

ESTUDIO DE RED COSTA RICA

ANÁLISIS DE OPCIONES PARA MANEJAR UNA MAYOR
INCORPORACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES VARIABLES

Proyecto #: CR-T1113

Informe final



Versión 3.0
28 de febrero de 2017

Energynautics GmbH, Alemania
Robert-Bosch-Str. 7
64293 Darmstadt

Contacto: Dr. Thomas Ackermann
Teléfono: +49 (0) 151 – 22 66 19 5
t.ackermann@energynautics.com



Autores:

Dr. Thomas Ackermann

Flavio Fernández

Peter-Philipp Schierhorn

Fernando Montoya

Energynautics

DIGSILENT

Energynautics

Consultor independiente

Equipo de proyecto:

Dr. Nis Martensen

Dr. Eckehard Tröster

Peter-Philipp Schierhorn

Flavio Fernández

Karla Mendez

Fernando Montoya

Wilson Rickerson

Energynautics

Energynautics

Energynautics

DIGSILENT

DIGSILENT

Independiente

MCG

Resumen ejecutivo

INTRODUCCIÓN

Este proyecto ha sido realizado en el marco de cooperación del Banco Interamericano de Desarrollo (IDB) con Costa Rica y contribuye a alcanzar uno de los objetivos mencionados en la Estrategia de País del BID con Costa Rica del Banco (2011-2014) (GN 2607), que consiste en la consolidación de la sostenibilidad de la matriz energética.

Como tal, el objetivo del estudio ha sido identificar y evaluar las distintas opciones que existen para incrementar la participación de las ERv (particularmente la energía eólica y solar fotovoltaica de gran escala y a nivel de generación distribuida) al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Costa Rica considerando criterios técnicos y económicos de dicha integración.

Este informe contiene los resultados finales del estudio que ha sido realizado entre 2015 y 2016 por un consorcio formado por Energynautics GmbH (Alemania), DlgSILENT GmbH (Alemania), Meister Consultants Group (EE.UU.) y el consultor independiente Fernando Montoya (Costa Rica) y comprende simulaciones de despacho de la generación, simulaciones de red en estado estacionario y simulaciones dinámicas y un análisis de coste-beneficio para diferentes escenarios de integración de ERVs en el sistema de energía de Costa Rica en 2018 y 2024.

Costa Rica es uno de los países líderes del mundo en ecoturismo, el 27% de su territorio ha sido declarado oficialmente zona de protección ambiental. El país intenta mantener una imagen "ecológica", también en su red de suministro eléctrico. Durante mucho tiempo se ha podido generar una media de más de un 95% de energía procedente de energías renovables, principalmente energía hidroeléctrica y geotérmica. Costa Rica fue también el primer país de América Central en integrar la energía eólica, el primer parque eólico ya se había puesto en funcionamiento en 1996. A diciembre de 2015 el país tenía una instalación de 278MW de capacidad eólica. Entre 2016 y 2019 se conectarán 100MW adicionales de eólico. La energía solar se ha utilizado principalmente en soluciones de zonas remotas desconectadas de la red, la única instalación conectada a la red es el proyecto piloto Solar Miravalles de 1 MW.

Como la provincia de Guanacaste, en el noroeste de Costa Rica tiene algunos de los recursos eólicos líderes en el mundo con una velocidad media de viento de más de 12 m/s, y un factor de capacidad por encima del 40% incluso con aerogeneradores de modelos más antiguos (véase Figura 1), hay un interés considerable por parte de los inversores. La energía solar no ha sido explotada hasta ahora, pero el potencial es bueno en casi todo el país. La energía eólica y la energía solar podrían, por lo tanto, jugar un papel potencial importante en el sistema eléctrico de Costa Rica en el futuro y podrían contribuir al mantenimiento de un alto porcentaje de generación neutra de CO₂.

La red de transmisión de Costa Rica se compone de un eje central de líneas de 230 kV que conectan las grandes centrales hidroeléctricas en las regiones montañosas y las centrales térmicas en las costas, con los centros de carga en el Valle Central densamente poblado. Esta zona es suministrada por una estructura anular subterránea de 138 kV. Además, algunos alimentadores de 138 kV suministran a la Península de Nicoya en el noroeste del país (véase Figura 2). La red de transmisión alimenta una red de distribución de 34,5 y 13,8 kV, que a su vez suministra a otros alimentadores de baja tensión. En

comparación con otros sistemas de redes de América Central, la red de Costa Rica posee una gran capacidad de transmisión en el interior del país y un alto grado de redundancia, y, por lo tanto, una elevada seguridad operativa.

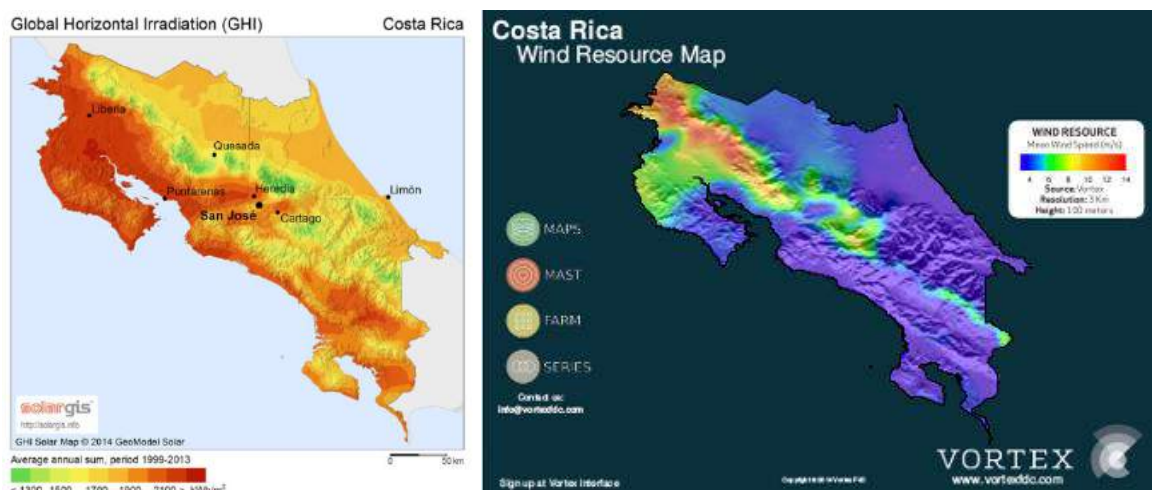


Figura 1: Distribución del potencial solar y eólico en Costa Rica, donde se muestran en general buenos recursos solares, especialmente en la costa del Pacífico, y una concentración de excelentes emplazamientos eólicos en las Montañas del norte y el Altiplano.



Figura 2: Red de transmisión de Costa Rica, con líneas de 230 kV marcadas en rojo y líneas de 138 kV en azul (las subestaciones marcadas en verde corresponden al sistema de distribución en 34.5kV).

Debido a la estabilidad de la red, su alta flexibilidad y la capacidad de control de las centrales hidroeléctricas de Costa Rica, el sistema de transmisión está técnicamente bien equipado para absorber un gran porcentaje de ERVs. La integración de ERVs aún tiene que ser llevada a cabo de una

manera técnicamente correcta para garantizar la seguridad operativa, aunque el principal reto en Costa Rica puede ser de carácter económico. Como se muestra en la Figura 3, Costa Rica puede, hasta el momento, cubrir completamente su demanda energética con fuentes renovables como la hidroeléctrica y la energía geotérmica durante la estación húmeda, pero se necesitan capacidades térmicas durante la estación seca entre diciembre y mayo. Así, la integración de ERVs debe centrarse en la sustitución de la generación térmica durante la estación seca, evitando al mismo tiempo la pérdida de energía hidroeléctrica en la estación húmeda.

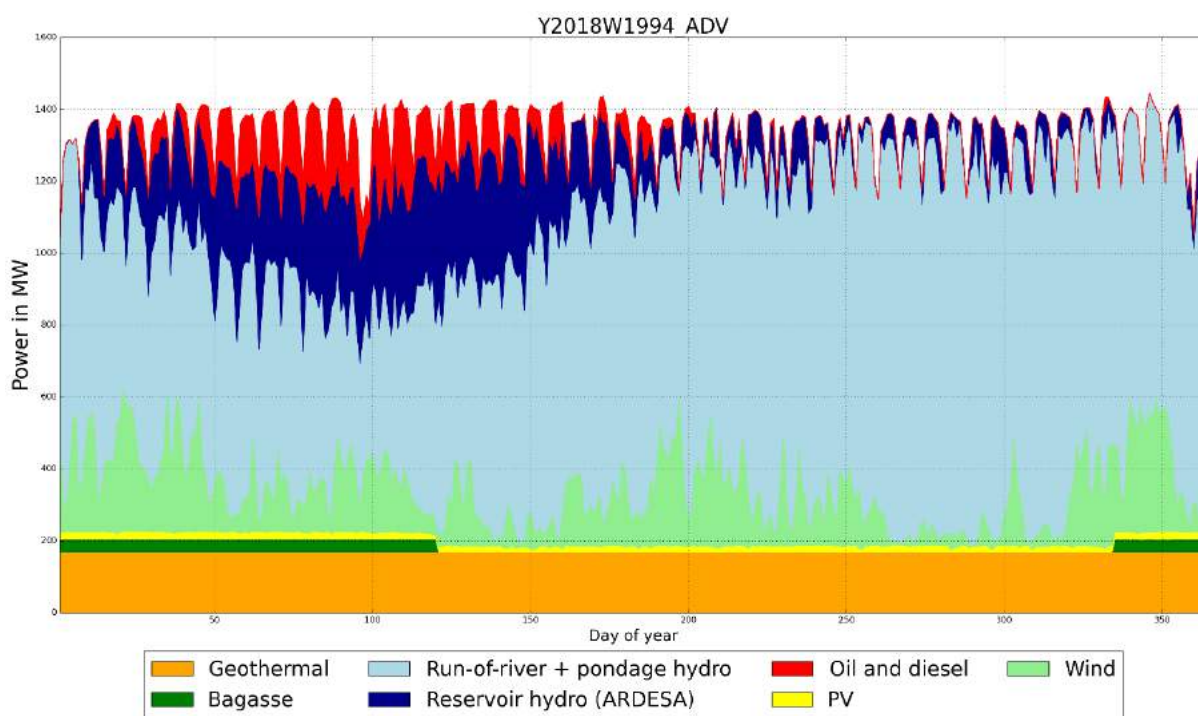


Figura 3: Patrón típico anual de generación del sistema de Costa Rica con una alta generación hidroeléctrica durante la estación lluviosa, de mayo a diciembre, pero un cierto grado de generación térmica con petróleo durante los meses secos. (Resultado de la simulación)

OBJETIVO DEL ESTUDIO Y ALCANCE DEL TRABAJO

Este estudio se realizó con el propósito de confirmar que se podrían añadir algunas instalaciones adicionales de ERV a las nuevas capacidades de generación previstas que serán instaladas hasta el año 2018, y que el sistema de transmisión de Costa Rica está técnicamente bien equipado para absorber las altas cuotas de generación de ERVs propuestas en los escenarios de mayor integración para 2024. Los puntos centrales del trabajo realizado, fueron la identificación de posibles restricciones técnicas y el desarrollo de soluciones de alto nivel. También se realizó una breve evaluación económica de los escenarios desarrollados incluyendo algunos análisis de sensibilidad, aunque el estudio no incluye la elaboración de una solución de menor costo para el sistema de energía de Costa Rica en el año 2024.

Los resultados presentados en este informe se determinaron en dos fases del proyecto:

Fase 1 del proyecto (junio de 2015 a enero de 2016) consistió en la recopilación de datos, el modelaje del sistema de energía de Costa Rica y la realización de simulaciones de despacho y de red para dos

escenarios iniciales de integración de ERVs para el año 2018. El foco principal durante esta fase fue el desarrollo y ajuste de un modelo de despacho de generación y de la red eléctrica del sistema de Costa Rica para su uso en las dos fases del proyecto.

Los escenarios básicos fueron proporcionados por el ICE con el fin de investigar si algunas capacidades adicionales de ERVS se podrían instalar adicionalmente a las plantas de energía eólica ya aprobadas hasta 2018. Las capacidades adicionales fueron instaladas en los mejores emplazamientos posibles.

Fase 2 del proyecto (febrero a septiembre de 2016) se basó en el desarrollo de un escenario de alto nivel de ERVs en el que el aumento de la demanda en Costa Rica entre 2018 y 2024 debería ser cubierto solamente con ERVs. Este escenario fue desarrollado por los consultores, con el objetivo de cubrir la demanda en el año 2024, garantizar la seguridad del suministro y sustituir la generación térmica en la medida que sea posible, y minimizando así, el impacto de la incorporación de ERVs a la generación hidroeléctrica durante la estación húmeda.

Las capacidades se distribuyeron según los recursos y la capacidad de la red, evitando refuerzos de la red más allá de los proyectos que deben realizarse hasta 2024, a costa de instalar algunas capacidades de ERVS en lugares de segunda línea con recursos menores que los disponibles en provincia de Guanacaste. Sin embargo, estos lugares siguen teniendo buenos factores de capacidad comparativamente mejores a los disponibles en otros países que alcanzaron un alto desarrollo de ERVs. La Fase 2 incluye simulaciones de despacho y simulaciones en estado estacionario y simulaciones dinámicas para este escenario, junto con otros ajustes y mejoras del modelo.

El alcance de la evaluación técnica se resume de la siguiente manera:

- Desarrollo de un modelo de red (estacionario y dinámico) de Costa Rica en el software de simulación de redes eléctricas en DigSILENT PowerFactory a partir de un modelo en formato PSS/E y la información adicional proporcionada por ICE,;
- Instalación de un modelo de despacho de la generación en base a la información proporcionada por ICE, incluyendo una base de datos SDDP con los datos históricos hidrológicos, así como las series de viento y sol obtenidos por los consultores a través del programa REAtlas de la Universidad de Aarhus, Dinamarca;
- Simulación de despacho basada en un flujo lineal de carga óptimo en el software de optimización de redes ENAPlan, con una resolución anual de quince minutos, con tres conjuntos de datos hidrológicos y meteorológicos diferentes para cada escenario (año seco, medio y húmedo), incluyendo un criterio de seguridad simplificado (n-1) en la Fase 1 y un flujo de carga óptimo de seguridad restringida (n-2) en la Fase 2;
- Evaluación de la energía generada por tecnología, necesidad de limitación de potencia de ERVs e hidráulica y suficiencia de las reservas;
- Selección de los escenarios de despacho críticos y exportación de aquellos en DigSILENT PowerFactory para simulaciones de flujo de carga (de corriente alterna - CA);
- Análisis de flujo de carga, carga de red, perfiles de tensión, contingencias en estado estacionario y estabilidad dinámica en DigSILENT PowerFactory.

Las capacidades instaladas de ERVs para todos los escenarios se reflejan en Tabla 1. El conjunto completo de los cálculos de despacho y de red solo se llevaron a cabo para los escenarios principales

(escenarios de referencia y avanzados 2018, escenario avanzado 2024), mientras que los cálculos de despacho de todo el año se llevaron a cabo para los otros escenarios, que luego fueron utilizados para la comparación de los porcentajes de energía y los cálculos económicos.

Tabla 1: Descripción general de escenarios.

	Descripción breve	Fase del proyecto	Capacidad eólica instalada	Capacidad fotovoltaica centralizada instalada	Capacidad fotovoltaica distribuida instalada
Capacidades 2015	Capacidades instaladas a 2015	Fase 1 (sólo despacho)	278 MW	1 MW	0 MW
2018 Base	Planes ERVS existentes y proyectos firmes con encargo hasta el año 2016	Fase 1 (sólo despacho)	372 MW	1 MW	0 MW
2018 ERV de Referencia	Desarrollo más probable de ERVs en base a las solicitudes de conexión existentes	Fase 1 (gran escala)	422 MW	51 MW	10 MW
2018 ERV de Avanzada	Aumento máximo de ERVS viable para el año 2018 según la propuesta de ICE	Fase 1 (gran escala)	472 MW	101 MW	20 MW
2024 Base	Planes ERVS existentes y proyectos firmes con encargo hasta el año 2018	Fase 2 (sólo despacho)	372 MW	1 MW	0 MW
2024 ERV de Referencia	Base 2018 + aumento moderado de ERVS según ha sido desarrollado por ICE	Fase 2 (sólo despacho)	689 MW	225 MW	0 MW
2024 ERV de Avanzada	Base 2018 + ERV adicional para cubrir el aumento neto de la demanda 2018-2024 solamente con ERVs, según ha sido desarrollado por el Consorcio	Fase 2 (gran escala)	843 MW	391 MW	400 MW

RESULTADOS

Los resultados principales de ambas fases del proyecto son los siguientes:

- El sistema de Costa Rica está técnicamente bien equipado para absorber elevadas cuotas de ERV sin problemas de seguridad operativa;
- No es necesario un refuerzo adicional de la red (siempre que la capacidad de generación de ERV se distribuya como se indica en el escenario);
- La capacidad de limitación de potencia de ERVs constituye una herramienta muy útil para la integración de ERVs en la red existente;
- Si se distribuyen las instalaciones de ERV por todo el país en lugar de concentrarlas en Guanacaste se carga menos la red y se reducen los requerimientos mínimos de reservas operativas;
- La energía solar fotovoltaica y la capacidad de almacenamiento hidroeléctrico de corto plazo se combinan de una manera óptima que permite reducir la generación térmica y aumentar la seguridad operativa en la estación seca;
- Durante los años secos, el viento es una herramienta valiosa para mantener los niveles de los embalses de temporada, lo que reduce la generación térmica y aumenta la seguridad del suministro;
- La incorporación al SEN de cualquier otra energía renovable variable adicional a la contemplada en el planeamiento desplaza energía hidroeléctrica durante la temporada de lluvias. Entre la energía eólica y la fotovoltaica, la primera lo realiza en mayor medida.
- El costo del escenario de EVR resulta aproximadamente el doble que el costo del escenario de referencia para una hidrología promedio (283 frente a 604 millones de US\$);
- El análisis de sensibilidad de costos indica que solo ante una duplicación del precio de los combustibles (diésel, bunker) y una reducción simultánea del 50% en el costo de inversión de ERV (correspondiente al costo de inversión actual en el mercado mexicano/europea), el costo de ambos escenarios sería similar;
- Para condiciones hidrológicas secas, bastaría que se diera una de las dos situaciones mencionadas en el párrafo anterior para que los costos totales de los escenarios sean similares.

Como consecuencia de los criterios de seguridad deseados (n-1) y (n-2), está limitada la integración de capacidades adicionales de ERV en el anillo norte en Guanacaste, donde las condiciones solares y eólicas son las mejores. Para el año 2018, se pueden añadir 100 MW de capacidad de energía eólica adicional (adicionales a las capacidades ya aprobadas) sin violar las restricciones de la red. Si el anillo del norte se refuerza según el plan de expansión de la red de ICE, se podrá conectar una capacidad adicional de 250 MW de energía eólica, solar y/o geotérmica, de manera adicional a las capacidades confirmadas hasta el año 2018. Si se deseara aumentar las capacidades instaladas ERV por encima de estos valores, se tendrían que ubicar las nuevas plantas en emplazamientos de segunda línea, teniendo en cuenta el gran potencial global de Costa Rica y los buenos factores de capacidad. La distribución espacial de las instalaciones también tiene efectos positivos, ya que reduce las fluctuaciones y la cantidad de reservas operativas necesarias.

Independientemente de la distribución de ERVs, si se prevé la capacidad de limitación de potencia a las ERV (3% de la generación anual de energía ERV se considera aceptable en los países europeos con altos porcentajes de ERV), es mucho más fácil mantener la seguridad operativa y se pueden integrar más ERVs con una menor expansión de la red.

Gracias a la buena capacidad de regulación de sus generadores y su red de transmisión debidamente desarrollada, el sistema de Costa Rica no muestra problemas de estabilidad dinámica en ninguno de los escenarios investigados con niveles de penetración instantáneos de hasta más del 70% de ERVs para el 2024. Para estos niveles de penetración, las plantas de ERV de gran escala deberán estar equipadas para operar con control de tensión en sus puntos de conexión a la red, con adecuada capacidad para inyectar y/o absorber potencia reactiva del sistema. Además, deberán proveer soporte dinámico de la tensión, vale decir, capacidad de inyectar corriente reactiva durante fallas que ayude a mantener niveles adecuados de corrientes de cortocircuito (actuación de protecciones, etc.) y minimizar la propagación del hueco de tensión al resto del sistema. Tanto las plantas de gran escala como las de generación distribuida, deberán además soportar los huecos de tensión resultados de fallas en el sistema de transmisión a los efectos de evitar una desconexión no controlada de dicha generación. Esta tecnología está muy desarrollada, está disponible en el mercado y se corresponde al estándar tecnológico más avanzado.

El balance de potencia a corto plazo también es más fácil que en otros sistemas de tamaño comparable debido a la alta flexibilidad de las centrales hidroeléctricas. Sin embargo, se debe prestar especial atención a la hora de evaluar la cantidad de reservas a despachar, rodantes y no rodantes, ya que el criterio de despacho actual del 5% de la generación total, no siempre es suficiente.

Aunque no existen graves problemas técnicos que limiten la integración de ERVs en el sistema de Costa Rica, la interacción entre las unidades hidroeléctricas y las ERVs debe estar bien coordinada para evitar efectos no deseados. La energía fotovoltaica y las reservas hidroeléctricas con regulación diaria pueden funcionar muy bien para crear un sistema de almacenamiento fotovoltaico en el que la energía fotovoltaica suministre la mayor parte de la energía durante el día, mientras que durante la tarde/noche, la energía proceda de recursos hidroeléctricos. La generación eólica debe coordinarse con la operación del almacenamiento hidroeléctrico de temporada, para que actúe como reserva especialmente durante la estación seca de un año seco.

En cualquier caso, para reducir la generación térmica al mínimo, se deberá instalar suficiente capacidad de generación de ERV para cubrir la demanda durante la estación seca, mientras que en la estación húmeda se haga mayor uso de los recursos hidrológicos. El posible exceso de capacidad de ERV resultante puede ser visto como un beneficio adicional para garantizar la seguridad del suministro eléctrico durante largos períodos de sequía o un período de años secos, según los criterios de confiabilidad aplicables a la definición del plan de expansión de la generación. En este sentido, la generación ERV permitirá mantener los niveles de almacenamiento hidráulico significativamente más altos que sin ERV.

Ya que las ERVs y la energía hidráulica están libres de emisiones CO₂ y son renovables, se tienen que definir criterios claros para la limitación de potencia (curtailment) a estas tecnologías, sin olvidar el valor económico de ambas. Esta evaluación no forma parte de este estudio, pero se identificó claramente la necesidad de tales cálculos.

RECOMENDACIONES

A partir de los resultados determinados en este estudio, resultan las siguientes recomendaciones para la integración de porcentajes más elevados de ERV en el sistema eléctrico de Costa Rica:

- Distribuir las capacidades de ERV por todo el país, en lugar de concentrarlas en el Norte. De esta manera se evitarán costosas inversiones en refuerzos de la red al momento que se reducen los requerimientos de reserva operativa.
- Costa Rica debería considerar, adicionalmente a la energía eólica, la energía solar fotovoltaica, tanto de gran como de pequeña escala, y con una distribución geográfica descentralizada, ya que el sistema con una alta capacidad de almacenamiento hidroeléctrico con regulación diaria se complementa eficientemente con la generación fotovoltaica, lo que supondría un aumento significativo en la seguridad del suministro.
- Para la integración económica eficiente de grandes porcentajes de ERV, es necesario permitir al operador la capacidad de limitación de potencia a la generación ERVs y/o hidráulica según criterios de prioridad claramente definidos.
- El código de la red de Costa Rica debería actualizarse pronto. Las instalaciones eólicas y fotovoltaicas deberán equiparse con controles más avanzados que los actualmente requeridos por las reglas de conexión, para permitir una operación segura con porcentajes de ERV superiores.
- El aumento de la generación distribuida deberá ser acompañado de una mejora de la capacidad de comunicación y control para alcanzar una integración exitosa de la generación descentralizada.
- Asimismo, se debería desarrollar un método más avanzado para determinar la demanda de reservas basándose en la carga y las fluctuaciones de ERV, ya que el 5% actual de la generación total puede ser insuficiente en algunas ocasiones.
- Si bien el sistema de energía de Costa Rica puede proporcionar una gran cantidad de reserva rodante en caso necesario, un nivel arbitrariamente alto de las reservas resultará innecesariamente costoso. Así, los esfuerzos deberían dirigirse a requisitos más bajos de reserva, incluyendo el desarrollo de sistemas de predicción meteorológicos (sol y viento) mejores.
- En la actualidad, todos los demás países de América Central están buscando maneras de expandir el porcentaje de ERVs. Una mejor interconexión regional y una agrupación de recursos con respecto a los sistemas de predicción meteorológica y las reservas serían muy importantes y podrían conllevar ahorros significativos para todos los involucrados.
- Asimismo, se debería desarrollar un régimen razonable de limitación de potencia para los casos de sobregeneración con el fin de ejecutar una reducción de ERV y energía hidráulica equilibrada. Igualmente, se debería profundizar en la posibilidad de exportación a los mercados regionales.
- Finalmente, debe mencionarse que la generación eólica y fotovoltaica son sistemas de generación modulares, es decir, la capacidad de generación, puede ser aumentada gradualmente y por lo tanto puede reaccionar al desarrollo de la demanda de manera mucho más flexible y más rápida que si se instalan plantas nuevas de energía hidroeléctrica. Las ERVs

se pueden considerar, por tanto, una herramienta de gestión de riesgo para mantener la seguridad del suministro.

Contenidos

- Resumen ejecutivo3**
- Introducción..... 14**
- 1 Terminología y aclaraciones 15**
- 2 Modelaje del sistema..... 16**
 - 2.1 Metodología general y propósito 16
 - 2.2 Herramientas 16
 - 2.3 Datos disponibles..... 17
 - 2.4 Modelo de la red eléctrica 18
 - 2.5 Modelo dinámico de plantas ERVs 20
 - 2.6 Modelo de despacho de la generación..... 26
 - 2.7 Datos eólicos y solares 38
- 3 Estudio para el Horizonte 2018 42**
 - 3.1 Escenarios 2018 42
 - 3.2 Hipótesis adiciones y distribución ERV 42
 - 3.3 Análisis del despacho..... 44
 - 3.4 Análisis de la red en estado estacionario..... 53
 - 3.5 Análisis de estabilidad..... 59
- 4 Estudio para el Horizonte 2024 85**
 - 4.1 Desarrollo de escenario 2024 85
 - 4.2 Análisis del despacho..... 97
 - 4.3 Análisis de la red en estado estacionario..... 117
 - 4.4 Análisis de estabilidad..... 122
- 5 Evaluación Económica 160**

5.1	Introducción.....	160
5.2	Metodología.....	160
5.3	Generación por tipo de tecnología	162
5.4	Costos operativos.....	163
5.5	Costos de inversión en generación	164
5.6	Costos de transmisión.....	168
5.7	Costos totales.....	168
5.8	Análisis de sensibilidad	170
5.9	Conclusiones de la evaluación económica.....	171
6	Conclusión y recomendaciones	172
6.1	Conclusiones	172
6.2	Recomendaciones	174
7	Bibliografía.....	178
	Anexo 1: Validación modelo de simulación de despacho	179
	Anexo 2: Resultados detallados del análisis de estabilidad	193
	Anexo 3: Costos unitarios de transmisión.....	194

Introducción

A continuación, se describe el proceso de trabajo general durante las dos fases del proyecto, como ya se ha indicado en la introducción de este informe:

1. Importación y validación de los datos de red por DigSILENT y adquisición de datos generales del sistema eléctrico Energynautics;
2. Ajuste de un modelo simplificado del sistema eléctrico de Costa Rica, incluido un modelo de red lineal y un modelo de despacho con restricción por contingencia en ENAplan por Energynautics;
3. Ajuste del escenario (2018) y desarrollo del escenario (2024) por Energynautics;
4. Ejecución de simulación anual completa para todos los escenarios por Energynautics;
5. Validación de resultados de despacho mediante flujos de carga CA completos después de importar a PowerFactory por DigSILENT y Energynautics, nueva ejecución de simulaciones después de las correcciones, si fuera necesaria;
6. Análisis del estado de la red estable para situaciones críticas seleccionadas en PowerFactory por Energynautics;
7. Análisis de estabilidad dinámica para situaciones críticas seleccionadas en PowerFactory por DigSILENT;
8. Evaluación económica de escenarios por MCG y Fernando Montoya.

Inicialmente, se visualizó una iteración entre los pasos 4 y 7 con ajustes del modelo de despacho con restricciones adicionales para mantener la estabilidad dinámica como respuesta a los resultados en el paso 7. Sin embargo, ya que no se encontró ningún problema severo de estabilidad dinámica en ninguno de los escenarios, esto no fue necesario.

El informe se dividirá en cuatro secciones principales:

- Modelaje del sistema
- Estudio para el horizonte 2018
- Estudio para el horizonte 2024
- Evaluación económica

1 Terminología y aclaraciones

Para mayor claridad, esta es una breve descripción de algunos términos específicos de la energía hidroeléctrica, el sistema de energía de Costa Rica y su uso en este documento.

Una **reserva hidroeléctrica** describe cualquier tipo de almacenamiento de agua para la generación de electricidad, para control de inundaciones o para fines de irrigación.

En Costa Rica, el único **almacenamiento estacional** es el embalse Arenal, que alimenta el esquema **ARDESA**, que está constituido por las tres plantas energéticas hidroeléctricas de cascada del Arenal, Dengo (Corobici) y Sandillal. Esta normalmente se separa del resto de las unidades hidroeléctricas.

El término **Almacenamiento hídrico** se usa en este informe para describir todas las reservas hidroeléctricas que no sean el Arenal / esquema ARDESA, e incluye las reservas que pueden almacenar agua y pequeñas unidades de embalse durante muchos días. Algunos de estos almacenamientos son bastante grandes; las reservas en Cachí, Pirrís, Reventazón y Angostura pueden sostener la producción de energía durante muchos días, pero su modo de operación se parece más al de otros almacenamientos que al del almacenamiento estacional en Arenal.

Embalse describe el almacenamiento pequeño de agua detrás de una presa o de una planta de energía hidroeléctrica. Este tipo de almacenamiento puede sostener la producción de energía de menos de un día. Normalmente, estas unidades se usan como base durante la temporada húmeda, en la cual actúan como plantas de energía instaladas en ríos, mientras que podrían cerrar durante la noche en la temporada seca para recolectar agua para operación de carga intermedia o máxima durante el día.

Planta hidroeléctrica instalada en ríos (RoR) se refiere a unidades hidroeléctricas sin capacidad de almacenamiento. Estas unidades normalmente se usan solo como base. Pueden reducir la producción de potencia, pero como en la energía solar y en la eólica, un kWh que no se consume, se pierde. Al depender del flujo hídrico natural, las unidades hidroeléctricas RoR pueden clasificarse como una energía renovable variable, además por el hecho de que Costa Rica se encuentra en la zona de confluencia intertropical lo que hace que la variabilidad del recurso hídrico y por lo tanto la fluctuación de la disponibilidad hidroeléctrica sea en algunos casos más alta que la irradiación eólica o solar. Sin embargo, visto que las propiedades del generador síncrono son más similares a las de las plantas de energía convencionales, no forma parte de dicha categoría en este informe.

Energía renovable variable (ERV) es el término que se usa para energía eólica y solar fotovoltaica (FV).

La **generación térmica** en Costa Rica depende exclusivamente del petróleo, con motores a diésel encendido con fuelóleo ("bunker") y las turbinas de gas de ciclo abierto encendidas con fuelóleo que se usan principalmente para respaldar la generación hidroeléctrica.

2 Modelaje del sistema

2.1 Metodología general y propósito

Para evaluar de manera realista el impacto de la generación ERV en los distintos aspectos del planeamiento y de la operación del sistema eléctrico es necesario establecer un modelo del sistema completo. El comportamiento del sistema tiene que ser modelado tan detalladamente como sea posible, pero el nivel de detalle siempre se ve limitado por el presupuesto, la información disponible y el tiempo de cálculo disponible.

Para este estudio, se eligió el enfoque de un modelo de flujo de carga con seguridad limitada para la instalación del escenario y para el análisis del efecto ERV en el despacho del generador y en la seguridad del suministro. El modelo de cálculo lineal permitió un análisis rápido de distintos escenarios en ejecuciones de simulación anuales completas, con múltiples repeticiones para ilustrar las mejoras del modelo y el desarrollo del escenario. Los resultados clave de estos cálculos simplificados se validaron en un estado estable de CA y en un modelo dinámico.

El sistema eléctrico costarricense se modeló y se verificó con datos operacionales medidos tan detalladamente como fue posible con los datos disponibles, poniendo especial atención en los siguientes puntos:

- El modelaje correcto de disponibilidad hidroeléctrica, la regulación de las instalaciones de almacenamiento y su interacción con la entrada de ERV;
- El efecto de la integración de ERVs en la reducción de potencia de otras fuentes renovables;
- La evaluación de las instalaciones de red en ubicaciones de alto potencial para conexión ERV de acuerdo con las normas de seguridad operacional establecidas por ICE.

2.2 Herramientas

Esta sección describe brevemente las herramientas del sistema utilizadas para realizar este estudio.

2.2.1 DigSILENT PowerFactory

DigSILENT PowerFactory es un software de análisis y simulación de sistemas eléctricos avanzado capaz de hacer simulaciones de estado estacionario y simulaciones dinámicas [1]. Ya que Energynautics usa PowerFactory como herramienta predilecta más allá del software desarrollado por ellos mismos, y que el desarrollador DigSILENT es parte del consorcio de proyectos, todas las simulaciones de red que necesitan modelos CA se llevaron a cabo en PowerFactory.

2.2.2 ENAplan

ENAPLAN de Energynautics es una herramienta de planeamiento y de optimización de sistemas eléctricos que modela los flujos de carga en el sistema de transmisión y el despacho de las estaciones eléctricas. ENAPLAN puede tomar imágenes instantáneas múltiples y optimizar las extensiones y los

despachos de las instalaciones de estaciones eléctricas, la reducción de potencia de las variables renovables como la eólica y la solar, la capacidad de almacenamiento y el despacho y las extensiones necesarias de capacidad de la red, y al mismo tiempo respetar los límites físicos y económicos. El modelo usa un flujo de carga CC para satisfacer los límites de carga en la red. Los datos de la red se pueden importar desde distintas fuentes, como, por ejemplo, datos de PowerFactory y PSS/E.

El flujo de carga CC es elegido porque la linealidad garantiza encontrar la solución óptima, si es que esta existe, y porque los tiempos informáticos en general son más rápidos y más estables que las ecuaciones CA completas. Los resultados optimizados se pueden exportar hacia DlgSILENT PowerFactory para ser verificados con flujos de carga CA completos, el análisis de contingencia y de estabilidad dinámica.

2.2.3 PSS/E

PSS/E es un software de análisis y de simulación de sistema de transmisión fabricado por Siemens. Además de DlgSILENT PowerFactory, los operadores de red de transmisión lo usan en todo el mundo para simulaciones y desarrollo de red. Debido a que el PSS/E es usado a menudo por ICE, todos los datos de la red y del generador técnico fueron entregados dentro de un modelo PSS/E, que se importó hacia DlgSILENT PowerFactory mediante DlgSILENT, parte del consorcio de proyectos.

2.2.4 SDDP (Programación Dinámica Dual Estocástica)

SDDP es un modelo de planificación de despacho térmico e hídrico estocástico limitado por la transmisión desarrollado por Power Systems Research Inc. de Brasil, que muchas instalaciones centroamericanas, incluida ICE, usan para planificaciones a largo plazo. Los datos hidrológicos utilizados en este estudio fueron recopilados desde una base de datos SDDP de ICE.

2.3 Datos disponibles

El modelaje de despacho y generador para generadores no ERV se llevó a cabo utilizando los datos proporcionados por ICE. Aquellos incluían lo siguiente:

- Modelo PSS/E de la red de transmisión de Centro América, que se importó al DlgSILENT PowerFactory y a ENAplan.
- Nodo de alta tensión (HV) de cada generador (esto se verificó con el modelo de red ICE, y se eliminaron las diferencias conjuntamente con CENCE de ICE);
- Potencia nominal, energía estable mínima y velocidades de rampa permitidas para los generadores;
- Costos de eficiencia y de generación para los generadores térmicos;
- Límites necesarios de las unidades geotérmicas y de las unidades que proveen reserva de energía;
- Datos hidrológicos semanales (flujo de agua en m³/s) de todas las estaciones hidrológicas de Costa Rica desde 1965 a 2013;
- Asignación de las unidades hidroeléctricas a las estaciones hidrológicas;
- Dependencias entre las unidades hidroeléctricas de cascada;
- Factores de producción de cada generador hídrico;

- Tamaños de reservas diarias, semanales y estacionales;
- Niveles de reservas de varios años de almacenamiento estacional;
- Niveles mínimos de salida de flujo para unidades hidroeléctricas debidos a límites ambientales;
- Datos de salida medidos por hora para todas las unidades durante el año 2012;
- Datos demandados por hora para el 2012;
- Ratios de demanda que asignan porcentajes de demanda a cada nodo para el 2015, 2018 y 2024;
- Un orden de prioridad de compromiso de unidades hidroeléctricas y térmicas grandes pertenecientes a ICE, y una carga que satisface el orden de prioridad de dichas unidades;
- Lista de las unidades de energía eólica y solar actualmente instaladas;
- Lista de las unidades de energía eólica y solar planificadas;
- Nodo de alta tensión correspondiente a cada generador (esto se verificó con el modelo de red ICE, y se eliminaron las diferencias en coordinación con CENCE de ICE);
- Tipo de generador, potencia reactiva y capacidades ride through de averías (FRT o huecos de tensión, Low Voltage Ride Through) de cada generador;
- Alimentación horaria de unidades ERV medida por hora correspondiente a los años 2012 y 2013.

Como se acordó con ICE, los cálculos para el escenario de 2024 se realizaron mediante el uso de datos meteorológicos para los siguientes años:

- 1990, un año hidrológico promedio como base de un análisis económico;
- 1994, un año muy seco como razón extrema de análisis técnico;
- 2002, un año muy húmedo como razón extrema de análisis técnico;

Además, durante el establecimiento del modelo, se usaron los datos del 2012, un año seco con alta disponibilidad eólica y solar, con datos operacionales medidos de ICE disponibles para la validación del modelo.

Los datos del reanálisis eólico y solar para todos los años relevantes se obtuvieron mediante el programa REAtlas de la Universidad Aarhus en Dinamarca [2] [3]. Con los datos eólicos y solares que coinciden con los mismos años, se podría investigar una correlación entre la generación hidroeléctrica y la ERV. Los datos REAtlas se emparejaron con los datos ERV de entrada del 2012 y recalibraron para contabilizar las propiedades geográficas de Costa Rica, donde la mayoría de las turbinas eólicas están instaladas en la cima de las montañas muy por encima del nivel del mar. Después de la recalibración, los datos demostraron ser una combinación satisfactoria con los datos medidos, produciendo resultados comparables en cuanto a los factores de capacidad y la fluctuación.

2.4 Modelo de la red eléctrica

En esta sección se describe el modelo de red eléctrica utilizado en el estudio.

2.4.1 Sistema de transmisión

Para los análisis detallados de flujos de carga, contingencia y estabilidad, y su posterior uso en la herramienta de optimización del despacho ENAplan, se desarrolló un modelo de simulación de la red de transmisión eléctrica en PowerFactory.

Dicho modelo de simulación incluye el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Costa Rica y las redes de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua y Panamá, interconectados con el SEN. La red de México se modela mediante una red equivalente de potencia infinita (máquina de referencia del sistema).

Para esto, ICE entregó un modelo PSS/E de la red de transmisión de América Central en tres etapas de expansión de red:

- el modelo de la red tal como existe en el 2015 sin refuerzos. Esto solo se usó en la instalación del modelo, pero no para los cálculos finales.
- El modelo de red con refuerzos en Costa Rica que se espera para 2018. Este modelo se usó durante la primera fase del proyecto con los escenarios de 2018.
- El modelo de red con refuerzos en Costa Rica que se espera para 2024. Este modelo se usó durante la segunda fase del proyecto con los escenarios de 2024.

Dichos modelos fueron convertidos al formato DlgSILENT PowerFactory, validados y posteriormente mejorados en los siguientes puntos:

- Se incorporaron modelos de las subestaciones según información provista por el ICE. En este marco se modelaron gran parte de las subestaciones de 230 y 138 kV como barra principal con interruptor de enlace de barras, se prepararon diagramas unifilares detallados para las mismas, y se reemplazaron mediante interruptores aquellas líneas de 0 km de extensión que estaban modeladas en PSSE.
- Se sustituyeron todas las cargas negativas en el modelo de PSS/E que representan generación ERV por generadores estáticos (conectados a la red mediante electrónica de potencia y por lo tanto no en sincronismo con ella) y se confirmó la lista de generadores modelados con el ICE.

Una representación geográfica del modelo de red desarrollado se muestra en la Figura 4.



Figura 4: Diagrama geográfico de la red de Costa Rica. En rojo el sistema de transmisión en 230kV y en azul 138kV

2.4.2 Interfaz con el modelo de despacho de la generación

Para intercambiar datos entre el modelo de simulación de la red eléctrica en PowerFactory y el modelo de simulación del despacho de la generación en ENAplan se desarrolló una interfaz entre ambas herramientas que permite intercambiar para cada escenario de generación (8760 horas al año) los ajustes de potencia activa y reactiva de cada generador del sistema así como niveles de demanda en cada barra de la red.

Mediante esta interfaz se pudo hacer una verificación del flujo de carga para la condición (n-0) y de contingencia (n-1, n-2) para cada despacho simulado en ENAplan.

2.4.3 Consideraciones del modelo de red para verificación del despacho

Mientras los flujos de carga CA y los cálculos de contingencia y de estabilidad dinámica necesitan un modelo completo de interconexión de América Central, los cálculos CC OPF se ejecutaron solo en Costa Rica; el modelo de red de transmisión de Costa Rica se basó en el modelo de América Central.

Este modelo incluyó todas las líneas de alta tensión (HV) y embarrados con tensión nominal de 138 y 230 KV y activos de tensión media (MV) de 34,5 y 13,8 kV. Los generadores y las cargas normalmente no estaban conectados de manera directa a la red de alta tensión, sino a los embarrados de media tensión que en ese entonces estaban conectados a los embarrados de alta tensión correspondientes mediante líneas y transformadores. Ya que no había ninguna malla en el nivel de media tensión y no había interconexiones de media tensión entre distintos embarrados de alta tensión por líneas de media tensión, los activos de media tensión podrían ser ignorados por el modelo CC. El primer paso fue eliminar las redes de media tensión y conectar todos los generadores directamente a los siguientes embarrados de alta tensión. Ya que las pérdidas se ignoran, las líneas de media tensión, los transformadores y las máquinas transformadoras no influyen el flujo de carga en el modelo CC. Todos los transformadores de alta y media tensión de la red tienen calificaciones térmicas suficientes como para no representar un límite adicional en el compromiso de la unidad.

En el modelo CC, los embarrados no se modelan detalladamente, pero cada embarrado de alta tensión en el sistema de Costa Rica está representado por un nodo de alta tensión con la carga agregada correspondiente y las unidades generadoras conectadas a él. Las líneas están representadas con sus calificaciones térmicas y sus impedancias. De lo segundo, se calculan los factores de distribución de transferencia de energía (PTDFs) de cada línea. Los PTDFs se pueden entender cuando se describe la sensibilidad de una línea a los cambios de flujos de carga entre los nodos; estos forman la base para los cálculos de flujo de carga.

2.5 Modelo dinámico de plantas ERVs

2.5.1 Plantas existentes

Para las plantas de ERV existentes se utilizaron modelos específicos por tipo de generador según información de fabricante provista por el ICE.

En el caso de generadores eólicos se trata de las siguientes tecnologías: generador de inducción (plantas Aeroenergía y Movasa), generador de inducción con rotor de resistencia variable u Opto-Slip (planta Tejona), generador de inducción doblemente alimentado (plantas Chiripa, Orosi, Los Santos, y Tilawind) y generador con convertidor a potencia nominal (plantas Guanacaste, Pesa, Valle Central).

En el caso de la única planta solar existente (Miravalles) se trata de tecnología fotovoltaica con convertidor a potencia nominal.

En cada caso se ajustaron los controles de factor de potencia y de potencia – frecuencia según especificado por el ICE. Se observa que todas las plantas trabajan a factor de potencia constante, aun cuando tienen diferentes ajustes de referencia (entre factor de potencia unitario y 0.95 en atrasado). El control de potencia – frecuencia se encuentra deshabilitado en todas las plantas sin excepción.

2.5.2 Plantas eólicas futuras

Para las plantas de ERV futuras se apostó por generadores con convertidor a potencia nominal según el estado del arte de esta tecnología.

El modelo de control se basa en el estándar de CIM – ENTSO – E [4] para este tipo de generador eólico (Tipo IV), cuyo diagrama de conjunto según su implementación en PowerFactory se muestra en la Figura 5. Siendo que la turbina eólica se encuentra desacoplada de la red por acción del convertidor, ésta no se modela explícitamente, así como tampoco los circuitos DC involucrados. Este modelo es recomendado por la norma IEC [5] para estudios de estabilidad.

