

Estudio de Integración de Recursos Energéticos Distribuidos para Puerto Rico

Hacia una red distribuida renovable, confiable y resiliente



TELOS ENERGY

Diciembre de 2020

Revisión v11

Estudio de Integración de Recursos Energéticos Distribuidos para Puerto Rico

Hacia una red distribuida renovable, confiable y resiliente



T E L O S E N E R G Y

Información de contacto

Derek Stenclik
Socio Fundador Telos Energy, Inc.
518-902-1219

Historial de revisiones

Revisión	Fecha	Autor	Comentario
Rev01	1/10/2020	D. Stenclik	Borrador inicial
Rev06	30/10/2020	D. Stenclik	Proyecto inicial presentado a CAMBIO para su revisión
Rev07	30/11/2020	D. Stenclik	Incorporación de comentarios de CAMBIO a borrador final
Rev08	18/12/2020	D. Stenclik	Informe final

Tabla de contenidos

Resumen ejecutivo	1
1 Introducción	12
1.1 Objetivos de estudio.....	12
1.2 Recopilación de datos.....	13
1.3 Comentarios de Queremos Sol.....	13
1.4 Metodología y Proceso.....	14
1.5 Limitaciones del estudio.....	15
2 Escenarios de estudio	17
2.1 Evaluación de una futura combinación energética de Puerto Rico	17
2.2 Incorporación de sistemas solares y de almacenamiento	17
2.3 Retiro de generadores.....	19
2.4 Una nueva combinación de recursos para Puerto Rico	20
3 Aportes y Supuestos	22
3.1 Topología de red.....	22
3.2 Carga y eficiencia energética.....	23
3.3 Características del generador.....	25
3.4 Precios de combustible	25
3.5 Representación y Características de RED.....	26
4 Caracterización del recurso solar de Puerto Rico	29
4.1 Datos de irradiación solar y perfiles de producción de energía.....	29
4.2 Diversidad geográfica y selección de sitios	30
5 Resultados del modelado generación y costos de producción	34
5.1 Operaciones de la red con alta integración de RED	34
5.2 Costo evitado de combustible, emisiones y generación	41
5.3 Flujos de energía regionales.....	44
5.4 Operaciones de sistemas de energía solar y almacenamiento de baterías.....	45
5.5 Generación instantánea con recursos basados en inversores.....	48

6	Análisis de estabilidad de la red y resultados	53
6.1	Introducción	53
6.2	Desafíos técnicos evaluados	53
6.3	Selección de casos	58
6.4	Resultados de la pérdida de generación	62
6.5	Escenarios de falla y remoción de fallas	67
6.6	Escenarios de alta penetración	73
6.7	Resumen	75
7	Análisis de sensibilidad	77
7.1	Sensibilidad a la estabilidad de la red	77
7.2	Sensibilidad al retiro acelerado de AES	82
8	Mitigaciones y recomendaciones	85
9	Hallazgos clave	87
10	Próximos pasos	89
	Apéndice	90
	Datos y otros supuestos	90
	Resultados y cifras adicionales	99

Lista de ilustraciones

Ilustración 1: Visión general de las herramientas de software y métodos.....	15
Ilustración 2: Capacidad fotovoltaica, energía fotovoltaica y capacidad de baterías por escenario	19
Ilustración 3: Factores de ponderación del análisis de retiro.....	20
Ilustración 4: Capacidad instalada por escenario, MW (izquierda) y % del total (derecha).....	21
Ilustración 5: Capacidad instalada por año proyectado	21
Ilustración 6: Topología de la transmisión de alto voltaje de Puerto Rico	22
Ilustración 7: Mapa de las regiones de planificación de la red de Puerto Rico	23
Ilustración 8: Descripción general del modelo de carga compuesta.....	27
Ilustración 9: Vínculos de modelos que representan la red de Puerto Rico.....	28
Ilustración 10: Mapa de ubicaciones solares simuladas a través de Puerto Rico.....	30
Ilustración 11: Mapa de factores de capacidad solar a través de Puerto Rico.....	31
Ilustración 12: Día demostrativo de la variabilidad solar por región.....	32
Ilustración 13: Matriz de correlación de perfiles solares cronológicos de 5 minutos	32
Ilustración 14: Distribución de RED residencial y comercial por región y clase de cliente.....	33
Ilustración 15: Generación neta anual por tipo de unidad.....	34
Ilustración 16: Desplazamiento de generación por nuevos recursos comparado con escenario base	36
Ilustración 17: Diagramas de transmisión para un día “normal”.....	36
Ilustración 18: Diagramas de transmisión, semana de carga máxima (5 de agosto)	38
Ilustración 19: Diagrama de transmisión, semana pico de generación renovable (25 de marzo)	39
Ilustración 20: Promedio de arranques (izquierda) y horas en línea (derecha) por año y tipo de unidad	40
Ilustración 21: Costo total del sistema (\$000 reales 2020) por tipo de unidad.....	43
Ilustración 22: Flujos netos anuales por regiones	44
Ilustración 23: Curvas de duración de flujos netos por hora (MW).....	45
Ilustración 24: Factor de reducción por tipo de unidad	46
Ilustración 25: Generación neta de batería promedio (izquierda) y estado de carga (derecha) por hora del día.....	47
Ilustración 26: Energía BESS para el día promedio por año.....	47
Ilustración 27: Número anual de ciclos de batería por escenario	48
Ilustración 28: Curva de duración de la generación de IBR (izquierda) y porcentaje de generación total (derecha)..	49
Ilustración 29: Curva de duración de la generación solar por hora como porcentaje de carga.....	50
Ilustración 30: Curva de duración del número de unidades de combustible fósil en línea.....	51
Ilustración 31: Curva de duración del porcentaje de generación por hora a partir de unidades basadas en combustible fósil.....	51
Ilustración 32: Curva de duración de la generación por hora a partir de unidades basadas en combustible fósil.....	52
Ilustración 33: Ilustración de un evento de pérdida de generación en la frecuencia de la red	54
Ilustración 34: Ilustración de un evento de error en la red	55
Ilustración 35: Ilustración de una simulación de evento de falla	56
Ilustración 36: Serie de tiempo de una semana de operaciones de red y factores clave de estabilidad....	60
Ilustración 37: Curva de duración de los factores clave de estabilidad de la red.....	60
Ilustración 38: Selección de casos para simulaciones de estabilidad dinámica	60
Ilustración 39: Ubicaciones de fallas de transmisión evaluadas.....	62
Ilustración 40: Respuesta a nivel de sistema a un evento de pérdida de generación, escenario actual ...	63
Ilustración 41: Respuesta de generación a un evento de pérdida de generación, escenario actual	63

Ilustración 42: Respuesta de la red a un evento de pérdida de generación con RED FFR variable, escenario de 50%..	65
Ilustración 43: Respuesta de la red a evento de pérdida de generación con RED FFR, escenario de 75%.	66
Ilustración 44: Resumen y tendencias identificadas a partir de eventos de pérdida de generación	67
Ilustración 45: Respuesta a nivel del sistema ante un evento de falla, escenario actual.....	68
Ilustración 46: Respuesta a nivel RED a un escenario de falla, escenario actual.....	68
Ilustración 47: Respuesta de la red a un evento de falla, controles de RED variables, escenario de 50%	70
Ilustración 48: Respuesta de la red a un evento de falla, intervalo de tiempo de simulación variable, escenario de 50%.	71
Ilustración 49: Respuesta del modelo de red a un evento de falla, intervalo de tiempo de simulación variable, escenario de 75%.....	73
Ilustración 50: Resumen de rendimiento para fallas de la red con funcionalidad RED básica.....	73
Ilustración 51: Resumen de rendimiento de fallas de la red con FFR y funcionalidad RED volt-var mejorada.....	73
Ilustración 52: Resumen de rendimiento para fallas de la red con FFR y Volt-Var mejorado y protección contra sobrevoltaje ampliada desde RED	73
Ilustración 53: Resumen de riesgos considerando la madurez de las tecnologías de inversores en 2020	76
Ilustración 54: Curva de duración de la inercia del sistema	78
Ilustración 55: Curva de duración de la relación síncrona.....	78
Ilustración 56: Generación neta anual para casos base frente a sensibilidad de estabilidad de la red ...	790
Ilustración 57: Reducción total de las energías renovables.....	80
Ilustración 58: Ciclos promedio de batería por año.....	81
Ilustración 59: Diagrama de transmisión de los escenarios 75% RED del 11 de julio al 13 de julio de 2035.....	81
Ilustración 60: Generación neta anual para la sensibilidad al retiro acelerado de AES	83
Ilustración 61: Diagramas de transmisión, sensibilidad de retiro de AES, semana de carga máxima (5 de agosto) ..	84
Ilustración 62: Diagramas de transmisión, sensibilidad de retiro AES, semana renovable máxima (25 de marzo) ...	85
Ilustración 63: Curvas de tasa de calor promedio de unidades fósiles.....	92
Ilustración 64: Diagrama de transmisión, generación mínima de energía renovable (2 de septiembre)	100
Ilustración 65: Diagrama de transmisión, semana media representativa (22 de julio).....	101
Ilustración 66: Diagrama de transmisión, demanda mínima (11 de febrero)	102
Ilustración 67: Diagrama de transmisión, período de alta demanda (17 de junio)	103
Ilustración 68: Diagrama de transmisión, alta generación de energías renovables (30 de septiembre) .	104

Lista de tablas

Tabla 1: Resumen del escenario	18
Tabla 2: Calendario de retiro por escenarios.....	20
Tabla 3: Demanda total de energía y carga máxima con 25% de reducción por eficiencia energética para 2035 ..	24
Tabla 4: Desglose regional de la energía total (GWh) y la carga máxima (MW)	24
Tabla 5: Precios de combustible (real 2020 \$/MMBtu).....	25
Tabla 6: Diseño de sistemas fotovoltaicos.....	29
Tabla 7: Asignación de carga residencial y comercial y RED por región y clase de cliente.....	33
Tabla 8: Consumo anual de combustible y emisiones por escenario	41
Tabla 9: Costos totales de producción y costos de energía evitados (en dólares reales de 2020)	43
Tabla 10: Visión general y diferenciación de los desafíos para redes con alto nivel de energía renovable	53
Tabla 11: Valores más altos de generación de despacho de una sola unidad para cada escenario	61
Tabla 12: Resumen de las ubicaciones de fallas de transmisión evaluadas	61
Tabla 13: Costo total del sistema entre los casos base y los casos de sensibilidad de estabilidad de la red.....	82
Tabla 14: Supuestos de carga de sensibilidad al retiro acelerado de AES.....	82
Tabla 15: Supuestos de construcción de RED para la sensibilidad al retiro acelerado de AES.....	82
Tabla 16: Costos totales del sistema para la sensibilidad al retiro acelerado de AES	83
Tabla 17: Cálculos de viviendas resilientes, capacidad de RED y energía renovable por escenario	901
Tabla 18: Clasificación de prioridades de retiro	91
Tabla 19: Curvas de tasa de calor promedio de unidades fósiles.....	92
Tabla 20: Capacidad de RED por región, clase de cliente y escenario	94
Tabla 21: Parámetros del modelo de carga dinámica para el modelo PSSE CMLDBU.....	94
Tabla 22: Consumo anual de combustible y emisiones.....	105

Lista de abreviaturas*

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

** Siglas según su uso en español.

AC	Corriente Alterna
BCF	Mil millones de pies cúbicos
BESS	Sistema de almacenamiento de energía de batería
CC	Ciclo combinado
CD	Corriente directa
RED**	Recursos energéticos distribuidos
DPV	Fotovoltaicos distribuidos
DR	Respuesta a la demanda
EE	Eficiencia energética
EIA	Agencia de Información de la Energía de Estados Unidos
EMT	Transitorio electromagnético
ES	Almacenamiento de energía
FFR	Respuesta rápida de frecuencia
FO&M	Operaciones fijas y mantenimiento
GADS	Sistema de Datos sobre Disponibilidad de Generación de NERC
GIS	Sistema de información geográfica
GT	Turbina de gas (también conocida como turbina de combustión)
GW	Gigavatios (1,000 Megavatios)
IBR	Recurso basado en inversor
PIR**	Plan Integrado de Recursos
LNG	Gas natural licuado
MVA	Millones de voltios amperios
kW	kilovatios (1,000 vatios)
MW	Megavatios (1,000 kilovatios)
NEPR**	Negociado de Energía de Puerto Rico
NREL	Laboratorio Nacional de Energías Renovables
NSRDB	Base de datos nacional de radiación solar NREL
OE	Oeste
OEPR	Oficina de Energía de Puerto Rico
AEE**	Autoridad de Energía Eléctrica
PSSE	Herramienta de simulador de sistemas de potencia Siemens para ingeniería
PV	Fotovoltaica
RPS	Estándar de Cartera Renovable
SAM	“System Advisory Model” de NREL
ST	Turbina de vapor
STG12	Generador de turbina de vapor
TC	Centro o subestación de transmisión
UFLS	Desconexión de demanda por baja frecuencia
VO&M	Operaciones variables y mantenimiento

Resumen ejecutivo

Las secuelas del huracán María llevaron a la Autoridad de Energía Eléctrica a proponer varios planes para reconstruir la infraestructura de la isla y hacer inversiones para fortalecer la red eléctrica. En 2019, completó el Plan Integrado de Recursos, esbozando posibles inversiones nuevas para satisfacer las necesidades actuales y futuras del sistema. Muchas de esas inversiones fueron de generación con combustibles fósiles centralizada a gran escala.

Como alternativa a los planes de la AEE, una coalición multisectorial compuesta por grupos comunitarios y laborales, así como expertos en medio ambiente y energía presentaron Queremos Sol en 2018 como una ruta integrada para modernizar el sector energético de Puerto Rico para lograr un sistema eléctrico más sostenible, resiliente y equitativo. La transformación de la red propuesta por Queremos Sol está impulsada por: (1) eficiencia, conservación y manejo de la demanda; 2) generación renovable distribuida con almacenamiento, que hace hincapié en sistemas de energía solar en techos; y (3) la eliminación acelerada de la generación de combustibles fósiles. Queremos Sol busca lograr un 25% de eficiencia energética y una generación mínima del 50% con fuentes renovables para 2035 para alcanzar una generación 100% renovable para 2050¹.

Los objetivos de este estudio son proporcionar un análisis económico y técnico detallado que evalúe una combinación energética radicalmente diferente a la que Puerto Rico tiene hoy, como propone Queremos Sol. Específicamente, utilizará una planificación detallada de la red para lo siguiente:

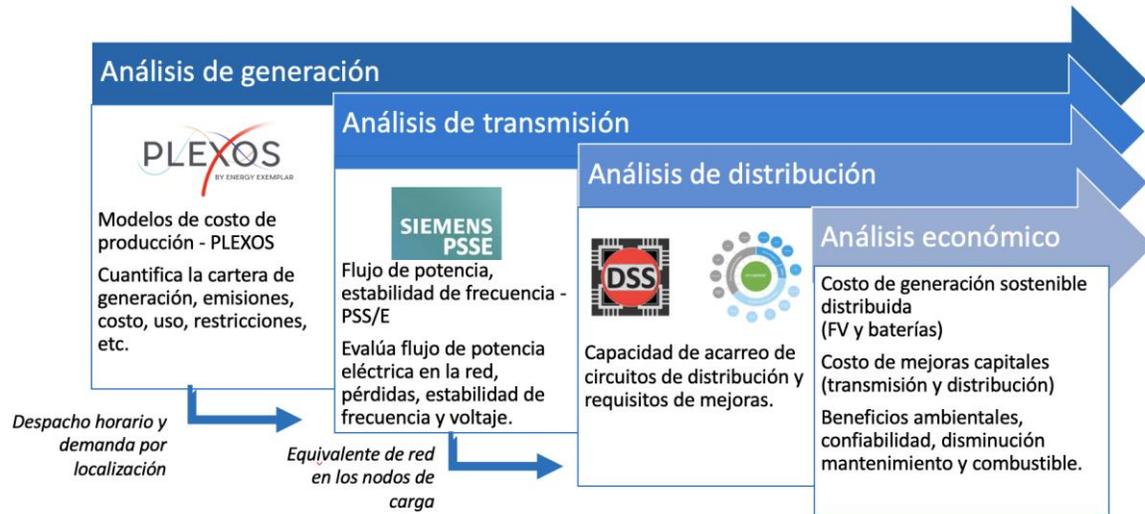
- Ilustrar una red futura integrada con altos niveles de recursos energéticos distribuidos, con prioridad en energía solar en los techos y el almacenamiento, siguiendo la propuesta de Queremos Sol,
- evaluar una red futura diseñada para cumplir con los objetivos renovables, de resiliencia, confiabilidad y económicos de Puerto Rico,
- comprender las oportunidades operativas, de transmisión y distribución y los desafíos asociados con la integración de RED para evaluar posibles mitigaciones para garantizar un crecimiento estable y confiable de RED.
- cuantificar los efectos de la integración de RED, incluidos los cambios en la generación renovable, el consumo de combustible no utilizado, la reducción de las emisiones de CO₂, entender si hay que limitar o no la generación renovable, encendido y apagado de unidades de generación y la estabilidad de la red, y
- presentar un posible cronograma para la eliminación gradual de la generación mediante la quema de combustible fósil tras el aumento de la integración de RED.

Para evaluar los cambios en las operaciones del sistema de potencia eléctrica y la estabilidad de la red con el aumento de RED, utilizamos un software especializado para el modelado y simulación de la red de potencia eléctrica. Se seleccionaron cuatro escenarios para representar posibles sistemas de energía futuros con un aumento de RED. Las configuraciones de la red se evaluaron con aumento en la instalación de RED, correspondientes a energía fotovoltaica residencial, fotovoltaica comercial y

¹ Para más detalles, consulte la propuesta Queremos Sol en queremossolpr.com

almacenamiento de energía de batería detrás del contador, es decir baterías en la residencia o comercio del usuario, así como el correspondiente retiro de generadores que queman combustibles fósiles.

El estudio utiliza modelos detallados en la simulación del sistema eléctrico para cuantificar los retos de estabilidad operacional y de la red asociados con la alta integración de RED. En la ilustración siguiente mostramos un diagrama del proceso de modelaje.



Descripción general de las herramientas de software y métodos

Este estudio evaluó tres escenarios para la futura combinación de generación eléctrica de Puerto Rico, alcanzando el 25%, 50% y 75% de la producción energética anual con fuentes renovables y una reducción del 25% en la demanda eléctrica debido a la eficiencia energética. Estos escenarios proporcionan una vía para cumplir y superar los objetivos de RPS de Queremos Sol para 2035 y ponen el sistema en ruta para lograr el 100% de energía limpia para 2050.

Los escenarios de estudio cumplieron estos objetivos renovables utilizando RED exclusivamente. Esto se traduce en entre el 50% y el 100% de las viviendas unifamiliares en Puerto Rico con sistemas solares en techos. Los sistemas residenciales se presumen sobre la base de instalaciones en Puerto Rico, que oscilan entre 1.8 kW y 4.2 kW de PV y 7.2 a 21.6 kWh de almacenamiento de baterías en la residencia o local comercial. Se presume que los PV restantes necesarios para alcanzar los objetivos de RPS se distribuiría entre clientes comerciales e industriales, estacionamientos y vertederos o antiguas zonas industriales reutilizadas.

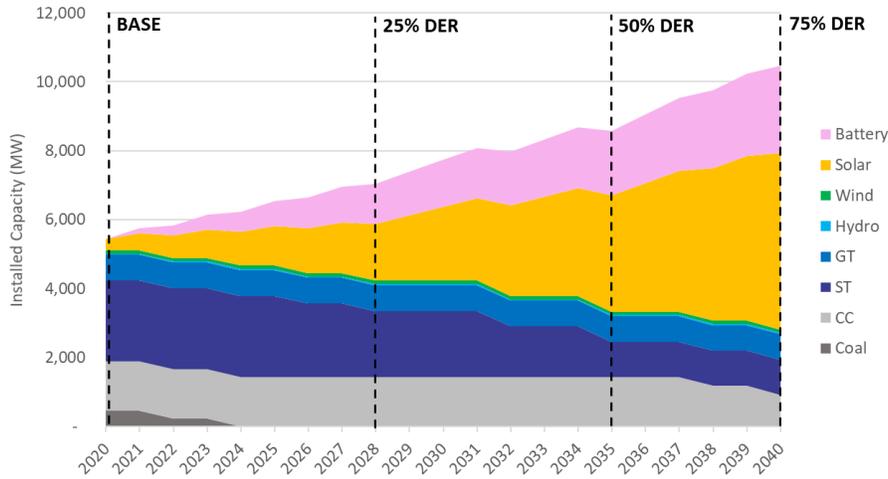
En el supuesto de una venta bruta de energía después de lograr eficiencia energética de 11,700 GWh y de factores anuales de capacidad solar en los techos de aproximadamente el 19% de AC, estos objetivos renovables equivalen a aproximadamente 1,500 MW (25% RED), 3,200 MW (50% RED) y 5,000 MW (75% RED) de PV distribuidos instalados. Los escenarios también incluían una gran construcción de almacenamiento de energía de batería detrás del medidor, con todos los sistemas fotovoltaicos residenciales, suponiendo que cada sistema fotovoltaico residencial posee, en promedio, 4.5 horas de almacenamiento. Por ejemplo, un sistema fotovoltaico en techo de 2.7 kW combinado con una batería de 12.6 kWh detrás del medidor. En la tabla siguiente se ofrece una visión general de los objetivos renovables y las capacidades de RED por escenarios.

Descripción general del escenario

		25% PVD	50% PVD	75% PVD
Porción de renovables	% de la generación total	25%	50%	75%
Hogares resilientes	% de hogares resilientes	50%	75%	100%
Capacidad fotovoltaica distribuida (MW)	Residencial	1,350	2,025	2,700
	Comercial	143	1,212	2,282
	Total	1,493	3,237	4,982
Capacidad de BESS distribuido	Potencia nominal (MW)	1,350	2,025	2,700
	Energía nominal (MWh)	6,075	9,113	12,150
	Duración (h)	4.5	4.5	4.5

El estudio también esbozó y evaluó una posible eliminación gradual de la generación quemando combustible fósil e incluyó el retiro de generación fósil alcanzable sobre la base de la cantidad de integración de RED. Para determinar la secuencia del retiro de unidades de combustión fósil para cada escenario, se desarrolló una combinación ponderada de siete factores, que incluía: antigüedad, emisiones, flexibilidad, dependencia de la transmisión de larga distancia (de sur a norte), costos fijos de operación y mantenimiento, costos de generación (costos de combustible, costos variables, etc.) y confiabilidad (tasas de interrupciones forzadas). El resultado incluyó 2,300 MW de retirada de generadores fósiles e incluyó la planta de carbón AES, la central eléctrica Palo Seco y la central eléctrica de Aguirre. Al reemplazar las unidades generadoras de vapor producido quemando carbón y petróleo tradicionales por sistemas de energía solar y almacenamiento de batería de última generación, la red de Puerto Rico se transformaría en una más limpia, flexible y confiable.

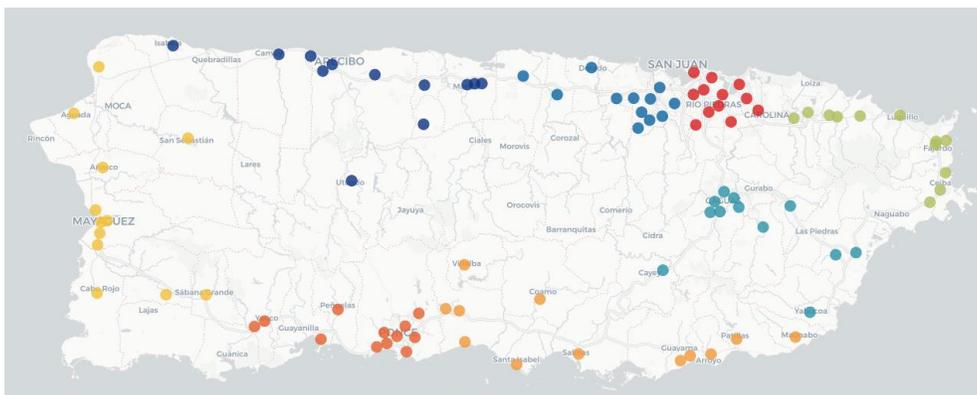
La combinación de energía solar fotovoltaica, la incorporación de baterías y el retiro de generadores que utilizan combustibles fósiles crea una diversificación de recursos que es fundamentalmente diferente a la que Puerto Rico tiene hoy en día y que tomaría tiempo desarrollar. A los efectos de la planificación a largo plazo, la transición se extiende a través de un horizonte de 20 años, como se muestra en la ilustración siguiente. Sobre una base de capacidad instalada, la energía solar y el almacenamiento (recursos basados en inversores) se convierten en la mayor forma de capacidad para el escenario de 50% RED y la capacidad instalada total en Puerto Rico aumenta a más de 10 GW en el escenario de 75% RED, casi el doble de la capacidad actual a pesar de aumentar la eficiencia energética.



Capacidad instalada por tipo de recurso

Para este análisis, se seleccionaron 96 emplazamientos en Puerto Rico para representar el DPV en techos. Los sitios se concentraron en áreas desarrolladas donde los sistemas fotovoltaicos residenciales y comerciales serían más frecuentes. Se seleccionaron doce emplazamientos en cada una de las ocho regiones de la isla, donde la capacidad instalada se determinaba en función de la densidad del desarrollo urbano y de la infraestructura de transmisión y distribución existente. En general, los factores de capacidad son más altos a lo largo de la costa y en elevaciones más bajas lejos del interior montañoso.

Para cada uno de los 96 sitios identificados, se descargó un año completo de datos meteorológicos cronológicos de Puerto Rico, con resolución de 5 minutos, bajados de la Base de Datos Simulados de Alta Resolución del Laboratorio Nacional de Energías Renovables y se convirtió en perfiles de producción de energía. Esto generó más de 10 millones de puntos de datos solares cronológicos, que se modelaron para el estudio con el fin de garantizar una diversidad geográfica adecuada y una cronología granular de variabilidad. Los datos se agregaron para cada región promediando los doce sitios en un único perfil regional compuesto para su uso en el modelado de costos de producción.

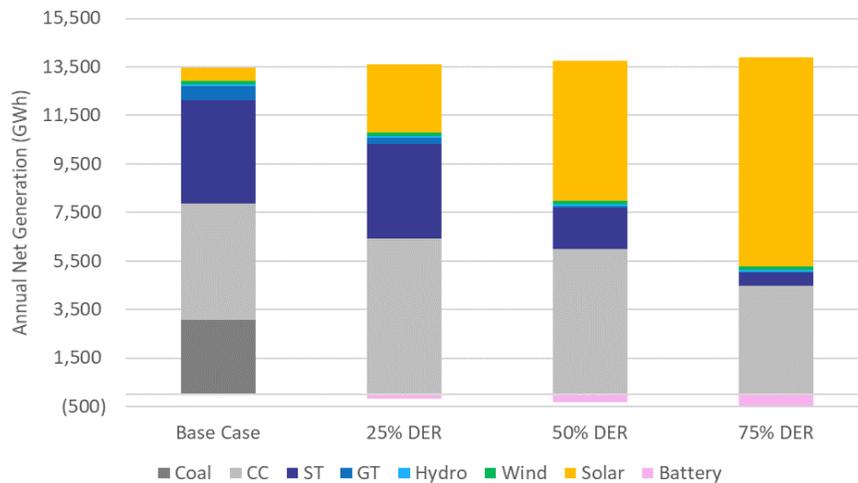


Mapa de ubicaciones solares simuladas en Puerto Rico
(coloreado por región)

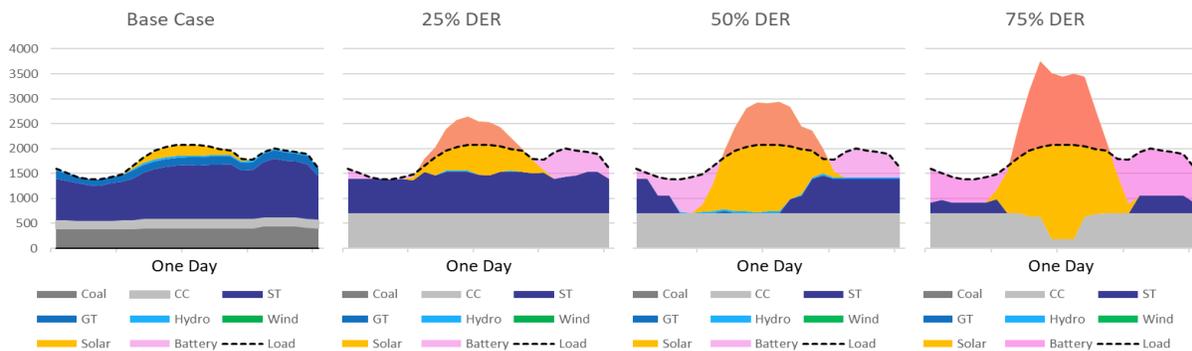
Los resultados de los análisis muestran que las operaciones de la red cambian marcadamente a medida que el sistema se mueve hacia una penetración mayor de RED. La Ilustración 15 destaca cómo la

generación anual por tipo de unidad cambia en los cuatro escenarios estudiados. A medida que la generación solar aumenta, desplaza los combustibles fósiles en la red. Los tipos y el nivel de desplazamiento de combustibles fósiles dependen de los costos, la flexibilidad y las características físicas de cada unidad generadora. El retiro de AES en todos los escenarios, excepto en el escenario base, se destaca por el tipo de unidad de carbón marcado en gris oscuro. El resultado inmediato de un sistema sin AES y una integración del 25% de RED es mayor uso de las plantas de ciclo combinado (CC) existentes. El escenario de 25% de RED muestra que gran parte de la generación que proporcionaba AES es producida en su lugar por las plantas de ciclo combinado existentes, que operan con LNG o combustibles derivados de petróleo.

A medida que la penetración de RED aumenta en los escenarios de 50% y 75%, la energía solar asume un papel mucho mayor y comienza a desplazar las unidades de turbinas de vapor (ST) y, posteriormente, unidades CC. Mientras que las turbinas de gas de ciclo simple (TG), también conocidas como "peakers", generan una cantidad relativamente baja de carga en el escenario base, su papel en la generación total se reduce aún más en los escenarios del 50% y el 75% de DER, ya que el almacenamiento de energía en la batería reduce efectivamente las cargas máximas. Las ilustraciones siguientes muestran la combinación de generación anual (arriba) y el perfil representativo de generación diaria (abajo) en cada uno de los escenarios evaluados.

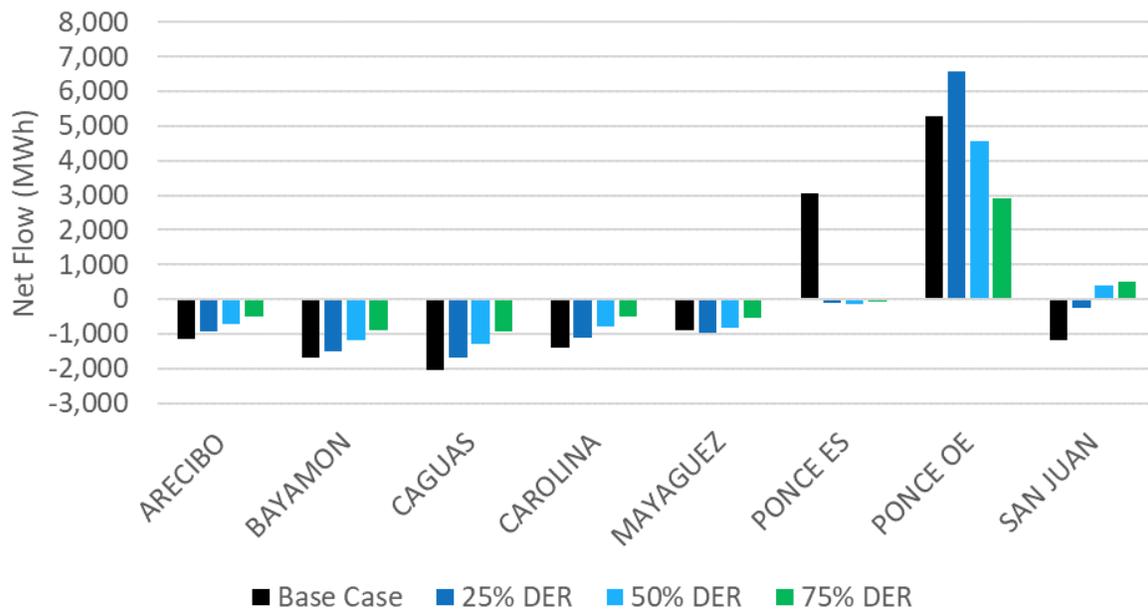


Generación neta anual por tipo de unidad



Diagramas de transmisión para un día "normal"

El estudio también cuantificó los cambios de los flujos de energía a través de la red de transmisión, presentados en la ilustración siguiente. Los números positivos representan exportaciones netas y los números negativos representan importaciones netas. En el escenario base, tanto Ponce ES como Ponce OE son los únicos exportadores netos entre las ocho regiones. La tendencia general del escenario base al escenario de 75% de RED es que los flujos netos disminuyen a medida que cada región individual se vuelve más autosuficiente con el aumento de RED a medida que la generación se ubica directamente en el punto de consumo. La reducción de flujo de potencia a través de la red tiene varios beneficios, incluyendo la reducción de las pérdidas de transmisión y el aumento de la confiabilidad porque el sistema se vuelve menos susceptible a interrupciones de transmisión, fallas y daños relacionados con tormentas.

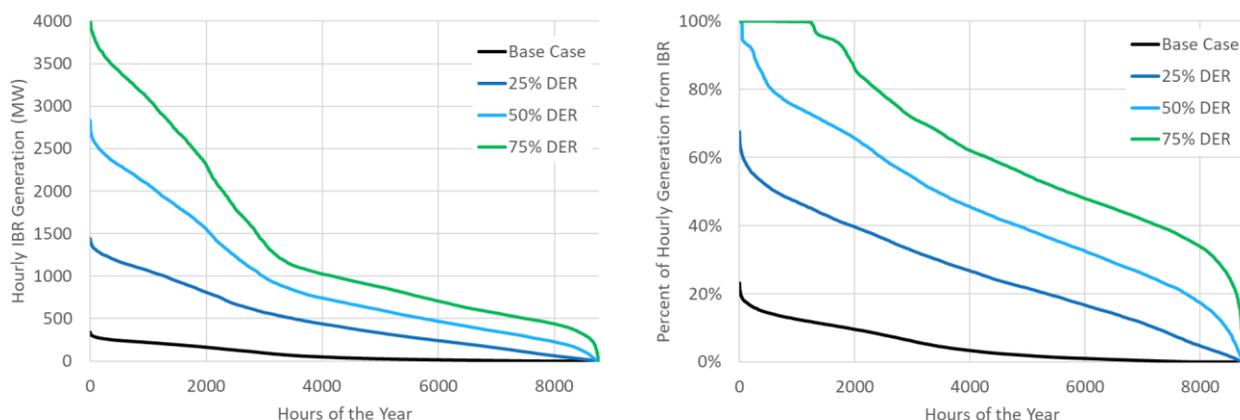


Flujos netos anuales por regiones

El estudio evaluó también el funcionamiento instantáneo de estos recursos a lo largo de todo el año. Esto es importante porque tanto los recursos solares como las baterías (así como el viento) son recursos basados en inversores (IBR). Los IBR se conectan a la red a través de una interfaz electrónica de potencia, llamada inversor, cuyos controles definidos por software determinan el comportamiento, el rendimiento y la estabilidad de estos recursos en la red. A medida que los IBR asumen una participación más importante en la red, habrá retos operativos y de estabilidad de la red dadas las limitaciones inherentes de la tecnología actual de inversores. Es importante tener en cuenta que debido a que los recursos solares y eólicos son variables, habrá horas, en el transcurso del año, en que los IBR determinarán el comportamiento de la red al alcanzar niveles de penetración muy altos (como el porcentaje de la combinación total de recursos de la red), incluso si sus niveles de generación anual son relativamente modestos.

En los escenarios evaluados, hay ocasiones en que la generación basada en inversores supera el 50% de la carga instantánea incluso en el escenario de 25% de RED, y períodos que alcanzan una penetración instantánea del 100% en los escenarios de 50% y 75% de RED. Estos períodos requieren mucha atención

y evaluaciones detalladas de la estabilidad de la red. La industria eléctrica tiene poca o ninguna experiencia con las redes dominadas por inversores en islas a la escala de la red de Puerto Rico.



Curvas de duración de la generación IBR (izquierda) y porcentaje de generación total (derecha)

Todas las redes eléctricas deben ser analizadas para asegurar un funcionamiento estable bajo una gran variedad de condiciones de funcionamiento, entornos y eventos de interrupción de la red. Esa realidad es independiente del nivel de energías renovables en la red. Sin embargo, las redes con niveles muy altos de energías renovables se enfrentan a desafíos técnicos más agudos debido a los altos niveles de IBR como los sistemas fotovoltaicos y de baterías y el desplazamiento de plantas de energía convencionales con tecnología de máquina sincrónica. Sin embargo, estos nuevos recursos también ofrecen beneficios para apoyar la red de maneras que antes no estaban disponibles con la tecnología convencional de plantas de energía.

Estos beneficios se deben principalmente a la flexibilidad y velocidad de los inversores que forman la interfaz entre el recurso (solar o batería) y la red. La flexibilidad se debe a una respuesta programable de inversores a diferentes condiciones y eventos de la red. La velocidad se refiere a la velocidad más rápida a la que los IBR son capaces de responder a las condiciones cambiantes de la red. Si bien una respuesta rápida o más rápida no siempre es deseable, puede ser útil en ciertas circunstancias. Estas ventajas, junto con una reserva de energía como el almacenamiento en batería, hace una combinación poderosa (como se muestra a través de la respuesta simulada de la red a eventos desafiantes) que puede ayudar a apoyar una red futura con una mezcla de generación dramáticamente diferente a la que existe hoy.

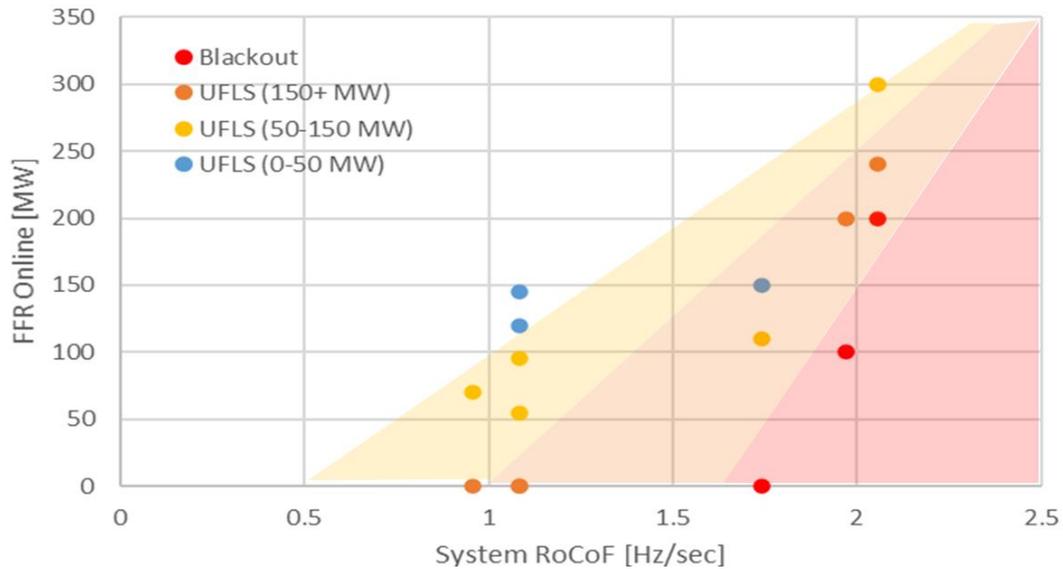
Para evaluar la estabilidad de la red en el marco de los escenarios de alta energía renovable propuestos, se evaluó la estabilidad de la frecuencia, la recuperación de fallas y la estabilidad del control del inversor simulando la respuesta de la red a eventos disruptivos o interrupciones de la red.

- Estabilidad de frecuencia:** La frecuencia de la red se mantiene cerca de 60 Hz manteniendo un equilibrio entre generación y demanda eléctrica. Si la generación supera la carga (por ejemplo, debido a una pérdida repentina de carga), entonces la frecuencia de la red aumenta y la generación debe reducirse para regresar a la frecuencia nominal. Si la generación cae por debajo de la carga (por ejemplo, debido a una pérdida repentina de generación), entonces la frecuencia de la red disminuye y se debe añadir energía a la red, o se debe reducir o eliminar la carga para restablecer la frecuencia nominal de la red.

- **Recuperación de fallas:** La capacidad de la red para recuperarse de un evento de falla o de cortocircuito se denomina recuperación de fallas. Las fallas de la red pueden ser ocasionadas por obstrucciones como árboles que caen en las líneas de transmisión, impactos de rayos sobre líneas o torres, el colapso de torres de transmisión, etc. Cuando se produce una falla de este tipo, la red está diseñada para eliminar rápidamente la línea de transmisión afectada, para despejar la red. El propósito es que la red continúe su operación sin la línea en servicio hasta que se pueda enviar una brigada para repararla.
- **Estabilidad del control del inversor:** Se refiere generalmente al comportamiento de un inversor para responder de manera estable a los eventos de la red como la pérdida de generación y eventos de falla descritos. Ejemplos de comportamiento inestable incluyen desde oscilaciones hasta un fallo en la conducción y recuperación de la interrupción sin causar voltajes o corrientes perjudiciales para el inversor u otro equipo. Mientras que las oscilaciones pueden ser aceptables por breves períodos de tiempo (comportamiento bien amortiguado), las fluctuaciones sostenidas o crecientes son inaceptables.

Las simulaciones de estabilidad de la red capturan la respuesta dinámica de la red en el transcurso de 10 a 20 segundos después de un evento como la pérdida de generación o falla. Dado que no es práctico simular la respuesta dinámica de la red a lo largo de todo un año, como se evaluó en el análisis de costos de producción, se seleccionó una muestra de "instantáneas" en el tiempo de cada uno de los escenarios para la simulación de la estabilidad dinámica de la red. La identificación de estas "instantáneas" es muy importante, ya que deben ser representativas de una serie de operaciones de la red y no determinadas de forma selectiva como las operaciones basadas en el peor o mejor de los casos, lo que sesgaría las conclusiones extraídas de los resultados.

Los resultados de estas simulaciones muestran que a medida que los IBR aumentan y desplazan la generación convencional, la red opera por más tiempo en períodos de baja inercia del sistema. Si no se aplican mitigaciones, es de esperar que ocurran apagones más frecuentes por eventos de pérdida de generación. Sin embargo, si se aplica la FFR (tégase en cuenta que este es solo uno de los muchos tipos de mitigación), no solo puede permitir que la red sobreviva a los eventos de pérdida de generación, sino que también reduzca o elimine la necesidad de desconexión de carga. Es importante tener en cuenta que aplicar correctamente la FFR no es trivial. Si la FFR está calibrada para que sea demasiado lenta, no será eficaz y es posible que la red no sobreviva al evento. Sin embargo, si la FFR está calibrada para ser demasiado rápida, puede sobre-reaccionar y/o resultar en fluctuaciones o interacciones adversas con otros equipos de la red, desestabilizándola y, en última instancia, producir una falla para sobrevivir al evento. Sin embargo, hay que tener en cuenta que, para niveles de inercia extremadamente bajos, la FFR pierde su eficacia.



Resumen y tendencias identificadas en eventos de pérdida de generación

Además, las simulaciones de estabilidad de la red muestran la evolución de los controles de RED y la mejora resultante en el rendimiento de la red en respuesta a los eventos de falla de transmisión. Comenzando con la implementación básica de las funciones de "inversor inteligente" y terminando con funciones de inversor inteligente calibradas y ajustes de protección del inversor razonablemente ampliados, el rendimiento de la red se puede mejorar en gran medida. Los resultados se simplifican y resumen en las siguientes ilustraciones, que están codificadas por colores de la siguiente manera: celdas verdes para los casos en que el rendimiento se considera bueno, similar al que se muestra en el escenario actual; el naranja se utiliza para un rendimiento marginal donde la red sobrevive, pero con alguna pérdida de RED y/o pérdida de carga. El rojo se utiliza para los casos en los que el sistema no sobrevive al evento de falla. Marrón se utiliza para casos en los que hay evidencia de que la herramienta de simulación no es capaz de simular el evento con precisión.

