la AEE para construir nuevos modelos en OpenDSS, un software de simulación de distribución de código abierto desarrollado y distribuido por el Electric Power Research Institute (EPRI). Con este enfoque, EE Plus logró modelar alrededor del 90% del sistema de distribución de la AEE y ofrecer una mejor representación de los impactos de altas penetraciones de los sistemas de energía fotovoltaica y de almacenamiento de batería.

Desde este enfoque analítico, EE Plus realizó el siguiente análisis de distribución y planificación de remediación en 4 escenarios distintos alineados con los escenarios de análisis de transmisión y subtransmisión. Los escenarios incluyeron:

- Escenario 0: Caso base de la AEE, de acuerdo con el Plan Integrado de Recursos de la AEE;

- Escenario 1: 25% de energía renovable añadida para 2035, con el 50% de las residencias con sistemas solares y baterías combinados en los techos;
- Escenario 2: 50% de energía renovable añadida para 2035, con el 75% de las residencias con sistemas solares y baterías combinados en los techos;
- Escenario 3: 75% de energía renovable añadida para 2035, con el 100% de las residencias con sistemas solares y baterías combinados en los techos.

Los análisis para el SOW incluyeron:

- Evaluación del perfil de voltaje de cada alimentador, según los criterios ANSI / IEEE;
- Evaluación del desempeño térmico de cada alimentador, frente a las ampacidades del conductor y del dispositivo;
- Evaluación del desempeño térmico de cada transformador de subestación, según la clasificación publicada del transformador; y
- Análisis de remediación de cualquier violación basado en la remediación necesaria para respaldar el escenario 3, 75% de penetración. La remediación incluyó la mejora de los conductores necesarios para mitigar violaciones de voltaje o térmicas en el voltaje de operación existente del alimentador.

A continuación presentamos los supuestos, técnicas, metodología y criterios de evaluación que utilizamos para estos análisis.

III. Supuestos

Si bien la información contenida en el GIS de la AEE era razonablemente exhaustiva para fines de este análisis, era necesaria una serie de supuestos analíticos para llenar vacíos y los datos incompletos en el GIS. Utilizamos el resto de los supuestos a base de los estándares publicados y planos de la AEE.

A. Corrección de datos / Finalización

Los datos del GIS de la AEE incluyeron varios archivos ESRI Shapefiles, entre ellos:

- Conductor primario
- Barras
- Nodo primario
- Regulador

- Banco de condensadores
- Banco de transformadores
- Interruptor
- Transformadores de subestación
- Generador distribuido
- Elevador de voltaje
- Fusible

La mayoría de estos requirieron algún grado de corrección en la continuidad para al menos algunos de los alimentadores. Utilizamos los siguientes supuestos para corregir las deficiencias en los datos del GIS:

- Donde el voltaje del conductor primario era erróneo o estaba en duda, el conductor heredó su voltaje de operación del voltaje de operación del alimentador;
- No se tuvo en cuenta la rotación de fases. La puesta en fase se consideró con fines de topología y conectividad. Modelamos todas las líneas de tres fases como "ABCN". Todas las líneas de dos fases se modelaron como "ABN", "ACN" o "BCN". Todas las líneas monofásicas se modelaron como "AN", "BN" o "CN", donde "N" representa el neutro conectado a tierra;
- Cuando no se identificó el nodo de terminación ascendente o descendente de un segmento de conductor primario, la línea se conectó al nodo geoespacialmente más cercano del mismo alimentador, o se trató como un nodo de "fin de línea", si no había un conductor adyacente del mismo alimentador;
- Si no se identificó el tamaño del conductor, el tamaño se obtuvo del conductor ascendente. Si la metodología de herencia no funcionó, los conductores aéreos se establecieron en #2 ACSR, y los conductores subterráneos se establecieron en el cable #2 XLP de cobre.
- Solo se modelaron las baterías de condensadores con estado "conectado" ("closed").
- Como a la mayoría de los condensadores les faltó su tamaño de kVAR, establecimos los condensadores como 100 kVAR /lata ("can") multiplicados por el número de latas enumeradas. Si ninguno de los dos estuvo disponible, fijamos los bancos de condensadores en un tamaño nominal de 300 kVAR.
- Para los reguladores de voltaje, si no se pudo discernir la conectividad de la topología

del alimentador, no modelamos el regulador.

- Modelamos solo los reguladores con estado "conectado".
- Presumimos que todos los reconectores tenían una corriente continua de 630 A. No se modeló la clasificación de interrupción, ya que contemplamos la conmutación de dispositivos para los análisis.
- Modelamos solo los interruptores normalmente cerrados, ya que contemplamos la reconfiguración del alimentador. Clasificamos los interruptores según su parámetro "Capacidad_A" del GIS.
- Para los interruptores, si no fue posible distinguir la conectividad de la topología del alimentador, no modelamos el interruptor.
- Los sistemas fotovoltaicos existentes no se asignaron a un segmento de alimentador o conductor en particular en el GIS. Fue necesario utilizar el análisis GIS para asignar los sistemas individuales al segmento de conductores geoespacialmente más cercano que coincidía con su configuración de fase, es decir, sistemas monofásicos asignados a líneas monofásicas y sistemas trifásicos asignados a líneas trifásicas. EE Plus no puede garantizar que esta metodología represente con el 100% de fidelidad el sistema físico, pero ofrece al menos una aproximación razonable del mismo.