Del comportamiento dinámico de estos generadores se destacan las siguientes características:

- Respuesta ante variaciones de frecuencia: el modelo incluye una limitación por sobre-frecuencia y un control por baja-frecuencia con una banda muerta como se muestra en la Figura 6. Por defecto el control por baja frecuencia se consideró deshabilitado a los efectos de este estudio. De ser requerido, estos ajustes por defecto pueden ser modificados en el bloque “Frequency Control” del modelo compuesto. El modelo fue ajustado según los siguientes parámetros:
 - Umbral de activación de la reducción de potencia (f_{Up_ovf}): 60,2Hz
 - Gradiente de reducción de potencia: 40%/Hz
 - Máximo gradiente instantáneo del cambio de potencia: -0,25 pu/Hz
- Tolerancia a los huecos de tensión (Fault-ride-through): el módulo de protección del modelo consiste en la característica mostrada en la Figura 7, la que fue parametrizada de acuerdo a la curva de tolerancia a huecos de tensión exigida en [6] (Figura 1 de la página 4). El modelo fue ajustado según los siguientes parámetros:
 - Primer escalón de sobretensión (OV1 / TOV1): 1,1pu / 60s
 - Segundo escalón de sobretensión (OV2 / TOV2): 1,2pu / 0,2s
 - LVRT Nivel 1 (ULVRT1 / TLVRT1): 0 pu / 0,25s

- LVRT Nivel 2 (ULVRT2 / TLVRT2): 0,15 pu / 0,60s
- LVRT Nivel 3 (ULVRT3 / TLVRT3): 0,90 pu / 3,0s
- Soporte dinámico de la tensión durante la falla (dynamic voltage support capability): durante la falla, el generador entrega corriente reactiva proporcional al hueco de tensión a los efectos de soportar la tensión durante la falla y evitar una mayor propagación del hueco de tensión al resto del sistema. La relación entre la corriente reactiva inyectada y el hueco de tensión está definida por el factor K como se indica en la Figura 8. El modelo fue ajustado según los siguientes parámetros:
 - Droop de corriente reactiva (factor K): 2
 - Banda muerta: 0 V (no se consideró banda muerta)
 - Límite de tensión para habilitar inyección de corriente reactiva: 0.9 a 1,1pu
 - Límite máximo de corriente reactiva: 1,3pu
- La inyección de corriente reactiva durante la falla se realiza a expensas de una reducción de la corriente activa. Tras la recuperación de la tensión, la potencia activa de aumenta de manera gradual según la característica de la Figura 9. El modelo fue ajustado según los siguientes parámetros:
 - Máximo gradiente de potencia: 2 pu/s

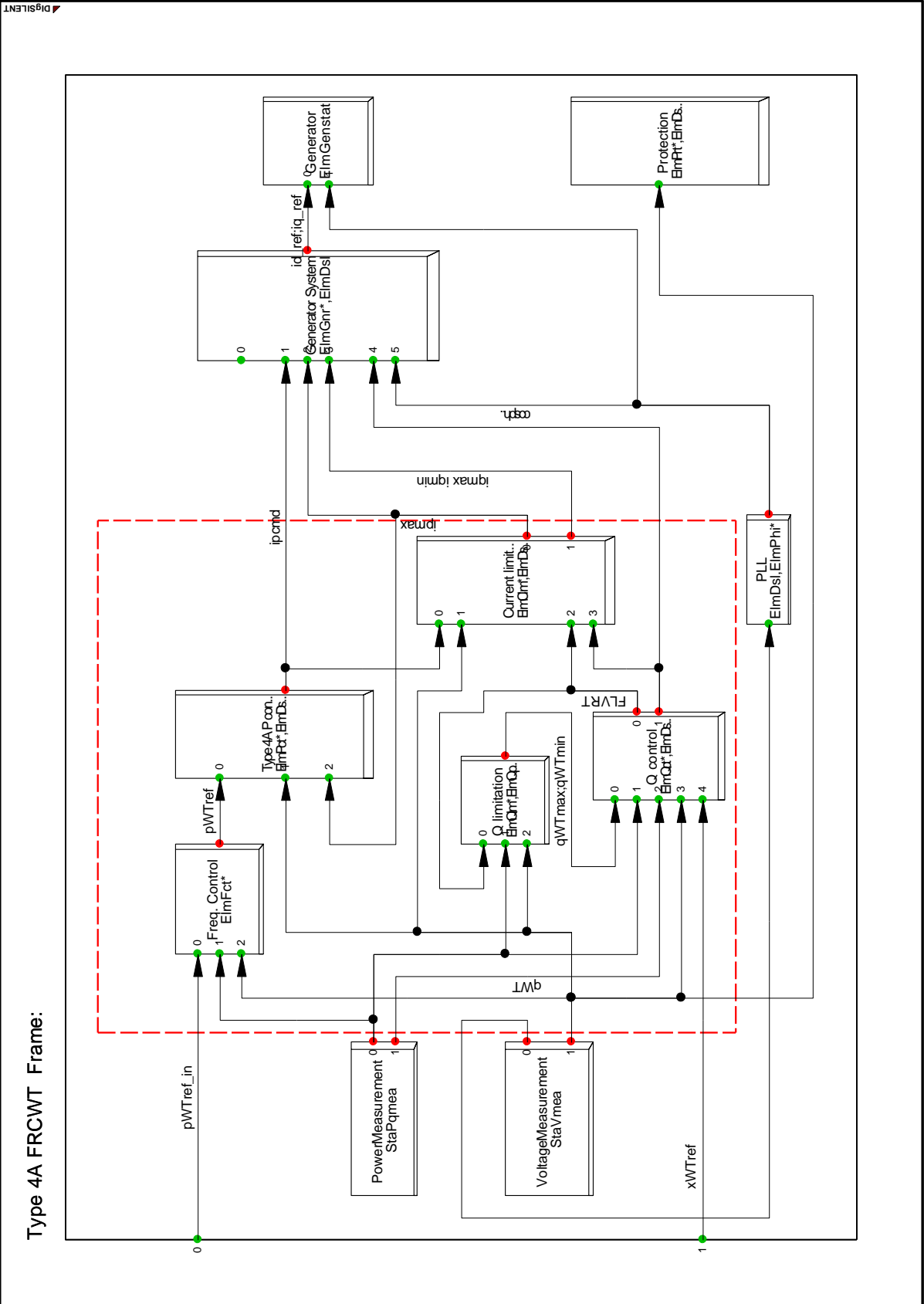


Figura 5: Diagrama de conjunto del modelo de control del generador eólico tipo IV de acuerdo a IEC

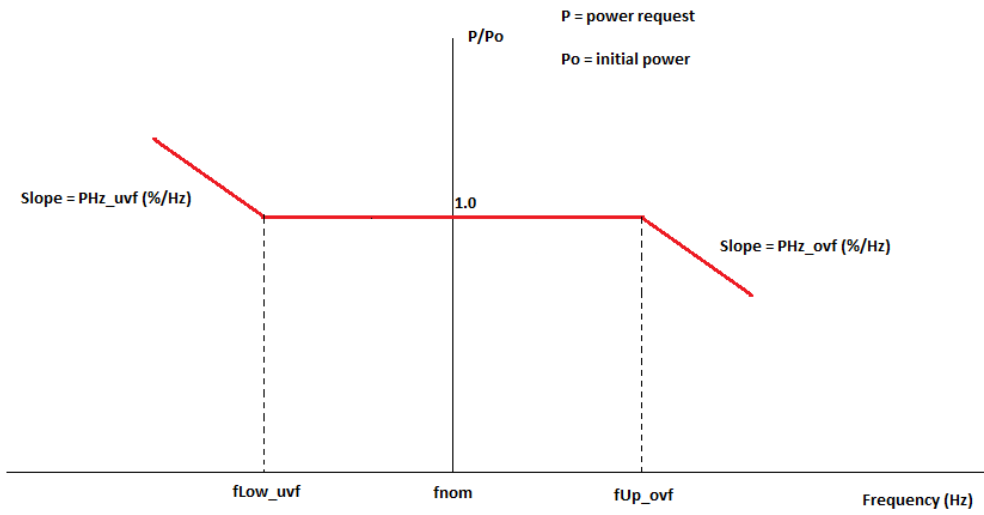


Figura 6: Característica potencia activa – frecuencia para el generador eólico tipo IV

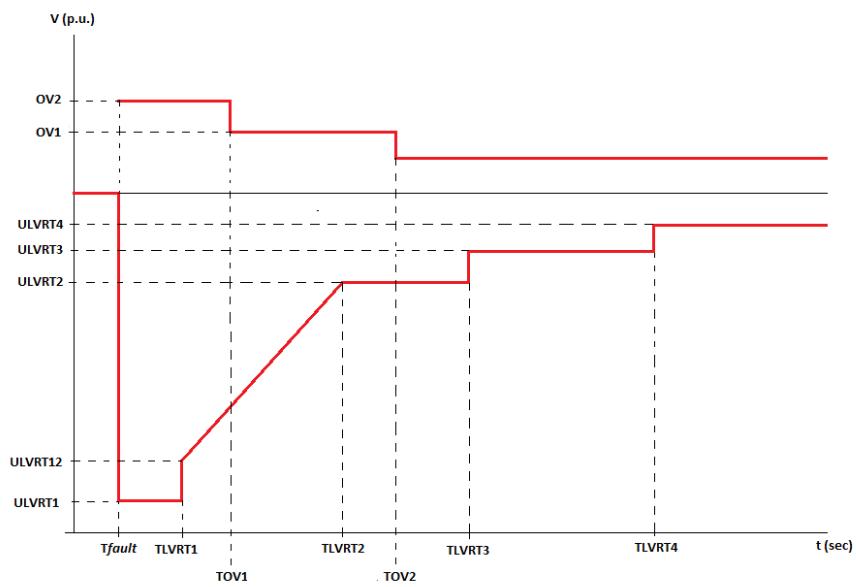


Figura 7: Característica del hueco de tensión usado en el módulo de protección

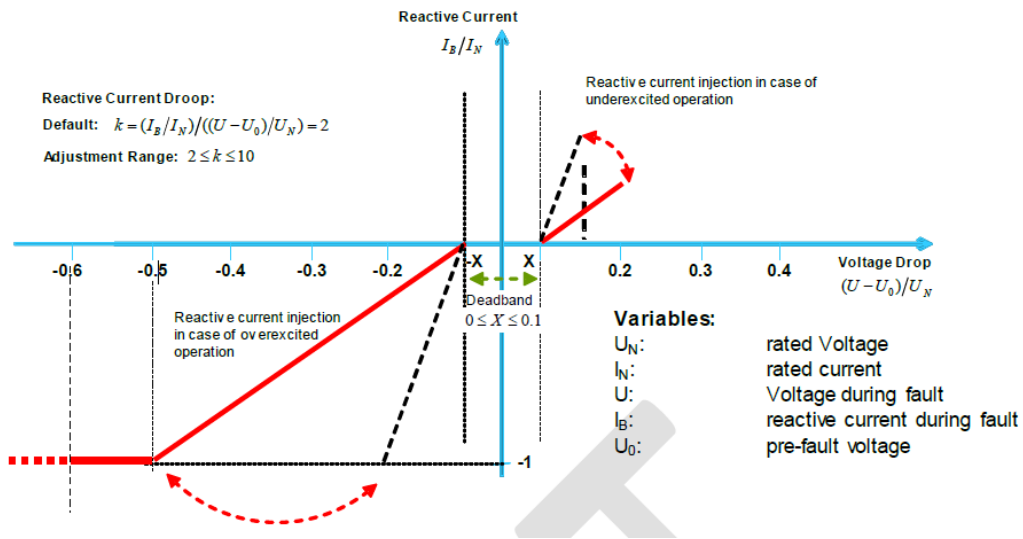


Figura 8: Inyección de corriente reactiva en función del hueco de tensión. Fuente: ENTSO-E Network Code for the Requirements for Grid Connection applicable to all Generators (2012).

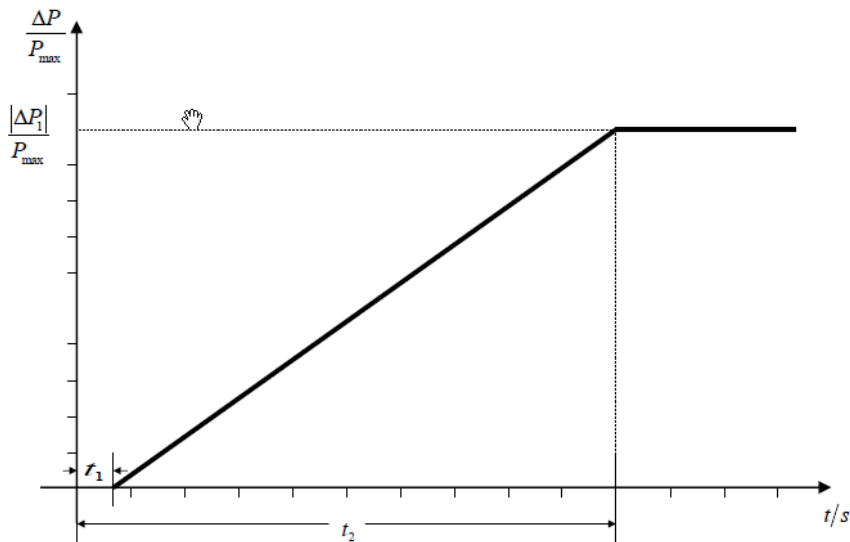


Figura 9: Característica del incremento gradual de potencia activa. Fuente: ENTSO-E Network Code for the Requirements for Grid Connection applicable to all Generators (2012)

2.5.3 Plantas solares futuras

La planta utiliza tecnología solar - fotovoltaica con convertidor a potencia nominal, que conecta el circuito DC del generador a la red de alterna.

La respuesta dinámica del generador fotovoltaico depende de las características de control del convertidor, que incluyen:

- Respuesta ante variaciones de frecuencia: a diferencia del generador eólico 2.5.2, el modelo solo incluye una limitación por sobre-frecuencia con una banda muerta como se muestra en la

Figura 10. De ser requerido, los ajustes por defecto pueden ser modificados en el bloque “Frequency Control” del modelo compuesto.

- Tolerancia a los huecos de tensión (Fault-ride-through): el módulo de protección del modelo consiste en la característica mostrada en la Figura 7 (idem generador eólico), la que fue parametrizada de acuerdo a la curva de tolerancia a huecos de tensión exigida en [6] (Figura 1 de la página 4).

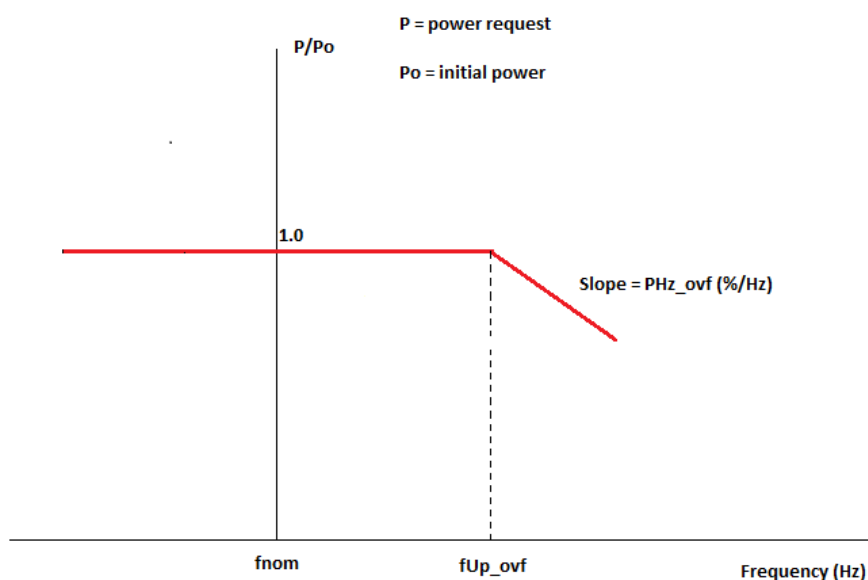


Figura 10. Característica Potencia-Frecuencia del modelo “Type B PV”

Finalmente, la generación solar distribuida se modeló mediante generadores estáticos agregados a nivel del sistema de transmisión (138/230kV) con una característica dinámica de impedancia constante.

2.6 Modelo de despacho de la generación

2.6.1 Básico: Cálculos CC, OPF en ENAplan

ENAPLAN de Energynautics es una herramienta de planeamiento y de optimización de sistemas eléctricos que modela los flujos de carga en el sistema de transmisión y el despacho de las estaciones eléctricas. ENAPLAN puede tomar imágenes instantáneas múltiples y optimizar las extensiones y los despachos de las instalaciones de estaciones eléctricas, la reducción de potencia de las variables renovables como la eólica y la solar, la capacidad de almacenamiento y el despacho y las extensiones de capacidad de la red necesarias, y al mismo tiempo respetar los límites físicos y económicos. El modelo usa un flujo de carga CC para satisfacer los límites de carga en la red. El flujo de carga CC es elegido porque la linealidad garantiza encontrar la solución óptima, si es que esta existe, y porque los

tiempos informáticos en general son más rápidos y más estables que las ecuaciones CA completas. Los resultados optimizados se pueden verificar luego en flujos de carga CA completos, de ser necesario.

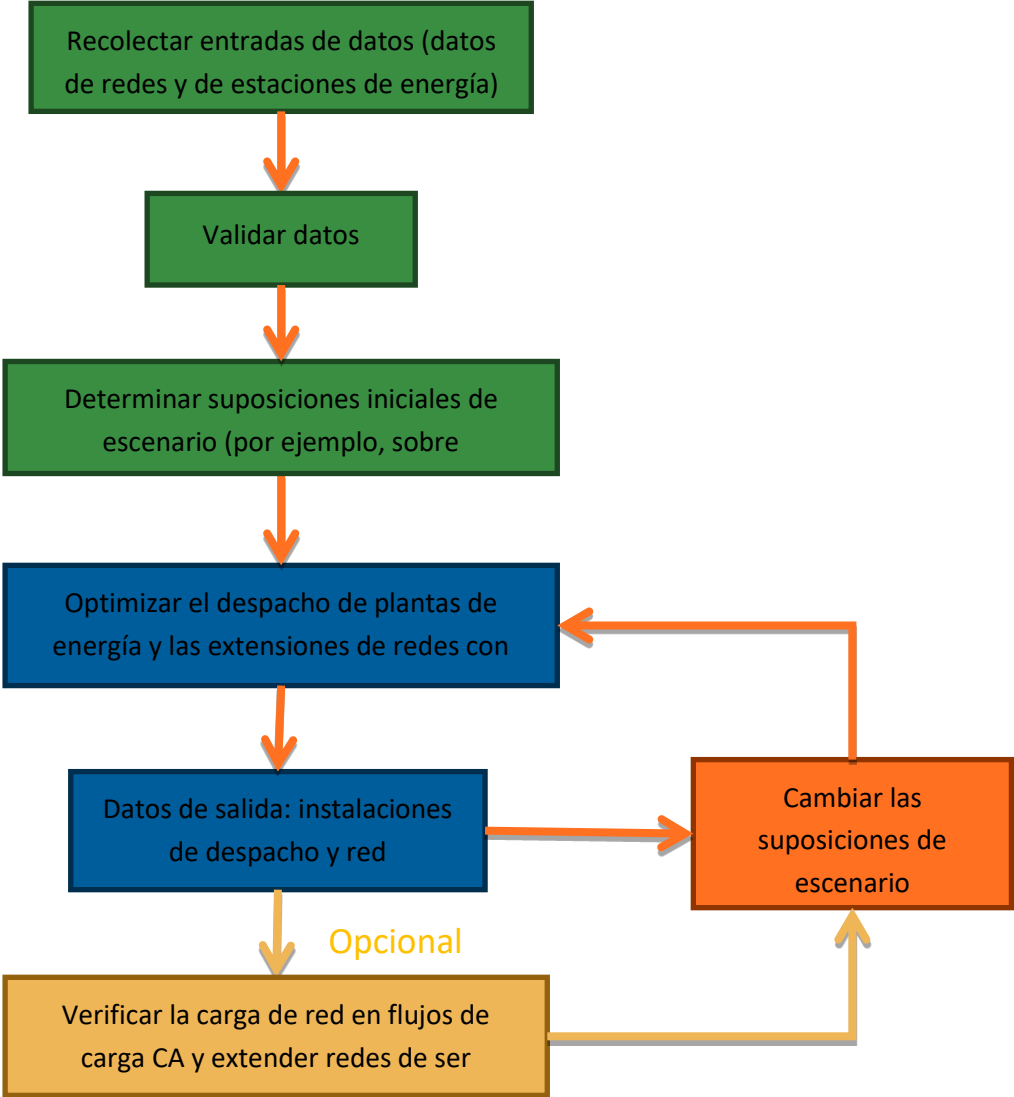


Figura 11: Trabajo interno de ENAPlan.

Los generadores ERV se modelaron con su disponibilidad de cuarto de hora de acuerdo con lo dispuesto en los datos del reanálisis histórico y costos negativos de generación. El flujo de carga óptimo solo reduciría la potencia de estos una vez que las otras unidades con costos de generación de 0 (unidades hidroeléctricas pequeñas privadas con privilegio necesario) y >0 (unidades hidroeléctricas, térmicas y grandes que siguen la carga) no podrían redespacharse sin violar los límites de la red.

Los generadores térmicos se modelaron para ser perfectamente flexibles en cuanto a las pendientes de energía (una simplificación permisible que considera pasos de 15 minutos de uso, ya que las unidades térmicas de Costa Rica son plantas de energía con motores a petróleo pesado exclusivamente y turbinas de ciclo de gas) y con los costos de generación basados en la eficiencia y en el precio esperado del combustible 2018/2024 tal como lo estimó ICE.

2.6.2 Conjeturas generales y diferencias entre los modelos 2018 y 2024

El modelo de despacho ENAPlan del sistema eléctrico de Costa Rica se desarrolló y refinó más para el escenario 2024. La metodología utilizada para los escenarios de 2018 se desarrolló basándose en datos de operación reales. Ya que dispusimos de más datos y que se necesitaba un enfoque más detallado para el análisis de niveles de ERV mucho más altos en 2024, de las simplificaciones usadas, se retocaron los escenarios de 2018. Se usó una metodología de optimización de reservas hidroeléctricas más avanzada para acomodar mejor los cambios fundamentales que el sistema de energía de Costa Rica pueda experimentar en el futuro. Además, ENAPlan recibió mejoras de una función de flujo de carga (SCOPF) completo limitado por la seguridad (SCOPF Full security constrained optimal power flow) para abordar la seguridad (n-1) y (n-2) sin repetición con DigSILENT PowerFactory, y se respetaron los márgenes para transferir flujos por la línea SIEPAC en los cálculos, cosa que no había sucedido en 2018.

Los modelos utilizados para todos los escenarios se basan en el análisis de los datos proporcionados por ICE y en las siguientes conjeturas:

- la optimización del despacho considera los límites de la red de transmisión de 138 y 230 kV. Se consideraba que las redes de tensión alta y media subyacentes no estaban sujetas a la congestión, y se asumía que todas las plantas de energía estaban conectadas con seguridad de contingencia y que contaban con transformadores adecuados.
- Todas las plantas de energía existentes en 2018 todavía estarán conectadas en 2024 de acuerdo con los planes de ICE, siendo la planta de energía geotérmica Pailas 2 la única unidad adicional no ERV. Se asume que los generadores de biomasa en El Viejo están disponibles con su capacidad completa durante la temporada de bagazo (diciembre-abril), por el contrario que en la operación restrictiva actual.
- Las restricciones legales sobre la cantidad de capacidad² de generación privada en la red se ignoraron, ya que se asumió que estas cambiarían para el 2018, o que un número de instalaciones ERV serán propiedad de ICE y manejadas por esta.
- La reducción de potencia eólica y solar de hasta el 3% del potencial de producción anual de energía se considerada razonable y aceptable en 2024, mientras se podría reducir la potencia de la energía eólica y solar durante 72 horas al año y por planta en 2018.

Ya el modelo actualizado para los escenarios 2024 probaron dar resultados más válidos en cuanto al nivel de detalle, los balances energéticos para los casos 2018 se recalcularon con el nuevo modelo. Los resultados generales no cambiaron significativamente ya que el modelo 2018 se estableció para reflejar los procedimientos operacionales actuales que se pueden usar perfectamente en 2018. Ya que los resultados generales fueron bastante similares, no se rehicieron las simulaciones a gran escala de la red.

Sin embargo, los resultados actualizados proveen un nivel mucho más alto de detalle en cuanto a la contribución de generadores individuales y de balances energéticos en el año. Todos los resultados de despacho y de balance energético presentados en este informe se calcularon con el modelo actualizado. Una descripción del modelo inicial y su validación, como se presentó originalmente en el

.....

² Actualmente, solo el 30% de las instalaciones corresponden a generadores privados, el resto debe ser propiedad de ICE.

informe de progreso del proyecto correspondiente, se puede encontrar en el apéndice de este informe.

Para la muestra gráfica de los resultados anuales, se introdujo una distinción entre los distintos tipos de plantas hidroeléctricas para los escenarios 2024.

2.6.3 Optimización de embalses

La optimización de embalses se mejoró para las simulaciones 2024 (y las de 2018 actualizadas), ya que la coordinación entre las unidades de alimentación ERV y los embalses, especialmente los del tipo de almacenamiento diario / embalse es cada vez más importante si la demanda creciente debe ser cubierta mediante el solo uso de instalaciones ERV nuevas. Para usar la cantidad diaria disponible de energía hidroeléctrica, los 96 pasos de 15 minutos de cada día se optimizaron simultáneamente en lugar de consecutivamente. Esta es la mayor diferencia entre los cálculos 2018 iniciales, donde cada paso de tiempo se optimizó individualmente con límites para asegurar que haya suficiente energía hidroeléctrica disponible. Las unidades hidroeléctricas y sus niveles de almacenamiento estaban, según la información proporcionada por ICE CENCE, limitadas de diferentes maneras:

- las reservas más grandes en Arenal, Cachí y Pirrís tienen niveles semanales de referencia por un año entero, ver Figura 12, los cuales no pueden bajar durante la operación normal. El propósito de mantener cierto nivel de reserva significa tener siempre la suficiente cantidad de agua disponible para cubrir las situaciones de emergencia.
- Las reservas en Reventazón son operadas de manera similar, pero no hay niveles de referencia disponibles. Entonces, se asignaron niveles de referencia de la reserva de Cachí de tamaño similar.
- Las unidades más pequeñas, que pueden almacenar agua durante menos de 12 horas de operación, deben retener al menos 70% de su capacidad a la medianoche para que haya suficiente agua disponible para el día siguiente, por ejemplo, vea la Figura 13. Considerando su alta salida y la reserva comparativamente pequeña, la planta de Angostura también se estableció para operar de esta manera y también funciona como un amortiguador dentro de los niveles de referencia limitados de la cascada principal.
- Los límites solo se pueden quitar si el problema de optimización no respalda una solución óptima. Esto sucedió en el escenario de 1994, donde los niveles de reservas bajaron un poco por debajo de los niveles de referencia durante unos días muy secos con alta demanda y bajo ERV, pero volvieron rápidamente a los niveles de referencia una vez que hubo suficiente generación de agua.

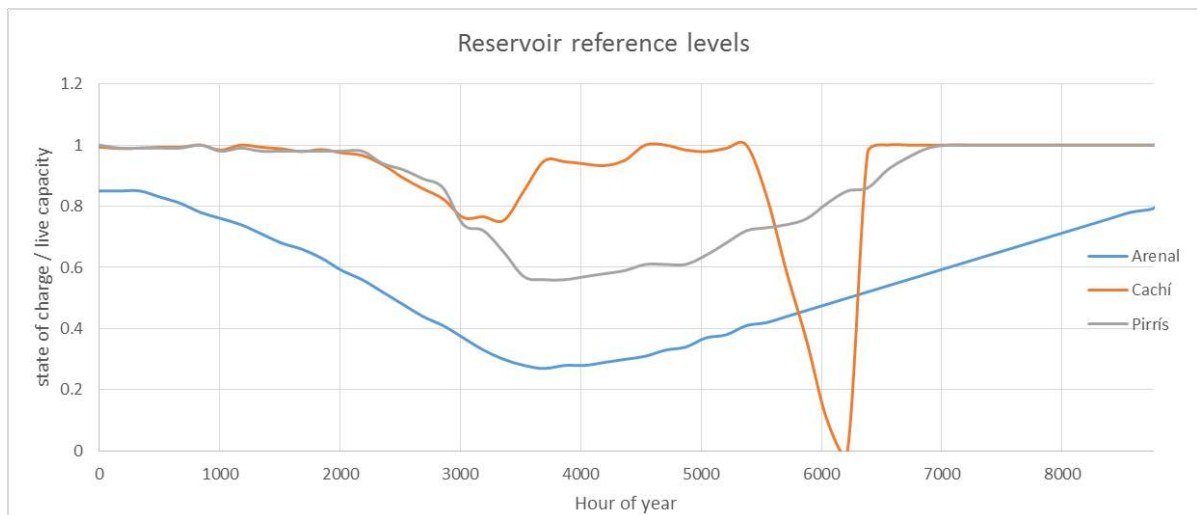


Figura 12: Niveles de referencia de las reservas. La caída de la reserva de Cachí a 0 es resultado de la operación de descarga necesitada para limpiar los sedimentos.

Esto corresponde a los roles que cumplen los distintos tipos de almacenamiento:

- La cascada ARDESA, con capacidad de 369,4 MW, alimentada por la reserva Arenal, es el almacenamiento estacional con una capacidad de 1319 GWh. Se usa como proveedor base durante la estación seca siendo capaz de funcionar durante semanas sin grandes entradas, en la estación húmeda se usa como planta máxima cuando hay mucha disponibilidad de energía hidroeléctrica.
- Los embalses con capacidad combinada de 569 MW y capacidad de almacenamiento de hasta unas horas de funcionamiento completo y una combinación de 2,23 GWh de almacenamiento diario, se usan para cargas intermedias durante la estación húmeda; estos generan durante el día y almacenan agua durante la noche. Gracias a los bajos niveles de entrada, su tiempo de generación por día es acortado durante la estación seca, lo que los restringe a su rol de carga máxima. (Figura 13.)
- La cascada principal de Río Macho y de Río Reventazón con una capacidad instalada de 870 MW en seis plantas (comparar Figura 14) y una capacidad de almacenamiento de hasta 108 GWh se usa para casi todo, lo que provee la mayor parte de la flexibilidad operacional. Se usa como carga base e intermedia durante todo el año y provee la mayor parte de la flexibilidad necesaria para cubrir los cambios ERV.
- La planta de almacenamiento en Pirrís con 140 MW y 76 GWh cae entre el almacenamiento a corto plazo y el estacional. Se usa en mayor parte para carga intermedia, generando más durante el día que durante la noche, y para reserva de energía debido a la gran flexibilidad de sus dos generadores.

El despacho de las plantas hidroeléctricas disponibles tiene una gran dependencia de la alimentación ERV en cada día correspondiente. La optimización de los algoritmos siempre optimiza la energía disponible y la energía para los despachos más económicos..

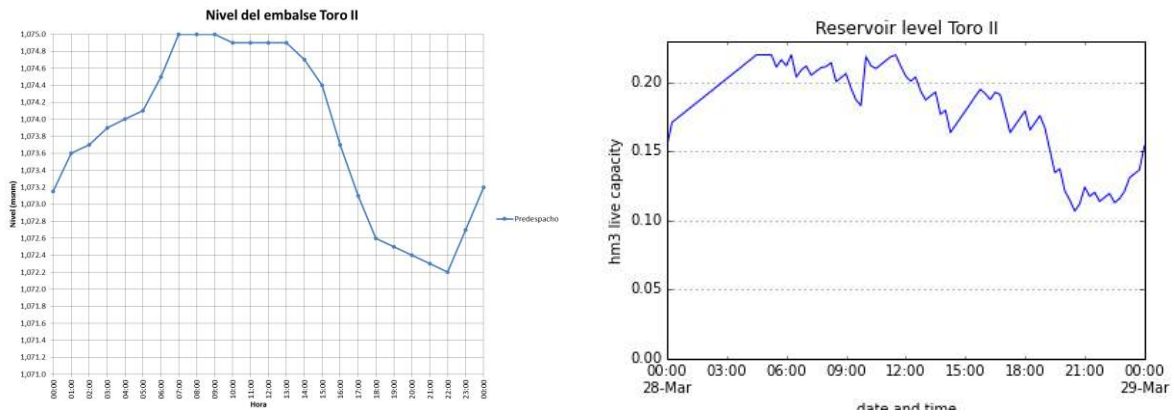


Figura 13: El nivel de reserva de la unidad del embalse Toro II durante un día típico, predespacho ICE real (izquierda, imagen proporcionada por ICE, CENCE) y simulación ENApplan (derecha). La unidad está descargando la mayor parte de sus aguas durante la carga máxima de la tarde y almacenándola durante la noche y la madrugada.

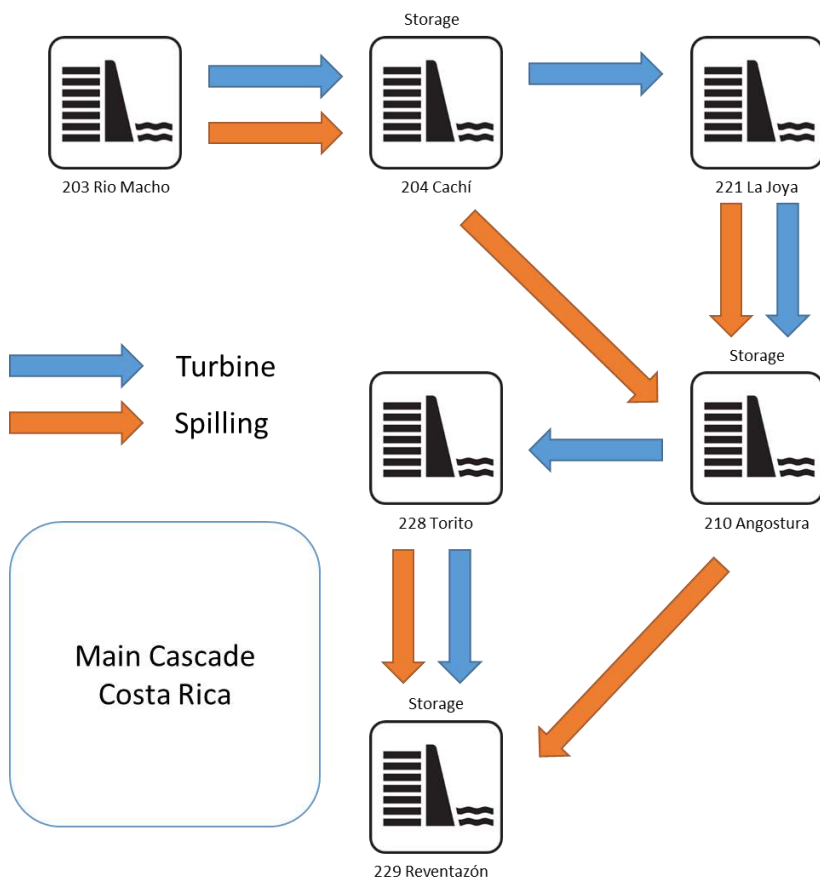


Figura 14: Esquema de Río Macho / Cascada de la unidad hidroeléctrica principal de Río Reventazón.

2.6.4 Orden de prioridad

Basándose en la información proporcionada por el ICE mediante contacto personal, la producción anual esperada del plan de expansión de generación ICE [7] y en el despacho de los modelos PSS/E disponibles, se desarrolló el orden de prioridad del despacho de las plantas de energía mostrado en la Tabla 2. Las unidades hidroeléctricas están sujetas a la disponibilidad de agua y, por ende, pueden no

ser siempre despachadas visiblemente de acuerdo con el orden de prioridad por el algoritmo de optimización. La optimización, en caso de la misma demanda de disponibilidad y de energía, preferirá la unidad más baja en el orden de prioridad.

Tabla 2: Orden de prioridad y condiciones necesarias.

Planta	Tipo	Necesario ³	Orden de prioridad
FV descentralizada	FV	Si disponible, no controlable	0
FV centralizada	FV	Si disponible, reducible	1
Eólica	Eólica	Si disponible, reducible	2
Biomasa/ residuos	Biomasa	Si, estacional	3
Geotérmica	Geotérmica	Sí	3
Unidades hidroeléctricas RoR	Instaladas en ríos (sin almacenamiento)	-	4
Ventanas	Embalse	-	5
Garita	Embalse	Una unidad para reserva	6
Toro I	Embalse	-	7
Toro III	Embalse	-	7
Pirris	Almacenamiento	Sí, para reservar	8
Río Macho	Embalse	-	9
Cachi	Almacenamiento	Una unidad para reserva	10
La Joya	Descargar desde Cachi	-	10
Angostura	Almacenamiento	Una unidad para reserva	11
Torito	Descargar desde Angostura	-	11
Reventazón	Almacenamiento	Una unidad para reserva	12
Toro II	Embalse	-	13
Cariblanco	Embalse	-	14
Penas Blancas	Embalse	-	15
Arenal	Almacenamiento estacional	Una unidad estacional para irrigación	16
Corobici	Descargar desde Arenal	-	16
Sandillal	Descargar desde Arenal	-	16
Orotina	Búnker (velocidad media)	-	17
Garabito	Búnker (velocidad media)	-	18
Guapiles	Búnker (velocidad media)	-	19
Moín 3	Diésel (OCGT)	-	20
Moín 2	Diésel (OCGT)	-	21
San Antonio	Diésel (OCGT)	-	22
Barranca	Diésel (OCGT)	-	23

³ Las unidades hidroeléctricas solo pueden estar sujetas a las condiciones necesarias si los niveles de flujo o de reserva son suficientes.

2.6.5 Flujo de carga óptimo limitado por la seguridad

Para los cálculos de 2018, los márgenes de seguridad para las líneas de flujo que son necesarias para mantener la seguridad (n-1) en la red de Costa Rica se establecieron de manera manual basándose en las simulaciones en DigSILENT PowerFactory. Para los cálculos de 2024, se eligió un enfoque más avanzado al mejorar el ENAPlan con una funcionalidad de flujo de carga CC limitado por la seguridad a gran escala (SCOPF).

El SCOPF respeta un número de contingencias críticas ya en el simulador de despacho al calcular una nueva matriz PTDF para cada corte y al incluir límites de línea adicionales, así que no ocurren sobrecargas en casos de contingencias. La lista de las contingencias incluidas se puede encontrar en el apéndice de este informe (Tabla 51, página 186). Además de un gran número de cortes de línea simple, se respetaron varias contingencias, así como también la meta de asegurar el Anillo del norte (generación alta) y el Valle Central (centro de carga) (n-2).

Un margen adicional de 10% de la capacidad térmica de cada línea se estableció para lidiar con los flujos de carga reactivos que normalmente son bajos en la red de Costa Rica, debido a las excelentes instalaciones de provisión de energía reactiva locales del sistema de Costa Rica (ver Sección 2.6.8).

Los resultados SCOPF se validaron con cálculos CA completos en DigSILENT PowerFactory y probaron ser robustos. Ninguna línea ni transformadores de alta tensión están sobrecargados en ningún caso de contingencia considerado.⁴

2.6.6 Transferencias a través de fronteras SIEPAC

La interconexión SIEPAC funciona desde 2012 y conecta a Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá con 1800 km de 230 kV de línea aérea con una capacidad térmica de 300 MVA (Figura 15). Esta línea conecta la subestación Ticuantepe de Nicaragua con Cañas en el norte de Costa Rica, cruzando el país de norte a sur en un corredor que conecta Barranca, Jaco, Parrita, Palmar y Río Claro antes de salir cruzando la frontera sur hacia Panamá.

.....

⁴ Hubo algunas sobrecargas locales de transformadores de media tensión/media tensión o media tensión/alta tensión que conectan plantas de energía y las cargas a la red de transmisión, que no se consideraron en el modelo ENAPlan. Estas son, generalmente, independientes del despacho y de los SCOPF de las plantas de energía y se habla de ellas en la sección de resultados.



Figura 15: Interconexión SIEPAC. (Fuente: cri.e.org.gt)

Esto permite que comercios de electricidad en el mercado regional de América Central, TCRM. Costa Rica a menudo importa energía durante la estación seca ya que es más barato que encender las unidades térmicas de ICE. La mayor cantidad de energía hacia el TCRM viene de las estaciones hidroeléctricas y de energía a carbón de Guatemala. [8] Tales operaciones no están consideradas en este estudio, de acuerdo con los estándares de ICE, Costa Rica al menos debería ser capaz de suministrar su propia demanda sin hacer importaciones, teóricamente. Sin embargo, los intercambios de energía de norte a sur y viceversa en Costa Rica, es decir, intercambios desde y hacia Panamá y otros países TCRM pueden ocurrir en cualquier momento, y la carga adicional de las líneas de Costa Rica debe ser considerada. Como se muestra en Figura 16, la línea SIEPAC, además de permitir los flujos de transferencia inducidos por el intercambio, forma parte de la conexión intracostarricense de generación en la provincia del norte de Guanacaste y los centros de carga en el Valle Central alrededor de San José. Ya que la red está conectada y que el corredor norte-sur consiste en diversas líneas paralelas, las otras líneas también se ven afectadas por los flujos de transferencia. Se deben mantener determinados márgenes de flujo para permitir los flujos de transferencia sin comprometer la seguridad operacional. Para este estudio, se consideró un flujo de transferencia de 100 MW en cada dirección para alcanzar cada punto a tiempo.

Como hay dos líneas de interconexión a Nicaragua y tres a Panamá, no todos los intercambios fluirán directamente por la línea SIEPAC, en principio, con las impedancias de la red dentro de los países limítrofes conllevan una división de los flujos entre las distintas líneas, que afectan aún más la red de Costa Rica. Los porcentajes de cada línea de interconexión se determinaron en DigSILENT PowerFactory al cambiar la generación entre Guatemala y Panamá. Independientemente de la situación de la carga/generación, los flujos se separan consistentemente como se describe en la Tabla 3 (con un 2-3% de diferencia, que se ignoraron por ser simplificaciones aceptables). Es obvio que, en la frontera norte, la mayor parte de la energía transferida viene por la segunda, la línea de

interconexión que no es SIEPAC, y que conecta la parte del norte de la línea SIEPAC desde Cañas a Liberia.



Figura 16: Línea SIEPAC en Costa Rica, marcada en verde.

Tabla 3: La división de los flujos de transferencia a otras líneas de interconexión

Línea de interconexión	Intercambio entre Costa Rica y	Porcentaje de energía intercambiada transportada por esta línea de interconexión
Ticuantepe - Cañas (SIEPAC)	Nicaragua, Honduras, Guatemala, El Salvador	36 %
Amayo – Liberia	Nicaragua, Honduras, Guatemala, El Salvador	64 %
Cahuita – Changuinola	Panamá	32 %
Río Claro – Progreso + Río Claro – Veladero (SIEPAC)	Panamá	68 %

Los flujos de 100 MW en ambas direcciones se consideraron en los cálculos al inyectar la cantidad calculada de energía en los nodos correspondientes en la simulación de despacho, lo que dio como resultado tres resultados de despacho diferentes para cada escenario de año. Los resultados mostraron claramente que los casos de flujo norte-sur afectan críticamente a la carga de línea y, por ende, el despacho del generador, mientras que los flujos sur-norte en realidad alivian las líneas en Costa Rica y permiten un despacho más óptimo. Esto es una consecuencia de que los flujos dentro de Costa Rica normalmente vayan en la dirección norte-sur del generador a la carga. Se provee información detallada sobre el efecto de los flujos de transferencia en la Sección 4.2.4. Salvo esos resultados específicos, todos los resultados siguientes se refieren a casos críticos con transferencia norte-sur de 100 MW, si no se especifica lo contrario.

2.6.7 Reserva rodante

Durante una simulación de despacho con previsión perfecta y sin interrupciones, las reservas nunca se pedirán y por lo general se descuidan. Sin embargo, la necesidad de provisiones de reserva rodante impone limitaciones al compromiso y al despacho del generador debido a que las unidades normalmente no pueden despacharse en su energía nominal, y a que algunas unidades deben despacharse fuera del orden de prioridad para dar márgenes de reserva de energía.

La asignación de energía de reserva es un problema de optimización en sí mismo que requiere optimizaciones mixtas enteras con mucha más complejidad y tiempo de cálculo si se optimiza junto con el despacho. Entonces, se empleó una metodología simplificada en este estudio.

Debido a la falta de más información en la metodología de asignación de energía de reserva empleada por ICE, se determinaron márgenes de reserva típicos hacia arriba de las unidades que forman parte de la provisión de reserva primaria y secundaria de los escenarios de despacho proporcionados por ICE en el modelo PSS/E (ver Tabla 4).

El margen de reserva fijo es la cantidad mínima de energía que se mantiene disponible si la unidad está en funcionamiento, lo que significa que, por ejemplo, la unidad de Cachí 4 de 40 MW con un margen de reserva de 10 MW se despacha a un máximo de 30 MW. Debido a un número más bajo de unidades que proveen reservas y a un nivel más alto de demanda de energía de las reservas del sistema de Costa Rica, los márgenes son significativamente más altos que los de los sistemas de energía más grandes. Las reservas utilizan hasta un 20 % de energía nominal de una unidad en comparación con el 1-5% en Estados Unidos o Europa.

Como lo presentan los datos operativos y los escenarios PSS/E, una unidad de cada una de las tres grandes plantas en la cascada principal, Cachí, Angostura y Reventazón, se mantiene conectada constantemente. Las dos unidades en Pirrís también se mantienen conectadas si el nivel de la reserva y de los flujos de entrada lo permiten, debido a su baja energía mínima y a su alto nivel de flexibilidad operacional. Además, una unidad de Arenal siempre está conectada durante la estación húmeda para propósitos de irrigación río abajo, que también es capaz de suministrar reservas.

Estas limitaciones de necesidad de funcionamiento aseguran una reserva rotativa suficiente que estará disponible durante las cargas bajas o altas de alimentación ERV. Las conjeturas sobre la energía de reserva son de naturaleza bastante conservadora. Las limitaciones pueden ser más relajadas en la realidad dependiendo de la situación de carga. El margen mínimo de 5% de reserva rotativa siempre

puede ser mantenido incluso durante la estación seca de un año seco, con pocos cortes con bajo nivel de disponibilidad durante la estación seca generados por bajos flujos de entrada a la reserva de Pirrís. Con el aumento de la carga, cada vez más unidades que suministran reservas se despachan mediante el orden de prioridad, incrementando así la cantidad de reservas disponibles. En la mayoría de los casos, las reservas rotantes disponibles son mucho más altas que el 5% necesario, ya que las unidades a menudo no se despachan a producción completa, especialmente con una alimentación elevada de ERV.

Tabla 4: Plantas de energía que normalmente proveen reservas rodantes de acuerdo con ICE.

Planta de energía	Unidades	Potencia nominal P_n	Energía estable mínima por unidad	Margen de reserva fija por unidad	Número de unidades necesarias
Río Macho 3-5	3	121,9 MW	8 – 12 MW	7,5 MW	-
Cachí	4	158 MW	18 – 20 MW	6 MW (3 unidades) / 10 MW (1 unidad)	1
Angostura	3	180 MW	30 MW	5 MW	1
Garita	2	40,4 MW	10 MW	5 MW	1
Garita-Ventanas	2	100 MW	30 MW	10 MW	-
Peñas Blancas	2	39 MW	10 MW	⁵	-
Cariblanco	2	82 MW	25 MW	-	-
Arenal	3	157,5 MW	30 MW	6 MW	1
Corobici / Dengo	3	183 MW	35 MW	-	-
Toro II	2	66 MW	18 MW	-	-
Pirrís	2	140,3 MW	14 MW	15 MW	2
Reventazón	4	292 MW	40 MW	8 MW	1
Total	32	1500 MW	730 MW	175,5 MW	7 unidades, 156 MW

2.6.8 Limitaciones adicionales para las pérdidas y la potencia reactiva

Los cálculos lineales de flujo de carga CC ignoran la resistencia óhmica de los elementos de la red y, por lo tanto, las pérdidas de la red. Para lidiar con las pérdidas de la red en el flujo de carga CA de los cálculos hechos con resultados CC, la carga se amplió con las pérdidas esperadas del modelo de red

.....

⁵ Las unidades sin márgenes fijos abastecerán a las reservas de ser necesario, pero se despacharán a producción completa si hay suficientes reservas disponibles.

CA. Se consideraron las pérdidas como una función de la carga neta (carga menos FV distribuida) y en el rango de entre 30 y 60 MW, que asciende hasta aproximadamente 350 GWh cada año (cambiando con cada escenario de clima utilizado), o aproximadamente 2,5% de la generación total.

La planificación de despacho basada en un flujo de carga CC lineal ignora de forma inherente la energía reactiva. Las limitaciones necesarias para reflejar estas necesidades de la red se tienen que agregar al modelo de despacho, que normalmente tiene márgenes reservados en el despacho y en las limitaciones de funcionamiento constante para unidades que suministran energía reactiva durante determinados tiempos. Además, los límites de carga de línea deben verificarse con el flujo de carga CA ya que la energía reactiva puede significar una gran parte del flujo de línea actual.