Line Scenario	Current	25%	50%	75%
Costa Sur-Manati 230kV	Green	Yellow	Red	Brown
Costa Sur-Mayaguez 230kV	Green	Yellow	Red	Brown
Costa Sur-Dbocas Fase 230kV	Green	Yellow	Red	Brown
Aguirre-Agubuená 230kV	Green	Yellow	Red	Brown
Cayey-Caguas 115kV	Green	Green	Red	Brown
Guanica-San German 115kV	Green	Green	Red	Brown

Resumen de rendimiento de fallas de la red con funcionalidad RED básica

Line Scenario	Current	25%	50%	75%
Costa Sur-Manati 230kV	Green	Yellow	Red	Brown
Costa Sur-Mayaguez 230kV	Green	Yellow	Red	Brown
Costa Sur-Dbocas Fase 230kV	Green	Yellow	Red	Brown
Aguirre-Agubuená 230kV	Green	Yellow	Red	Brown
Cayey-Caguas 115kV	Green	Green	Green	Brown
Guanica-San German 115kV	Green	Green	Green	Brown

Resumen de rendimiento de fallas de la red con FFR y funcionalidad RED Volt-Var mejorada

Line Scenario	Current	25%	50%	75%
Costa Sur-Manati 230kV	Green	Green	Green	Brown
Costa Sur-Mayaguez 230kV	Green	Green	Green	Brown
Costa Sur-Dbocas Fase 230kV	Green	Green	Green	Brown
Aguirre-Agubuená 230kV	Green	Green	Brown	Brown
Cayey-Caguas 115kV	Green	Green	Green	Brown
Guanica-San German 115kV	Green	Green	Green	Green

Resumen de rendimiento de fallas de la red con FFR y Volt-Var mejorado y protección ampliada de sobre-voltaje de RED

Los resultados de este estudio son significativos e ilustran claramente que Puerto Rico puede cambiar radicalmente su sistema de energía a uno basado en recursos energéticos distribuidos locales, renovables y resilientes. Esto se puede hacer de una manera que mejore la confiabilidad del sistema, la estabilidad de la red y la resiliencia para los contribuyentes de Puerto Rico. La transición producirá beneficios ambientales con emisiones reducidas de CO2 y otros contaminantes ambientales y disminuirá considerablemente el consumo de combustibles fósiles en Puerto Rico. Esto hará que el sistema de energía y la economía sean menos susceptibles a la volatilidad de los precios de los combustibles de los mercados petroleros y tengan mayor independencia energética. Además, los resultados del estudio produjeron los siguientes hallazgos clave:

- Los RED se pueden utilizar como una herramienta para acelerar la retirada de la flota fósil envejecida de Puerto Rico reemplazando esa capacidad con tecnología más flexible, limpia y resiliente. La planta de carbón AES, por ejemplo, podría retirarse en 2024 con inversión en RED y eficiencia energética.
- Se requerirá una mayor flexibilidad de la flota fósil, especialmente para las unidades CC, que se espera que se enciendan y se apaguen con más frecuencia y funcionen durante menos horas al año. Esto puede cambiar los requisitos de mantenimiento, los costos cíclicos y la confiabilidad de estos generadores en el futuro.
- La reducción de renovables, el limitar la generación de energía renovable por limitaciones de la red eléctrica, es bastante baja en todos los escenarios y es más alta (sobre una base relativa) en el escenario base antes de agregar cualquier almacenamiento. Desde una perspectiva de energía totalmente renovable, la reducción está limitada al 1% incluso en los escenarios de RED más altos.

- Tanto el uso de petróleo como de gas experimentan una disminución de más de 50% en el consumo en el escenario del 75% de RED. Como resultado, Puerto Rico sería menos susceptible a la volatilidad de los precios de los combustibles y tendría más independencia energética con un incremento en la adopción de RED. Esta reducción en el consumo de combustible también se traduce en una reducción de más del 70% (más de 6 millones de toneladas) en las emisiones de dióxido de carbono en el escenario de 75% RED.
- Los ahorros en los costos de producción (sin contar el costo de capital de los nuevos recursos) de introducir más RED en el sistema y, al mismo tiempo, retirar la generación basada en combustibles fósiles son considerables, con un rango de ahorros de aproximadamente \$144 millones (25% RED) a \$703 millones al año (75% RED). Esto equivale a un costo de energía evitado de \$64 a \$86/MWh de energía solar adicional.
- Otra ventaja de la integración de RED es que los recursos se ubican directamente en las cargas, reduciendo la cantidad total de energía que fluye a través de la red de transmisión. Esto produce fiabilidad, resiliencia y beneficios de pérdida de transmisión evitados. A través de los escenarios analizados, los RED redujeron los flujos netos a través de la red a medida que cada región individual se vuelve más autosuficiente con el aumento de RED ubicados dentro de dicha región.
- En el escenario de 50% RED y 75% RED hay horas con el 100% de la generación proveniente de RBI, incluso después de usar el almacenamiento para cambiar gran parte del excedente de generación. Con las tecnologías de inversores actuales y la ausencia de condensadores síncronos, este nivel de operación no sería confiable, pero se pueden realizar cambios en las operaciones para garantizar la confiabilidad si esas mitigaciones no están disponibles.

Los controles de inversor de RED para la respuesta de la red son fundamentales para lograr un funcionamiento estable de la red hasta el escenario del 50%. El uso de funciones de inversor de RED como la respuesta de frecuencia-vatio (RFV) y la respuesta de Volt-Var que se ajustan para una respuesta rápida son eficaces en la estabilización de la red en interrupciones significativas. Se necesitan alrededor de 300 MW de FFR para permitir que la red sobreviva a los eventos de pérdida de generación a través del escenario del 50%.

1 Introducción

1.1 Objetivos de estudio

El sistema de energía de Puerto Rico está en un punto de transición fundamental. El huracán María, que azotó Puerto Rico en septiembre de 2017, causó daños catastróficos en toda la isla, incluyendo gran parte de la red eléctrica. Muchas regiones y residentes se quedaron sin energía eléctrica durante meses. Además, la infraestructura envejecida de la red eléctrica de Puerto Rico y el estrés financiero de la corporación de servicio público que opera la red de la isla, la Autoridad de Energía Eléctrica (AEE), han erosionado severamente la confiabilidad del sistema.

Estos eventos han llevado a la AEE a proponer varios nuevos planes para reconstruir la infraestructura y hacer inversiones para fortalecer la red eléctrica de la isla. En 2019, la AEE completó el Plan Integrado de Recursos, esbozando posibles nuevas inversiones para satisfacer las necesidades actuales y futuras del sistema. Muchas de estas inversiones se centran en la generación centralizada basada en fósiles, a gran escala.

Como alternativa a los planes de la AEE, una coalición multisectorial conformada por grupos comunitarios y laborales, así como expertos en medio ambiente y energía presentaron Queremos Sol en 2018 como un camino holístico para modernizar el sector energético de Puerto Rico y lograr un sistema eléctrico más sostenible, resiliente y equitativo. La transformación de la red de Queremos Sol está impulsada por: (1) eficiencia, conservación y gestión de la demanda; 2) generación renovable distribuida con almacenamiento, que hace hincapié en sistemas de energía solar en techos; y (3) la eliminación acelerada de la generación de combustibles fósiles. Queremos Sol busca lograr un 25% de eficiencia energética y una generación mínima del 50% de renovables para 2035 para alcanzar una generación 100% renovable para 2050².

A la par con estos eventos se han producido dos cambios significativos en el sector energético de Puerto Rico. En primer lugar, los residentes están dando prioridad a la resiliencia, con muchos residentes invirtiendo en la generación de reserva y almacenamiento detrás del medidor. En segundo lugar, la economía de la generación distribuida - específicamente los sistemas solares fotovoltaicos (PV) y de almacenamiento de energía de baterías (BESS) - se han vuelto cada vez más favorables. Como resultado, la adopción de recursos energéticos distribuidos (RED) en Puerto Rico ha aumentado significativamente y se espera que el crecimiento continúe mientras la estructura regulatoria y la red eléctrica lo permitan.

Los objetivos de este estudio son proporcionar un análisis económico y técnico detallado que evalúe una combinación energética radicalmente diferente a la que Puerto Rico tiene hoy, como propone Queremos Sol. Específicamente, utilizará una planificación detallada de la red para lo siguiente:

- Ilustrar una red futura con alta integración de recursos energéticos distribuidos, priorizando en sistemas que aprovechen la energía solar en techos y almacenamiento, según propone Queremos Sol;

² Para más detalles, consulte la propuesta de Queremos Sol (www.queremossolpr.com)

- Evaluar una red futura diseñada para cumplir con los objetivos renovables, de resiliencia, confiabilidad y económicos de Puerto Rico;
- Comprender las oportunidades y desafíos operativos, de transmisión y distribución asociados con la integración de RED y las posibles mitigaciones para garantizar un crecimiento confiable de RED;
- Cuantificar los efectos de la integración de RED, incluidos los cambios en la generación renovable, el consumo de combustible evitado, la reducción de las emisiones de CO₂, reducción potencial, ciclo de la unidad y estabilidad de la red;
- Presentar un posible cronograma para la eliminación gradual de la generación de combustibles fósiles tras el aumento de la integración de RED.

Los resultados de este estudio cuantificarán los efectos de la alta integración de RED, con la energía solar convirtiéndose en la principal fuente de electricidad en todo Puerto Rico y la integración del almacenamiento en baterías para satisfacer las necesidades de confiabilidad y resiliencia.

Los resultados también proporcionarán un escenario futuro alternativo para Puerto Rico que pone a la isla en ruta hacia el 100% de energía renovable. Si bien un sistema de energía 100% renovable es el objetivo final de Queremos Sol, este estudio pretende proporcionar una hoja de ruta hacia un aumento de energía renovable y, por lo tanto, centra la atención en objetivos renovables intermedios del 25%, 50% y 75% de las ventas anuales. El propósito es convencer a las partes interesadas clave - incluyendo ingenieros y la dirección ejecutiva de la AEE, el Negociado de Energía de Puerto Rico (NEPR), el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), entre otros - de que es posible operar con altos niveles de energía solar futuros con un alto grado de confiabilidad y estabilidad de la red. Al mismo tiempo, el estudio contribuirá al esfuerzo continuo de Queremos Sol de concienciar y promover la participación pública y el desarrollo de capacidades con respecto a una transformación más sostenible y equitativa del sector energético.

1.2 Recopilación de datos

La información y los datos usados para el estudio fueron provistos por la AEE durante abril de 2020 (por favor, refiérase a la Sección 3 para información más detallada sobre la entrada de datos). Además, como parte del desarrollo del modelo, sostuvimos dos sesiones virtuales con personal de la AEE para aclarar información y calibrar el progreso.

Aunque los datos utilizados fueron proporcionados por la AEE, el modelo ha sido desarrollado de manera independiente por Telos en nombre de CAMBIO y de ninguna manera representa propuesta alguna, proyección o representación de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico.

1.3 Comentarios de Queremos Sol

En el transcurso del desarrollo del modelo y escenario del estudio, se llevaron a cabo dos reuniones con los grupos proponentes de Queremos Sol. Estas reuniones abarcaron los objetivos, metodologías y resultados preliminares del estudio con el fin de solicitar comentarios del grupo sobre la metodología y los supuestos utilizados en el estudio para que los escenarios reflejaran las metas y objetivos de Queremos Sol. Esta consulta fue fundamental para determinar la cantidad de almacenamiento de energía y fotovoltaicos asumidos en cada escenario, los calendarios y orden de prioridades proyectados

para el retiro de los sistemas basados en fósiles, los supuestos relacionados con las nuevas instalaciones de unidades y los objetivos de eficiencia energética.

1.4 Metodología y Proceso

Para evaluar los cambios en las operaciones del sistema de energía y la estabilidad de la red con el aumento de RED, utilizamos un software especializado para el modelado y simulación de la red de potencia eléctrica. Se seleccionaron cuatro escenarios, identificados en la Sección 2 para representar posibles sistemas de energía futuros con incrementos de RED. Las configuraciones de la red fueron evaluadas con aumentos en las instalaciones de RED, correspondientes a PV residenciales y comerciales, y almacenamiento en baterías detrás del metro, así como los retiros de generadores fósiles correspondientes. Todas las demás suposiciones se mantuvieron constantes en todos los escenarios para aislar los efectos del RED adicional.

Las herramientas de software utilizadas en este análisis están disponibles a través de proveedores de software de terceros, muy utilizados en toda la industria, y son las mismas utilizadas por la AEE y otras empresas de energía eléctrica (usinas) del Planeta. Estas herramientas de planificación de la red permiten una evaluación y simulación de un sistema de energía futuro utilizando los mismos métodos y procesos utilizados para operar y controlar la red actual para aislar los efectos de la integración de RED, nueva tecnología y cambios operativos.

Cuando se trata de modelado de sistemas de energía, ninguna herramienta puede proporcionar un análisis completo a través de los segmentos de generación, transmisión y distribución en la planificación de servicios públicos. Además, ninguna herramienta puede evaluar correctamente todas las escalas de tiempo de la planificación, que van desde los subsegundos hasta un año entero, o años, de operación. Para superar esta limitación, este estudio utilizó múltiples herramientas de planificación del sistema de energía con acoplamiento estrecho entre las diferentes etapas. Esto permite que cada herramienta evalúe correctamente su dominio, al tiempo que vincula las entradas, los supuestos y los resultados entre las herramientas para garantizar que el estudio supere las fisuras en el análisis que normalmente se encuentran entre los análisis de generación, transmisión y distribución.

- **Análisis de generación:** utilizó el modelo de costos de producción PLEXOS de Energy Exemplar para cuantificar el funcionamiento de hora a hora y sub-hora de la red para que coincida con la carga y la generación al menor costo. Los resultados de este modelo proporcionan niveles de distribución del generador y asignación de carga por ubicación para el modelado de transmisión posterior.
- **Análisis de estabilidad de transmisión:** utilizó el software de modelado de flujo de energía PSS/E de Siemens para evaluar la estabilidad dinámica en la red de transmisión (de 38kV a 230kV de niveles de voltaje), incluida la estabilidad de frecuencia y voltaje. También se utilizó el modelo de transmisión para calcular la representación de la red (equivalente de Thevenin) en cada barra de carga para el modelado posterior del sistema de distribución.
- **Análisis de distribución:** utilizó la herramienta de distribución OpenDSS de EPRI (y la salida validada con respecto al modelo Synergi de DNVGL) para identificar la capacidad de acarreo de alimentador de distribución y las actualizaciones de distribución necesarias debido a la integración de RED.

La Ilustración 1 ilustra los vínculos entre las herramientas de software. Si bien este diagrama ilustra un flujo de información unidireccional, también se transmitió información en la dirección inversa. Por ejemplo, después de que el análisis de transmisión evaluó la estabilidad dinámica, identificó una posible mitigación a la inestabilidad de frecuencia (debido a la baja inercia síncrona) y, por lo tanto, desarrolló una nueva restricción que podría incluirse en el análisis de generación para garantizar la estabilidad de la red en las decisiones de compromiso y transmisión.

Téngase en cuenta que el análisis presentado en este informe, y realizado por Telos Energy, se limita al análisis de generación y transmisión. Este trabajo se coordinó con el análisis de distribución, cuyos resultados se pueden encontrar en el informe creado por EE+.

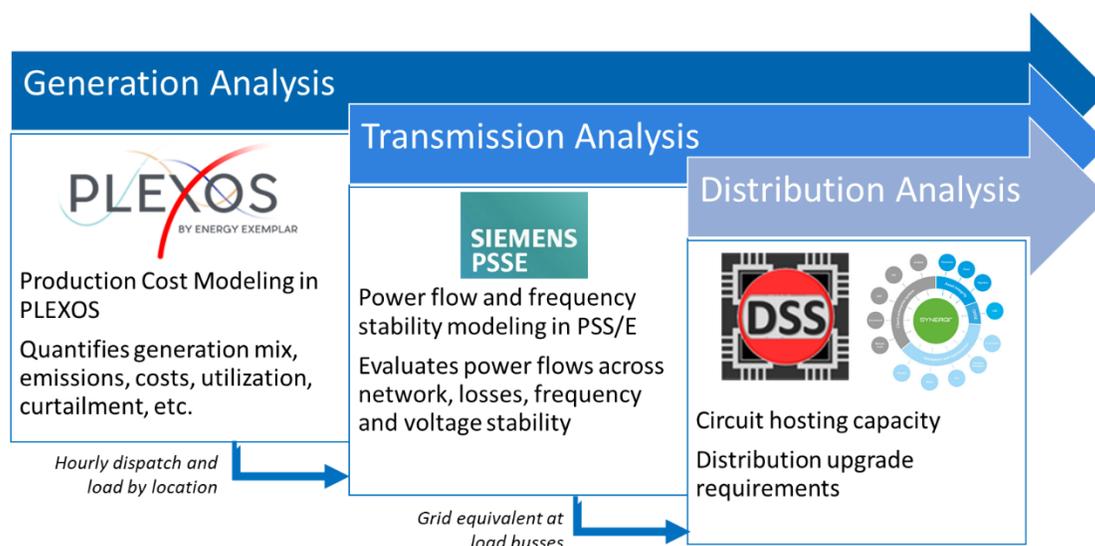


Ilustración 1: Visión general de las herramientas de software y métodos

1.5 Limitaciones del estudio

Las proyecciones a futuro proporcionadas en este informe se basan en el análisis de fundamentos. Si bien los autores tuvieron mucho cuidado de garantizar un modelado preciso y robusto, cualquier pronóstico tiene incertidumbre. Como tal, hay varias limitaciones que deben ser identificadas, incluyendo:

- La representación del modelo de la oferta y la demanda de la red se determina exógenamente y es una entrada en el modelo. La demanda de punto de partida se presume sobre la base de la carga energética prevista para 2020 de la AEE, reducida por el objetivo del 25% de eficiencia energética de Queremos Sol. El suministro se basó en la flota generadora instalada actual de la AEE, con crecientes adiciones de RED para evaluar los efectos del aumento de la adopción solar. El modelado no evaluó un plan de retiro y expansión de capacidad de menor costo óptimo ("optimal least-cost capacity expansion"), sino que evaluó las operaciones y la confiabilidad de la red en escenarios específicos con costos y beneficios calculados como resultado del estudio.
- Los RED se integraron con cierto nivel de coordinación y control. Esto permitiría al operador del sistema tener en cuenta la generación esperada de los RED para comprometer y despachar el sistema y programar el almacenamiento de energía en la batería, al menos en parte, en función

de las necesidades del sistema. Este estudio fue un análisis a nivel del sistema y no evaluó el uso del almacenamiento de energía solar y de batería detrás del medidor optimizado para uso individual.

- El almacenamiento de baterías distribuido en este análisis puede proporcionar requisitos de reserva de rotación de la red a través de un agregador que coordina la salida de muchos activos RED para proporcionar servicios de la red controlables. Si esto no se puede lograr técnicamente a corto plazo debido a las limitaciones tecnológicas de las comunicaciones generales y los desafíos de coordinación, puede ser necesario aumentar las reservas de rotación, que no se evaluaron para este estudio.
- Debido a que la energía solar fotovoltaica residencial se integró como sistemas híbridos con almacenamiento de energía de batería acoplado, este estudio tampoco incluyó un aumento en la reserva, por encima de los requisitos actuales, debido a la variabilidad o incertidumbre de los recursos solares. El estudio utilizó el supuesto razonable de que los recursos solares y de batería podrían "autorregularse" y gestionar la variabilidad de transmisión a la red eléctrica a través de límites de control de rampa u otros controles del inversor.
- El análisis de estabilidad de la red utilizó herramientas de simulación de secuencia positiva de frecuencia fundamental que representan un sistema equilibrado. No se analizaron los desequilibrios y las fallas asimétricas para determinar la estabilidad dinámica.
- Cada inversor es diferente, y los lazos de control específicos utilizados pueden marcar la diferencia en la estabilidad del sistema. Sin conocer los inversores específicos que se implementarán en el futuro, este estudio hizo suposiciones razonables sobre su probable comportamiento interactivo con la red. Los modelos dinámicos de RED se representaron con modelos genéricos, que son ampliamente utilizados como una mejor práctica, pero tampoco capturan todos los matices de respuesta presentes en equipos reales. Esta limitación se hace más pronunciada a medida que la potencia nominal de RED representada en la red aumenta con respecto a la clasificación MVA en línea de las máquinas sincrónicas, particularmente en el escenario de penetración del 75%.
- El modelo de estabilidad dinámica incluyó la representación de la tecnología de inversor distribuido "siguiendo la red", que se utiliza ampliamente al momento de esta publicación. Este análisis no contiene representación de la tecnología de inversor "formador de red" ("grid-forming"), una tecnología prometedora que aún no está disponible comercialmente, pero que puede proporcionar beneficios a los sistemas de energía de las islas en funcionamiento con pocas o ninguna máquina sincrónica en línea.

2 Escenarios de estudio

2.1 Evaluación de una futura combinación energética de Puerto Rico

Actualmente Puerto Rico genera menos del 3% de su demanda de energía eléctrica anual a partir de fuentes renovables, aproximadamente la mitad de las cuales provienen de energías renovables variables como la eólica y la solar. En octubre de 2018, Queremos Sol – grupo multisectorial que aboga por la energía limpia y la energía solar – publicó un informe titulado, "Queremos Sol: Sostenible, Local, Limpio"³. En el informe, Queremos Sol fijó un ambicioso objetivo para lograr un Estándar de Cartera Renovable (RPS) del 50% para 2035 y 100% para 2050, y un Objetivo de Política de Eficiencia Energética y Conservación del 25% para 2035. Además, abogó por una política pública clara para lo siguiente:

- Eficiencia, conservación y gestión de la demanda.
- Generación distribuida renovable con almacenamiento, priorizando la solar en techos.
- Eliminación acelerada de los combustibles fósiles.

El fundamento de todos estos objetivos es la importancia de la confiabilidad y la resiliencia. Cuando el huracán María azotó la isla en 2017 tomó varios meses restaurar por completo el servicio de energía. El apagón representa el evento de confiabilidad de la red más grande en la historia de Estados Unidos, con 3,400 millones de horas perdidas de clientes⁴. Desde entonces, ha habido varios eventos recientes de interrupciones eléctricas en toda la isla debido a terremotos, tormentas y fallas de generación. Esto ha hecho de la confiabilidad y la resiliencia una nueva prioridad en Puerto Rico, con la mayoría de los usuarios de electricidad invirtiendo en la generación de resguardo. Asimismo, muchos de los nuevos sistemas fotovoltaicos en techos instalados en la isla incluyen el almacenamiento de baterías para fines de confiabilidad.

Además de los objetivos de política renovable de Queremos Sol y las necesidades de confiabilidad del sistema, también existe una clara justificación económica para los recursos energéticos distribuidos. Según la EIA, las tarifas de electricidad residenciales y comerciales en Puerto Rico en 2019 estaban por encima de 23 centavos/kWh, el doble del promedio estadounidense⁵. Esto proporciona fuertes incentivos económicos para la adopción de fotovoltaicos en techos y otros recursos energéticos distribuidos.

2.2 Incorporación de sistemas solares y de almacenamiento

Sobre las bases descritas de los impulsores identificados en la sección anterior, este estudio evaluó tres escenarios para la futura combinación de generación eléctrica de Puerto Rico, alcanzando el 25%, 50% y 75% de la demanda de energía eléctrica anual de fuentes renovables y una reducción del 25% en la carga debido a la eficiencia energética. Estos escenarios proporcionan una vía para cumplir y superar los objetivos de RPS de Queremos Sol para 2035 y ponen el sistema en ruta para lograr el 100% de energía limpia para 2050. El estudio también incluye un cuarto caso de referencia que representa el sistema tal

³ Queremos Sol, <https://www.queremossolpr.com/>

⁴ Rhodium Group, "The World's Second Largest Blackout", <https://rhg.com/research/puerto-rico-hurricane-maria-worlds-second-largest-blackout/>, abril de 2018.

⁵ U.S. Energy Information Agency, "Puerto Rico Territory Energy Profile", última actualización: marzo de 2020.

como es hoy en día, con estimación de los niveles actuales de energía solar fotovoltaico distribuido en techos y energía solar a escala de servicios públicos, que también se incluyó en los otros escenarios. Estos cuatro escenarios se conocen como el escenario base, 25% RED, 50% RED, y 75% RED a lo largo de este informe.

Los escenarios de estudio cumplieron estos objetivos renovables utilizando RED exclusivamente. Esto se traduce en sistemas de energía solar en los techos de entre el 50% y el 100% de las viviendas unifamiliares en Puerto Rico. Los sistemas residenciales se asumieron sobre la base de instalaciones en Puerto Rico, que oscilan entre 1.8 kW y 4.2 kW de PV y 7.2 a 21.6 kWh de almacenamiento de baterías detrás del metro. Se presume que el PV restante necesario para alcanzar los objetivos de RPS se distribuiría entre clientes comerciales e industriales, estacionamientos techados y vertederos o antiguas zonas industriales reutilizados.

Suponiendo una venta bruta de energía después de una eficiencia energética de 11,700 GWh y de unos factores anuales de capacidad solar en los techos de aproximadamente el 19%⁶, estos objetivos renovables equivalen a aproximadamente 1,500 MW (25% RED), 3,200 MW (50% RED) y 5,000 MW (75% RED) de PV distribuido. Los escenarios también incluían una gran construcción de almacenamiento de energía de batería detrás del metro, con todos los sistemas fotovoltaicos residenciales, incluido el almacenamiento de baterías, en el supuesto de que cada sistema fotovoltaico residencial equivale a, en promedio, 4.5 horas de almacenamiento. Por ejemplo, un sistema fotovoltaico en techo de 2.7 kW emparejado con una batería de 12.6 kWh detrás del metro. En la Tabla 1 y la Ilustración 2 se proporciona una descripción general de las metas renovables y las capacidades de RED por escenarios. En el Apéndice, Tabla 16 se proporcionan supuestos detallados sobre los cálculos utilizados para desarrollar estos valores.

Tabla 1: Resumen del escenario

		25% PVD	50% PVD	75% PVD
Acciones renovables	% de la generación total	25%	50%	75%
Hogares resilientes	% de hogares resilientes	50%	75%	100%
Capacidad fotovoltaica distribuida (MW)	Residencial	1,350	2,025	2,700
	Comercial	143	1,212	2,282
	Total	1,493	3,237	4,982
Capacidad de BESS distribuido	Potencia nominal (MW)	1,350	2,025	2,700
	Energía nominal (MWh)	6,075	9,113	12,150
	Duración (h)	4.5	4.5	4.5

⁶ Factores de capacidad anual basados en la Base Nacional de Radiación Solar del Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL NSRDB) y ubicaciones específicas de Puerto Rico. Ver Sección 4.1 para más información.

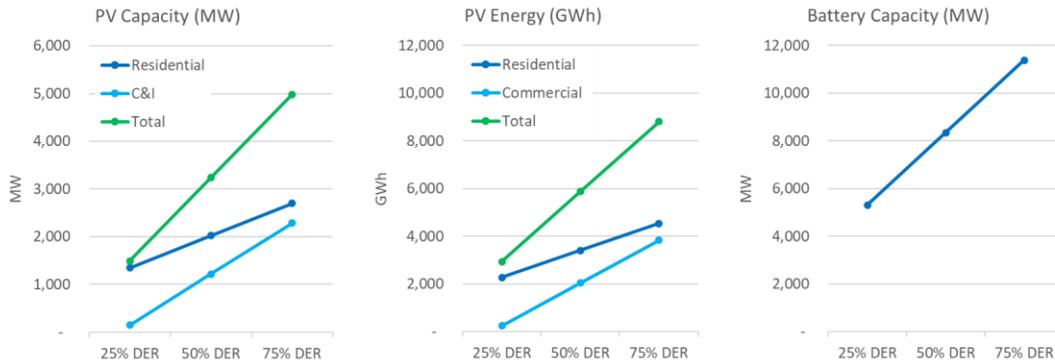


Ilustración 2: Capacidad fotovoltaica, energía fotovoltaica y capacidad de baterías por escenario

2.3 Retiro de generadores

La integración de la energía solar fotovoltaica y el almacenamiento de energía de baterías proporciona un camino para iniciar el retiro de la flota de generación fósil de Puerto Rico. La flota fósil está envejeciendo, con una edad media de 41 años y algunas unidades que superan los 60 años de operaciones. Esto conduce a una alta probabilidad de fallas de generación, con una tasa de interrupción forzada ponderada del 14.2% en toda la flota y poca flexibilidad. Los costos fijos de operaciones y mantenimiento (FO&M) de mantener estos sistemas en su lugar también son altos, con un promedio ponderado de FO&M de \$32.73/kW-año. Esto es significativamente mayor que el costo de FO&M de nuevas turbinas de gas o tecnologías de ciclo combinado (\$11-13/kW-año)⁷. Como resultado, los escenarios también evaluaron el retiro de generadores fósiles que podrían lograrse en función de la cantidad de integración de RED.

Todos los generadores incluidos en el Plan Integrado de Recursos de la AEE 2019 (PIR 2019)⁸ fueron modelados e incluidos para los propósitos de este estudio a menos que se especifique lo contrario en cada escenario basado en los supuestos de retiro discutidos en esta sección. Las unidades que no se incluyen específicamente en el PIR debido a problemas de mantenimiento o emisiones se excluyen de este análisis y de todos los escenarios.

Para determinar el orden de retiro de las unidades de combustión fósil, para todos los escenarios, se desarrolló una combinación ponderada de siete factores, que incluyeron: Edad, Emisiones, Flexibilidad, Dependencia de la transmisión de larga distancia (de sur a norte), Operaciones fijas y costos de mantenimiento, Costos de generación (costos de combustible, costos variables, etc.) y Confiabilidad (tasas de interrupción forzada). Estos factores, que se muestran en la Ilustración 3 se ponderaron en función de la probabilidad de ayudar a integrar energía renovable adicional.

⁷ Laboratorio Nacional de Energías Renovables, 2020 Línea de Base Tecnológica Anual, <https://atb.nrel.gov/>.

⁸ AEE, Plan Integrado de Recursos 2019, <https://aeepr.com/es-pr/QuienesSomos/Paginas/ley57/Plan-Integrado-de-Recursos.aspx>

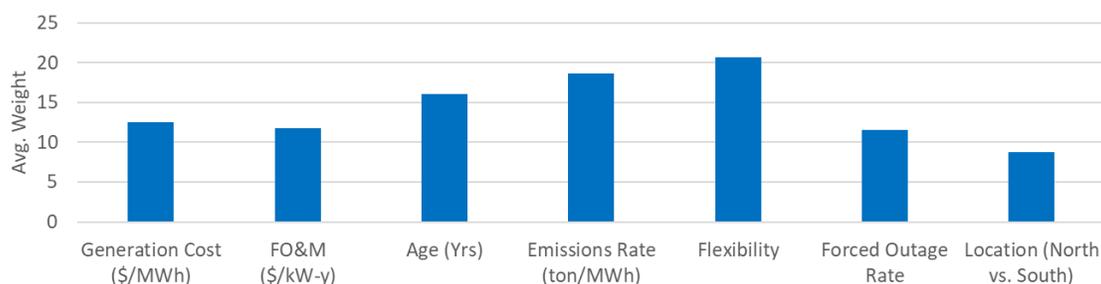


Ilustración 3: Factores de ponderación del análisis de retiro

Para determinar la cantidad de retiros en cada escenario, se llevó a cabo un análisis de detección de la adecuación de los recursos extrayendo al azar sesenta interrupciones para cada generador y el calculando la energía no servida esperada. Después de añadir recursos solares y de almacenamiento a cada escenario, se eliminó la capacidad del modelo según la orden de retiro determinada anteriormente hasta que se logró el nivel de confiabilidad del escenario base (después de contabilizar la carga reducida de la eficiencia energética). Cabe señalar que se trata únicamente de un análisis de proyección y no debe reemplazar el análisis de confiabilidad requerido para tomar decisiones de retiro.

Sin embargo, el enfoque adoptado fue conservador. No presumió un crecimiento del programa de respuesta a la demanda de la AEE a 250 MW como lo exigía la orden número PREB NEPR-AP-2020-0001. A base de este análisis, se desarrolló un calendario de retiro para cada escenario y se muestra en la Tabla 2. Según el escenario del 75% de RED, se retiran 2,300 MW de generación quemando combustible fósil en relación con casi 5,000 MW de energía fotovoltaica y 2,700 MW de almacenamiento de energía de baterías añadidos al sistema. Además, las adiciones de energía solar y almacenamiento posponen la necesidad de nueva capacidad a pesar del retiro de las unidades anteriores.

Tabla 2: Calendario de retiro por escenarios

Caso	Unidades retiradas	Capacidad incremental (MW)	Capacidad acumulada (MW)
Escenario base	No aplica	0	0
25% RED	AES 1 & 2 y unidades 3 y 4 Palo Seco	886	886
50% RED	Aguirre 1 y 2	900	1,786
75% RED	Aguirre CC 1 y 2	520	2,306

2.4 Una nueva combinación de recursos para Puerto Rico

La combinación energía solar fotovoltaica, adiciones de batería y retiros de generadores fósiles crea una combinación de recursos que es fundamentalmente diferente de la que Puerto Rico tiene hoy. La capacidad instalada total por escenario se proporciona en la Ilustración 4, que para propósitos de la planificación a largo plazo se distribuye en un horizonte de 20 años como se muestra en la Ilustración 5. Sobre la base de la capacidad instalada, la energía solar y el almacenamiento (recursos basados en inversores) se convierten en la mayor forma de capacidad en el escenario de 50% RED y la capacidad instalada total en Puerto Rico aumenta a más de 10 GW en el escenario de 75% RED, casi el doble de la capacidad actual a pesar del aumento de la eficiencia energética.

Este es un sistema de combinación de recursos y energía radicalmente diferente al que Puerto Rico tiene hoy, o el propuesto por la AEE en el PIR 2019. Desde el punto de vista de la ingeniería, un cambio tan fundamental en la combinación de recursos de la red se puede lograr con la tecnología actual, pero requiere una planificación detallada y un modelado de simulación de red similar al trabajo realizado en este estudio.

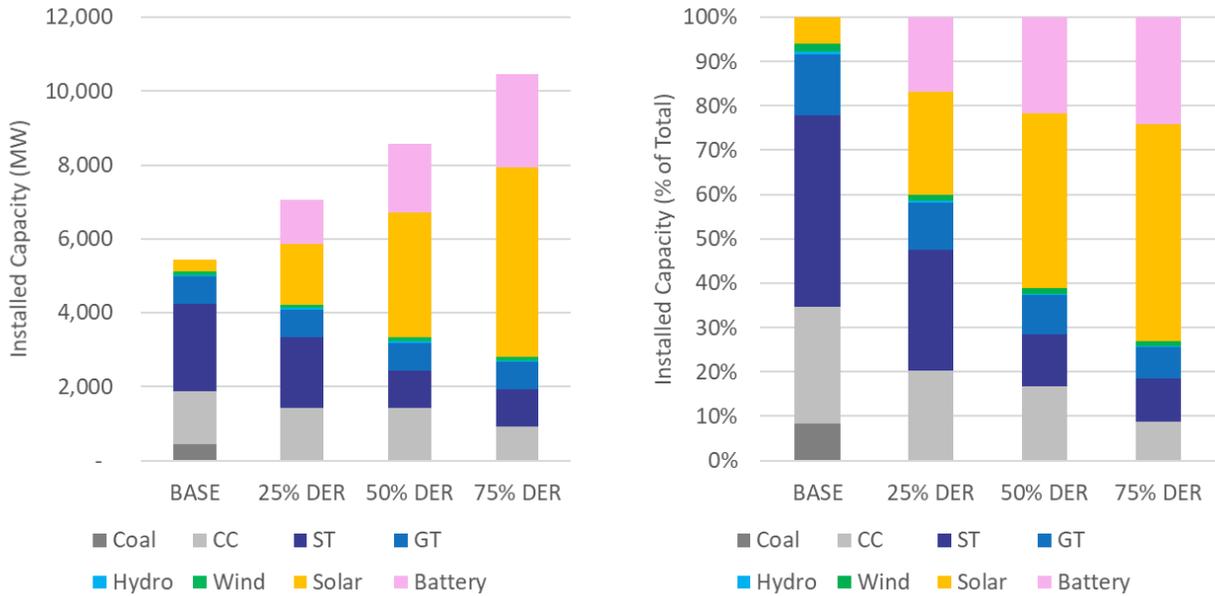


Ilustración 4: Capacidad instalada por escenario, MW (izquierda) y % del total (derecha)

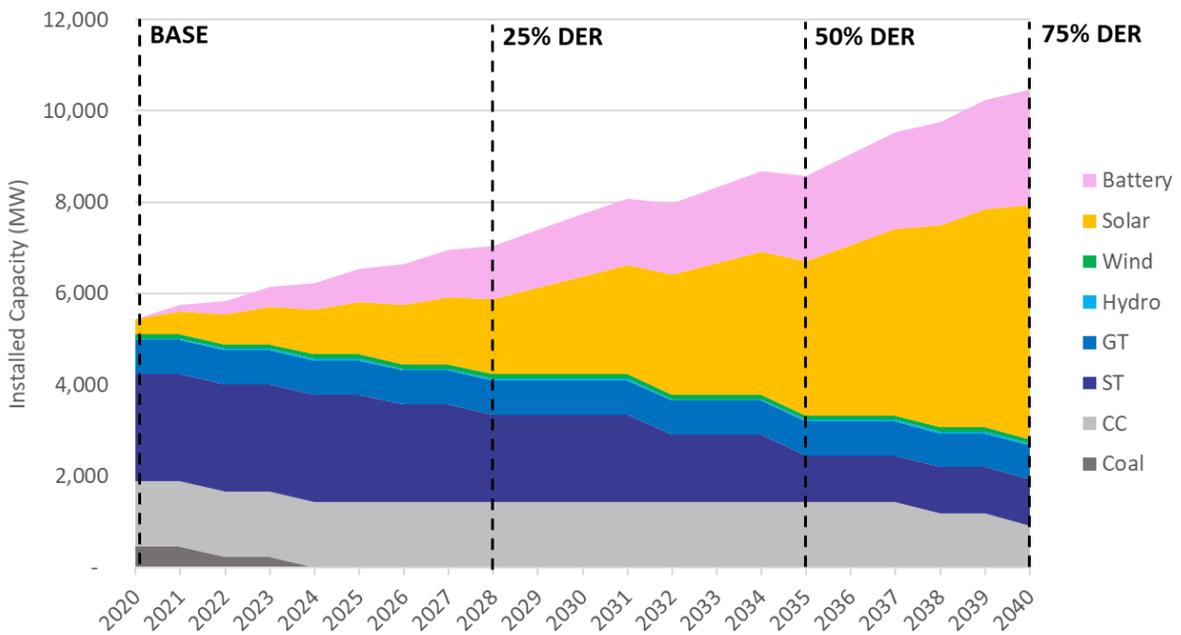


Ilustración 5: Capacidad instalada por año proyectado

3 Aportes y Supuestos

3.1 Topología de red

Este estudio se basó en una representación detallada de la red de transmisión de Puerto Rico basada en los datos de red proporcionados por la AEE. Específicamente, la AEE proporcionó modelos de transmisión en formato PSS/E v33 de Siemens, y se utilizó el modelo Day Peak 2018. Este modelo representa una instantánea en el tiempo, de cómo se ven los flujos de carga, distribución de generación y transmisión durante un evento de carga pico de mediodía. El caso Day Peak fue seleccionado porque se alinea con el período de generación solar analizado a lo largo de este estudio. Esto incluyó una representación detallada de la topología de la red de transmisión, que incluye 8 regiones, 1,234 líneas de transmisión, 181 transformadores y 860 barras de carga. Los datos de flujo de energía PSS/E incluían impedancias de línea, clasificaciones de línea, asignación de carga por barra, parámetros del modelo dinámico de generadores sincrónicos y otros datos detallados de la red.

El modelo de costo de producción de PLEXOS incorporó una topología de transmisión nodal completa y monitoreó todas las líneas de transmisión en el nivel de 38kV y superior, y la carga se asignó a través de la red cada hora después de la asignación proporcional de carga en los datos de flujo de energía.

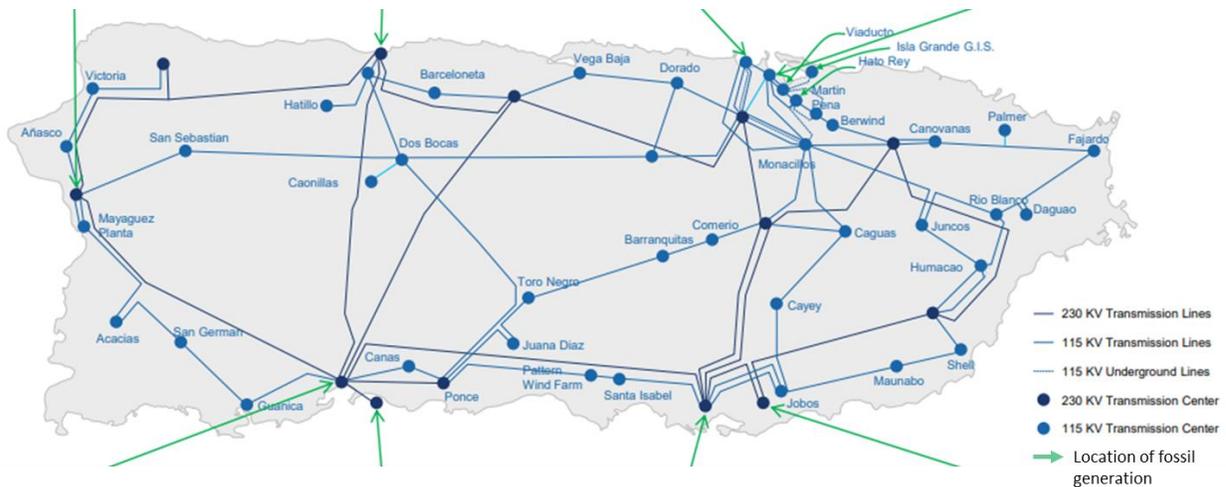


Ilustración 6: Topología de la transmisión de alto voltaje de Puerto Rico

Para fines de planificación y presentación de informes, el sistema de energía de Puerto Rico se divide en nueve regiones de planificación utilizadas por la AEE y el NEPR. Estos incluyen Arcibo, San Juan y las regiones circundantes de Bayamón en el norte, Carolina y Caguas en el este, Ponce OE (oeste) y Ponce E (este) en el sur, y Mayagüez en el oeste. Esto divide la isla a base de la ubicación de las mayores de carga y las interfaces de transmisión entre las regiones. La Ilustración 7 muestra un mapa de las regiones de planificación de la red.



Ilustración 7: Mapa de las regiones de planificación de la red de Puerto Rico

3.2 Carga y eficiencia energética

Los supuestos de carga y eficiencia energética se crearon en conjunto con Energy Futures Group (EFG). EFG llevó a cabo el análisis para identificar los componentes necesarios de un programa de eficiencia energética durante los próximos 15 años para lograr la reducción de carga deseada del 25%. Sin embargo, a los efectos de este análisis, el valor final de eficiencia energética es lo más importante, no la aplicación de programas a lo largo del tiempo. Para obtener más información sobre la ruta y la aplicación de los programas de eficiencia energética, consulte el informe complementario de EFG. La aplicación del análisis de EFG en la forma en que se relaciona con este análisis se tratará con más detalle a continuación.

En cuanto a muchas de las aportaciones y suposiciones de este estudio, el PIR de la AEE de 2019 fue la fuente de datos original y el equipo del proyecto utilizó los supuestos básicos en la medida de lo posible. La demanda bruta de energía para generación de 2020 (Prueba documental 3-11) del PIR 2019 de la AEE se utilizó como punto de partida para la proyección de este estudio. Sin embargo, hay un cambio que se incorporó a las Ventas Brutas de Energía (GWh) para 2020. La generación servida por las instalaciones de DPV existentes se añadió de nuevo al monto de Ventas Brutas de Energía. De esta manera, la capacidad DPV existente podría modelarse como un generador en lugar integrarse en una cifra de carga más baja. El Apéndice 4 (Prueba documental 3-1) del PIR⁹ junto con la Lista de Aprobación fotovoltaica del módulo¹⁰ del NEPR sirvieron de orientación para el nivel de DPV existente en el sistema. Con los muchos cambios económicos y demográficos que Puerto Rico está experimentando, el crecimiento de la carga entre 2020 y 2035 se asumió como 0% o sin cambios.

⁹ Plan Integrado de Recursos de Puerto Rico 2018-2019, Apéndice 4: Recursos paralelos a la demanda, Prueba documental 3-1

¹⁰ Negociado de Energía de Puerto Rico, Módulos FOTO aprobados por la Oficina de Energía, <https://energia.pr.gov/modulos-pv/>

Esto significa que el objetivo de eficiencia energética del 25% del análisis de EFG se aplicó simplemente a la demanda total de energía y la carga máxima de 2020 para calcular los valores de 2035. El desglose del pronóstico de carga y los supuestos de eficiencia energética se encuentra en la Tabla 3. Se supone que el uso de la propia AEE no se verá tan afectado por los programas generales de eficiencia energética, por lo que se mantuvo constante a lo largo del tiempo. Incluso si se reduce, ya es un pequeño componente de la energía total y no debe cambiar los resultados significativamente.

Tabla 3: Demanda total de energía y carga máxima con 25% de reducción por eficiencia energética para 2035

año	2020	2035
Ventas brutas de energía con DPV existente (GWh)	15,648	11,736
Pérdidas técnicas (GWh)	1,444	1,083
Pérdidas no técnicas (GWh)	830	623
Uso de la propia AEE (GWh)	34	34
Demanda total de energía con DPV existente (GWh)	17,956	13,476
Carga máxima (MW)	2,826	2,120

La energía total y la carga máxima para 2035 se dividieron proporcionalmente en las 8 regiones de estudio en función de la energía total de las regiones para 2020 a partir del PIR de 2019. Este desglose se muestra en la Tabla 4.

Tabla 4: Desglose regional de la energía total (GWh) y la carga máxima (MW)

	2035	
	Energía total (GWh)	Carga máxima (MW)
Arecibo	1,338	211
Bayamón	1,959	308
Caguas	2,158	339
Carolina	1,498	236
Mayagüez	1,502	236
Ponce ES	551	87
Ponce OE	1,089	171
San Juan	3,382	532
Total	13,476	2,120

Utilizando la energía total anterior y la carga máxima por región combinada con un perfil de carga que fue compartido por la AEE a través de su base de datos PROMOD, la función Build dentro de PLEXOS se utilizó para crear un perfil de carga respectivo de 8,760 horas por año para cada región que coincidía con las entradas de energía total y carga máxima. A continuación, se utilizaron los perfiles resultantes en todas las simulaciones. Posteriormente, se asignó la carga en cada barra de carga individual en función de la asignación proporcional en los datos de flujo de energía PSS/E.