B. Supuestos analíticos

Además de los supuestos necesarios para corregir o llenar los vacíos en los datos, fue necesario hacer algunos supuestos generales sobre el sistema de distribución para modelarlo adecuadamente en OpenDSS. La mayoría de estos supuestos se hicieron a base de los estándares de distribución de la AEE.

El primero de los supuestos analíticos se relaciona con el transformador de la subestación. EE Plus modeló explícitamente los transformadores de subestación dentro de los modelos OpenDSS. El tamaño del transformador, tanto normal como de emergencia, fue el que se publicó en la base de datos GIS. Partimos de la premisa de que todos los transformadores de subestación tenían un ajuste de ± 16 en el cambiador de tomas de carga (LTC), regulando a $\pm 10\%$ del voltaje secundario nominal del transformador. El punto de ajuste del LTC se fijó en 1.03 por unidad o 123.6 V en una base nominal de 120 V. La impedancia y la relación X/R del transformador estaban de acuerdo con IEEE C57.12.00-2015 (estándar de IEEE para requisitos generales para transformadores de distribución, potencia y regulación sumergidos en líquido).

Presumimos que los conductores aéreos estaban montados en postes Clase 3 de 35 pies. En el modelo OpenDSS no se incluyeron otras medidas de refuerzo o resiliencia que la AEE haya tomado o pueda tomar. El arreglo de los postes y conductores aéreos auxiliares partió de planos de "Patrones de construcción de distribución aérea" o Planos de construcción de distribución aérea, obtenidos del sitio web de la AEE (versión 1986). Note que presumimos una construcción de perfil "estrecho", utilizando soportes de separación, en lugar de una construcción de cruceta convencional. Además, cuando el tipo de conductor era "espaciador", supusimos que se habían utilizado soportes espaciadores de perfil estrecho, similares a la imagen de la Ilustración 0-1 que se muestra a continuación. Para determinar la ampacidad del conductor utilizamos la metodología descrita en IEEE 738-2012 (Estándar de IEEE para calcular la relación entre la temperatura y la corriente de los conductores aéreos desnudos). Obtuvimos otros parámetros necesarios para definir completamente el conductor dentro de los modelos OpenDSS de (Square D Company, 2006) y (Southwire Corporation, 2020).

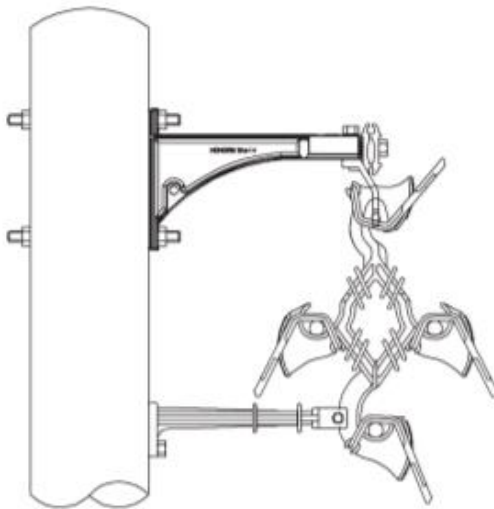


Ilustración 0-1– Soporte espaciador de cable triangular

(fuente: Sistemas de cables aéreos Hendrix)

Configuramos los conductores subterráneos dentro del GIS de manera similar para encajar dentro del marco de modelaje OpenDSS. Para los propósitos de este análisis, utilizamos el modelo de conductor soterrado de neutral concéntrico dentro de OpenDSS, a diferencia del modelo de protección de cinta. Obtuvimos los datos necesarios para este esfuerzo de modelaje de (The Okonite Company, 2020). La configuración de instalación tuvo como base el Plano URD-6, página 7 Rev. 1 (Trinchera para la instalación de alimentadores principales primarios) del Manual de patrones de distribución subterránea (AEE, febrero de 2002). Ilustración 0-2 muestra cómo modelamos la configuración. Determinamos la ampacidad del conductor subterráneo a

base de los datos de IEEE 835-1994, Tablas de ampacidad de cables de alimentación estándar de IEEE. Partimos del supuesto de que las terminaciones de los cables, los codos de los cables y la barra del panel de distribución tenían una capacidad nominal de 200 A si el cable era #2 AWG AL o menor, y 600 A si el cable auxiliar era mayor de #2 AWG AL.