Las limitaciones de línea de contingencia ya se consideraron por SCOPF de CC y los resultados demostraron ser robustos. No se necesitaron limitaciones adicionales. Sin embargo, hay una alta demanda de potencia relativa. Los cálculos de flujo de carga de CA iniciales que usan el despacho del generador determinado mediante OPF CC confirmaron esto. Cuando se asumió que los generadores que no produjeron energía activa estaban apagados y por lo tanto no podían suministrar energía reactiva a la red, la tensión excedería el límite superior de 1,05pu durante la noche y bajarían a 0,95pu durante las horas de carga máxima. Por esta razón, varios de los grandes generadores de las plantas de energía hidroeléctrica de Costa Rica (Tabla 5) pueden funcionar como condensadores síncronos y suministrar energía reactiva (e inercia) a la red sin suministrar energía activa. [9] Los compensadores reactivos (baterías de condensadores conmutables) también están instalados en la red de Costa Rica y se despachan de ser necesario. Esta propiedad no afecta el despacho de energía activa en ENAPlan, pero debía ser llevada a cabo en el modelo PowerFactory para los cálculos de estabilidad y de contingencia.

Tabla 5: Generadores que pueden funcionar como condensadores síncronos sin salida de potencia activa.

Generador	Potencia reactiva máxima	Potencia reactiva mínima
Angostura 1 – 3	3 x 36 Mvar	3 x -36 Mvar
Pirris 1 + 2	2x 52,5 Mvar	2x -52,5 Mvar
Garita 1 + 2	2x 14 Mvar	2x -14 Mvar
Río Macho 3 + 4	2x 22,5 Mvar	2x -22,5 Mvar
Río Macho 5	32.1 Mvar	-32.1 Mvar

2.7 Datos eólicos y solares

Los datos solares y de viento en Costa Rica para los años 2012, 2002 y 1994 fueron amablemente proporcionados por el programa Atlas de energía renovables por la Universidad de Aarhus, y el profesor adjunto Gorm B. Andresen, PhD. [3] [2]

Las series temporales de energía eólica y solar por hora para las ubicaciones en todo Costa Rica se generaron basándose en los datos del reanálisis para el Centro Nacional para la Protección Ambiental de los Estados Unidos (NCEP), llamado Reanálisis de sistema de pronóstico del clima (CFSR). [10] Los

datos del reanálisis asimilan los datos ambientales observados en modelos de predicciones ambientales numéricas para suministrar datos ambientales globales de integración mundial a una resolución de gran espacio y tiempo durante muchas décadas.

Se interpolaron los datos ambientales para todo el país de una red de $0,31^\circ$ de longitud por $0,31^\circ$ de latitud. La velocidad de los vientos se convirtió en producción de energía mediante el uso de una curva de energía de un generador de inducción Vestas de 750 kW como primera aproximación. Las series temporales de la producción FV se generaron sobre la conjetura de que los paneles se encuentran en una orientación fija con una inclinación de 30° hacia el sur y tomando en cuenta tanto la radiación directa como la difusa y la dependencia de la temperatura de la eficiencia del panel. Se asumió que la eficiencia del inversor era de 90%

Mientras los datos de energía solar coincidieron, después de la aplicación del factor de corrección para el factor de capacidad (que era relativamente alto), con los datos reales de producción de la única planta de energía solar de Costa Rica (Solar Miravalles, FV centralizado de 1 MW), los datos de energía eólica reflejaron problemas debido a que las características geográficas de Costa Rica son muy diferentes a las típicas de las plantas de energía eólica en Europa.

Para el primer grupo de datos, en el cual se asumió el enfoque estándar de escalar el valor promedio de la potencia de cada celda de la red a la altura de la turbina, presentó una muy baja superposición con los datos de tiempo real, los factores de capacidad llegaron a diferir hasta en un 200%. Eso se debe al hecho de que la mayor parte de las plantas de energía eólica de Costa Rica están situadas en la cima de las montañas o en mesetas altas, mientras que la energía eólica en Europa normalmente se instala en las zonas costeras bajas. Por lo tanto, utilizar la velocidad promedio del viento de una zona relativamente grande para determinar la producción de las plantas de energía eólica lleva a resultados incorrectos para Costa Rica, pero funciona en Europa. La Universidad Aarhus entonces preparó un conjunto de datos experimentales al interpolar las velocidades del viento en distintos niveles de presión (comparar Figura 17), teniendo en cuenta la altitud geográfica y la rugosidad del terreno de cada punto de datos.

Esto permitió un conjunto de datos mucho mejor, ya que la producción de viento simulada era más volátil que la real, pero tenía factores de capacidad razonablemente coincidentes y patrones ambientales generales (comparar Figura 18 con Tabla 6).

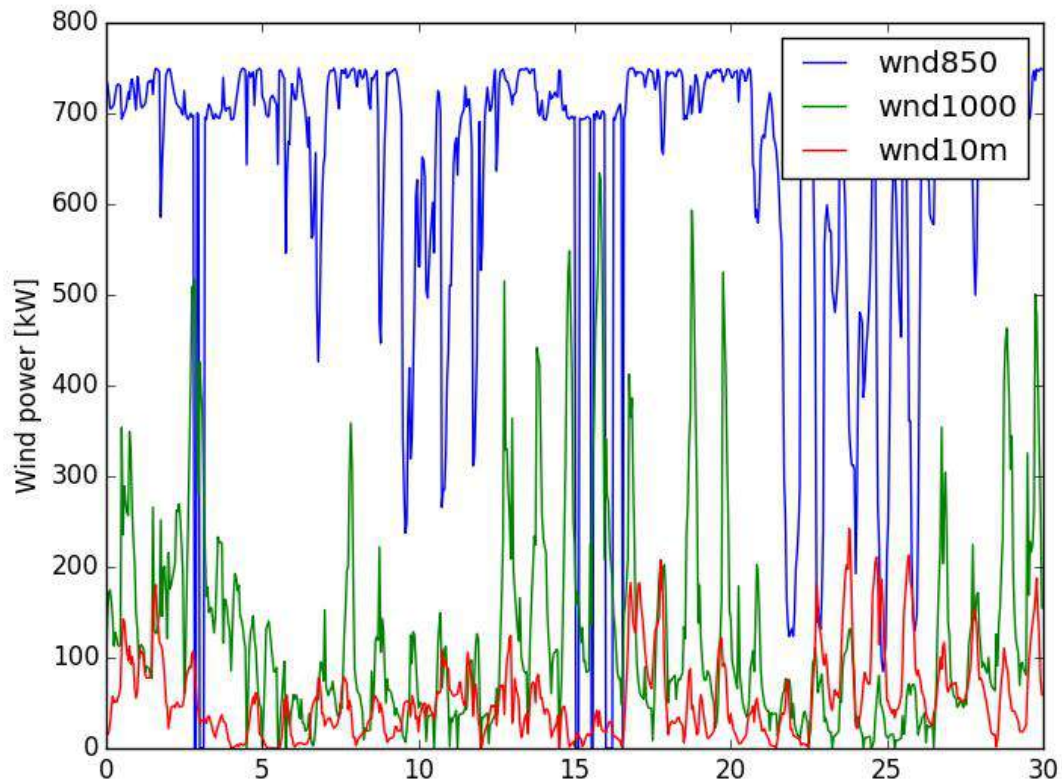


Figura 17: La velocidad del viento para una ubicación en Costa Rica, 10m sobre el suelo (rojo), a presión de 1000 mbar y a presión de 850 mbar.

Tabla 6: Los factores de capacidad de las plantas de energía de Costa Rica en 2012, reales y simulados

Central eólica	Factor de capacidad 2012, real	Factor de capacidad 2012, simulada
Eólica PEG	48,8 %	47,6 %
Eólica Santos	37,7 %	37,3 %
Eólica Tejona	45,6 %	44,29 %
Eólica PESA	48,5 %	44,29 %
Eólica MOVASA	42,1 %	43,9 %
Eólica Aeroenergía	46,4 %	44,29 %

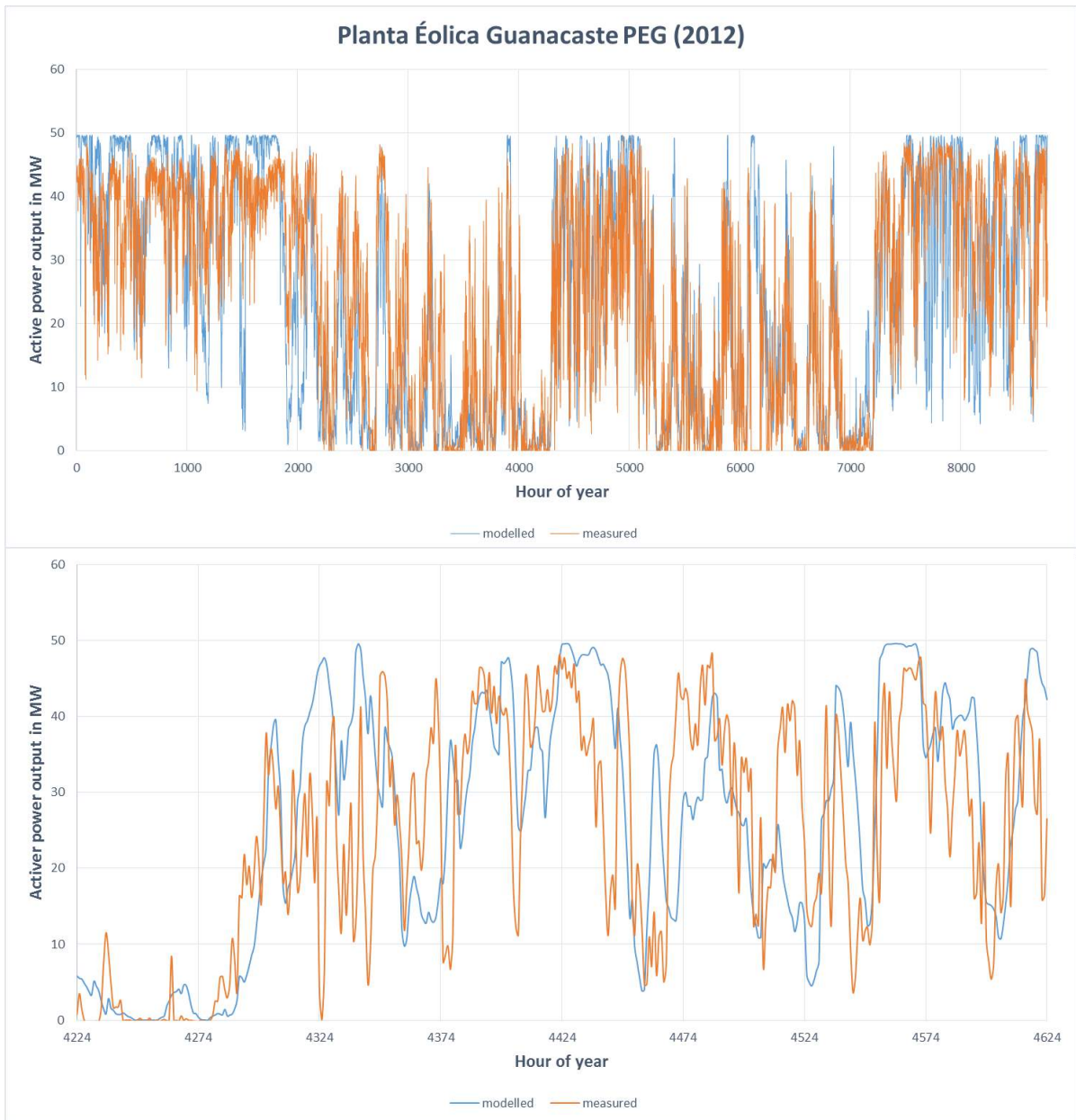


Figura 18: Producción histórica y simulada (en p.u) para la planta de energía eólica PEG en 2012.

3 Estudio para el Horizonte 2018

3.1 Escenarios 2018

Por solicitud de ICE y MINAE, se desarrollaron un escenario inicial de calibración del modelo de simulación y dos escenarios principales de expansión de ERV:

1. Un escenario inicial a los efectos de calibración del modelo de simulación (2018 ERV s/ 2012) consistente en las instalaciones de ERV según 2012 y la expansión de red y crecimiento de la demanda proyectada para 2018. El escenario 2018 Base, ídem al anterior excepto por las instalaciones de ERV según el 2018, se utilizó a los efectos de evaluar la sensibilidad del sistema frente al aumento de ERV. Siendo que sus resultados son similares al escenario 2018 ERV de Referencia, éste no se estudió en detalle siendo que no aporta valor adicional al estudio.
2. Un escenario de referencia (2018 ERV de Referencia) que contiene la expansión de red, carga y de generación planificado por ICE para el 2018, con instalaciones adicionales de vientos de 50 MW, 50 MW de fotovoltaico (FV) de gran escala y 10 MW de FV distribuido;
3. Un escenario avanzado que contiene una expansión de la red, carga y generación planificado por ICE para el 2018, con instalaciones adicionales de vientos de 100 MW, escala de utilidad FV de 100 MW y FV distribuido de 20 MW;

Se asumió que la demanda de electricidad nacional anual era de 11.657 GWh sin considerar pérdidas.

Escenario	Años meteorológicos	Potencia instalada	Potencia eólica	Potencia solar instalada
2018 ERV s/ 2012	1990, 1994, 2002	129 MW		1 MW
2018 Base	-	372 MW		1 MW
2018 ERV de Referencia	1990, 1994, 2002	422 MW		61 MW
2018 ERV de Avanzada	1990, 1994, 2002	472 MW		121 MW

Tabla 7: Escenarios de estudio para el horizonte 2018

3.2 Hipótesis adiciones y distribución ERV

Las hipótesis adicionales sobre el modelo para el 2018 fueron las siguientes:

- Todos los proyectos confirmados de plantas de energía eólica actualmente en planificación se construyen y conectan efectivamente a la red para el 2018;
- Los generadores actuales continúan en funcionamiento, incluidos los de las plantas de energía eólica existentes;

- La generación de energía eólica se distribuye a las cinco subestaciones con el potencial eólico más alto (ver Figura 19 y Tabla 8);
- La generación FV de gran escala se distribuye a las cinco subestaciones con el potencial solar más alto (ver Figura 19 y Tabla 8);
- La generación FV distribuida se distribuye de acuerdo con la distribución de carga a lo largo del país, presuponiendo que consiste en instalaciones domiciliarias (en el techo).
- Nuevas centrales convencionales según el plan de expansión de la generación de ICE, entre las que se destaca la nueva central hidroeléctrica de 292 MW en el embalse del río Reventazón.
- Para el despacho de la generación se asume que no hay intercambios de energía con los países limítrofes.

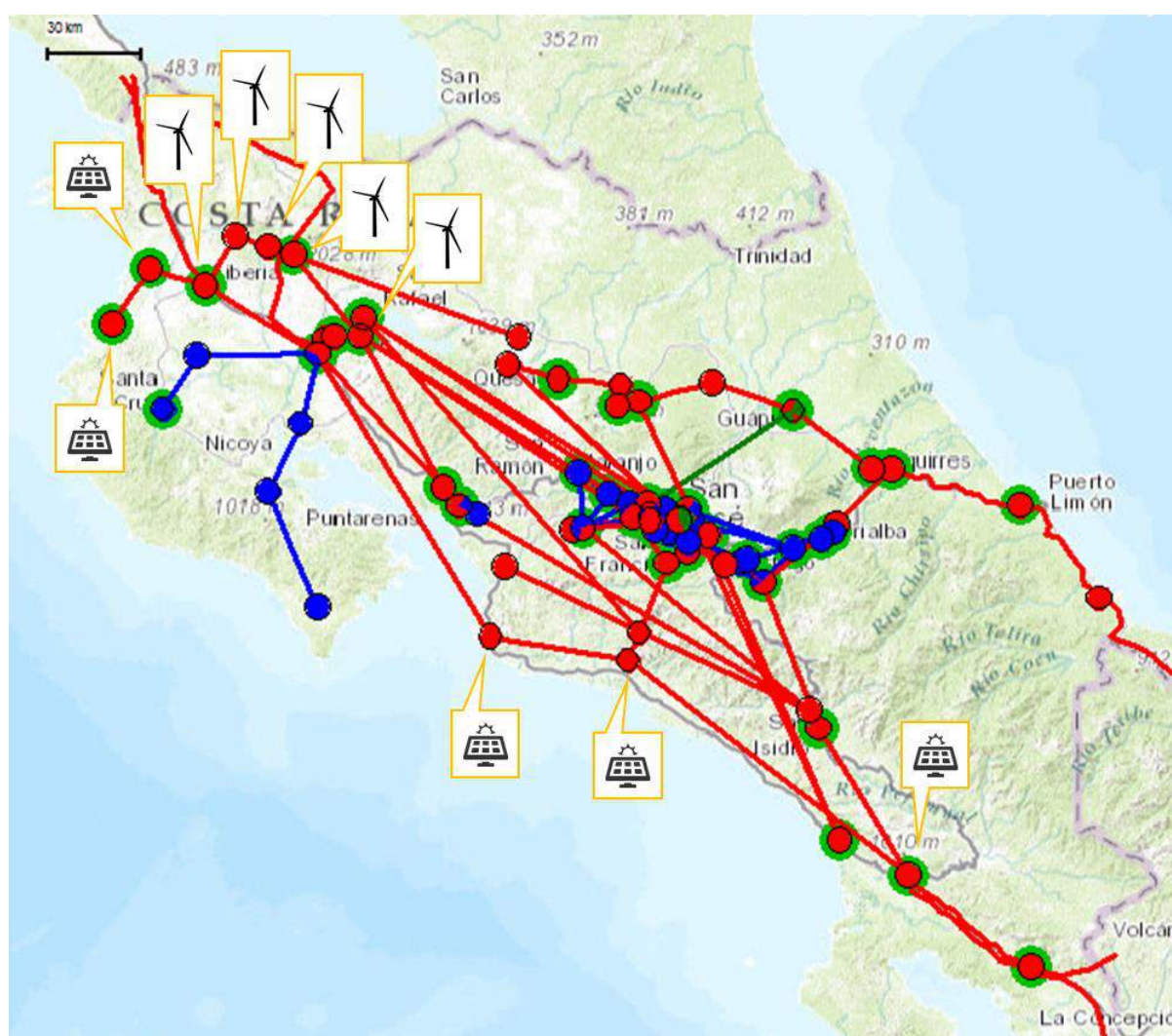


Figura 19: Instalaciones ERV adicionales en la red de Costa Rica de 2018 (las líneas rojas son de 230 kV, las azules son de 138 kV).

Tabla 8: Instalaciones ERV adicionales

Subestación	Tipo de generador	2018 ERV de Referencia MW instalados	2018 ERV de Avanzada MW instalados
Miravalles 230 kV	Viento	10	20
Pailas 230 kV	Viento	10	20
Liberia 230 kV	Viento	10	20
Tejona 230 kV	Viento	10	20
Mogote 230 kV	Viento	10	20
Papagayo 230 kV	FV, centralizada	10	20
Nuevo Colon 230 kV	FV, centralizada	10	20
Jacó 230 kV	FV, centralizada	10	20
Parrita 230 kV	FV, centralizada	10	20
Palmar 230 kV	FV, centralizada	10	20

3.3 Análisis del despacho

3.3.1 Resultados generales

Se obtuvieron las siguientes conclusiones de los resultados del despacho optimizado:

- La energía solar y la eólica no causan sobrecargas de línea durante el funcionamiento normal y entonces no resultan necesarias limitaciones a la potencia de las ERV en 2018, ya que la red de Costa Rica será reforzada en 2018. No se necesitan refuerzos adicionales.
- Gracias a la muy buena capacidad de control de tensión del sistema brindada por las múltiples centrales hidroeléctricas con capacidad de suministrar energía reactiva, incluso funcionando como compensadores síncronos cuando no se despacha para energía activa, el sistema de Costa Rica está bien equipado para gestionar una elevada penetración de ERVs incluso sin suministro de energía reactiva de parte de los generadores ERV. Existen además compensaciones shunt de reactivos que alivian a los generadores y suministran energía reactiva en forma local.
- La energía solar y eólica desplazan a las unidades hidroeléctricas en el orden de prioridad y a la generación térmica en todos los escenarios. La baja disponibilidad hidroeléctrica durante la estación seca es un problema de capacidad de generación disponible. En los escenarios avanzados y de referencia, la reserva de energía en Arenal (con la cascada ARDESA) puede funcionar por completo durante los meses más secos sin utilizar completamente las reservas, con un suministro de 370 MW de energía hidroeléctrica base, pero los flujos de agua para el flujo base de ríos y para las estaciones de embalses son muy bajos y por lo tanto conllevan una alta generación de térmica. Además, en los años secos, se evita la baja excesiva de las reservas mediante el despacho de más generación térmica durante la segunda parte de la estación seca. Esta dependencia solo se reduce ligeramente con una generación eólica adicional de 50 o 100

MW, sin embargo la capacidad total instalada energía eólica y solar de más de 500 MW apoya de manera significativa el sistema durante la estación seca.

- Los escenarios con la hidrología seca (datos ambientales de 1994) también presentan una disponibilidad eólica significativamente más baja durante este año, con factores de capacidad hasta 13% menores.
- La penetración máxima instantánea de ERV alcanza entre 48,1% y 54,4% en los escenarios de extensión ERV investigados, como se muestra en la Tabla 9. La influencia de estos niveles en la estabilidad del sistema se discute en la sección 3.5.

3.3.2 Despacho anual

De la Figura 20 a la Figura 22 se muestra el despacho anual de los años climáticos para el escenario ERV avanzado de 2018. Los valores de energía presentados son promedios diarios:

$$P_{displayed}[MW] = \frac{\sum_{day} P_{15min}[MW] \cdot \frac{1}{4}h}{24h}$$

Este enfoque se eligió para obtener una representación visual mejor, ya que los valores de cuarto de hora de las simulaciones de despacho originales no podrían leerse si se muestran durante un año entero. La energía hidroeléctrica se diferencia en dos categorías: "plantas instaladas en ríos", que incluyen pequeñas reservas y embalses y "reservas hidroeléctricas", que representan el esquema ARDESA alimentado por la reserva de Arenal.

Las cifras del escenario de referencia y avanzado del mismo año muestran pequeñas diferencias visibles, como la contribución de 50 MW adicionales de energía eólica y 60 MW adicionales de FV en un sistema con una carga máxima de 1800 MW; esta comparación pequeña se ilustra en el apéndice. Las diferencias entre las distintas hidrologías son más obvias; los datos ambientales de 1994 muestran una estación muy seca prolongada con poca disponibilidad hidroeléctrica y una generación térmica e hidroeléctrica alta. La disponibilidad de energía eólica también es mucho más alta y muestra menos fluctuaciones en el escenario de hidrología húmeda. Al comparar el escenario húmedo y promedio, se puede llegar a la conclusión de que, en 2018, Costa Rica podrá generar casi toda su electricidad mediante fuentes renovables con poca generación térmica. Solo se necesita la generación térmica durante un corto período en el medio de la estación seca en los años húmedos y medios. Sin embargo, esta resulta esencial como apoyo en el caso de un año muy seco.

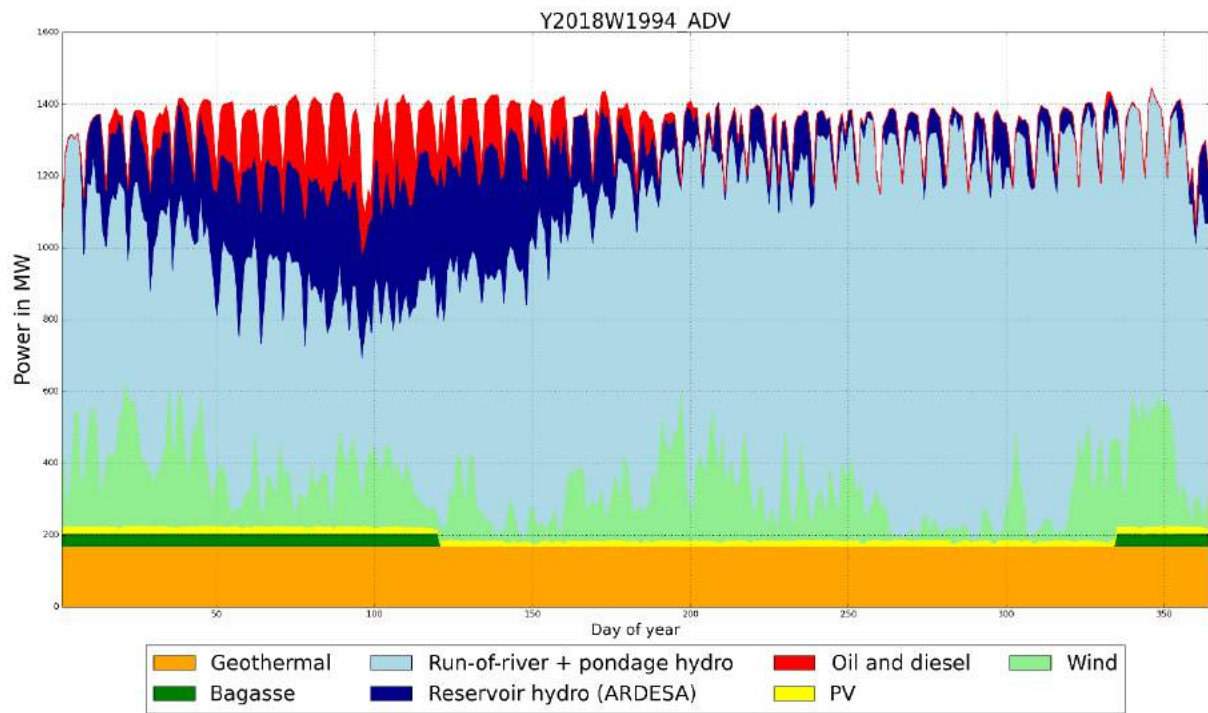


Figura 20: Generación anual del escenario avanzado de ERV de 2018, hidrología seca (año climático 1994).

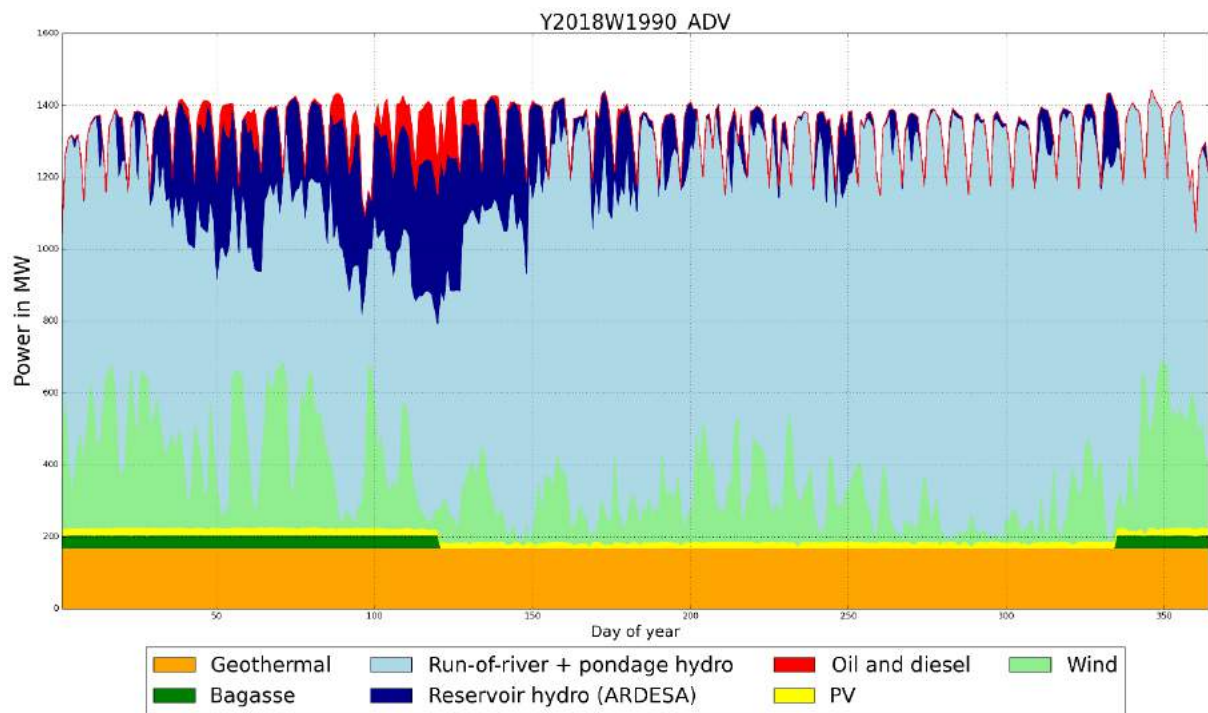


Figura 21: Generación anual del escenario avanzado de ERV de 2018, hidrología media (año climático 1990).

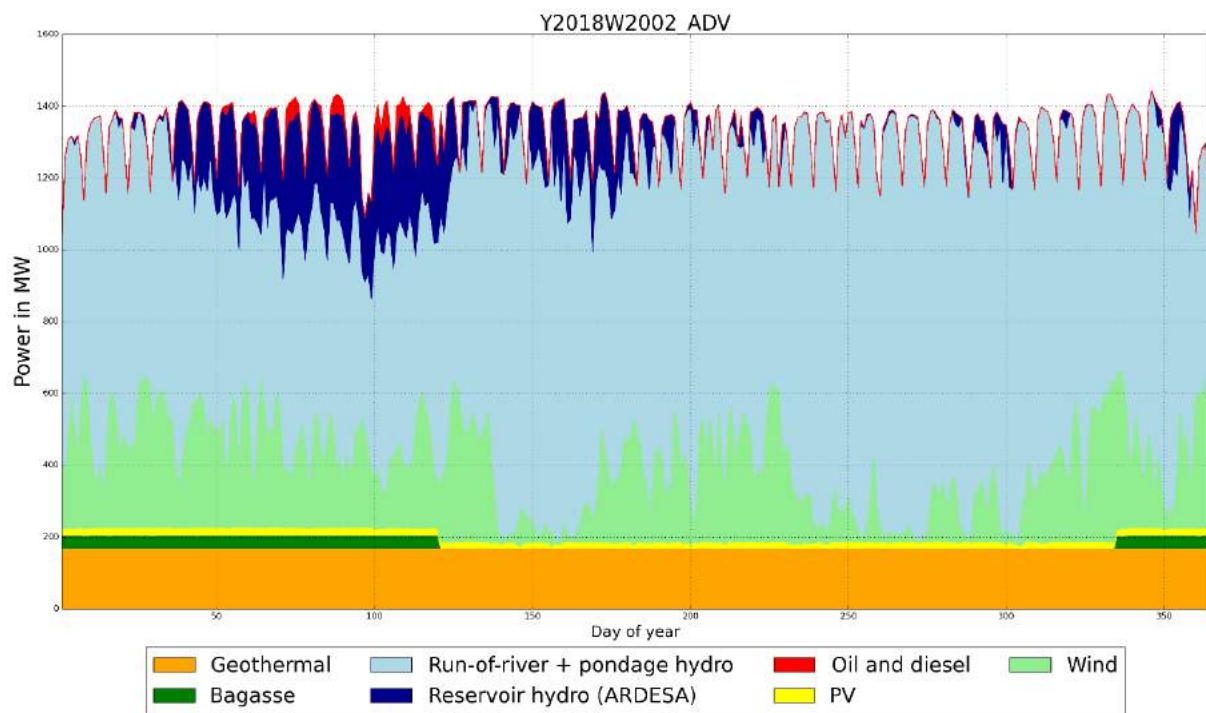


Figura 22: Generación anual del escenario avanzado de ERV de 2018, hidrología húmeda (año climático 2002).

Tabla 9: Niveles máximos de penetración instantánea de generación no-sincrónica

Escenario	Año hidrológico	Penetración ERV instantánea máxima	Entrada máxima de energía eólica	Entrada solar de energía máxima
Capacidades 2012/2018	Húmedo (2002)	15,4 %	126 MW	0,73 MW
	Seco (1994)	14,2 %	126 MW	0,73 MW
	Media (1990)	15,4 %	127 MW	0,73 MW
ERV de referencia 2018	Húmedo (2002)	48,1 %	419 MW	44 MW
	Seco (1994)	51,1 %	421 MW	45 MW
	Media (1990)	47,1 %	419 MW	45 MW
2018 ERV avanzada	Húmedo (2002)	54,1 %	468 MW	89 MW
	Seco (1994)	54,4 %	470 MW	89 MW
	Media (1990)	53,1 %	469 MW	90 MW

3.3.3 Mezclas de energía anual y energía producida

La energía producida anualmente para cada escenario se muestra en la Tabla 10. A partir de esto, es claramente visible que la ERV desplaza en cantidades semejantes generación hidroeléctrica y térmica. Los gráficos para cada escenario y variaciones se encuentran en el anexo 1.

La mayor parte del desplazamiento de la generación hidroeléctrica sucede durante la estación húmeda, cuando las plantas de energía hidroeléctrica tienen que reducir la potencia para evitar la sobregeneración. Durante este tiempo, Costa Rica puede exportar electricidad a sus vecinos, el potencial exacto puede ser cuantificado con más investigación. Durante la estación seca, la energía eólica y la solar sostienen el sistema y reducen su dependencia de la generación térmica sin entrar en conflicto con la generación hidroeléctrica.

Tabla 10: Energía producida anualmente por escenario y tecnología.

Escenario	Año meteorológico	Hidroeléctrica [TWh]	ARDESA [TWh]	Geotérmica [TWh]	Biomasa [TWh]	Térmica [TWh]	Eólica [TWh]	FV [TWh]
Capacidades 2012/2018	2002	8,12	1,29	1,45	0,14	0,14	0,48	0,002
	1990	7,90	1,53	1,45	0,14	0,23	0,38	0,001
	1994	7,45	1,39	1,45	0,14	0,86	0,34	0,001
Referencia ERV 2018	2002	7,52	0,84	1,45	0,13	0,05	1,54	0,1
	1990	7,45	1,10	1,45	0,13	0,13	1,26	0,09
	1994	7,01	1,35	1,45	0,14	0,52	1,07	0,09
2018 ERV avanzada	2002	7,34	0,74	1,45	0,13	0,04	1,73	0,19
	1990	7,33	1,02	1,45	0,13	0,11	1,40	0,18
	1994	6,88	1,34	1,45	0,13	0,44	1,21	0,18

3.3.4 Desplazamiento de las unidades hidroeléctricas

Como se muestra en la Tabla 11, la energía eólica y solar tienen poco efecto en la carga base de los generadores de plantas instaladas en los ríos y los embalses, tales como Cachí, Angostura y Reventazón. Estos se ven mucho más afectados por la variación anual de disponibilidad hidroeléctrica que por la alimentación ERV en alza, pero muestran una pequeña reducción de los factores de capacidad. Las unidades hidroeléctricas más altas en el orden de prioridad, tales como la planta Toro, se ven más afectadas ya que son desplazadas de manera clara por la energía eólica y solar. Sin embargo, el hecho de que Toro obtiene factores de capacidad más altos en el año seco indica que la capacidad hidroeléctrica es tan alta que esta planta simplemente no es tan necesaria en los años húmedos.

La relación entre el factor de capacidad, los años secos y húmedos y el porcentaje de ERV no es tan clara para la planta de reserva de Arenal. En el escenario base sin ERVs adicionales, el factor de

capacidad más alto se alcanza durante un año medio. La hidrología media tiene una alta demanda de energía desde Arenal durante la estación seca, pero también tiene flujos combinados altos durante el año. La demanda es incluso más alta durante el año seco, pero los flujos son más bajos. Durante el año húmedo, la mayor parte de la energía es suministrada por otras unidades hidroeléctricas, lo que da como resultado un factor de capacidad más bajo.

En los años medios y húmedos, la planta de energía de Arenal se ve claramente desplazada por las ERVs; sin embargo, durante el año seco, ese no es el caso. Los factores de capacidad se mantienen casi iguales, ya que las ERVs desplazan en mayor parte a la generación térmica, lo que se usa para aliviar a Arenal.

Tabla 11: Generación anual en GWh de las unidades hidroeléctricas clave para todos los escenarios. Una lista más detallada con la producción de energía de todas las plantas también está disponible en un anexo electrónico al informe.

Año meteorológico Hidrología	Capacidades 2012/2018 [GWh]			2018 ERV de referencia [GWh]			2018 ERV avanzada [GWh]		
	1990	1994	2002	1990	1994	2002	1990	1994	2002
	Medio	Seco	Húmedo	Medio	Seco	Húmedo	Medio	Seco	Húmedo
Reventazón	699	723	710	552	619	534	526	600	508
Angostura	732	643	729	637	589	608	604	569	570
Cachi	684	633	697	608	589	616	588	578	592
Arenal	445	557	395	359	551	304	340	533	285
Corobici	500	627	444	404	620	342	383	600	320
Pirrís	480	361	461	472	355	444	470	353	439
Ventanas	507	449	467	465	428	435	458	424	429
Río Macho	532	520	541	486	488	491	475	482	476
Cariblanco	61	94	64	39	78	44	36	74	40
La Joya	333	308	339	296	287	299	286	281	288
Toro II	183	199	195	114	155	111	99	141	95
El General	240	225	282	230	221	270	227	219	267
Torito	253	222	252	220	203	210	209	197	197
Toro III	121	132	129	76	103	74	66	94	63
Penas Blancas	47	51	35	33	43	27	31	41	23

3.3.5 Contribución de las ERVs a la seguridad del suministro

Las ERVs complementan la energía hidroeléctrica de buena manera, ya que la energía eólica a menudo alimenta durante la estación seca y la FV al mediodía cuando la carga es alta, pero ya que la generación de ERVs también está atada a patrones climáticos generales a larga escala, los años secos pueden mostrar también baja disponibilidad de ERVs. Entonces, las ERVs pueden no contribuir tanto a la seguridad del suministro durante los años menos fructíferos, las correlaciones entre los patrones de viento y de lluvias a larga escala todavía deben ser examinados (lo que se encuentra fuera del alcance de este estudio).

El desplazamiento de la generación térmica por ERV se muestra en la Figura 23. Es claramente visible que las ERVs contribuyen de manera significativa a la seguridad del suministro, ya que la dependencia de la generación térmica (que a menudo se usa como apoyo de la hidroeléctrica) se ve reducida.

- En el escenario avanzado con hidrología húmeda, las unidades térmicas generan 110 GWh menos que en los escenarios base correspondientes sin ERVs adicionales, lo que significa una reducción del 80%.
- Aunque la disponibilidad de ERV es comparativamente baja en los escenarios con los datos ambientales secos, la generación térmica se reduce casi a la mitad en los escenarios avanzados secos en comparación con los escenarios base correspondientes sin ERVs adicionales.
- La generación térmica es casi eliminada en el escenario avanzado húmedo, pero todavía se necesita como generación de apoyo durante unas horas al año.

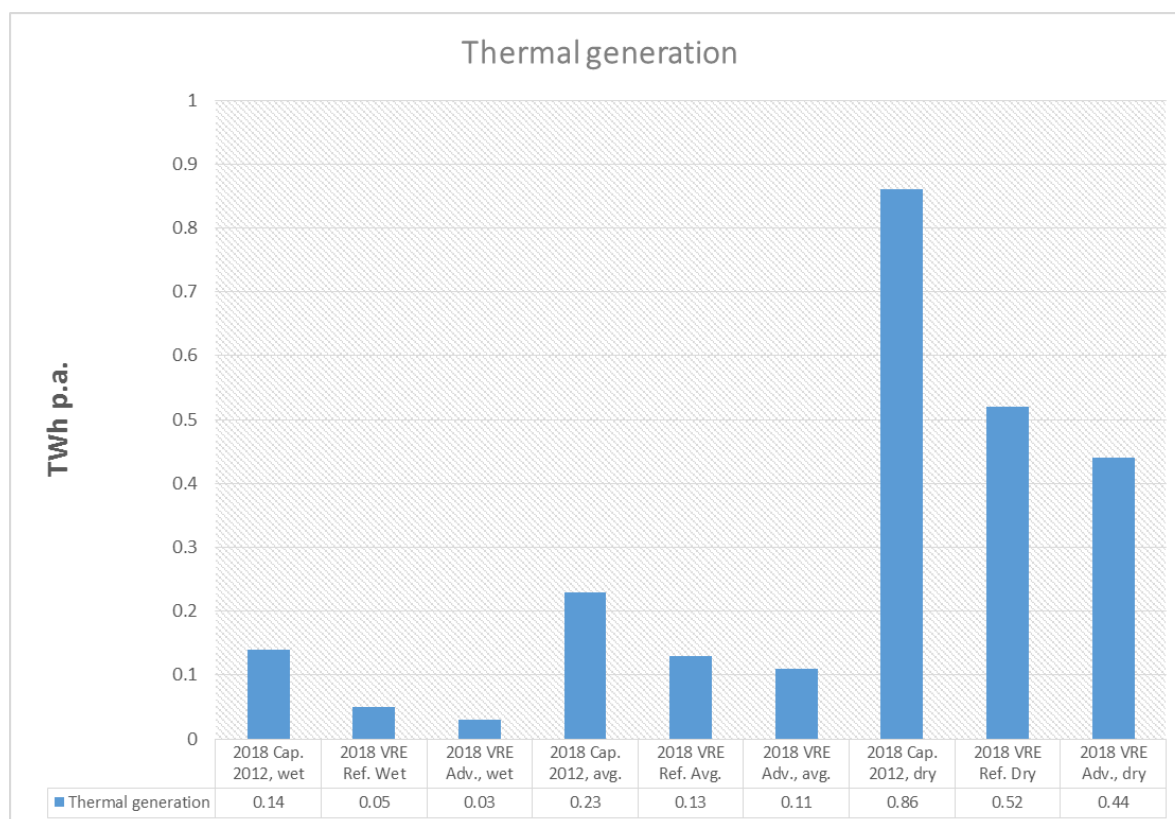


Figura 23: Generación térmica en todos los escenarios.

El nivel simulado de reserva de la reserva hidroeléctrica de Arenal, que, mediante el esquema hídrico de ARDESA, suministra energía base durante la estación seca y la energía máxima durante la estación húmeda, se muestra en la Figura 24 para todos los escenarios. Si los niveles de reserva caen por debajo del nivel de referencia, dado por ICE en pasos semanales, la generación térmica se usa para aliviar esta reserva, con el objetivo de subir el nivel hasta al menos 75% para fines de año. No se necesitó usar este modo de operación en los escenarios con hidrología húmeda ya que los niveles de reserva eran altos durante el año. El uso de la generación térmica en esos escenarios estaba relacionado con la falta de producción de energía de otras plantas. La contribución de energía eólica y solar para emparejar los niveles altos de reserva es claramente visible, en este caso incluso lleva a derrames durante la estación húmeda.

En los escenarios con hidrología seca, la generación térmica se usó hacia finales de la estación seca y en parte durante la estación húmeda siguiente. Ya que los flujos se mantuvieron comparativamente bajos durante la estación húmeda, apenas se alcanzaron los niveles de reserva aceptables a finales de año. Los niveles de reserva varían solo un poco entre escenarios, pero como se muestra en la Figura 25, con un porcentaje en alza de ERV, se necesita mucha menos generación térmica para sostener la reserva.

Para los escenarios con hidrología húmeda y media, el efecto de las ERVs adicionales es más visible, ya que los niveles de reserva son mayores durante el año, al igual que la generación de ERVs.

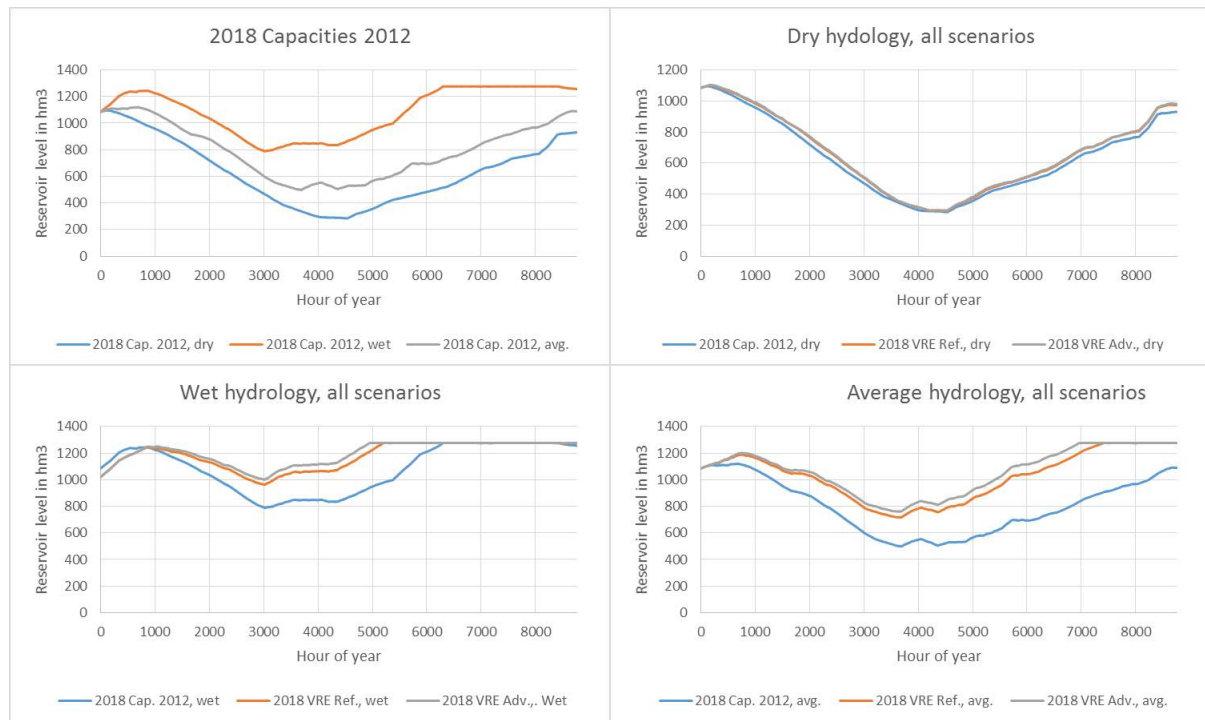


Figura 24: Niveles de reserva hidroeléctrica de Arenal en distintos escenarios e hidrologías.