3.3 Características del generador

Todas las características y parámetros principales de los generadores se modelaron para que coincidan con lo que se utiliza en el PIR 2019. Esto incluye supuestos de capacidad máxima, tipo de combustible, aceleración, desaceleración, tasas de interrupción forzada, costos fijos de operación y mantenimiento, y costos variables de operación y mantenimiento.

Aunque el PIR también especificó tiempos mínimos de subida y bajada junto con niveles mínimos estables, algunas de estas cifras fueron conservadoras y no estaban alineadas con lo que es común en otras redes. Basado en esto, algunas unidades tienen parámetros de tiempo mínimo de subida y bajada y niveles mínimos estables más flexibles que los esquemas del PIR. Esto supone que en los próximos 15 años estas unidades recibirán la inversión necesaria para mantenerlas en funcionamiento y llevar su operación al nivel que otras unidades similares ya tienen en 2020.

Además, solo la tasa de calor de carga completa (“heat rate at full load”) se compartió en el PIR. Utilizando el nivel estable mínimo, la capacidad máxima y la tasa de calor a plena carga para cada unidad y una curva de tasa de calor predeterminada que difiere para cada tipo de unidad (es decir, CC, ST, GT) se calculó una curva de tasa de calor polinómica para cada generador (Apéndice, Tabla 18 Ilustración 63). La curva de tasa de calor polinómica se utilizó dentro de las simulaciones de modelo de costos de producción. Esto permite una representación más precisa de la transmisión de una unidad en lugar de simplemente modelar la tasa de calor de carga completa.

Por último, mientras que el PIR informa de las tasas de interrupciones forzadas, no informa tasas de mantenimiento. La tasa de mantenimiento de todas las unidades se basó en el conjunto de datos del Sistema de datos de disponibilidad de generación de NERC (GADS)¹¹. El conjunto de datos NERC GADS incluye la confiabilidad promedio de generación por tipo de unidad y tipo de combustible.

No se han añadido nuevas unidades fuera de las cuotas de energía solar y baterías discutidas en la Sección 2.2. Pero se añadieron al modelo 50 MW de proyectos solares a escala de servicios públicos que no se incluyeron en el PIR porque se construyeron o comenzaron a construirse posterior al proceso del PIR.

3.4 Precios de combustible

Los precios de combustible se tomaron directamente de lo que el PIR usó para su proyección de combustible. Esto se observa a continuación en la Tabla 5.

Error! Reference source not found.: **Precios de combustible (real 2020 \$/MMBtu)**

Año	Carbón	Diesel	Aceite de combustible	Gas natural
2035	2.65	17.42	12.92	7.84

¹¹ PJM, Estudio de Requisitos de Reserva PJM 2018, <https://www.pjm.com/-/media/planning/res-adeq/2018-pjm-reserve-requirement-study.ashx?la=en>

3.5 Representación y Características de RED

Los RED representados en el sistema de alimentación incluían PV distribuido (DPV), BESS distribuido (dBESS) y respuesta de demanda distribuida (RDD). Estos fueron capturados en el modelo en 288 diferentes barras de 38kV en todas las áreas del sistema de energía de la AEE. La distribución en cada barra se eligió para ser proporcional a la distribución de la carga a través de las barras para un área de la AEE determinada, como se establece en el escenario base original. Esto permitió que los niveles de RED variaran según el área de la AEE y al mismo tiempo se distribuyeran entre barras individuales de manera razonable y consistente.

Respuesta a la demanda y representación de demanda eléctrica (carga)

Se considera que el servicio de respuesta a la demanda es de duración relativamente larga (horas) y de acción lenta (minutos a horas de notificación anticipada) de modo que se representa en el modelo de transmisión como una reducción de carga.

La carga a través del sistema se proporcionó originalmente desde el modelo de flujo de potencia eléctrica como cargas estáticas con valores P constantes y Q constantes. Para la representación en el modelo dinámico, la carga se representó como 75% de carga estática y 25% de carga dinámica por MW. La parte estática de la carga se representó como una corriente activa constante y una impedancia reactiva constante. La representación de corriente activa constante es un compromiso que captura una mezcla de potencia constante y cargas de impedancia constantes que se supone que están físicamente en el sistema, mientras que una impedancia reactiva constante es una representación razonable de la mayoría de las cargas físicas.

La porción dinámica de la carga fue representada por un modelo de carga compuesta (CMLDBLU1) que contiene la representación de un transformador de sub-estación, impedancia del alimentador (“feeder”), cargas electrónicas de potencia y cuatro tipos diferentes de cargas de motor agregadas, como se muestra en la Ilustración 8. Este modelo fue desarrollado por las partes interesadas del sistema de energía en el oeste de Estados Unidos. para capturar mejor el impacto de las cargas de compresores energizados por motores de inducción como las que se encuentran en los sistemas de acondicionadores de aire trifásicos y monofásicos. El modelo de carga compuesta está parametrizado para cargas comercial liviana y residencial. Para mejorar aún más la diversidad de la representación de carga, se desarrollaron cuatro conjuntos diferentes de parámetros con ligeras variaciones en configuraciones importantes como los umbrales y temporizadores de voltaje de apertura y reconexión del contactor. El comportamiento de las cargas motorizadas es particularmente importante cuando se evalúa la estabilidad de la red para eventos de falla, y no se puede descuidar. Sin embargo, se reconoce que el modelado dinámico preciso de la carga es muy difícil de lograr y sigue siendo un trabajo en progreso por parte de la industria, como lo ha sido durante décadas.

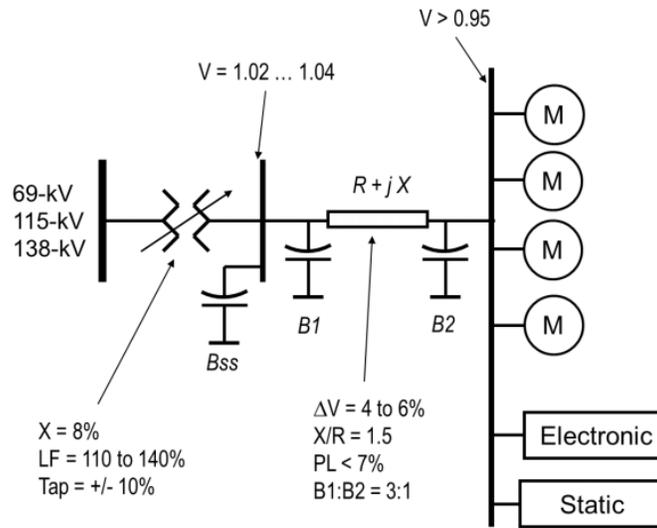


Ilustración 8: Descripción general del modelo de carga compuesta

Representación distribuida fotovoltaica y BESS

Tanto el DPV como el dBESS están representados por un modelo genérico de energía renovable para representar los recursos distribuidos (RED_A) en la red de transmisión. Este modelo fue desarrollado en los últimos años y ha ganado un uso cada vez mayor en los Estados Unidos para representar energías renovables distribuidas basadas en inversores como sistemas de energía solar fotovoltaica y de baterías, que son capaces de abastecerse y absorber la energía activa y reactiva. Este modelo dinámico también contiene funciones de respuesta de frecuencia y volt-var (a menudo denominadas características de "inversor inteligente"), que se pueden activar y ajustar para permitir que el RED proporcione servicios de confiabilidad esenciales para apoyar la red.

Los inversores para PV y BESS son extremadamente similares y, por lo tanto, el PV y BESS se representa como un único modelo de RED_A en cada una de las 288 barras de 38kV. La potencia activa del modelo se establece para ser la suma de las contribuciones DPV y dBESS, según lo especificado por PLEXOS, donde los valores positivos para dBESS son para la operación de descarga y los valores negativos son para la carga dBESS. Por lo tanto, es posible que, durante algunas horas, en los escenarios de alta penetración, el RED tenga una potencia negativa neta, lo que indica que la tasa de carga del BESS excede la generación fotovoltaica en ese momento.

Vinculación del modelo: costo de producción, transmisión y distribución

La red es representada y analizada a nivel de transmisión por PSSE y a nivel de distribución por OpenDSS. Para alinear estos modelos, ambos usan datos del modelo de simulación de costos de producción, que especifica el nivel de potencia activa para la carga, RD, DPV y dBESS para cada hora de cada escenario evaluado. Esto se muestra por la flecha azul grande en la Ilustración 9. El modelo de distribución contiene topologías de alimentación detalladas y una representación equivalente simple de la red más allá de la barra de 38kV. Para garantizar la coherencia entre los modelos de transmisión y distribución, se calculó la fuente Thevenin Equivalente para representar en la red de distribución cada barra de carga en PSSE. Por último, el voltaje en las barras de 38kV que forman la interfaz entre los modelos de transmisión y distribución se considera desacoplado por el cambiador de tomas de carga ("on-load tap

changer”) en cada transformador de alimentación, donde los voltajes en estado estacionario están regulados por el transformador de alimentación para lograr el voltaje del lado bajo deseado dado que la energía fluye en el alimentador en ese momento.

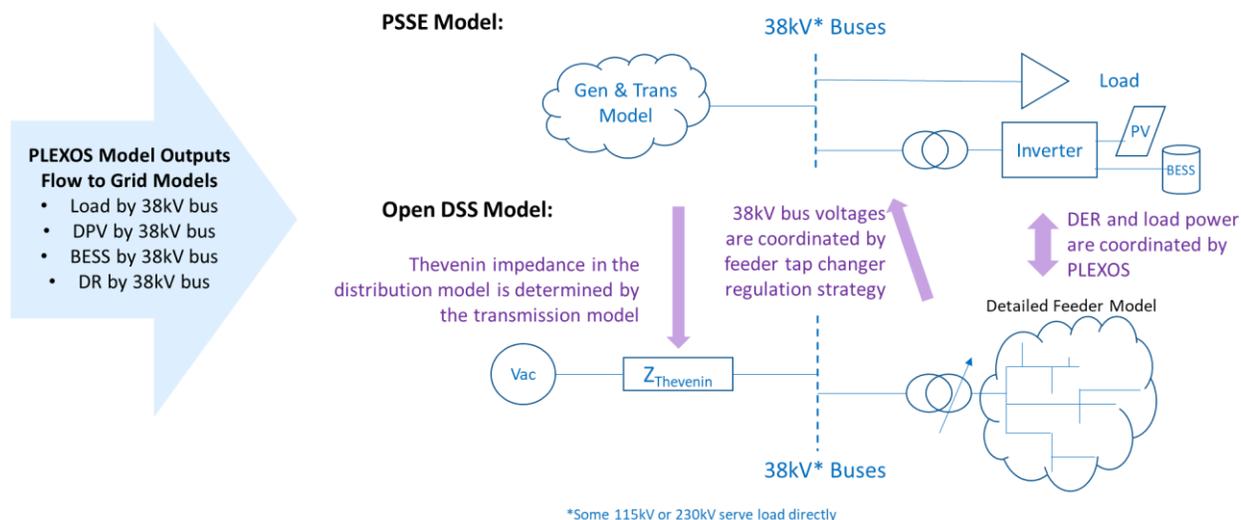


Ilustración 9: Vínculos de modelos que representan la red de Puerto Rico

Incorporación de RED y control

Además, se presume que el RED estaba integrado con cierto nivel de coordinación y control. Esto permitiría al operador del sistema tener en cuenta la generación esperada de RED para comprometer y despachar el sistema y programar el almacenamiento de energía de la batería, al menos en parte, en función de las necesidades del sistema. Este estudio fue un análisis a nivel de sistema y no evaluó el potencial de necesidades conflictivas de almacenamiento de energía solar y de batería detrás del medidor optimizado para uso individual y del sistema. Esta es una suposición razonable porque, si bien sería imposible simular cada sistema individual, cuando se ve a nivel del sistema habrá capacidad excedente disponible para usar en los servicios de la red.

También se asumió que el almacenamiento de baterías distribuido en este análisis es capaz de proporcionar requisitos de reserva de rotación de la red a través de un agregador que coordina la salida de muchos activos RED para proporcionar servicios de red controlables. Si esto no se pudiera lograr a corto plazo debido a limitaciones tecnológicas de comunicaciones y a desafíos de coordinación, puede ser necesario aumentar las reservas de rotación, que no se evaluaron para este estudio.

Asimismo, debido a que la energía solar fotovoltaica residencial se integró como sistemas híbridos con almacenamiento de energía de batería acoplado, este estudio tampoco incluyó un aumento de las reservas, por encima de los requisitos actuales, debido a la variabilidad o incertidumbre de los recursos solares. El estudio se basó en la suposición razonable de que los recursos solares y de batería podrían "autorregularse" y gestionar la variabilidad de transmisión a la red a través de límites de aceleración u otros controles del inversor. Por ejemplo, si la energía solar se retroalimenta en el circuito de distribución durante las operaciones del mediodía, una caída en la producción solar se mitigaría con un aumento a corto plazo en la producción de almacenamiento de la batería para minimizar cualquier cambio rápido en la producción fotovoltaica del techo.

4 Caracterización del recurso solar de Puerto Rico

4.1 Datos de irradiación solar y perfiles de producción de energía

Para simular con precisión una red eléctrica con alta integración solar distribuida, es importante caracterizar adecuadamente la variabilidad solar en escalas de tiempo que varían de sub-hora a estacionalmente. Si bien el uso de datos medidos reales en plantas solares existentes puede ser útil para caracterizar la variabilidad solar en una planta individual, es inadecuado para evaluaciones de la totalidad del sistema y estudios de alta integración solar. Esto se debe a que es importante capturar con precisión la diversidad geográfica. A medida que la integración del recurso solar aumente en Puerto Rico, se extenderá por toda la isla. Aunque cualquier ubicación solar individual puede tener una gran cantidad de variabilidad debido a la nubosidad, la variabilidad agregada en toda la isla se reducirá significativamente. Por esta razón, este estudio utilizó datos solares históricos simulados en lugar de la producción real actual.

La fuente de datos para los datos cronológicos de irradiación solar fue la Base Nacional de Radiación Solar (BNRS) del Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL). El BDNRS es una colección completa de series de tiempo de una hora y de media hora de los datos meteorológicos y las tres mediciones más comunes de la radiación solar: irradiación horizontal, directa normal y horizontal difusa, que abarca 21 años¹². El BDNRS también tiene un conjunto especializado de datos para Puerto Rico – la Base de datos simulados de alta resolución de Puerto Rico¹³ – que fue utilizado para este estudio para incluir también datos meteorológicos con resolución de 5 minutos.

Los datos de irradiación se convirtieron a perfiles de producción de energía utilizando el modelo asesor de sistema (SAM) NREL. El modelo System Advisor (SAM) es un modelo de software tecnoeconómico gratuito que puede simular una amplia variedad de sistemas de energía renovable. Para este proyecto, SAM se utilizó para modelar la producción de energía de los sistemas fotovoltaicos distribuidos a escala de techos y servicios públicos. Utilizando los datos meteorológicos recogidos de la BDNRS y las características de la planta - como relaciones DC/AC, inclinación, azimuto, etc. - se desarrollaron perfiles de producción de energía cronológica para su uso en el modelo PLEXOS. Las suposiciones utilizadas para desarrollar perfiles de producción de energía se proporcionan en la Tabla 6 para los sistemas fotovoltaicos distribuidos en los techos. Si bien cada sistema fotovoltaico tendrá atributos únicos, estas suposiciones están destinadas a representar el promedio ponderado de todos los sistemas en Puerto Rico. Los proyectos existentes a escala de servicios públicos utilizaban propiedades similares, pero suponía una relación de DC a AC de 1.3, y una capacidad y ubicación específicas de la planta.

Tabla 5: Diseño de sistemas fotovoltaicos

Propiedad	Supuesto
relación DC/AC	1.1
eficiencia del inversor	96%
ppérdidas del sistema	14%

¹² Laboratorio Nacional de Energías Renovables, Base Nacional de Datos sobre Radiaciones Solares, <https://nsrdb.nrel.gov/>

¹³ National Renewable Energy Laboratory, Puerto Rico Simulated High Resolution Dataset, <https://developer.nrel.gov/docs/solar/nsrdb/puerto-rico-download/>

anclaje	Montaje en techo de eje fijo
inclinación	18 grados
azimuto	180 grados

4.2 Diversidad geográfica y selección de sitios

Uno de los beneficios de los RED sobre los proyectos de gran escala, fincas solares conectadas a la red de transmisión, son los beneficios de diversidad geográfica obtenidos a través de miles de sistemas distribuidos en toda la isla. Si bien este estudio no intentó simular la producción cronológica de energía solar de cada sistema fotovoltaico individual de techos, sí incorporó un gran conjunto de datos de ubicaciones solares repartidas por los centros poblacionales de Puerto Rico.

Para este análisis, se seleccionaron 96 sitios a través de Puerto Rico, concentrados en áreas desarrolladas donde los sistemas fotovoltaicos residenciales y comerciales serían más frecuentes. Para la selección inicial del sitio, las barras de transmisión de la AEE se ubicaron en el mapa utilizando los datos GIS proporcionados por la AEE. Esto proporcionó ubicaciones de la infraestructura de transmisión y distribución existente. Luego se seleccionaron doce sitios para cada una de las ocho regiones (Ilustración 7) en función de la densidad del desarrollo urbano y de la infraestructura de transmisión y distribución existente. Esto creó 96 sitios en total (8 regiones y 12 sitios por región) en toda la isla, que estaban agrupados alrededor de centros de carga urbanos y suburbanos para sopesar la generación solar en esas regiones. La Ilustración 10 muestra un mapa de las 96 ubicaciones solares seleccionadas, coloreadas por región. Los factores de capacidad anual por sitio se muestran en la Ilustración 11. En general, los factores de capacidad son más altos a lo largo de la costa y en elevaciones más bajas del interior montañoso.

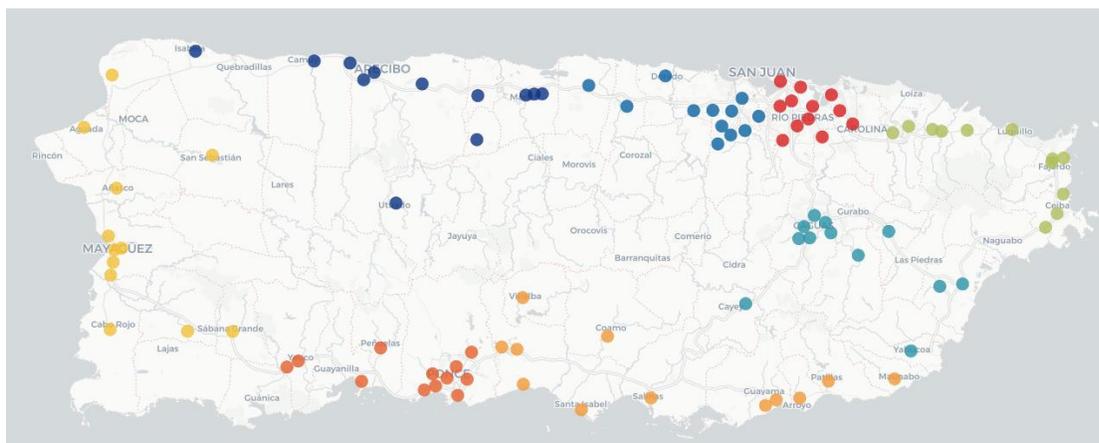


Ilustración 10: Mapa de ubicaciones solares simuladas a través de Puerto Rico (coloreado por región)

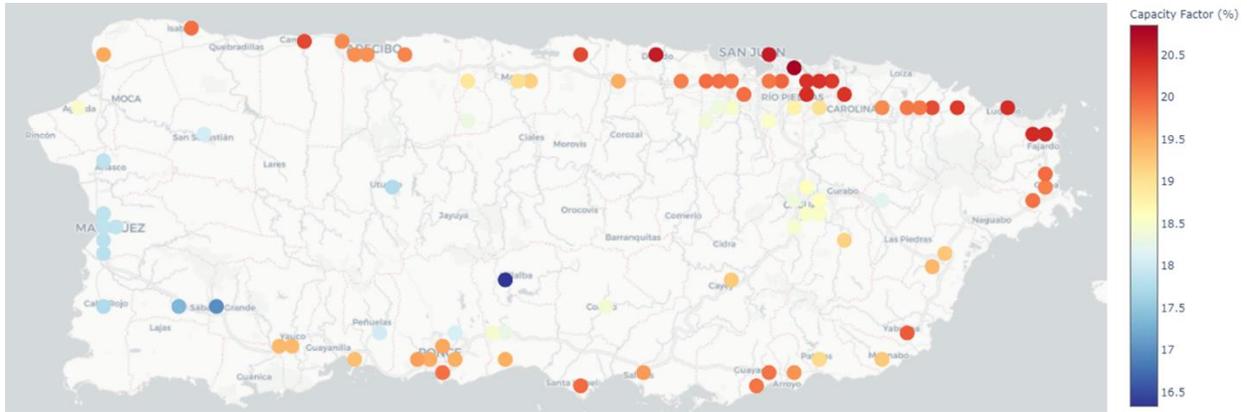


Ilustración 11: Mapa de factores de capacidad solar a través de Puerto Rico
(coloreado por factores de capacidad anuales)

Para cada uno de los 96 sitios identificados, se descargó un año completo de datos meteorológicos cronológicos con resolución de 5 minutos del Conjunto de Datos de Alta Resolución Simulados de NREL para Puerto Rico y se convirtieron en perfiles de producción de energía. Esto generó más de 10 millones de puntos de datos solares cronológicos que se modelaron para el estudio con el fin de garantizar una diversidad geográfica adecuada y una cronología granular de la variabilidad. A continuación, los datos se agregaron para cada región promediando los doce sitios en un único perfil regional compuesto para su uso en el modelado de costos de producción.

Un ejemplo de variabilidad geográfica se ofrece en la Ilustración 12, que muestra los factores de capacidad solar de cinco minutos para tres regiones a lo largo de un día de funcionamiento, así como el promedio de toda la isla. En el ejemplo, las dos regiones cercanas, Caguas y Ponce ES, muestran días nublados con poca disponibilidad de energía solar fotovoltaica en las horas de la tarde. Mayagüez, que se encuentra en la región más occidental de la isla, está experimentando un día relativamente soleado. El promedio de las ocho regiones (línea de puntos) muestra un perfil algo más suave. Estos datos se cuantifican en la matriz de correlación de la Ilustración 13, que es una medida de alineación en el perfil cronológico. Esta gráfica muestra que las regiones cercanas tienen correlaciones de perfil solar más altas.

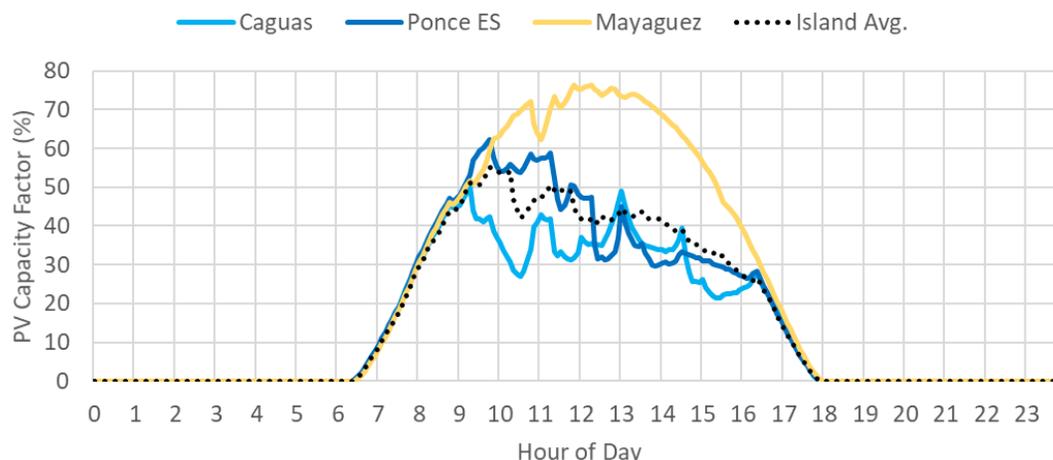


Ilustración 12: Día demostrativo de la variabilidad solar por región

West → East

	Mayaguez	Arecibo	Ponce OE	Ponce ES	Bayamon	San Juan	Caguas	Carolina
Mayaguez	1.00							
Arecibo	0.87	1.00						
Ponce OE	0.86	0.86	1.00					
Ponce ES	0.85	0.88	0.94	1.00				
Bayamon	0.81	0.91	0.83	0.88	1.00			
San Juan	0.81	0.89	0.83	0.89	0.95	1.00		
Caguas	0.80	0.87	0.86	0.92	0.90	0.91	1.00	
Carolina	0.80	0.89	0.84	0.89	0.91	0.93	0.93	1.00

Ilustración 13: Matriz de correlación de perfiles solares cronológicos de 5 minutos

Si bien los mapas anteriores muestran las ubicaciones seleccionadas para los datos meteorológicos simulados, la capacidad fotovoltaica instalada se situó en función de las ubicaciones de carga residenciales y comerciales existentes. La fuente de datos para la carga fueron los datos de la red eléctrica del flujo de potencia (PSS/E) que proporcionaron la demanda eléctrica en cada barra de carga en todo el sistema. Las barras de carga se clasificaron por tipo (residencial, comercial, industrial, agrícola, etc.) y se asignaron a cada una de las regiones de carga. Para los propósitos de este estudio, se presume que la energía fotovoltaica distribuida residencial y comercial, actual y futura, está ubicada de manera proporcional a la carga de ese tipo. Luego, la capacidad fotovoltaica se distribuyó a través del sistema, interconectándose en 289 barras de transmisión diferentes.

El desglose de la carga y la capacidad RED por región se muestra en la Tabla 7 y la Ilustración 14. Debido a que San Juan tiene la mayor cantidad de carga comercial y residencial, también se supuso que tenía la mayor cantidad de RED instalada. En el Apéndice 20 se proporciona un desglose completo de la capacidad de RED, tanto solar fotovoltaica como de batería, por región, clase de cliente y escenario.

Tabla 6: Asignación de carga residencial y comercial y RED por región y clase de cliente

Región	Carga residencial (MW)	Carga comercial (MW)	Otra carga (MW)	RED residencial (%)	RED comercial (%)
Arecibo	124	63	83	10%	8%
Bayamón	237	66	77	19%	9%
Caguas	205	101	109	16%	13%
Carolina	157	69	58	12%	9%
Mayagüez	140	113	39	11%	15%
Ponce ES	49	25	105	4%	3%
Ponce OE	109	43	83	9%	6%
San Juan	245	277	129	19%	37%
Total	1267	756	682	100%	100%

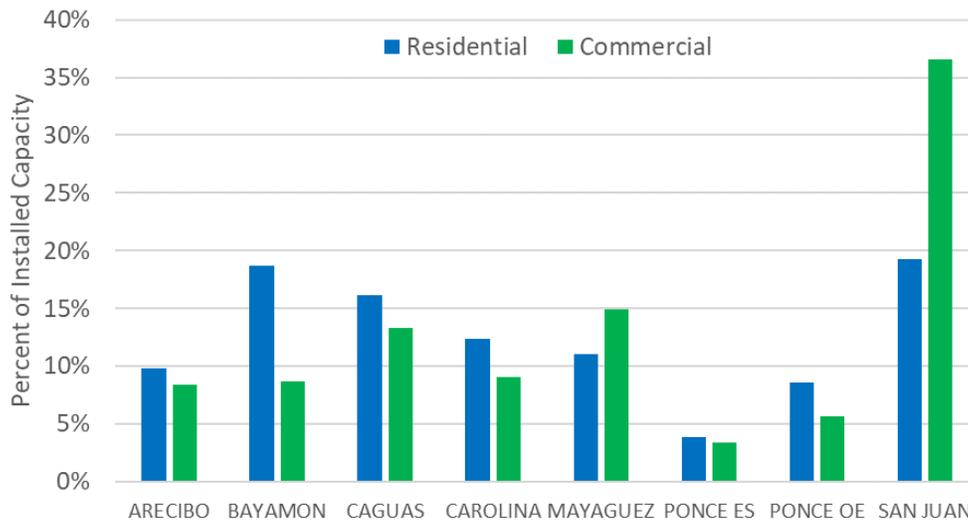


Ilustración 14: Distribución de RED residencial y comercial por región y clase de cliente

5 Resultados del modelado generación y costos de producción

5.1 Operaciones de la red con alta integración de RED

Las operaciones de la red cambian marcadamente a medida que el sistema se mueve hacia una penetración mayor de RED. La Ilustración 15 destaca cómo cambia la generación anual por tipo de unidad a lo largo de los cuatro resultados de referencia. A medida que aumenta la generación solar, desplaza la quema de combustibles fósiles. Los tipos y la cantidad de desplazamiento de combustibles fósiles dependen de los costos, la flexibilidad y las características físicas de cada unidad generadora. El retiro de AES en todos, excepto en el escenario base, destaca por el tipo de unidad de carbón identificado con gris oscuro. El resultado inmediato de un sistema sin AES y una integración del 25% de RED es que las plantas de ciclo combinado (CC) existentes asumen un rol más importante. El escenario de 25% de RED muestra que gran parte de la generación que antes proporcionaba AES es producida por plantas de ciclo combinado existentes, que operan en LNG o combustibles de petróleo. Estas plantas de ciclo combinado existentes incluyen tanto a EcoEléctrica como las dos unidades CC de San Juan, todas las cuales pueden aumentar la generación a partir de lo que se despacha en el escenario base.

A medida que la penetración de RED aumenta en los casos de 50% y 75% de RED, la energía solar asume un papel mucho mayor y comienza a desplazar las unidades de turbinas de vapor (ST) y unidades CC posteriores. Si bien las turbinas de gas de ciclo simple (TG), también denominadas como "picos", producen una cantidad relativamente baja de generación en el escenario base, su papel en la generación total se reduce aún más en los escenarios del 50% y el 75%, ya que el almacenamiento de energía de baterías reduce efectivamente los picos de carga.

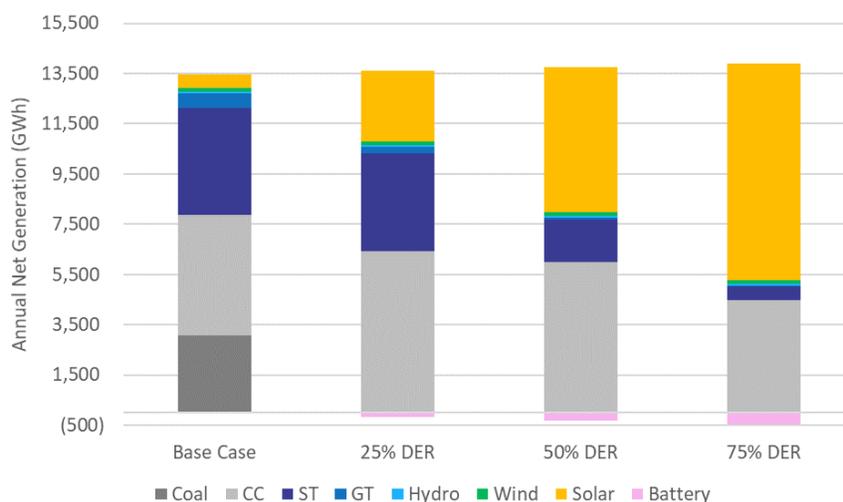


Ilustración 15: Generación neta anual por tipo de unidad

Cabe señalar en este gráfico que los valores del 25%, 50% y 75% no equivalen necesariamente al porcentaje de generación total. Esto se debe a que los escenarios se desarrollaron sobre la base de las *ventas* de energía, que no toma en cuenta las pérdidas de transmisión, las pérdidas de distribución, las pérdidas no técnicas (robo), autoconsumo de la AEE, pérdidas de energía de ida y vuelta asociadas con la utilización del almacenamiento de baterías o reducción. Estos componentes de la demanda total de energía se incluyen en la Tabla 3.

Otra manera de resaltar el cambio entre los casos es comparar el desplazamiento de la generación (Ilustración 16), que representa el cambio neto en la *generación* en cada escenario, en relación con el escenario base. Los recursos que están aumentando la cantidad de generación que contribuyen están en el lado positivo (o el lado derecho del eje X) y los que están siendo desplazados por los nuevos recursos se muestran en el lado negativo (o el lado izquierdo del eje X). Es importante tener en cuenta que los recursos de baterías están en el lado izquierdo debido a las pérdidas de eficiencia de ida y vuelta inherentes a la tecnología. A medida que la acumulación de baterías aumenta con una mayor penetración de RED, la cantidad de pérdidas de ida y vuelta sube como resultado del aumento en uso.

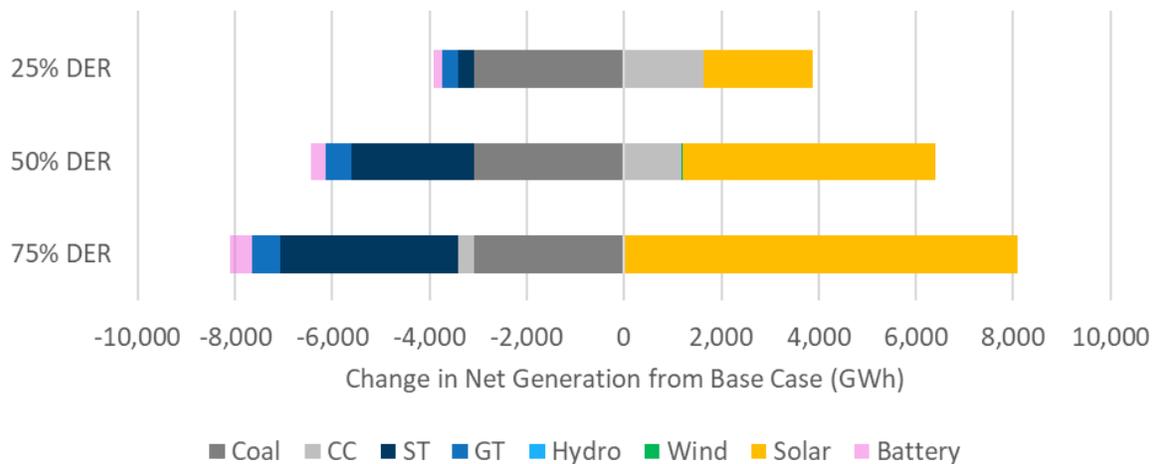


Ilustración 16: Desplazamiento de generación por nuevos recursos comparado con escenario base

Si bien los valores anuales de generación y desplazamiento son importantes para las políticas públicas y la planificación del sistema a largo plazo, proporciona poca información sobre las operaciones diarias, por hora o por horas. Dado que la carga del sistema cambia de hora a hora y que los recursos solares son variables, es crucial comprender la *generación cronológica* por unidad y tipo de recurso. El análisis de costos de producción realiza un compromiso cronológico y el despacho de la red eléctrica para minimizar el costo del sistema, de manera similar al operador de la red (AEE). El compromiso determina qué unidades deben estar en línea mientras que el despacho determina la salida de MW de cada generador.

Los diagramas de transmisión presentados en la Ilustración 17: Diagramas de transmisión para muestran un día de operación relativamente "normal" para los respectivos casos. La línea negra discontinua muestra el nivel de carga para cada hora determinada. El almacenamiento de la batería se representa como dos tonos; cuando el almacenamiento de la batería (rosa oscuro) está por encima de la línea negra, se está cargando, y cuando está directamente debajo de la línea negra (rosa claro) el almacenamiento de la batería se está descargando.

No hay almacenamiento instalado en el escenario base, pero a medida que se añade el almacenamiento en el escenario de 25% RED, el uso de unidades GT disminuye ya que su generación ahora está cubierta principalmente por el almacenamiento de baterías. El papel de la generación de "carga base" convencional cambia de la planta de carbón AES en el escenario base a las unidades de ciclo combinado

en todos los casos siguientes. Debido a que estos recursos representan la forma de generación fósil de menor costo, se utilizan tanto como sea posible para evitar la generación con recursos de mayor costo.

A medida que aumenta la penetración de RED junto con la acumulación de almacenamiento de baterías, el almacenamiento de la batería cubre una mayor parte de la carga durante las horas de la mañana y la noche. Como se mencionó anteriormente, primero se desplaza la generación de unidades TG, pero en el caso del 75% RED, la mayor parte de la generación anteriormente proporcionada por las unidades ST también es reemplazada por almacenamiento.

Con este aumento en RED, la energía solar y el almacenamiento se convierten en el recurso más grande del sistema la mayor parte del día, con despacho de las unidades fósiles CC – y en menor medida ST – en las horas de la mañana y la noche, cuando se reduce la generación solar. Las horas pico del día no son solo las horas principales para cargar los recursos de almacenamiento de baterías, sino también las horas en las que la mayor parte de la generación basada en combustibles fósiles se reduce a niveles de carga más bajos o se apaga por completo. Esto es más notable en el caso 75% RED donde toda generación, salvo una pequeña porción de generación de ciclo combinado, es desplazada durante la mitad del día por la energía solar. Es importante tener en cuenta que, mientras tanto, una gran cantidad de generación solar está cargando directamente el almacenamiento de baterías para su uso posterior.

La decisión de reducir un generador o apagar por completo un generador se basa en varias variables, incluidos los costos de puesta en marcha y apagado del recurso, el nivel mínimo de generación, los requisitos de reserva de rotación y la cantidad de tiempo que se estima que el generador estará apagado.

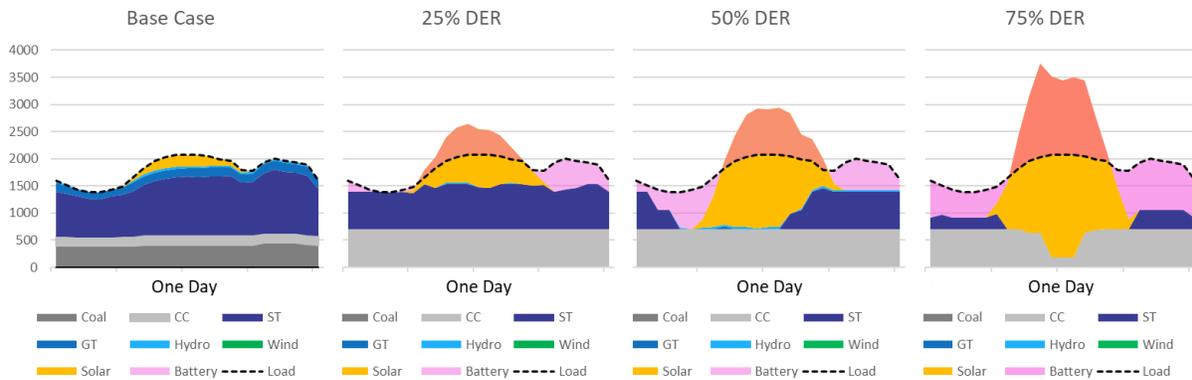


Ilustración 17: Diagramas de transmisión para un día "normal"

Mientras la Ilustración 17: Diagramas de transmisión para Para mostrar esto, la Ilustración 18 y la Ilustración 19, presentan los de diagramas de despacho en periodos de una semana. Estas dos semanas se seleccionaron para destacar cómo opera el sistema durante el periodo de cargas pico y durante la semana con la mayor cantidad de generación renovable. En la Ilustración 18, el escenario base compromete en gran medida las unidades ST y GT a cumplir con la carga incluso con la presencia de la unidad de carbón AES que proporciona una salida fija. Mientras, en el caso 75% RED, que ha retirado a AES y otras unidades térmicas, las unidades ST y GT rara vez se operan a pesar de que representa la semana con mayor demanda. En cambio, la energía solar combinada con baterías puede satisfacer

suficientemente la carga con el uso selectivo de unidades ST y GT en horas nocturnas, incluso en días con menos sol.

Las tendencias en la generación cronológica son aún más evidentes durante la semana de mayor generación renovable, como muestra la Ilustración 19. El escenario base recae sobre unidades ST cada hora de la semana, pero a medida que la penetración de RED aumenta, esta dependencia disminuye. En el caso de 75% RED las unidades ST solo se despachan dos noches de la semana y las unidades GT apenas se activan en absoluto. En general, cada una de estas semanas muestra que la energía solar en combinación con baterías puede suplantar una variedad de generación térmica, desde picos alimentados por petróleo, como las unidades GT, hasta unidades que tradicionalmente proporcionan energía de carga base como las unidades ST y CC. Estas dos muestras destacan cómo los RED pueden operar el sistema durante sus períodos de mayor demanda y cómo el sistema puede aprovechar al máximo la generación renovable. Para obtener más ilustraciones de despacho semanales, consulte el Apéndice.

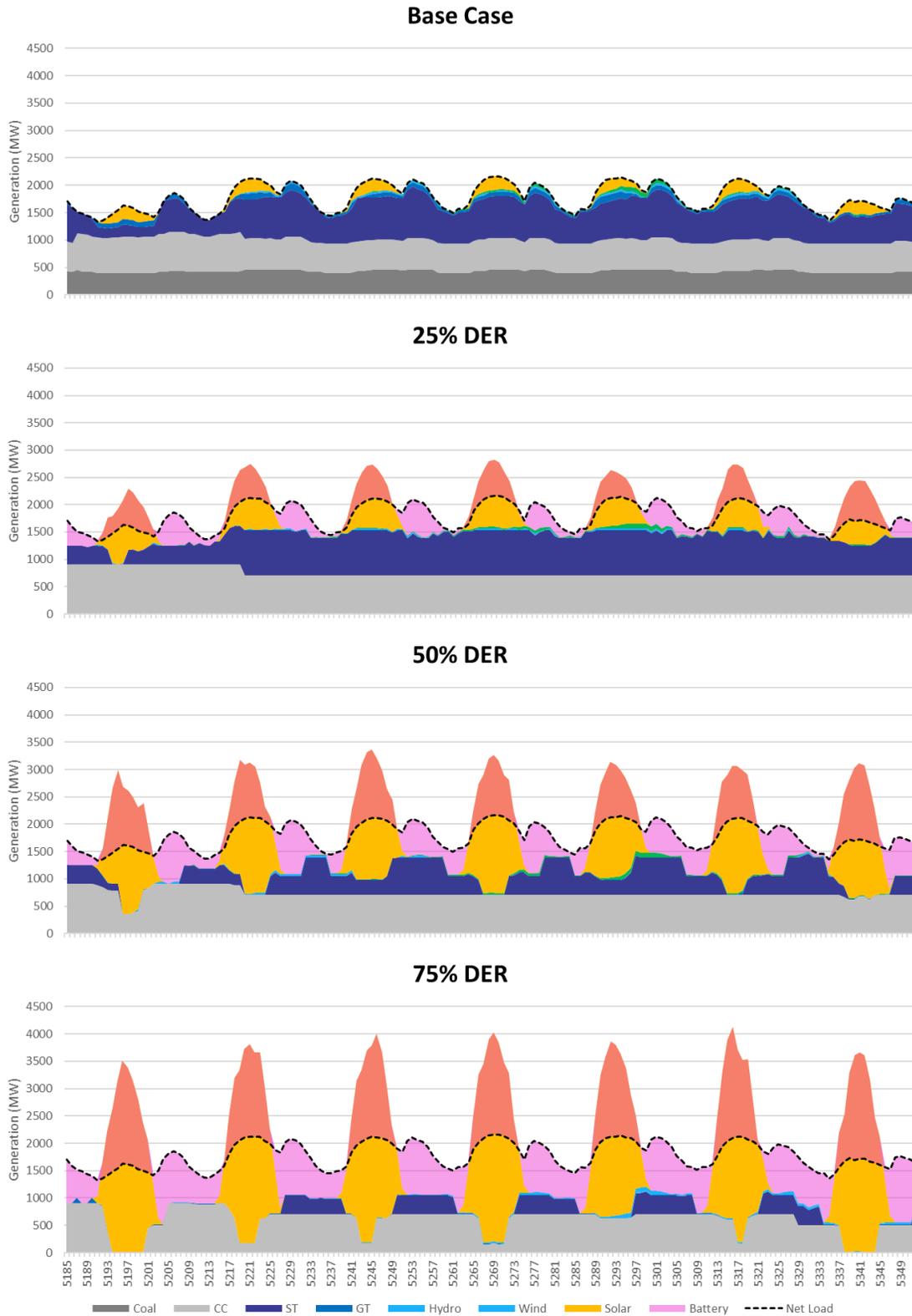


Ilustración 18: Diagramas de transmisión, semana de carga máxima (5 de agosto)

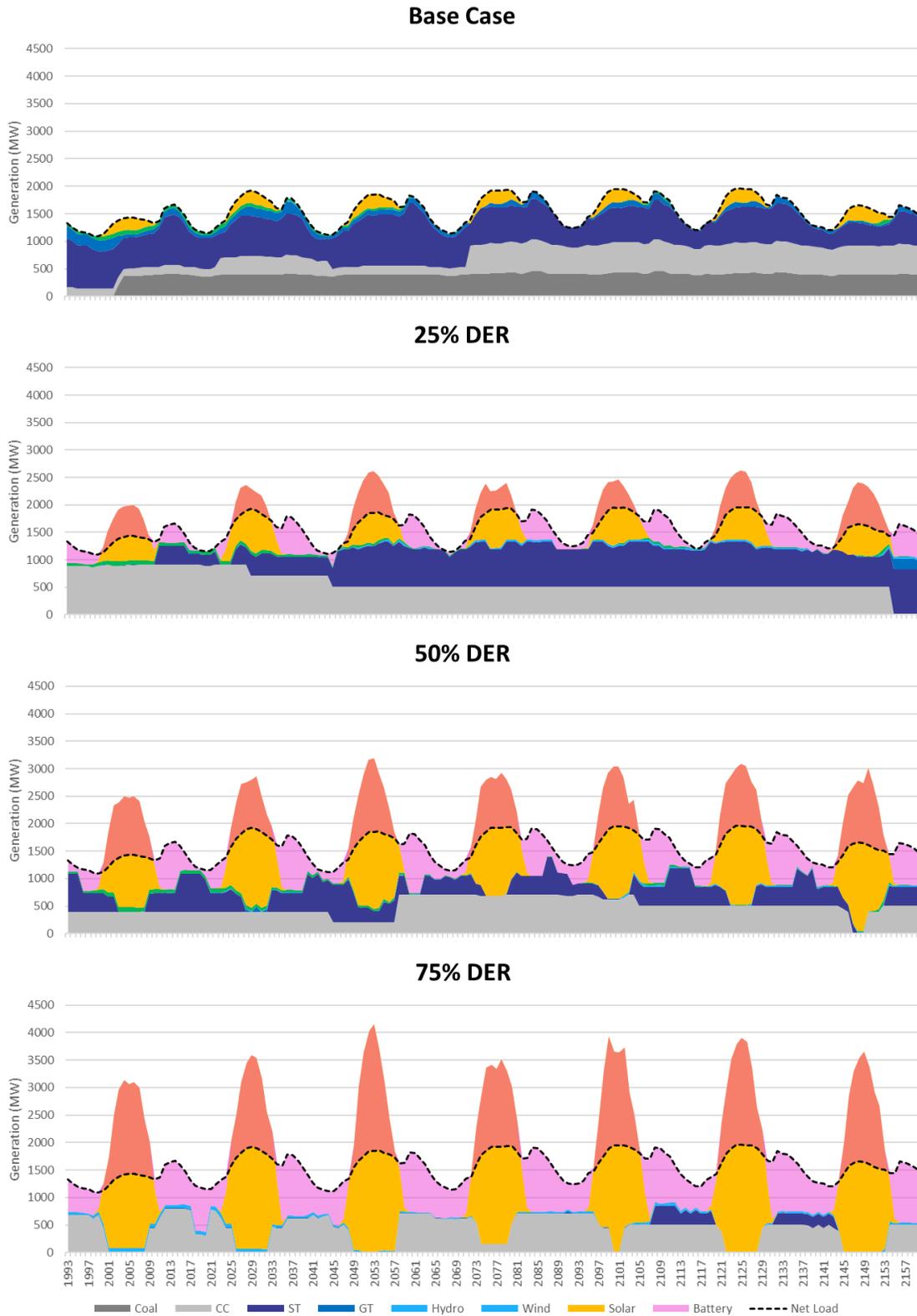


Ilustración 19: Diagrama de transmisión, semana pico de generación renovable (25 de marzo)

La tendencia general que se observa en los diagramas de despacho es también evidente cuando se analizan más de cerca las horas en línea y los ciclos de unidades durante todo el año de estudio, no solo un día como se enfocan los diagramas de despacho. La Ilustración 20 muestra el promedio de arranques de unidad por año (izquierda) y el número promedio de horas en línea por unidad para cada tipo de unidad (derecha) en los cuatro escenarios. A partir de estas cifras se pueden hacer las siguientes observaciones:

- Debido al retiro de AES en todos, menos en el escenario base, su promedio de horas baja a cero.
- Al igual que las tendencias resaltadas en los diagramas de despacho, tanto las horas como los arranques de las unidades GT y ST se reducen con una mayor penetración de RED.
- Las unidades de ciclo combinado son el único tipo de unidad que experimenta un repunte notable en número de inicios y horas en línea. Esto se debe a que la flota CC asume gran parte de la operación cíclica (apagado y encendido) en los escenarios de RED más altos y la mayoría de la otra generación se desplaza por completo.
- El gráfico ilustra la mayor flexibilidad requerida por la flota fósil, especialmente para las unidades CC, que se espera que se enciendan y desconecten con más frecuencia y que funcionen menos horas al año. Esto puede cambiar los requisitos de mantenimiento, los costos de ciclo y la confiabilidad de estos generadores en el futuro.