Como señalamos anteriormente, supusimos que los bancos de condensadores estaban compuestos por latas de 100 kVAR, en múltiplos de tres para unidades trifásicas, múltiplos de dos para las unidades bifásicas y latas individuales para las unidades monofásicas. Desde este supuesto, todos los condensadores eran fijos, ya que no tuvimos información de control.

Clasificamos los reguladores de voltaje de acuerdo con los datos GIS que obtuvimos. Presumimos que los reguladores tienen ± 16 pasos, y operan en un rango de $\pm 10\%$ del voltaje primario nominal. Establecimos el voltaje secundario en 1.03 por unidad de voltaje lateral primario, con un ancho de banda de 2 voltios, y una demora de tiempo de 2 minutos. Establecimos los reguladores para adaptarse al flujo de potencia inverso y regular en cualquier dirección.

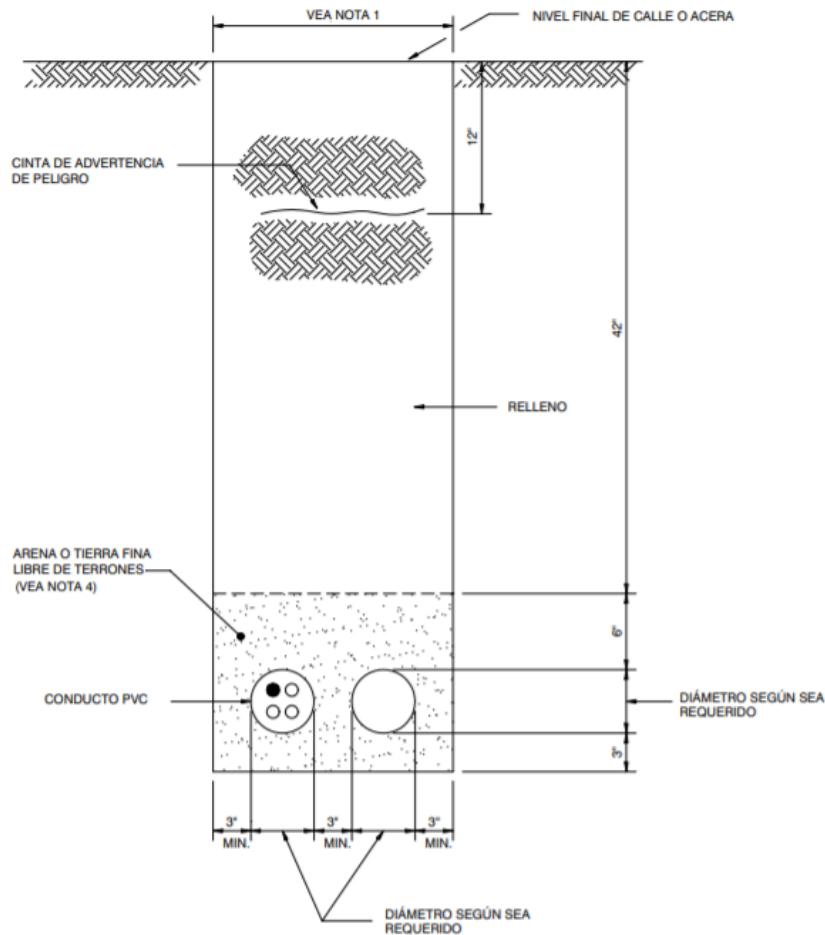


Ilustración 0-2 – Instalación típica del conductor subterráneo

C. Supuestos de la interfaz de transmisión

El punto de interfaz entre los sistemas de transmisión y subtransmisión, según el modelo de Telos, fue el lado primario de cada transformador de subestación de servicio de carga. En la mayoría de los casos, esta interfaz estuvo a 38 kV. Sin embargo, hubo unas barras de 115 kV que abastecían directamente la carga de distribución y la red de transmisión. En los análisis, consideramos el sistema de transmisión como la fuente "maestra", incluso cuando hubo una generación descendente apreciable. Como indicamos antes, dimos a la fuente de transmisión un valor de 1.03 por unidad.

Establecimos el factor de potencia para el lado secundario de cada transformador de subestación, heredado por todas las cargas descendentes, en el valor de la carga en la barra de transmisión correspondiente dentro de los modelos Telos Plexos y PSS/e. Del mismo modo, Telos utilizó el modelo PSS/e para definir la impedancia de la fuente del sistema de transmisión en cada barra de carga. Incluimos este valor como la impedancia de la fuente de secuencia positiva para la fuente en el lado primario del transformador de la subestación.

Por último, asignamos la forma de demanda de 8,760 horas asociada con cada región a las subestaciones individuales para demanda eléctrica comercial y residencial. Utilizamos las formas de la curva de demanda eléctrica para definir la interacción de los sistemas PV y BESS con las cargas en cada barra de distribución de la subestación. En la Ilustración 3-3 y la Ilustración 3-4 a continuación mostramos un ejemplo de una forma de carga típica para demanda eléctrica residencial y comercial.