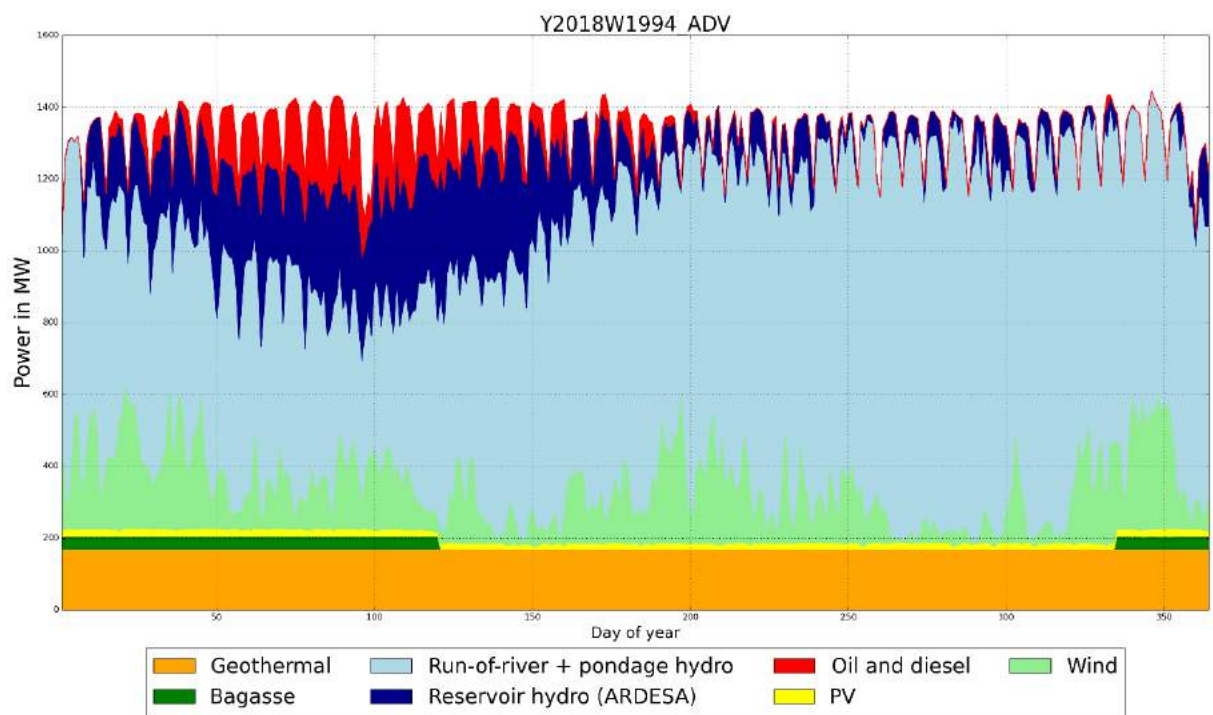
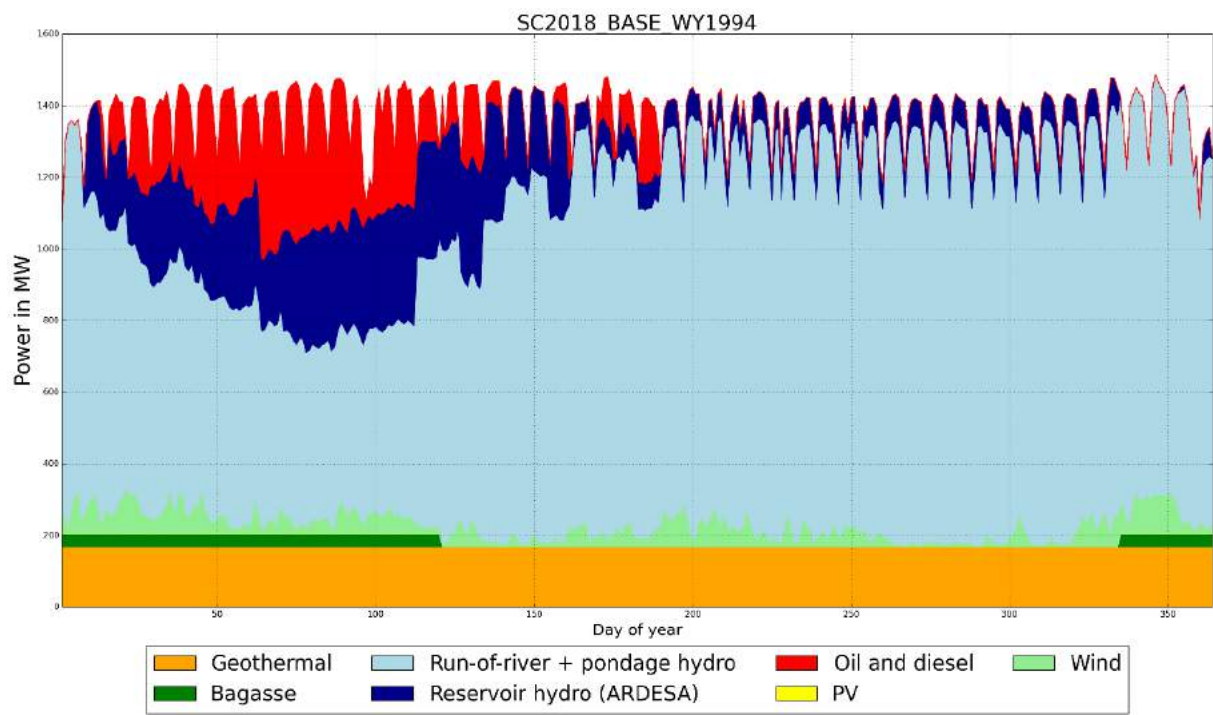


Figura 25: Despacho anual para las capacidades de 2018 y escenarios avanzados de ERV 2012 y 2018, hidrología seca para ambos. El desplazo general de la generación térmica por ERV se ve claramente.

3.4 Análisis de la red en estado estacionario

3.4.1 Carga de línea

Ya que la energía reactiva se suministra localmente mediante los generadores síncronos de las plantas de energía, que en muchos casos pueden proveer energía reactiva sin ser despachados para energía activa (operación como compensador síncrono), el aumento de los cálculos de la carga de línea entre el flujo de carga CC y CA es bajo. La carga de línea durante la operación normal se mantiene por debajo del 70%.

Como ya se identificó en el Estudio de Seguridad Operacional del ICE, la zona más crítica de la red de Costa Rica es el Anillo del norte, un anillo de 230 kV que conecta las subestaciones Arenal, Miravalles, Mogote, Pailas, Liberia, Canas y Corobici en la provincia del noroeste de Guanacaste. Esta estructura de anillo y su ubicación se muestran en Figura 26. Las instalaciones de generación significativa están situadas en esta zona y son la mayoría de las potenciales geotérmicas y eólicas de Costa Rica, así como también la reserva de Arenal con el esquema ARDESA que se ubica en Guanacaste (ver la Tabla 12 y la Figura 26).

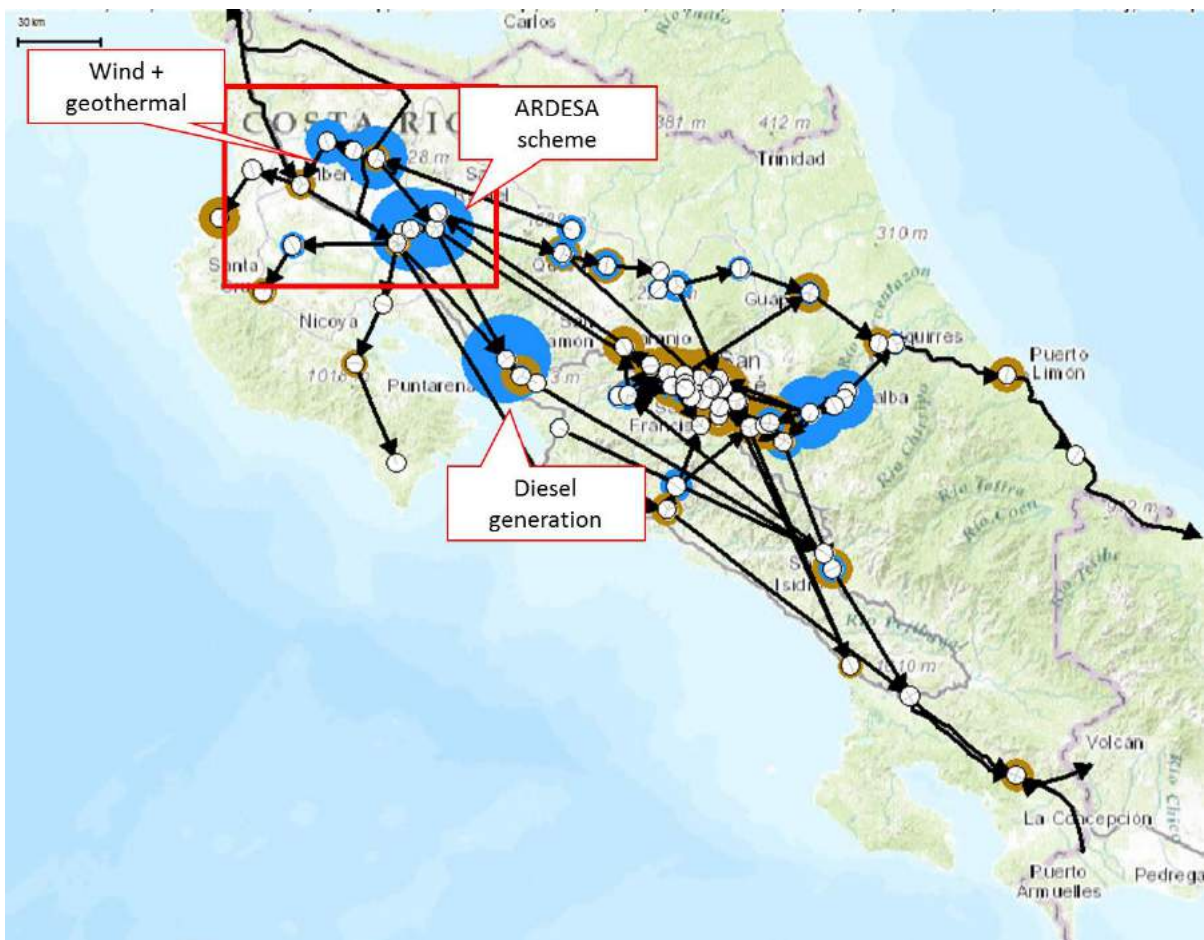


Figura 26: Ubicación del anillo del norte en Costa Rica, con alto nivel de generación durante la estación seca. La generación se marca en círculos azules, la carga en círculos marrones. Las direcciones de flujo de carga se marcan con flechas.

Tabla 12: Las instalaciones y la generación máxima en la zona del anillo del norte.

Tecnología	ERV de referencia instalada 2018	Escenario avanzado de ERV instalada 2018
Hidroeléctrica	429,8 MW	429,8 MW
Geotérmica	165,8 MW	165,8 MW
Eólica	205,4 MW	245,4 MW
Generación combinada máxima HÚMEDA (2002)	808,5 MW	847,5 MW
Generación combinada máxima SECA (1994)	804,5 MW	844,0 MW

Durante la estación seca, un gran porcentaje de demanda de electricidad se cubre mediante los generadores en esta zona, ya que la disponibilidad de generación hidroeléctrica en el resto del país es baja. El centro de carga principal en el Valle Central, donde vive la mayor parte de la población de Costa Rica, se conecta al anillo del norte mediante muchas líneas de 230 kV. La generación térmica que se usa en las horas pico también se ubica al norte del Valle Central.

Ya que el 80% de la energía eólica adicional en los escenarios de referencia y avanzados está conectada al anillo del norte (con un 20% restante ubicado en la misma zona, pero conectado a la subestación de Tejona, que tiene sus propias líneas de interconexión al Valle Central), las líneas en esta zona demostraron ser puntos críticos en la red. Durante el funcionamiento normal, no hubo sobrecargas en ninguno de los escenarios, y los escenarios de referencia pudieron superar las contingencias sin sobrecargas de líneas. El sistema (n-2) no es seguro en su totalidad, mientras que el sistema (n-1) es seguro. Durante los cortes de línea única dentro del anillo del norte en tiempos de alta alimentación eólica, las líneas se cargaron con hasta el 90% de su capacidad térmica.

Ya que la instalación eólica en el anillo del norte era significativamente más alta en el escenario avanzado de ERV de 2018, la sobrecarga de línea ocurre en casos de contingencias de alta alimentación eólica y baja carga durante la estación seca. Debido a que las líneas tienen una sobrecarga de solo 1 - 5 %, este problema, que aparece solo durante unas pocas horas del año, puede solucionarse mediante la reducción de potencia de los generadores en Miravalles, Mogote y Pailas de 25 MW.

Después de investigar casos adicionales con alta generación en estas tres subestaciones, la sobrecarga de líneas en casos de una sola contingencia aparece en la mayor parte de los casos cuando la demanda no llega a los 900 MW. Un criterio seguro para mantener la seguridad del sistema es limitar la generación combinada en Miravalles, Mogote y Pailas a 585 MW si la demanda no llega a los 900 MW. En el escenario avanzado de 2018, esto significa una reducción de potencia de 335,6 MWh o de energía geotérmica y 25,75 horas de reducción durante los años húmedos. En el resto de los escenarios y años climáticos, no se tiene que reducir la potencia de la energía.

Durante la estación húmeda, la generación de energía eólica y geotérmica en el anillo del norte se mantiene alta, pero el esquema ARDESA normalmente se usa de manera poco frecuente. La mayor

parte de la energía base es suministrada por grandes represas en Reventazón, Angostura y Cachí, que se encuentran cerca del Valle Central (ver Figura 27).



Figura 27: Generación alta durante la estación húmeda. La generación se marca en círculos azules, la carga en círculos marrones. Las direcciones de flujo de carga se marcan con flechas.

3.4.2 Regulación de tensión

La tensión en la red de transmisión de Costa Rica se debe mantener entre 0,95 y 1,05 p.u. en todo momento durante la operación normal, así como también en casos de contingencia única. En caso de múltiples contingencias, este rango se duplica y se permiten tensiones de entre 0,90 y 1,10 p.u.

Las capacidades de control de tensión de la red de transmisión de Costa Rica son sobresalientes; múltiples generadores grandes pueden funcionar en modo de compensación síncrona cuando no se despachan para energía activa, y los activos de compensación en embarrados de tensión alta crítica, sostenidos por bancos de compensación en muchas subestaciones de 34,5 kW con alto nivel de carga (una lista completa se puede encontrar en el Apéndice). Entonces, los problemas de tensión están muy limitados incluso en penetraciones de ERV altas. Incluso con todos los activos de compensación apagados, la tensión se encontraba dentro del rango permitido para todos los casos de operación normal. Sin embargo, se pudieron identificar los siguientes problemas:

- si la compensación capacitiva en el nivel 34,5 kV estaba activa durante los períodos de baja carga, las tensiones aumentarían 1,05 p.u., especialmente en la zona del Valle Central.
- Si la compensación capacitiva en el nivel 34,5 kV no estuviera activa durante los períodos de alta carga, el límite mínimo de tensión se puede violar en los casos de contingencia única, si una zona de inducción fuerte se desconectara del generador que suministra energía reactiva.

Entonces, es recomendable que se apague la compensación durante las horas de carga baja (noches o fines de semana), pero mantenerla conectada durante el día y en la carga máxima de la tarde. ICE ya está poniendo esto en práctica y no se necesita ningún cambio severo de régimen. La influencia de la energía eólica en la tensión es muy baja durante la estación seca (Figura 29), ya que los generadores del esquema ARDESA y de las unidades geotérmicas en Pallas y Miravalles controlan la tensión en la zona del anillo del norte. Durante la estación húmeda, el efecto es mayor, ya que el esquema ARDESA solo se usa durante las horas pico como mucho, y la capacidad de control de tensión en la zona del anillo del norte es más baja. Sin embargo, la tensión no viola los límites permitidos, incluso con todos los capacitadores de derivación en el Valle Central despachados durante el día.

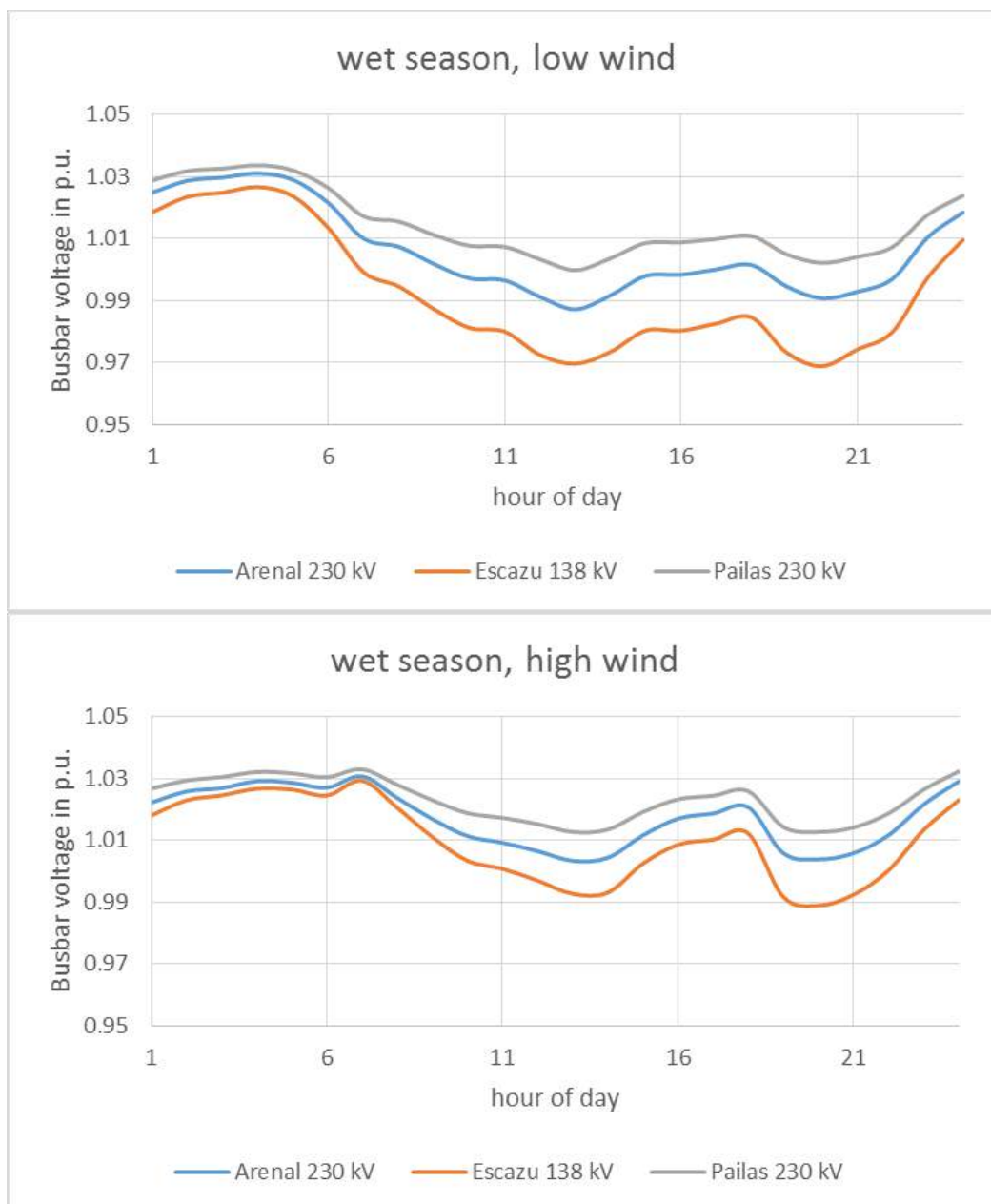


Figura 28: Las tensiones de las subestaciones de Arenal y Pailas (Norte) y subestación de Escazú (Valle Central) durante dos días típicos de estación húmeda, alimentación eólica alta y baja, escenario avanzado de ERV de 2018, año hidrológico húmedo.

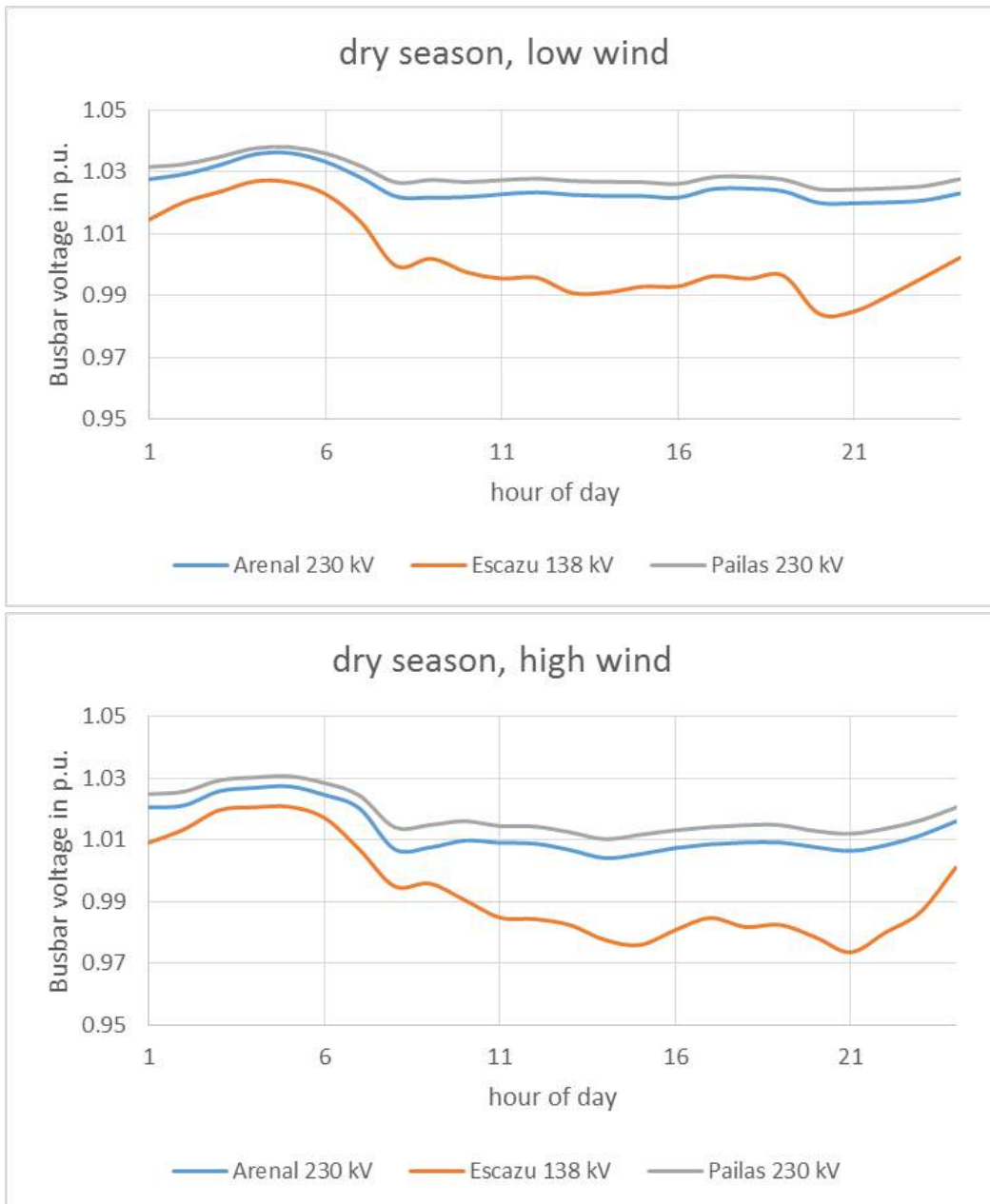


Figura 29: Tensiones de las subestaciones de Arenal y Pailas (Norte) y subestación de Escazú (Valle Central) durante dos días típicos de estación seca, alimentación eólica alta y baja, escenario ERV avanzada 2018, año hidrológico húmedo.

3.5 Análisis de estabilidad

3.5.1 Casos de estudio

Para la demanda proyectada para el año 2018 y a partir de la simulación del despacho de la generación desarrollado en 3.3, se identificaron escenarios de operación que representan condiciones operativas severas del SEN para el análisis de la estabilidad del sistema.

Dichas condiciones operativas resultan de la combinación de los siguientes parámetros:

- Niveles de demanda máxima y mínima
- Año hidrológico considerado en el despacho de la generación: 1994 (seco) y 2002 (húmedo)
- Estación seca (diciembre a abril) y estación húmeda (mayo a noviembre) del año
- Generación de ERVs:
 - Escenario de Base con plantas eólicas y solar-fotovoltaicas existentes y proyectos futuros con fecha entrada en operación estimada para el 2016 según [11]. Estos proyectos corresponden a las plantas que el ICE tiene modeladas en SDDP y PSS/E.
 - Escenario ERV de Referencia con +50/+50/+10MW adicionales de generación eólica de gran escala, fotovoltaica de gran escala y fotovoltaica distribuida respectivamente. Estas potencias se entienden en adición al escenario de base.
 - Escenario ERV de Avanzada con +100/+100/+20MW adicionales de generación eólica de gran escala, fotovoltaica de gran escala y fotovoltaica distribuida respectivamente. Estas potencias se entienden en adición al escenario de base.
- Transferencias de potencia regionales: sin porteo de potencia a través del SEN y con 100MW de porteo en sentido Norte-Sur y Sur-Norte.

De entre las múltiples combinaciones de casos resultantes (48 escenarios diferentes), la Tabla 13 y Tabla 14 presentan aquellas condiciones de operación considerados más severos para la seguridad operativa del sistema. Se hace notar que los resultados en las tablas corresponden al caso sin transferencias de potencia regionales, las que se agregan de manera adicional a estos valores e influyen principalmente la transferencia por la frontera Norte – Centro del SEN listada en la tabla.

Los escenarios en ambas tablas han sido escogidos y ajustados para reflejar alguna de las siguientes condiciones de operación:

- Máxima penetración instantánea de ERVs
- Máxima transferencia a través de la frontera Norte – Centro
- Mínima reserva de potencia reactiva en el área central

Tabla 13: Casos de análisis para el escenario ERV de Referencia

ERV de REFERENCIA		DRY(H1994)- MAXLOAD- REF	DRY(H2002)- MAXLOAD- REF	DRY(H2002)- MINLOAD-REF	WET(H2002)- MAXLOAD- REF	WET(H2002)- MINLOAD-REF
Año hidrológico		1994	2002	2002	2002	2002
Despacho		15.03.2018 11:00	15.03.2018 11:00	08.01.2018 06:00	29.11.2018 12:00	16.07.2018 06:00
Convensional sincrónica	MW	1186,1	1143,0	288,9	1072,6	309,8
Eólica	MW	416,1	414,6	414,6	416,1	414,6
Solar PV (de gran escala)	MW	45,9	45,9	0,0	45,9	0,0
Solar PV (distribuida)	MW	8,0	8,0	0,0	8,0	0,0
Otra generación	MW	181,5	233,7	132,4	189,9	176,6
Total generación	MW	1837,6	1845,2	835,9	1732,5	901,0
Penetración ERV (% de la demanda)	%	26,0	25,9	50,7	27,6	47,0
Demanda	MW	1811,0	1811,0	817,1	1703,9	882,8
Pérdidas	MW	26,6	34,2	18,8	28,6	18,2
Reserva despachada	MW	744,8	608,0	90,0	768,6	65,6
Generación máquinas de reserva	MW	620,3	515,0	38,2	670,3	26,0
Reserva rodante (MW)	MW	124,5	93,0	51,8	98,3	39,6
Reserva rodante (%-demanda)	%	6,9	5,1	6,3	5,8	4,5
Flujos fronteras						
Costa Rica -> Nicaragua (230kV)	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Costa Rica -> Panamá (230kV)	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Norte -> Centro (230kV)	MW	750,7	874,6	538,5	501,2	532,0
Zona central - Reserva Q	Mvar	424,9	496,2	482,4	528,6	396,3
Zona norte - Reserva Q	Mvar	276,0	299,4	109,6	114,7	90,1

Tabla 14: Casos de análisis para el escenario ERV de Avanzada

ERV de Avanzada		DRY(1994)- MAXLOAD- ADV	DRY(H2002)- MAXLOAD- ADV	DRY(H2002)- MINLOAD- ADV	WET(H2002)- MAXLOAD- ADV	WET(H2002)- MINLOAD- ADV
Año hidrológico		1994	2002	2002	2002	2002
Despacho		15.03.2018 11:00	15.03.2018 11:00	08.01.2018 06:00	29.11.2018 12:00	16.07.2018 06:00
Convensional sincrónica	MW	1094,8	1061,0	249,4	968,2	260,9
Eólica	MW	461,9	463,2	463,2	465,1	463,7
Solar PV (de gran escala)	MW	90,0	90,7	0,0	90,9	0,0
Solar PV (distribuida)	MW	16,0	16,0	0,0	16,0	0,0
Otra generación	MW	181,5	219,7	124,2	189,9	176,6
Total generación	MW	1844,2	1850,6	836,8	1730,1	901,2
Penetración ERV (% of demand)	%	31,4	31,5	56,7	33,6	52,5
Demanda	MW	1811,0	1811,0	817,1	1703,9	882,8
Pérdidas	MW	33,2	39,6	19,7	26,2	18,4
Reserva despachada	MW	634,3	554,7	90,0	701,1	88,9
Generación máquinas de reserva	MW	530,3	454,7	39,2	566,5	19,5
Reserva rodante (MW)	MW	104,0	100,0	50,8	134,6	69,4
Reserva rodante (%-demanda)	%	5,7	5,5	6,2	7,9	7,9
Flujos fronteras						
Costa Rica -> Nicaragua (230kV)	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Costa Rica -> Panamá (230kV)	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Norte -> Centro (230kV)	MW	735,8	914,3	539,0	560,5	538,3
Zona central – Reserva Q	Mvar	493,9	475,2	465,4	533,4	399,3
Zona norte - Reserva Q	Mvar	270,6	454,4	111,0	116,9	68,2

Partiendo de la simulación del despacho para la demanda correspondiente al día y hora en la tabla, se ajustaron los escenarios a fin de exigir la operación de la red de Costa Rica y analizar condiciones de operación más desfavorables. Para ello:

- Se escaló el valor de demanda instantánea al valor de máxima y/o mínima demanda según la estación del año. El ajuste de la demanda mantiene en todos los casos los factores de carga proporcionados por el ICE [12].
- Se maximizó la generación de ERV (eólica y solar de gran escala y distribuida) en función de la potencia instalada de acuerdo a los siguientes factores:
 - Generación eólica de gran escala: 98% de la potencia instalada
 - Generación solar fotovoltaica de gran escala: 90% de la potencia instalada
 - Generación solar fotovoltaica distribuida: 80% de la potencia instalada. Siendo que estos generadores están modelados de manera agregada por subestación en el nivel de transmisión, el porcentaje aplicado considera las pérdidas en el sistema de distribución.
- Se compensó el aumento de reserva rodante (debido al incremento de ERV) siguiendo el orden de mérito para bajar generación propuesto por el ICE [13].

3.5.2 Criterios de Análisis

El análisis considera los criterios de seguridad para la planificación, diseño y operación del SEN definidos por el ICE (Tabla 1, de [6]). Se consideraron los límites de carga suministrados por el ICE en los archivos PSS/E: Ratings A para el límite de carga Nominal, y Ratings C para el límite de carga de emergencia.

Utilizando un criterio conservador se han asumido ciertas hipótesis de cálculo según se detalla en las siguientes secciones. Los criterios considerados son tales que no invalidan los resultados del análisis.

3.5.2.1 Balance generación-demanda

La demanda en el SEN de Costa Rica se balancea con generación dentro del propio sistema. Así, sin considerar transferencias de potencia regionales, la potencia de intercambio neta del SEN es nula. Esta hipótesis de trabajo está en línea con la práctica habitual del ICE y con la simulación del despacho de la generación.

El restablecimiento del equilibrio entre generación y demanda tras contingencias múltiples o de subestaciones con pérdida de generación se realiza a través de los generadores que participan de la reserva primaria según el despacho correspondiente. La potencia de desbalance se distribuye de manera proporcional a su potencia nominal. Las centrales con capacidad de proveer regulación primaria son: Rio Macho, Garita, Angostura, Pirrís, Reventazón, Cachi, Garita, Peñas Blancas, Cariblanco, Toro, Arenal y Corobici. El aporte de reserva primaria de estas máquinas se realiza dentro de los límites operativos para su potencia activa, los que se han tomado según el modelo SDDP (base de datos de referencia del ICE para la simulación del despacho de carga).

Para los escenarios con potencias de intercambio, se ajusta la generación en Panamá (+/- 100MW) y ésta es a su vez compensada por el generador equivalente de la red de México de potencia infinita. Así se pueden forzar porteos de 100MW en dirección Norte-Sur y Sur-Norte a través del sistema de Costa Rica manteniéndose un intercambio neto de potencia nulo con el SEN.

3.5.2.2 Regulación de tensión y límites de potencia reactiva

Se realizan las siguientes observaciones:

- El estudio se concentra en el nivel de transmisión de alta tensión (138/230kV) por lo que no se evalúan los perfiles de tensión en nodos de tensiones nominales inferiores a ésta (69/34.5/24.9/13.8kV y menores).
- Los límites operativos de potencia reactiva de los generadores sincrónicos (importados desde PSS/E) son constantes. Para algunos puntos de operación de su potencia activa, estos límites de potencia reactiva resultan en una sobrecarga del generador (corriente aparente excedería la corriente nominal).
- Los generadores en Rio Macho, Garita, Angostura y Pirrís operan como compensadores síncronos en aquellos casos en que no estén despachados.
- La posición del conmutador de los transformadores se ajusta automáticamente (flujo de cargas con ajuste automático de taps) según las tensiones de referencia definidas por el ICE en su base de referencia en formato PSS/E.
- Bancos de capacitores conectados en el nivel de 34.5kV: se los asumen conectados para los escenarios de máxima demanda y desconectados para los demás escenarios. De esta forma, el perfil de tensión para el caso (n-0) resulta dentro del límite de tensión 1.05 – 0.95pu definido en [6] para la operación sin contingencia.

3.5.2.3 Tiempos máximos para el despeje de falla

Para el análisis dinámico se asumieron las siguientes condiciones:

- Fallas trifásicas balanceadas sin resistencia de falla (resistencia de falla = 0).
- Tiempo máximo para el despeje de las fallas trifásicas: 10 ciclos (160ms). De las discusiones en la reunión intermedia del proyecto (presentación de los resultados para los escenarios del horizonte 2018), se confirmó que los esquemas de protecciones del SEN aseguran un despeje de fallas trifásicas en 6 ciclos (o 100ms). Este tiempo es menor del inicialmente usado en las simulaciones dinámicas de los escenarios 2018. Siendo que aún para el tiempo de despeje mayor de 10 ciclos no se detectaron problemas de estabilidad transitoria, no se repitieron estas simulaciones para el tiempo de despeje menor.

3.5.3 Resultados para demanda máxima

De entre los casos de demanda máxima estudiados, el escenario de avanzada DRY(H2002)-MAXLOAD-ADV de la Tabla 14 representa el caso más desfavorable. Este escenario corresponde al pico de demanda durante la época seca del año y de máxima transferencia a través de la frontera Norte – Centro del SEN.

Como se observa en la Figura 30, la generación se concentra en el Norte del país, ubicándose la demanda en área Central (San José). El escenario considera la generación máxima posible de ERV (570MW entre eólica y solar fotovoltaica de manera simultánea, correspondiente al 31.5% de la demanda).

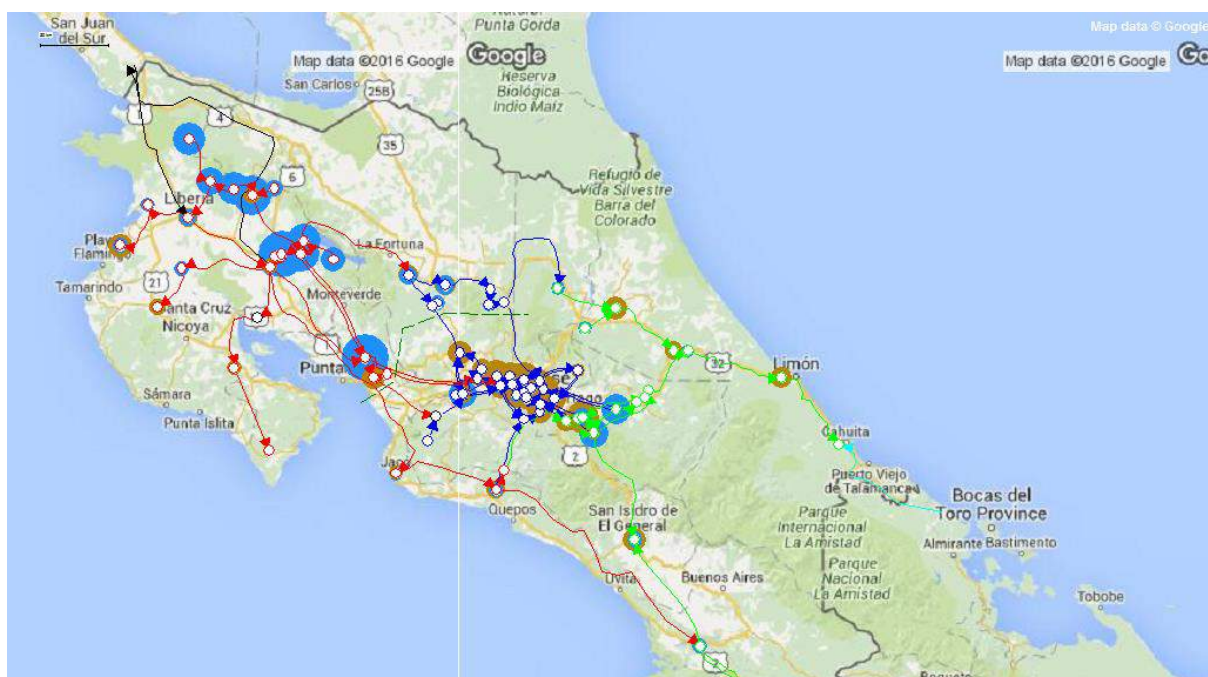


Figura 30: Sistema de transmisión del SEN con distribución de la generación y la carga. Los círculos azules representan los centros de generación y los círculos marrones los centros de carga (diámetro del círculo proporcional a la generación/demanda en p.u.). Las flechas indican el sentido del flujo de potencia activa.

3.5.3.1 Niveles de carga del SEN

Sin transferencias de potencia regionales

Sin considerar transferencias regionales, el flujo de potencia a través de la frontera Norte – Centro del SEN es de 914.3MW, como se indica en la Tabla 14.

La simulación de las contingencias simples y múltiples no indican ninguna violación de los criterios de seguridad de la operación, vale decir ni de los niveles admisibles de carga (ratings A o C según corresponda) ni de los límites admisibles de tensión máximos y mínimos.

Los máximos niveles de carga se producen en el anillo Norte de 230kV para las siguientes contingencias:

- Contingencia simple de la línea Miravalles-Arenal carga la línea Pailas-Liberia al 95% de su capacidad nominal (150MVA, según ratings A)
- En sentido recíproco, la contingencia simple de la línea Pailas-Liberia carga la línea Miravalles-Arenal al 94% de su capacidad nominal (209 MVA, según ratings A).
- La contingencia de la barra de 230kV en Arenal carga la línea Pailas-Liberia al 94.8% (ratings C)
- La contingencia de la barra de 230kV en Liberia carga la línea Miravalles-Arenal al 94.3% (ratings C)

Transferencia regional en sentido Norte Sur

La mayor exigencia para el SEN se presenta para una transferencia regional en sentido Norte – Sur de 100MW a través de Costa Rica. En este caso, la transferencia de potencia por la frontera Norte – Centro del SEN se eleva a 995.7MW.

La simulación de las contingencias simples y múltiples indica niveles altos de carga y leves sobrecargas como se indica en la Tabla 15 y se muestra gráficamente en la Figura 31.

- La contingencia más crítica es la pérdida del doble circuito de 230kV Arenal-Lindora y Garabito-Coyol, en cuyo caso aparece una leve sobrecarga carga del 3% de la línea Garita-Lindora, que queda operando con una carga de 566MVA (103% de su capacidad nominal –ratings C). No obstante, una pequeña reducción de la generación de ERVs en el Norte, compensada con una aumento de la generación en el área Central, alcanzaría para remediar esta leve sobrecarga. En función de ello, no se considera que esta contingencia múltiple sea crítica para el aumento de la generación de ERV en el Norte.
- El anillo Norte de 230kV (líneas 50000_50050_1, 50002_51150_1 y 50202_50252_1 en la Tabla 4) muestra niveles elevados de carga para contingencias en las barras de 230kV de Arenal y Liberia aunque en ningún caso se excede el 100% de su capacidad (ratings C).

Tabla 15: Nivel de carga (>90%) y sobrecargas para contingencias simples y múltiples del escenario DRY(H2002)-MAXLOAD-ADV con una transferencia regional de 100MW en sentido Norte – Sur

Component	Loading Continuous [%]	Loading Base Case [%]	Contingency Name	Base Case and Continuous Loading [0.0% - 242.6%]
lne_53052_53200_1	103.0	56.4	Multi-50200_53050_1/50900_54750_1	
lne_50202_50252_1	99.8	60.8	50050 CAS230A [Cañas]	
lne_50202_50252_1	94.5	60.8	50002 LIB230B [Liberia]	
lne_50000_50050_1	97.8	44.2	50202 ARE230B [Arenal]	
lne_50350_50900_1	97.7	54.8	Multi-50200_53050_1/50900_54750_1	
lne_50002_51150_1	95.3	34.0	50202 ARE230B [Arenal]	
lne_51050_53200_1	94.1	50.2	Multi-50200_53050_1/50900_54750_1	
lne_50350_51050_1	92.3	48.2	Multi-50200_53050_1/50900_54750_1	

3.5.3.2 Tensiones máximas y mínimas

Para ninguna de las contingencias simples y múltiples se observan violaciones de los de los límites admisibles de tensión máximos y mínimos.

La Tabla 4 muestra la reserva de potencia reactiva en el área Central y Norte, junto a la transferencia de potencia a través de la frontera Norte-Centro. La máxima pérdida de reserva reactiva corresponde a la contingencia doble de las barras de 138kV en Rio Macho, y en consecuencia a la pérdida de la generación conectada a esta subestación. La reserva cae de 448Mvar durante la operación normal del sistema a 336Mvar (una pérdida de 112Mvar).

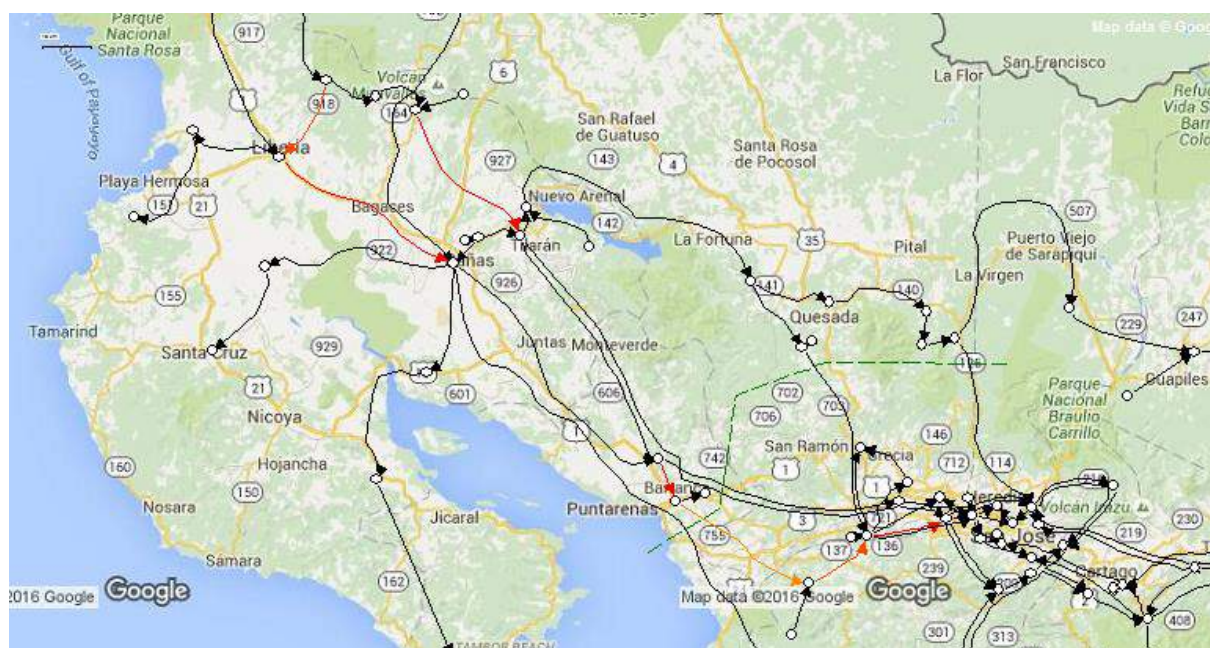


Figura 31: Enlaces con niveles altos de carga (en naranja) o sobrecargas (en rojo) para el escenario DRY(H2002)-MAXLOAD-ADV y con una transferencia regional de 100MW en sentido Norte-Sur.

Tabla 16: Contingencias críticas desde el punto de vista de la mínima reserva de potencia reactiva en las áreas Centro y Norte y del máximo flujo de potencia a través de la frontera Norte->Centro del SEN para el escenario DRY(H2002)-MAXLOAD-ADV y una transferencia regional de 100MW en sentido Norte-Sur

Contingencia (múltiple)	Reserva de Potencia Reactiva en Mvar (atraso)		Intercambio en MW
	Zona Central	Zona Norte	Norte->Centro
Caso base (n-0)	448.0	305.1	852.2
53200 GAR230 [Garita]	445.8	305.1	996.6
50100 COR230A [Corobici]	448.0	254.3	823.1
RioMacho138	336.3	305.1	887.3

3.5.3.3 Estabilidad transitoria

Para la máxima transferencia de potencia por la frontera Norte – Centro se verifica mediante simulaciones dinámicas la estabilidad transitoria angular de los generadores del SEN. Para ello se

considera el escenario de máxima demanda DRY(H2002)-MAXLOAD-ADV y una transferencia regional en sentido Norte-Sur de 100MW a través de Costa Rica. Así, la transferencia de potencia Norte – Centro en el SEN asciende al valor máximo de 996MW.

El caso más desfavorable lo representa la falla doble de las líneas de 230kV entre Arenal-Lindora y Garabito- Coyol. Estas dos líneas son fundamentales para el enlace Norte – Centro del SEN. Se evalúa una falla trifásica franca (sin resistencia de falla) seguida de la desconexión tripolar de estas dos líneas.

Las Figura 32 a Figura 35 muestran los resultados de la simulación dinámica para un despeje de la falla de 160ms (10 ciclos). Se realizan las siguientes observaciones:

- Como sigue de la Figura 32 y la Figura 33 para el ángulo rotórico de generadores síncronos en el área Norte y Central del SEN respectivamente, los generadores mantienen su estabilidad transitoria angular y no se produce pérdida de sincronismo de ninguno de ellos. Las oscilaciones angulares en el área Central son menos acentuadas que en el área Norte. No obstante, esto no es –al menos directamente- atribuible al aumento de ERVs y podría mejorarse mediante el ajuste y/o instalación de estabilizadores de potencia (PSS). Se desconoce por el momento las exigencias del Código de Red de un amortiguamiento mínimo para estos modos de oscilación.
- Como muestra la Figura 34, no se produce un colapso de tensión en barras de 138 y 230kV y la recuperación de la tensión está por encima de la curva de tolerancia a huecos de tensión exigida a los generadores de ERV por el Código de Red.
- No se produce desconexión automática de generación eólica ni solar fotovoltaica. La Figura 35 muestra los huecos de tensión vistos por dichos generadores de gran escala (nuevas conexiones) así como su potencia activa y reactiva. Como se observa en el segundo diagrama de la figura, los generadores eólicos inyectan corriente reactiva durante la falla para soportar la tensión y reducen al mismo tiempo su potencia activa, la cual se aumenta mediante una rampa hasta su valor pre-falla tras la recuperación de la tensión (despeje de la falla).