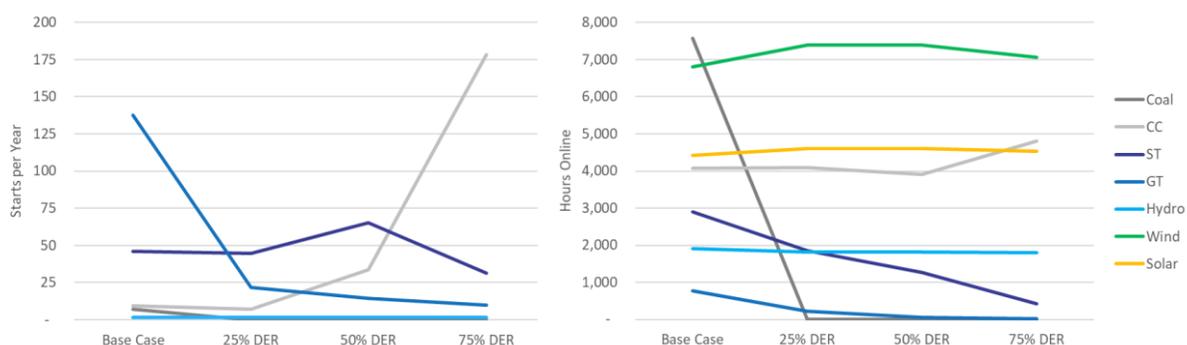


Ilustración 20: Promedio de arranques (izquierda) y horas en línea (derecha) por año y tipo de unidad

No solo la generación de la flota fósil es desplazada. Además, el RED proporciona también reservas de rotación de la red. Estas reservas representan la generación que los generadores retienen para enfrentar caídas inesperadas en la generación (reservas de contingencia) o fluctuaciones normales de carga y recursos solares. Según discutido en la Sección 3.5, este estudio supone que los RED no requiere reservas adicionales porque las mismas se agregaron con almacenamiento de batería y, por lo tanto, no añade variabilidad neta al sistema. También se asumió que el RED podría añadirse y proporcionar servicios a la red de forma controlada.

A pesar de los cambios considerables en el funcionamiento de la red a medida que aumenta la penetración de RED, no hubo desafíos asociados con el cumplimiento de los requisitos de reserva. De hecho, las deficiencias de reserva se eliminan en escenarios con integración de RED. Por ejemplo, el escenario base experimenta una escasez de reservas de rotación que ascienden a aproximadamente el 0.2% del riesgo total y se producen durante el 4.1% de todas las horas. Actualmente, muchas redes dependen de la generación basada en combustibles fósiles para cumplir con los requisitos de reserva,

pero con la adición de grandes cantidades de almacenamiento a la red, estos nuevos recursos pueden comenzar a desempeñar un papel más importante en la prestación de servicios de la red eléctrica.

5.2 Costo evitado de combustible, emisiones y generación

Los cambios en la generación y el desplazamiento de combustibles fósiles presentados en la Sección 5.1 conducen directamente a una reducción del consumo de combustible y de los gastos de combustible. Este es un beneficio importante del RED, ya que reduce la dependencia de los combustibles importados, las emisiones y dinero que sale de Puerto Rico. Las métricas presentadas en esta sección también proporcionaron valiosos puntos de referencia para medir los *beneficios* de la integración de RED, incluidos el costo de generación y las emisiones evitadas. Estos costos evitados representan un cambio de gastos variables (principalmente combustible) a costos fijos (principalmente costos de capital y mantenimiento para nuevos equipos RED).

Los cambios en el consumo de combustible reflejan de cerca los cambios discutidos en la sección anterior. La Tabla 7 muestra el consumo anual de combustible por tipo de combustible en términos de MMBtu y la unidad más específica de combustible (es decir, barriles, bbls, para petróleo). El consumo de carbón termina con el retiro de AES y el consumo de petróleo disminuye con la integración de más RED. Mientras, en el escenario de 25% de RED, que se puede alcanzar con las instalaciones existentes, el gas experimenta un aumento en comparación con el escenario base, ya que la generación propulsada por gas reemplaza la generación que antes provino de AES. Pero el consumo de gas entonces disminuye a medida que es desplazado por la energía solar + batería en casos posteriores. En general, tanto el petróleo como el gas experimentan una disminución de 50% en consumo en el escenario del 75% de RED, además de la disminución del 100% en el consumo de carbón que incluyen todos los escenarios de RED. Como resultado, Puerto Rico sería menos susceptible a la volatilidad de los precios de combustibles y tendría más soberanía energética con una mayor adopción de RED. Esta reducción en el consumo de combustible también se traduce en una reducción de más del 70% en las emisiones de dióxido de carbono en el caso del 75% RED.

Tabla 7: Consumo anual de combustible y emisiones por escenario

		Escenario base	25% RED	50% RED	75% RED
Consumo (MMBtu)	ccarbón	30,095,500	-	-	-
	petróleo	28,868,900	24,086,510	19,235,470	12,613,700
	gas	58,462,330	65,887,810	44,084,710	27,454,930
Consumo (unidades de tipo combustible)	ccarbón (toneladas cortas)	1,544,151	-	-	-
	petróleo (bbls)	4,884,857	4,146,285	3,326,911	2,182,950
	gas (BCF)	58.46	65.89	44.08	27.45
Emisiones de dióxido de carbono (toneladas)	Total	8,892,978	5,806,914	4,131,259	2,623,456
Cambio a partir del escenario base					
	ccarbón		(30,095,500)	(30,095,500)	(30,095,500)

Consumo (MMBtu)	petróleo		(4,782,390)	(9,633,430)	(16,255,200)
	gas		7,425,480	(14,377,620)	(31,007,400)
Emisiones de dióxido de carbono (toneladas)	Total		(3,086,064)	(4,761,719)	(6,269,522)
Porcentaje de cambio desde el escenario base					
Consumo (MMBtu)	carbón		-100%	-100%	-100%
	petróleo		-17%	-33%	-56%
	gas		13%	-25%	-53%
Emisiones de dióxido de carbono (toneladas)	Total		-35%	-54%	-70%

En general, a medida que se integran RED, los costos totales de producción disminuyen en todos los casos evaluados. Los costos de producción, también conocidos como costos variables, miden los gastos de combustible, los costos variables de operaciones y mantenimiento (VO&M) y los costos de arranque/apagado. Los costos de producción no incluyen costos fijos, costos de capital, costos fijos de operaciones y mantenimiento (FO&M), ni costos para construir y mantener la red de transmisión y distribución. Cabe señalar que este informe no evalúa los costos adicionales, lo que será atendido en un informe posterior proporcionado por Energy Futures Group, que se elaboró en conjunto con este análisis.

Como se muestra en la Tabla 8 los costos totales de producción disminuyen significativamente a medida que se integran RED al sistema. La gran mayoría de las reducciones de costos provienen de la disminución de costos de combustible, mientras que el costo de VO&M también disminuye. Los costos de arranque, que se incluyeron para estimar tanto el combustible de arranque, como el aumento del mantenimiento y la degradación, aumentan ligeramente en los escenarios de 25% y 50% RED, pero comienzan a disminuir en el escenario de 75% RED. Los costos de arranque en todo el sistema se calcularon categorizando los arranques de cada unidad como calientes, cálidos o fríos dependiendo del tipo de unidad y aplicando los respectivos costos de capital y mantenimiento, los costos de combustible de arranque y los costos auxiliares de energía y operaciones de NREL¹⁴.

Los ahorros de introducir más RED en la red eléctrica, a la vez que se retira la generación basada en combustibles fósiles, son considerables. La Tabla 8 muestra que los ahorros oscilan entre aproximadamente \$97 millones y \$613 millones por año.

Sin embargo, estos ahorros, además de otros beneficios como costo evitado en capacidad, el aplazamiento de inversión capital en transmisión y distribución, las emisiones evitadas y los beneficios

¹⁴ Laboratorio Nacional de Energías Renovables, Costos Cíclico de Centrales Eléctricas, <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/55433.pdf>

de resiliencia, tendrán que utilizarse para pagar el costo de inversión capital en RED, baterías y fotovoltaicos, así como las mejoras necesarias en el sistema de distribución.

Estos ahorros pueden verse también, no solo como dólares absolutos, sino desde la perspectiva de ahorros por el total de energía solar adicional disponible, medida como (\$/MWh). Para calcular esto, divida los ahorros de la Tabla 8 por el total de energía solar adicional disponible en MWh para los respectivos casos versus el escenario base. Los resultados muestran que hay un ahorro de entre \$43 y \$75/MWh por energía solar adicional en el sistema.

Tabla 8: Costos totales de producción y costos de energía evitados (en dólares reales de 2020)

	Escenario base	25% RED	50% RED	75% RED
Costo de combustible (\$000)	1,002,788	926,212	677,269	432,365
Costo de VO&M (\$000)	59,143	32,059	20,756	12,890
Costo de inicio (\$000)	23,899	30,886	33,510	27,739
Costo de producción total (\$000)	1,085,830	989,158	731,534	472,994
Diferencia del escenario base (\$000)	N/A	96,672	354,296	612,836
Ahorro por energía solar adicional (\$/MWh)	N/A	43.27	68.23	75.27

Basado en el tipo de unidad, la mayoría de los ahorros entre el caso base y los escenarios RED, proviene de reducción de costo al desplazar unidades de carbón, ST y GT, como se muestra en la Ilustración 21. Mientras, las unidades CC tienen un aumento en costos desde el escenario base hasta el escenario del 25% RED, ya que estas unidades reemplazan gran parte de la generación con carbón y asumen una mayor función de carga base.

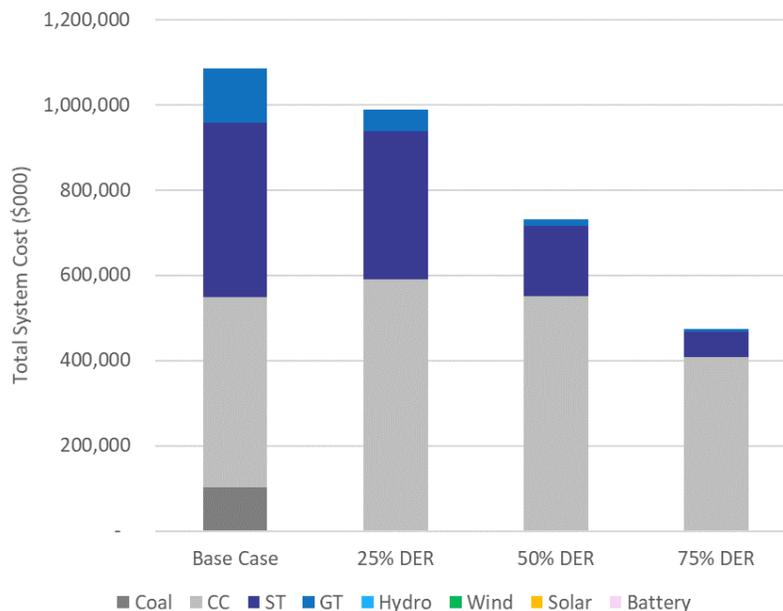


Ilustración 21: Costo total del sistema (\$000 reales 2020) por tipo de unidad

5.3 Flujos de energía regionales

Otro beneficio de la integración RED es que los recursos se ubican directamente en las cargas, reduciendo la cantidad total de energía que fluye a través de la red de transmisión. Esto produce confiabilidad, resiliencia y beneficios por disminución en las pérdidas de transmisión. Actualmente, la generación de Puerto Rico se encuentra predominantemente en la zona sur de la isla y se transfiere a través de transmisión de alto voltaje a los centros de carga en San Juan y Bayamón. Esto hace que el sistema sea susceptible a interrupciones debido a fallas de transmisión causadas por el clima y cortes de línea.

El flujo anual regional entre las ocho regiones de la AEE se presenta en la Ilustración 22, donde las cifras positivas representan exportaciones netas y las cifras negativas representan importaciones netas. En el escenario base, Ponce ES y Ponce OE son los únicos exportadores netos entre las ocho regiones. Sin embargo, con el retiro de AES a partir del escenario de 25% RED, Ponce ES se convierte en un importador neto. La tendencia general desde el escenario base al 75% RED es que los flujos netos disminuyen a medida que cada región individual se vuelve más autosuficiente con el aumento de los RED ubicados en las respectivas regiones. A pesar de que cada región se vuelve menos dependiente de las regiones vecinas para obtener energía, el desequilibrio general de la parte sur de la isla, particularmente Ponce OE, provoca que continúe enviando energía a las regiones del norte, pero en menor medida. Incluso San Juan se convierte en un pequeño exportador neto, predominantemente a cargas vecinas en Bayamón, ya que el gran aumento de la energía solar comercial fluye hacia las regiones vecinas.

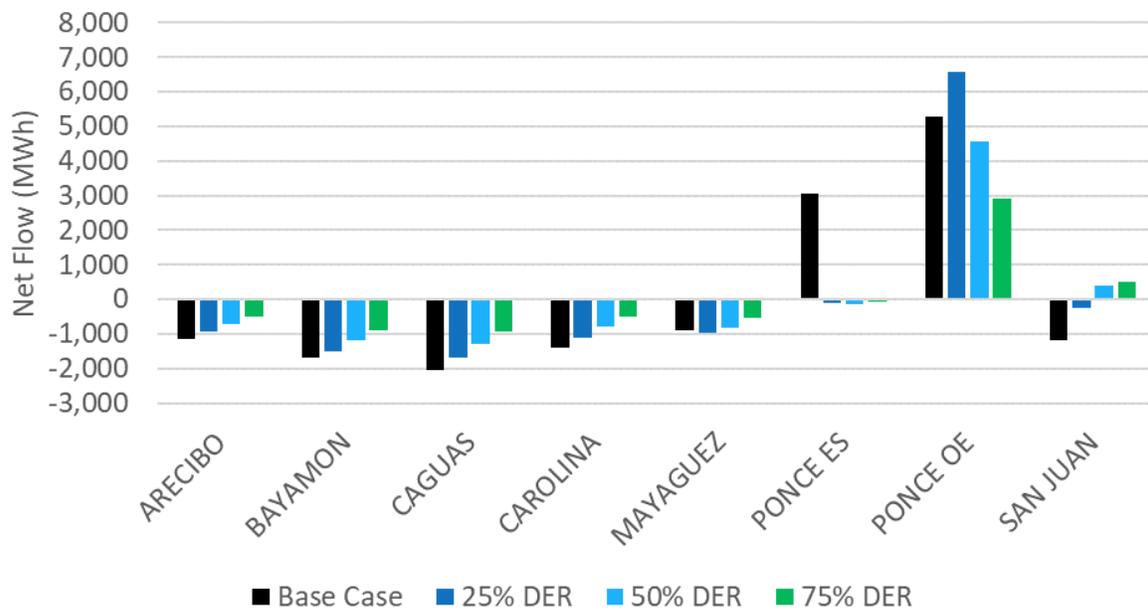


Ilustración 22: Flujos netos anuales por regiones

Los flujos netos anuales que se muestran en la Ilustración 22 se alinean con las curvas de duración de flujo neto por hora resaltadas para cada región en la Ilustración 23. Las curvas de duración ordenan los flujos por hora de cada región de mayores (exportación) a menores (importación). Esto ilustra que la

mayoría de las regiones verán cambios en los flujos netos de transmisión a lo largo del año. A partir de este gráfico, se pueden hacer las siguientes observaciones:

- Arecibo, Bayamón, Caguas, Carolina, Mayagüez y San Juan ven un aumento en el número de horas con flujos netos positivos fuera de su respectiva región.
- Ponce ES experimenta una fuerte disminución en los flujos netos desde el escenario base a los casos de RED más altos, en gran parte debido al retiro de AES.
- Ponce OE muestra una tendencia diferente: con gran parte de la capacidad basada en combustibles fósiles de la isla ubicada en Ponce OE, sigue siendo un fuerte exportador a otras regiones. Una vez que hay más retiros de generadores basados en combustibles fósiles y un aumento de RED, Ponce OE comienza a seguir la misma tendencia que las otras regiones.
- El cambio en los flujos es más pronunciado durante aproximadamente la mitad del año, lo que representa los cambios provocados por la generación solar durante las horas de luz del día.

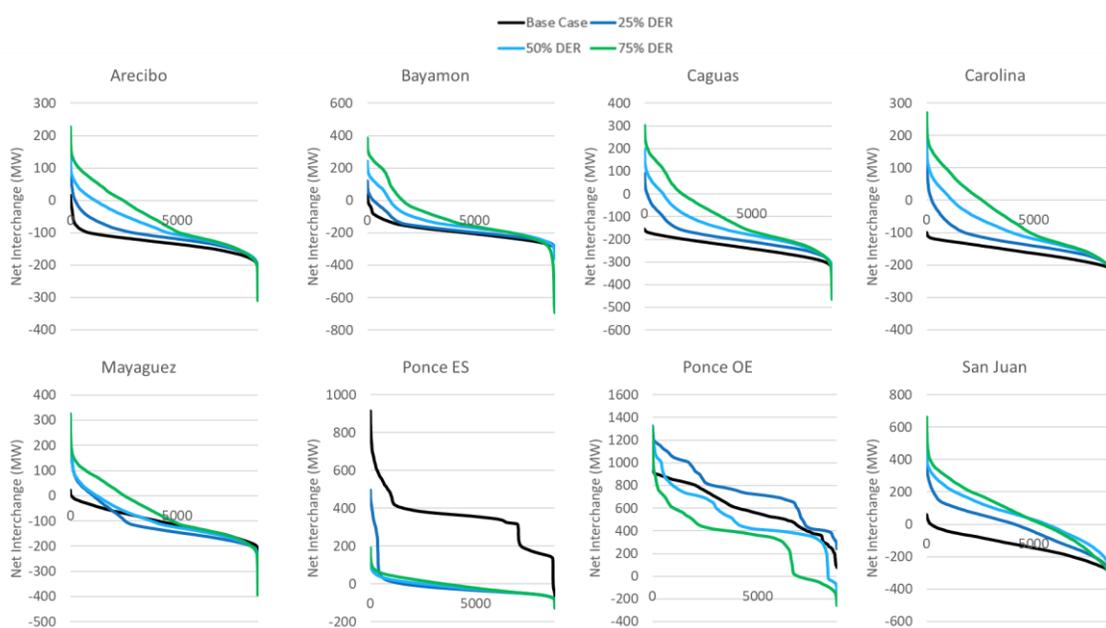


Ilustración 23: Curvas de duración de flujos netos por hora (MW)

5.4 Operaciones de sistemas de energía solar y almacenamiento de baterías

Si bien la sección anterior se centró en la transmisión total del sistema y los cambios en la flota fósil, también es importante evaluar la utilización de los recursos solares y de almacenamiento. Una métrica importante es la limitación en inyección renovable general, que representa la cantidad de generación renovable variable que no se puede suplir a la red debido al exceso de oferta y restricciones de flexibilidad. Esto puede ocurrir tanto para el recurso eólico como para el solar y a menudo se presenta como un porcentaje de la generación total disponible según las condiciones climáticas.

Con el aumento coincidente del almacenamiento de baterías, el aumento en la limitación en inyección renovable de RED solar se mitiga efectivamente, a pesar de que la energía solar fotovoltaica excede la carga total en muchas horas del día. La Ilustración 24 muestra la limitación en inyección renovable anual

de los recursos eólicos y solares, como porcentaje de la energía disponible. Esta imagen muestra que la limitación en inyección de los recursos solares siempre es bastante baja y es más alta (sobre una base relativa) en el escenario base antes de que se agregue cualquier almacenamiento. Esta misma relación se aplica a la energía eólica que se limita. Es más alto en el escenario base sin restricciones en los casos de 25% y 50% RED, pero experimenta un ligero repunte en el caso del 75% RED. La limitación en inyección del viento es mayor que la solar (sobre una base relativa) por dos razones; por un lado, no está emparejado con el almacenamiento de energía de batería y, por lo tanto, es menos probable que se cambie a períodos de tiempo posteriores y, en segundo lugar, se le da “prioridad” a la generación de RED porque representa la generación ubicada en la localidad del cliente. Desde una perspectiva de energía renovable total, la limitación en inyección renovable se limita a no más del 1% en todos los escenarios de RED.

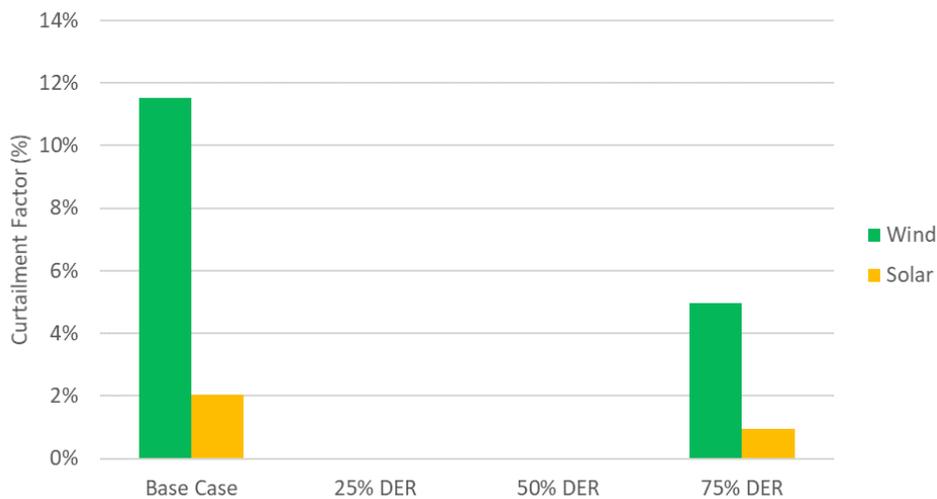


Ilustración 24: Factor de reducción por tipo de unidad

Este nivel bajo de limitación en inyección renovable se debe principalmente a la cantidad de almacenamiento de batería que también se añade a los sistemas híbridos. El impacto del almacenamiento de batería se observa claramente en la Ilustración 25, que muestra la generación neta de la flota de almacenamiento de baterías para el día promedio a lo largo del año. Los números positivos representan la descarga de baterías y el aumento de la generación en la red, y los números negativos representan la carga (o el aumento de la carga). En el eje X hay 24 horas, desde 0 a 23.

El gráfico muestra la descarga promedio de las baterías durante las horas de carga pico de la tarde, después de la caída del sol (entre las horas 17 y 23), y las horas de carga temprano en la mañana, antes de que amanezca (horas 0-6). La carga ocurre principalmente en la mitad del día, de acuerdo con el perfil de generación solar. Esto coincide con el comportamiento que se muestra en la Ilustración 17: Diagramas de transmisión para Los cambios de generación neta destacan por qué vemos una limitación en inyección renovable mínima de la energía solar al agregar almacenamiento. A medida que los RED aumentan del 25% al 75%, la cantidad de generación que carga las baterías a mitad del día aumenta notablemente, de poco más de 500 MW, en el caso del 25% RED, a más de 1,500 MW, en el caso de 75% RED.

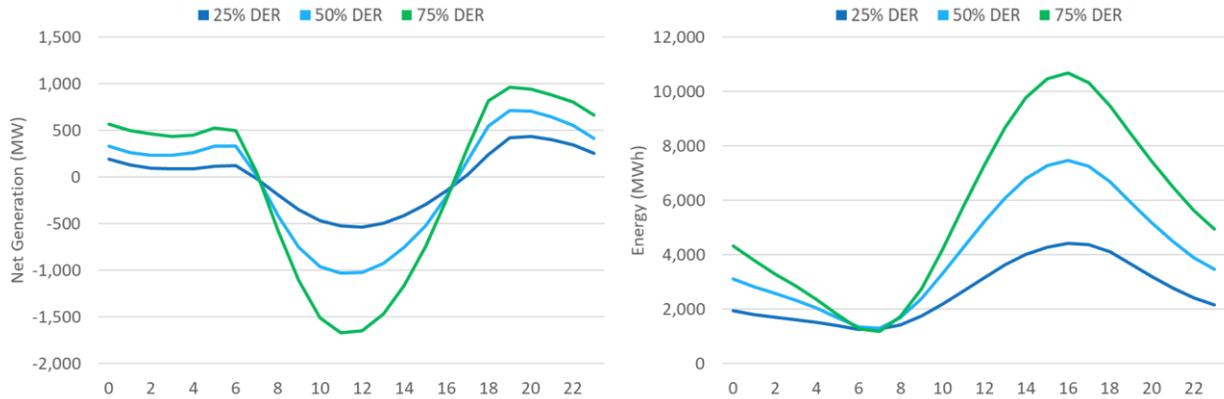


Ilustración 25: Generación neta de batería promedio (izquierda) y estado de carga (derecha) por hora del día

Si bien mirar los datos de generación neta es útil, también vale la pena mirar la energía total, o MWh, de almacenamiento durante un día promedio, como se muestra en la Ilustración 26. Esto representa la cantidad de energía, en promedio, que se almacena en la batería para su uso posterior. El mismo perfil se aprecia con la carga de baterías durante el día (aumentando el almacenamiento de la batería a niveles más altos) y la descarga en las horas de la mañana y la noche (agotando el almacenamiento de la batería a niveles más bajos). Desde el escenario de 25% RED hasta el 75% RED hay más del doble de energía almacenada en las baterías en las horas pico de la noche. A pesar del escenario de 75% RED a partir de este nivel más alto, las baterías en promedio se reducen a un punto muy similar en los tres casos. Esto se debe al hecho de que las baterías también pueden proporcionar valiosos servicios de red y parte de la energía se almacena durante los períodos nocturnos para que las baterías puedan proporcionar reservas en caso de que se necesiten inesperadamente.

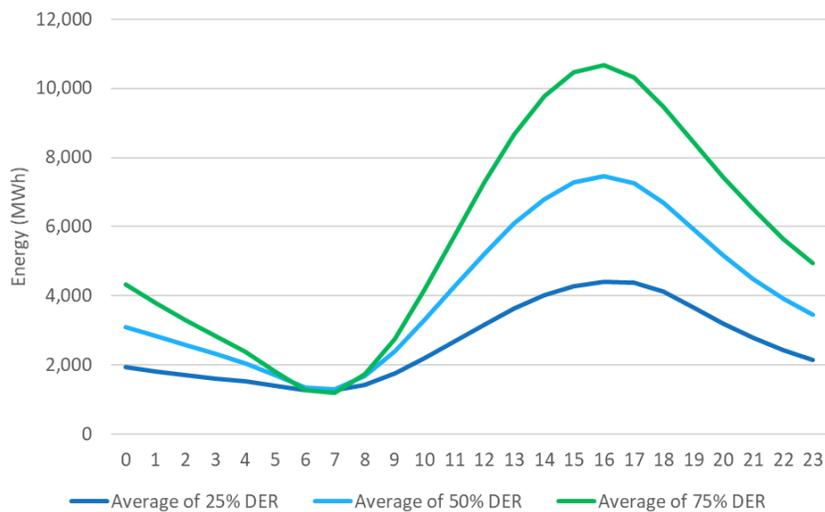


Ilustración 26: Energía BESS para el día promedio por año

Otra medida útil para la utilización de la batería es la cantidad de ciclos que se acumulan a lo largo del año. Mide el rendimiento total de energía de la batería, donde una carga y una descarga completas son

un ciclo. También se pueden acumular ciclos parciales, donde dos eventos de carga y descarga del 50% equivalen a un ciclo. El número total de ciclos proporciona una indicación de cuánto se utiliza el almacenamiento y también es importante medir la degradación esperada. Hay varias razones por las que las baterías no se descargan completamente todos los días:

- El recurso solar es bajo y no proporciona suficiente energía para cargar las baterías y la carga de la red puede no ser económica ni necesaria;
- La batería no está completamente descargada porque se está utilizando para proporcionar reservas de contingencia.

Si la red puede aceptar la energía puede resultar más económico inyectar la energía en la red que almacenar la energía en la batería, por las pérdidas de eficiencia de carga y descarga. Esto se muestra en la Ilustración 27, donde el escenario de 25% RED tiene un promedio de ciclos de recursos de batería de aproximadamente 270 veces al año, mientras que el caso de 75% RED tiene alrededor de 325 ciclos por año. Téngase en cuenta que esto no considera posibles casos adicionales de uso de almacenamiento detrás del contador, que pueden cambiar la utilización de la batería debido al uso de un cliente individual. Por ejemplo, cualquier sistema de batería individual puede tener una salida considerablemente diferente al promedio de todo el sistema, pero en la red el sistema vería la utilización de la batería de los generadores durante las horas pico de carga de la tarde y las cargas durante el mediodía.

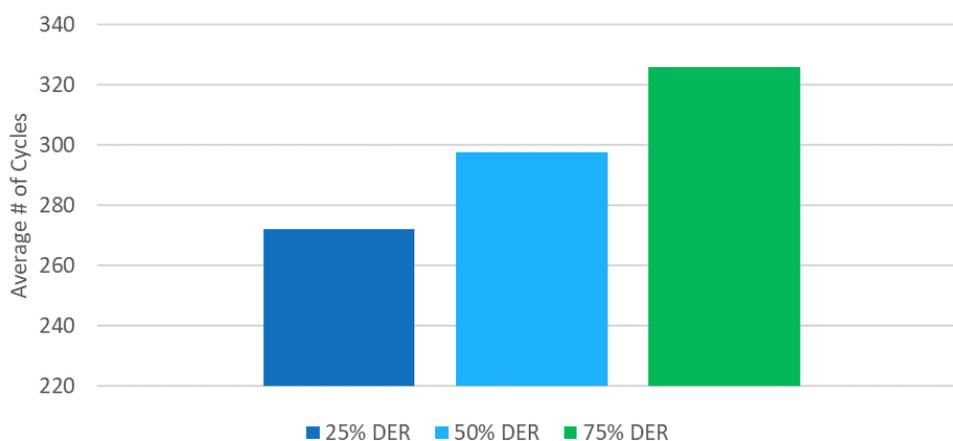


Ilustración 27: Número anual de ciclos de batería por escenario

5.5 Generación instantánea con recursos basados en inversores

Si bien la sección anterior abarca la generación anual y la utilización de RED, es fundamental evaluar también el funcionamiento instantáneo de estos recursos durante todo el año. Esto se debe a que tanto los recursos solares como los de baterías (así como el viento) son recursos basados en inversores (IBR). Los IBR se basa en electrónica de potencia, incluido el inversor, que ayudan a estas unidades a regular adecuadamente su rendimiento para cumplir con las condiciones de la red en cualquier momento. A medida que estos recursos desempeñan un papel más importante en la red, podría haber desafíos operativos, que se examinan en detalle en la Sección 6. Es importante señalar que debido a que los recursos solares y eólicos son variables, a veces pueden alcanzar niveles muy altos de penetración

(como porcentaje de la combinación total de recursos de la red), incluso si sus niveles de generación anual son relativamente modestos.

La Ilustración 28 muestra que, cuanto más IBR se agrega con cada escenario, todas las horas tienen mayor generación total y porcentaje de IBR generando. Cabe destacar que en el caso 50% RED y 75% RED hay horas con el 100% de generación proveniente de IBR, incluso después de usar el almacenamiento para trasladar gran parte de la generación excedente. Dado que las tecnologías de inversores necesarias para gestionar estas condiciones aún están en desarrollo, será necesario abordar la confiabilidad a través de cambios operativos para mitigar los retos, así como considerar los condensadores síncronos en casos de mayor penetración. En el caso del 50% de RED, solo 4 horas durante todo el año tienen toda su energía proveniente de IBR, lo que sugiere que este desafío podría mitigarse con cambios operativos. Sin embargo, en el caso del 75% RED casi 1,250 horas tienen el 100% de la generación procedente de IBR, lo que representa poco más del 14% de todas las horas del año. Se espera que la tecnología de inversores avance en los próximos años para mitigar estas situaciones, pero de no ser así, la introducción de condensadores síncronos podría proporcionar la estabilidad necesaria.

También es útil ver estos datos desde una perspectiva de MW absolutos en la gráfica izquierda. La generación de IBR a menudo supera la carga máxima (2,120 MW) tanto en los casos del 50% de RED como en los casos del 75% debido al hecho de que gran parte de la generación entra directamente en los sistemas de almacenamiento de baterías.

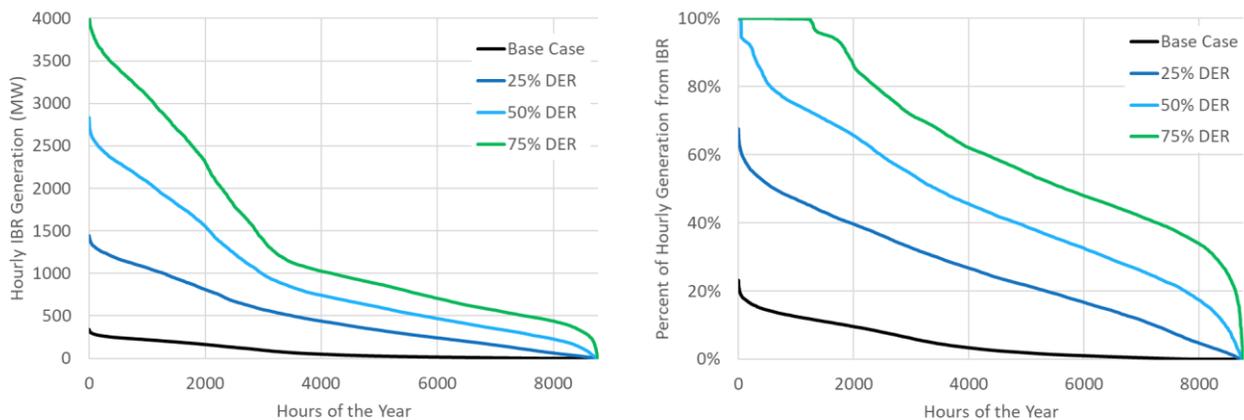


Ilustración 28: Curva de duración de la generación de IBR (izquierda) y porcentaje de generación total (derecha)

Según lo mencionado arriba, la carga pico es solo 2,120 MW, por lo que está claro que hay horas en que la energía solar genera mucho más que la carga. Aunque este exceso de energía podría reducirse, la Ilustración 24 muestra que esto rara vez sucede. Por el contrario, este excedente es utilizado para cargar baterías. La Ilustración 29 destaca cómo incluso en el caso de 25% RED hay horas en las que la energía solar se acerca al 100% de la carga. En el momento en que el sistema alcanza el 50% de RED y el 75% de RED, el sistema experimenta momentos en los que la energía solar genera más del 200% de la carga del sistema. Este gráfico destaca el gran rol que tiene el almacenamiento de baterías en el sistema y la escala de la combinación de recursos evaluadas en este estudio.

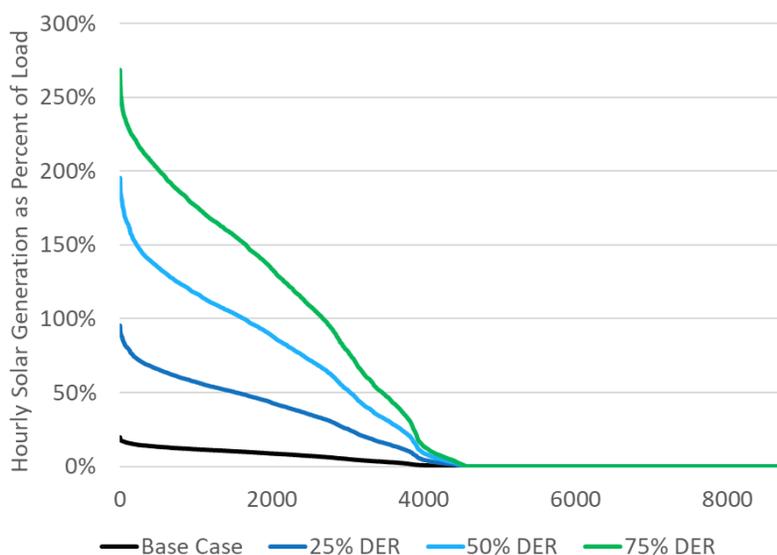


Ilustración 29: Curva de duración de la generación solar por hora como porcentaje de carga

Otra forma de ver el impacto del aumento de IBR en el sistema es observar el número de unidades basadas en combustibles fósiles en línea en cada hora del año. Esto se relaciona directamente con la cantidad de inercia sincrónica en línea (discutida más en la Sección 6). Un sistema es generalmente más estable con una mayor cantidad de unidades en línea, ya que hay más inercia y capacidad para maniobrar el sistema para compensar la pérdida de cualquier generador u otros cambios inesperados en las operaciones de la red. En la Ilustración 30, el escenario base tiene entre 20 y 6 unidades en línea a una hora determinada, mientras que los casos con más RED rara vez tienen más de 8 unidades en línea. Tanto los casos de 50% RED como el 75% de RED casi siempre tienen menos de 6 unidades en línea, el número mínimo de unidades en línea durante cualquier hora del escenario base. Las horas durante las cuales hay menos unidades de combustibles fósiles en línea corresponden a períodos de mayor generación solar en los escenarios de RED. Las unidades que permanecen en línea durante estos períodos son las que proporcionan más carga de base, como energía, incluso si a menudo se ven obligadas a funcionar en ciclos, que en los escenarios de RED son las unidades de ciclo combinado. Este comportamiento se ilustra en los diagramas de distribución incluidos en la Ilustración 17: Diagramas de transmisión para y la Ilustración 18. El número de unidades fósiles en línea no representa un problema en sí mismo, pero es una métrica clave para tener en cuenta. Especialmente porque el sistema pasa una cantidad cada vez mayor de tiempo operando en el rango de 2 a 0 unidades como se experimentó en el caso de 75% RED.

Como se muestra arriba, el porcentaje de generación de las unidades basadas en combustibles fósiles es una forma útil de ver el impacto que tiene la mayor penetración de RED en el sistema. En la Ilustración 31, el escenario base depende casi por completo de la generación basada en combustibles fósiles, mientras que hay una disminución marcada en su dependencia a medida que aumenta la acumulación de RED. Esto es evidente también cuando se observa la cantidad absoluta de generación de unidades basadas en combustibles fósiles como se muestra en la Ilustración 32. Aunque la dependencia de unidades basadas en combustibles fósiles disminuye mientras aumenta la capacidad de RED, todavía se

necesitan por más de un tercio del año para cubrir más del 50% de la carga, incluso en el escenario del 75% de RED. Estas son horas en las que hay baja luz solar y/o alta demanda.

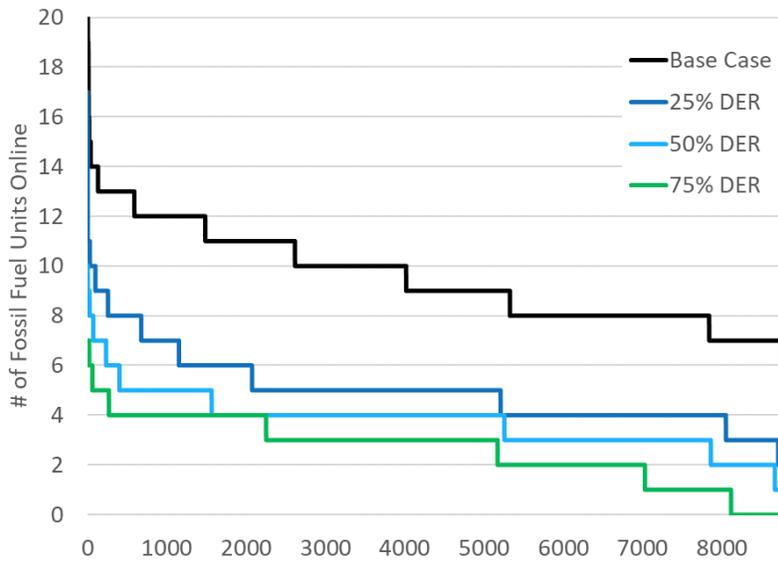


Ilustración 30: Curva de duración del número de unidades de combustible fósil en línea

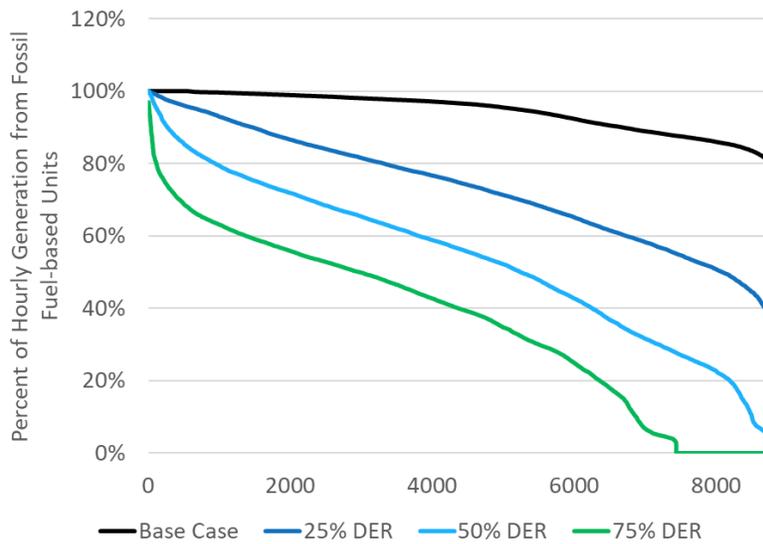


Ilustración 31: Curva de duración del porcentaje de generación por hora a partir de unidades basadas en combustible fósil

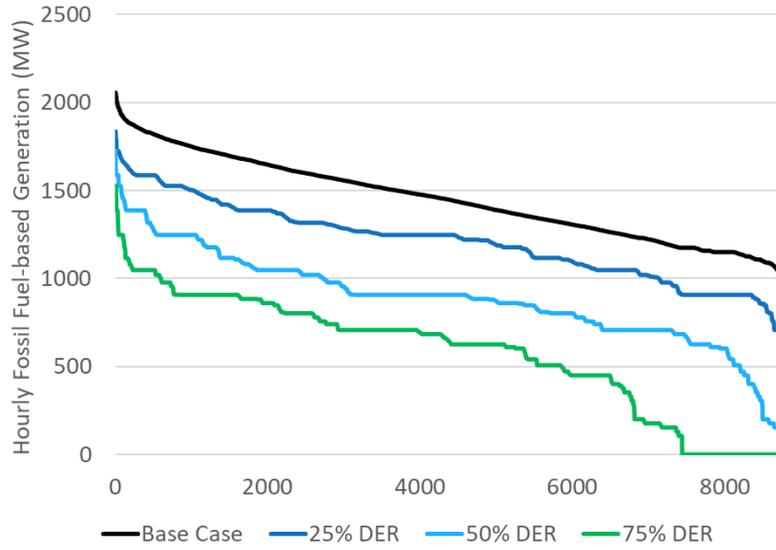


Ilustración 32: Curva de duración de la generación por hora a partir de unidades basadas en combustible fósil

6 Análisis de estabilidad de la red y resultados

6.1 Introducción

Todas las redes eléctricas deben ser analizadas para asegurar un funcionamiento estable bajo una gran variedad de condiciones de funcionamiento, entornos y eventos de perturbación de la red. Esto es así, independientemente del nivel de energías renovables en la red. Sin embargo, las redes con niveles muy altos de energías renovables se enfrentan a desafíos técnicos más agudos debido a los altos niveles de recursos basados en inversores (IBR) como los sistemas fotovoltaicos y de baterías y el desplazamiento de plantas de energía convencionales con tecnología de máquina síncrona. Sin embargo, estos nuevos recursos también ofrecen nuevos beneficios para respaldar la red de formas que antes no estaban disponibles con la tecnología convencional de plantas de energía. Estos beneficios se deben principalmente a la flexibilidad y velocidad de los inversores que forman la interfaz entre el recurso (solar o batería) y la red. La flexibilidad se debe a una respuesta programable de inversores a diferentes condiciones de la red y eventos de la red. La velocidad se refiere a la velocidad más rápida a la que los IBR son capaces de responder a las condiciones cambiantes de la red. Si bien una respuesta rápida o más rápida no siempre es deseable, puede ser útil en ciertas circunstancias. Estas ventajas, junto con un depósito de energía como en el caso del almacenamiento de baterías, crean una combinación poderosa (como se muestra a través de simulaciones de la red en esta sección) que puede ayudar a apoyar una red futura con una combinación de generación dramáticamente diferente a la que existe hoy.