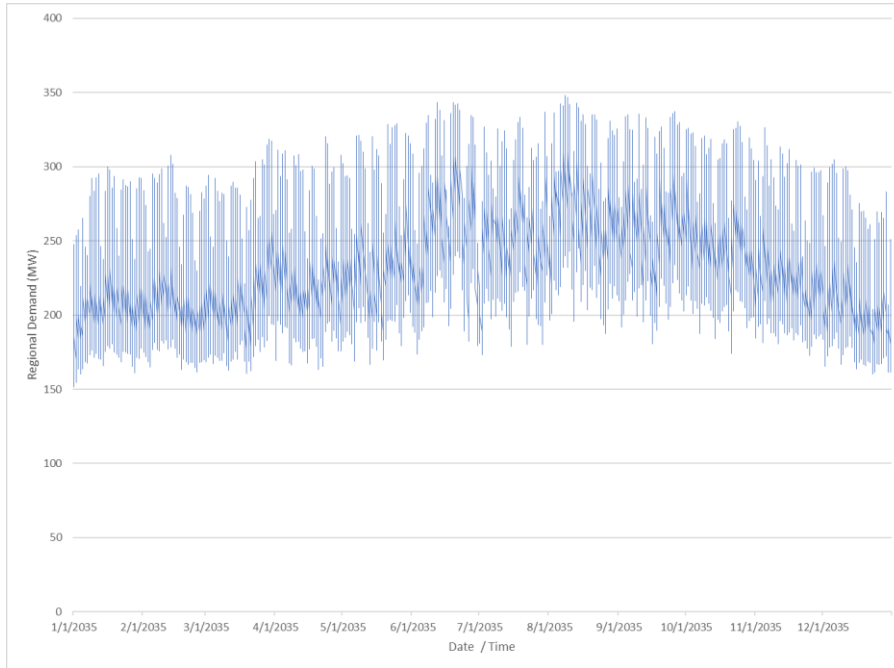


Ilustración 0-3 – Ejemplo de forma de demanda eléctrica residencial



Ilustración 0-4 – Ejemplo de forma de demanda eléctrica comercial

D. Supuestos de interfaz PV / BESS

El conjunto final de supuestos está relacionado con la aplicación de los sistemas fotovoltaicos y BESS existentes y contemplados. Como señalamos antes, conectamos el PV existente al segmento alimentador más cercano a través del análisis GIS, y documentamos el tamaño y la configuración de fase en la base de datos GIS. Solo incluimos los sistemas con estado de "Conexión autorizada para operar" en los modelos de distribución. Cuando, además, incluimos sistemas de baterías, partimos del supuesto de que el PV cargaría la batería hasta que el estado de carga eléctrica fuera del 100%, y luego la energía fluiría a la red o serviría la demanda local.

Añadimos nuevas combinaciones PV/BESS a base de múltiples criterios. Sumamos los sistemas PV/BESS a los modelos de distribución en la ubicación del transformador de servicio existente en el GIS. Esto permitió a EE Plus distribuir geoespacialmente las interconexiones de una manera razonable, ya que la presencia de un transformador de distribución implica la presencia de una demanda eléctrica para servir. Tenga en cuenta que excluimos los transformadores de regulación y los transformadores de refuerzo de este ejercicio de ubicación.

Basamos el número y tipo de sistemas PV/BESS individuales en cada ubicación en el tamaño y la configuración de la transformación en cada ubicación geoespacial. Supusimos que la transformación monofásica sirve principalmente la demanda residencial, y que los transformadores trifásicos sirven la demanda comercial. También, que todos los sistemas residenciales eran una combinación de sistemas fotovoltaicos de 2.7 kW y sistemas BESS de 10 kWh. Añadimos un número entero de sistemas PV/BESS residenciales en cada ubicación de transformador monofásico, con el número asignado según el tamaño del transformador; es decir, una ubicación de transformador de 10 kVA recibiría menos instalaciones que una ubicación de transformador de 37.5 kVA.

Estimamos que los nuevos sistemas fotovoltaicos servirían la demanda eléctrica local en la ubicación del transformador y simultáneamente cargarían el BESS hasta que el estado de carga eléctrica de la batería fuera del 100%. En ausencia del sistema fotovoltaico, presumimos que el BESS serviría la demanda local hasta que el estado de carga eléctrica alcanzara el 10%. Observe que partimos del supuesto de que las baterías se cargarían únicamente desde el sistema fotovoltaico; no contemplamos la carga directa de la red. Configuramos los sistemas PV/BESS para regular su voltaje de salida a 1.0 por unidad.