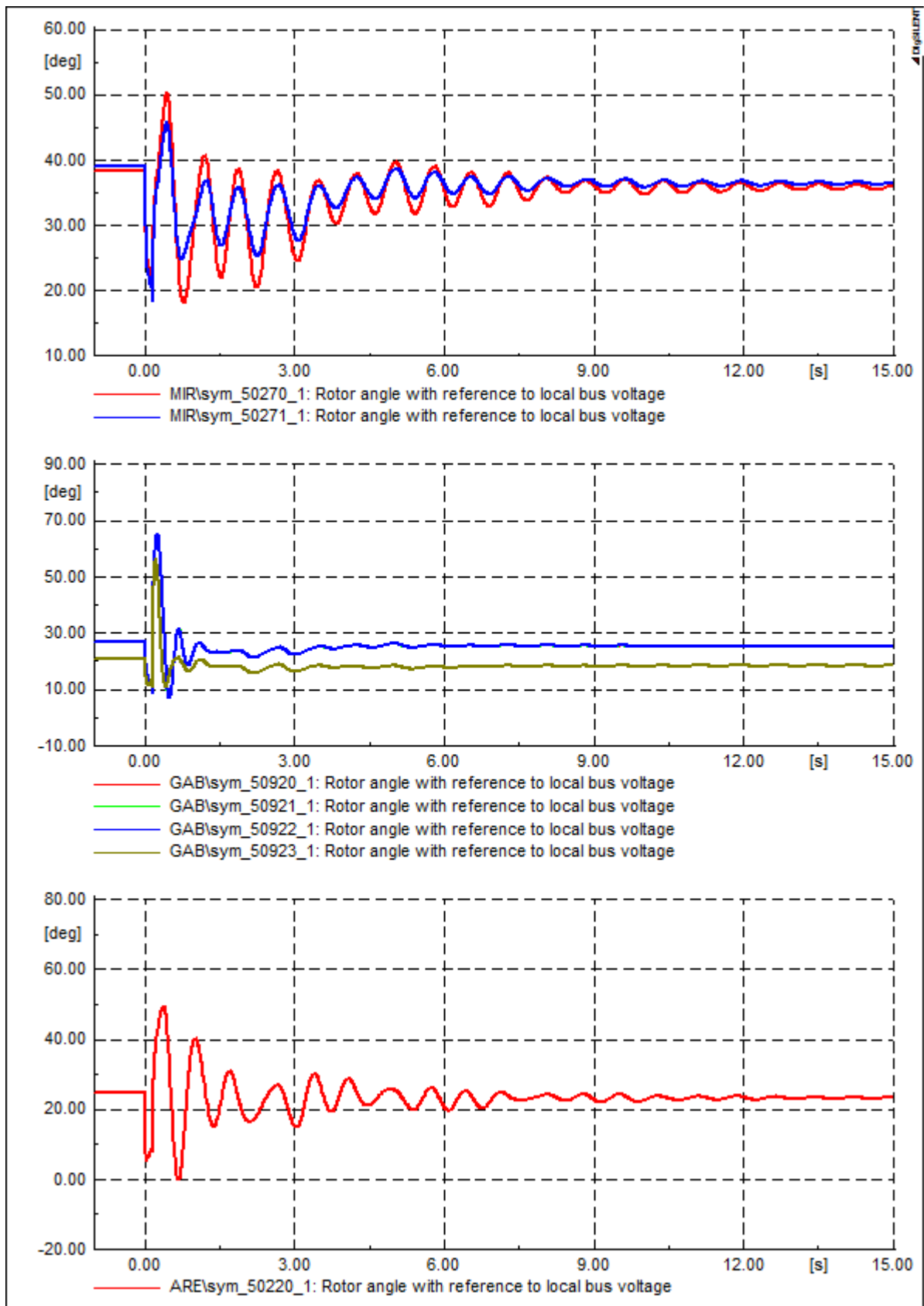


Figura 32: Angulos rotóricos de generadores síncronos en el área Norte para la falla doble de las líneas de 230kV entre Arenal-Lindora y Garabito- Coyal. Tiempo de despeje de falla: 160ms (10 ciclos)

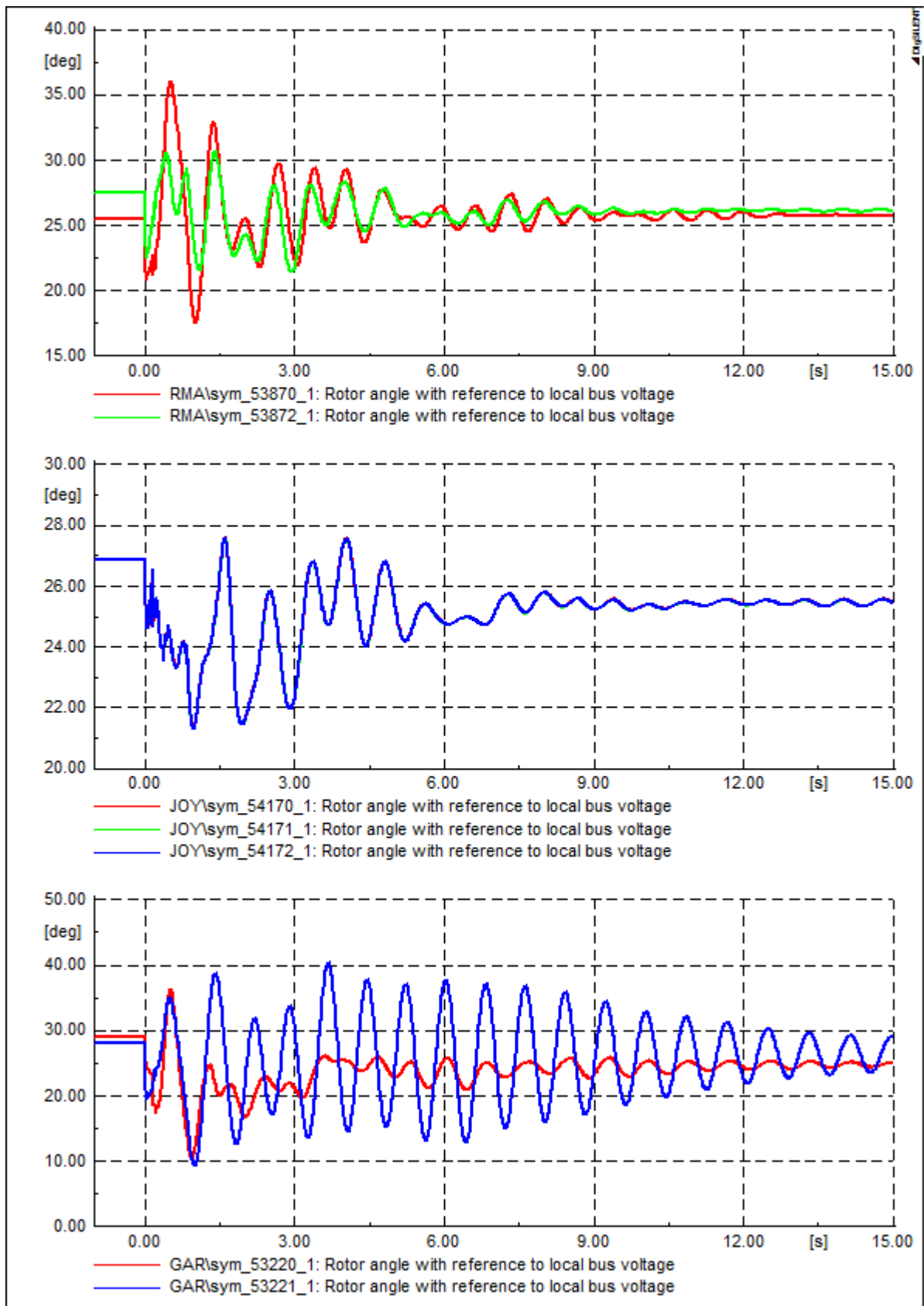


Figura 33: Angulos rotóricos de generadores síncronos en el área Central para la falla doble de las líneas de 230kV entre Arenal-Lindora y Garabito- Coyol. Tiempo de despeje de falla: 160ms (10 ciclos)

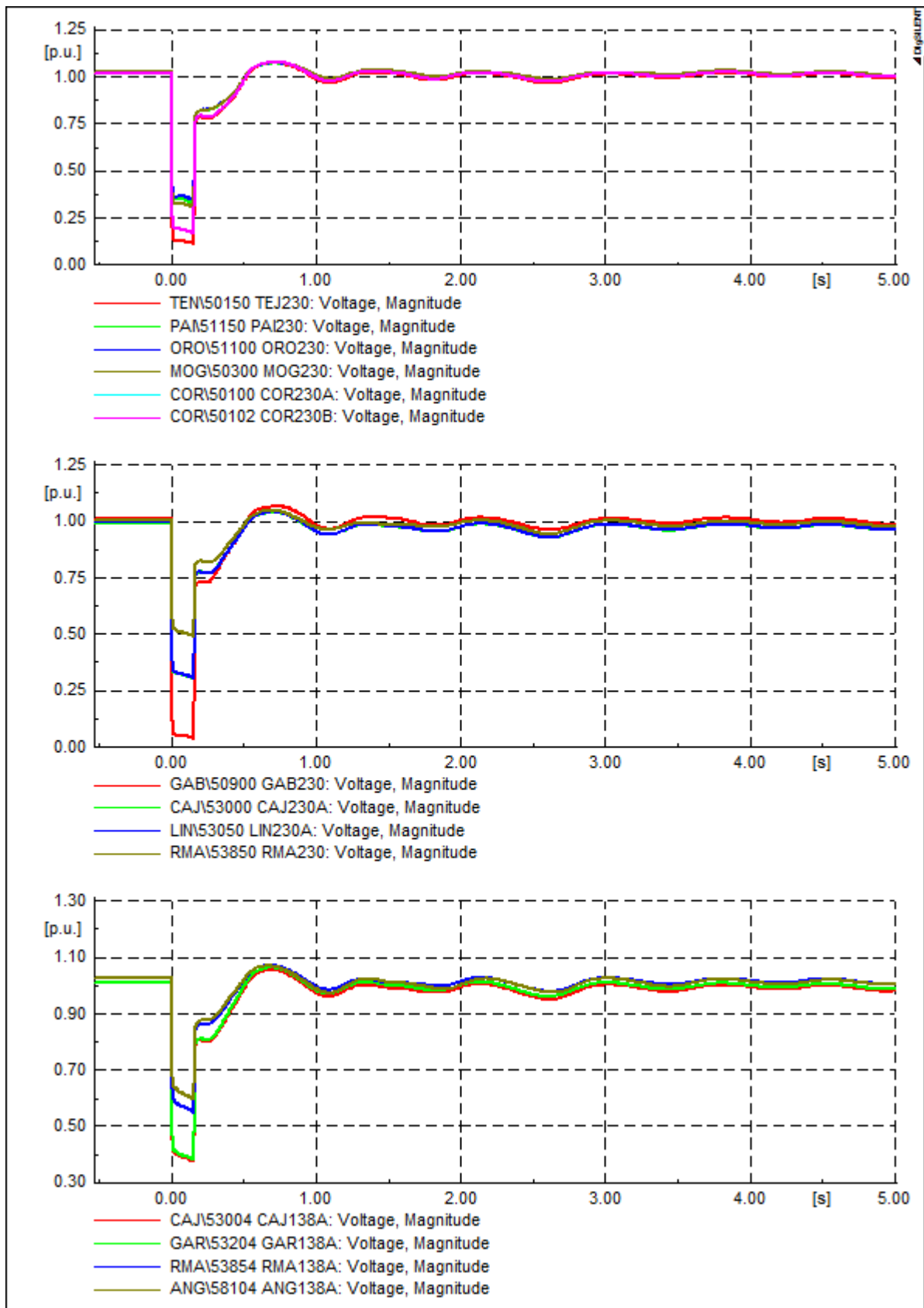


Figura 34: Tensiones en barras de 230kV en el área Norte (gráfica superior) y en barras de 230 y 138kV en el área Central (gráfica intermedia e inferior) para la falla doble de las líneas de 230kV entre Arenal-Lindora y Garabito- Coyol. Tiempo de despeje de falla: 160ms (10 ciclos)

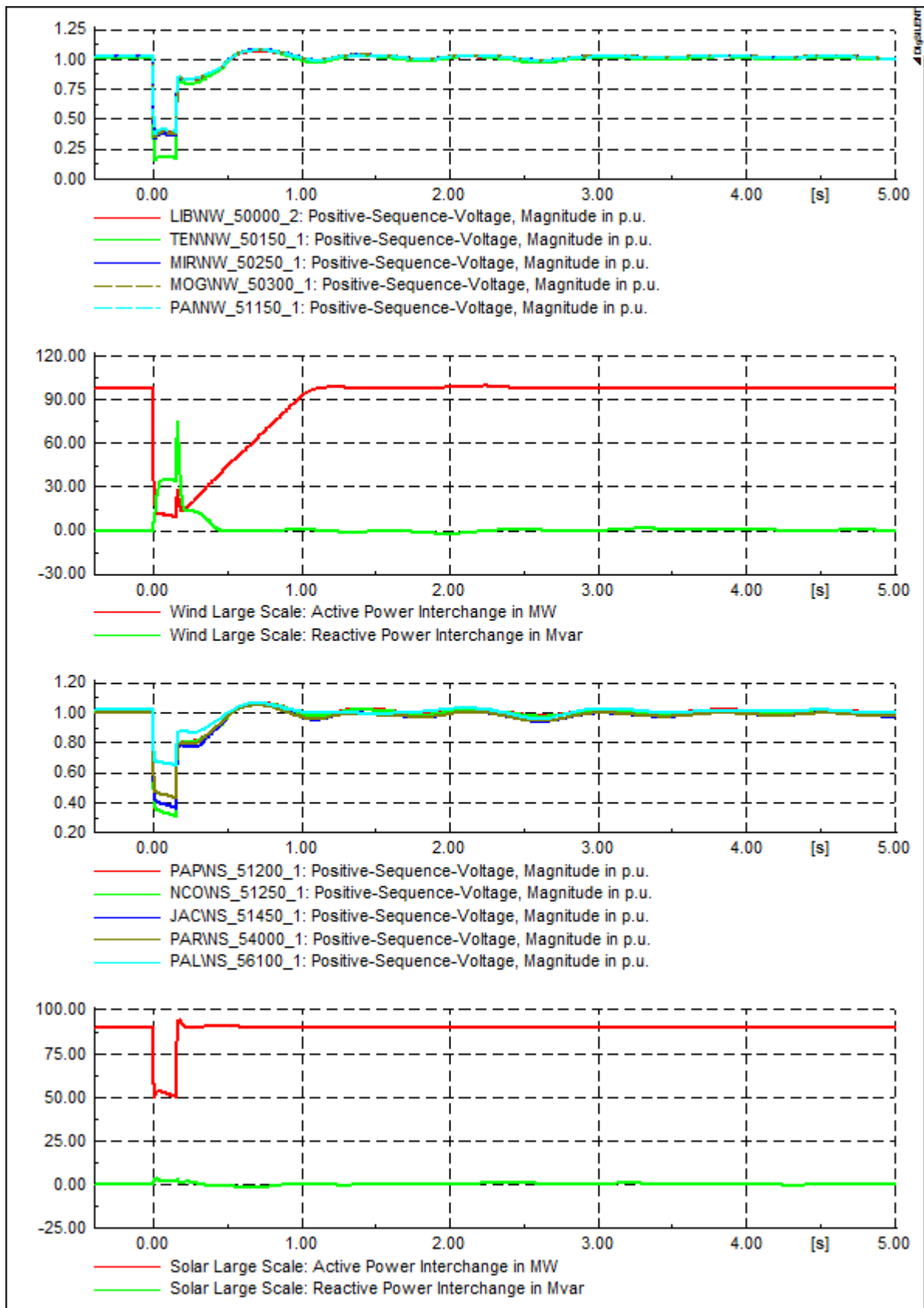


Figura 35: Huecos de tensión y generación ERV para la falla doble de las líneas de 230kV entre Arenal-Lindora y Garabito-Coyol. Tiempo de despeje de falla: 160ms (10 ciclos)

3.5.3.4 Estabilidad de tensión

Para el escenario de máxima demanda DRY(H2002)-MAXLOAD-ADV y una transferencia regional en sentido Norte – Sur de 100MW a través de Costa Rica (transferencia de potencia Norte-Centro de 996MW), se investigó la estabilidad de tensión transitoria (o de corta duración) para fallas trifásicas en aquellas barras del SEN donde operan los generadores síncronos que suministran la mayor cantidad de potencia reactiva al sistema en el escenario considerado. El despeje de dichas fallas significa entonces la mayor pérdida de potencia reactiva del sistema. En consecuencia, se evalúa la capacidad de recuperación de la tensión en tras la falla.

Las fallas consideradas son:

- Corobici 230kV: la falla de la barra A implica la pérdida de 19Mvar de potencia reactiva inyectada al sistema (generación sincrónica en Corobici conectada a esta barra)
- Arenal 230kV: la falla de la barra A implica la pérdida de 8.2Mvar de potencia reactiva inyectada al sistema (generación sincrónica en Arenal conectada a esta barra)

Se simulan fallas trifásicas francas (sin resistencia de falla) que se despeja en 100ms. En el caso de las barras dobles en Corobici y Arenal, se considera que la protección opera el interruptor de barras con lo que solo se desconecta la generación asociada a una de las barras (A).

Como muestran las Figura 36 y Figura 37, la recuperación de la tensión en barras relevantes del sistema es satisfactoria, sin que se observe pérdida de sincronismo de generadores síncronos ni desconexión de los generadores de ERVs.

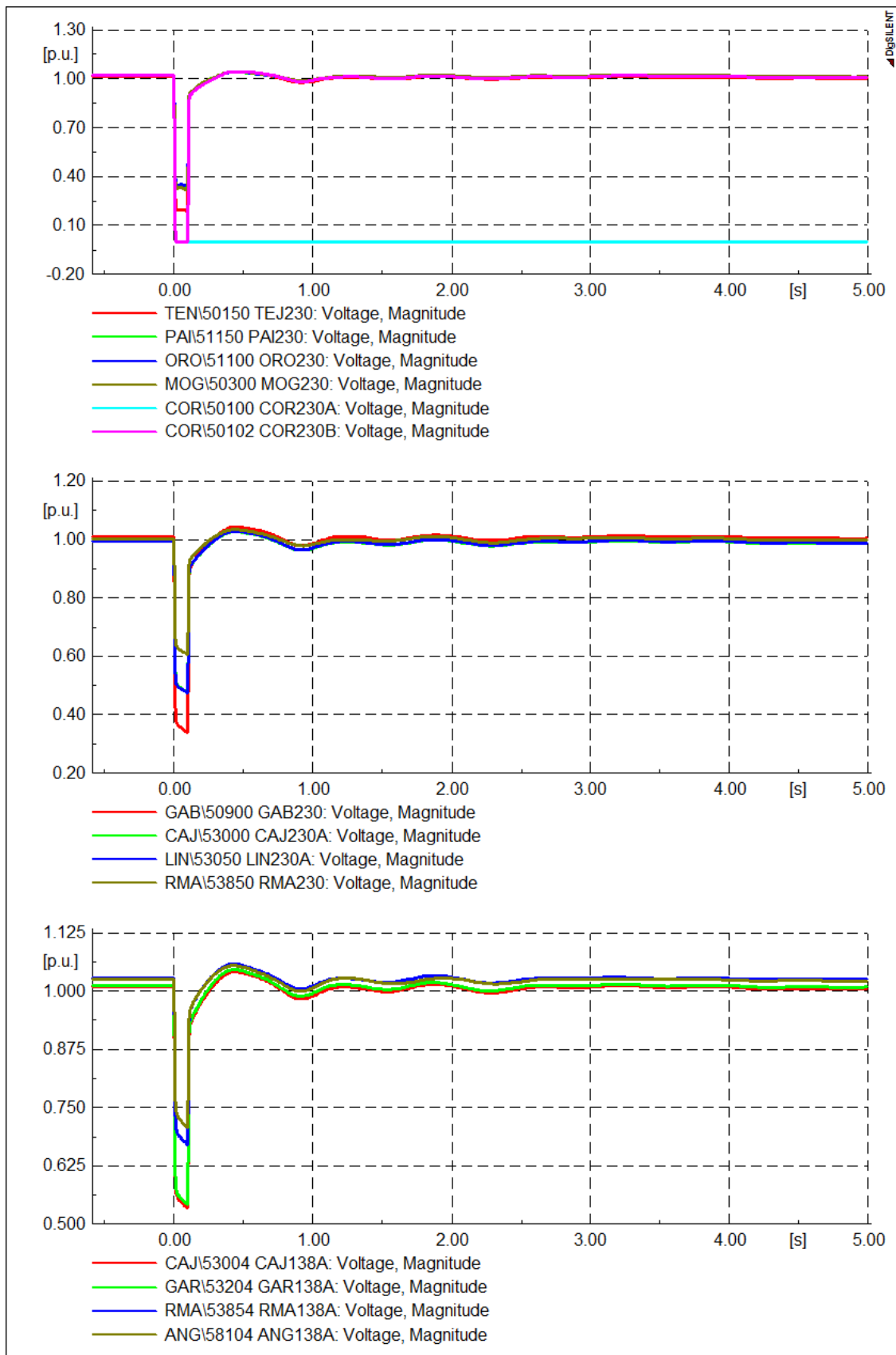


Figura 36: Tensiones en barras de 230kV en el área Norte (gráfica superior) y en barras de 230 y 138kV en el área Central (gráfica intermedia e inferior) para una falla en la barra A de 230kV de la subestación Corobici.

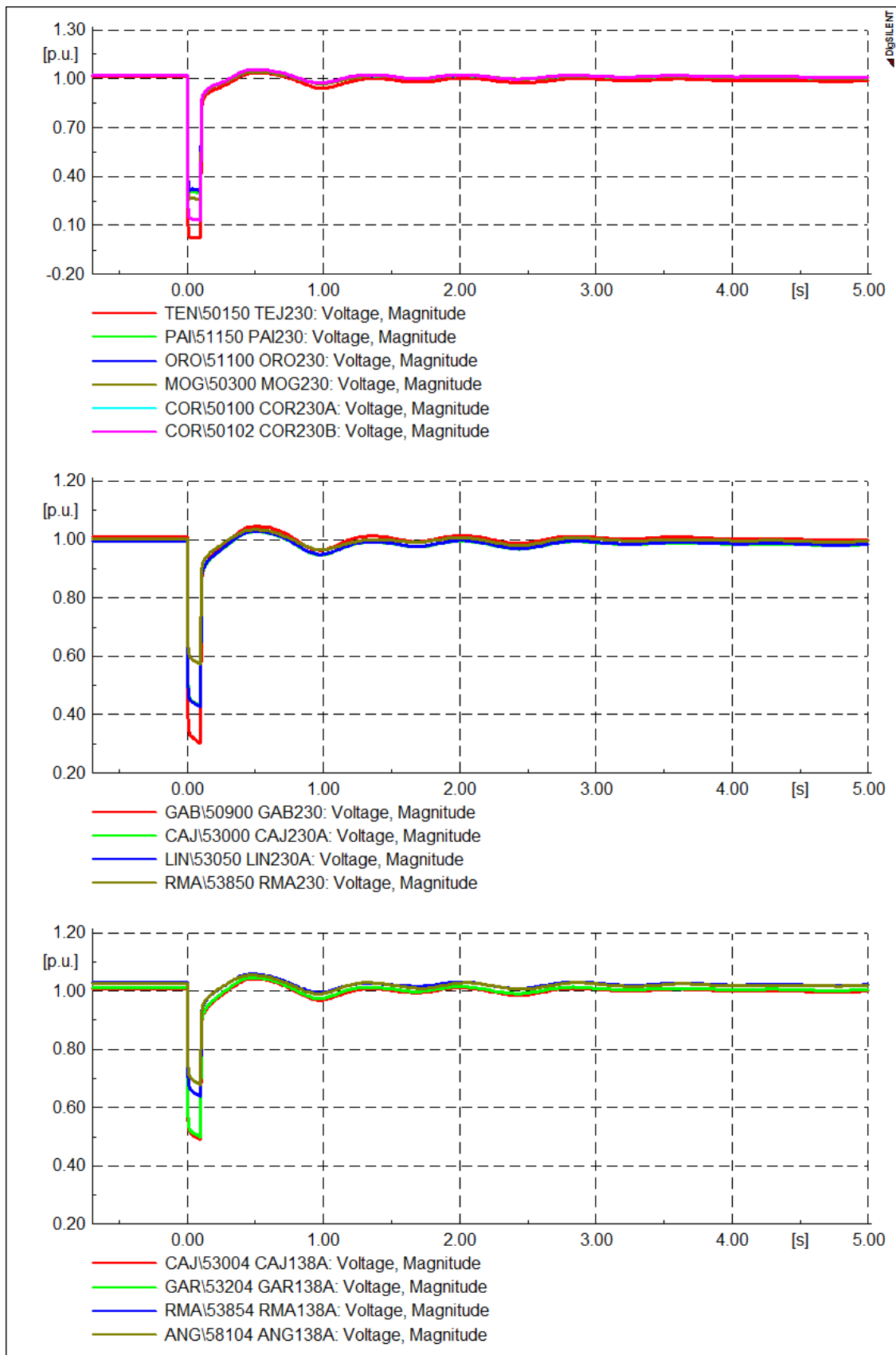


Figura 37: Tensiones en barras de 230kV en el área Norte (gráfica superior) y en barras de 230 y 138kV en el área Central (gráfica intermedia e inferior) para una falla en la barra A de 230kV de la subestación Arenal.

3.5.4 Resultados para demanda mínima

A continuación se discuten en detalle los resultados del escenario DRY-MINLOAD-ADV según se indica en la Tabla 14. Este escenario resulta más desfavorable con un 56.7% de penetración de ERVs respecto de la demanda. Los resultados de los demás casos se muestran en el anexo 2.

Como se observa en la Figura 35, la generación se concentra en el Norte del país ubicándose la demanda en área Central (San José). El escenario corresponde al nivel de demanda mínima durante la época seca del año. El escenario considera la generación máxima posible de generación eólica (463MW). La generación solar fotovoltaica es cero. La penetración de ERVs resulta del 56.7% (de la demanda).

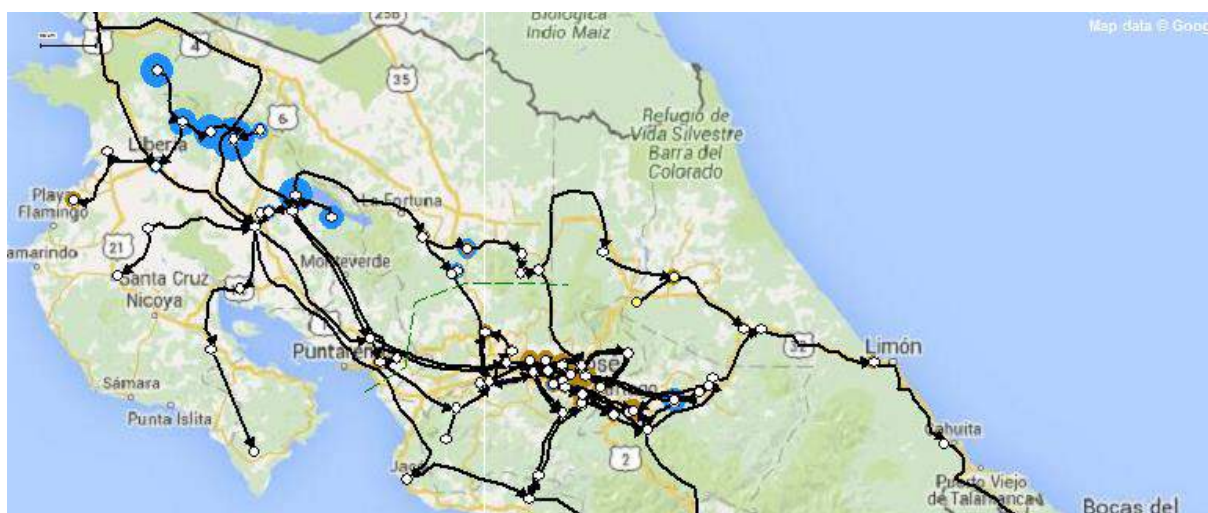


Figura 38: Sistema de transmisión del SEN con distribución de la generación y la carga. Los círculos azules representan los centros de generación y los círculos marrones los centros de carga (diámetro del círculo proporcional a la generación/demanda en p.u.). Las flechas indican el sentido del flujo de potencia activa.

3.5.4.1 Niveles de carga

Sin transferencia regional

Sin considerar transferencias regionales, el flujo de potencia a través de la frontera Norte – Centro del SEN es de 539MW.

La simulación de las contingencias simples y múltiples no indican ninguna violación de los criterios de seguridad de la operación, vale decir ni de los niveles admisibles de carga (ratings A o C según corresponda) ni de los límites admisibles de tensión máximos y mínimos.

Transferencia regional en sentido Norte – Sur

Se considera una transferencia regional en sentido Norte – Sur de 100MW que representa el caso más desfavorable.

En el área Central, las simulaciones indican que no se producen sobrecargas aún para la contingencia del doble circuito de 230kV Arenal-Lindora y Garabito-Coyol. Se hace notar la diferencia de lo observado para el escenario de máxima demanda, donde resulta una leve sobrecarga carga del 3% de la línea Garita-Lindora.

En el anillo Norte de 230kV, las simulaciones indican un nivel de sobrecarga en el anillo Norte de 230kV similar a los observados para los escenarios de máxima demanda, lo que resulta atribuible a la concentración de la generación en esta zona.

La Tabla 17 y Tabla 18 y la Figura 39 muestran los enlaces con sobrecargas que se producen para las siguientes contingencias:

- La contingencia simple de la línea Pailas-Liberia o de la línea Liberia-Cañas resulta en una sobrecarga de la línea Miravalles-Arenal, siendo la carga resultante 113.5% y 108.2% respectivamente (ratings A)
- En sentido recíproco, la contingencia simple de la línea Miravalles-Arenal carga las líneas Pailas-Liberia y Liberia-Cañas al 112.1% y 109.8% respectivamente de su capacidad nominal.
- La contingencia de la barra de 230kV en Cañas carga la línea Miravalles-Arenal al 114.2% de su ratings C.
- La contingencia de la barra de 230kV en Arenal carga la línea Pailas-Liberia y Liberia-Cañas al 111.9% y 109.5% respectivamente de sus ratings C.
- La contingencia de la barra de 230kV en Liberia carga la línea Miravalles-Arenal al 108.2% de su rating C

Tabla 17: Sobrecargas para contingencias simples (Rating A) en el escenario DRY(H2002)-MINLOAD-ADV con una transferencia regional de 100MW en sentido Norte – Sur.

Component	Loading Continuous [%]	Loading Base Case [%]	Contingency Name	Grid	Base Case and Continuous Loading [0.0 % - 242.6 %]
Ine_50202_50252_1	114.2	70.5	50050 CAS230A [Cañas]	5 COSTA RI	
Ine_50202_50252_1	108.2	70.5	50002 LIB230B [Liberia]	5 COSTA RI	
Ine_50202_50252_1	101.4	70.5	50000 LIB230A [Liberia]	5 COSTA RI	
Ine_50000_50050_1	111.9	48.8	50202 ARE230B [Arenal]	5 COSTA RI	
Ine_50002_51150_1	109.5	37.3	50202 ARE230B [Arenal]	5 COSTA RI	

Tabla 18: Sobrecargas para contingencias múltiples (Rating C) en el escenario DRY(H2002)-MINLOAD-ADV con una transferencia regional de 100MW en sentido Norte – Sur.

Component	Loading Continuous [%]	Loading Base Case [%]	Contingency Name	Grid	Base Case and Continuous Loading [0.0 % - 242.6 %]
Ine_50202_50252_1	114.2	70.5	50050 CAS230A [Cañas]	5 COSTA RI	
Ine_50202_50252_1	108.2	70.5	50002 LIB230B [Liberia]	5 COSTA RI	
Ine_50202_50252_1	101.4	70.5	50000 LIB230A [Liberia]	5 COSTA RI	
Ine_50000_50050_1	111.9	48.8	50202 ARE230B [Arenal]	5 COSTA RI	
Ine_50002_51150_1	109.5	37.3	50202 ARE230B [Arenal]	5 COSTA RI	



Figura 39: Enlaces con sobrecargas (en rojo) para el escenario DRY(H2002)-MINLOAD-ADV y con una transferencia regional de 100MW en sentido Norte-Sur.

3.5.4.2 Tensiones máximas y mínimas

Para ninguna de las contingencias simples y múltiples analizadas se producen violaciones de los límites mínimos de tensión.

La Tabla 19 y la Tabla 20 muestran las máximas sobretensiones para contingencias simples y múltiples respectivamente en barras de 230 y 138kV del SEN. Como resulta de las tablas, solo en el caso de contingencias simples (límite operativo 1.05pu) se producen leves violaciones de los límites máximos de tensión. Estas leves sobretensiones pueden ser no obstante controladas optimizando las tensiones de referencia de las nuevas plantas de generación ERVs así como con el ajuste de conmutadores de transformadores (fijos en el modelo, se presume con valor por defecto ajustado para escenarios de máxima demanda). En función de ello, estas sobretensiones no se consideran limitantes para la conexión de ERVs consideradas para el horizonte 2018.

La Tabla 21 muestra la reserva de potencia reactiva en el área Central y Norte, junto a la transferencia de potencia a través de la frontera Norte-Centro. La máxima pérdida de reserva reactiva en el área Central corresponde a la contingencia doble de las líneas de 230kV Parrita-Pirris y Pirris-Tejar y en consecuencia a la pérdida de la generación conectada a Pirris. La reserva cae de 436Mvar durante la operación normal del sistema a 312Mvar (una pérdida de 124Mvar).

Tabla 19: Tensiones máximas (>1.05pu) en barras de 230 y 138kV del SEN para contingencias simples. Límite de tensión admisible 1.05pu

Component	Branch, Substation or Site	Voltage Max. [p.u.]	Voltage Step [p.u.]	Voltage Base [p.u.]	Contingency Name	Base Case and Post Voltage [1.026 p.u. - 1.089 p.u.]
58305 MOI138C	Moin	1.066	0.023	1.043	53850 RMA230 [Rio Macho]	
58306 MOI138B	Moin	1.066	0.023	1.043	53850 RMA230 [Rio Macho]	
58304 MOI138A	Moin	1.066	0.023	1.043	53850 RMA230 [Rio Macho]	
58305 MOI138C	Moin	1.060	0.017	1.043	Ine_53850_58450_1-Ine_53856_58004_1	
58306 MOI138B	Moin	1.060	0.017	1.043	Ine_53850_58450_1-Ine_53856_58004_1	
58304 MOI138A	Moin	1.060	0.017	1.043	Ine_53850_58450_1-Ine_53856_58004_1	
58450 TTO230	Torito	1.059	0.029	1.030	53850 RMA230 [Rio Macho]	
58600 RBL230	RBL	1.058	0.023	1.035	53850 RMA230 [Rio Macho]	
58300 MOI230A	Moin	1.058	0.023	1.035	53850 RMA230 [Rio Macho]	
58302 MOI230B	Moin	1.058	0.023	1.035	53850 RMA230 [Rio Macho]	
58500 REV230	Reventazón	1.058	0.026	1.032	53850 RMA230 [Rio Macho]	
58150 TRA230	Trapiche	1.057	0.025	1.032	53850 RMA230 [Rio Macho]	
58350 CAH230	Cahuita	1.054	0.018	1.036	53850 RMA230 [Rio Macho]	
58305 MOI138C	Moin	1.052	0.009	1.043	RioMacho138	
58306 MOI138B	Moin	1.052	0.009	1.043	RioMacho138	
58304 MOI138A	Moin	1.052	0.009	1.043	RioMacho138	
58600 RBL230	RBL	1.052	0.016	1.035	Ine_53850_58450_1-Ine_53856_58004_1	
58300 MOI230A	Moin	1.052	0.016	1.035	Ine_53850_58450_1-Ine_53856_58004_1	
58302 MOI230B	Moin	1.052	0.016	1.035	Ine_53850_58450_1-Ine_53856_58004_1	
56000 SIS230	San Isidro	1.051	0.021	1.030	53850 RMA230 [Rio Macho]	
58450 TTO230	Torito	1.051	0.021	1.030	Ine_53850_58450_1-Ine_53856_58004_1	
58500 REV230	Reventazón	1.051	0.019	1.032	Ine_53850_58450_1-Ine_53856_58004_1	
58200 LEE230	Leesville	1.051	0.019	1.031	53850 RMA230 [Rio Macho]	
58150 TRA230	Trapiche	1.050	0.018	1.032	Ine_53850_58450_1-Ine_53856_58004_1	

Tabla 20: Tensiones máximas (>1.05pu) en barras de 230 y 138kV del SEN para contingencias múltiples. Límite de tensión admisible 1.10pu

Component	Branch, Substation or Site	Voltage Max. [p.u.]	Voltage Step [p.u.]	Voltage Base [p.u.]	Contingency Name	Base Case and Post Voltage [1.026 p.u. - 1.089 p.u.]
58304 MOI138A	Moin	1.066	0.023	1.043	53850 RMA230 [Rio Macho]	
58304 MOI138A	Moin	1.060	0.017	1.043	Ine_53850_58450_1-Ine_53856_58004_1	
58304 MOI138A	Moin	1.052	0.009	1.043	RioMacho138	
58306 MOI138B	Moin	1.066	0.023	1.043	53850 RMA230 [Rio Macho]	
58306 MOI138B	Moin	1.060	0.017	1.043	Ine_53850_58450_1-Ine_53856_58004_1	
58306 MOI138B	Moin	1.052	0.009	1.043	RioMacho138	
58305 MOI138C	Moin	1.066	0.023	1.043	53850 RMA230 [Rio Macho]	
58305 MOI138C	Moin	1.060	0.017	1.043	Ine_53850_58450_1-Ine_53856_58004_1	
58305 MOI138C	Moin	1.052	0.009	1.043	RioMacho138	
58450 TTO230	Torito	1.059	0.029	1.030	53850 RMA230 [Rio Macho]	
58450 TTO230	Torito	1.051	0.021	1.030	Ine_53850_58450_1-Ine_53856_58004_1	
58300 MOI230A	Moin	1.058	0.023	1.035	53850 RMA230 [Rio Macho]	
58300 MOI230A	Moin	1.052	0.016	1.035	Ine_53850_58450_1-Ine_53856_58004_1	
58302 MOI230B	Moin	1.058	0.023	1.035	53850 RMA230 [Rio Macho]	
58302 MOI230B	Moin	1.052	0.016	1.035	Ine_53850_58450_1-Ine_53856_58004_1	
58600 RBL230	RBL	1.058	0.023	1.035	53850 RMA230 [Rio Macho]	
58600 RBL230	RBL	1.052	0.016	1.035	Ine_53850_58450_1-Ine_53856_58004_1	
58500 REV230	Reventazón	1.058	0.026	1.032	53850 RMA230 [Rio Macho]	
58500 REV230	Reventazón	1.051	0.019	1.032	Ine_53850_58450_1-Ine_53856_58004_1	
58150 TRA230	Trapiche	1.057	0.025	1.032	53850 RMA230 [Rio Macho]	
58150 TRA230	Trapiche	1.050	0.018	1.032	Ine_53850_58450_1-Ine_53856_58004_1	
58350 CAH230	Cahuita	1.054	0.018	1.036	53850 RMA230 [Rio Macho]	
56000 SIS230	San Isidro	1.051	0.021	1.030	53850 RMA230 [Rio Macho]	
58200 LEE230	Leesville	1.051	0.019	1.031	53850 RMA230 [Rio Macho]	

Tabla 21: Contingencias críticas desde el punto de vista de la mínima reserva de potencia reactiva en las áreas Centro y Norte y del máximo flujo de potencia a través de la frontera Norte->Centro del SEN para el escenario DRY(H2002)-MINLOAD-ADV y una transferencia regional de 100MW en sentido Norte-Sur

Contingencia (Multiple)	Reserva de Potencia Reactiva en Mvar (atraso)		Intercambio en MW
	Zona Central	Zona Norte	Norte->Centro
Baso Base (n-0)	436.4	97.8	516.5
50050 CAS230A [Cañas]	436.4	82.5	488.3
53200 GAR230 [Garita]	436.4	97.8	605.2
Líneas de 230kV Parrita-Pirris y Pirris-Tejar	312.4	97.8	514.8

3.5.4.3 Estabilidad transitoria

Se simularon numerosas fallas cercanas a los principales centros de generación del SEN para investigar la estabilidad transitoria de los generadores síncronos del sistema y la respuesta de la generación de ERVs. Resultados de estas simulaciones se reportan en el anexo 2.

Las Figura 40 a Figura 42 muestran los resultados de la simulación dinámica de una falla trifásica franca (sin resistencia de falla) en la línea de 230kV Miravalles-Arenal, con la falla ubicada del lado Miravalles. Este caso se considera más desfavorable por tener un mayor nivel generación en Miravalles.

Los resultados de las simulaciones permiten hacer las siguientes observaciones:

- Para un tiempo máximo de despeje de falla de 200ms todos los generadores se mantienen en sincronismo (no hay pérdida de la estabilidad transitoria). De acuerdo a lo esperado, este tiempo crítico de despeje de falla resulta mayor al determinado para el caso de máxima demanda y también mayor al tiempo garantizado por el esquema de protección del SEIN (6 ciclos o 100ms para fallas trifásicas).
- Como muestra la Figura 41, la recuperación de la tensión en barras de 230 y 138kV es satisfactoria y está por encima de la curva de tolerancia a huecos de tensión exigida a los generadores de ERV por el Código de Red.
- No se produce desconexión automática de generación eólica ni solar fotovoltaica. La Figura 42 muestra los huecos de tensión vistos por dichos generadores de gran escala (nuevas conexiones) así como su potencia activa y reactiva. Como se observa en el segundo diagrama de la figura, los generadores eólicos inyectan corriente reactiva durante la falla para soportar la tensión y reducen al mismo tiempo su potencia activa, la cual se aumenta mediante una rampa hasta su valor pre-falla tras la recuperación de la tensión (despeje de la falla).