6.2 Desafíos técnicos evaluados

Para evaluar la estabilidad de la red en los escenarios propuestos de alta integración de energía renovable, se han evaluado los siguientes aspectos de la estabilidad dinámica de la red mediante la simulación de la respuesta de la red a eventos disruptivos o perturbaciones de la red. Al estudiar una red a niveles tan altos de generación basada en inversores, es importante reconocer las limitaciones de las herramientas de simulación y diferenciar entre los desafíos que plantean las herramientas de simulación y los desafíos que plantea la operación de la red física en sí. En la Tabla 9 se presenta una descripción general de estos desafíos.

Tabla 9: Visión general y diferenciación de los desafíos para redes con alto nivel de energía renovable

Desafíos de estabilidad de la red (físico)	Desafíos de análisis (modelo de simulación)
Estabilidad de frecuencia (es decir, baja inercia)	Divergencia numérica de la solución
Recuperación de fallas (es decir, apoyo a red durante la falla “ride-through”)	Detalle insuficiente del inversor representado
Estabilidad del control del inversor	Detalles insuficientes de la red representada

Desafíos de estabilidad de la red

El desafío de estabilidad de frecuencia se refiere a la capacidad de una red para mantener una frecuencia cerca de su valor nominal, en este caso, 60Hz. Las grandes desviaciones en la frecuencia del sistema del valor nominal (mayor que aproximadamente 1Hz) activan esquemas de protección de emergencia como la pérdida de carga, mientras que las desviaciones muy grandes en la frecuencia

(superior a aproximadamente 2Hz) empujan la red al borde de su límite y a menudo dan lugar a un colapso o apagón general.

La frecuencia de la red se mantiene cerca de 60 Hz manteniendo un equilibrio entre generación y carga. Si la generación supera la carga (por ejemplo, debido a una pérdida repentina de carga), entonces la frecuencia de la red aumenta y la generación debe reducirse para devolver la frecuencia a nominal. Si la generación cae por debajo de la carga (por ejemplo, debido a una pérdida repentina de generación), entonces la frecuencia de la red disminuye y se debe inyectar energía adicional a la red, o se debe reducir o eliminar la carga para restablecer la frecuencia de la red.

Estas medidas correctivas deben tomarse rápidamente, en pocos segundos o menos, para ser efectivas. Esto se debe a que la frecuencia de la red seguirá desviándose cada vez más de su valor nominal hasta que se restablezca el equilibrio de energía. Proporcionar la energía correctiva demasiado tarde resultará en un apagón de la red si la frecuencia de la red ya ha llegado a un punto más allá del cual no hay retorno debido a la desconexión excesiva de otros generadores por razones de autoprotección. Además, la ventana de tiempo para restablecer el equilibrio de energía después del evento de la pérdida inicial de generación depende principalmente del tamaño del desequilibrio de energía inicial (MW de generación de energía que produce el generador que se desconecta repentinamente o "saltos") y de la cantidad y tamaño de las máquinas síncronas restantes (unidades generadoras convencionales) en línea. Cada máquina síncrona en línea proporciona una "inercia" a la red que se opone a cambios repentinos en la frecuencia de la red, al igual que un auto se mantiene en movimiento en una carretera, incluso si de repente no se pisa el acelerador. Más máquinas síncronas y máquinas síncronas físicamente más grandes contribuyen a mayores cantidades de inercia, lo que ayuda a proporcionar una ventana de tiempo más larga para corregir el desequilibrio de voltaje. Sin embargo, a medida que pone en línea más generación renovable y se necesitan menos máquinas síncronas, la inercia de la red disminuye y la ventana de tiempo para responder a una pérdida de generación, particularmente una gran pérdida de generación, disminuye.

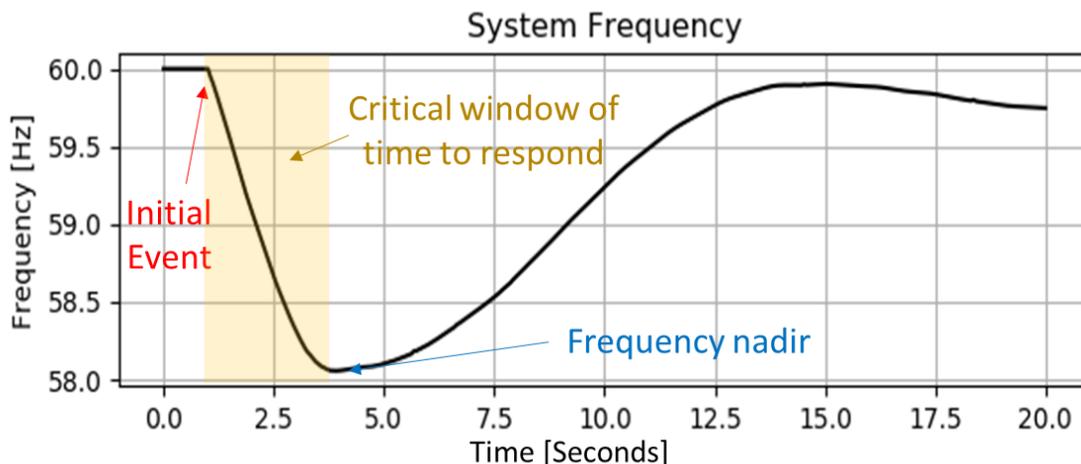


Ilustración 33: Ilustración de un evento de pérdida de generación en la frecuencia de la red

En este análisis, el enfoque se centra en un evento de pérdida de generación porque generalmente es más difícil aumentar rápidamente la energía de generación que reducir rápidamente la energía de la

generación existente, como sería necesario para corregir un evento de pérdida de carga. En este análisis, se presume que la carga auxiliar de una unidad generadora permanece en línea incluso si el generador se pierde, lo que es típico ya que las bombas, ventiladores y sistemas de control de una planta de energía están diseñados para permanecer conectados a la red incluso si el generador se desconecta.

Otro grupo de desafíos se denomina "recuperación de fallas", que es la capacidad de la red para recuperarse de un evento de falla o un cortocircuito en la red. Las fallas en la red pueden ser causadas por obstrucciones como árboles que caen en las líneas de transmisión, rayos en las líneas o torres, el colapso de las torres de transmisión, etc. Cuando ocurre una falla de este tipo, la red está diseñada para retirar rápidamente del servicio la línea de transmisión dañada, por lo tanto "despeja" la falla de la red, como se muestra en la Ilustración 1. La intención es que la red siga funcionando sin la línea en servicio hasta que se pueda enviar un equipo para reparar la línea.

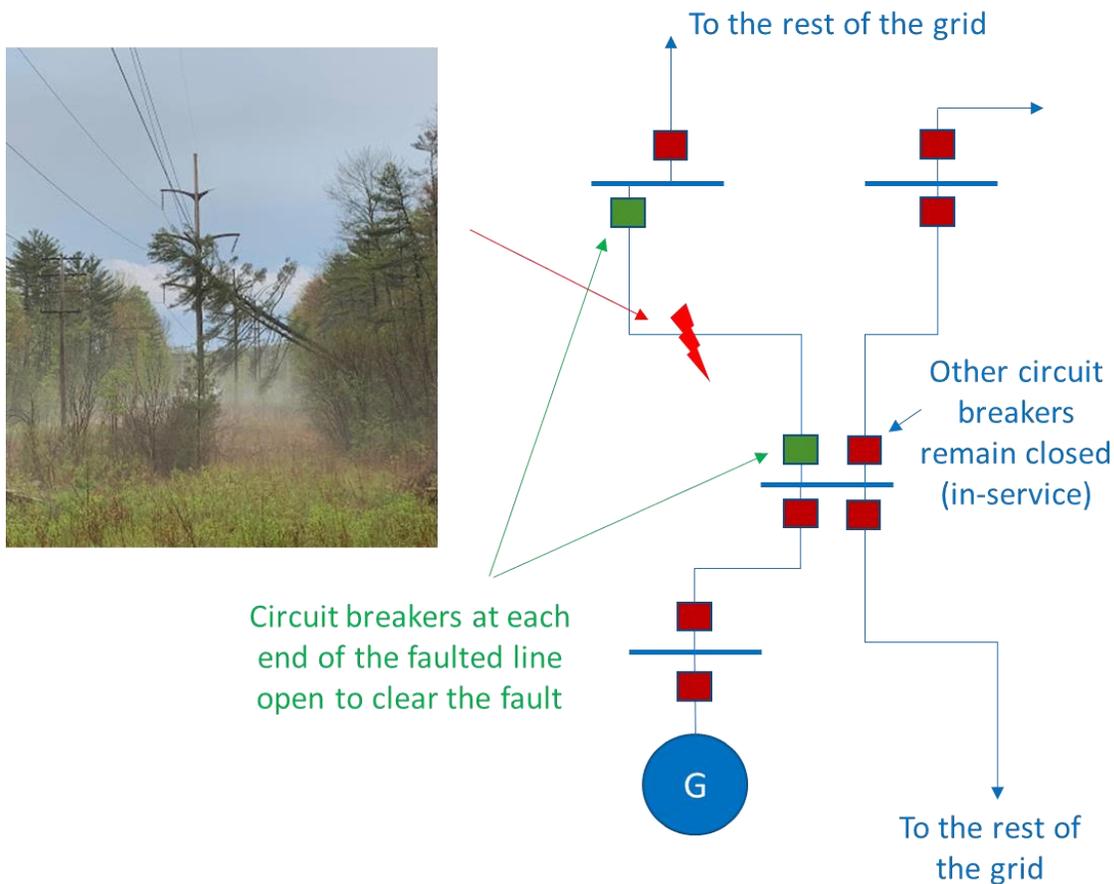


Ilustración 34: Ilustración de un evento de error en la red

En el breve período de tiempo entre el inicio de la obstrucción que entra en contacto con la línea de transmisión y el momento en que se abren los disyuntores en cualquiera de los extremos de la línea, el voltaje en la línea disminuye severamente de un voltaje normal de casi 1.0 por unidad (pu) a cerca de 0.0 pu, como se muestra en Ilustración 35.

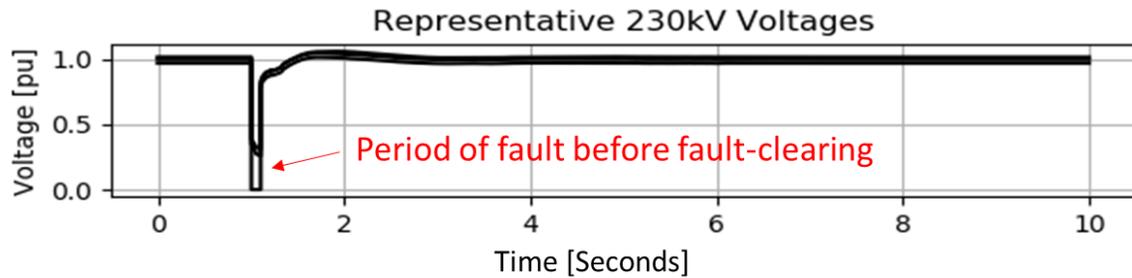


Ilustración 35: Ilustración de una simulación de evento de falla

Durante un evento de falla en el que los voltajes están severamente disminuidos, la capacidad del sistema de transmisión para enviar energía es muy limitada, de modo que los generadores no pueden entregar la energía que están generando y la carga deja de recibir energía repentinamente. El impacto que esto tiene en la red depende en gran medida del tipo de generación (síncrona o basada en inversor), la configuración de los controles del generador, los tipos de cargas (es decir, las cargas de iluminación eléctrica se comportan de manera muy diferente a las cargas de motores eléctricos en los acondicionadores de aire), y el nivel de la disminución de voltaje como se ve en cada generador y carga. Además, la respuesta de la red a una falla depende de cuánto dure esta (el tiempo antes de que se elimine la falla) y del número de fases implicadas en la falla. Para este análisis, se presume que las fallas tienen una duración de 100 ms, que incluye las tres fases, y tienen cero impedancias de falla; supuestos alineados con las prácticas de planificación de la transmisión de la AEE. Es importante tener en cuenta que las fallas trifásicas son el tipo de falla más grave y también el tipo de falla más rara en un escenario real. Por lo tanto, estas suposiciones se consideran conservadoras.

El conjunto final de desafíos considerados son los desafíos de estabilidad del control del inversor. Estos se refieren generalmente al comportamiento de un inversor para responder de manera estable a los eventos de la red como pérdida de generación y los eventos de fallas descritos. Ejemplos de comportamiento inestable incluyen el comportamiento oscilatorio cuando el inversor no se mantiene en línea durante la falla y no logra recuperarse de la falla sin causar voltajes o corrientes perjudiciales para el inversor u otro equipo. Si bien el comportamiento oscilatorio en el tiempo puede ser aceptable durante breves períodos de tiempo (comportamiento bien amortiguado), las oscilaciones sostenidas o crecientes no son aceptables. Tales oscilaciones pueden ser el resultado de un ajuste incorrecto de los controles del inversor para las condiciones de la red, o pueden ser el resultado de interacciones entre varios inversores y / o máquinas sincrónicas en el sistema. Estos comportamientos inestables suelen comenzar por un evento de falla o pérdida de generación y, por lo tanto, las perturbaciones simuladas también están probando la estabilidad del control del inversor.

Este análisis pretende ser una incursión inicial en el estudio de un conjunto ambicioso y desafiante de escenarios propuestos que muestra una ruta viable a seguir mediante la identificación de desafíos, posibles mitigaciones, y donde se requiere más atención. Se reconoce que este análisis no cubre todos los aspectos de la estabilidad de la red. Por ejemplo, los sistemas de protección de la transmisión son una parte crítica del funcionamiento de una red confiable, ya que son responsables de identificar rápidamente las fallas en el sistema de transmisión y despejarlas con un impacto mínimo. La industria ha reconocido que los altos niveles de IBR presentan nuevos desafíos en la correcta identificación y discernimiento de las fallas de la red por parte de algunos sistemas de protección de la transmisión. Si

bien este análisis considera la protección básica del sistema de transmisión (desviaciones de voltaje y frecuencia), no toma en cuenta el funcionamiento interno detallado de los relés de protección de línea de transmisión reales en la red, que deben considerarse en algún momento en el proceso de lograr los escenarios propuestos.

Desafíos de análisis

Las herramientas y modelos de simulación utilizados en este análisis son ampliamente utilizados en la industria para estudios de transmisión y análisis de estabilidad, y se ha encontrado que estos modelos funcionan bien para redes con niveles de bajos a moderados de equipos basados en inversores en relación con los niveles de equipos basados en máquinas sincrónicas en la red. A medida que la capacidad agregada de los IBR se aproxima a la capacidad agregada de las máquinas sincrónicas en el modelo de red, o incluso en una región del modelo de red, pueden surgir varios problemas en el dominio analítico:

- Las herramientas de simulación luchan para encontrar una solución numérica y converger. Si bien una falla en la convergencia puede ser indicativa de una condición de funcionamiento inviable en la realidad, este no es necesariamente el caso. Deben aplicarse otras herramientas o métodos para confirmar que tal conclusión es válida. Para mitigar este desafío, los parámetros de la herramienta de simulación se han ajustado para mejorar las características de convergencia del modelo.
- Es posible que las aproximaciones en el modelo de los controles y equipos de inversor reales pueden dejar de ser válidas en un escenario de red dominado por inversores. Por ejemplo, la simplificación u omisión de funciones y características de control especiales puede llegar a ser más pronunciada, de modo que el modelo ya no sea representativo del equipo real. En general, la industria tiene la intención de desarrollar modelos que sean conservadores, de manera que las imprecisiones debidas a simplificaciones realizadas al modelo provoquen que el modelo se comporte peor en la simulación que en el campo. Por lo tanto, el bajo rendimiento del modelo no siempre refleja un rendimiento deficiente del equipo. Para mitigar esto, se han aplicado y ajustado los mejores modelos de la industria para lograr un buen rendimiento.
- La herramienta de simulación, al ser un motor de solución de secuencia positiva de frecuencia fundamental, tiene una capacidad limitada para capturar toda la realidad física del mundo real. Los eventos transitorios muy rápidos, las respuestas transitorias, los desequilibrios de fase, los armónicos y los fenómenos no sinusoidales no se capturan en un modelo de este tipo. Se han desarrollado otras herramientas como las de análisis de transitorios electromagnéticos (EMT) para capturar de manera más completa estos detalles, así como para facilitar la representación completa del hardware y los controles del inversor. Sin embargo, estos modelos requieren un orden de magnitud mayor de detalle y complejidad, lo que los hace más apropiados para el trabajo de estudio detallado posterior y no para el trabajo de estudio inicial.

Puede ser difícil diferenciar entre un verdadero problema de estabilidad de la red y un problema de herramientas analíticas y modelado al analizar resultados de simulación dinámica con niveles muy altos de generación basada en inversores. En algunos casos, el modelo de simulación puede fallar y parecer que da como resultado una pérdida de la red cuando la operación de la red hubiera sido factible en realidad, lo que resulta en un falso negativo. También es posible tener resultados falsos positivos donde el modelo predice un funcionamiento estable para lo que sería inestable en realidad, pero estos casos

son raros ya que los modelos están generalmente diseñados para ser conservadores y evitar producir resultados falsos positivos. A través de la experiencia y el sondeo de las herramientas de simulación, se hace un juicio de ingeniería sobre los resultados de las simulaciones presentadas en este análisis para determinar en qué punto se deben creer los modelos PSSE y en qué momento se necesitan otras herramientas y modelos para sacar conclusiones.

6.3 Selección de casos

Las simulaciones de estabilidad de la red capturan la respuesta dinámica de la red en el transcurso de 10 a 20 segundos después de un evento de la red como pérdida de generación o un evento de falla. Dado que no es práctico simular la respuesta dinámica de la red a lo largo de todo un año, como se evaluó en el análisis de costos de producción, se seleccionó una muestra de "instantáneas" en el tiempo de cada uno de los escenarios para la simulación de estabilidad de la red dinámica. La selección de estas "instantáneas" es muy importante, ya que deben ser representativas de una serie de operaciones de la red y no ser seleccionadas de forma arbitraria como las operaciones en el peor o mejor de los casos, lo que sesgaría las conclusiones extraídas de los resultados.

Para guiar la selección de instantáneas representativas para la simulación dinámica, se definen y cuantifican dos factores importantes para cada hora del año para cada uno de los cuatro escenarios. Estos son:

- **Inercia del sistema**, H_{sys} [MW-s]: La inercia del sistema es una medida de la contribución total de inercia de todas las máquinas sincrónicas en línea. Los valores más bajos de inercia del sistema se asocian con menos máquinas sincrónicas en línea y dan como resultado que la frecuencia de la red se mueva más rápido después de una perturbación, lo que dificulta la recuperación exitosa de la red.

$$H_{sys} = \sum_0^i MVA_i H_i$$

Donde:

i es la i^{th} máquina sincrónica en línea en la red, y

H_i es la inercia de la máquina sincrónica individual por unidad en su base MVA

- **Relación sincrónica** [-]: La relación sincrónica se define como la relación entre la clasificación total (MVA) de las máquinas sincrónicas en línea con la generación neta (MW) de IBR en ese momento. Los valores más bajos de la relación sincrónica indican que la red se está volviendo más dominante en el inversor, lo que dificulta la recuperación de fallas y la estabilidad del control del inversor, y también desafía los métodos numéricos utilizados en las herramientas de simulación.

$$Sync\ Ratio = \frac{\sum MVA_{sync\ machines\ online}}{\sum MW_{IBR\ generation,net}}$$

Para ver cómo se comportan estos dos importantes factores para los escenarios evaluados, se muestra una serie de tiempo de la primera semana de operaciones de la red en la Ilustración 36. Las dos ventanas superiores muestran la generación térmica total y la generación total de IBR en MW, respectivamente. Las dos ventanas inferiores muestran la inercia del sistema (H) y la relación sincrónica,

respectivamente. Al examinar la serie temporal de inercia, su forma se escalona a medida que las máquinas sincrónicas se conectan o desconectan. En el escenario actual (negro), el período de inercia reducida tiende a ocurrir durante los períodos nocturnos (temprano en la mañana) donde la carga se reduce y hay menos necesidad de que las centrales eléctricas estén en línea, como se esperaría. Al examinar las series temporales de relación sincrónica, el escenario actual (negro) muestra valores generalmente altos (fuera del gráfico) que indican que hay muchas más máquinas sincrónicas en línea que la producción de MW de IBR, como era de esperar. Durante los períodos de mediodía, cuando hay más generación solar, la relación sincrónica cae en el rango de 10-15, como era de esperar.

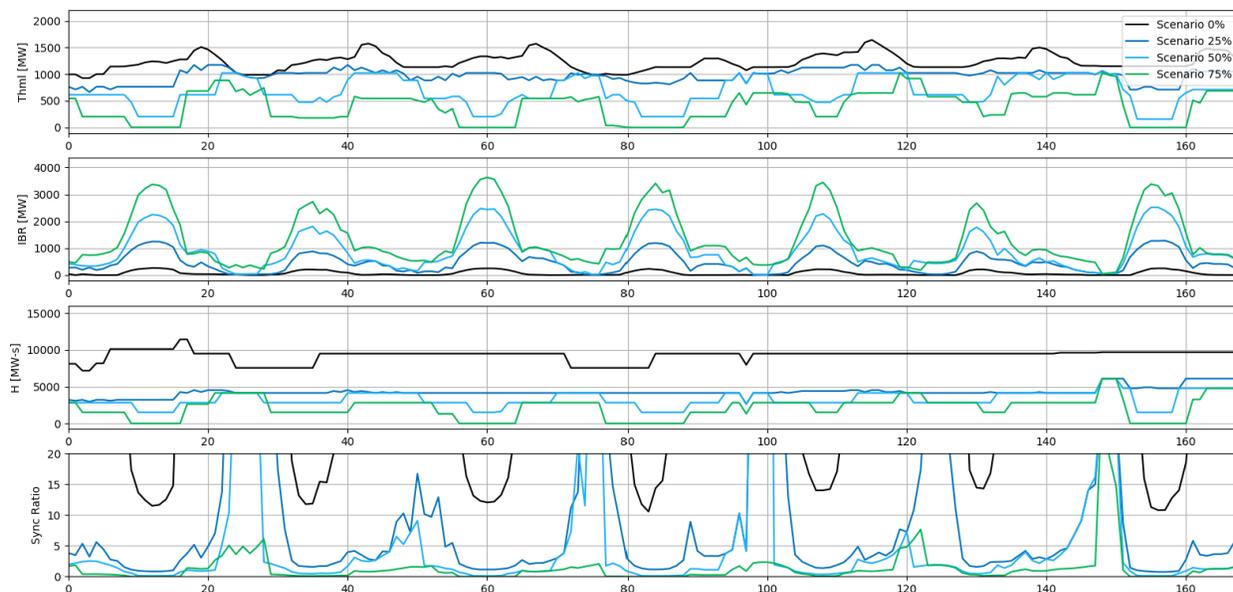


Ilustración 36: Serie de tiempo de una semana de operaciones de red y factores clave de estabilidad

Para examinar la inercia del sistema y la relación sincrónica durante todo un año de funcionamiento, los valores de la serie de tiempo se ordenan para formar una curva de duración para cada factor y cada escenario, que se traza en la Ilustración 37. Como se anticipaba, los escenarios con niveles más altos de energías renovables aparecen como valores más bajos en el gráfico, lo que indica que esos escenarios contienen más horas de operación que son un desafío para la estabilidad de la red. También, deben tenerse en cuenta los valores extremadamente bajos en los que la inercia del sistema y la relación sincrónica caen a cero, lo que indica que la simulación del costo de producción anticipa el tiempo de una red basada exclusivamente en inversores. En el escenario del 50%, esto se espera para un pequeño periodo de horas en un año, que podría gestionarse con cambios operativos relativamente pequeños para mantener un número mínimo de máquinas sincrónicas en línea. En el escenario del 75%, se esperaría una red completamente basada en inversores durante más de 1,000 horas en un año, lo que requeriría tecnología avanzada de inversores como inversores de formación de red y/o el uso de tecnologías existentes como condensadores síncronos, que se discuten con más detalle en la Sección 6.6

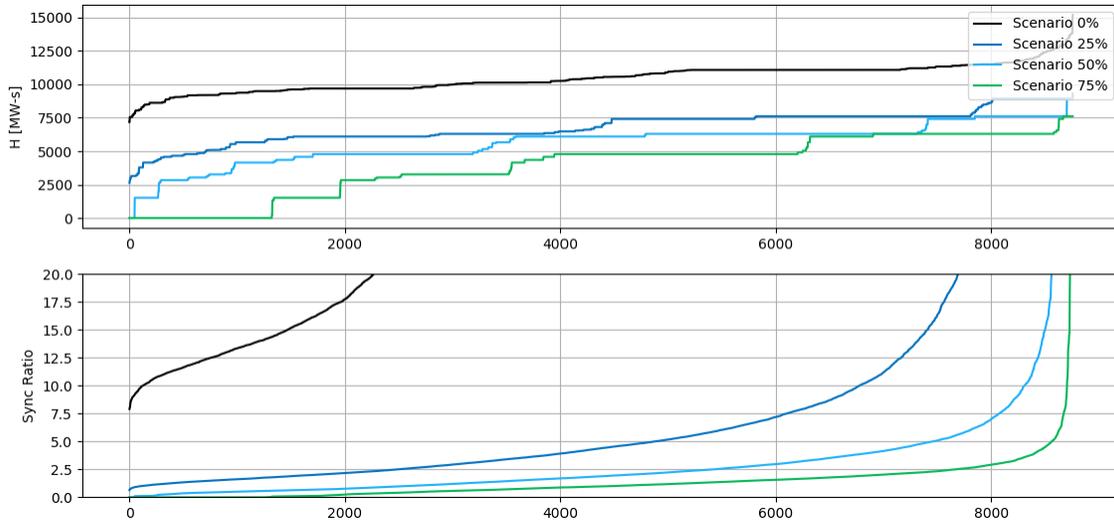


Ilustración 37: Curva de duración de los factores clave de estabilidad de la red

A continuación, se seleccionan las horas específicas o instantáneas de la operación de la red para la simulación dinámica, que se muestran en las curvas de duración como puntos rojos en la Ilustración 38. Los criterios de selección incluyeron que cada escenario se evaluara, pero con un enfoque en escenarios renovables más altos. Es importante que se evalúe un rango de valores de inercia del sistema (diferentes "escalones en la escalera" en las gráficas), así como capturar un rango de relaciones sincrónicas, con un enfoque en valores más bajos donde la generación de IBR es mayor.

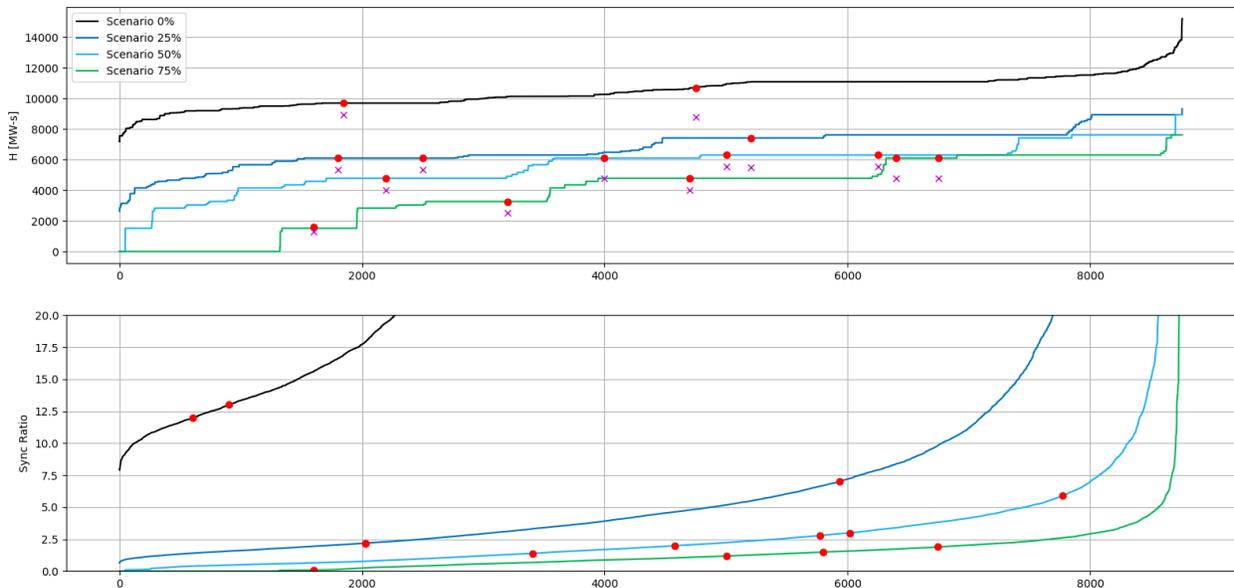


Ilustración 38: Selección de casos para simulaciones de estabilidad dinámica

Además, es importante considerar para los eventos de pérdida de generación, condiciones donde hay altos niveles de generación de la unidad más grande porque la pérdida de un generador muy grande es más devastadora para la red que la pérdida de un generador pequeño o de transmisión mínima, incluso si la inercia del sistema en ese caso fue ligeramente menor. La Tabla 10: Valores más altos de muestra la

transmisión más alta de los generadores individuales más grandes del sistema para cada escenario; el texto rojo resalta el valor y la unidad con una transmisión máxima para el escenario.

Los casos que incluyen la transmisión máxima mostrados en rojo se han incluido en el análisis de eventos de pérdida de generación, ya que desafían la estabilidad de la red de maneras no necesariamente capturadas por la inercia del sistema y los factores de relación síncrona por sí solos. Una "X" magenta en la gráfica de inercia del sistema que se muestra en la Ilustración 38 se utiliza para marcar el nivel de inercia del sistema que queda en la red después de una pérdida de la unidad más grande. Para proporcionar más contexto para estos, la última fila de la Tabla 11 muestra el porcentaje de horas durante un año de operaciones donde la unidad con generación máxima está dentro del 90% de su transmisión máxima anual.

Tabla 10: Valores más altos de generación de despacho de una sola unidad para cada escenario

Unidad Generadora	Pmax (MW)	Escenario base	25% RED Máximo MW	50% RED Máximo MW	75% RED Máximo MW
AES (1 o 2)	227	155	0	0	0
EcoEléctrica ST	181	178	181	181	181
Costa Sur ST (5 o 6)	410	360	410	410	410
Aguirre ST (1 o 2)	450	367	450	0	0
Palo Seco ST (3 o 4)	216	156	0	0	0
Unidad roja % de horas está dentro del 90% de pico MW		0.3%	1.2%	13%	3.8%

Se observa que la pérdida de toda la central de ciclo combinado EcoEléctrica (507 MW en total) no se tiene en cuenta en los escenarios de pérdida de generación, sino únicamente la pérdida de la unidad individual más grande de EcoEléctrica – el generador de turbina de vapor (STG). Se sabe que EcoEléctrica está conectada al resto de la red por una sola línea de transmisión de 230 kV. Si bien esta línea es corta y su servidumbre de paso bien gestionada, una pérdida de esta línea resultaría en una pérdida de toda la planta de EcoEléctrica, y potencialmente un apagón en todo el sistema.

Para cada uno de los casos seleccionados evaluados, las fallas se analizaron en 6 líneas de transmisión diferentes a través del sistema, que se muestra en la Tabla 11 Ilustración 39. Como se discutió anteriormente, todas las fallas se analizan como eventos trifásicos, de impedancia cero, de seis ciclos de falla-y-salida. La línea de transmisión de doble circuito de Aguirre a Aguas Buenas se modela como una falla y salida simultánea de ambos circuitos.

Tabla 11: Resumen de las ubicaciones de fallas de transmisión evaluadas

Desde el bus	Hacia el bus	Voltaje del circuito	Número de circuitos
Aguirre	Aguas Buenas	230	2
Costa Sur	Manatí	230	1
Costa Sur	Maya TC	230	1
Costa Sur	Dbocas Fase	230	1
Cayey	Caguas	115	1
Guánica	San Germán	115	1

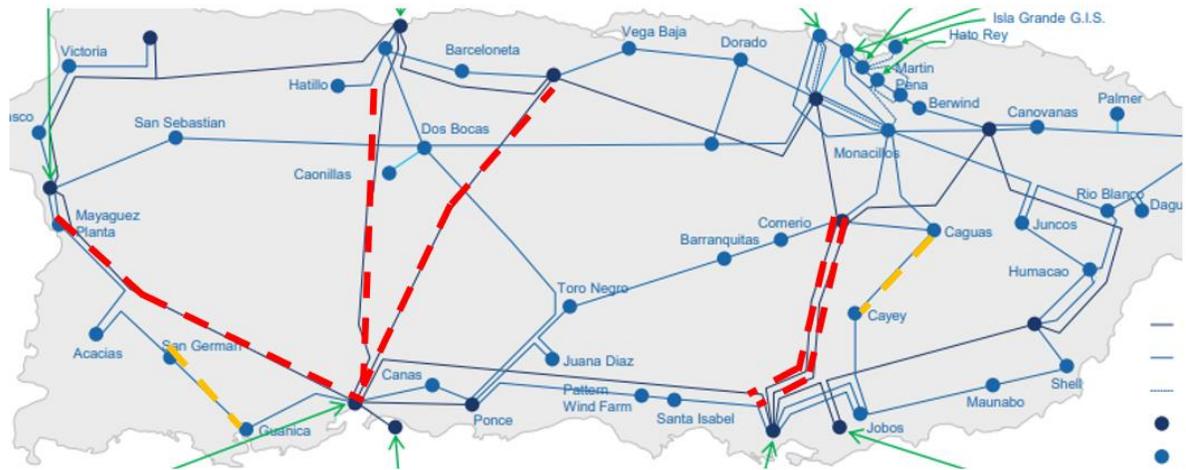


Ilustración 39: Ubicaciones de fallas de transmisión evaluadas

6.4 Resultados de la pérdida de generación

Hay algunos indicadores típicos que se utilizan para evaluar el desempeño de la red para un evento de pérdida de generación, incluyendo el nadir de frecuencia y la cantidad de relevo de carga por baja frecuencia (UFLS). Además, otros indicadores del desempeño incluyen la tasa de cambio de frecuencia (RoCoF), amortiguamiento, oscilaciones del voltaje del sistema, y la calidad de la recuperación del sistema. Es importante tener en cuenta que la red puertorriqueña utiliza un sofisticado sistema UFLS que no simplemente monitorea la frecuencia de la red, sino que también monitorea la dinámica de la frecuencia de la red para decidir si elimina o no la carga. Este sistema tiene la intención de minimizar la pérdida de carga. En este caso, el nadir de frecuencia es una métrica menos significativa porque los eventos severos y moderados resultan en aproximadamente el mismo nadir de frecuencia. Por lo tanto, la cantidad de UFLS se utiliza como indicador principal del estrés sobre el sistema y del margen de seguridad antes de que ocurra un apagón.

Primero, la respuesta simulada de la red se muestra en la Ilustración 40 para un caso de escenario actual con una pérdida de Aguirre STG2, donde hay una amplia inercia del sistema y una recuperación generalmente buena de la pérdida de generación. La frecuencia del sistema comienza inmediatamente a caer a 1.0 segundos cuando se desconecta el generador. Tres segundos más tarde, la frecuencia de la red ha alcanzado su punto más bajo y vuelve a un nuevo punto de estado estable ligeramente por debajo de la frecuencia nominal, como se esperaría hasta que las acciones del operador de la red devuelvan la frecuencia a la nominal. Los voltajes del sistema, de los cuales algunas barras de 230 kV se muestran en la segunda ventana, indican que el voltaje está bien controlado y después de una pérdida inicial de respaldo de voltaje, los voltajes se recuperan rápidamente, aunque con algunas oscilaciones relativamente pequeñas debido a la interacción de las máquinas síncronas restantes en el sistema. La Ilustración 41 muestra la respuesta colectiva de la flota de generación térmica y el RED, que consiste únicamente en PV distribuido. La generación de energía térmica disminuye primero debido a la pérdida de la unidad Aguirre, y luego permanece baja debido a la combinación de carga y la falta de respuesta

de gobernador de la flota térmica restante. La potencia del RED también cae en dos grandes porciones, primero a 3.5 segundos y de nuevo justo después de 7.5 segundos. Esto ocurre para la porción de RED que está detrás del esquema UFLS, de manera que cuando se elimina una parte de la carga para ayudar a que la red se recupere, se elimina parte del RED. Aunque no es deseable, este es un resultado esperado para la mayoría de los esquemas UFLS que operan en redes con niveles significativos de RED. Un total de 255 MW se elimina de una carga total inicial de 1,840 MW.

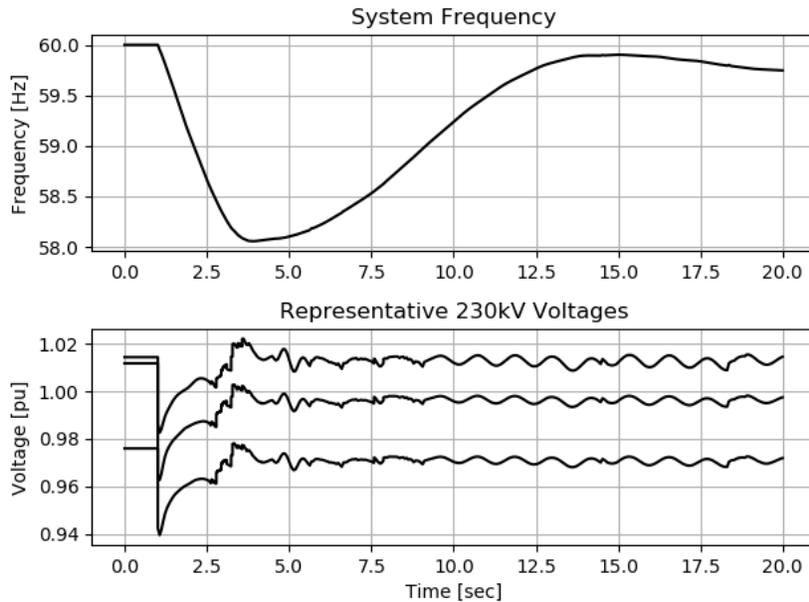


Ilustración 40: Respuesta a nivel de sistema a un evento de pérdida de generación, escenario actual

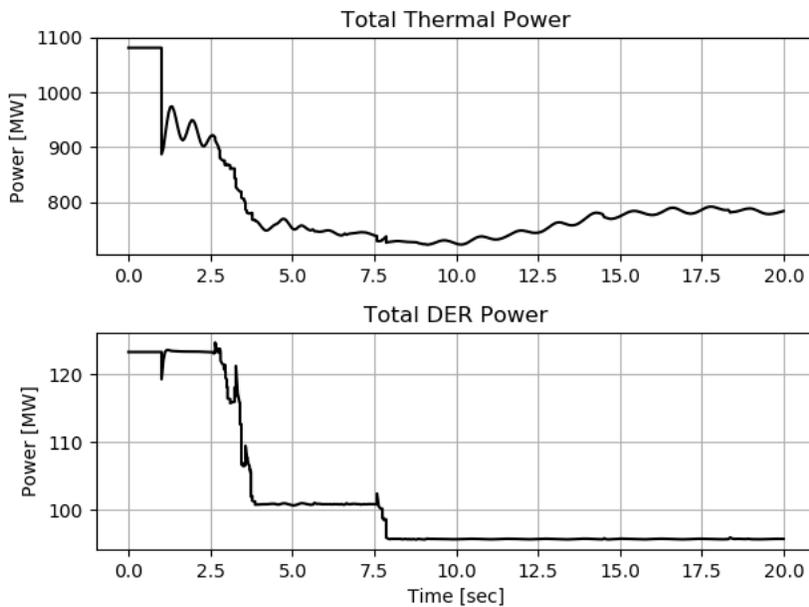


Ilustración 41: Respuesta de generación a un evento de pérdida de generación, escenario actual

En el escenario del 50%, en la Ilustración 42, se evalúa una instantánea de la estabilidad que considera la pérdida del STG de EcoEléctrica en un momento en que hay 200 MW de generación neta de RED en línea. La Ilustración 42 muestra la respuesta en la red para tres variaciones diferentes. En primer lugar, en las líneas punteadas, el generador se dispara y la frecuencia disminuye como vimos en los gráficos anteriores. El UFLS se activa, eliminando la carga, así como más de 100 MW de RED que se integra con la carga. Sin embargo, la frecuencia del sistema continúa disminuyendo, lo que en última instancia conduce a un apagón en todo el sistema porque no hay suficiente inyección de energía de otros recursos para restaurar la red a un equilibrio estable.

Para mitigar esto, se aplican funciones de respuesta de frecuencia rápida (FFR) al RED. La línea de puntos de la Ilustración 42 muestra la respuesta de la red suponiendo que el RED tiene 50 MW de FFR disponibles y ajustado apropiadamente para ser implementado en un segundo. El UFLS todavía está activado (255 MW) y el UFLS desconecta 100 MW de RED de la red eléctrica. Sin embargo, alrededor de 100 MW de RED permanecen conectados para ayudar a la red a sobrevivir, aunque con poco margen. La frecuencia de la red en la línea entrecortada se estabiliza, pero a un valor muy bajo cerca de 58 Hz. En la tercera variación, se presume que 150 MW de FFR están disponibles dentro del RED para ser desplegado en el transcurso de 2 a 3 segundos. Esta inyección rápida y sustancial de energía activa de RED es suficiente para evitar que la frecuencia de la red caiga más allá de 59 Hz, donde la red se estabiliza hasta que se puedan tomar acciones posteriores del operador de la red para restaurar la frecuencia de la red a 60 Hz. Además, no se releva carga en este evento. Esto demostró la potencia del FFR configurado correctamente no solo para salvar el sistema de una condición de apagón, sino también para evitar potencialmente la pérdida de carga por completo.

Cuando el UFLS funciona durante un evento de emergencia en la red, una o más piezas del sistema de distribución se desconectan repentinamente del sistema de transmisión, generalmente en una subestación de 38kV. Cada pieza del sistema de distribución ahora desconectado forma una red "aislada" separada y mucho más pequeña. Estas pequeñas redes de distribución aisladas probablemente estarían compuestas por diferentes niveles de RED (tanto solares como BESS) y carga (residencias y centros comerciales/industriales sin RED). La viabilidad de un sistema de distribución aislado para mantenerse y seguir sirviendo carga como microrred o minired es compleja y requiere un estudio detallado y decisiones de diseño específicas que están fuera del alcance de este análisis.

La mayoría de los inversores RED están configurados con lógica de detección "anti-aislamiento" que está diseñada para detectar rápidamente una desconexión de la red principal y apagar el RED, evitando que se aisle. Tradicionalmente, se prefiere este comportamiento por varias razones, incluyendo la seguridad del personal y el equipo, pero esto está cambiando. Incluso si la lógica anti-aislamiento se deshabilita e incluso si había suficiente energía de batería y capacidad de energía de inversores de todos los RED para cubrir la demanda, los inversores de hoy no son capaces de sostener una pequeña red compuesta totalmente de inversores, ni el sistema de distribución (específicamente sus sistemas de regulación y protección de voltaje) está diseñado para operar de esta manera. Para permitir el funcionamiento de la microrred aislada, se requiere un diseño y un análisis específicos tanto para el RED como para el sistema de distribución.