Finalmente, la nueva cantidad total de sistemas fotovoltaicos residenciales y comerciales tenía que coincidir con las definiciones de escenario asociadas con la interfaz de

transmisión. Esto requirió un proceso de asignación de dos pasos. Como primer paso, asignamos el valor máximo (en MW) de la energía fotovoltaica comercial y residencial regional, según lo determinó Plexos, a las barras de transmisión / subestaciones de distribución individuales. Basamos esta asignación en la carga eléctrica representada en cada barra de transmisión dentro del modelo PSS/e. Como segundo paso, asignamos el PV necesario a cada alimentador de subestación. Lo asignamos a base del total de kVA conectados para cada alimentador en un bus de subestación determinado. Como mencionamos, distribuimos los sistemas residenciales geoespacialmente en las ubicaciones de los transformadores monofásicos según el tamaño del transformador, y agrupamos los sistemas comerciales en las ubicaciones de transformadores trifásicos según el tamaño del transformador. Abajo, una representación de cómo se asignaron los sistemas para un alimentador de muestras.



Ilustración 0-5– Ejemplo de colocación del sistema fotovoltaico

IV. METODOLOGÍA

A. Enfoque general

La metodología para realizar los diversos análisis necesarios para el proyecto fue sencilla. A base de los supuestos discutidos en la sección anterior, desarrollamos modelos para todas las subestaciones y alimentadores para los cuales pudimos identificar una barra de transmisión correspondiente del modelo PSS/e. El proceso de emparejamiento fue en gran medida manual, ya que no hubo una clave numérica consistente que pudiera usarse para unir los dos modelos. En algunos casos, hubo barras de transmisión sin subestación de distribución correspondiente en el GIS. Del mismo modo, hubo algunas subestaciones de distribución dentro del GIS que no coincidían claramente con una barra en el modelo de transmisión. En total, sin embargo, EE Plus combinó 267 subestaciones con un modelo de transmisión correspondiente. Esto produjo un total de 987 alimentadores de los 1,097 proporcionados en el GIS o aproximadamente el 90%.

Debido a que el modelo GIS usó múltiples archivos ESRI Shapefiles para presentar los datos del sistema de distribución, EE Plus escribió múltiples archivos de script de Python para extraer los datos de modelaje requeridos del GIS y escribirlos en archivos de texto para usar en OpenDSS. Además de la extracción de datos de base que utilizamos para construir modelos de alimentador individuales, fue necesario preparar archivos OpenDSS adicionales. Ilustración 0-6Vea que incluimos un archivo general adicional, que define la geometría de línea de los distintos estilos de líneas aéreas y cables subterráneos. Cada subestación tuvo también un archivo independiente que define la impedancia de la fuente y el tamaño del transformador de la subestación. Por último, creamos un archivo individual que definió la interconexión del PV/BESS para cada alimentador para cada escenario de desarrollo. Los detalles de la ubicación en mapa de campo entre los modelos OpenDSS, GIS y Telos PSS/e están en el Volumen III de este informe.

Overhead Conductors	Underground Conductors	Wire Data	Voltage Regulators	Transformers	Capacitors
<ul style="list-style-type: none"> • Spacing • Phasing • Distance from ground level • Wire details • Kron reduction 	<ul style="list-style-type: none"> • Spacing • Phasing • Thickness of tape shield • Number of Concentric Neutrals • Cable details 	<ul style="list-style-type: none"> • Geometric mean Radius (GMR) feet • Diameter (inches) • Resistance (ohms/mile) • Ampacity • Repair rate 	<ul style="list-style-type: none"> • Potential Transformer ratios • Current transformer ratios • Compensator settings • R and X settings 	<ul style="list-style-type: none"> • kVA rating • Voltage rating • Impedance settings (R and X) • No-load power loss 	<ul style="list-style-type: none"> • Capacity • Phasing • Control type • ON-OFF settings • Power factor

Ilustración 0-6 – Estructura de datos OpenDSS.

Los scripts de Python crearon la agrupación de archivos enumerada anteriormente para cada alimentador modelado. Combinamos estos con los archivos "comunes", los archivos de forma de demandas regionales e instrucciones adicionales dentro de OpenDSS para analizar el flujo de energía para cada alimentador. El análisis de flujo de energía produjo un grupo de informes. Estos incluyeron los dos informes principales utilizados para formular los resultados de este; el informe de sobrecarga y el informe de excepción de voltaje. Estos informes marcan las instancias en las que las corrientes de línea o los voltajes de barra están fuera de los criterios de evaluación para el dispositivo en particular. Catalogamos estos resultados para cada escenario, identificando los segmentos de línea o barras que mostraron el desempeño violatorio. Para fines de este resumen, añadimos los resultados del análisis de infracción al nivel regional. En el Volumen II de este informe ofrecemos el desglose por subestación y alimentador con el fin de abordar necesidades específicas de mitigación.

B. Criterios de evaluación

Como indicamos en las secciones de supuestos, establecimos las clasificaciones de ampacidad de los conductores y equipos a base de las clasificaciones de la placa de identificación, los estándares IEEE aplicables o los estándares de la AEE. Es importante señalar que, dado que basamos las evaluaciones en condiciones de funcionamiento "normales" (es decir, no de emergencia), aplicamos las clasificaciones normales de estado estable de los conductores y equipos. LTabla 0-1 muestra las clasificaciones de ampacidad de todos los conductores dentro del sistema de la AEE. Note que, si bien incluimos las clasificaciones de emergencia en el modelo para garantizar su integridad, si un conductor excedió la clasificación de ampacidad normal durante una hora en el horizonte de análisis, se catalogó como una infracción.