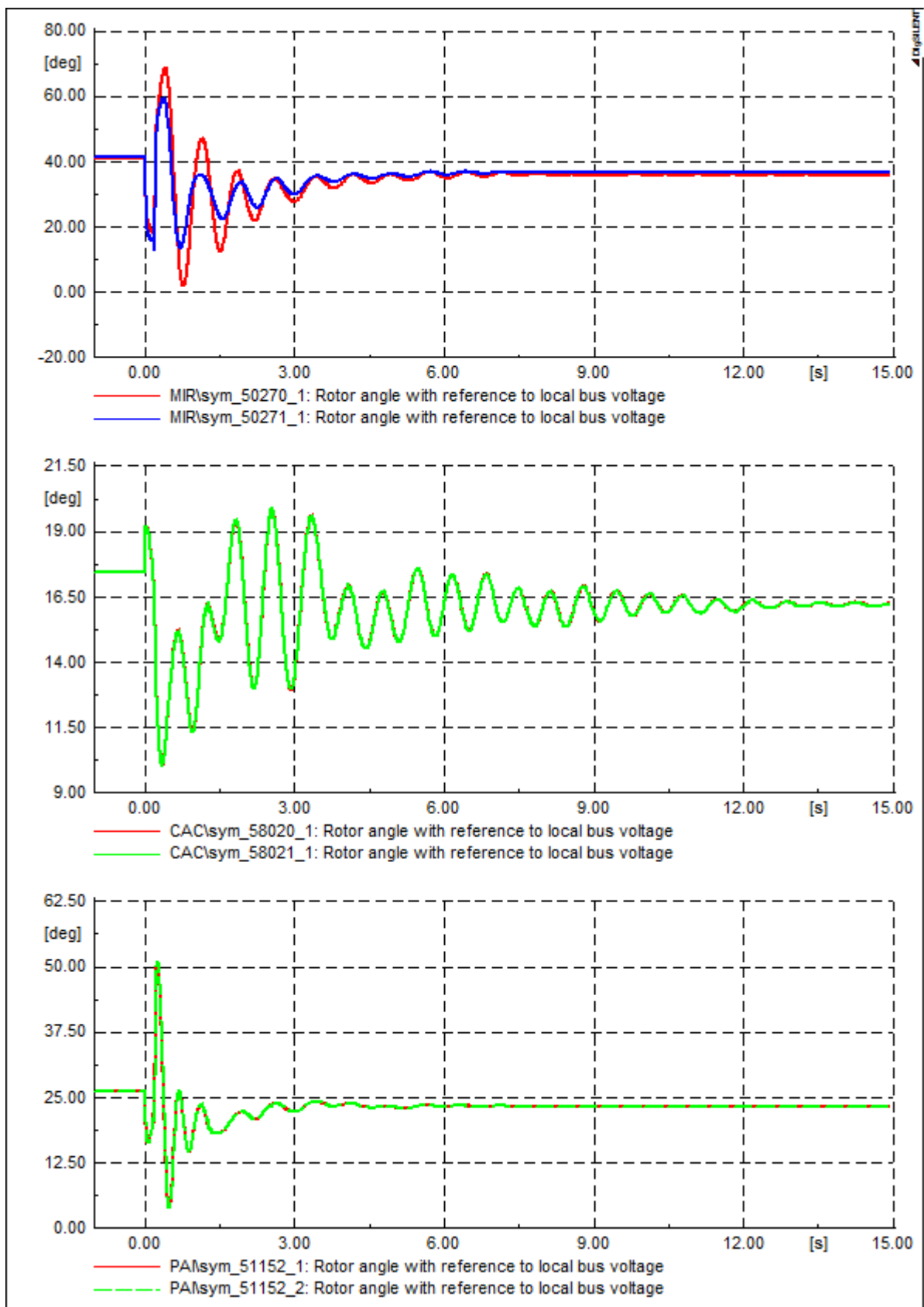


Figura 40: Angulos rotóricos de generadores síncronos para la falla de la línea de 230kV Miravalles-Arenal. Tiempo de despeje de falla: 200ms (12 ciclos)

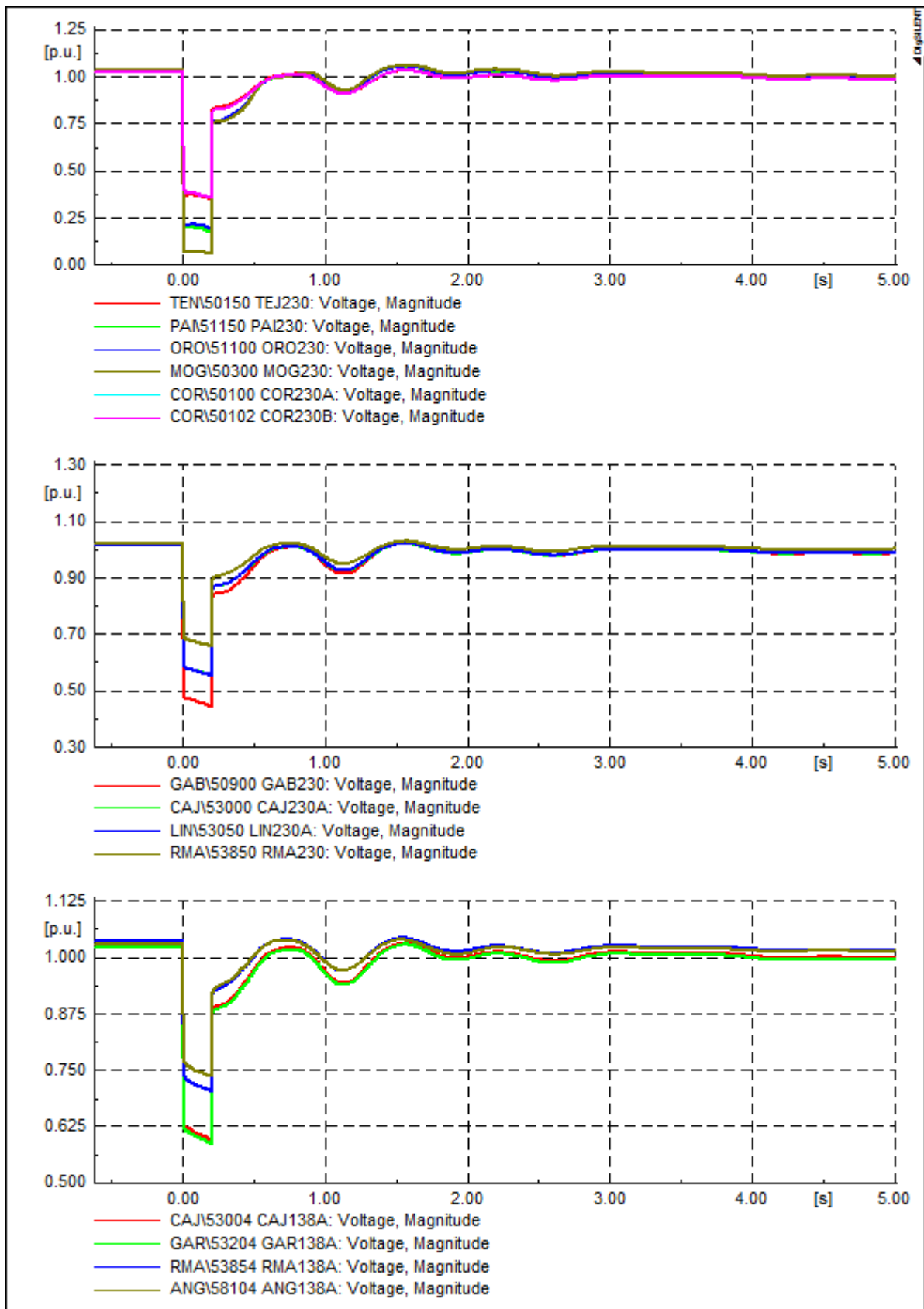


Figura 41: Tensiones en barras de 230kV relevantes del SEN para una falla trifásica en la línea de 230kV Miravalles-Arenal. Tiempo de despeje de falla: 200ms (12 ciclos)

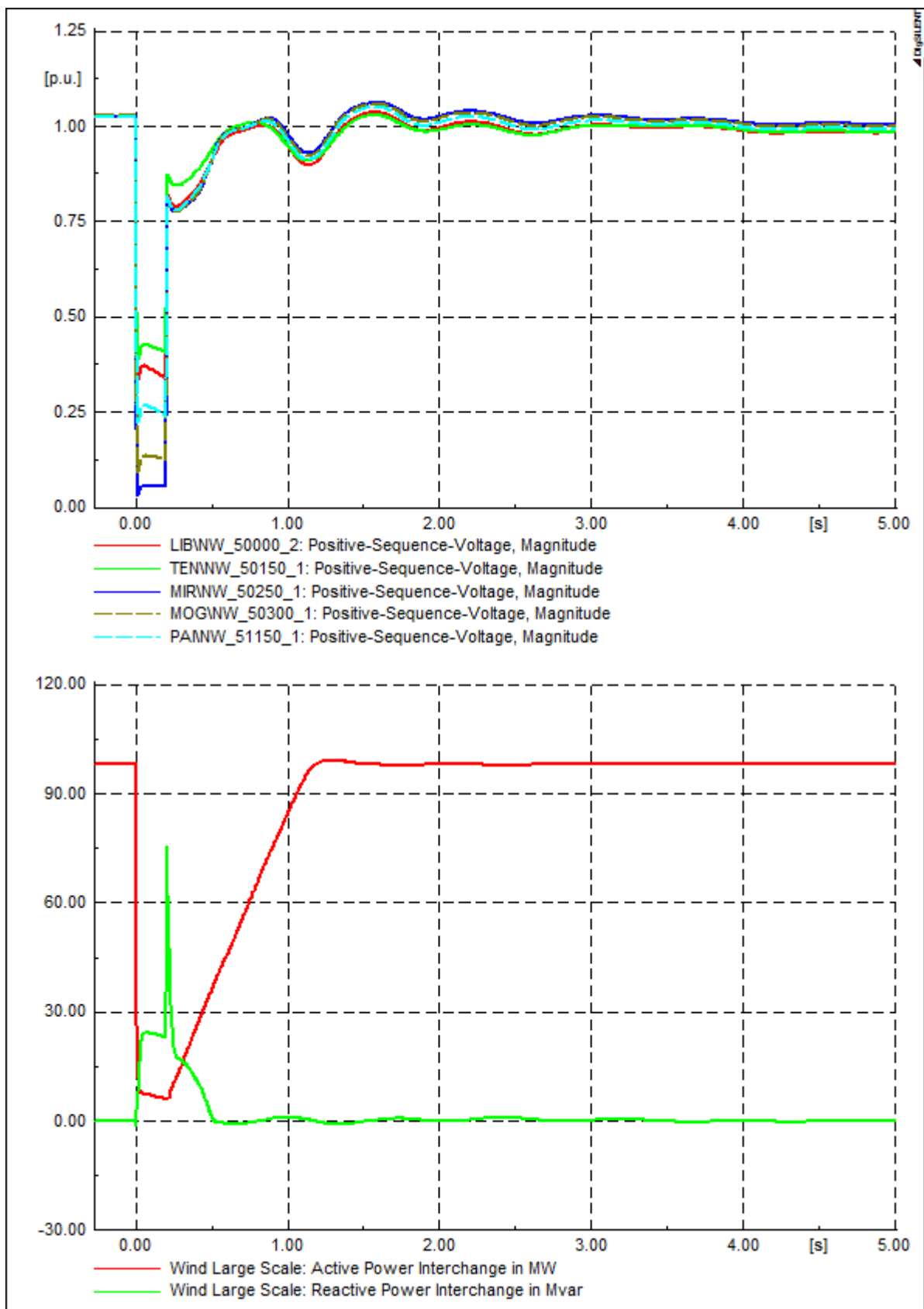


Figura 42: Huecos de tensión y generación ERV para la falla trifásica en la línea de 230kV Miravalles-Arenal. Tiempo de despeje de falla: 200ms (12 ciclos)

3.5.4.4 Estabilidad de tensión

Para el escenario de mínima demanda DRY(H2002)-MINLOAD-ADV y una transferencia regional en sentido Norte – Sur de 100MW a través de Costa Rica (transferencia de potencia Norte-Centro de 996MW), se investigó la estabilidad de tensión transitoria (o de corta duración) para fallas trifásicas en aquellas barras del SEN donde operan los generadores síncronos que suministran la mayor cantidad de potencia reactiva al sistema en el escenario considerado. El despeje de dichas fallas significa entonces la mayor pérdida de potencia reactiva del sistema. En consecuencia, se evalúa la capacidad de recuperación de la tensión en tras la falla.

Mediante simulaciones dinámicas se evalúan fallas trifásicas en barras del SEN que resulten en la mayor pérdida de potencia reactiva instantánea en el sistema:

- La Joya 138kV: los generadores síncronos inyectan unos 8Mvar de potencia reactiva al sistema

Como muestra la Figura 43 para la falla trifásica franca (sin resistencia de falla) en La Joya respectivamente, la recuperación de la tensión en barras de 230kV y 138kV relevantes del SEN resulta aceptable y está por encima de los huecos de tensión exigidos a los generadores de ERVs. La falla se despeja a los 100ms.

Las simulaciones confirman además que no se presenta pérdida de sincronismo de ninguno de los generadores sincrónicos del sistema y que todos los generadores ERV permanecen conectados durante la falla.

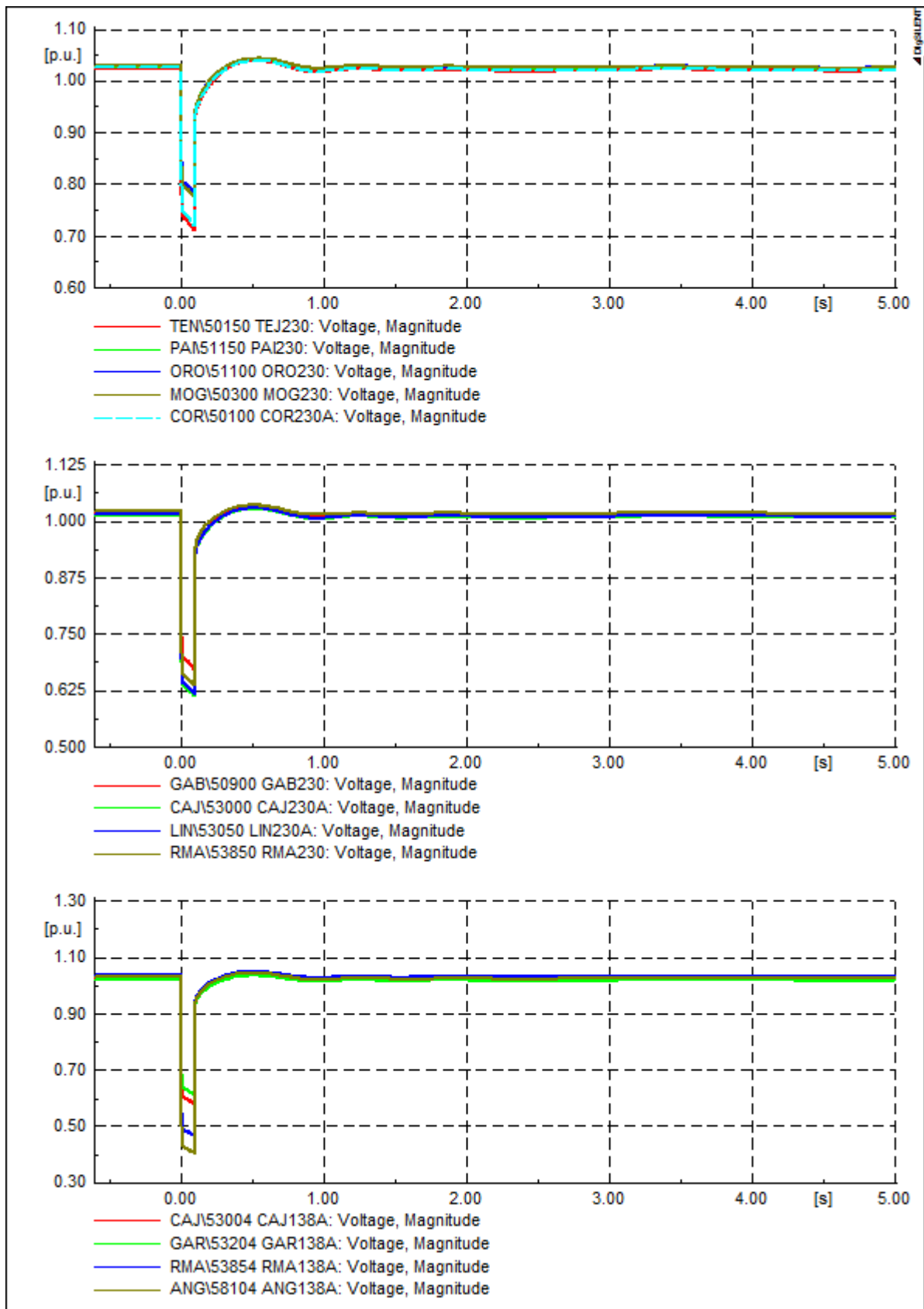


Figura 43: Tensiones en barras de 230kV y 138kV relevantes del SEN para una falla trifásica en la barras La Joya 138kV. Tiempo de despeje de falla: 100ms (6 ciclos)

4 Estudio para el Horizonte 2024

4.1 Desarrollo de escenario 2024

4.1.1 Determinación de instalaciones ERV instaladas necesarias

Para simular el escenario de 2024, el aumento de demanda de energía entre el 2018 y 2024 debería ser cubierto en su totalidad por ERV y por la nueva unidad geotérmica Pailas 2 que ya se está construyendo.

- De acuerdo con la proyección aceptada por ICE, se espera que la demanda aumente de 11.657 GWh en 2018 a 15.041 GWh en 2024, un aumento de 3.384 MWh o 29%.
- Pailas 2 puede producir 485 GWh potencialmente, dejando 2.899 GWh para que produzcan las unidades ERV adicionales.
- Sobre la premisa de que los factores de capacidad de media son de 42% para la eólica y de 17% para la energía solar, esto requeriría al menos 785 MW de capacidad eólica nueva, o 1946 MW de capacidad FV, si solo se debe utilizar una tecnología.

Se simularon diferentes combinaciones posibles de energía eólica y de FV de años para un análisis sensible con el modelo de despacho completo, pero con limitaciones flexibles de red (capacidades térmicas de 100%, sin seguridad (n-1)). Esto fue necesario porque la mejor combinación de energía eólica y solar debía encontrarse primero, antes de determinar la distribución óptima. Entonces, se tuvieron que ignorar los efectos de la red durante las simulaciones preliminares.

Para todos los escenarios, la proporción entre la energía solar centralizada y distribuida era de 50/50, con la energía eólica y la energía solar centralizada conectadas a las 5 mejores ubicaciones y la energía solar distribuida de acuerdo a la distribución de carga.

Ya que el objetivo principal de instalar ERV en el sistema de Costa Rica es mantener la generación térmica mínima y no desplazar a la hidroeléctrica, los resultados muestran claramente que FV hace un mejor trabajo en los dos años climáticos considerados. La alimentación pico de FV coincide con la primera carga diaria pico de alrededor de las 12:00, lo que desplaza los generadores de carga pico primaria. Durante la estación húmeda, este es principalmente el esquema ARDESA, que es una cascada de plantas hidroeléctricas con almacenamiento estacional, la generación desplazada no se pierde y el agua se puede turbinar luego, cuando sea necesario. En la estación seca, el máximo se realiza en los generadores térmicos y las plantas hidroeléctricas con embalses o almacenamiento a corto plazo. Debido al bajo nivel de disponibilidad de agua, la energía hidroeléctrica es limitada durante la estación seca. El desplazamiento del embalse durante los primeros ahorros diarios máximos que pueden turbinarse durante el segundo pico diario a las 19:00, cuando la FV no está generando, también desplaza a la generación térmica costosa. También se puede ver este patrón en Figura 45.

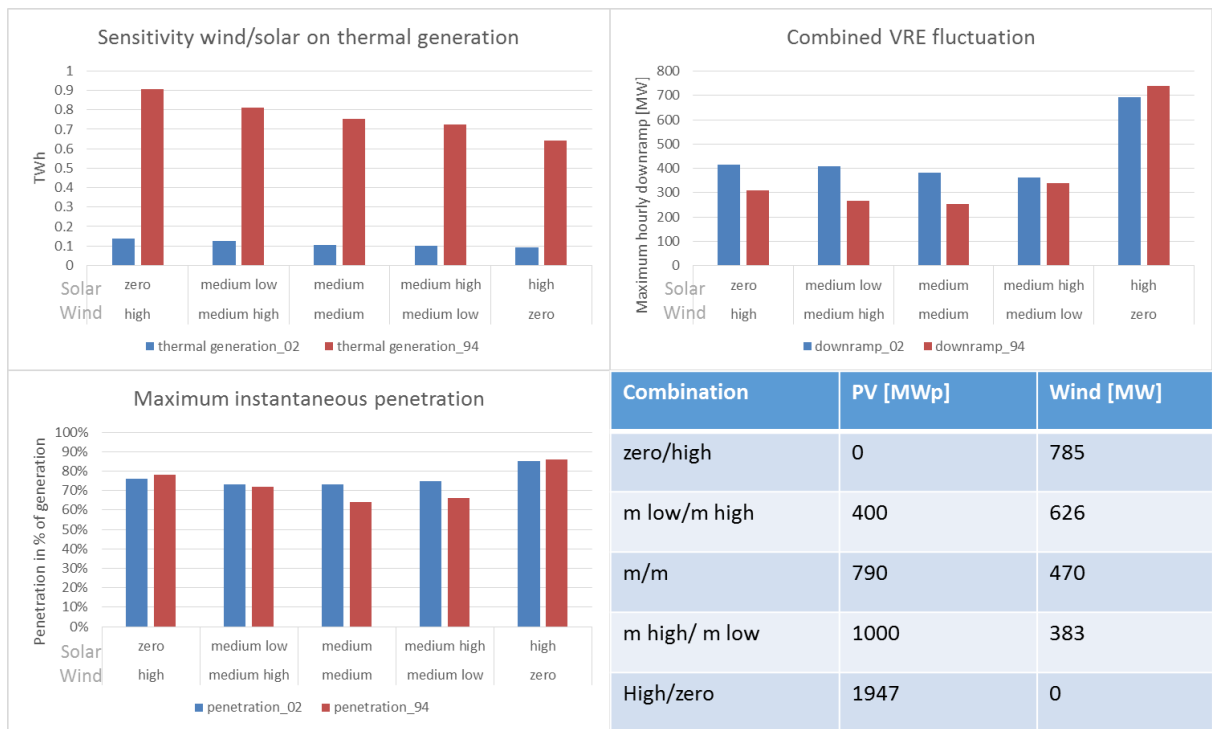


Figura 44: Efectos de los porcentajes de energía solar y eólica en la generación térmica, rampas inclinadas de ERV y penetración instantánea.

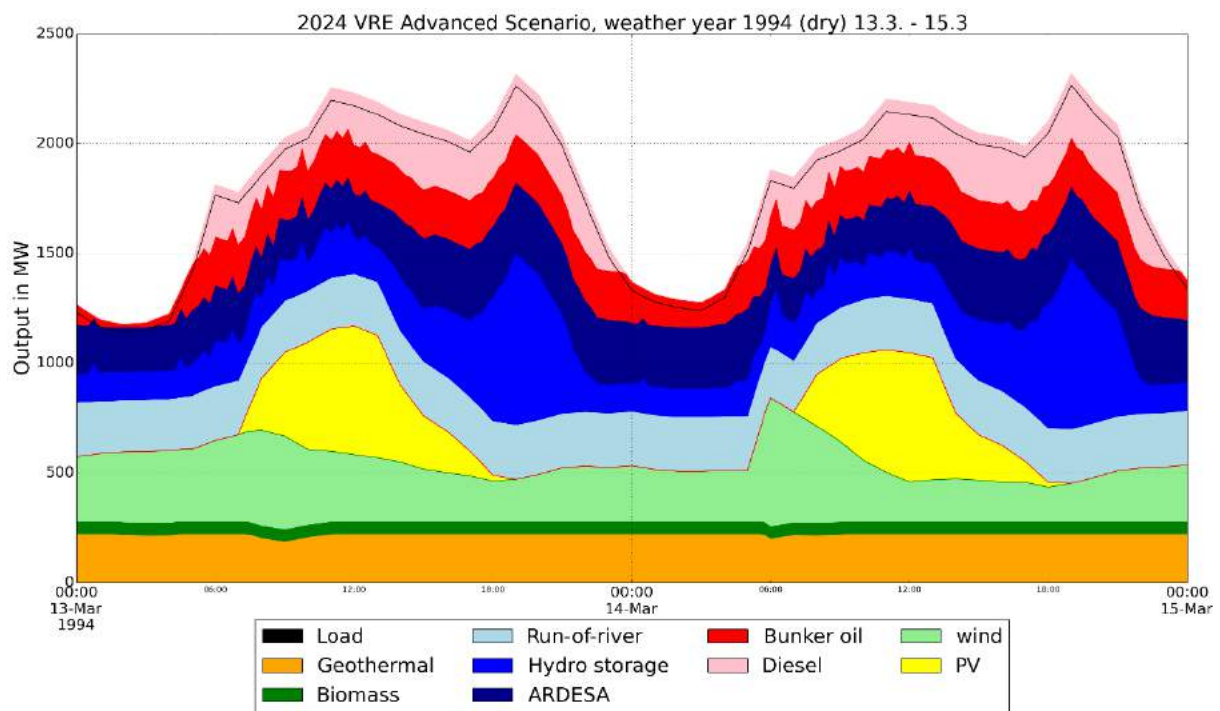


Figura 45: Generación durante dos días de verano típicos en la estación seca. El beneficio de energía solar es claramente visible en el apoyo de los embalses durante el pico del mediodía.

Sin embargo, desde el punto de vista del sistema, puede haber factores que limiten la integración solar, en especial en la cantidad de fluctuación diaria. Mientras que los patrones de generación diaria de FV a gran escala son predecibles y concuerdan mejor con la curva de carga que la generación eólica, la cantidad de fluctuaciones diarias siempre será un 100% de la alimentación pico diaria. Las rampas

generadas por el aumento y el descenso de la alimentación FV al amanecer y atardecer tienen que ser cubiertas por otra generación.

Debido al patrón diario de viento en Costa Rica, con la velocidad de los vientos, que a menudo son altos en la mañana y más bajos durante el día, la FV y los cambios eólicos se mitigan entre sí hasta cierto punto. Una mezcla de energía eólica y solar generalmente generará menores fluctuaciones que una capacidad instalada más alta de cada una de ellas. Los cambios eólicos y de FV generalmente son independientes y por lo tanto no se agregan directamente, sino que se mitigan entre sí. Entonces, es sensato buscar una mezcla entre energía eólica y solar, con el objetivo de tener tanta energía solar como sea posible para desplazar la generación térmica, pero tanta energía eólica como sea necesaria para mantener los cambios de las ERVs al mínimo. Una mirada a las rampas inclinadas especialmente críticas (las rampas inclinadas hacia arriba pueden ser cubiertas por el control velocidades de rampa de unidades ERV de ser necesario) muestra que los elevados porcentajes solares de medio a medio (40 - 50% de energía ERV necesaria de FV, lo que se traduce en 800 - 1000 MW de capacidad solar instalada) produce los mejores resultados respecto a las fluctuaciones (ver Figura 44).

El escenario beneficiado para 2024 en el cual se basaron los cálculos subsiguientes es el de viento adicional de 470 MW y FV adicional de 790 MW. Sobre la base de los factores de capacidad esperados, esto significa que el 40% de la demanda adicional será cubierta por FV y el 60% por energía eólica. Teniendo en cuenta la energía eólica ya instalada en Costa Rica, la energía ERV se distribuye: 27,5% FV y 72,5 eólicas. La capacidad ERV general instalada es de un 52% eólica (842,75 MW) y un 48% FV (790 MW). Las capacidades instaladas en Costa Rica para el escenario avanzado de ERV de 2024 mediante tipo de combustible se muestran en la Figura 47.

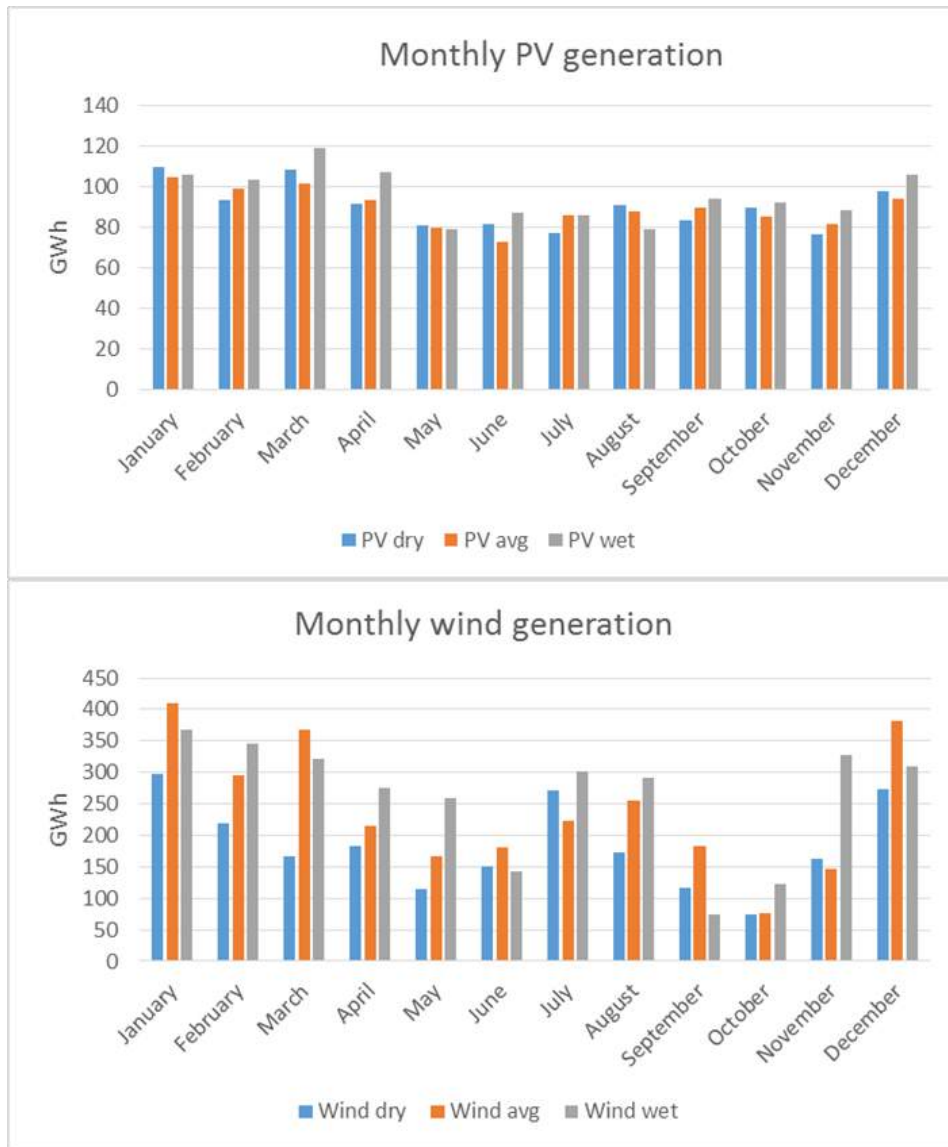


Figura 46: La generación eólica y de FV mensual, asumiendo la distribución final descrita en la Sección 4.1.3, que muestra patrones estacionales.

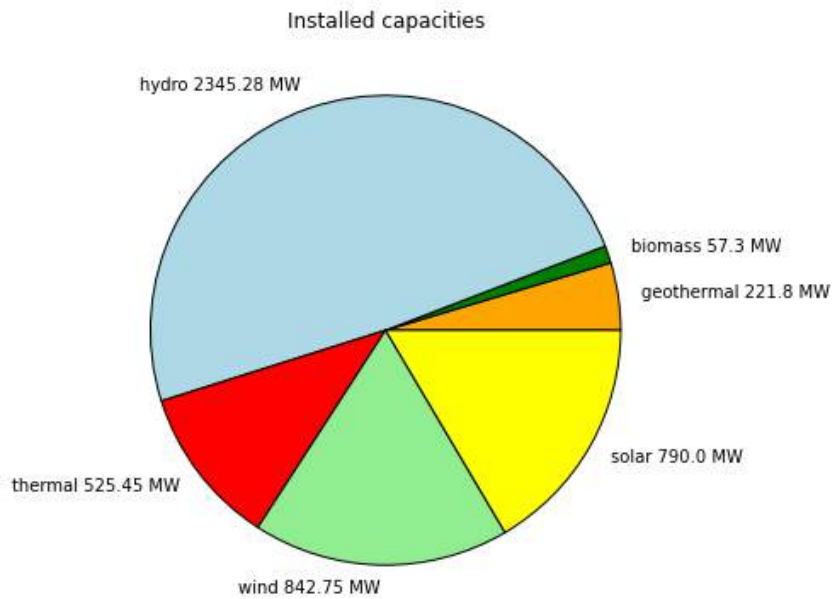


Figura 47: Capacidades instaladas en Costa Rica en el escenario avanzado de ERV de 2024.

4.1.2 Expansiones de red

El modelo de red utilizado como base para las simulaciones de 2024 fue, como en 2018, proporcionado por el ICE como modelo PSS/E e importadas en DigSILENT PowerFactory y ENAplan. Comparado con el modelo de red básico de 2018, se considerarán mejoras a la red que se llevarán a cabo entre 2018 y 2024 de acuerdo con los planes de expansión de ICE:

- La nueva subestación Pailas 2 para conectar la nueva planta de energía geotérmica (Figura 48);
- La nueva línea de 230 kV, 400 MVA desde Mogote a Pailas para aumentar la redundancia en el anillo del norte y en la interconexión SIEPAC y para permitir una mayor generación (Figura 48);

Muchas mejoras de línea y de transformadores en el anillo del norte, en la región de la costa del pacífico de Guanacaste y en el Valle Central (Tabla 22).

Todos estos refuerzos se determinaron mediante el uso de un plan de expansión de generación diferente al escenario desarrollado en este estudio. Sin embargo, también es lógico expandir la red hacia el escenario utilizado, ya que facilita la expansión ERV en las ubicaciones donde el potencial es mejor, dado que el viento, la irradiación y el espacio son abundantes en el norte de Costa Rica.

En la Sección 4.3 se incluyen refuerzos adicionales que pueden volverse necesarios con el escenario utilizado.

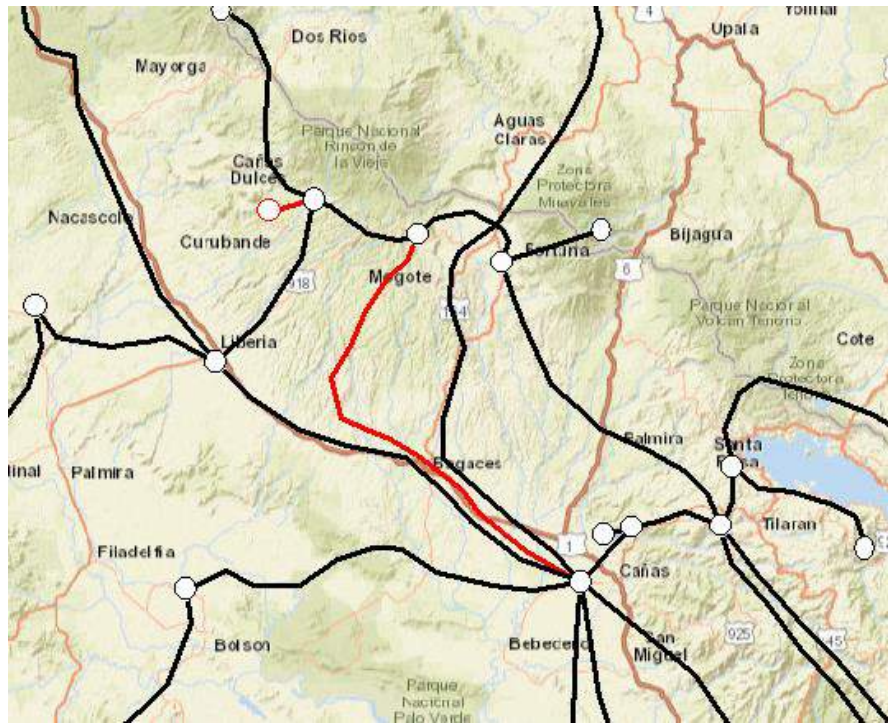


Figura 48: Nueva subestación y línea en Pailas y nueva línea Mogote-Cañas marcadas en rojo.

Tabla 22: Refuerzos de red en 2024.

Nombre de activo en el modelo	Tipo de activo	Área	subestaciones	2018	2024	Unidad
tlne_50054_50604_1_226MVA	Línea	Norte	Cañas - Filadelfia	0,272	0,946	kA
tlne_50504_50604_1_226MVA	Línea	Norte	Filadelfia - Guayabal	0,272	0,946	kA
tlne_53850_56000_1_300MVA	Línea	Central	Río Macho - San Isidro	0,502	0,753	kA
tlne_50002_51150_1_400MVA	Línea	Norte	Liberia - Pailas	0,954	1,004	kA
tlne_50202_50252_1_400MVA	Línea	Norte	Arenal - Miravalles	0,954	1,004	kA
tlne_50250_50300_1_400MVA	Línea	Norte	Miravalles - Mogote	0,954	1,004	kA
tlne_50300_51150_1_400MVA	Línea	Norte	Mogote - Pailas	0,954	1,004	kA
tlne_53004_53654_1_190MVA	Línea	Central	La Caja - Colima	0,460	0,795	kA
tlne_53006_53604_1_190MVA	Línea	Central	La Caja - Heredia	0,460	0,795	kA
tlne_53604_53654_1_190MVA	Línea	Central	Heredia - Colima	0,460	0,795	kA
tlne_53206_53256_1_new	Línea	Central	Garita - Naranjo	0,272	0,611	kA
ttr3_53704_53708_53732_1_45MVA	Transformador	Central	Sabanilla	30	45	MVA
ttr3_53704_53710_53733_1_45MVA	Transformador	Central	Sabanilla	30	45	MVA

4.1.3 Distribución de ERVs

4.1.3.1 Distribución según la capacidad de la red

Las instalaciones ERV determinadas en la Sección 4.1.1⁶ deben distribuirse a lo largo del país y conectarse a la red de manera que permita una buena utilización de recursos eólicos y solares disponibles sin sobrecargar la red, lo que daría como resultado o una limitación de potencia ERV severa o la costosa expansión de la red.

La capacidad eólica debe distribuirse solo de manera espacial, mientras que, en el caso de la FV, se debe tomar una decisión sobre la proporción de instalaciones grandes y centralizadas y los paneles FV distribuidos y montados en el techo. Se tomaron las siguientes conjeturas como base:

- Se distribuirá la energía eólica de manera equilibrada en 5 parques eólicos de 94 MW cada uno, como en los cálculos de 2018.
- La FV centralizada se distribuirá de manera equilibrada en hasta 10 instalaciones, ya que el potencial solar se dispersa más equilibradamente a lo largo del país que el potencial eólico, lo que permite una mayor distribución de la instalación. Sin embargo, la FV no se instaló en el anillo del norte para no obstruir el camino de la energía eólica y geotérmica. El potencial eólico y geotérmico allí es muy alto y el potencial FV no es considerablemente más alto que en otras zonas, así que la FV es la primera tecnología que se mudará a otra ubicación debido a la congestión de red producida por el viento.
- La FV distribuida se distribuirá de acuerdo con la carga de secuencia, asumiendo que la carga alta indicaba una alta población o industria y, por lo tanto, mucho espacio para instalaciones montadas en el techo.

A partir de este punto, la energía eólica y la solar centralizada se distribuyeron hacia los nodos con el mejor potencial medio. Para la energía solar, estas se encuentran sobre la costa atlántica y al oeste de Guanacaste, las cuales están, en su mayoría, bien conectadas (ver Figura 50). Considerando la seguridad (n-1) y la (n-2) parcial en la red, la capacidad de absorción de la red todavía se encuentra limitada por las siguientes razones:

- la energía FV desde Guanacaste fluirá a través de las líneas Norte-Sur con altos niveles de carga. Ya que la FV a menudo desplaza el esquema ARDESA durante el pico del mediodía, el cual se encuentra en la misma zona, esto genera menos problemas que la nueva energía eólica en el anillo del norte (ver la próxima sección).
- Durante la estación seca, la FV de la costa atlántica se transfiere hacia el Valle Central mediante las mismas líneas que llevan la energía desde las plantas de la cascada principal y la planta de energía térmica en Moín.

La energía solar distribuida y descentralizada es, al menos al nivel de transmisión de red, mucho más fácil de integrar. Ya que las instalaciones montadas en el techo, ya sea en casas privadas o en edificios

.....
⁶ La distribución presentada en esa sección no es final, sino una distribución preliminar utilizada para evaluar las instalaciones necesarias.

comerciales, normalmente se distribuyen con la carga (ver Figura 51), la mayor parte de la energía que alimentan se usará localmente en las redes de distribución sin afectar la red de transmisión de manera directa. Las grandes unidades centralizadas, al contrario, son más baratas, más fáciles de controlar (control de energía activa y reactiva) y a menudo producen factores de capacidad mejores ya que pueden instalarse a una inclinación óptima y azimut en las ubicaciones óptimas. Distribuidos por igual a los 10 nodos seleccionados, los 390 MW de FV pueden conectarse como unidades centralizadas de 39 MW cada uno sin reducción de potencia excesiva y los 400 MW restantes pueden instalarse como unidades distribuidas montadas al techo.

Debido a su correlación débil con la carga y a su potencial más concentrado, la distribución de energía eólica demostró ser un poco más complicada.

La seguridad de contingencia, especialmente en la zona del anillo del norte, fue factor principal detrás de la redistribución de energía eólica y la instalación del escenario final. Ubicar los cinco parques eólicos en los mejores cinco nodos, los cuales están todos en el anillo del norte en Guanacaste, lleva a una reducción del 4% de potencia eólica anual, difícil de aceptar, si cumple los criterios de seguridad (n-1) y casi un 20%, inaceptable, si se debe mantener la seguridad (n-2).

Debido a la distribución inicial (todas las eólicas conectadas a subestaciones en el anillo del norte) y a la falta de reducción de potencia, las líneas en el anillo del norte se cargaron hasta un 110% durante las contingencias únicas y hasta un 150% durante las contingencias dobles. El caso más crítico es la situación de carga pico de alta energía eólica durante la estación húmeda del año húmedo (Figura 49).

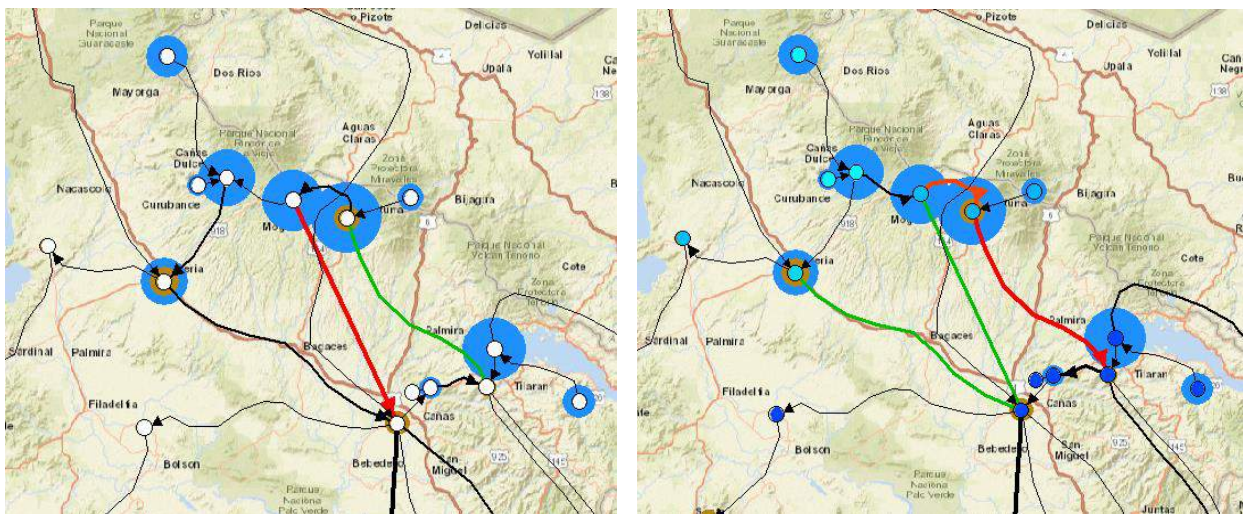


Figura 49: Resultados durante el año húmedo, la estación húmeda, alta energía eólica / carga máxima con instalación eólica inicial en el anillo del norte que limita la integración eólica allí: Línea Mogote - Canas cargada al 110% en el caso de corte de la línea Miravalles - Arenal (izquierda) y línea Mogote - Miravalles y Miravalles - Arenal cargadas en un 150% en caso de doble contingencia de Mogote - Canas y Liberia - Canas (derecha).

Si se iba a conectar la eólica en estas ubicaciones, se necesitará un segundo circuito a través del anillo del norte, equivalente a 200 km de circuitos nuevos de 230 kV, más allá de las líneas ya reforzadas. Casi todas las energías eólicas de 300 MW existentes en 2018 ya están conectadas en la zona. Junto con las plantas geotérmicas, el esquema ARDESA y los flujos de transferencia posibles, solo alrededor de 220 MW de energía eólica adicional se puede integrar en Guanacaste sin reducción de potencia excesiva o expansión de red y sin comprometer la seguridad (n-2) a flujos de transferencia norte-sur a 100MW o importaciones (ver secciones 2.6.5 y 2.6.6).

Considerando que se espera que las transferencias en la línea SIEPAC aumenten mientras comienza la integración TCRM, solo dos de los cinco nuevos parques eólicos estaban conectados al anillo del norte, alimentando 94 MW cada uno a las subestaciones en Liberia y Corobici mientras explotan los mejores recursos posibles de la región. Las plantas eólicas restantes se movieron a ubicaciones de segunda clase en otras zonas del país, sacrificando así un pequeño porcentaje del factor de capacidad anual para una mejor integración de red. Los beneficios adicionales de una distribución espacial más amplia de ERV se ilustran en la Sección 4.1.3.2. Las ubicaciones al oeste de la reserva de Arenal y en las cimas de las montañas al sur del Valle Central tienen un potencial eólico aceptablemente alto. En esta última zona ya hay algunos parques eólicos más pequeños y tiene la ventaja de estar bien conectada a las ciudades cercanas al Valle Central.

Tabla 23 y la Figura 50 , considerando las limitaciones, en una reducción de potencia anual de menos de 2% en el peor caso, no sobrecargan la red mientras siguen produciendo la cantidad deseada de energía adicional en Costa Rica.

Tabla 23: Instalaciones ERV adicionales 2024.

Subestación	Tipo de generador	MW instalados
Higuito 230 kV	Viento, DFIG	94
Corobici 230 kV	Viento, DFIG	94
Liberia 230 kV	Viento, DFIG	94
Tarbaca 230 kV	Viento, DFIG	94
Penas Blancas 230 kV	Viento, DFIG	94
Papagayo 230 kV	FV, centralizada	39
Nuevo Colon 230 kV	FV, centralizada	39
Jacó 230 kV	FV, centralizada	39
Cahuita 230 kV	FV, centralizada	39
Cobano 138 kV	FV, centralizada	39
Filadelfia 138 kV	FV, centralizada	39
Moín 230 kV	FV, centralizada	39
Río Blanco 230 kV	FV, centralizada	39
Reventazón 230 kV	FV, centralizada	39
Trapiche 230 kV	FV, centralizada	39



Figura 50: Distribución de energía eólica adicional (verde) y FV centralizada adicional (amarillo).



Figura 51: Distribución de carga correspondiente a la distribución de FV descentralizada.

4.1.3.2 Beneficios de la distribución espacial de ERV

Independientemente de la conexión de la red y la capacidad de absorción, la distribución más amplia de ERV tiene algunos beneficios en cuanto a la integración y al balance. La Figura 52 muestra algunos datos operativos de la energía eólica de Costa Rica de 2011, cuando toda la capacidad estaba instalada en el anillo del norte. La correlación entre los datos de alimentación de los parques eólicos individuales

puede verse de forma clara, generando velocidades de rampa potencialmente altas si se instala todo el viento dentro de una zona pequeña.

Al momento de este estudio, datos con alta resolución del recurso eólico solo estaban disponibles para los sitios en el anillo norte del sistema. Dichos datos provienen de mediciones en los parques actualmente instalados. Para el resto de la geografía de Costa Rica, los datos del recurso eólico (y solar) fueron generados a partir de patrones ambientales, con menor resolución temporal. En función de ello, un análisis cuantitativo del impacto de la distribución geográfica de la generación ERVs sobre las fluctuaciones de potencia (gradientes de potencia) no fue posible. En general la experiencia permite decir que aproximadamente, la correlación entre la potencia generada por dos parques eólicos diferentes es inversamente proporcional a la distancia entre ambos [14].

Una relación de distancia y energía de producción determinada por datos de operación alemanes que también se utilizaron para el análisis de ICE se presenta en la Figura 53, con la suavización de las fluctuaciones en distintas escalas de tiempo con parques eólicos solo en el anillo del norte y los parques eólicos adicionales marcados en el Valle Central del sur. Las fluctuaciones a corto plazo (segundos a minutos) que deban cubrirse por reservas rotantes ya están compensadas por distancias cortas, posiblemente entre las turbinas dentro de un parque eólico más grande (los parques eólicos más grandes a menudo presentan menos fluctuación que los más pequeños), mientras las distancias más largas se necesitan para compensar el marco crítico de tiempo entre 30 minutos a un par de horas.