Sin embargo, es posible y relativamente más simple lograr un beneficio de resiliencia de RED en un edificio individual. En caso de pérdida del servicio de la red, un edificio equipado con RED debidamente configurado y suficiente potencia nominal del inversor y carga de energía de la batería para cubrir las

cargas esenciales durante un período de tiempo podría desconectarse de la red en la entrada del servicio eléctrico del edificio e iniciar la operación aislada solo del edificio. Esta es una opción más simple porque no requiere la coordinación de múltiples RED o el uso del sistema de distribución para lo que no fue diseñado. Este enfoque podría utilizarse ampliamente en toda la isla en los escenarios del 50% y el 75%, dado el número de hogares y calificaciones de RED contemplados en este estudio.

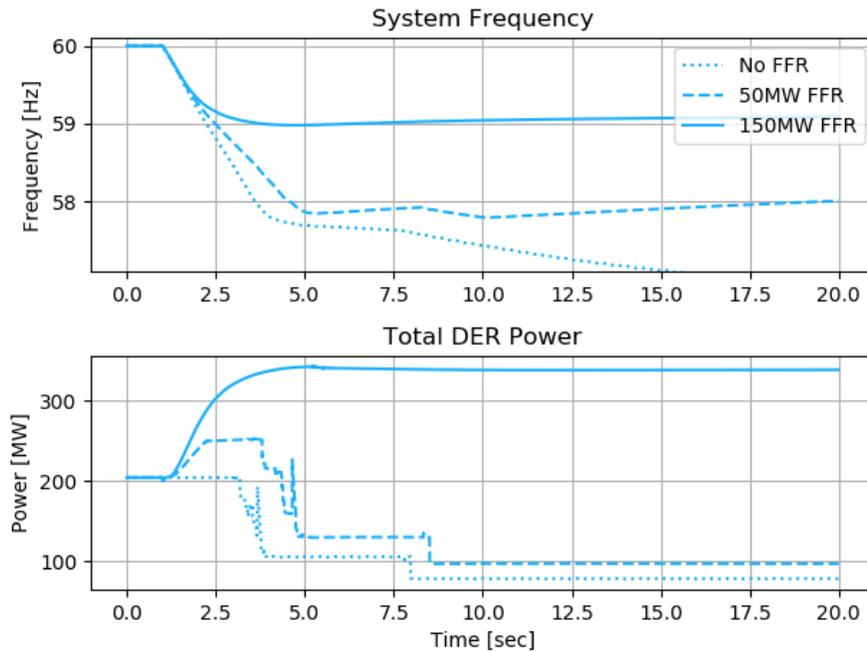


Ilustración 42: Respuesta de la red a un evento de pérdida de generación con RED FFR variable, escenario de 50%

En el escenario de 75% RED, la Ilustración 43 muestra los resultados de un caso que considera la pérdida de la unidad 6 de Costa Sur despachada a 410 MW, dejando un nivel de inercia del sistema de 4,780 MW-s remanentes en la red, lo que representa una situación complicada. En este caso, se activa un total de 234 MW de UFLS, que pierde una parte del RED que estaba ayudando en la recuperación de la red. En última instancia, la red se estabiliza con un despliegue máximo de casi 250 MW de FFR de RED y una respuesta sostenida de casi 150 MW de FFR de RED. Sin embargo, se observa que se necesitan más de 250 MW del total de FFR antes del evento para lograr este resultado porque una parte del RED se perdió con la activación UFLS.

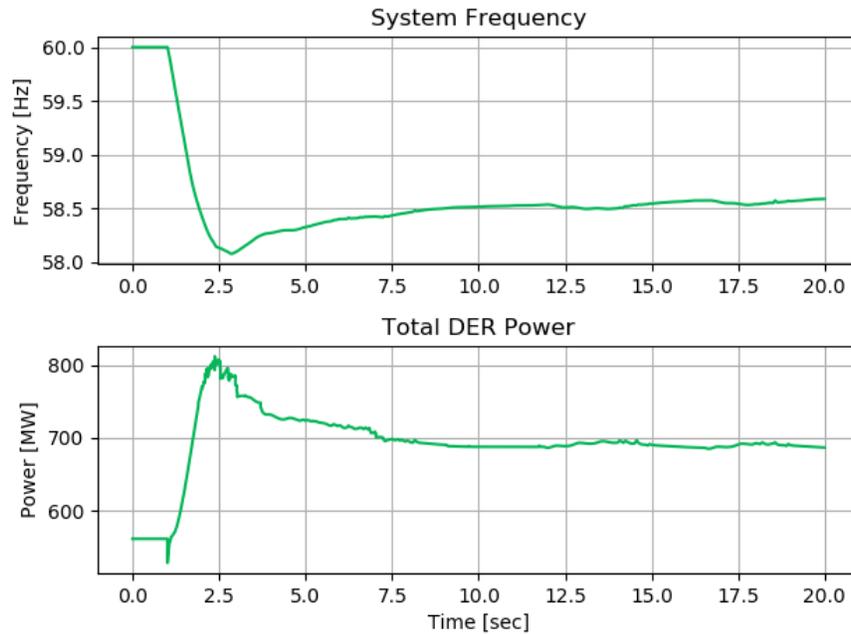


Ilustración 43: Respuesta de la red a evento de pérdida de generación con RED FFR, escenario de 75%

Completamos la simulación de los casos restantes, en todos los escenarios, y los resultados se resumen y las tendencias se destacan en la Ilustración 44. En el eje X, se traza RoCoF del sistema, que incluye el impacto no solo de la disminución de la inercia del sistema, sino también el despacho en MW del generador desconectado, de acuerdo con la ecuación:

$$RoCoF = \frac{\Delta P_{generation}}{2H_{sys}}$$

La estabilidad del sistema se ve más comprometida por mayores pérdidas de generación, así como por menores niveles de inercia del sistema, ambos capturados en el cálculo RoCoF, por lo que los valores de RoCoF más altos son indicativos de eventos de pérdida de generación más desafiantes. En el eje Y, se traza el FFR máximo desplegado. Cada simulación se traza como un punto en el gráfico que está codificado por colores de acuerdo con la respuesta de la red en términos de si la red sobrevive y, si es así, cuánto UFLS fue activado. Por último, las regiones sombreadas de la gráfica están igualmente codificadas por colores para resaltar las tendencias mostradas por los casos simulados, donde la región roja indica apagones esperados, la región blanca muestra la supervivencia de la red sin UFLS, y las regiones amarilla y naranja muestran la supervivencia con diferentes niveles de pérdida de carga.

A medida que aumentan los IBR en la red y se desplaza la generación convencional, la red pasa más tiempo operando en la mitad derecha del gráfico que se muestra en la Ilustración 44. Si no se aplican mitigaciones, se esperaría que los apagones ocurrieran con más frecuencia por eventos de pérdida de generación. Sin embargo, si se aplica FFR (téngase en cuenta que este es solo uno de los muchos tipos de mitigación), no solo permitiría que la red sobreviva a los eventos de pérdida de generación, sino que también puede reducir o eliminar la necesidad de desconexión de carga. Es importante tomar en cuenta que aplicar correctamente el FFR no es trivial. Si el FFR está ajustado para que sea demasiado lento, no

será eficaz y la red podría no sobrevivir al evento. Sin embargo, si el FFR está sintonizado para ser demasiado rápido, puede sobre-reaccionar y / o provocar un comportamiento oscilatorio e interactuar adversamente con otros equipos de la red, desestabilizándola y en última instancia provocando una falla para sobrevivir al evento.

También es importante tener en cuenta que este gráfico y estos resultados se basan en tener algunas máquinas sincrónicas en línea. Estos resultados no se aplican necesariamente a un sistema basado exclusivamente en inversores, como se discutirá con más detalle en la Sección 6.6.

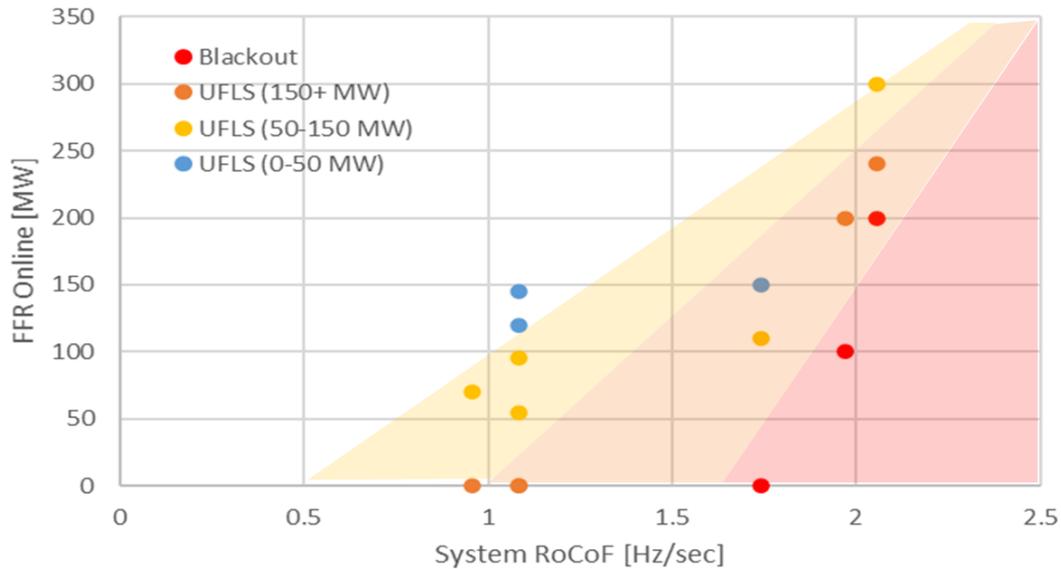


Ilustración 44: Resumen y tendencias identificadas a partir de eventos de pérdida de generación

6.5 Escenarios de falla y remoción de fallas

Un resultado de simulación de falla de la red se muestra primero para el escenario actual con un fallo en la línea de transmisión Costa Sur – Mayagüez 230 kV en la Ilustración 45 y la Ilustración 46. Al inicio de la falla, que se aplica a 1.0 segundos, el voltaje en el sistema de 230 kV disminuye por debajo de 0.5pu en toda la isla. Como resultado, la energía eléctrica que se transmite cae y hay una aceleración de los generadores sincrónicos que resulta en un aumento en la frecuencia de la red. A medida que se remueve la falla, el voltaje se recupera rápidamente, al igual que la transferencia de energía activa, que contiene algunas oscilaciones amortiguadas debido a la interacción de las máquinas sincrónicas en la red.

Como se muestra en la Ilustración 46, los RED también ven voltajes muy bajos, lo que causa una reducción en la potencia activa. Los RED están configurados para proporcionar respaldo de voltaje para grandes oscilaciones de voltaje, que se pueden ver en el intento de aumentar la salida de potencia reactiva mientras los voltajes son bajos. Después de que se elimina la falla, el voltaje vuelve a un rango normal y la potencia reactiva regresa a su nivel anterior a la falla. La potencia activa también disminuye brevemente debido a que las funciones FFR actúan para corregir el evento de sobre-frecuencia. Este rendimiento es esperado y, en general, se considera bueno.

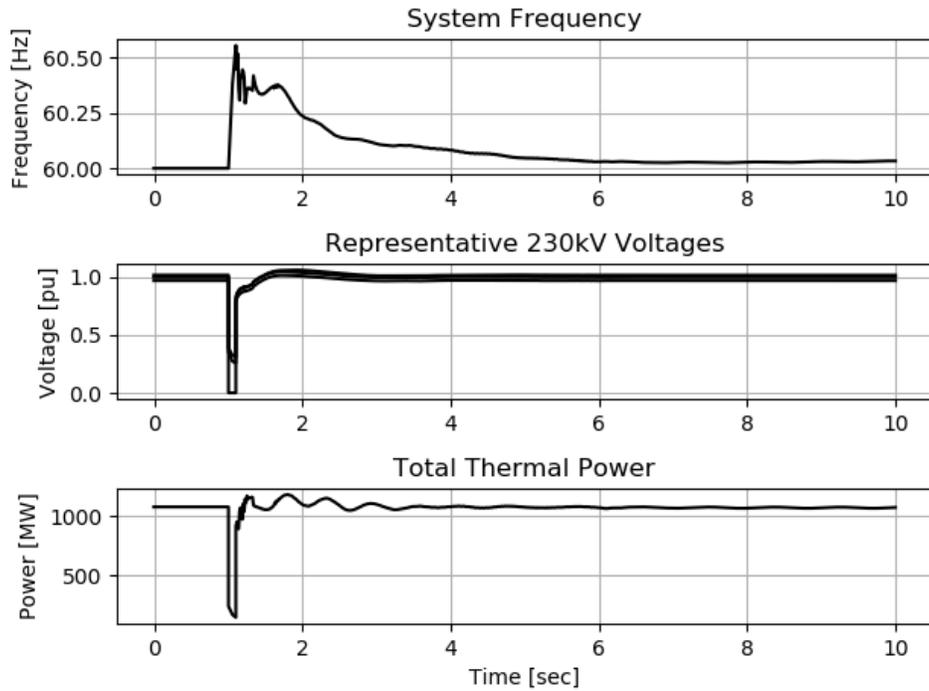


Ilustración 45: Respuesta a nivel del sistema ante un evento de falla, escenario actual

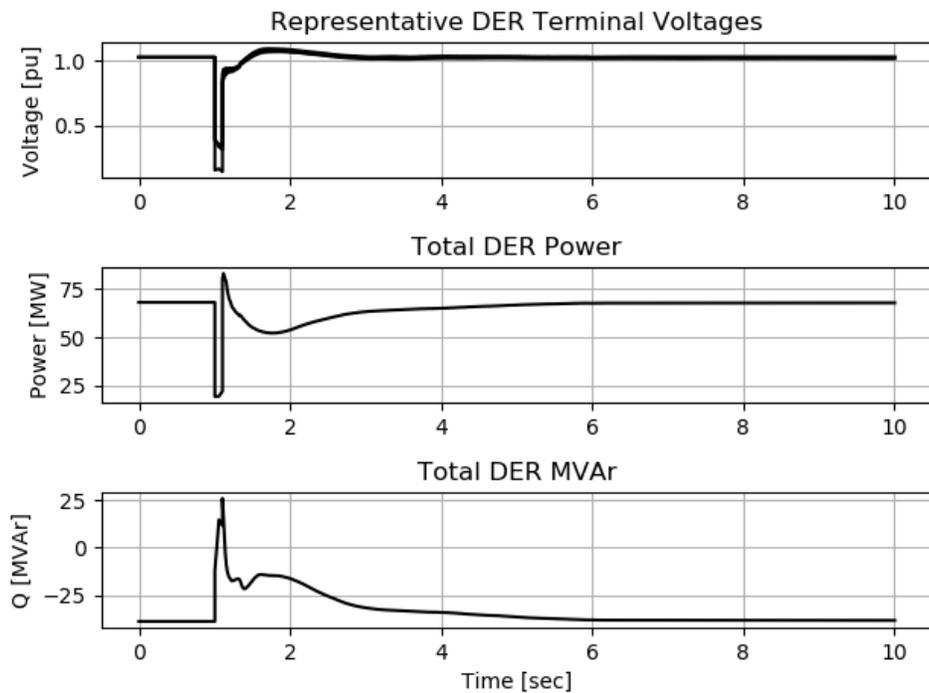


Ilustración 46: Respuesta a nivel RED a un escenario de falla, escenario actual

A continuación, se evalúa el escenario del 50% para dos variaciones en la configuración de RED, que se muestra en la Ilustración 47, donde la línea magenta muestra los resultados desde la misma falla (Costa Sur – Mayagüez) y la misma configuración RED que se utilizó en el escenario actual, mostrado en la Ilustración 45 y la Ilustración 46. Esta configuración RED ya incluía la respuesta FFR y volt-var, así como configuración de apoyo a la red durante falla (“ride-through”) consistentes con valores modernos como la Regla 21 de California y la Regla 14H de Hawái. Sin embargo, esta configuración RED alcanza sus límites para este caso de escenario del 50%.

A diferencia del caso del escenario actual donde la relación síncrona era 12.0, este caso del escenario del 50% tiene una relación síncrona de 2.0, lo que significa que hay una presencia significativamente reducida de máquinas síncronas en línea, lo que en general va en la dirección de crear condiciones de "red débil". Las condiciones de red débil significan que hay menos respaldo de voltaje de acción rápida que normalmente proporcionan las máquinas síncronas. Este apoyo reducido se manifiesta por la recuperación tardía del voltaje después de la eliminación de la falla, como se muestra entre 1 y 3 segundos en la simulación de la Ilustración 47. Esta recuperación de voltaje demorada se debe al bloqueo y reinicio de las cargas del motor de inducción como los acondicionadores de aire residenciales, que están representados por el modelo dinámico de carga compuesta. A medida que el voltaje se recupera gradualmente, alcanza un nivel en el que las cargas del motor se reinician, lo que resulta en una reducción en el consumo de energía reactiva y un aumento en el voltaje del sistema. El aumento de voltaje se ve en todo el sistema, incluso en los niveles de voltaje RED. A pesar del intento del RED de controlar grandes oscilaciones de voltaje (fuera de un +/- 5% de nominal) con sus funciones de control volt-var, los voltajes altos persisten por encima de 1.1pu durante más de un segundo, haciendo que la mayor parte del RED se dispare. La pérdida repentina de generación de energía del RED aparece en la red como un evento de pérdida de generación extremadamente grande donde no hay FFR del RED disponible para detener la disminución de la frecuencia del sistema, lo que resulta en un apagón de la red.

Sin embargo, al aumentar aún más la respuesta de volt-var proporcionada por el RED y ampliar los ajustes de protección del exceso de voltaje para tolerar 1.19pu de voltaje en los terminales RED hasta por 4 segundos, el RED puede remontar y continuar proporcionando apoyo esencial para sostener la red y su recuperación, como se muestra en las líneas azules ininterrumpidas de la Ilustración 47.

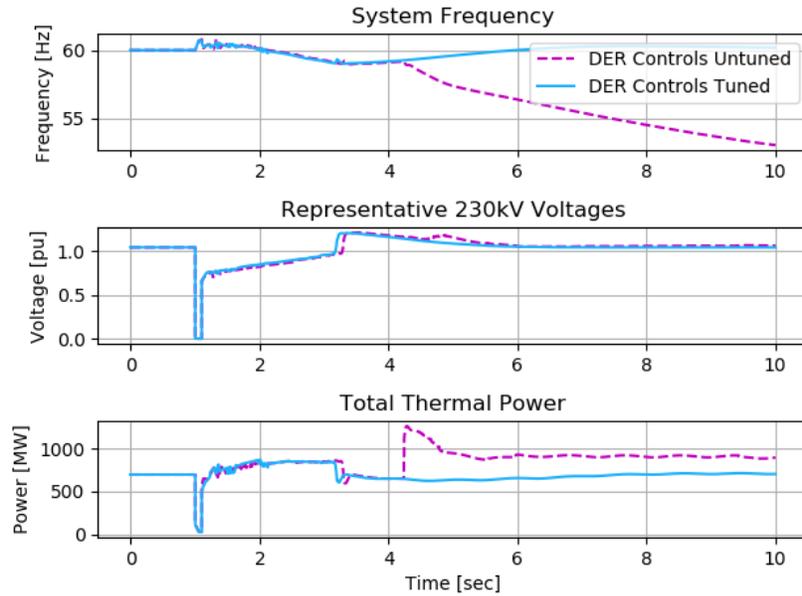


Ilustración 47: Respuesta de la red a un evento de falla, controles de RED variables, escenario de 50%

Se evalúa una falla en la línea de transmisión de doble circuito de 230 kV para el mismo caso del escenario del 50%, como se muestra en la Ilustración 47, cuyos resultados se marcan en la Ilustración 48. Ambas muestras de simulación utilizan la mejor configuración de controles RED, informada por los resultados de simulaciones anteriores. Sin embargo, la diferencia entre la simulación magenta, que muestra un problema dramático, y la simulación azul que muestra una respuesta razonable y la supervivencia del sistema es el intervalo de tiempo de simulación aplicado a la simulación dinámica en PSSÉ. El intervalo de tiempo de 1/4 de ciclo típico utilizado en la mayoría de las herramientas de simulación dinámica de frecuencia fundamental se ha aplicado en todas estas simulaciones y se utiliza para la simulación magenta. Para la simulación azul, se utiliza un intervalo de tiempo de 1msec. Los resultados de un modelo no deben variar para pequeños cambios en el intervalo de tiempo, y el hecho de que el resultado cambie tan drásticamente indica que estas condiciones de red simuladas están fuera de la capacidad de las herramientas de simulación. Si bien un modelo más capaz y detallado puede corroborar la supervivencia mostrada en la línea azul, esto no se puede asumir.

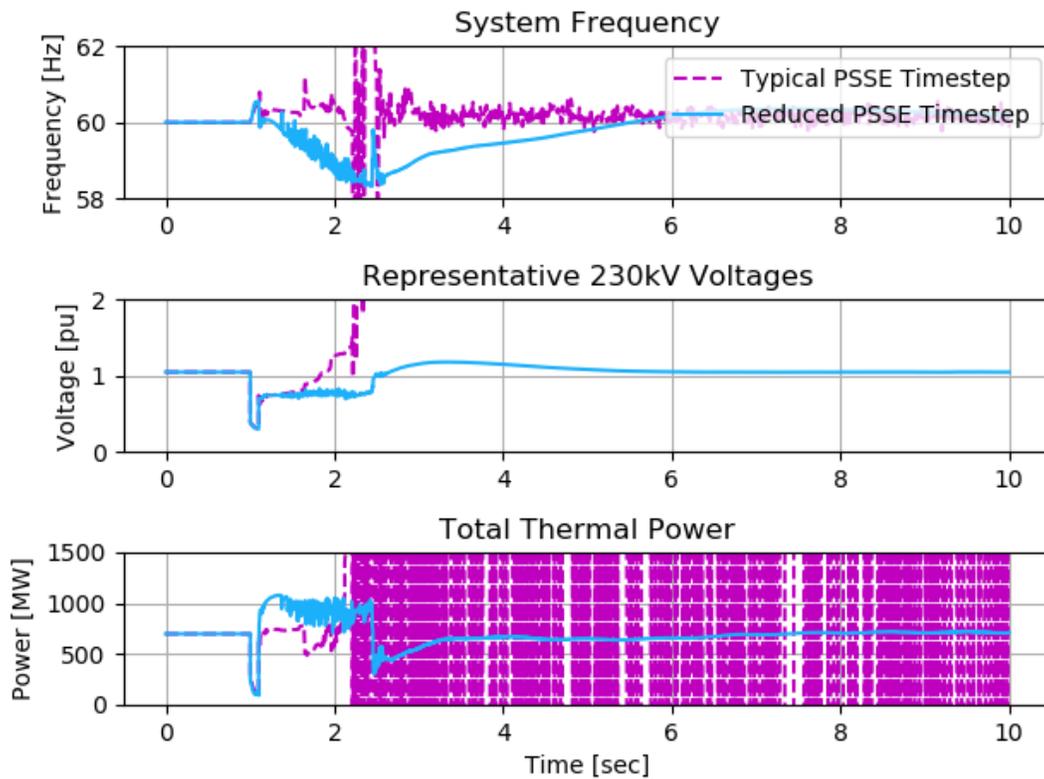


Ilustración 48: Respuesta de la red a un evento de falla, intervalo de tiempo de simulación variable, escenario de 50%

La simulación de un caso del escenario del 75% con una relación síncrona de apenas 0.1, como se muestra en la Ilustración 49, tanto para un intervalo de tiempo típico como para un intervalo de tiempo reducido, muestra un comportamiento numérico divergente, lo que indica que tales escenarios están simplemente más allá de la capacidad de las herramientas de simulación de frecuencia fundamental de secuencia positiva, un resultado que se esperaba. Por lo tanto, la estabilidad de la red para condiciones de falla para los casos de IBR muy altos comunes en el escenario del 75% no se puede evaluar en PSSE. En la Sección 6.6 se analizan métodos alternativos para evaluar estos casos.

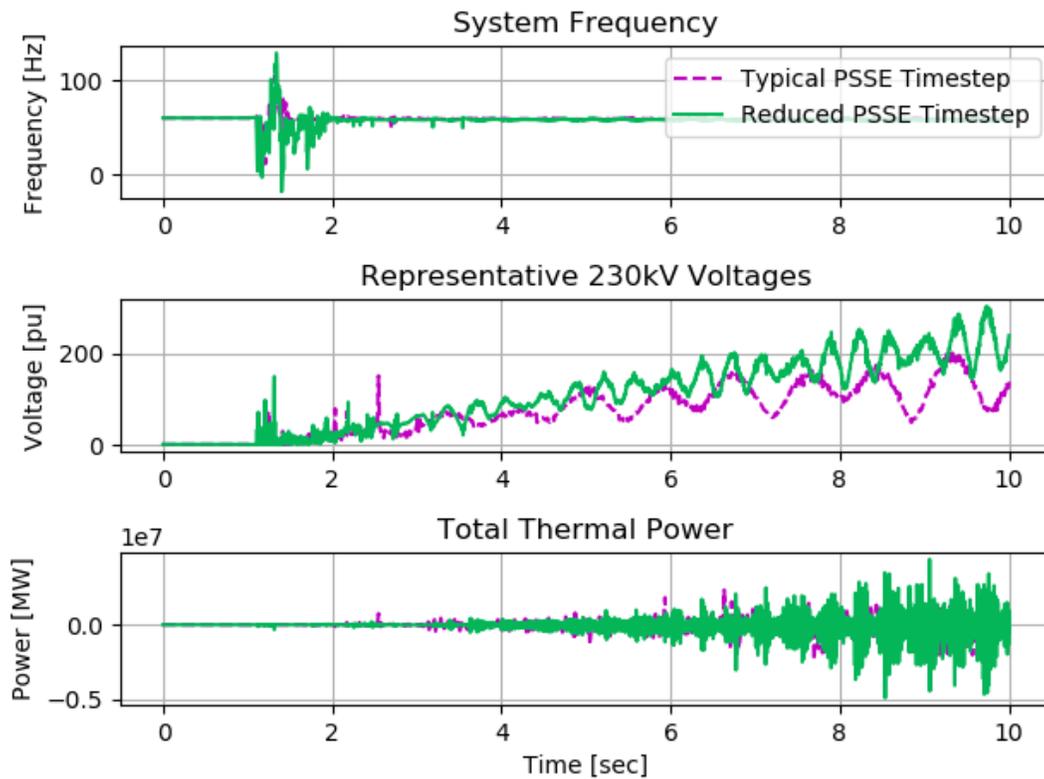


Ilustración 49: Respuesta del modelo de red a un evento de falla, intervalo de tiempo de simulación variable, escenario de 75%

Se realizó un gran conjunto de simulaciones para seis fallas de la red diferentes en todos los casos desde cada escenario con varias configuraciones de RED con el fin de capturar una amplia gama de condiciones de funcionamiento e identificar las configuraciones de control de RED más eficaces. Los resultados se simplifican y se resumen en las siguientes ilustraciones, que están codificadas por colores de la siguiente manera:

- Verde para los casos en que el desempeño se considera bueno, similar al que se muestra en el escenario actual en la Ilustración 45,
- El naranja se utiliza para un rendimiento marginal donde la red sobrevive, pero con cierta pérdida de RED y / o pérdida de carga,
- El rojo se utiliza para los casos en los que el sistema no sobrevive al evento de falla.
- Marrón se utiliza para casos en los que hay evidencia de que la herramienta de simulación no es capaz de simular con precisión el evento, como se muestra en la Ilustración 49.

Los resúmenes siguientes, incluidos en la Ilustración 50, Ilustración 51 y la Ilustración 52 muestran la evolución de los controles RED y la mejora resultante en el rendimiento de la red en respuesta a los eventos de falla de transmisión. Comenzando con la implementación básica de las funciones de "inversor inteligente" y terminando con funciones de inversor inteligente sintonizadas y ajustes de protección razonablemente ampliados, el desempeño se puede mejorar considerablemente.

Line Scenario	Current	25%	50%	75%
Costa Sur-Manati 230kV	Green	Yellow	Red	Brown
Costa Sur-Mayaguez 230kV	Green	Yellow	Red	Brown
Costa Sur-Dbocas Fase 230kV	Green	Yellow	Red	Brown
Aguirre-Agubuená 230kV	Green	Yellow	Red	Brown
Cayey-Caguas 115kV	Green	Green	Red	Brown
Guanica-San German 115kV	Green	Green	Red	Brown

Ilustración 50: Resumen de rendimiento para fallas de la red con funcionalidad RED básica

Line Scenario	Current	25%	50%	75%
Costa Sur-Manati 230kV	Green	Yellow	Red	Brown
Costa Sur-Mayaguez 230kV	Green	Yellow	Red	Brown
Costa Sur-Dbocas Fase 230kV	Green	Yellow	Red	Brown
Aguirre-Agubuená 230kV	Green	Yellow	Red	Brown
Cayey-Caguas 115kV	Green	Green	Green	Brown
Guanica-San German 115kV	Green	Green	Green	Brown

Ilustración 51: Resumen de rendimiento de fallas de la red con FFR y funcionalidad RED volt-var mejorada

Line Scenario	Current	25%	50%	75%
Costa Sur-Manati 230kV	Green	Green	Green	Brown
Costa Sur-Mayaguez 230kV	Green	Green	Green	Brown
Costa Sur-Dbocas Fase 230kV	Green	Green	Green	Brown
Aguirre-Agubuená 230kV	Green	Green	Brown	Brown
Cayey-Caguas 115kV	Green	Green	Green	Brown
Guanica-San German 115kV	Green	Green	Green	Green

Ilustración 52: Resumen de rendimiento para fallas de la red con FFR y volt-var mejorado y protección contra sobre-voltaje ampliada desde RED

6.6 Escenarios de alta penetración

La penetración muy elevada de recursos basados en inversores como los recursos de energía solar fotovoltaica, el almacenamiento de energía de batería, el viento y si se distribuyen o no los recursos a escala de servicios públicos son un desafío para las operaciones de la red por razones de estabilidad de la red y suficiencia de recursos. Para la suficiencia de los recursos, se necesitaría almacenamiento de larga duración (varios días) para cubrir eventos meteorológicos atípicos en los que los recursos eólicos y solares pueden ser muy bajos durante días o semanas consecutivas. Si bien hay mucho que discutir sobre la suficiencia de recursos, esta sección se centrará en los desafíos derivados de la estabilidad de la red.

Las altas penetraciones de IBR desafían la estabilidad de la red porque normalmente implica que hay relativamente pocos recursos convencionales basados en máquinas sincrónicas en línea, que proporcionan importantes beneficios de estabilización a la red. La principal característica de estabilización de las tecnologías de máquinas sincrónicas es que proporcionan almacenamiento de energía a corto plazo (fracciones de segundo) con una capacidad muy alta para liberar la energía (corrientes máximas que son múltiplos de sus corrientes nominales). El depósito de energía a corto plazo en máquinas sincrónicas ocurre en dos formas: la energía rotacional del rotor giratorio y la transmisión y la energía del campo magnético en el núcleo de acero del generador. La energía rotacional, normalmente descrita como inercia, actúa para estabilizar la frecuencia de la red durante cambios repentinos en el equilibrio energético en la red, como para los eventos de pérdida de generación. La energía del campo magnético ayuda a proporcionar un "ancla de voltaje" constante para la red.

Los recursos actuales basados en inversores están diseñados para esperar que la red tenga estas características de inercia y "anclas de voltaje" y, por lo tanto, dependen de un cierto nivel de tecnología de máquina sincrónica para conectarse a la red con los IBR. Si el IBR de hoy está conectado a una red que no presenta suficientes de estas características (es decir, porque hay muy pocas máquinas sincrónicas en línea), entonces las perturbaciones como una pérdida de generación harán que la red "se mueva" o cambie el estado demasiado rápido para que el IBR responda de una manera estabilizadora para respaldar la red. El resultado es típicamente una desconexión del IBR y una falta de respaldo a la red que termina en apagón parcial o completo.

Existen dos enfoques generales para habilitar niveles muy altos de IBR en una red. Un enfoque es mejorar el diseño y el comportamiento de los IBR de manera que proporcionen las características de inercia y "ancla de voltaje" que den respaldo a la red de forma similar a como lo hacen las máquinas sincrónicas. Este concepto ha sido denominado en la industria como tecnología de inversor de "formación de red". El segundo enfoque consiste en mantener las características de inercia y "ancla de voltaje" de la red manteniendo un número suficiente de máquinas sincrónicas en línea. Ambos enfoques se discuten brevemente.

La tecnología de inversores de formación de redes está en ciernes al momento de esta publicación. El objetivo principal está en reescribir los controles definidos por software del inversor para que el inversor proporcione la respuesta inercial instantánea y el soporte de voltaje que hacen las máquinas sincrónicas. Sin embargo, esta tarea no es fácil para los fabricantes de inversores. No solo es una estrategia de control fundamentalmente diferente de lo que se ha utilizado normalmente, sino que la respuesta y, por lo tanto, la eficacia en la red - todavía está sujeta a las limitaciones de hardware del inversor en términos de capacidad de manejo actual y acceso a reservas de energía a corto plazo. En el lado de las operaciones de la red y la planificación, existe el reto de especificar las necesidades técnicas de IBR avanzado de formación de redes con el fin de tener un sistema que sea estable y pueda alcanzar mayores niveles de penetración renovable. La tecnología de inversores y el desarrollo de aplicaciones es un proceso. No será simplemente cambiar a la tecnología de inversores formadores de redes y pasar directamente a la operación de red 100% basada en inversor. Pero en los plazos analizados, se puede lograr.

El segundo enfoque de utilizar tecnologías de máquinas sincrónicas para proporcionar las características de estabilización de la red necesarias se puede hacer de varias maneras. Una forma es mantener un

nivel mínimo de recursos convencionales en línea al comprometer y despachar la generación convencional. Esto se describe a menudo como la designación de algunas unidades convencionales como unidades "imprescindibles". Este enfoque casi siempre cuesta más para operar la red porque las unidades que se liberarían económicamente ahora se ven obligadas a funcionar, lo que hace que las unidades restantes o las unidades menos costosas funcionen con salidas más bajas o en puntos de operación menos eficientes. Este enfoque se evalúa en la Sección 0 como una sensibilidad a los costos de producción.

Otro método consiste en utilizar condensadores síncronos para proporcionar las características de la máquina síncrona y no modificar las decisiones de compromiso de unidades y despacho, que pueden optimizarse de forma económica. Un condensador síncrono es esencialmente un generador síncrono sin una turbina adjunta que está conectada a la red y gira de forma síncrona con la red. Sin una turbina conectada, no puede generar energía y no quema combustible. Pero proporciona inercia y soporte de "ancla de voltaje" para estabilizar la red, así como respaldo de energía reactiva de estado estacionario. Los condensadores sincrónicos tienen algunas pérdidas relativamente pequeñas, que deben ser proporcionadas por la red, por lo que consumen algo de energía cuando están en operación. Los condensadores síncronos se pueden adquirir y poner en marcha como nuevas unidades, o los generadores de plantas de energía existentes se pueden convertir en condensadores síncronos, a menudo para ahorros de costos sustanciales. Sin embargo, los condensadores síncronos pueden acarrear sus propios desafíos de estabilidad y causar oscilaciones del sistema de energía, que deben ser estudiados y entendidos de antemano.

6.7 Resumen

El análisis de estabilidad de la red muestra que a medida que aumenta la penetración de los recursos basados en inversores, los desafíos para mantener la estabilidad de la red, especialmente ante eventos de perturbaciones importantes como una pérdida de generación o una falla en la red, se vuelven más agudos. Para hacer esto más concreto, los desafíos de estabilidad de la red se han destilado en dos factores: (1) inercia del sistema o "H" [MW-s] y (2) Relación síncrona. La curva de duración de la inercia y la relación síncrona se trazan para cada uno de los cuatro escenarios evaluados en la Ilustración 53. Como era de esperar, las mayores penetraciones de IBR se asocian con valores más bajos de inercia y proporciones sincrónicas más bajas y, por lo tanto, representan más retos para la estabilidad de la red.

En la Ilustración 53, tres niveles de riesgo de estabilidad de la red se muestran codificados por colores como blanco, amarillo y rojo. En la región blanca, el riesgo se considera bajo, ya que se trata de una región donde las centrales eléctricas convencionales dominan la red y las prácticas convencionales de planificación y operación son eficaces en mantener la estabilidad. El escenario actual tiene casi todas las horas de operación en esta región de bajo riesgo.

La siguiente región de riesgo es amarilla, lo que indica mayores niveles de riesgo para la estabilidad de la red y un cambio significativo en la planificación de la red tradicional y las prácticas operativas. Este análisis encuentra que a través de la utilización de funciones avanzadas del inversor (como FFR y volt-var) y la configuración cuidadosa de las características de protección y respuesta de RED, la red puede ser estable en la región amarilla. Esta región es donde los escenarios del 25% y el 50% tienen la mayor parte de sus condiciones de funcionamiento.

Por último, las regiones rojas indican el mayor riesgo de estabilidad de la red. Esta región se caracteriza por operaciones de red con dominio de inversores y requiere nuevos métodos, enfoques, utilización de tecnologías y herramientas analíticas para lograr niveles aceptables de estabilidad y confiabilidad. Estos pueden incluir evaluaciones de estabilidad y planificación dinámica y probabilística, el uso de tecnologías de inversores emergentes como la tecnología de formación de redes y el uso de herramientas detalladas de simulación de transitorios electromagnéticos. Además, las tecnologías convencionales basadas en máquinas sincrónicas, como los condensadores síncronos, se pueden implementar junto con las otras nuevas tecnologías para ayudar a servir como puente a la nueva red futura.

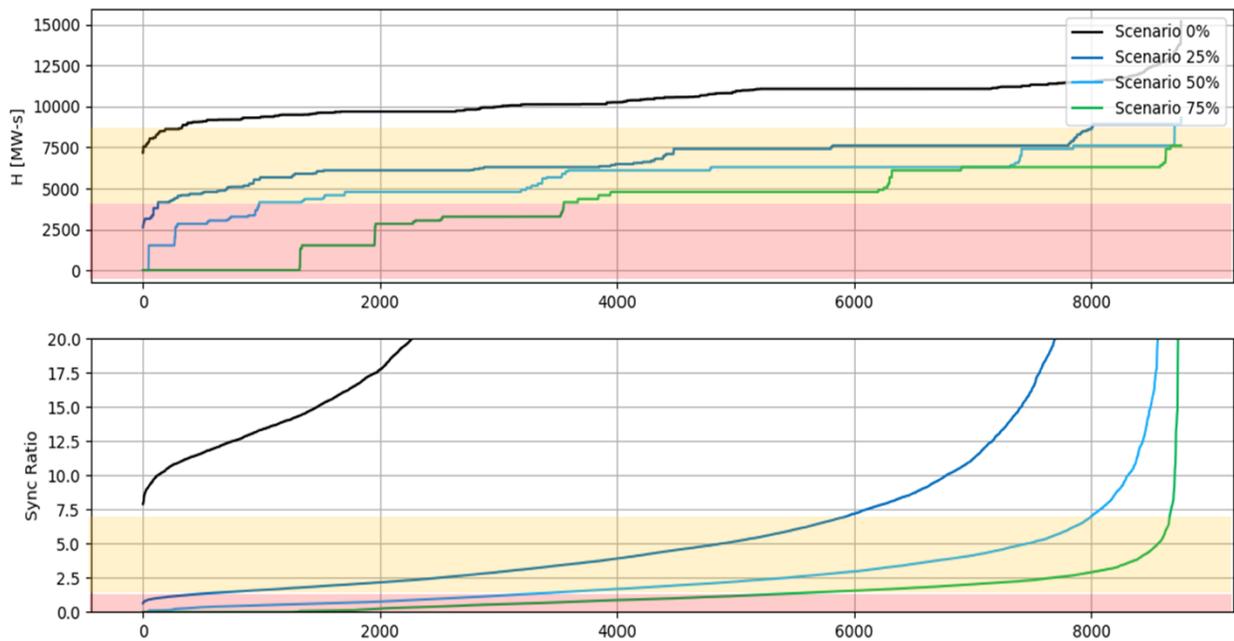


Ilustración 53: Resumen de riesgos considerando la madurez de las tecnologías de inversores en 2020

7 Análisis de sensibilidad

7.1 Sensibilidad a la estabilidad de la red

Como se indica en la Sección 5.5, los escenarios de RED alcanzan rápidamente períodos de muy alta generación instantánea basada en inversores. Esto representaría algunos de los niveles más altos de integración de IBR vistos en cualquier parte del mundo en la actualidad y podría representar un riesgo de confiabilidad si no se mitiga. Para operar de manera confiable en estos niveles, se requeriría una de tres opciones:

- Tecnología de inversor formadora de red que no requiere generación síncrona para funcionar, pero que actualmente está en desarrollo y se encuentra en etapa de infancia comercial,
- La incorporación de condensadores síncronos, una tecnología madura disponible comercialmente en la actualidad,
- Cambios operativos que comprometen a los generadores síncronos adicionales a mantener un nivel mínimo de inercia, lo que conduciría a la reducción solar.

Cada una de estas mitigaciones tiene un costo, y se da preferencia a los controles del inversor que forman la red porque no requerirían gastos de capital significativos como condensadores síncronos, o un mayor consumo de combustible y reducciones como cambios operativos. Sin embargo, se evaluó la sensibilidad para simular los efectos de las restricciones de estabilidad de la red. Esto proporciona un claro ejemplo de que la confiabilidad se puede mantener incluso con una integración RED muy alta si las tecnologías de formación de red no están disponibles y no se instalan condensadores síncronos. Esto es especialmente útil para mostrar los efectos de las restricciones de estabilidad de la red en la integración de RED a corto plazo.

La sensibilidad de la estabilidad de la red se basa en la implementación de dos restricciones separadas dentro del modelo PLEXOS. Estas limitaciones del sistema se basan en los resultados iniciales del análisis de estabilidad de la red realizado en PSSE (consulte la Sección 6). La primera restricción requiere el compromiso de la unidad para mantener la inercia del sistema por encima de 4,000 MW-s. La segunda restricción requiere que el sistema de distribución mantenga una relación síncrona superior a 1.5. La relación síncrona se mide como la diferencia relativa entre la contribución de MVA de las unidades térmicas y la generación neta de recursos basados en inversores (IBR). Estas restricciones trabajarán juntas para poner límites a la operación del sistema que aseguren un mayor nivel de confiabilidad sin depender de la introducción de inversores formadores de red o condensadores síncronos, como se supone en todos los escenarios base.

Como se discutió en el análisis de estabilidad de la red, el 75% de RED es el caso con mayor exposición a este tipo de situación. Las altas penetraciones de IBR dan como resultado períodos prolongados de baja inercia del sistema. La Ilustración 54 muestra que en el escenario base del 75% de DER la inercia del sistema fue menor a 4,000 MW-s durante más de 3,500 horas al año. En la sensibilidad de la estabilidad de la red, todas las horas estuvieron por encima de 4,000 MW-s y casi todas fueron más altas que la misma hora desde el escenario base, incluso si ya estaba por encima de los 4,000 MW-s. Esto se debe principalmente a la inclusión de la restricción de relación síncrona que se muestra en Ilustración 55. Si bien la inercia del sistema estuvo por debajo del objetivo de 4,000 MW-s durante aproximadamente 3,500 horas en el escenario base, la relación síncrona fue inferior a 1.5 para los a 6,200 horas.

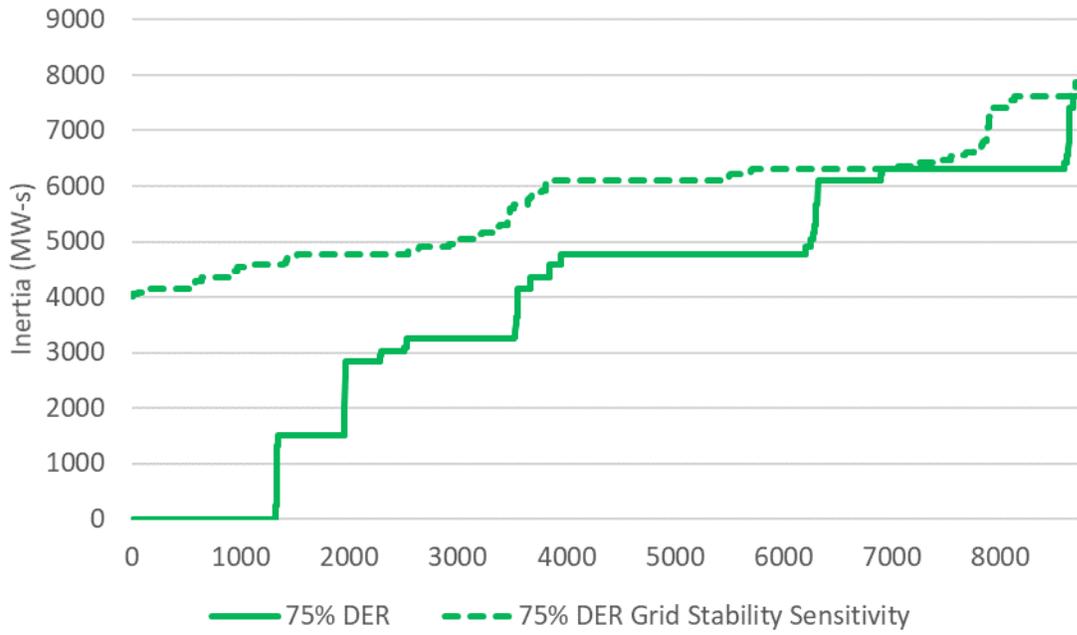


Ilustración 54: Curva de duración de la inercia del sistema

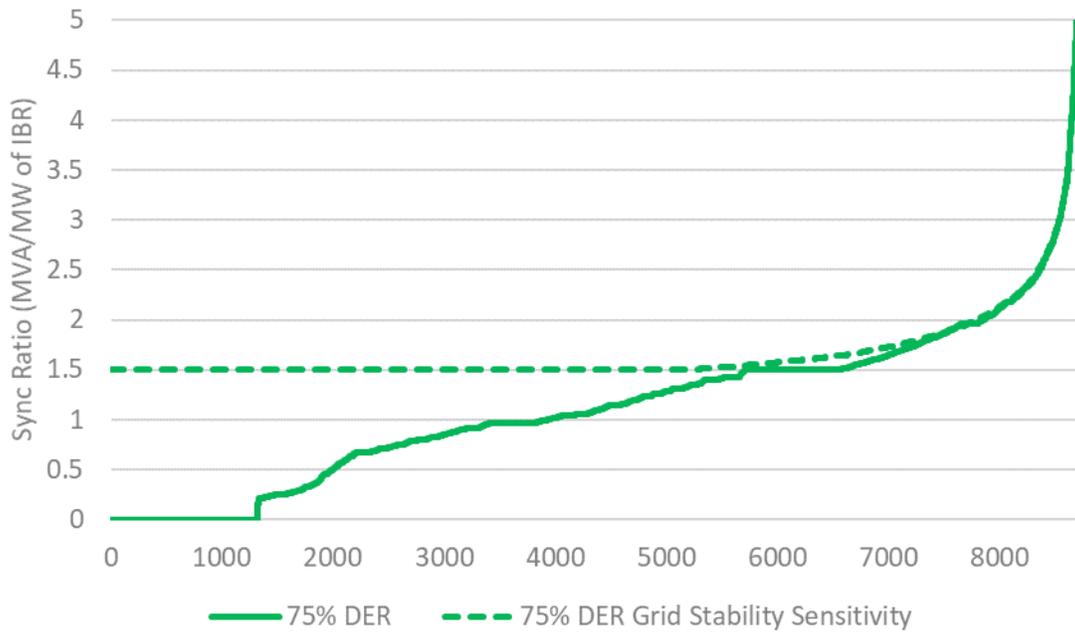


Ilustración 55: Curva de duración de la relación síncrona

Estas restricciones tuvieron poco impacto en los casos de escenario base, 25% DER y 50% DER, como puede verse en el pequeño o ningún cambio en la generación neta anual entre los casos en la Ilustración 56. Hay pequeños cambios en el caso de 50% RED, pero no es hasta el escenario del 75% de RED que la sensibilidad de estabilidad de la red muestra diferencias significativas con respecto al escenario base de 75% RED. Hay un aumento en la generación de unidades de CC, ST y GT en la sensibilidad de estabilidad de la red. Esto tiene sentido, ya que estas unidades se comprometen con más frecuencia para asegurar que hay suficiente generación térmica en línea para mantener una inercia del sistema y una relación sincrónica adecuada. Con este aumento en la generación térmica hay una disminución necesaria en la generación solar y un aumento del uso de batería.