Tabla 0-1 Clasificaciones de ampacidad de conductores aéreos

Tipo de conductor	Clasificación normal (Amperios)
6_CU_HD	100
6_CU	100
4_CU_HD	120
2_ACSR	165
2_CU	170
1/0_ACSR	220
2/0_ACSR	250
1/0_AAAC	256
2/0_CU	275
1/0_CU	282
3/0_SPACER_15_KV	285
3/0_ACSR	285
3/0_AAAC	342
4/0_ACSR	357
4/0_CU	375
250_CU	430
266_ACSR	475
266_SPACER	475
3/0_CU	480
300_CU	485
336_SPACER	529
336_ACSR	529
556_ACSR	726
556_SPACER	726
652.4_AAAC	729
795_ACSR	907

Tabla 0-2 Clasificaciones de ampacidad de conductores subterráneos

Tipo de conductor	Clasificación normal (Amperios)
6_CU_XLP_5_KV	100
4_CU_XLP_15_KV	125
2_CU_XLP_15_KV	150
2/0_CU_XLP_15_KV	224
3/0_CU_XLP_15_KV	225
4/0_CU_XLP_15_KV	293
250_CU_XLP_15_KV	322
300_CU_XLP_15_KV	322
350_CU_XLP_15_KV	400
500_CU_XLP_15_KV	472
500_CU_EPR_15_KV	472
750_CU_XLP_15_KV	532
750_CU_EPR_15_KV	532
800_CU_XLP_15_KV	550
1200_CU_XLP_15_KV	667

Ilustración III-1 – Soporte del espaciador de cable triangular (fuente: Sistemas de cable aéreo Hendrix) 1010

Ilustración III-2 – Instalación típica del conductor subterráneo 1212

Ilustración III-3 – Ejemplo de la forma de demanda eléctrica residencial 1213

Ilustración III-4 – Ejemplo de la forma de demanda eléctrica comercial 1313

Ilustración III-5 – Ejemplo de colocación del sistema fotovoltaico 1515

Ilustración IV-1 – Estructura de datos OpenDSS. 1717

Ilustración IV-2 – Rango de voltaje para la evaluación de violación 1919

Tabla A-3 – Lista de abreviaturas para obtener una explicación de la terminología utilizada en estas tablas. Para los distintos dispositivos de los conductores, utilizamos la clasificación de la placa de identificación promulgada en la base de datos GIS como la clasificación normal y de emergencia.

Además de la evaluación de las infracciones térmicas (ampacidad), examinamos todas las barras para detectar violaciones de voltaje de estado estacionario. Definimos todas las infracciones de voltaje a base de ANSI C84.1-2020: Calificaciones de voltaje de sistemas de energía eléctrica. Específicamente, utilizamos el Rango A de este estándar. La norma lo define como:

"El rango A provee la tolerancia de voltaje normalmente esperada en el suministro de la red pública para una clase de voltaje determinada. Las variaciones fuera del rango deberían ser poco frecuentes".

Ilustración 0-7 presenta los rangos aplicables que utilizamos para evaluar violaciones de voltaje.

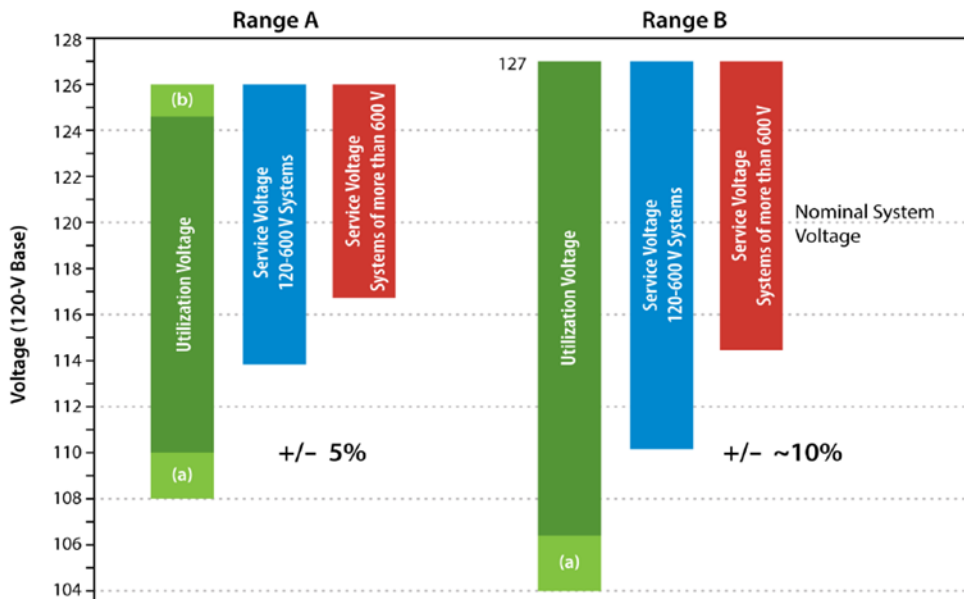


Ilustración 0-7 – Rango de voltaje para la evaluación de violación

Observe que el rango de voltaje para el voltaje de servicio (sistemas de más de 600 V), ilustrado en la barra roja de arriba, fue el criterio de evaluación para los voltajes de barra en todo el sistema de distribución.