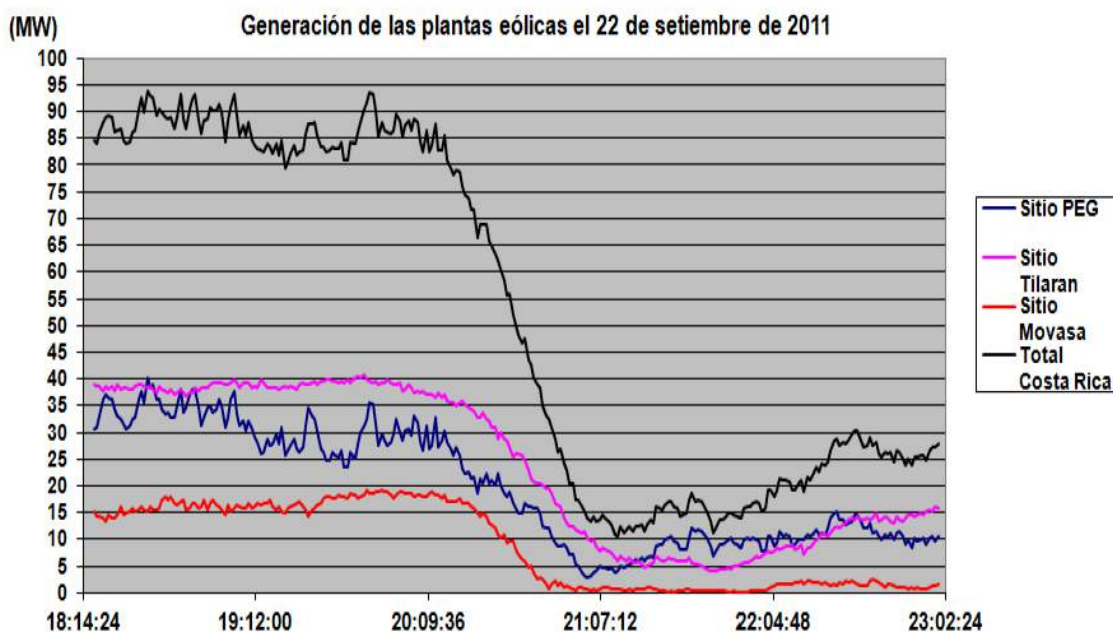


Figura 52: Rampa eólica para septiembre de 2011 (datos medidos) con las plantas de energía eólica ubicadas dentro de una zona restringida en Guanacaste. (Fuente: [14])

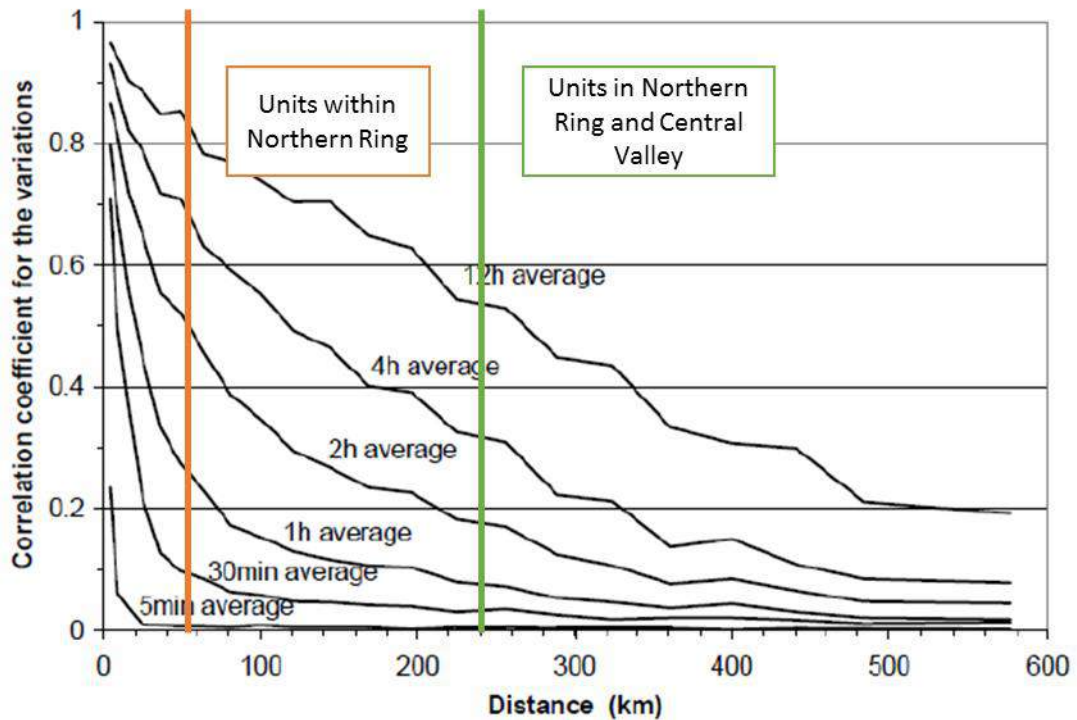


Figura 53: Correlación de las variaciones en la energía eólica, basada en datos operacionales alemanes. Las distancias de los parques eólicos dentro del anillo del norte y entre el anillo del norte y los parques eólicos en el Valle Central del sur están marcadas en rojo y verde. (Fuente: [14])

Para la energía solar, se pueden observar grandes beneficios de distribución, especialmente si se consideran las fluctuaciones a corto plazo. Mientras que solo una nube que se mueva entre el sol y los paneles FV puede generar la pérdida de un gran porcentaje de generación de una planta de energía FV centralizada, su efecto en un grupo de generadores FV distribuidos a lo largo de una gran zona es muy reducido. La Figura 54, basada en los datos solares de Estados Unidos como medidas de irradiación fuera de la zona de Miravalles son insuficientes para Costa Rica, muestra la reducción de las fluctuaciones a corto plazo de hasta un 50% mediante la distribución de energía solar dentro de un radio de 80 km. La fluctuación casi se elimina si la FV puede instalarse dentro de un radio de 220 km. Entonces, distribuir la energía solar reduce en gran parte los requisitos para el equilibrio a corto plazo, lo cual normalmente se hace mediante reservas rotantes, ahorrando así los costos de reserva y aumentando la estabilidad del sistema. Sin embargo, debido al patrón diario de generación, la fluctuación solar dentro de una ventana de tiempo más grande no puede reducirse mediante la distribución.

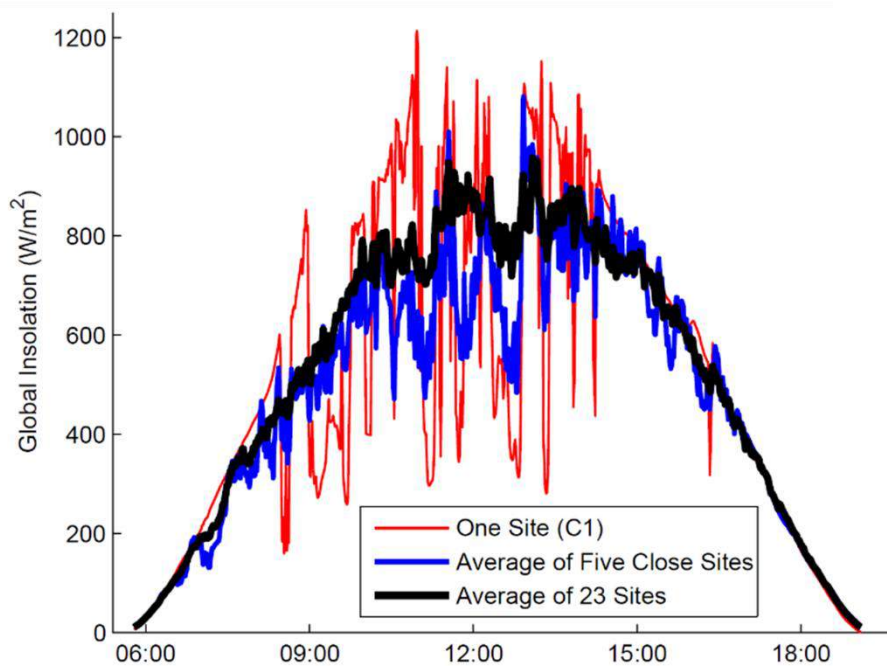


Figura 54: La suavización de la irradiación solar mediante los efectos de la distribución, que muestra los valores de un sitio único, cinco sitios dentro de un radio de 80 km y 23 sitios dentro de un radio de 220 km. (Fuente: [15])

4.2 Análisis del despacho

4.2.1 Resultados generales

Los resultados para las simulaciones del 2024 están alineados con los resultados de 2018 en cuanto a que los porcentajes de ERV aumentados llevan a una utilización menor de generación costosa y contaminadora, pero también afecta la operación de otra generación renovable tal como la hidroeléctrica y la geotérmica. Esto significa que cubrir la demanda de electricidad adicional entre 2018 y 2024 viene con el costo de desplazar otras fuentes renovables con ERVs, lo que liberará las instalaciones de generación para la exportación de electricidad en la estación húmeda.

La energía total renovable no ERV se mantiene en el mismo rango que en el escenario de 2018 sin ERV adicional, con generación de energía geotérmica y de biomasa apenas mayor, y menor generación de almacenamiento estacional (ARDESA). La generación térmica cae consistentemente, mientras que la demanda y las contribuciones de las ERVs aumentan. En todos los escenarios se pueden observar las siguientes tendencias:

- dependencia menor en la generación térmica, la proporción térmica en el escenario de 2024 no aumenta desde 2015 si se usa un año de hidrología húmeda similar a 2002 (comparar Figura 55);
- No hay desplazamiento excesivo del filo de agua y de la generación geotérmica base,
- El porcentaje de ERVs ha aumentado fuertemente debido al alcance de la demanda adicional solo con ERV.

Tabla 24: Comparación de la energía producida en TWh por tipo de combustible entre la base 2018 y el escenario ERV avanzado de 2024.

Escenario	Base 2024	Escenario avanzado 2024 ERV	Base 2024	Escenario avanzado 2024 ERV	Base 2024	Escenario avanzado 2024 ERV
Hidrología	Medio (1990)		Seco (1994)		Húmedo (2002)	
Geotérmica	1,918	1,761	1,939	1,844	1,943	1,734
Biomasa/ residuos	0,208	0,208	0,208	0,207	0,208	0,208
Unidad hidroeléctrica RoR	3,679	3,468	3,376	3,271	3,926	3,643
Embalse	6,177	4,865	5,525	4,696	6,174	4,719
ARDESA	1,319	0,828	1,354	1,309	1,273	0,695
Térmica	0,768	0,306	1,821	0,792	0,489	0,131
Eólica	1,285	2,904	0,964	2,205	1,384	3,138
FV	0,001	1,075	0,001	1,080	0,002	1,147
Importaciones	0,053	0,0	0,221	0,0	0,011	0,0
Reducción de potencia eólica	0,00 %	1,70 %	0,00 %	0,40 %	0,00 %	0,92 %
Reducción de potencia FV	0,00 %	1,00 %	0,00 %	0,30 %	0,00 %	1,10 %

Una revisión detallada de los resultados se presenta en la Tabla 24 y en la Figura 55. En general, la generación hidroeléctrica es mayor en el escenario de año "seco". Esto parece contradictorio a primera vista, pero al comparar los datos con las diferentes tecnologías hidroeléctricas en la Tabla 24, se puede observar que el porcentaje del almacenamiento estacional ARDESA es mucho mayor durante el año seco, mientras que la otra generación hidroeléctrica baja debido al bajo nivel de disponibilidad. Durante el año seco, la disponibilidad eólica es más baja durante la estación húmeda, lo que da como resultado una generación hidroeléctrica más alta. La generación hidroeléctrica durante la estación seca es significativamente menor que en el resto de los años y debe ser sostenida por la generación térmica (ver de la Figura 56 a la Figura 58, p. 97).

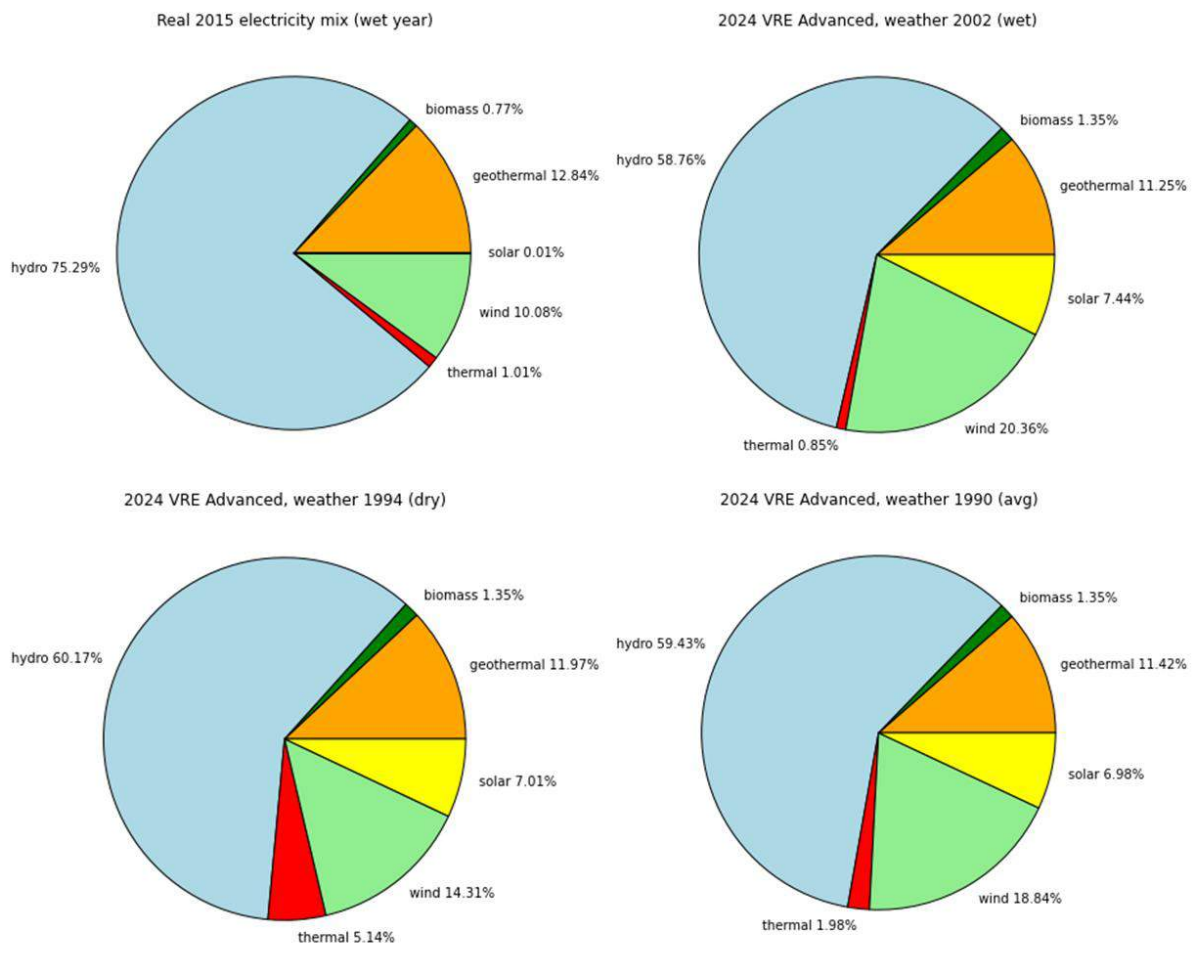


Figura 55: Mezcla de electricidad en 2015 (proporcionada por ICE), el cual fue un año húmedo, y de los resultados de simulación para los tres años climáticos del escenario avanzado de ERV de 2024.

4.2.2 Despacho optimizado

4.2.2.1 Despacho anual

En la Figura 56 hasta la Figura 58, se muestra el despacho anual del escenario avanzado de ERV de 2024 de los distintos escenarios anuales. Los valores de energía presentados son promedios diarios:

$$P_{displayed}[MW] = \frac{\sum_{day} P_{15\ min} [MW] \cdot \frac{1}{4} h}{24 h}$$

Este enfoque se eligió para obtener una representación visual mejor, ya que los valores de cuarto de hora de las simulaciones de despacho originales no podrían leerse si se muestran durante un año entero.

Las diferencias entre los años de los escenarios se pueden ver claramente en las imágenes. La mayor diferencia entre un año seco y uno húmedo es la longitud y la intensidad de la estación seca durante la primera mitad del año, mientras que la energía hidroeléctrica siempre abunda durante la estación húmeda. La energía eólica es más estable durante la estación seca. Sin embargo, el año extremadamente seco utilizado aquí (1994) también sufre de velocidades de viento más bajas que los

otros años, lo que supone el peor de los casos. A partir de la comparación en la Sección 4.2.1 y de lo que se explica más detalladamente en la Sección 4.2.5, la energía eólica y la solar son las más beneficiosas para el suministro general de energía durante este año incluso en este caso, desplazando la mayor cantidad de generación térmica y ahorrando agua de reserva para usos posteriores.

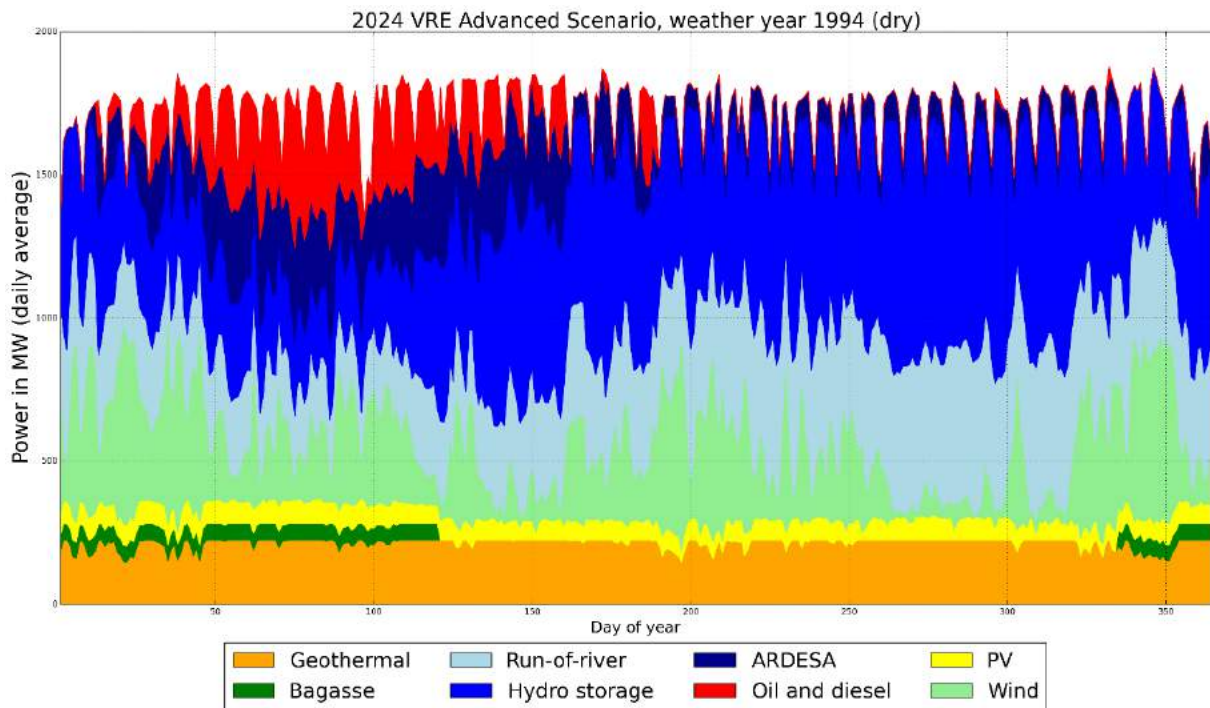


Figura 56: Despacho diario promedio, escenario avanzado de ERV de 2024, año climático 1994 (seco).

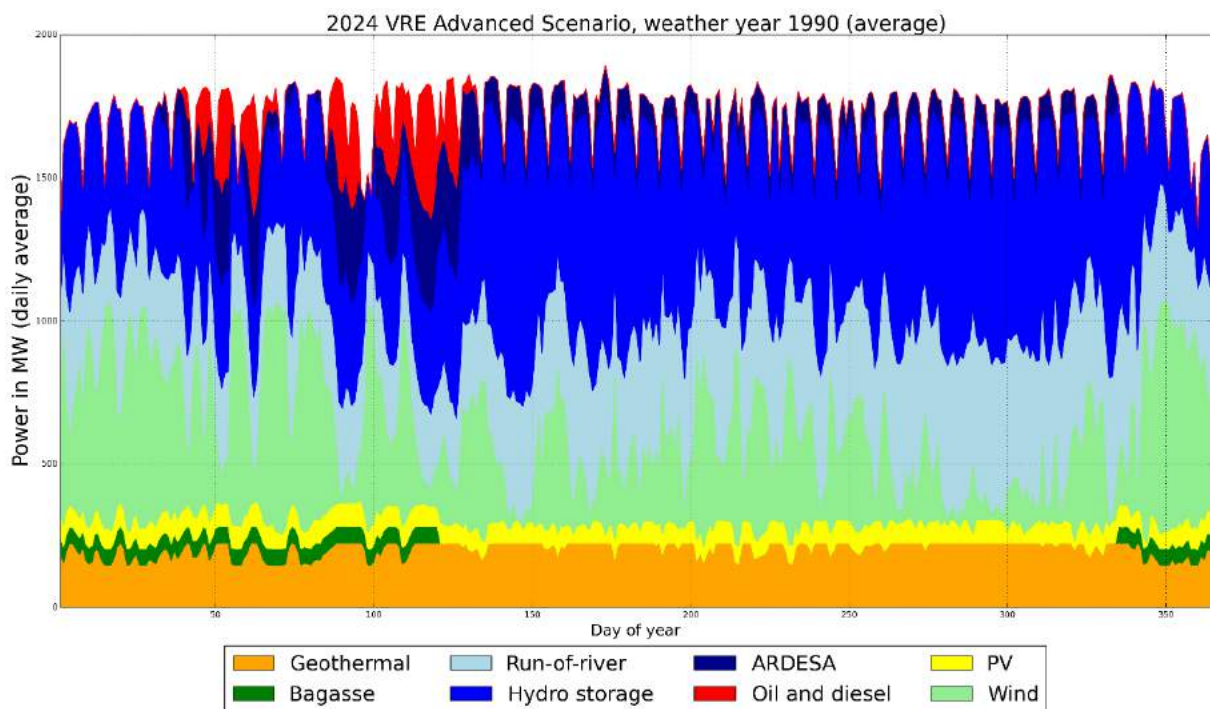


Figura 57: Despacho diario promedio, escenario avanzado de ERV de 2024, año climático 1990 (promedio).

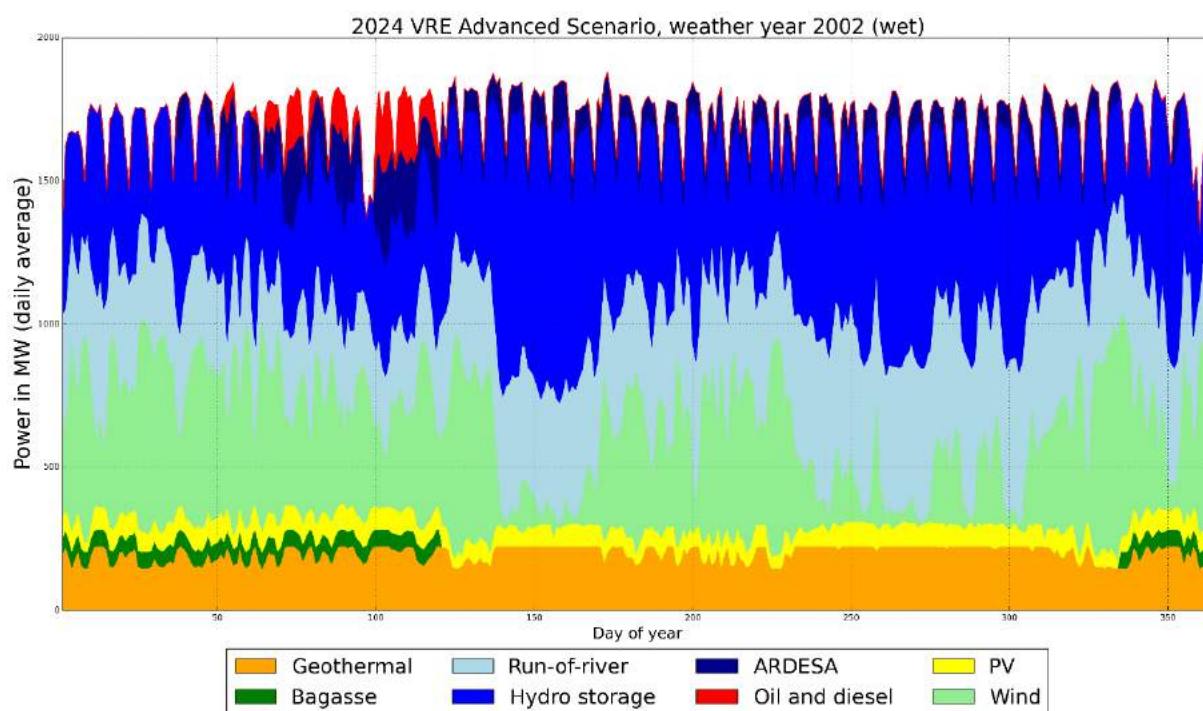


Figura 58: Despacho diario promedio, escenario avanzado de ERV de 2024, año climático 2002 (seco).

4.2.2.2 Ejemplos de despacho semanal de resolución más alta

Los ejemplos de despacho cada cuarto de hora por semanas con distintas características se muestran desde la Figura 59 hasta la Figura 62. La generación es más alta que la carga en todos ellos debido a la aproximación de pérdida de red.

La Figura 59 y la Figura 60 muestran las semanas de estación seca típicas donde la generación térmica debe sostener la generación hidroeléctrica debido a la baja disponibilidad de esta. La energía base es suministrada mediante la planta geotérmica instalada en el río, el esquema ARDESA, motores diésel de velocidad media y energía eólica (hasta cierto punto), mientras que el sistema de las reservas hidroeléctricas y de FV más pequeñas suministra la mayor parte de la flexibilidad intra-día (energía intermedia y máxima). Ya que la energía hidroeléctrica es extremadamente escasa durante la estación seca del año hidrológico seco, las turbinas de gas se usan para suministrar capacidad adicional.

La Figura 61 y la Figura 62 presentan semanas típicas de la estación húmeda. Aquí, casi todas las energías base están suministradas por plantas geotérmicas, eólicas e instaladas en los ríos, mientras que los embalses pequeños suministran flexibilidad. ARDESA y las unidades térmicas se necesitan para llegar al máximo solo en los días del escenario seco con bajos vientos. De otra manera, solo una turbina de la planta de ARENAL funciona con el mínimo de energía para suministrar agua para irrigación río abajo. La baja cantidad de reducción de potencia eólica y un poco de flexibilidad de las unidades geotérmicas pueden observarse en ambas ilustraciones durante los altos vientos y el bajo nivel de carga.

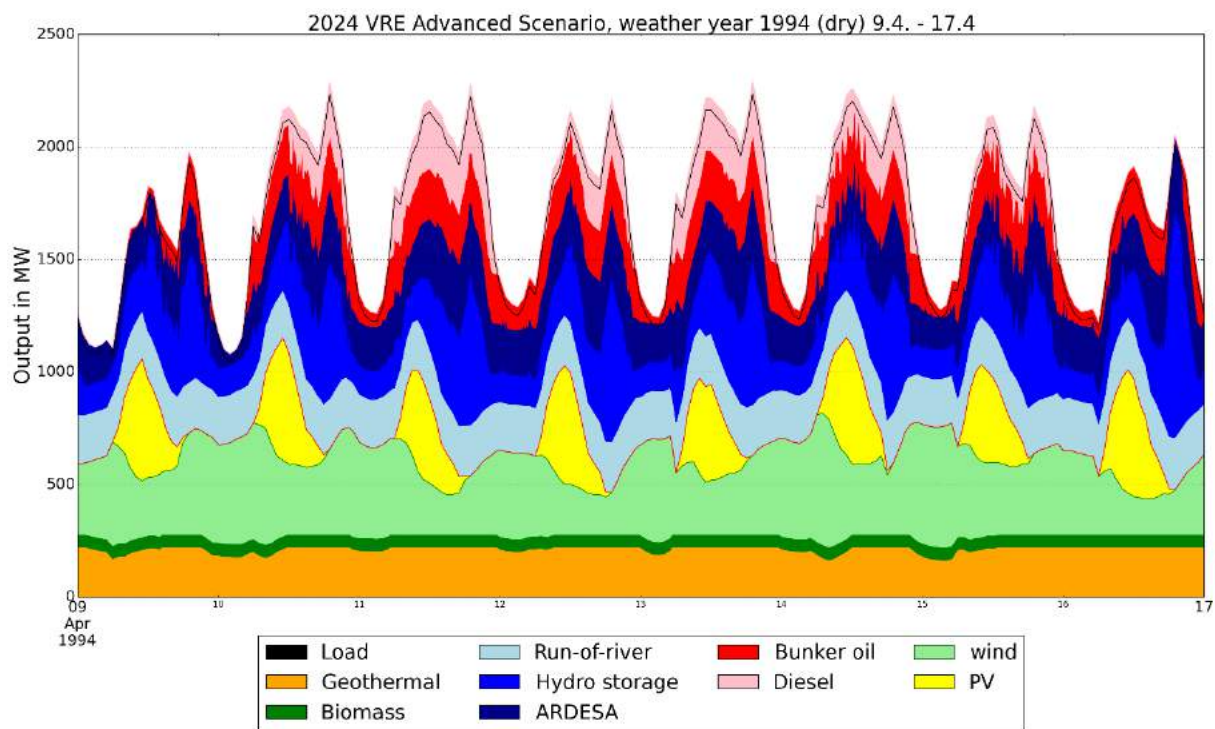


Figura 59: Semana típica (de sábado a domingo) durante la estación seca, hidrología seca.

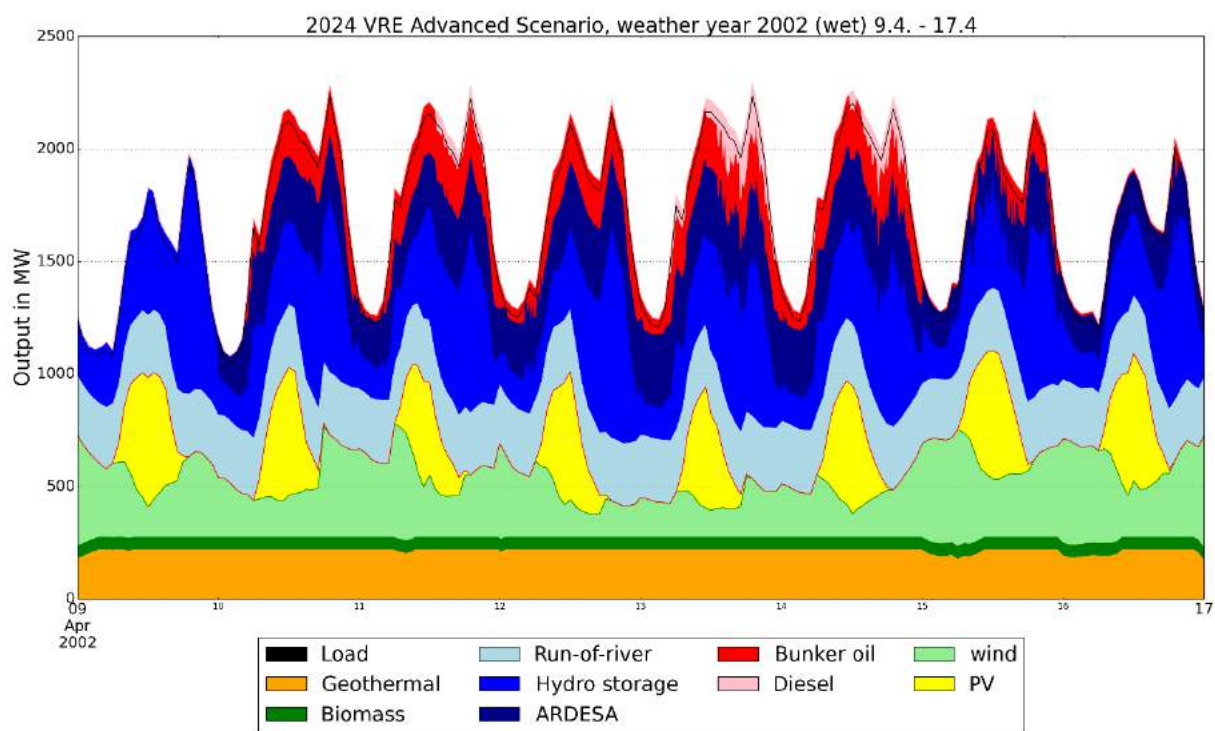


Figura 60: Semana típica (de sábado a domingo) durante la estación seca, hidrología húmeda.

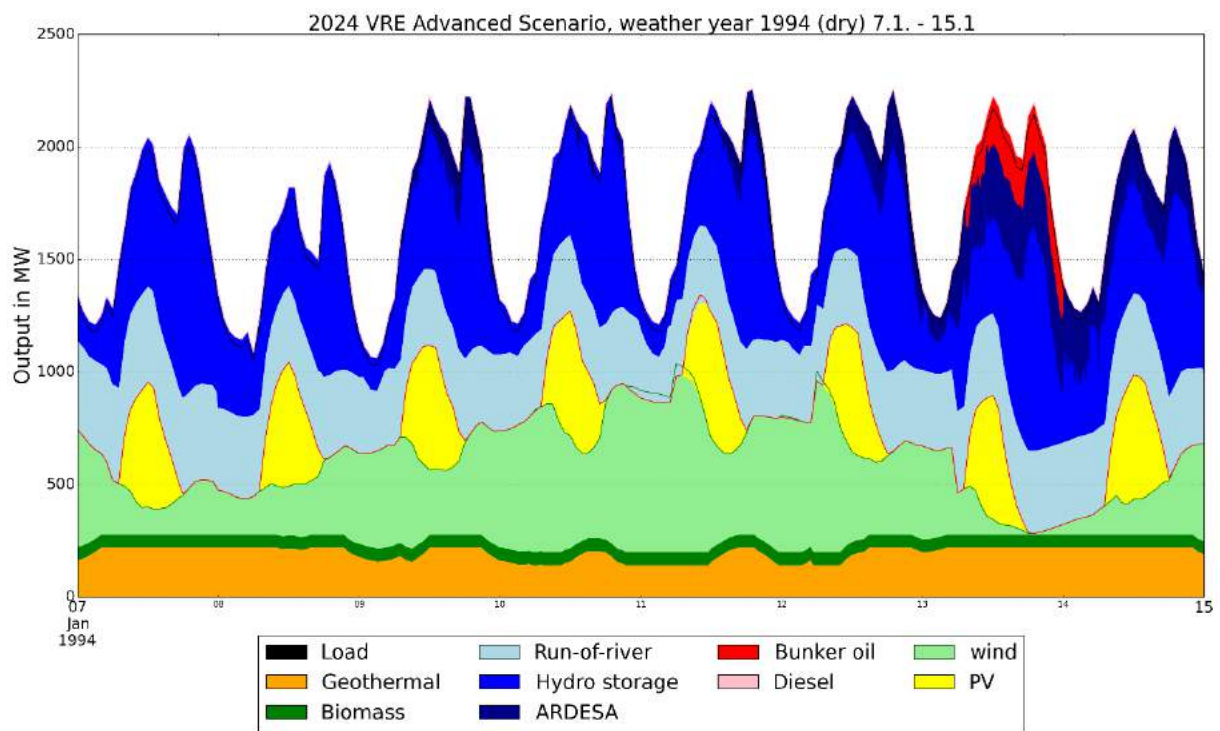


Figura 61: Semana típica (de sábado a viernes) durante la estación húmeda, hidrología seca, con pequeña reducción de potencia de energía eólica y geotérmica visible (las líneas verdes y rojas indican el potencial de producción eólica y solar).

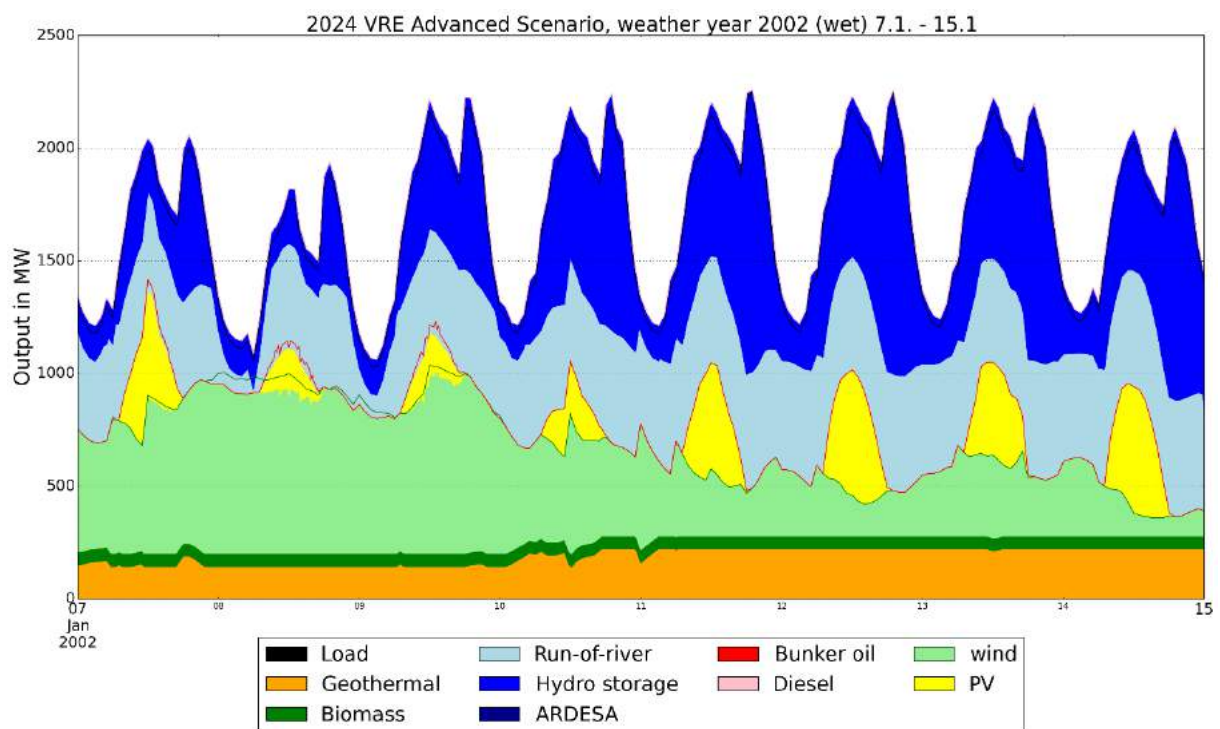


Figura 62: Semana típica (de sábado a viernes) durante la estación húmeda, hidrología húmeda, con reducción de potencia de energía eólica, solar y geotérmica visible en el fin de semana de baja carga y altos vientos (las líneas verdes y rojas indican el potencial de producción eólica y solar).

4.2.2.3 Distribución y limitación de potencia activa

Incluso sin energía ERV adicional, la distribución de generación en Costa Rica varía mucho en el tiempo, dependiendo del día y de la estación. La estructura con una gran cantidad de generación lejos de los centros de carga, conectada por fuertes líneas de transmisión, la diferencia de los sistemas basados principalmente en generación térmica que puede construirse junto a los centros de carga.

Durante la estación húmeda, una gran parte de la demanda se cubre mediante las plantas de energía hidroeléctrica de la cascada principal y otras plantas de energía hidroeléctrica más pequeñas ubicadas en las montañas cerca del Valle Central (ver la Figura 63). Estas están ubicadas razonablemente cerca de la carga y están conectadas con diferentes grados de redundancia mediante líneas de 138 y de 230 kV. Parte de la base es cubierta mediante la generación geotérmica del norte, pero en general, la tensión en la conexión Norte-Sur es más baja durante la estación seca.



Figura 63: Distribución típica de la carga (marrón) y generación (azul) durante el día en la estación húmeda.

Sin embargo, durante la estación seca, la disponibilidad de la Cascada Principal y de otras plantas hidroeléctricas es a menudo limitada. Especialmente durante la carga máxima, el esquema ARDESA de almacenamiento en el norte de Costa Rica genera mucha energía, que, junto con las plantas geotérmicas y eólicas de la zona, suministra una tensión considerable en la conexión Norte-Sur. Esta es la razón principal por la cual la energía eólica se instaló en algunas ubicaciones de segunda clase cerca de Penas Blancas y el Valle Central del sur en lugar de en el anillo del norte, donde las velocidades de los vientos son mayores, pero la red a menudo está congestionada (ver la Figura 64).

La generación térmica, que a veces cubre la demanda intermedia y máxima durante la estación seca como apoyo de generación renovable, también se ubica algo lejos de la carga, ya que funciona a diésel y a combustible, importados por barcos a los puertos en Limón y Puntarenas, donde las plantas de energía térmica de Garabito, Barranca y Moín están ubicadas (Figura 64).



Figura 64: Distribución típica de la carga (marrón) y generación (azul) durante la carga máxima (atardecer temprano) en la estación seca, hidrología seca.

4.2.2.4 Desplazamiento de las unidades hidroeléctricas

A medida que las instalaciones de ERVs aumentan, además de la generación térmica, alguna cantidad de generación hidroeléctrica se verá desplazada por la generación ERV. Qué unidades se ven desplazadas depende directamente del orden de prioridad utilizado. En la Tabla 25 se muestra la producción anual para las unidades hidroeléctricas más importantes para todos los escenarios anuales, comparada con los valores de construcción (mínimos y máximos) y los valores del funcionamiento de simulación para un año de hidrología húmeda sin ERV adicional para evaluar la producción potencial real en el modelo independientemente de la alimentación ERV.

Se deben tener en cuenta los siguientes puntos:

- las unidades instaladas en los ríos sin almacenamiento se ven muy poco afectadas por el porcentaje de ERV en aumento, ya que se encuentran muy abajo en el orden de prioridad.
- La ERV desplaza principalmente las unidades de embalse que se encuentran arriba en el orden de prioridad, es decir, el esquema ARDESA, las unidades en Cariblanco y Penas Blancas, y la parte inferior de la Cascada Principal (Angostura, Torito, Reventazón).
- Se desplazan más unidades de almacenamiento durante el año húmedo ya que la disponibilidad de plantas instaladas en los ríos que se encuentran abajo en el orden de prioridad es mayor durante el año.
- Puede haber un potencial de exportación considerable para la energía hidroeléctrica, especialmente durante la estación húmeda. Ya que las unidades de almacenamiento a corto plazo pueden, dentro del curso de uno o varios días, despacharse a su capricho y no están sujetas a fluctuaciones por hora de flujos de entrada, pueden despacharse durante las condiciones más favorables del mercado.

Tabla 25: Producción anual de las mayores unidades hidroeléctricas

Escenario	Valores estimados (ICE) [GWh]		Resultados de la simulación 2024 [GWh]			
	Mín.	Máx.	2024 ERV avanzada		Base 2024	
Año meteorológico / hidrología			1990	1994	2002	2002
Reventazón	903	1193	778	804	721	1214
Angostura	788	886	701	650	678	847
Cachi	800	860	644	629	663	770
Arenal	650	800	356	563	299	547
Corobici	610	780	401	633	336	616
Pirris	588	610	492	373	468	495
Ventanas	490	560	501	450	465	497
Río Macho	430	560	516	528	526	585
Cariblanco	263	298	74	115	71	207
La Joya	164	285	313	306	322	375
Toro II	229	273	163	195	161	316
El General	190	227	218	211	261	280
Torito	130	222	242	225	234	293
Toro III	173	209	108	130	107	210
Penas Blancas	128	185	51	59	37	104
Balsa	97	179	327	325	327	332
Capulín	101	173	227	197	208	212
Chucas	78	172	203	163	192	196
Garita	140	165	198	180	185	194
Pocosol	86	149	222	186	228	230
Chocosuela	109	123	153	122	180	182
Sandillal	68	118	71	113	60	109
Doña Julia	94	113	136	137	135	145
Cubujuqui	69	109	95	74	125	127
Toro I	91	105	67	51	82	68

4.2.2.5 Estimación del potencial de exportación

Debido a los porcentajes crecientes de ERV, es inevitable que la generación hidroeléctrica en Costa Rica se vea desplazada hasta cierto punto. Esto abre un considerable potencial para las exportaciones de energía a los países vecinos. Sin un pronóstico completo de mercado para el TCRM 2024, incluidos los planes de los países participantes, es imposible determinar la cantidad exacta de energía eléctrica que podría ser exportada. Los cálculos presentados aquí, entonces, solo presentan una estimación basada en dos escenarios diferentes y conjeturas:

- Ambos funcionamientos de simulación asumen un precio de mercado constante a lo largo del año (lo cual es una fuerte simplificación);
- Ninguna de las simulaciones considera cualquier tipo de limitaciones fuera de Costa Rica, mientras tanto, la seguridad operativa dentro de Costa Rica se mantiene;

- Por aspectos de seguridad operativa en la red de Nicaragua, las exportaciones están limitadas a un valor menor que 300 MW;
- Se asumieron dos precios de mercado diferentes (prototipo); uno era tan bajo que solo se podría exportar la energía de las unidades filo de agua, las geotérmicas o las ERV. El otro era lo suficientemente alto para poder exportar la energía de los embalses / almacenamientos a corto plazo. Ambos precios se encontraban por debajo de los precios asumidos por el esquema ARDESA y las plantas de energía térmica y eran constantes a lo largo del año.

Los resultados se muestran en la Tabla 26, en el apéndice se puede encontrar una tabla más detallada con la generación de cada planta de energía hidroeléctrica. En ambos casos, casi todos los potenciales de las unidades fillos de agua, eólicos y geotérmicos se pueden exportar. Para el precio bajo de mercado, la generación térmica en realidad también desciende, ya que la red se aliviana en la dirección Norte-Sur debido a las exportaciones de energía. Al necesitarse medidas de redespacho para la red, la energía generada por algunas unidades hidroeléctricas mejor situadas dentro del orden de prioridad también desciende al igual que en el caso de los precios bajos; mientras que casi todas las unidades hidroeléctricas se usan al máximo potencial en el caso de los precios altos.

Tabla 26: Evaluación de potencial de exportaciones por tecnología.

Escenario	Escenario avanzado de ERV de 2024, 2002, sin exportaciones [TWh]	Escenario avanzado de ERV de 2024, 2002, exportaciones de bajo precio [TWh]	Escenario avanzado de ERV de 2024., 2002, exportaciones de alto precio [TWh]	2024 base, 2002, sin exportaciones [TWh]
Geotérmica	1,734	1,939	1,943	1,943
Biomasa/ residuos	0,208	0,208	0,208	0,208
Unidad hidroeléctrica RoR	3,643	3,899	3,906	3,926
Almacenamiento/E mbalse	4,719	4,645	6,039	6,174
ARDESA	0,695	0,706	0,720	1,273
Térmica	0,131	0,081	0,081	0,489
Eólica	3,138	3,167	3,167	1,384
FV	1,147	1,159	1,159	0,002
Exportaciones	0,0	0,390	1,807	-0,011
Reducción de potencia eólica	0,92 %	0,01 %	0,01 %	0,00 %
Reducción de potencia FV	1,10 %	0,01 %	0,01 %	0,00 %

Hay una fuerte relación entre la alimentación de ERV, la carga y las exportaciones; la mayor parte de las exportaciones se realizan durante la carga baja y los vientos fuertes; y mucho menos en la estación seca que en la húmeda (Figura 65). Los precios de mercado en esos momentos pueden ser muy bajos, así que el potencial de exportación se sobrestima (dependiendo fuertemente de la situación en los países vecinos). Sin embargo, la unidad filo de agua de Costa Rica como una fuente accesible y confiable puede competir con las centrales de carbón de Guatemala en el mercado. Durante la estación

húmeda y especialmente con los precios de mercado más altos, las exportaciones también se llevan a cabo durante las horas pico cuando los precios son potencialmente altos, ya que abunda la energía hidroeléctrica en Costa Rica.