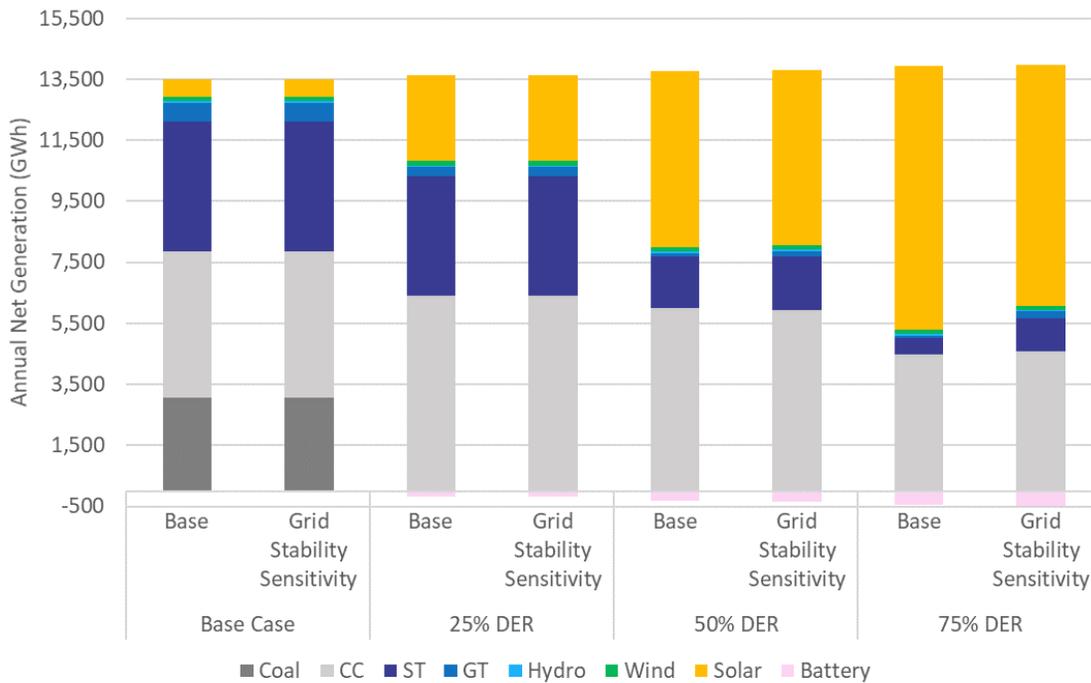


Ilustración 56: Generación neta anual para casos base frente a sensibilidad de estabilidad de la red

A medida que se mantiene en línea más generación térmica durante las horas pico de producción solar para garantizar la estabilidad de la red, hay un aumento en la reducción de IBR. La Ilustración 57 muestra que no hay diferencia en la reducción para los casos de escenario base y 25% de RED. Mientras que el caso de 50% RED tiene un ligero aumento de la reducción cero a menos del 1%. El caso del 75% de RED experimenta un aumento más significativo en la reducción, pasando de aproximadamente el 1% a aproximadamente el 9.5%. Aunque este aumento es más sustancial que los otros tres casos, la cantidad absoluta de reducción de solo el 9.5% sigue siendo razonable para un sistema con el 75% de su energía procedente de recursos renovables.

Este aumento en la reducción se redujo al utilizar más plenamente los recursos de la batería en la red. Esto se puede ver comparando el número promedio de ciclos por año que atraviesan las baterías entre los dos casos, como se muestra en la Ilustración 58. Una vez más, el escenario de 25% RED muestra poco o ningún cambio, pero los escenarios de 50% y 75% de RED tienen aumentos notables en el número de

ciclos de las baterías por año. Esto se debe a que la generación térmica no retrocede tanto durante el mediodía en la sensibilidad de la estabilidad de la red, por lo que la energía solar se desplaza y la red ya no puede consumirla. En su lugar, la mayor parte posible se destina a las baterías para su uso más tarde en la noche.

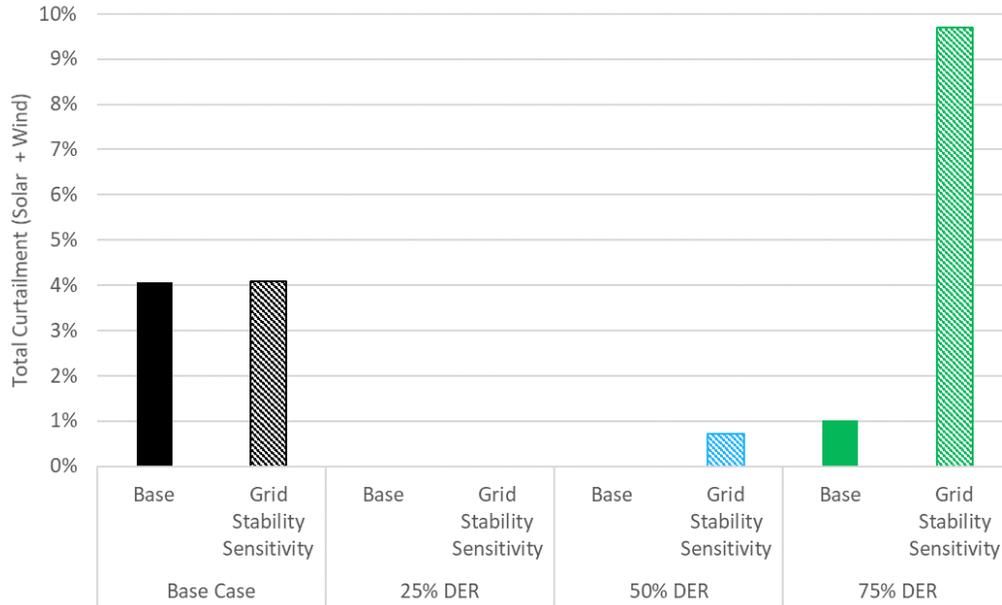


Ilustración 57: Reducción total de las energías renovables

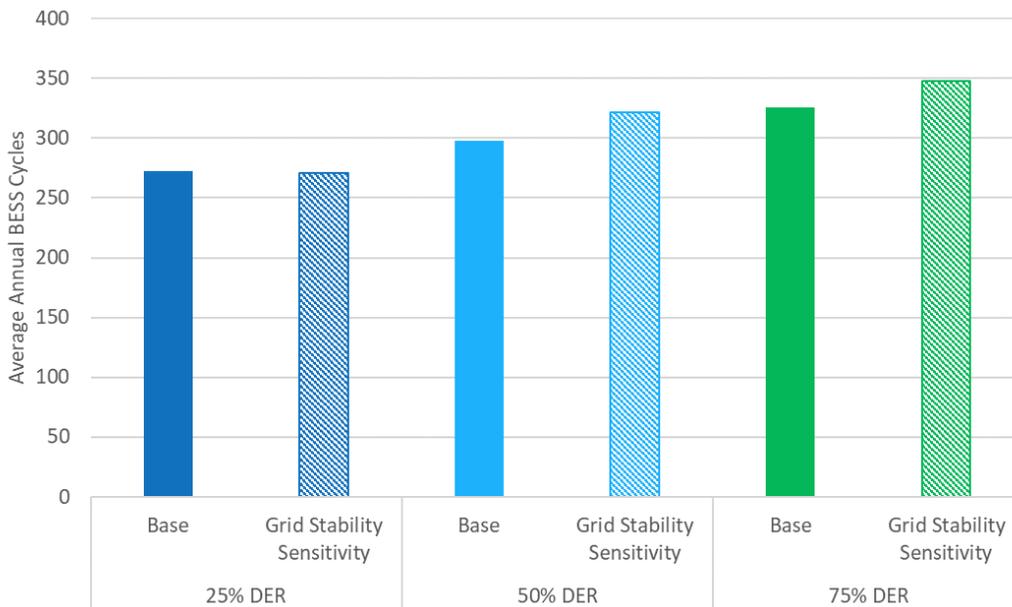


Ilustración 58: Ciclos promedio de batería por año

Estos cambios en el comportamiento operativo son evidentes al comparar el despacho de los dos casos del 75% RED por solo un período de 3 días, como se muestra en la Ilustración 59. En el caso 75% RED cada uno de los tres días experimenta un período prolongado de poca o ninguna generación térmica a la

mitad del día. Sin embargo, en la sensibilidad de estabilidad de la red se eliminan estos períodos y una gran cantidad de generación térmica en varios tipos de unidades permanece en línea a lo largo del día. El aumento en el uso de batería también es evidente en la medida en que la generación total en la sensibilidad de estabilidad de la red se acerca a los 4,000 MW cada uno de los tres días, mientras que en el caso base 75% RED el pico no es mucho mayor que 3,500 MW. Este cambio se debe totalmente a que la batería se utiliza más, ya que la carga neta permanece sin cambios entre los dos casos.

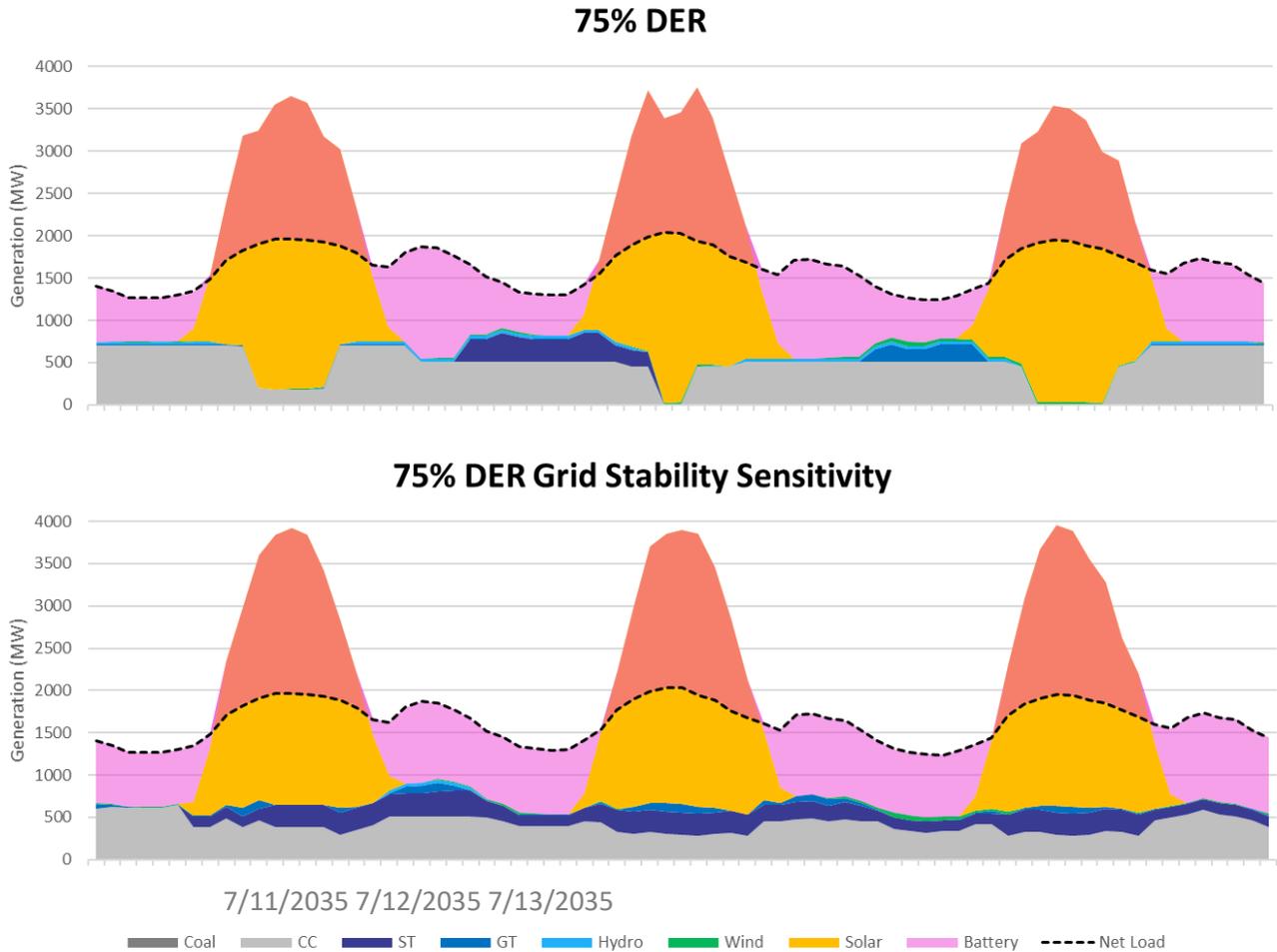


Ilustración 59: Diagrama de transmisión de los escenarios 75% RED del 11 de julio al 13 de julio de 2035

Sobre la base de los costos, las tendencias discutidas anteriormente se mantienen. Al comparar el costo total del sistema (costos de combustible, costos de VO&M y costos iniciales), como se muestra en la Tabla 12 hay pocos cambios en el escenario base y en el 25% de RED. En el caso del 50% de RED, los costos totales del sistema solo aumentan alrededor de \$11 millones, pero en el caso del 75% RED los costos aumentan más de \$127 millones por año. Aunque se trata de un aumento significativo con respecto al escenario base del 75% de RED, es importante señalar que incluso con ese aumento sigue siendo una disminución más sustancial de cualquiera de los otros tres casos. Además, esto demuestra que los cambios operativos pueden ser una estrategia de mitigación eficaz y económica para gestionar la estabilidad de la red en niveles de integración de RED más bajos.

Tabla 12: Costo total del sistema entre los escenarios base y los casos de sensibilidad a la estabilidad de la red

Escenario	Escenario base		25% RED		50% RED		75% RED	
	Base	Sensibilidad a la estabilidad de la red	Base	Sensibilidad a la estabilidad de la red	Base	Sensibilidad a la estabilidad de la red	Base	Sensibilidad a la estabilidad de la red
Total (\$ millones real 2020)	1,086	1,086	989	990	732	743	473	600

7.2 Sensibilidad al retiro acelerado de AES

Además de la sensibilidad a la estabilidad de la red, se realizó una evaluación de sensibilidad de un retiro acelerado de AES. El año de estudio para todos los casos anteriores ha sido 2035, pero a los efectos de esta sensibilidad se eligió 2024 como año de estudio. En base al despliegue de sistemas PV y almacenamiento, esto representa un cronograma realista para el retiro de ambas unidades AES del sistema. Desde esta perspectiva, se creó un perfil de carga actualizado para reflejar la carga esperada en 2024. En la Tabla 13, los supuestos totales de ventas anuales para la sensibilidad del retiro acelerado de AES se comparan con la carga de 2035 utilizada en todos los demás casos. La carga de 2035 incluye alcanzar un objetivo de eficiencia energética del 25% para 2035. Como la carga de 2024 es un paso intermedio, se utilizó un objetivo de eficiencia energética del 11%. Para detalles sobre esto, consulte el informe posterior de EFG.

Tabla 13: Supuestos de carga de sensibilidad al retiro acelerado de AES

	Carga 2035	Carga con retiro acelerado de AES (2024)
Total de Ventas Anuales (GWh)	11,736	13,932

Así como la carga se ajustó para que coincida con el año de estudio actualizado de 2024, la construcción de DPV y baterías ha sido ajustado para reflejar lo que razonablemente se puede suponer que estará completado para 2024. El punto de partida para esta construcción intermedia de RED es el escenario de 25% RED, ya que representa la construcción más alcanzable a corto plazo. La construcción actualizada se describe en Tabla 14. La sensibilidad al retiro acelerado de AES solo evalúa los efectos de la retirada del sistema de AES 1 y 2, a diferencia de los otros retiros descritos en la Sección 2.3.

Tabla 14: Supuestos de construcción de RED para la sensibilidad al retiro acelerado de AES

	25% Escenario base RED	AES Sensibilidad acelerada para la retiro
DPV residencial (MW)	1,350	614
DPV comercial (MW)	142	65
Batería (4.5 horas) (MW)	1,179	442

Para fines de comparación, los resultados de sensibilidad también incluyen una ejecución del escenario base actualizado que utilizó la carga aumentada de la Tabla 13. Esto permitirá una comparación directa de cómo un sistema con la composición actual se compara con uno que ha añadido capacidad RED y el retiro de AES.

Con el retiro de AES, la sensibilidad al retiro acelerado muestra un aumento significativo en la generación por unidades CC, como se muestra en la Ilustración 60. Esto está en línea con lo visto en los principales resultados de la Ilustración 15. Sin embargo, con solo una acumulación intermedia de capacidad RED en comparación incluso con el escenario base de 25% RED, también hay un aumento significativo en la generación por unidades ST. Con la retirada de AES el sistema perdió 454 MW de capacidad. Esta capacidad fue sustituida por más de 500 MW de DPV y otras 442 MW de ~4.5 horas de de batería. Sin embargo, a pesar de que se añadió una mayor capacidad al sistema que lo retirado, el factor de capacidad de las unidades añadidas es mucho menor que la de AES. Desde un punto de vista de confiabilidad, cada sistema evaluado a continuación vio cero instancias de energía no servida o escasez de reservas, pero el RED añadido al sistema todavía no produce suficiente energía para reemplazar completamente la generación de AES. Por lo tanto, las unidades ST asumen una función mayor en la generación que en casos previos para reemplazar completamente la energía proporcionada por AES.

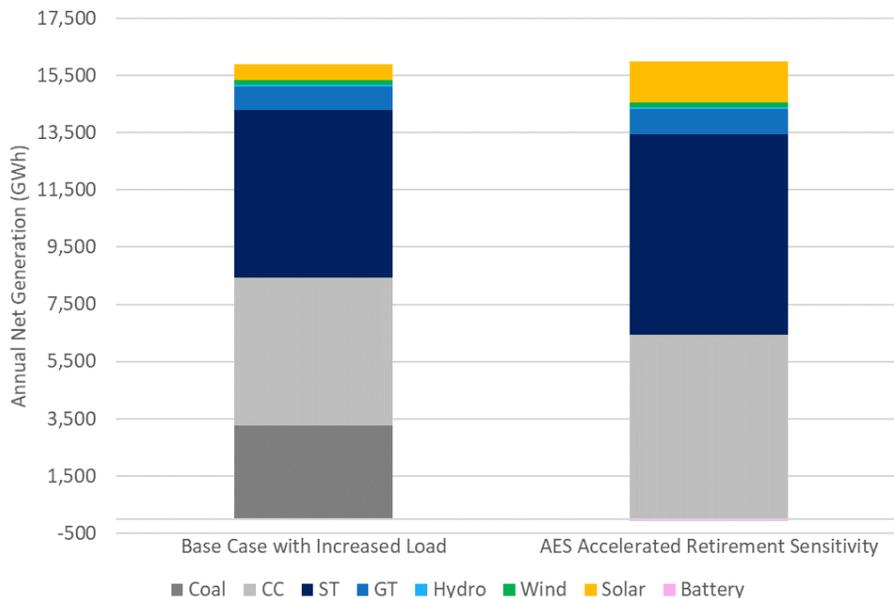


Ilustración 60: Generación neta anual para la sensibilidad al retiro acelerado de AES

Los costos totales del sistema muestran una tendencia similar con la sensibilidad al retiro acelerado de AES, lo que resulta en aproximadamente \$68 millones de aumento de costos, como se muestra en la Tabla 15. Este aumento en los costos se debe principalmente a la generación con petróleo (en su mayoría unidades ST) que reemplaza la generación con carbón de menor costo.

Tabla 15: Costos totales del sistema para la sensibilidad al retiro acelerado de AES

	Base con carga aumentada	Sensibilidad para el retiro acelerado de AES

Costos totales del sistema (millones \$ real 2020)	1.349	1,417
--	-------	-------

Los diagramas de distribución que resaltan las mismas semanas que las mostradas anteriormente se muestran en Ilustración 61 y la Ilustración 62. Debe tenerse en cuenta que, aunque estas son las mismas semanas resaltadas anteriormente en la Ilustración 18 y la Ilustración 19, la carga para los casos siguientes se escaló más para reflejar las condiciones esperadas para el año de estudio 2024. Como se señaló anteriormente, las unidades CC y ST se utilizan más a menudo con el retiro de AES. Incluso con menos RED en el sistema que los casos evaluados anteriormente, la presencia de más energía solar y baterías es clara en la sensibilidad de retiro acelerado de AES. A diferencia de los casos evaluados anteriormente, a continuación, se muestran las horas en que las baterías se cargan con la generación térmica en lugar de casi completamente con la energía solar. Es muy probable que este cambio se deba a la cantidad más limitada de generación de energía solar en este caso en comparación con los tres casos principales de RED. Y se relaciona con por qué las unidades ST juegan un papel más importante en el sistema como se discutió anteriormente.

En general, el retiro acelerado de AES es factible con una acumulación incremental de RED para ayudar a reemplazar la capacidad perdida. El sistema será capaz de funcionar correctamente y satisfacer la demanda durante todo el año.

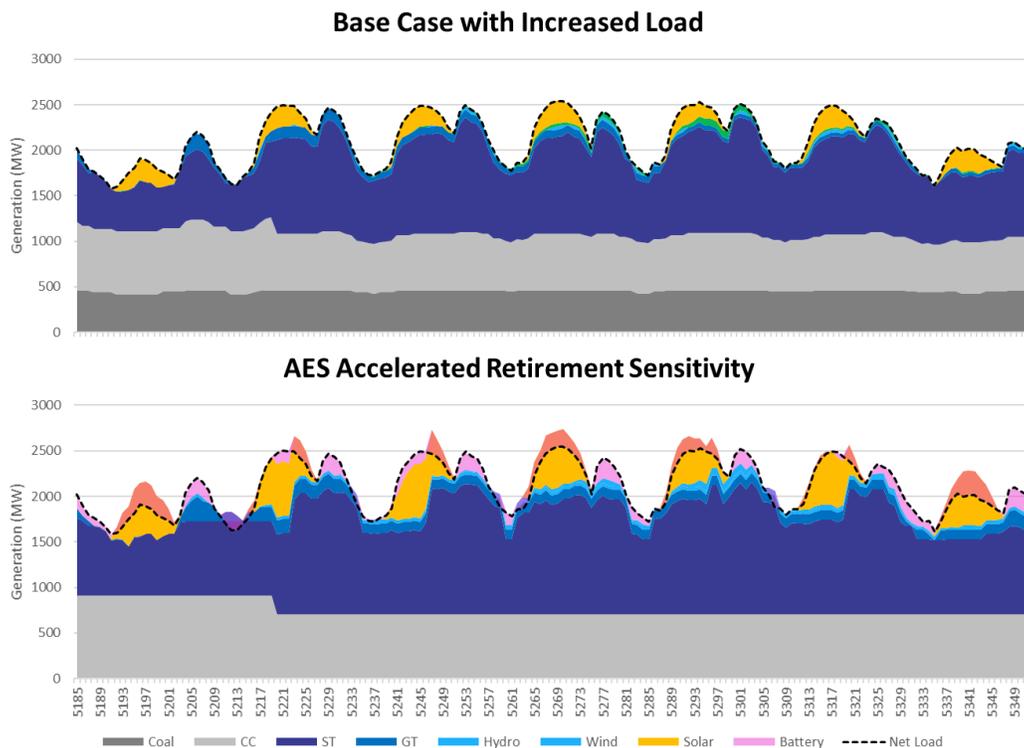


Ilustración 61: Diagramas de transmisión, sensibilidad de retiro de AES, semana de carga máxima (5 de agosto)

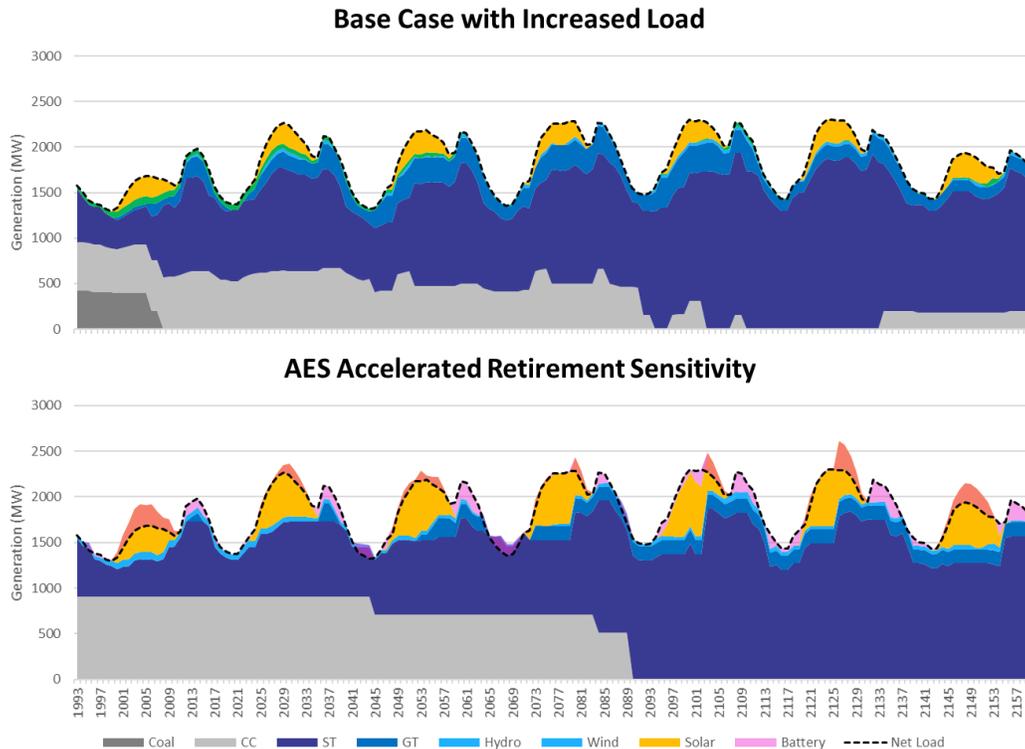


Ilustración 62: Diagramas de transmisión, sensibilidad de retiro AES, semana renovable máxima (25 de marzo)

8 Mitigaciones y recomendaciones

La integración de niveles significativos de recursos energéticos distribuidos se puede lograr de una manera económica que mejore la confiabilidad, la resiliencia y la estabilidad de la red. Sin embargo, esta transición requerirá cambios en las prácticas operativas, así como inversiones en tecnologías de generación, transmisión, distribución y habilitación. Algunas de estas mitigaciones se proporcionan en la siguiente lista.

- Una mayor flexibilidad de la flota fósil convencional será cada vez más importante. Se deben evaluar las inversiones para aumentar la flexibilidad, específicamente el funcionamiento y el ciclo de carga parcial, para garantizar un funcionamiento confiable de los generadores.
- La flexibilidad de carga también será un aspecto importante de la integración de RED. Las inversiones realizadas para utilizar cargas para la respuesta a la demanda convencional (reducción de la carga durante el período de mayor demanda) y los servicios de la red serán un aspecto importante de la confiabilidad de la red con menos unidades fósiles disponibles.
- Para alcanzar los niveles de integración de RED evaluados en este estudio, será importante aumentar la visibilidad y el control de los RED. Esto se puede lograr directamente a través de comunicaciones centralizadas o control por parte del operador de la red o con conglomerados de terceros. Las inversiones en agregación y supervisión de RED permitirían al operador del sistema considerar la generación esperada de los RED para comprometer y despachar el sistema, al menos en parte, en función de las necesidades del sistema.

- Este análisis supone el almacenamiento de batería distribuido como capaz de proporcionar servicios a la red como la respuesta de frecuencia rápida (FFR) de forma autónoma. Sin embargo, para que el RED tenga la capacidad (el espacio) de responder rápida y autónomamente cuando sea necesario, el RED debe ser operado para mantener un nivel mínimo potencia y reservas de energía. Para aumentar las reservas de RED, también es posible utilizar recursos BESS a escala de servicios con FFR.
- Será importante administrar la configuración del inversor RED de cerca para tener un registro preciso de todos los ajustes de control de RED. Este es un paso crítico para tener un modelo preciso de la red de modo que sea posible comprender y mitigar los desafíos que surgen.
- Se recomienda tener la capacidad de ajustar las características de respuesta y la configuración de protección a medida que la red evoluciona. La capacidad de actualizar la configuración del inversor de forma remota puede contribuir en gran medida a los ajustes de mitigación de "control de inversor heredado" que ya no son apropiados para una red futura y terminan obstaculizando la capacidad de la red para integrar niveles más altos de energías renovables.
- A medida que se integran niveles significativos de RED, se recomienda revisar el esquema de relevo de carga por baja frecuencia para coordinarlo con el RED conectado a estas cargas, que puede estar brindando apoyo a la red durante disturbios y debe evitar ser desconectado.
- Se recomienda que el análisis de estabilidad de la red para penetraciones muy altas de energías renovables se lleve a cabo con modelos más apropiados como modelos de simulación de transitorio electromagnético (EMT). No se considera necesario representar toda la red de Puerto Rico en EMT, pero representar porciones de tamaño razonable proveerá una gran comprensión de los controles y comportamientos del inversor que podrían informar documentos detallados de especificaciones del inversor.
- Se recomienda estudiar las tecnologías de inversores emergentes, como la tecnología de inversor de formación de redes y sus beneficios potenciales para la estabilización de una red puertorriqueña con alto nivel de energía renovable dominante en inversores.
- Se recomienda revisar los sistemas de protección de la transmisión existentes para comprobar si hay esquemas como la protección de distancia de línea que puedan ser vulnerables a un mal funcionamiento cuando existan altos niveles de recursos basados en inversores.

9 Hallazgos clave

Los resultados de este estudio son significativos e ilustran claramente que Puerto Rico puede cambiar radicalmente su sistema de energía a uno basado en recursos energéticos distribuidos locales, renovables y resilientes. Esto se puede hacer de una manera que mejore la confiabilidad del sistema, la estabilidad de la red y la resiliencia para los contribuyentes de Puerto Rico. Esta transición producirá beneficios ambientales con emisiones reducidas de CO₂ y de otros contaminantes ambientales y disminuirá considerablemente el consumo de combustibles fósiles en Puerto Rico. Esto hará que el sistema de energía, y la economía, sean menos susceptibles a la volatilidad de los precios de los combustibles de los mercados petroleros y que tengan mayor soberanía energética. Además, los resultados del estudio produjeron los siguientes hallazgos clave:

- Los RED se pueden utilizar como una herramienta para acelerar la retirada de la flota fósil envejecida de Puerto Rico, reemplazando esa capacidad con tecnología más flexible, limpia y resiliente. La planta de carbón AES, por ejemplo, podría retirarse en 2024 siempre que haya suficiente inversión en RED y eficiencia energética.
- A medida que la integración de energía solar aumente en Puerto Rico, se extenderá por toda la isla. Si bien cualquier sitio solar individual puede tener una gran cantidad de variabilidad debido a la nubosidad, la variabilidad en toda la isla se reducirá significativamente.
- La flota fósil requerirá una mayor flexibilidad, especialmente para las unidades CC, que se espera que conecten y se desconecten con más frecuencia y funcionen durante menos horas al año. Esto puede cambiar los requisitos de mantenimiento, los costos cíclicos y la confiabilidad de estos generadores en el futuro.
- La reducción de renovables es bastante baja en todos los escenarios y es más alta (sobre una base relativa) en el escenario base antes de añadir almacenamiento. Desde una perspectiva total de energías renovables, la reducción está limitada al 1% incluso en los escenarios de RED más altos.
- Tanto el petróleo como el gas experimentan una disminución del 50% en el consumo en el escenario del 75% de RED. Como resultado, Puerto Rico sería menos susceptible a la volatilidad de los precios de los combustibles y se volvería más independiente en materia de energía con una mayor adopción de RED. Esta reducción en el consumo de combustible también se traduce en una reducción de más del 70% (más de 6 millones de toneladas) en las emisiones de dióxido de carbono en el caso del 75% RED.
- Los ahorros en los costos de producción (sin tener en cuenta el costo de capital de los nuevos recursos) de introducir más RED en la red eléctrica y, al mismo tiempo, retirar la generación basada en combustibles fósiles son considerables, con un rango de ahorros de aproximadamente \$144 millones (25% RED) a \$703 millones al año (75% RED). Esto equivale a un costo de energía evitado de \$64 a \$86/MWh de energía solar adicional.
- Otra ventaja de la integración de RED es que los recursos se ubican directamente en las cargas, reduciendo la cantidad total de energía que fluye a través de la red de transmisión. Esto produce confiabilidad, resiliencia y beneficios de pérdida de transmisión evitados. A través de los escenarios analizados, los RED redujeron los flujos netos a través de la red a medida que cada región individual se vuelve más autosuficiente con el aumento de los RED ubicados en las respectivas regiones.

- En el caso 50% RED y 75% RED hay horas con el 100% de la generación proveniente de IBR, incluso después de usar el almacenamiento para cambiar gran parte de la generación excedente. Con las tecnologías de inversor actuales y la ausencia de condensadores síncronos, este nivel de operación no sería confiable, pero se pueden realizar cambios en las operaciones para garantizar la confiabilidad si esas mitigaciones no están disponibles.
- Los controles de inversores de RED para la respuesta de la red son fundamentales para lograr un funcionamiento estable de la red hasta el escenario del 50%. El uso de funciones del inversor RED como la respuesta de frecuencia-vatio (FFR) y la respuesta de volt-var que se ajustan para una respuesta rápida son eficaces en la estabilización de la red para perturbaciones significativas. Se necesitan alrededor de 300 MW de FFR para permitir que la red sobreviva a los eventos de pérdida de generación a través del escenario del 50%.
- Para penetraciones muy altas de RED, se necesitan herramientas analíticas más detalladas (como herramientas electromagnéticas transitorias) para evaluar la estabilidad del escenario del 75%, particularmente con una representación de mayor fidelidad de los recursos basados en inversores.
- Reducir el despacho máximo de la unidad generadora individual más grande, incorporar más generadores convencionales y utilizar condensadores síncronos son enfoques efectivos basados en la tecnología existente y las prácticas tradicionales que pueden utilizarse para mitigar los desafíos de estabilidad de la red para escenarios de penetración muy alta.

10 Próximos pasos

La evolución del sistema de energía evaluada en este estudio es significativa y no debe tomarse a la ligera. Si se implementan, estos cambios convertirían la red de Puerto Rico en una de las redes renovables basadas en inversores más grandes del mundo, líder en la industria de la integración de RED. Si bien este estudio fue abarcador, no fue exhaustivo. Hay desafíos técnicos, económicos, de confiabilidad y organizativos no abordados que deben evaluarse más a fondo. Estos incluyen, pero no se limitan a lo siguiente:

- Se deben realizar más investigaciones para comprender mejor el papel del pronóstico de clima, tanto para el recurso solar como en la forma en que se operan los RED en general. Este estudio no consideró explícitamente la previsión del recurso solar o la utilización de la batería. En su lugar, supone que la incorporación de almacenamiento de baterías podía gestionar de manera efectiva la incertidumbre en el recurso solar.
- Se podrían realizar más análisis para evaluar el papel de las microrredes para proporcionar beneficios de resiliencia local y beneficios a la red. Este estudio no evaluó sistemas RED o microrredes específicos, sino que evaluó el impacto del sistema masivo en la red.
- Este estudio supone el control agregado y la visibilidad del RED. Si bien esto puede ser apropiado para la planificación del sistema a largo plazo varios años en el futuro, la integración de RED, hasta el momento, no se ha implementado a escala. El análisis a corto plazo sobre la integración de RED debe evaluarse para considerar los desafíos de las operaciones antes del control agregado y la visibilidad.
- Se deben realizar estudios adicionales para cuantificar los impactos de confiabilidad de la generación retirada de la manera adecuada, utilizando específicamente métodos de adecuación de recursos. Las retiradas analizadas en este estudio fueron seleccionadas de manera conservadora, pero no se basaron en análisis detallados del retiro y la confiabilidad.
- Se requiere un análisis más detallado para evaluar la estabilidad de la red para las operaciones de la red con predominancia de inversores, como las del escenario del 75% renovable. Esto incluiría herramientas de simulación del transitorios electromagnéticos (EMT) con modelos de inversores de alta fidelidad para comprender mejor la estabilidad de la red con la tecnología actual de inversores de seguimiento de red y la tecnología emergente de inversores formadores de red.
- Se recomienda el desarrollo de una especificación de comportamiento del inversor RED para definir claramente el desempeño, las características y las funciones necesarias para permitir una red futura estable y confiable que dependa de recursos energéticos distribuidos.
- Revisar los sistemas de protección de la transmisión existentes para verificar esquemas como la protección de distancia de línea que pueden ser vulnerables a un mal funcionamiento cuando hay altos niveles de recursos basados en inversores.