Además de las evaluaciones de conductores y dispositivos, para cada subestación y escenario evaluamos la capacidad del transformador de la subestación con todos los alimentadores conectados simultáneamente. Si hubo potencia directa o inversa a través del transformador de la subestación, por encima de la capacidad nominal normal del transformador, marcamos el transformador para reparación. No evaluamos la sobrecarga de los transformadores de distribución individuales ya que la metodología de asignación de RED impidió colocar RED en exceso (es decir, mayor que el tamaño del transformador) en cualquier ubicación de transformador de distribución dada. Los sistemas de distribución tienen por lo general hasta un 40% más de kVA conectado que la demanda real, por lo que es posible implementar el nivel adecuado de penetración de RED sin el riesgo de sobrecargar transformadores individuales.

C. Mitigación / Remediación

Utilizamos dos enfoques simples para estimar la cantidad de remediación necesaria para una infracción en particular. En el caso de las infracciones térmicas, añadimos la longitud de cada segmento de conductor para el cual identificamos una infracción por alimentador y escenario. Para violaciones de voltaje, añadimos la longitud de cada segmento de conductor entre barras que presentaban violaciones de voltaje por alimentador para cada escenario. Además, si solo una barra, ya sea "desde" o "hacia" un segmento de línea, mostró una violación de voltaje, entonces incluimos la longitud del segmento inmediatamente anterior a la barra infractora en el conjunto. Estratificamos el conjunto por múltiples factores para determinar el tipo de mitigación aplicado. La estratificación / clasificación incluyó:

- Número de fases (nota: no se clasificó la rotación de fases);
- Voltaje de funcionamiento;
- Tipo / tamaño de conductor existente;
- Instalación aérea o subterránea; y
- Tipo de violación (voltaje o térmica o ambas).

A base de esta caracterización, aplicamos una segunda iteración (y en algunos casos múltiples iteraciones) del análisis con un tamaño de conductor modificado para los segmentos de línea / barras infractoras. Si las violaciones se mitigaron, aceptamos estos

tamaños como la solución adecuada para el escenario correspondiente. De no ser así, hicimos una iteración adicional con tamaños de conductores más grandes aplicados a los segmentos que todavía estaban en violación de los criterios de evaluación. Repetimos este proceso hasta que no observamos violaciones.

Evaluamos la mitigación de la carga eléctrica del transformador de la subestación solo para los valores de flujo de potencia máxima, ya que estos definen el tamaño de MVA por el cual el transformador debe aumentarse. Si bien, en la práctica, probablemente la AEE mejoraría el transformador al siguiente tamaño "estándar" dentro de su flota de transformadores, para fines analíticos solo consideramos la sobrecarga de MVA.

Para determinar el tipo y el costo final de las mejoras del sistema necesarias para mitigar las violaciones identificadas, aplicamos las siguientes reglas:

- La mitigación necesaria para acomodar el escenario del 75% fue la única mejora del sistema contemplada;
- Las mejoras en las líneas están basadas en las limitaciones prácticas para la construcción de la distribución:
 - Si la mitigación requiere un aumento del tamaño del conductor menor o igual a dos tamaños, se reemplaza el conductor (es decir, postes y brazos se mantienen igual y el conductor es reemplazado).
 - Si la mitigación requiere un aumento en el tamaño del conductor de más de dos tamaños de conductor, la línea sería completamente reconstruida en las secciones infractoras.
- Si las sobrecargas de potencia inversa del transformador son inferiores al 125% de la clasificación de emergencia del transformador durante no más de 500 horas al año, no aplicamos mejora alguna.
- Flujos de potencia superiores al 125% de la clasificación de emergencia del transformador durante más de 500 horas al año – supusimos la sustitución del transformador.

Considere que seleccionamos la clasificación de emergencia del transformador porque la mayoría de los transformadores de este tipo admitirán sobrecargas a corto plazo sin acortar su vida útil de manera notable.