Apéndice

Datos y otros supuestos

Tabla 16: Cálculos de viviendas resilientes, capacidad de RED y energía renovable por escenario

Row	Formula	Property	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
A	Assumed	Renewable Energy as % of Total Load	25%	50%	75%
B	Input Data	Total Number of Homes in Puerto Rico	1,500,000	1,500,000	1,500,000
C	Input Data	Owner Occupied # of Homes	986,165	986,165	986,165
D	Input Data	Active Residential Customers	1,340,652	1,340,652	1,340,652
E	Input Data	Percent of Non Apartment Houses	95%	95%	95%
F	Input Data	Number of Customers with home suitable for Rooftop PV	1,000,000	1,000,000	1,000,000
G	= F / D	Percent of Customers that have a home suitable for Rooftop PV	75%	75%	75%
H	Assumed	Percent of homes with a rooftop PV system by Load Year	50.0%	75.0%	100.0%
I	Assumed	Assumed average rooftop PV size (kW)	2.7	2.7	2.7
J	= (F * H * I) / 1000	Residential Installed rooftop PV (MW)	1,350	2,025	2,700
K	Input Data	NREL SAM Capacity Factor ¹	19.2%	19.2%	19.2%
L	= (J * K * 8760) / 1000	Total Generation of Rooftop PV (GWh)	2,271	3,406	4,541
M	Assumed	Gross Energy Sales before EE (GWh) ²	15,648	15,648	15,648
N	= M * 25%	Energy Efficiency Assumption (GWh) ³	3,912	3,912	3,912
O	= M - N	Gross Energy Sales after EE (GWh)	11,736	11,736	11,736
P	= A * O	Renewable Target (GWh)	2,934	5,868	8,802
Q	Input Data	Existing Renewable Generation from UPV and Wind (GWh)	423	423	423
R	= P - L - Q	Additional Renewable Generation from C&I (GWh) ⁴	240	2,039	3,838
S	= (R * 8760) / (K * 8760)	Necessary Renewable Buildout from C&I (MW)	143	1,212	2,282
T	= J + S	Total PV Capacity (Residential Rooftop PV + C&I (MW)	1,493	3,237	4,982
U	= J * 4.5	Storage Buildout for Residential DPV (MWh) ⁵	5,301	8,339	11,376

Notes

1. Based on data from NREL Puerto Rico Simulated High Resolution Dataset, National Solar Radiation Database
2. From PREPA IRP, Exhibit 3-11: Gross Energy Demand for Generation
3. Based on Queremos Sol's Energy Efficiency and Conservation Policy Objective of 25% by 2035
4. C&I refers to commercial and industrial customers, as well as carports and repurposed landfills
5. Assumed weighted average of solar PV and battery systems, ranging from 1.8 kW, 4.2 kWh to 4.2 kW, 21.6 kWh systems

Tabla 17: Clasificación de prioridades de retiro

Unit Name	Type	Capacity (MW)	Generation Cost (\$/MWh)	FO&M (\$/kW-y)	Age (Yrs)	Emissions Rate (ton/MWh)	Flexibility	Forced Outage Rate	Location (0 = North, 1 = South)	Retirement Weight	Retirement Rank
AES 1	Coal	227	40	38.37	19	1.01	5	0.03	1	150	1
AES 2	Coal	227	40	38.37	19	1.01	5	0.03	1	150	2
Palo Seco Steam 3	ST	216	134	46.47	61	0.84	3	0.42	0	147	3
Palo Seco Steam 4	ST	216	134	46.47	60	0.84	3	0.42	0	147	4
Aguirre Steam 2	ST	450	131	32.04	46	0.84	3	0.2	1	140	5
Aguirre Steam 1	ST	450	130	32.04	46	0.83	3	0.2	1	140	6
Aguirre CCGT 1	CC	260	274	22.64	44	0.90	2	0.2	1	132	7
Aguirre CCGT 2	CC	260	274	22.64	44	0.90	2	0.2	1	132	8
Yabucoa GT12	GT	21	365	26.54	50	1.16	1	0.15	1	130	9
Yabucoa GT11	GT	21	365	26.54	50	1.16	1	0.15	1	130	10
Aguirre GT21	GT	21	365	26.54	49	1.16	1	0.15	1	129	11
Aguirre GT22	GT	21	365	26.54	49	1.16	1	0.15	1	129	12
Costa Sur GT11	GT	21	365	26.54	49	1.16	1	0.15	1	129	13
Costa Sur GT12	GT	21	365	26.54	49	1.16	1	0.15	1	129	14
San Juan Steam 7	ST	100	142	49.02	56	0.91	3	0.15	0	125	15
San Juan Steam 8	ST	100	142	49.02	52	0.91	3	0.15	0	123	16
Costa Sur Steam 6	ST	410	106	35.96	48	0.57	3	0.04	1	122	17
Costa Sur Steam 5	ST	410	106	35.96	49	0.57	3	0.02	1	120	18
Vega Baja GT11	GT	21	365	26.54	50	1.16	1	0.15	0	105	19
Vega Baja GT12	GT	21	365	26.54	50	1.16	1	0.15	0	105	20
Daguao GT11	GT	21	365	26.54	49	1.16	1	0.15	0	104	21
Daguao GT12	GT	21	365	26.54	49	1.16	1	0.15	0	104	22
Palo Seco GT12	GT	21	365	26.54	49	1.16	1	0.15	0	104	23
Palo Seco GT21	GT	21	365	26.54	49	1.16	1	0.15	0	104	24
Palo Seco GT11	GT	21	365	26.54	49	1.16	1	0.15	0	104	25
Jobos GT11	GT	21	365	26.54	48	1.16	1	0.15	0	104	26
Jobos GT12	GT	21	365	26.54	48	1.16	1	0.15	0	104	27
Palo Seco GT22	GT	21	365	26.54	48	1.16	1	0.15	0	104	28
Palo Seco GT31	GT	21	365	26.54	48	1.16	1	0.15	0	104	29
Palo Seco GT32	GT	21	365	26.54	48	1.16	1	0.15	0	104	30
EcoElectrica	CC	507	81	29.89	22	0.44	2	0.02	1	89	31
Cambalache GT 2	GT	83	159	24.44	44	1.00	1	0.1	0	81	32
Cambalache GT 3	GT	83	159	24.44	44	1.00	1	0.1	0	81	33
San Juan CCGT 6	CC	200	85	27.4	13	0.63	2	0.18	0	77	34
San Juan CCGT 5	CC	200	83	27.4	13	0.61	2	0.18	0	77	35
Mayaguez Plant 1	GT	50	119	26.54	12	0.75	1	0.09	0	60	36
Mayaguez Plant 2	GT	50	119	26.54	12	0.75	1	0.09	0	60	37
Mayaguez Plant 3	GT	50	119	26.54	12	0.75	1	0.09	0	60	38
Mayaguez Plant 4	GT	50	119	26.54	12	0.75	1	0.09	0	60	39

Tabla 18: Curvas de tasa de calor promedio de unidades fósiles

Category	Unit Name	Min Stable Level	Max Capacity	Heat Rate Coeff (ax^2)	Heat Rate Coeff (bx)	Heat Rate Coeff (c)	MW1	MW2	MW3	MW4	MW5	MW6	MW7	AHR1	AHR2	AHR3	AHR4	AHR5	AHR6	AHR7
Coal	AES 1	166	227	0.00896	6177	363	166	176	186	197	207	217	227	9,849	9,814	9,792	9,783	9,783	9,792	9,808
Coal	AES 2	166	227	0.00896	6177	363	166	176	186	197	207	217	227	9,849	9,814	9,792	9,783	9,783	9,792	9,808
CC	Aguirre CCGT 1	46	260	0.02546	-745	1379	46	82	117	153	189	224	260	30,404	18,220	13,995	12,164	11,368	11,114	11,179
CC	Aguirre CCGT 2	46	260	0.02546	-745	1379	46	82	117	153	189	224	260	30,404	18,220	13,995	12,164	11,368	11,114	11,179
CC	EcoElectrica	275	507	0.00879	-501	1810	275	314	352	391	430	468	507	8,496	8,025	7,731	7,563	7,486	7,478	7,523
CC	San Juan CCGT 5	106	200	0.02266	-510	726	106	122	137	153	169	184	200	8,741	8,214	7,889	7,702	7,616	7,605	7,652
CC	San Juan CCGT 6	106	200	0.02333	-525	748	106	122	137	153	169	184	200	9,003	8,460	8,124	7,933	7,844	7,833	7,881
ST	Aguirre Steam 1	143	450	0.00443	6057	705	143	194	245	297	348	399	450	11,618	10,547	10,016	9,747	9,624	9,591	9,617
ST	Aguirre Steam 2	143	450	0.00448	6120	712	143	194	245	297	348	399	450	11,739	10,656	10,121	9,849	9,725	9,691	9,717
ST	Costa Sur Steam 5	131	410	0.00494	6149	652	131	178	224	271	317	364	410	11,773	10,699	10,166	9,895	9,771	9,738	9,764
ST	Costa Sur Steam 6	131	410	0.00494	6149	652	131	178	224	271	317	364	410	11,773	10,699	10,166	9,895	9,771	9,738	9,764
ST	Palo Seco Steam 3	69	216	0.00935	6135	343	69	94	118	143	167	192	216	11,747	10,675	10,143	9,873	9,749	9,716	9,742
ST	Palo Seco Steam 4	69	216	0.00935	6135	343	69	94	118	143	167	192	216	11,747	10,675	10,143	9,873	9,749	9,716	9,742
ST	San Juan Steam 7	32	100	0.02180	6622	171	32	43	55	66	77	89	100	12,671	11,519	10,947	10,656	10,523	10,487	10,515
ST	San Juan Steam 8	32	100	0.02170	6590	170	32	43	55	66	77	89	100	12,609	11,462	10,893	10,603	10,471	10,435	10,463
GT	Aguirre GT21	13	21	0.00580	11180	65	13	14	16	17	18	20	21	16,260	15,802	15,424	15,106	14,835	14,602	14,400
GT	Aguirre GT22	13	21	0.00580	11180	65	13	14	16	17	18	20	21	16,260	15,802	15,424	15,106	14,835	14,602	14,400
GT	Cambalache GT 2	50	83	0.00118	8967	206	50	56	61	67	72	78	83	13,150	12,748	12,419	12,146	11,916	11,719	11,549
GT	Cambalache GT 3	50	83	0.00118	8967	206	50	56	61	67	72	78	83	13,150	12,748	12,419	12,146	11,916	11,719	11,549
GT	Costa Sur GT11	13	21	0.00580	11180	65	13	14	16	17	18	20	21	16,260	15,802	15,424	15,106	14,835	14,602	14,400
GT	Costa Sur GT12	13	21	0.00580	11180	65	13	14	16	17	18	20	21	16,260	15,802	15,424	15,106	14,835	14,602	14,400
GT	Daguao GT11	13	21	0.00580	11180	65	13	14	16	17	18	20	21	16,260	15,802	15,424	15,106	14,835	14,602	14,400
GT	Daguao GT12	13	21	0.00580	11180	65	13	14	16	17	18	20	21	16,260	15,802	15,424	15,106	14,835	14,602	14,400
GT	Jobos GT11	13	21	0.00580	11180	65	13	14	16	17	18	20	21	16,260	15,802	15,424	15,106	14,835	14,602	14,400
GT	Jobos GT12	13	21	0.00580	11180	65	13	14	16	17	18	20	21	16,260	15,802	15,424	15,106	14,835	14,602	14,400
GT	Mayaguez Plant 1	25	50	0.00158	7236	100	25	29	33	38	42	46	50	11,286	10,719	10,296	9,969	9,708	9,496	9,320
GT	Mayaguez Plant 2	25	50	0.00158	7236	100	25	29	33	38	42	46	50	11,286	10,719	10,296	9,969	9,708	9,496	9,320
GT	Mayaguez Plant 3	25	50	0.00158	7236	100	25	29	33	38	42	46	50	11,286	10,719	10,296	9,969	9,708	9,496	9,320
GT	Mayaguez Plant 4	25	50	0.00158	7236	100	25	29	33	38	42	46	50	11,286	10,719	10,296	9,969	9,708	9,496	9,320
GT	Palo Seco GT11	13	21	0.00580	11180	65	13	14	16	17	18	20	21	16,260	15,802	15,424	15,106	14,835	14,602	14,400
GT	Palo Seco GT12	13	21	0.00580	11180	65	13	14	16	17	18	20	21	16,260	15,802	15,424	15,106	14,835	14,602	14,400
GT	Palo Seco GT21	13	21	0.00580	11180	65	13	14	16	17	18	20	21	16,260	15,802	15,424	15,106	14,835	14,602	14,400
GT	Palo Seco GT22	13	21	0.00580	11180	65	13	14	16	17	18	20	21	16,260	15,802	15,424	15,106	14,835	14,602	14,400
GT	Palo Seco GT31	13	21	0.00580	11180	65	13	14	16	17	18	20	21	16,260	15,802	15,424	15,106	14,835	14,602	14,400
GT	Palo Seco GT32	13	21	0.00580	11180	65	13	14	16	17	18	20	21	16,260	15,802	15,424	15,106	14,835	14,602	14,400
GT	Vega Baja GT11	13	21	0.00580	11180	65	13	14	16	17	18	20	21	16,260	15,802	15,424	15,106	14,835	14,602	14,400
GT	Vega Baja GT12	13	21	0.00580	11180	65	13	14	16	17	18	20	21	16,260	15,802	15,424	15,106	14,835	14,602	14,400
GT	Yabucoa GT11	13	21	0.00580	11180	65	13	14	16	17	18	20	21	16,260	15,802	15,424	15,106	14,835	14,602	14,400
GT	Yabucoa GT12	13	21	0.00580	11180	65	13	14	16	17	18	20	21	16,260	15,802	15,424	15,106	14,835	14,602	14,400
Other	Landfill Gas	2	4	0.03047	11180	12	2	2	3	3	3	4	4	17,437	16,562	15,908	15,402	14,999	14,671	14,400

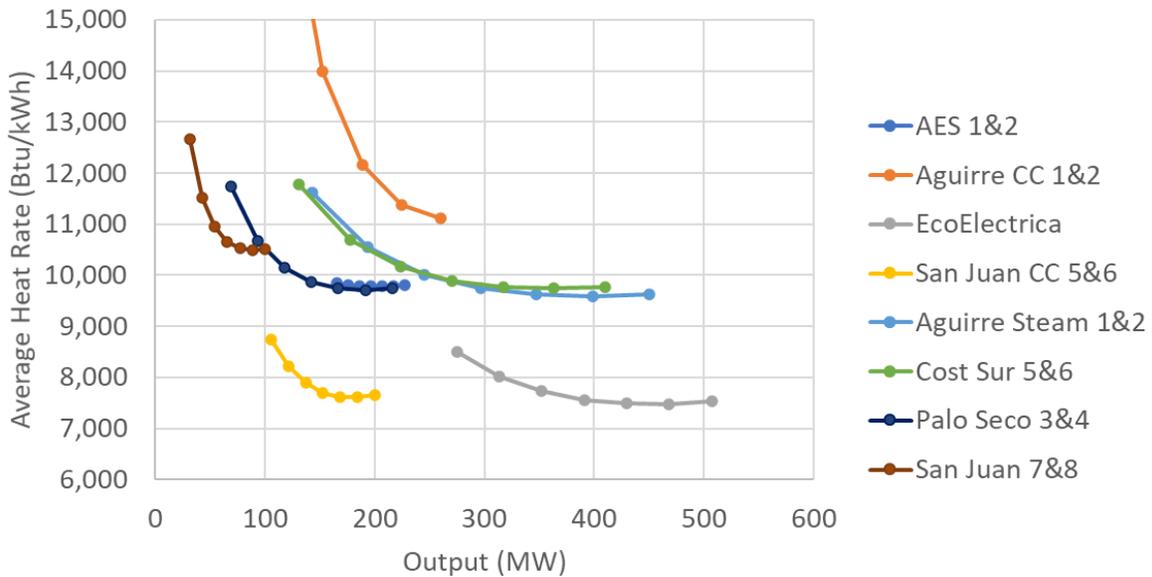


Ilustración 63: Curvas de tasa de calor promedio de unidades fósiles

Tabla 19: Capacidad de RED por región, clase de cliente y escenario

	Capacidad fotovoltaica (MW)			Capacidad de la batería (MWh)		
	25% RED	50% RED	75% RED	25% RED	50% RED	75% RED
Residencial	1,350	2,025	2,700	6,075	9,113	12,150
Arecibo	145	211	277	651	949	1,246
Bayamón	251	378	504	1,130	1,699	2,268
Caguas	221	331	440	996	1,488	1,979
Carolina	162	246	329	729	1,105	1,481
Mayagüez	152	227	302	686	1,022	1,359
Ponce ES	62	88	114	278	397	515
Ponce OE	118	176	234	532	793	1,055
San Juan	239	369	499	1,074	1,660	2,247
Comercial	143	1,212	2,282	0	0	0
Arecibo	12	102	191	0	0	0
Bayamón	12	106	199	0	0	0
Caguas	19	162	304	0	0	0
Carolina	13	110	207	0	0	0
Mayagüez	21	181	341	0	0	0
Ponce ES	5	41	76	0	0	0
Ponce OE	8	68	129	0	0	0
San Juan	52	443	834	0	0	0
Total	1,493	3,237	4,982	6,075	9,113	12,150
Arecibo	157	312	468	651	949	1,246
Bayamón	264	483	703	1,130	1,699	2,268
Caguas	240	492	744	996	1,488	1,979
Carolina	175	356	536	729	1,105	1,481
Mayagüez	174	408	643	686	1,022	1,359
Ponce ES	67	129	191	278	397	515
Ponce OE	126	245	363	532	793	1,055
San Juan	291	812	1,333	1,074	1,660	2,247

Tabla 20: Parámetros del modelo de carga dinámica para el modelo PSSE CMLDBU

CON	Descripción	Conjunto de parámetros 1	Conjunto de parámetros 2	Conjunto de parámetros 3	Conjunto de parámetros 4
J+0	CARGAR BASE MVA	-1	-1	-1	-1
J+1	SHUNT SUBESTACIÓN B (PU DE LA BASE MVA)	0	0	0	0
J+2	Rfdr - Alimentador R (pu de carga de la base MVA)	0.04	0.02	0.03	0.05

Estudio de Integración RED para Puerto Rico

J+3	Xfdr - Alimentador X (pu de carga de la base MVA)	0.04	0.02	0.03	0.05
J+4	Fb - Fracción de Feeder Compn al final de la subestación	0.75	0.75	0.75	0.75
J+5	Xxf - Transformer Reactance - pu de carga MVA base	0.08	0.08	0.08	0.08
J+6	Tfixhs - Tap de transformador fijo de lado alto	1	1	1	1
J+7	Tfixls - Tap del transformador fijo del lado bajo	1	1	1	1
J+8	LTC - Indicador LTC (1o activo, 0o inactivo)	0	0	0	0
J+9	Tmin - LTC min tap (en el lado bajo)	0.9	0.9	0.9	0.9
J+10	Tmax - Tap máximo LTC (en el lado bajo)	1.1	1.1	1.1	1.1
J+11	Paso – LTC Tstep (en el lado bajo)	0.0063	0.0063	0.0063	0.0063
J+12	Vmin - LTC Vmin tap (pu lateral bajo)	1.025	1.025	1.025	1.025
J+13	Vmax - Tap LTC Vmax (pu lateral bajo)	1.04	1.04	1.04	1.04
J+14	TD - LTC Dilación de tiempo de control (seg)	30	30	30	30
J+15	TC - LTC Dilación de tiempo de ajuste del tap (seg)	5	5	5	5
J+16	Rcmp - LTC Rcomp (pu de carga base MVA)	0	0	0	0
J+17	Xcmp - LTC Xcomp (pu de carga base MVA base)	0	0	0	0
J+18	FmA - Fracción Motor A	0.201	0.221	0.201	0.221
J+19	FmB – Fracción Motor B	0.146	0.162	0.146	0.162
J+20	FmC - Fracción Motor C	0.064	0.062	0.064	0.062
J+21	FmD - Fracción Motor D	0.151	0.249	0.151	0.249
J+22	Fel - Fracción de Dispositivo Electrónico	0.145	0.108	0.145	0.108
J+23	PFel - PF de carga electrónica	1	1	1	1
J+24	Vd1 - Voltaje en el que las cargas electrónicas comienzan a caer	0.7	0.7	0.7	0.7
J+25	Vd2 - Voltaje en el que toda la carga electrónica ha caído	0.5	0.5	0.5	0.5
J+26	PFs - Factor de potencia de carga estática	-0.997	-0.997	-0.997	-0.997
J+27	P1e - exponente P1	2	2	2	2
J+28	P1c - coeficiente P1	0.485	0.311	0.485	0.311
J+29	P2e - exponente P2	1	1	1	1
J+30	P2c - coeficiente P2	0.515	0.689	0.515	0.689
J+31	Pfrq - Sensibilidad de frecuencia	0	0	0	0
J+32	Q1e - exponente Q1	2	2	2	2
J+33	Q1c - coeficiente Q1	-0.5	-0.5	-0.5	-0.5
J+34	Q2e - exponente Q2	1	1	1	1
J+35	Q2c - coeficiente Q2	1.5	1.5	1.5	1.5
J+36	Qfrq - Sensibilidad de frecuencia	-1	-1	-1	-1
J+37	MtypA - Tipo de motor	3	3	3	3
J+38	LFmA - Factor de carga (clasificación MW/MVA)	0.75	0.75	0.75	0.75

Estudio de Integración RED para Puerto Rico

J+39	RaA - Resistencia al estator	0.04	0.04	0.04	0.04
J+40	LsA - Reactancia sincrónica	1.8	1.8	1.8	1.8
J+41	LpA - Reactancia transitoria	0.12	0.12	0.12	0.12
J+42	LppA - Reactancia sub-transitoria	0.104	0.104	0.104	0.104
J+43	TpoA - Constante de tiempo de circuito abierto transitorio	0.095	0.095	0.095	0.095
J+44	TppoA - Constante de tiempo de circuito abierto sub-transitorio	0.0021	0.0021	0.0021	0.0021
J+45	HA - Constante de inercia	0.1	0.2	0.2	0.1
J+46	etrqA - Exponente de velocidad de torque	0	0	0	0
J+47	Vtr1A - U/V trip1 V (pu)	0.7	0.75	0.65	0.7
J+48	Ttr1A - U/V trip1 time (seg)	0.02	0.02	0.02	0.02
J+49	Ftr1A - Fracción U/V trip1	0.2	0.2	0.2	0.2
J+50	Vrc1A - U/V trip1 reclose V (pu)	1	1	1	1
J+51	Trc1A – reclose time U/V trip1 (seg)	99999	99999	99999	99999
J+52	Vtr2A - U/V trip2 V (pu)	0.5	0.6	0.55	0.45
J+53	Ttr2A - U/V trip2 time (seg)	0.02	0.02	0.02	0.02
J+54	Ftr2A - Fracción U/V trip2	0.7	0.7	0.7	0.7
J+55	Vrc2A - U/V trip2 reclose V (pu)	0.7	0.78	0.75	0.65
J+56	Trc2A - Tiempo de cierre de U/V trip2 (seg)	0.1	0.08	0.12	0.16
J+57	MtypB - Tipo de motor	3	3	3	3
J+58	LFmB - Factor de carga (clasificación MW/MVA)	0.75	0.75	0.75	0.75
J+59	Resistencia RaB - Stator	0.03	0.03	0.03	0.03
J+60	LsB - Reactancia sincrónica	1.8	1.8	1.8	1.8
J+61	LpB - Reactancia transitoria	0.19	0.19	0.19	0.19
J+62	LppB - Reactancia sub-transitoria	0.14	0.14	0.14	0.14
J+63	TpoB - Constante de tiempo de circuito abierto transitorio	0.2	0.2	0.2	0.2
J+64	TppoB - Constante de tiempo de circuito abierto sub-transitorio	0.0026	0.0026	0.0026	0.0026
J+65	HB - Constante de inercia	0.5	0.3	0.4	0.4
J+66	etrqB - Exponente de velocidad de par	2	2	2	2
J+67	Vtr1B - U/V trip1 V (pu)	0.6	0.5	0.65	0.7
J+68	Ttr1B - U/V trip1 time (seg)	0.02	0.02	0.02	0.02
J+69	Ftr1B - Fracción U/V trip1	0.2	0.2	0.2	0.2
J+70	Vrc1B - U/V trip1 reclose V (pu)	0.75	0.8	0.7	0.75
J+71	Trc1B - Tiempo de cierre U/V trip1 (seg)	0.05	0.05	0.1	0.15
J+72	Vtr2B - U/V trip2 V (pu)	0.5	0.6	0.55	0.65
J+73	Ttr2B - U/V trip2 time (seg)	0.02	0.02	0.02	0.02
J+74	Ftr2B - Fracción U/V trip2	0.3	0.3	0.3	0.3
J+75	Vrc2B - U/V trip2 reclose V (pu)	0.65	0.75	0.7	0.8
J+76	Trc2B - Tiempo de cierre U/V trip2 (seg)	0.05	0.1	0.08	0.15

Estudio de Integración RED para Puerto Rico

J+77	MtypC - Tipo de motor	3	3	3	3
J+78	LFmC - Factor de carga (clasificación MW/MVA)	0.75	0.75	0.75	0.75
J+79	RaC - Resistencia al estator	0.03	0.03	0.03	0.03
J+80	LsC - Reactancia sincrónica	1.8	1.8	1.8	1.8
J+81	LpC - Reactancia transitoria	0.19	0.19	0.19	0.19
J+82	LppC - Reactancia sub-transitoria	0.14	0.14	0.14	0.14
J+83	TpoC - Constante de tiempo de circuito abierto transitorio	0.2	0.2	0.2	0.2
J+84	TppoC - Constante de tiempo de circuito abierto sub-transitorio	0.0026	0.0026	0.0026	0.0026
J+85	HC - Constante de inercia	0.1	0.2	0.15	0.2
J+86	etrqC - Exponente de velocidad de par	2	2	2	2
J+87	Vtr1C - U/V trip1 V (pu)	0.65	0.6	0.55	0.65
J+88	Ttr1C - U/V trip1 time (seg)	0.02	0.02	0.02	0.02
J+89	Ftr1C - fracción U/V trip1	0.2	0.2	0.2	0.2
J+90	Vrc1C - U/V trip1 reclose V (pu)	1	1	1	1
J+91	Trc1C - Tiempo de cierre U/V trip1 (seg)	9999	9999	9999	9999
J+92	Vtr2C - U/V trip2 V (pu)	0.5	0.6	0.55	0.55
J+93	Ttr2C - Tiempo de viaje U/V2 (seg)	0.02	0.02	0.02	0.02
J+94	Ftr2C - fracción U/V trip2	0.3	0.3	0.3	0.3
J+95	Vrc2C - U/V trip2 reclose V (pu)	0.65	0.75	0.7	0.7
J+96	Trc2C - Tiempo de cierre de U/V trip2 (seg)	0.1	0.08	0.16	0.12
J+97	Tstall - Estancamiento de trato (seg)	9999	9999	9999	9999
J+98	Trestart - Dilación de reinicio (seg)	0.3	0.5	0.4	0.6
J+99	ST - Constante de tiempo de entrada de voltaje (seg)	0.02	0.02	0.02	0.02
J+100	Tf - Constante de tiempo de entrada de frecuencia (seg)	0.05	0.05	0.05	0.05
J+101	CompLF - Factor de carga del compresor, p.u. de potencia nominal	1	1	1	1
J+102	CompPF - Factor de potencia del compresor a 1.0 p.u. voltaje	0.98	0.98	0.98	0.98
J+103	Vstall - Tensión de parada del compresor en condición base (p.u.)	0.52	0.52	0.52	0.52
J+104	Rstall - Motor compresor res. con 1.0 p.u. corriente de corriente	0.1	0.1	0.1	0.1
J+105	Xstall - Reactancia del motor compresor - unsat.	0.1	0.1	0.1	0.1
J+106	LFadj - Ajuste del factor de carga para detener la tensión	0	0	0	0
J+107	Kp1 - Constante de potencia real para ejecutar el estado 1	0	0	0	0
J+108	Np1 - Exponente de potencia real para ejecutar el estado 1	1	1	1	1
J+109	Kq1 - Constante de potencia reactiva para ejecutar el estado 1	6	6	6	6
J+110	Nq1 - Exponente de potencia reactiva para ejecutar el estado 1	2	2	2	2

Estudio de Integración RED para Puerto Rico

J+111	Kp2 - Constante de potencia real para ejecutar el estado 2	12	12	12	12
J+112	Np2 - Exponente de potencia real para ejecutar el estado 2	3.2	3.2	3.2	3.2
J+113	Kq2 - Constante de potencia reactiva para ejecutar el estado 2	11	11	11	11
J+114	Nq2 - Exponente de potencia reactiva para ejecutar el estado 2	2.5	2.5	2.5	2.5
J+115	Vbrk - Tensión de "ruptura" del motor del compresor (p.u.)	0.86	0.82	0.8	0.84
J+116	Frst - Fracción de motores capaces de reiniciar	0.2	0.2	0.2	0.2
J+117	Vrst - Voltaje en el que los motores pueden reiniciarse (p.u.)	0.95	0.93	0.97	0.94
J+118	CmpKpf - Constante de potencia real para dependencia de frecuencia	1	1	1	1
J+119	CmpKqf - Constante de potencia reactiva para dependencia de frecuencia	-3.3	-3.3	-3.3	-3.3
J+120	Vc1off - Voltaje 1 en el que los contactores comienzan a caer (p.u.)	0.5	0.6	0.65	0.55
J+121	Vc2off - Voltaje 2 en el que todos los contactores caen (p.u.)	0.4	0.45	0.5	0.4
J+122	Vc1on - Voltaje 1 en el que todos los contactores se vuelven a cerrar (p.u.)	0.6	0.7	0.75	0.65
J+123	Vc2on - Voltaje 2 en el que los contactores comienzan a recusar (p.u.)	0.5	0.55	0.6	0.5
J+124	Tth - Constante de tiempo de calentamiento del motor del compresor (seg)	15	20	10	18
J+125	Th1t - Temperatura a la que el motor del compresor comienza a tropezar	0.7	0.7	0.7	0.7
J+126	Th2t - Temperatura a la que se disparan todos los motores del compresor	1.9	1.9	1.9	1.9
J+127	Fuvr - Fracción de motores compresores con relés de subvoltaje	0.1	0.1	0.1	0.1
J+128	UVtr1 - 1a recogida de voltaje (p.u.)	0.6	0.5	0.55	0.65
J+129	Ttr1 - 1er pick-up de voltaje de tiempo definido (seg)	0.02	0.04	0.03	0.02
J+130	UVtr2 - Recogida de 2a voltaje (p.u.)	0	0	0	0
J+131	Ttr2 - 2nd pick-up de voltaje de tiempo definido (seg)	9999	9999	9999	9999

Resultados y cifras adicionales

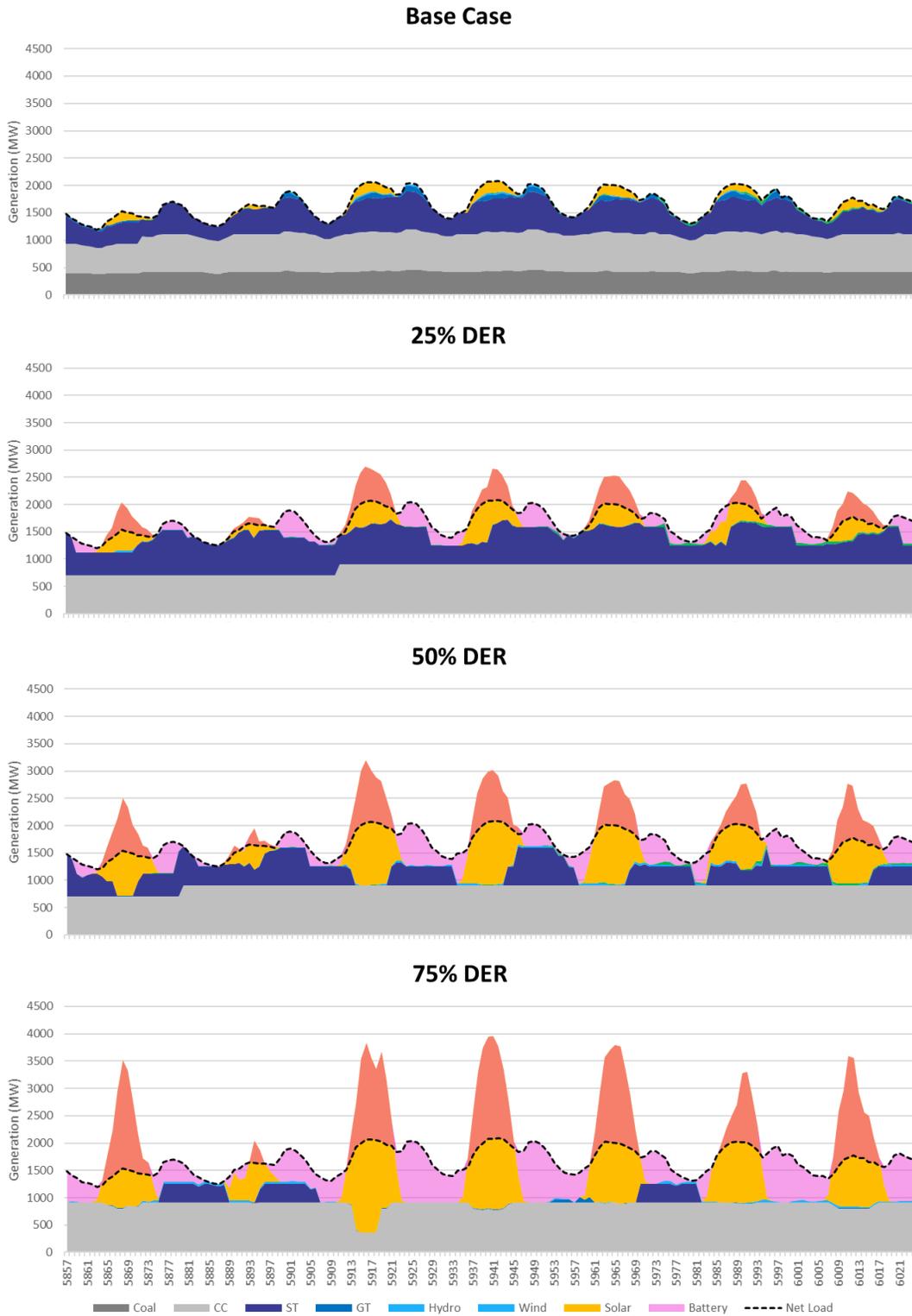


Ilustración 64: Diagrama de transmisión, generación mínima de energía renovable (2 de septiembre)

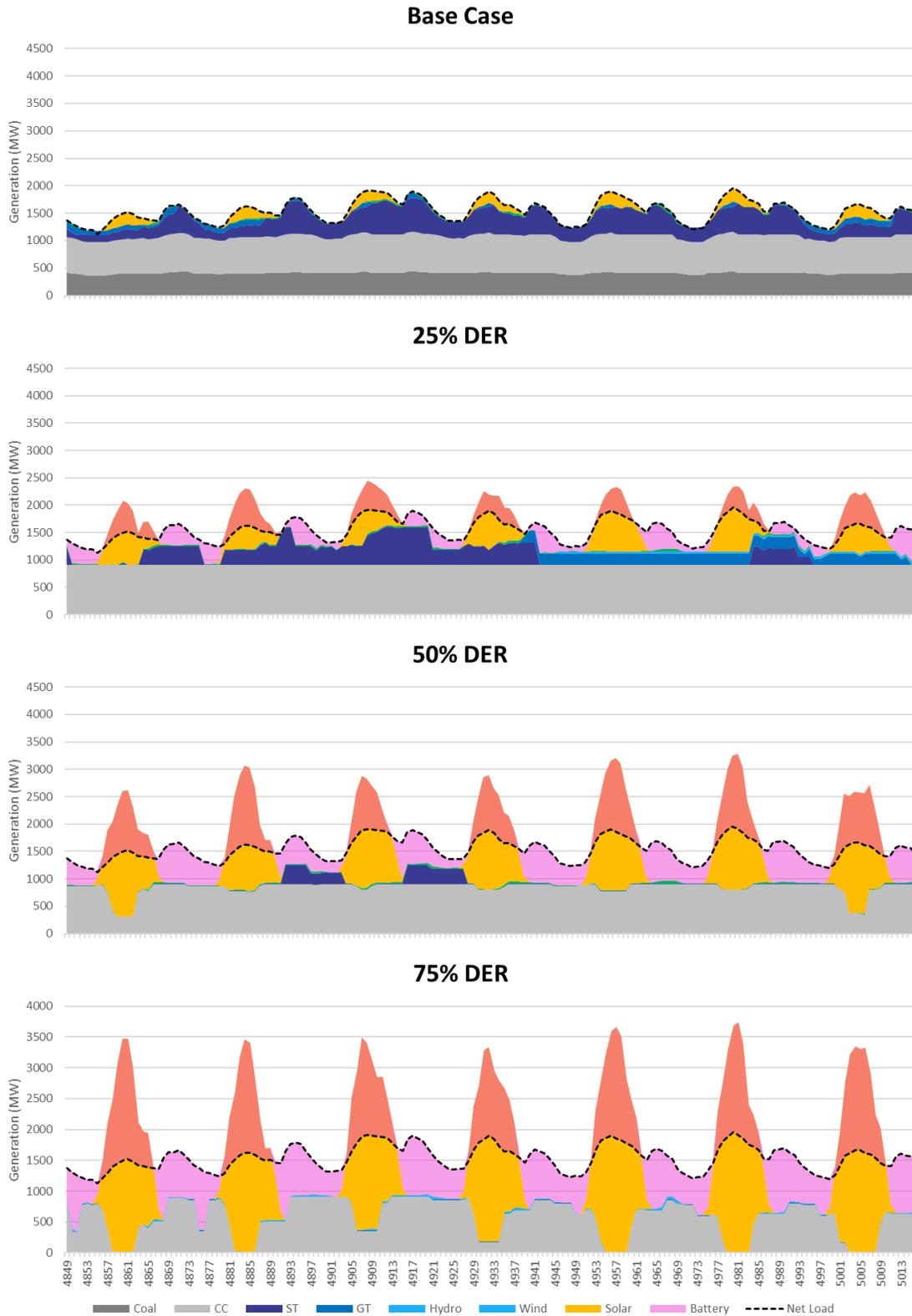


Ilustración 65: Diagrama de transmisión, semana media representativa (22 de julio)

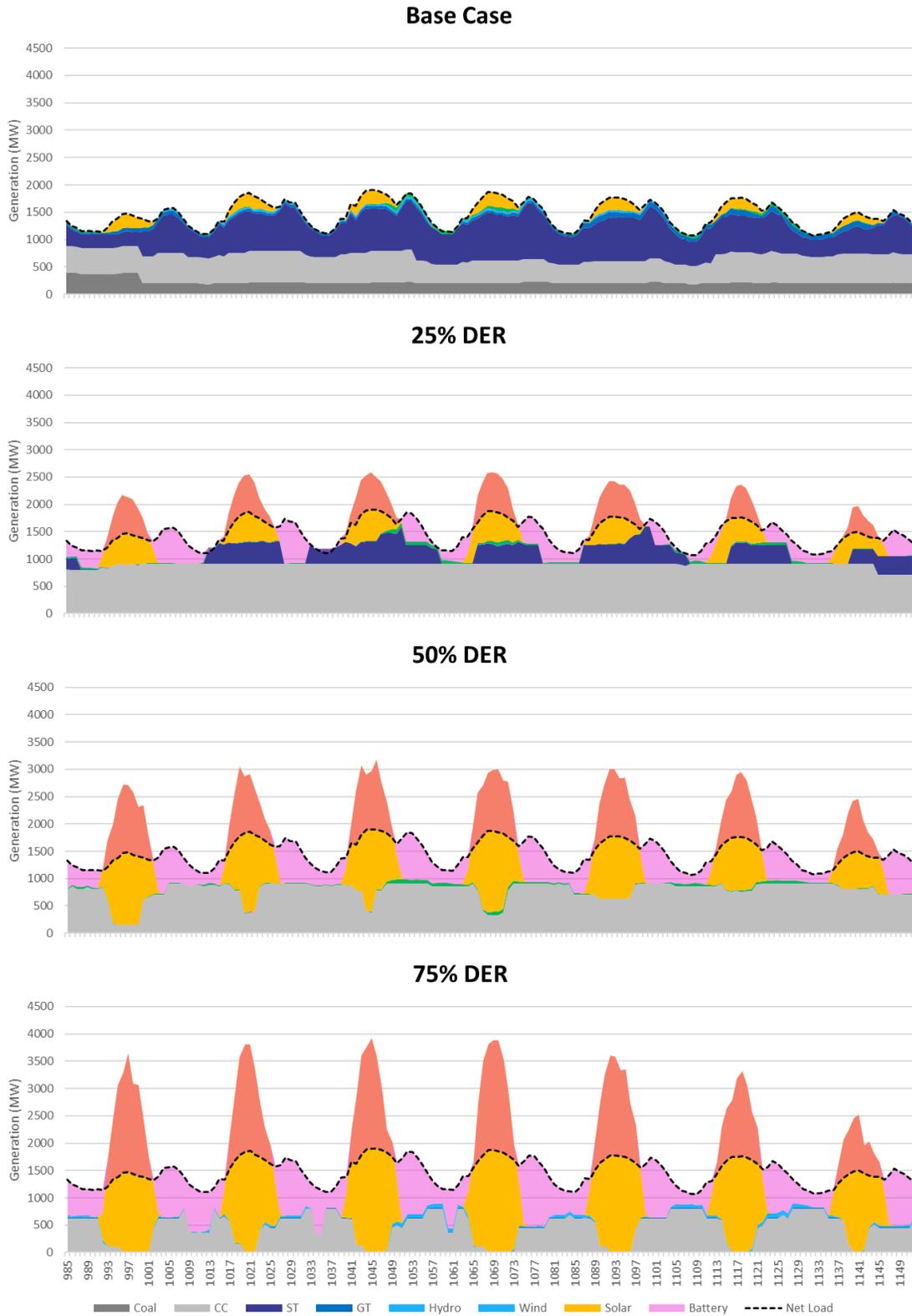


Ilustración 66: Diagrama de transmisión, demanda mínima (11 de febrero)

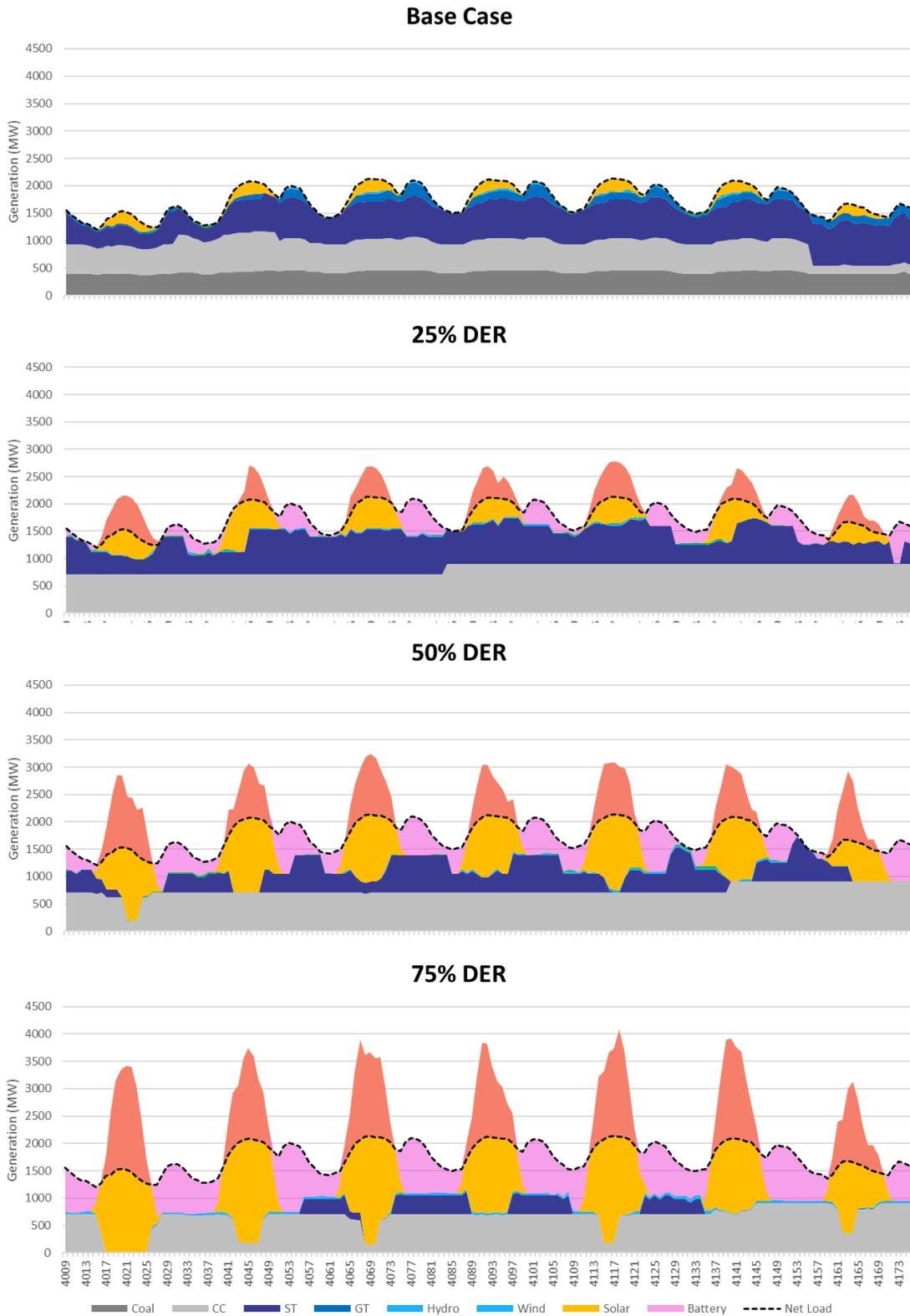


Ilustración 67: Diagrama de transmisión, período de alta demanda (17 de junio)

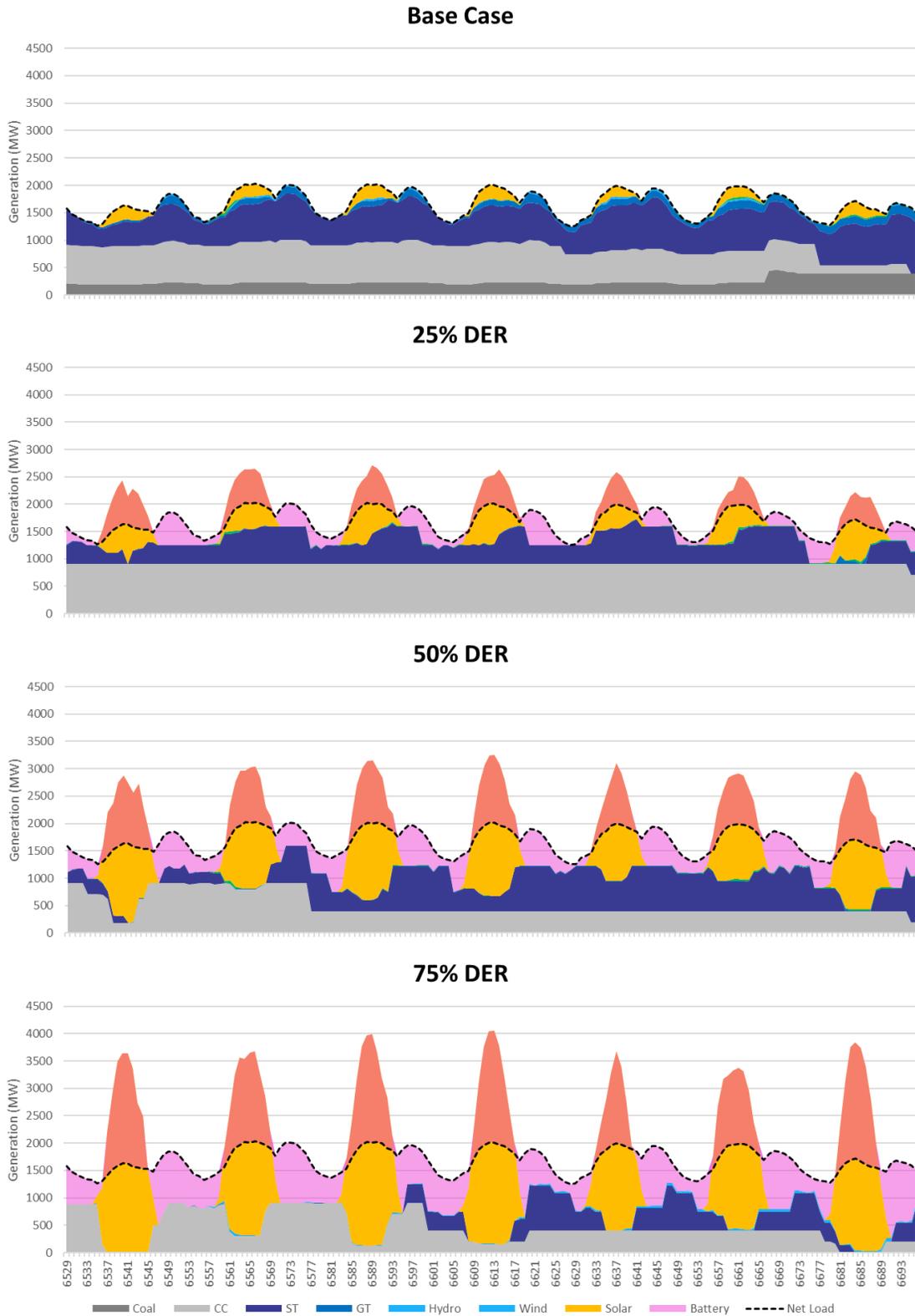


Ilustración 68: Diagrama de transmisión, alta generación de energías renovables (30 de septiembre)

Tabla 21: Consumo anual de combustibles y emisiones

		Escenario base	25% RED	50% RED	75% RED
Consumo (MMBtu)	Carbón	30,095,500	-	-	-
	Aceite	28,868,900	24,086,510	19,235,470	12,613,700
	Gas	58,462,330	65,887,810	44,084,710	27,454,930
Consumo (unidades de tipo combustible)	Carbón (toneladas cortas)	1,544,151	-	-	-
	Aceite (bbls)	4,884,857	4,146,285	3,326,911	2,182,950
	Gas (BCF)	58.46	65.89	44.08	27.45
Emisiones de dióxido de carbono (toneladas)	Carbón	3,095,319	-	-	-
	Aceite	1,916,469	1,454,400	1,129,674	738,118
	Gas	3,420,044	3,854,435	2,578,960	1,606,115
	Total	8,431,833	5,308,834	3,708,634	2,344,233
Cambio de escenario base					
Consumo (MMBtu)	Carbón		(30,095,500)	(30,095,500)	(30,095,500)
	Aceite		(4,782,390)	(9,633,430)	(16,255,200)
	Gas		7,425,480	(14,377,620)	(31,007,400)
Consumo (unidades de tipo combustible)	Carbón (toneladas cortas)		(1,544,151)	(1,544,151)	(1,544,151)
	Aceite (bbls)		(738,572)	(1,557,946)	(2,701,907)
	Gas (BCF)		7	(14)	(31)
Emisiones de dióxido de carbono (toneladas)	Carbón		(3,095,319)	(3,095,319)	(3,095,319)
	Aceite		(462,069)	(786,795)	(1,178,351)
	Gas		434,391	(841,085)	(1,813,929)
	Total		(3,122,998)	(4,723,199)	(6,087,600)
Porcentaje de cambio de escenario base					
Consumo (MMBtu)	Carbón		-100%	-100%	-100%
	Aceite		-17%	-33%	-56%
	Gas		13%	-25%	-53%
Consumo (unidades de tipo combustible)	Carbón (toneladas cortas)		-100%	-100%	-100%
	Aceite (bbls)		-15%	-32%	-55%
	Gas (BCF)		13%	-25%	-53%
Emisiones de dióxido de carbono (toneladas)	Carbón		-100%	-100%	-100%
	Aceite		-24%	-41%	-61%
	Gas		13%	-25%	-53%
	Total		-37%	-56%	-72%