V. RESULTADOS

Presentamos los resultados de cada escenario a continuación. Por brevedad, agregamos al nivel más alto región y tipo de mitigación que se aplicará. En el Volumen II de este informe presentamos un desglose de la remediación por alimentador, tipo de conductor y número de conductores de fase. Note que cada uno de los casos de penetración de RED representa una mejora "incremental" de la infraestructura más allá del caso base. Sin embargo, la naturaleza de la mitigación varía a medida que aumenta el nivel de penetración. Es decir, condiciones de bajo voltaje reemplazadas por condiciones de sobrevoltaje localizadas, junto con variaciones en la ubicación y gravedad de las sobrecargas térmicas.

A. Escenario de caso base

El escenario del caso base tiene como base la aplicación de curvas de demanda regionales y el perfil fotovoltaico regional durante un período de 8,760 horas (1 año), utilizando solo el fotovoltaico existente, según lo dispuesto por la AEE, como RED.

Región	Total millas de línea	de de Millas de línea de replazo de conductor	de Millas de línea de reconstruir	% Mitigación	Mejoras Transformador
Arecibo	4,790	13.7	315.9	6.9	0 MVA
Bayamón	2,442	81.7	106.6	7.7	0 MVA
Caguas	6,761	136.9	317.3	6.7	0 MVA
Carolina	3,310	100.7	140.8	7.3	0 MVA
Mayagüez	5,482	37.7	303.9	6.2	0 MVA
Ponce ES	2,828	12.1	127.7	4.9	0 MVA

Ponce OE	2,526	21.4	125.5	5.8	0 MVA
San Juan	2,908	29.1	95.2	4.3	0 MVA
Vieques	166	0.8	10.4	6.7	0 MVA
Culebra	68	1.0	2.4	5.0	0 MVA

B. Escenario de 25% de penetración

El escenario de 25% de penetración tiene como base la aplicación de curvas de demanda regionales y el perfil fotovoltaico regional durante un período de 8,760 horas (1 año), incluida la fotovoltaica existente y fotovoltaica residencial y comercial colocada como se describe en la Sección III.D como RED0.

Región	Total de millas de línea	Millas de línea de replazo de conductor	Millas de línea de reconstruir	% Mitigación	Mejoras Transformador
Arecibo	4,790	11.6	278.2	6.1	0 MVA
Bayamón	2,442	73.5	93.8	6.9	0 MVA
Caguas	6,761	123.2	278.9	5.9	0 MVA
Carolina	3,310	90.7	114.7	6.2	0 MVA
Mayagüez	5,482	33.9	264.0	5.5	0 MVA
Ponce ES	2,828	10.9	111.8	4.3	0 MVA
Ponce OE	2,526	19.3	109.1	5.1	0 MVA
San Juan	2,908	20.4	84.6	3.6	0 MVA
Vieques	166	0.7	9.8	6.4	0 MVA
Culebra	68	0.8	2.2	4.3	0 MVA

C. Escenario de 50% de penetración

El escenario de 50% de penetración parte de la aplicación de curvas de demanda regionales y el perfil fotovoltaico regional durante un período de 8,760 horas (1 año),

incluido el sistema de salida fotovoltaica y la PV residencial y comercial colocada como se describe en la Sección III.D como RED.0

Región	Total millas de línea	de de	Millas de línea de replazo de conductor	de de	Millas de línea de reconstruir	% Mitigación	Mejoras Transformador
Arecibo	4,790		16.5		344.1	7.5	3 MVA
Bayamón	2,442		63.2		117.2	7.4	5 MVA
Caguas	6,761		117.7		349.9	6.9	11 MVA
Carolina	3,310		86.6		160.1	7.5	4 MVA
Mayagüez	5,482		32.4		335.6	6.7	6 MVA
Ponce ES	2,828		10.4		153.1	5.8	3 MVA
Ponce OE	2,526		18.4		149.8	6.7	5 MVA
San Juan	2,908		24.8		105.0	4.5	12 MVA
Vieques	166		0.7		11.4	7.3	0 MVA
Culebra	68		0.8		3.1	5.6	0 MVA

D. Escenario de penetración del 75%

El escenario de 75% de penetración tiene como base la aplicación de curvas de demanda regionales y el perfil fotovoltaico regional durante un período de 8,760 horas (1 año), incluyendo la PV de salida y la PV residencial y comercial colocada como se describe en la Sección III.D como RED.0

Región	Total millas de línea	de de	Millas de línea de replazo de conductor	de de	Millas de línea de reconstruir	% Mitigación	Mejoras Transformador
Arecibo	4,790		19.0		381.8	8.4	15 MVA
Bayamón	2,442		114.4		131.0	10.1	22 MVA
Caguas	6,761		191.6		384.0	8.5	30 MVA
Carolina	3,310		141.0		172.3	9.5	15 MVA
Mayagüez	5,482		52.7		365.7	7.7	18 MVA

Ponce ES	2,828	16.9	160.0	6.3	11 MVA
Ponce OE	2,526	26.8	177.3	8.1	10 MVA
San Juan	2,908	35.0	133.4	5.8	28 MVA
Vieques	166	1.0	14.5	9.3	0 MVA
Culebra	68	1.2	3.6	7.1	0 MVA