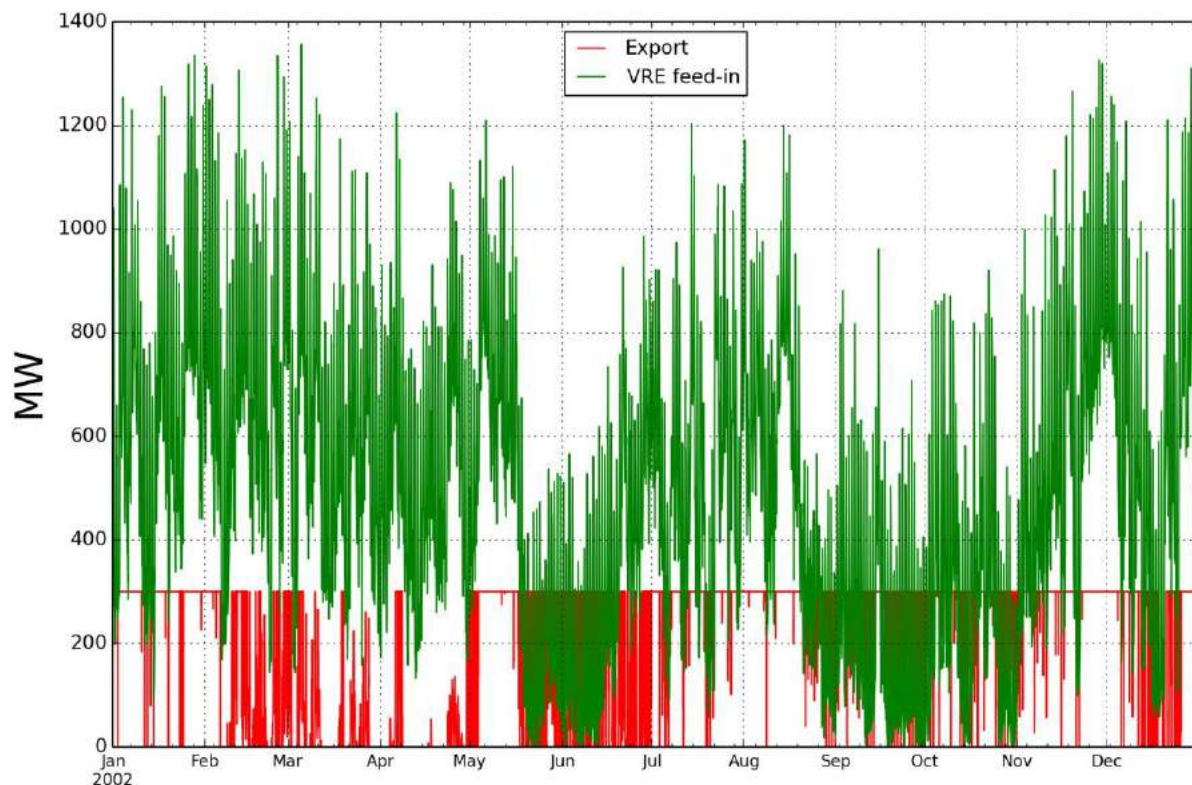


Figura 65: Alimentación ERV y exportaciones para el caso de precios altos, escenario avanzado de ERV de 2024, hidrología húmeda (2002).

4.2.3 Penetración instantánea de ERV

La penetración instantánea se define como la relación entre generación ERV y generación total (energía). Su valor no refleja la contribución ERV al suministro de energía total, pero es una cifra relevante para el sistema ya que los generadores ERV tienen propiedades dinámicas sustancialmente diferentes a las de la generación convencional. Esto se ilustra detalladamente en la parte 2 de este informe, en los estudios dinámicos.

Para el escenario 2024, el sistema de Costa Rica experimenta regularmente tasas de penetración de más del 40% (> 2000h del año), y las instancias únicas de penetración exceden el 70%. Estos son valores significativamente altos, comparados con la situación actual, que se encuentra entre la más alta del mundo, y que requiere estudios de estabilidad dinámica. Los valores para todos los escenarios se presentan en la Tabla 27 y se muestran en forma de gráfico en la Figura 66 y en la Figura 67.

Tabla 27: Niveles máximos de penetración instantánea asincrónica, escenario avanzado de ERV de 2024.

Año meteorológico	Penetración ERV instantánea máxima	Entrada máxima de ERV combinada	Entrada máxima de energía eólica	Entrada solar de energía máxima
-------------------	------------------------------------	---------------------------------	----------------------------------	---------------------------------

1990	70,2 %	1015,8 MW	834,8 MW	592,0 MW
1994	64,2 %	1228,3 MW	813,4 MW	593,1 MW
2002	72,3 %	1274,8 MW	821,2 MW	589,1 MW

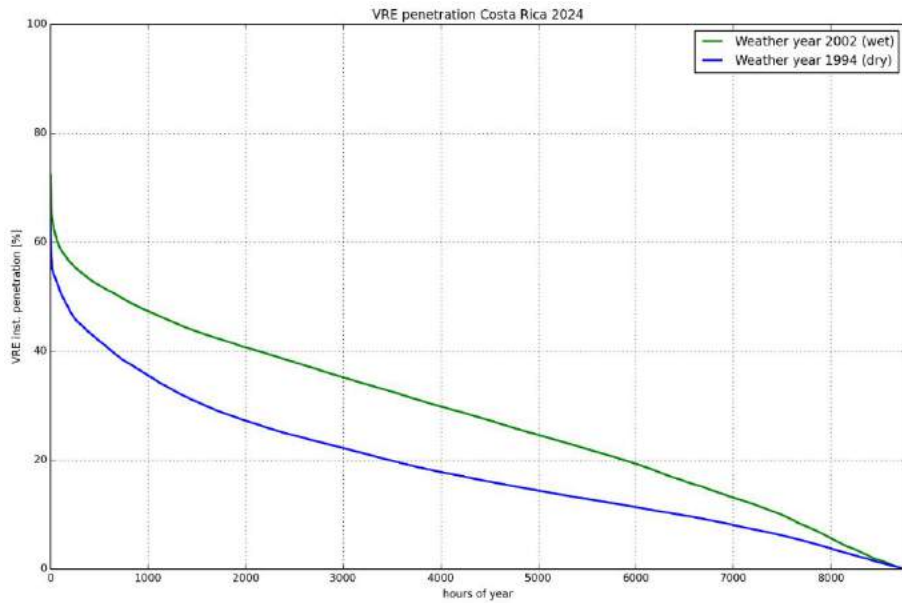


Figura 66: Curvas de duración para penetración ERV, escenario de año seco y húmedo.

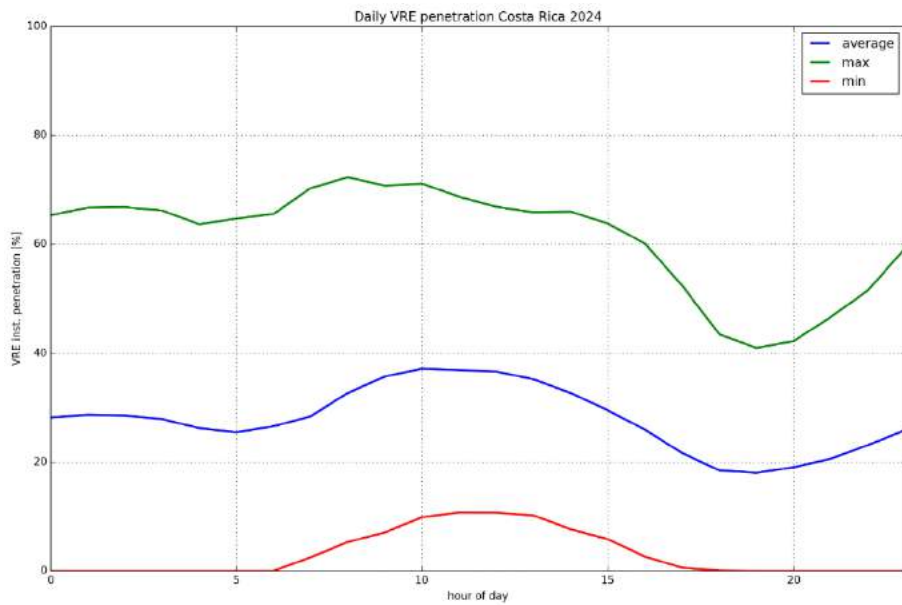


Figura 67: Penetración ERV mínima, máxima y promedio para cada hora del día durante el año, escenario de hidrología húmeda.

4.2.4 Efecto en los flujos de transferencia

Los flujos de transferencia de la línea SIEPAC que cruza Costa Rica, sin que el país tome acción en el mercado, afecta directamente al despacho de las instalaciones de generación de Costa Rica, ya que las capacidades de línea se ven reducidas. En la actualidad, estos flujos son típicamente bajos, hay más flujos norte-sur en la estación seca cuando la disponibilidad hidroeléctrica en Costa Rica y en Panamá es baja y la energía de carbón más accesible se importa desde Guatemala, y hay más flujos sur-norte en la estación de lluvias cuando la energía hidroeléctrica abundante puede exportarse hacia el norte. Los flujos físicos entre redes entre Panamá, Costa Rica y Nicaragua en 2012 (un año seco similar a 1994) se encuentran en un gráfico en la Figura 68, y presentan este patrón de manera clara.

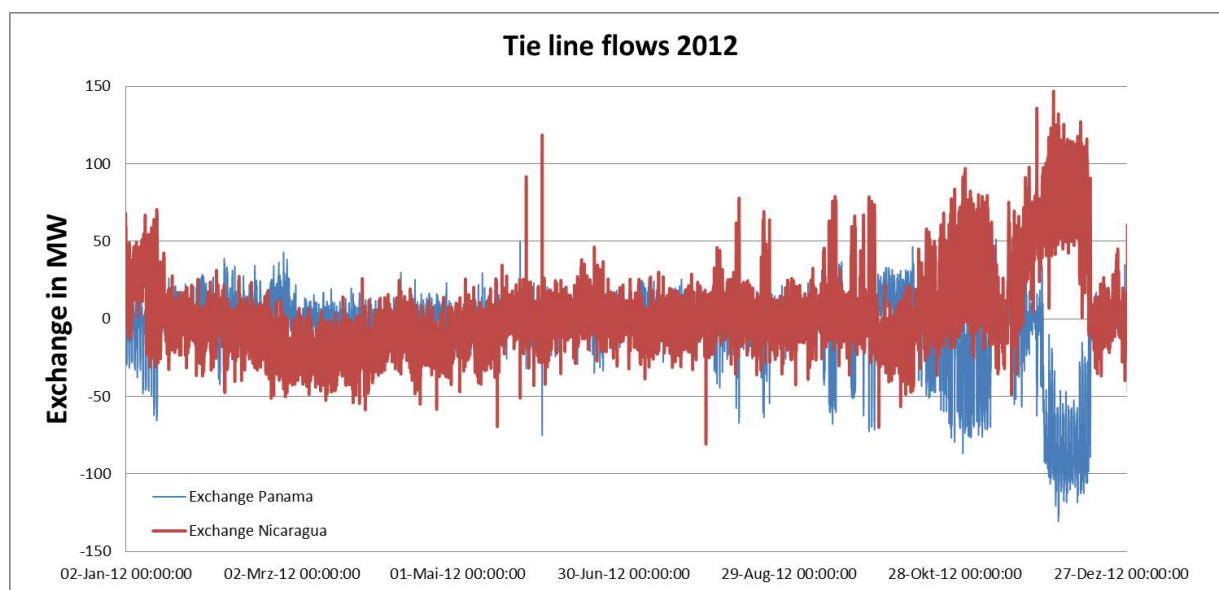


Figura 68: Flujos físicos a través de las fronteras en 2012 (año seco), datos reales medidos suministrados por ICE. Los flujos desde Costa Rica se cuentan como positivos, los que fluyen hacia Costa Rica, como negativos

Todos los años de escenarios se simularon sin transferencias y con 100 MW en cada dirección. Tal y como es el flujo de las líneas más cargadas de Costa Rica, las líneas de 230 kV que forman el pasillo entre el anillo del norte y el Valle Central van en dirección Norte-Sur. Los flujos de transferencia Norte-Sur afectan el despacho de generación más severamente, lo que causa la reducción de potencia eólica, solar y geotérmica adicional en Costa Rica del norte, con pérdida de energía sustituida en mayor parte por la cascada principal y una pequeña cantidad de generación térmica. Casi la mitad de la generación térmica se vuelve necesaria mediante las medidas de redespacho para reducir la carga de la red, mientras que se reduce la potencia eólica, el esquema ARDESA y las plantas filo de agua.

Las transferencias Sur-Norte reducen la carga de la red y permiten una generación más renovable en el anillo del norte. Esto es claramente visible en los resultados para el escenario anual de hidrología húmeda, que ejerce la mayor tensión en la red, como se muestra en la Tabla 28.

Ya que la transferencia Norte-Sur de 100 MW es el caso crítico en el cual el sistema debe operarse de manera segura, los resultados finales se determinaron con este caso. El despacho generado también es seguro con una transferencia de 100 MW en dirección opuesta. Esto significa que se pueden

transferir hasta 100 MW a través de Costa Rica en cualquier dirección en cualquier hora del año, lo cual era parte de los requisitos de un despacho seguro.

Tabla 28: Efecto de flujos de transferencia continuos de 100 MW en energía anual producida para el escenario de año hidrológico húmedo.

Escenario	Escenario avanzado de ERV de 2024, hidrología húmeda (2002)		
	100 MW N-S	100 MW S-N	0 MW
Transferencias			
Geotérmica	1,734	1,939	1,879
Biomasa/ residuos	0,208	0,207	0,207
Unidad hidroeléctrica RoR	3,643	3,688	3,670
Almacenamiento/E mbalse	4,719	4,475	4,547
ARDESA	0,695	0,708	0,705
Térmica	0,131	0,070	0,081
Eólica	3,138	3,167	3,167
FV	1,146	1,159	1,159
Importaciones	0,000	0,000	0,000
Reducción de potencia eólica	0,90%	0,02%	0,02 %
Reducción de potencia FV	1,10%	0,00%	0,00 %

4.2.5 Contribución de las ERVs a la seguridad del suministro

El crédito de capacidad de ERV por sí mismo es inherentemente bajo, ya que no se puede garantizar que ERV pueda alimentar e igualar la carga en cualquier momento. Como se muestra en las curvas de duración de carga en la Figura 69, la alimentación ERV se produce durante la mayor parte de las horas del año, pero no baja significativamente la demanda máxima que debe ser cubierta por la capacidad de generación convencional. Esta medida de crédito de capacidad es válida para los sistemas basados en generación térmica, pero subestima la contribución de ERV a la seguridad del suministro en el sistema que se basa en la energía hidroeléctrica de Costa Rica.

Una gran parte de la demanda residual que debe cubrirse en Costa Rica se cubre mediante la generación hidroeléctrica, que depende de la disponibilidad de agua y, por lo tanto, no es una capacidad completamente firme. Si las unidades hidroeléctricas que pueden almacenar agua durante un período de tiempo se ven desplazadas por ERV, sus niveles de reserva aumentan, lo que aumenta la capacidad firme disponible para los momentos en los cuales la disponibilidad de ERV es más baja.

Dependiendo del tamaño de la reserva y del tipo de ERV utilizada, los efectos pueden variar. Los embalses y los almacenamientos a corto plazo se pueden utilizar como un sistema de almacenamiento FV debido a la mejor compatibilidad de los patrones de generación diarios de FV y a las menores capacidades de almacenamiento infradiario. Especialmente durante la estación seca, la alimentación FV ahorra agua durante la primera carga pico del día, que luego se puede turbinar durante la carga máxima de la tarde sin disponibilidad FV (comparar la Figura 59, página 102). Los niveles de reserva por sobre el promedio antes de la carga máxima de la tarde, afectan de forma directa y positiva la seguridad del suministro. La Figura 70 muestra claramente un aumento de los niveles de generación

promedio de los embalses (incluido el ARDESA) con FV en el sistema durante la noche, lo que indica el aumento de disponibilidad de FV en el sistema de embalse.

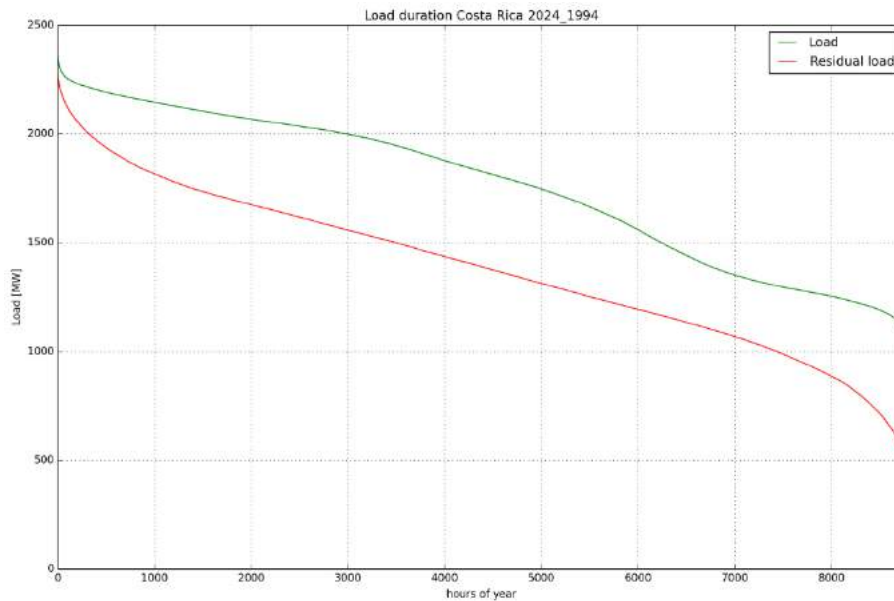


Figura 69: Curvas de duración de carga y carga residual, escenario avanzado de ERV de 2024, hidrología seca.

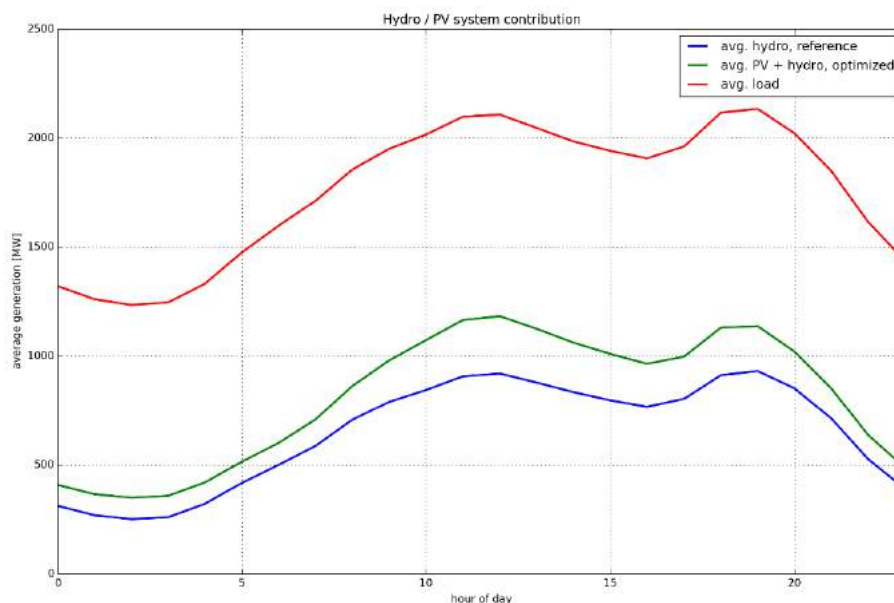


Figura 70: Efecto de la FV en los niveles de generación hidroeléctrica.

Debido a la diferente escala temporal de sus típicos patrones de generación, la energía eólica beneficia el almacenamiento estacional más que el almacenamiento a corto plazo. Si las unidades de embalse, por ejemplo, se ven desplazadas por la energía eólica durante más de unas pocas horas, el agua excedente no se puede almacenar, se derrama y, por ende, se pierde, mientras que el almacenamiento estacional en Arenal, y hasta cierto punto las reservas a corto plazo más grandes de Cachí, Pirrís y Reventazón, pueden reducir la potencia de su producción y ahorrar agua durante períodos más largos de tiempo. El efecto de la generación de ERV en la reserva de Arenal es directamente visible en la

Figura 71. Durante un año seco (hidrología del 1994), el nivel de reserva era significativamente mayor durante el año, lo que indicaba una capacidad firme del esquema ARDESA, y especialmente al final del año, el incremento de las capacidades del sistema de soportar otro año seco. Durante un año húmedo (2002), también se puede ver el efecto, pero como los niveles de reserva normalmente son altos, los beneficios no son tan pronunciados.

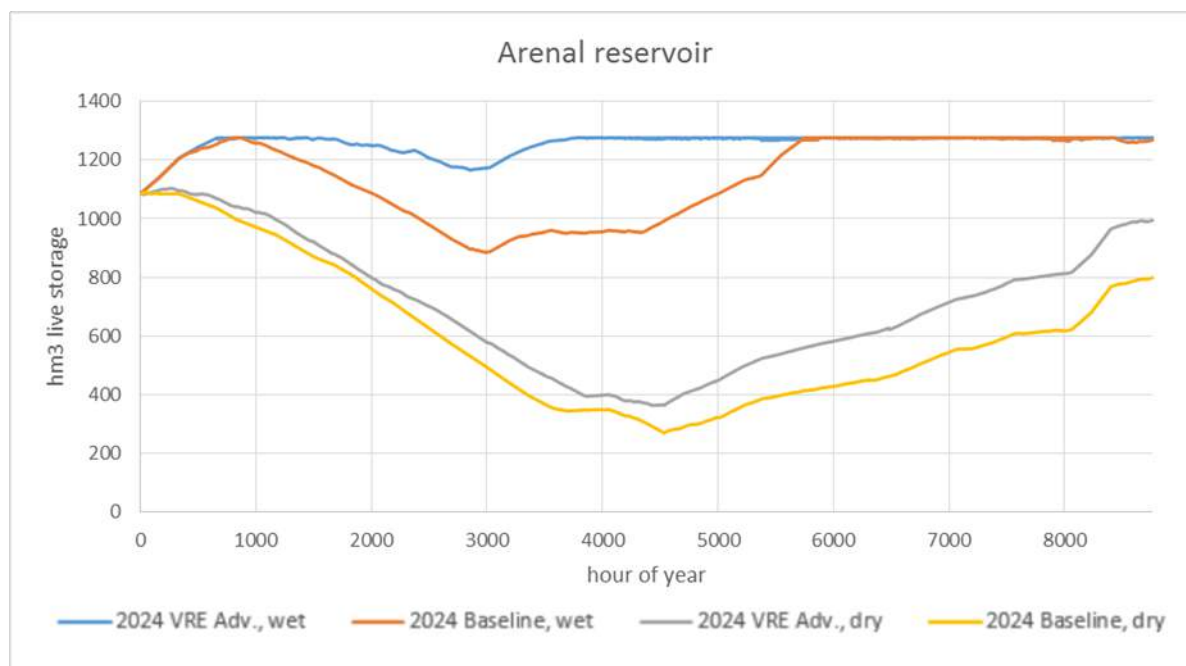


Figura 71: La influencia de ERV en el estado de la carga de la reserva de Arenal.

4.2.6 Reservas en funcionamiento

Las reservas en funcionamiento se despacharon en la simulación como se describió en la Sección 2.6.7, con algunas unidades siempre conectadas para asegurar una cantidad mínima de reservas y para reservar los márgenes en las unidades más capaces. Debido a que las unidades que suministran reservas son todas unidades hidroeléctricas con almacenamiento que también suministran la mayor flexibilidad de seguimiento de carga, a menudo funcionarán a media carga, y pueden llegar a su potencial total muy rápidamente en cualquier momento, ya que siempre hay cierta cantidad de agua en la reserva. Esto lleva a una disponibilidad muy alta en promedio de reservas rotantes en todos los resultados, con un promedio de más de 100 MW en todos los escenarios. El mínimo válido de reserva actual del 5% de demanda se supera en cualquier momento.

No se pudo realizar una evaluación completa de adecuación de reserva en este estudio porque la disponibilidad de datos de energía eólica y solar de alta resolución era limitada. Sin embargo, hay algunos resultados indicativos basados en el reanálisis por hora de los datos utilizados para los cálculos de despacho.

Si se asume que todas las fluctuaciones dentro de 15 minutos deben ser cubiertas por reservas rotantes, los resultados mostrados en la Figura 72⁷ presentan claramente que la demanda de energía balanceada causada por las fluctuaciones de ERV es generalmente mucho más baja que las reservas secundarias despachadas. Ya que los datos subestiman potencialmente la fluctuación dentro de un período de tiempo más corto a 15 minutos y que hay otros tipos de fluctuación (carga, ACE de países vecinos) que deben ser cubiertos mediante reservas rotantes, la realidad puede mostrar una imagen diferente. Ya que la diferencia entre la demanda de balance real y las reservas despachadas es, en general, bastante grande (fluctuación de 25-50 MW en promedio comparado con 100-200 MW de reservas rotantes despachadas), es un buen indicador que la cantidad de capacidad de reserva disponible en Costa Rica sea suficiente incluso para grandes porcentajes de ERV en el sistema.

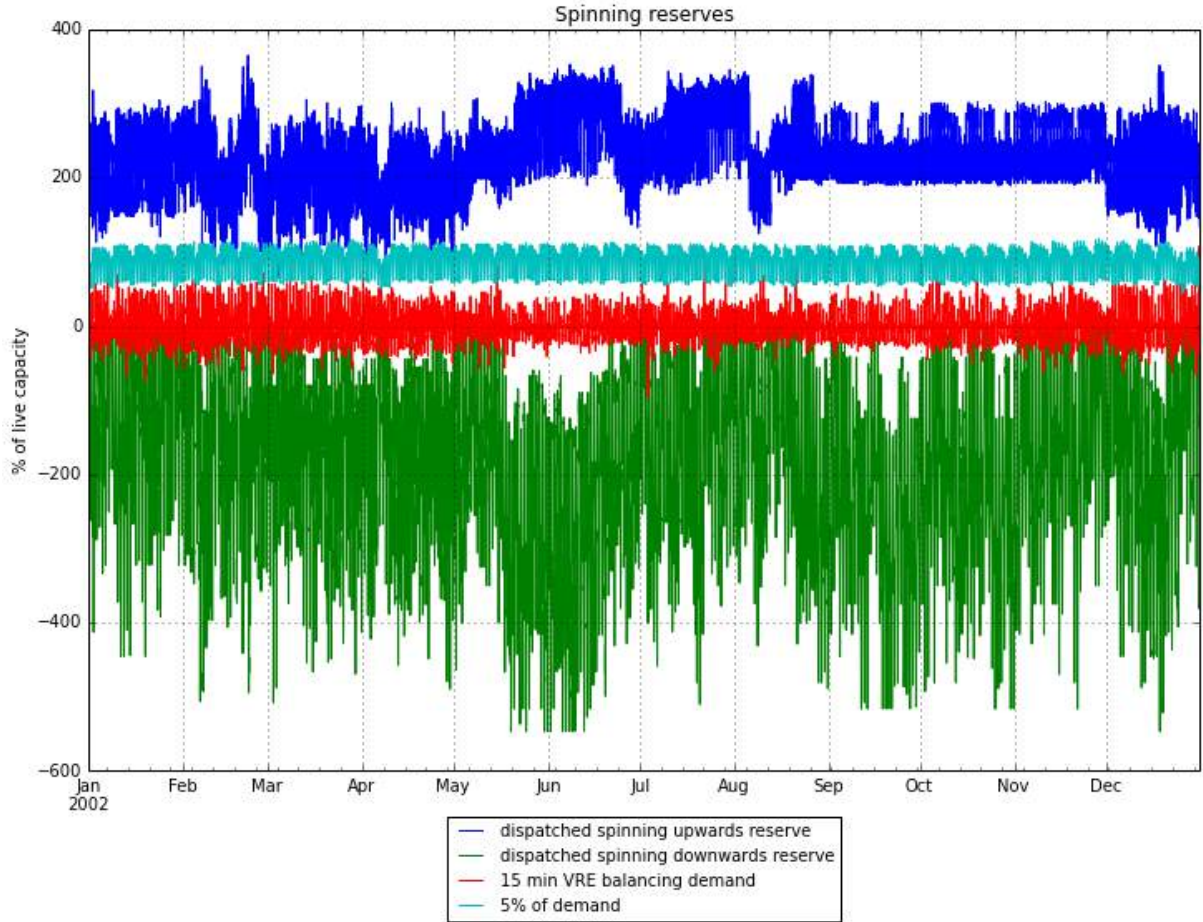


Figura 72: Reservas rotantes y demanda de balance de 15 minutos causada por ERV (positiva = demanda de reservas ascendentes, negativa = demanda por reservas descendentes), escenario avanzado de ERV de 2024 con datos ambientales de 2002 (húmedo).

Al considerar el balanceado dentro de períodos de tiempo más largos, que ICE ha usado en el pasado para determinar los límites de la penetración eólica y solar en el sistema de Costa Rica, la imagen es similar. Si se asume que las unidades hidroeléctricas utilizadas para reserva rotativa pueden aumentar del modo no operativo (o funcionamiento síncrono del condensador) a capacidad nominal en una hora

.....

⁷ Los resultados del escenario de año húmedo y las ilustraciones para los otros escenarios se pueden encontrar en el apéndice.

(a menudo más rápido) para poder ser usadas como reserva no rotativa, entonces no sería un problema balancear las rampas de ERV dentro de un período de tiempo de 60 minutos. Como se muestra en la Figura 73, la cantidad de energía hidroeléctrica rápida disponible con poca antelación excede considerablemente la demanda de balance de energía.

Estos resultados indican que las capacidades de reserva de energía del sistema de Costa Rica en 2024 son más que suficientes para lidiar con los grandes porcentajes de ERV si se distribuyen en el país (ver Sección 4.1.3.2). Esto significa que la capacidad técnica está disponible pero que tendría que ser necesario modificar los procedimientos operativos y el marco regulatorio.

- Una gran parte de las reservas está disponible "por accidente" ya que las unidades funcionan a carga parcial debido a las limitaciones de despacho como la alta alimentación ERV o la disponibilidad hidroeléctrica limitada⁸. Esto también sucederá frecuentemente en la realidad. Sin embargo, debe monitorearse y se deben despachar las unidades adicionales en caso de reservas inesperadamente bajas debido a un bajo nivel de ERV, altas cargas y baja disponibilidad de otros generadores.
- El mínimo establecido del 5% de demanda / 30 MW tal vez deje de ser suficiente y tendrá que reevaluarse teniendo en cuenta las fluctuaciones de ERV esperadas, que pronostican la calidad y otras medidas de balanceado disponibles.
- Las reservas tienden a ser sustancialmente menores durante la estación seca, cuando la generación térmica es necesaria para sostener la energía hidroeléctrica y ERV. En estos casos, se debería considerar una participación de unidades térmicas y geotérmicas en provisión de reservas rotantes (ver la Figura 74). Este último también podrá prevenir la reducción de potencia de vientos de la noche debido a una generación de funcionamiento para las reservas que ya sucede, aunque es raro (ver Figura 75 para obtener un ejemplo),
- Durante una alta alimentación eólica, las reservas descendentes pueden ser bajas. Entonces se recomienda investigar la provisión de reservas descendentes secundarias de energía eólica, un requisito similar ha sido parte del código de red danés durante algunos años [16].

.....

⁸ La disponibilidad hidroeléctrica puede forzar a las unidades a funcionar a carga parcial el año entero para no reducir tanto las reservas. Ya que las unidades que suministran reservas tienen un almacenamiento con un determinado margen de seguridad, esto no imposibilita su capacidad de alcanzar la energía máxima durante un corto período de tiempo para suministrar reservas.

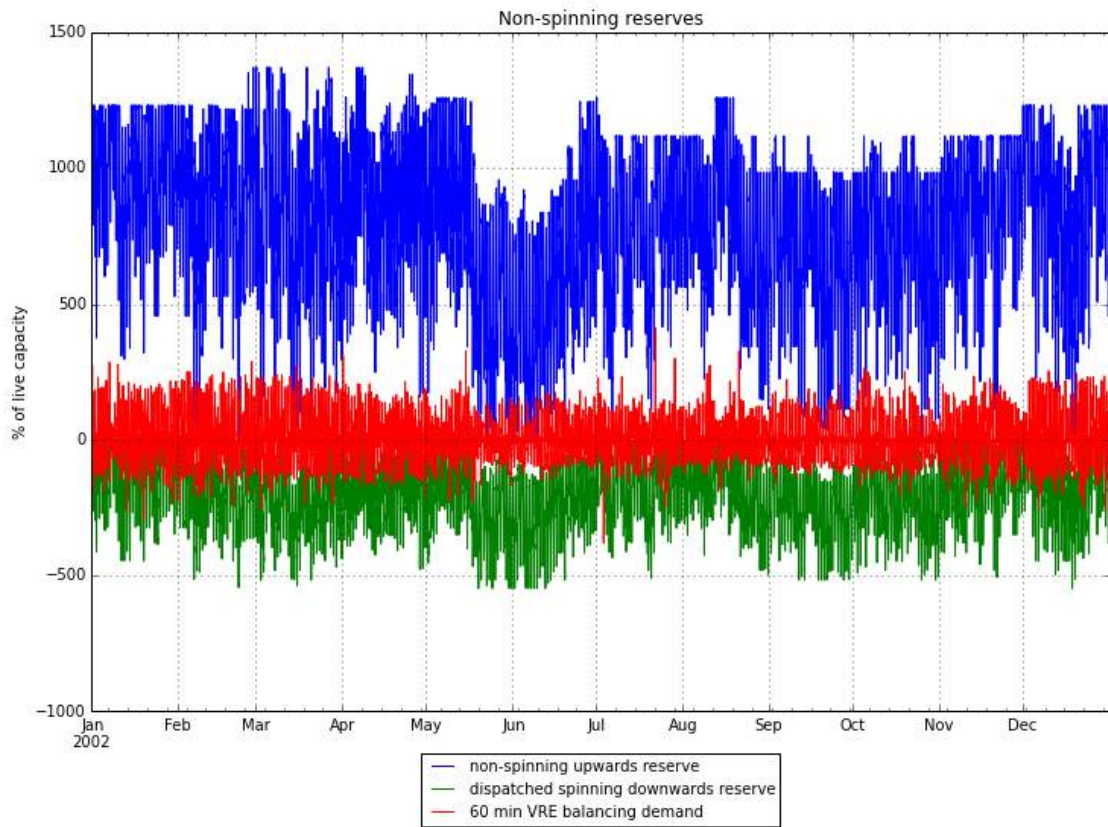


Figura 73: Reservas no rotantes (unidades rápidas), reservas rotantes descendentes y demanda de balance de 60 minutos causada por ERV, escenario avanzado de ERV de 2024 con datos climáticos del 2002 (húmedo).

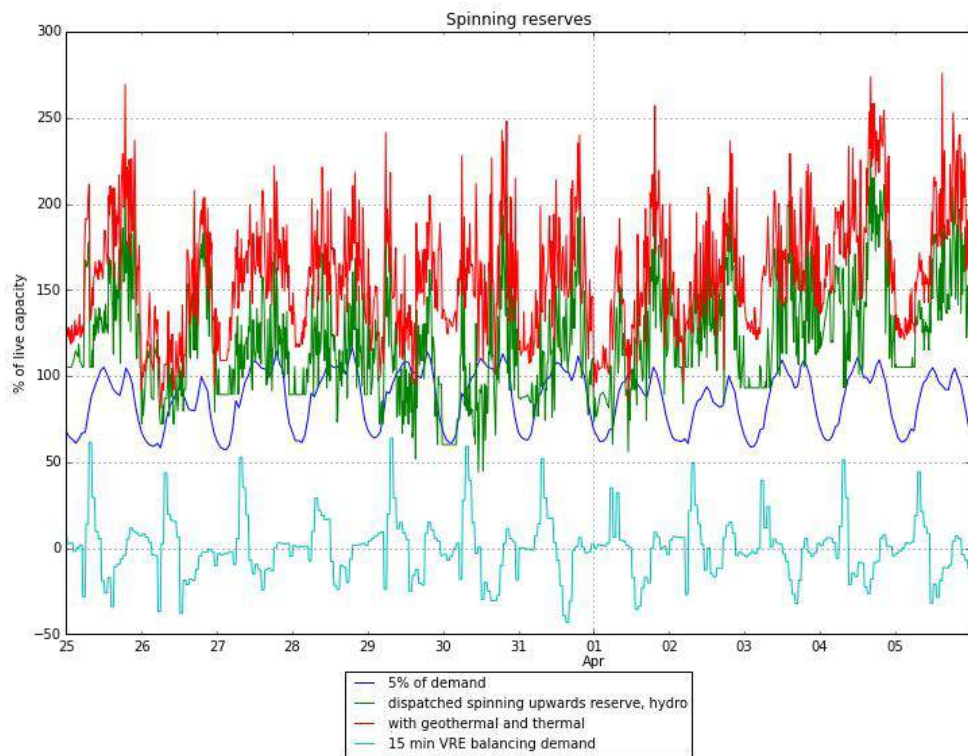


Figura 74: Beneficios de participación de plantas de energía térmica y geotérmica en el suministro de reserva durante las dos semanas más secas del escenario avanzado de ERV de 2024, hidrología seca.

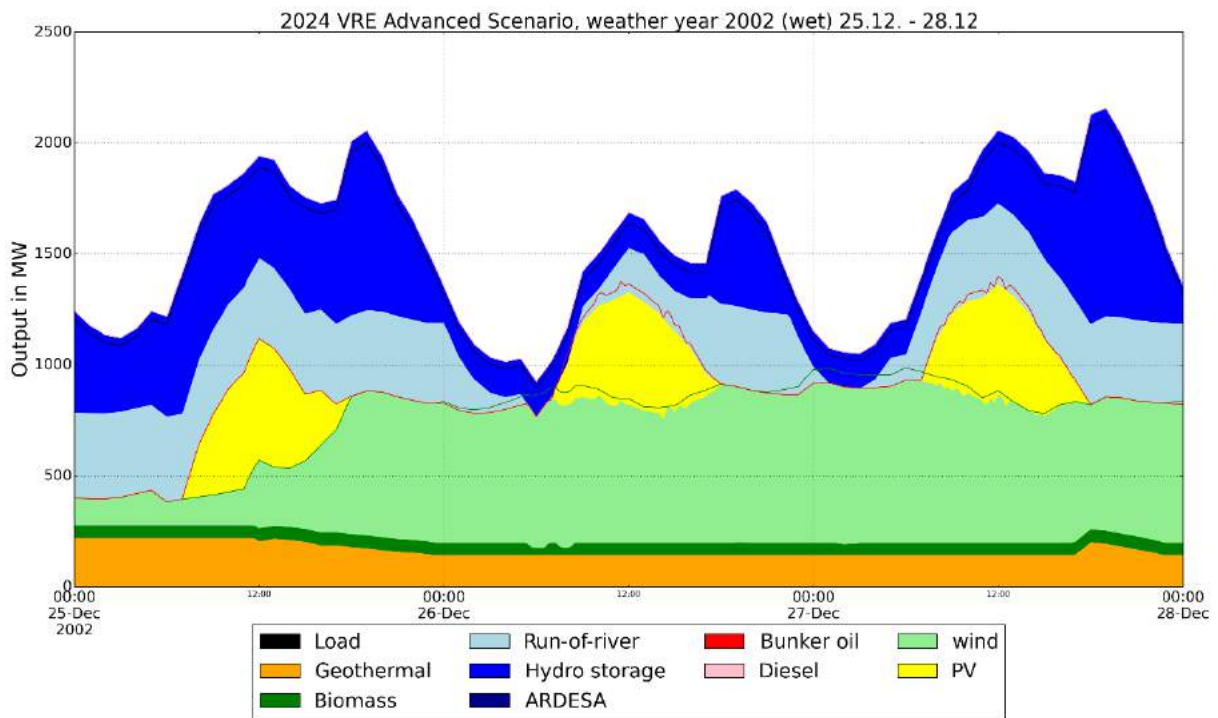


Figura 75: Escenario de semana de navidad del año 2002. Reducción de potencia eólica claramente visible debido a las limitaciones necesarias para la reserva durante la noche (las líneas verdes y rojas indican el potencial de producción de energía solar.)

4.3 Análisis de la red en estado estacionario

4.3.1 Información general

Una gran parte de los resultados finales ya puede ser extraída de la optimización lineal de SCOPF. Ya que se tomó un conjunto de simplificaciones, los resultados deben ser verificados con cálculos completos de flujo de carga CA en DigSILENT PowerFactory y se deben ajustar si fuera necesario. Esto se llevó a cabo en distintas repeticiones durante el desarrollo del escenario y la configuración del modelo.

Además, no se pueden derivar los resultados con respecto a los pasos de tensión en los casos de contingencia de los cálculos CC y esto debe ser determinado en CA.

Para evaluar el efecto de los altos porcentajes de ERV, se asumió que hacer funcionar los cálculos CA completos en las horas críticas determinadas por SCOPF era suficiente. Estas son las mismas situaciones utilizadas por DigSILENT para la parte dinámica del estudio. Las situaciones se determinaron mediante el descubrimiento de situaciones de despacho típicas con alta penetración de ERV durante la carga baja (noche), la carga máxima/media de la mañana (11:00-12:00) y la carga máxima (19:00) para cada uno de los dos escenarios críticos anuales (hidrología de 1994 y de 2002) y cada estación. Si hubiese situaciones con penetración similar y despacho significativamente diferente al de otras unidades, se hubiesen investigado ambas. Las situaciones presentes en la Tabla 29 cubren la mayor parte de las situaciones críticas. Estas situaciones se usaron después como base para el análisis de estado estable CA, así como para los cálculos de la estabilidad dinámica presentados en la

segunda parte de este informe. Se debe tener en cuenta que, para los cálculos dinámicos, se modificaron la penetración de ERV y la carga para obtener los casos extremos con la penetración de ERV más alta posible, lo que a menudo se evitó mediante la reducción de potencia de ERV en las simulaciones de despacho.

Tabla 29: Situaciones críticas para cálculos CA, escenario avanzado de ERV 2024.

		Carga	Generación despachada [MW]	Pérdidas de red esperadas [MW]	Penetración ERV	Comentarios
1994						
Estación seca	Presión alta	2130,3	2182,85	52,55	20,5 %	Generación del anillo del norte alto
	Carga med 1	2204,2	2261,60	57,40	33,5 %	Térmica alta y FV
	Carga med 2	2137,6	2194,39	56,79	20,8 %	Más hidroeléctrica y FV
	Carga baja	1229,5	1267,13	37,63	43,7 %	La generación más baja en el Valle Central
Estación húmeda	Presión alta	2164,7	2217,39	52,69	21,7 %	Energía hidroeléctrica y eólica
	Carga med	1785,1	1836,51	51,41	43,9 %	Energía hidroeléctrica, eólica y FV
	Carga baja	1073,0	1106,98	33,98	53,6 %	Energía eólica alta
2002						
Estación seca	Presión alta	2191,6	2244,58	52,98	33,1 %	Energía hidroeléctrica y eólica
	Carga med 1	1791,5	1843,20	51,70	63,6 %	Energía hidroeléctrica, eólica y FV
	Carga med 2	2092,3	2146,37	54,07	44,2 %	Un poco más térmica
	Carga baja	1009,3	1041,72	32,42	56,1 %	Energía eólica alta
Estación húmeda	Presión alta	2213,1	2266,14	53,04	33,9 %	Energía hidroeléctrica y eólica
	Carga med 1	2176,2	2231,69	55,49	26,6 %	Carga y FV muy altos de día
	Carga med 2	1638,6	1687,30	48,70	66,9 %	Carga, eólica y FV bajos de día
	Carga baja	1019,8	1052,45	32,65	66,2 %	Energía eólica alta

4.3.2 Carga de línea y transformador

Debido a los márgenes de seguridad que se requieren para mantenerse en las líneas y transformadores para seguridad (n-1) y (n-2) (ver Sección 2.6.5 y apéndice), y al alto nivel de redundancia presente, la carga de elementos en la red de alta tensión es baja. Durante el funcionamiento normal, las líneas no exceden el 50% de su capacidad térmica (ver la Tabla 30). En comparación con los flujos de carga CC y con la optimización de despacho, los resultados son muy similares porque la energía reactiva es en mayor parte suministrada localmente y el flujo de carga reactiva es bajo. La red tampoco requiere corrientes de cargas altas.

Hay unos pequeños problemas menores en las conexiones subyacentes de 34,5 kV y de 13,8 kV que no son consideradas por la optimización de despacho:

- en la carga máxima, los transformadores que conectan la red de distribución de la ciudad de Heredia a la red de transmisión pueden estar sobrecargados en un 5-10%, un problema que no se puede solucionar mediante el cambio del despacho del generador. Se debería considerar

una mejora de los cuatro transformadores de 30 MVA existentes, o la instalación de una quinta unidad.

- La línea de 13,8 kV que conecta los generadores a bagazo en El Viejo con la subestación de Filadelfia está sobrecargada si las cuatro unidades de El Viejo están funcionando. La generación en este lugar se encuentra restringida actualmente, pero sería recomendable mejorarla para una utilización completa de su potencial.

Tabla 30: Líneas de transmisión con las cargas máximas.

Nombre	Carga	Corriente máxima (kA)
lne_54154_58006_1	46,44%	0,21322824
lne_53154_53654_1	44,17%	0,35096291
lne_53156_53654_2	44,16%	0,35091856
lne_58210_58212_1	43,85%	0,2568162
lne_50700_50950_1	41,53%	0,41703404
lne_53754_53756_1	40,13%	0,06701489
lne_50952_53150_1	37,86%	0,3768003
lne_53754_53854_1	37,58%	0,29875092
lne_53000_53050_1	37,58%	0,36696644
lne_53404_53856_1	36,13%	0,28721534
lne_53704_58004_1	35,57%	0,28273865
lne_53856_58004_1	35,11%	0,33700503
lne_50350_50900_1	34,22%	0,40370935
lne_53004_53356_1	33,81%	0,26875379
lne_50002_51200_1	32,84%	0,14121133
lne_53604_53654_1	32,76%	0,26037035
lne_53156_58006_1	32,26%	0,25645934
lne_53052_53200_1	31,15%	0,42949036
lne_50052_50900_1	30,91%	0,36081212

4.3.3 Regulación de tensión

La tensión en la red de transmisión de Costa Rica se debe mantener entre 0,95 y 1,05 p.u. en todo momento durante la operación normal, así como también en casos de contingencia única. En caso de múltiples contingencias, este rango se duplica y se permiten tensiones de entre 0,90 y 1,10 p.u.

Las capacidades de control de tensión de la red de transmisión de Costa Rica son sobresalientes; múltiples generadores grandes pueden funcionar en modo de compensación síncrona cuando no se despachan para energía activa, y los activos de compensación en embarrados de tensión alta crítica, sostenidos por bancos de compensación en muchas subestaciones de 34,5 kV con alto nivel de carga (una lista completa se puede encontrar en el Apéndice). Entonces, los problemas de tensión están muy limitados incluso en penetraciones de ERV altas. Incluso con todos los activos de compensación apagados, la tensión se encontraba dentro del rango permitido para todos los casos de operación normal. Sin embargo, se pudieron identificar los siguientes problemas:

- si la compensación capacitiva en el nivel 34,5 kV estaba activa durante los períodos de baja carga, las tensiones aumentarían 1,05 p.u., especialmente en la zona del Valle Central.
- Si la compensación capacitiva en el nivel 34,5 kV no estuviera activa durante los períodos de alta carga, el límite mínimo de tensión se puede violar en los casos de contingencia única, si una zona de inducción fuerte se desconectara del generador que suministra energía reactiva.

Entonces, es recomendable que se apague la compensación durante las horas de carga baja (noches o fines de semana), pero mantenerla conectada durante el día y en la carga máxima de la tarde. ICE ya está poniendo esto en práctica y no se necesita ningún cambio severo de régimen. La influencia de la energía eólica en la tensión es muy baja durante la estación seca, ya que los generadores del esquema ARDESA y de las unidades geotérmicas en Pallas y Miravalles controlan la tensión en la zona del anillo del norte. Durante la estación húmeda, el efecto es mayor, ya que el esquema ARDESA solo se usa durante las horas pico como mucho, y la capacidad de control de tensión en la zona del anillo del norte es más baja. Sin embargo, la tensión no viola los límites permitidos, incluso con todos los capacitadores de derivación en el Valle Central despachados durante el día.

Los parques eólicos al sur del Valle Central se pueden usar para controlar la tensión si las regulaciones del código de la red demandarán el control de la energía reactiva. Actualmente, no hay una necesidad absoluta de esto desde el punto de vista de un control de tensión de estado estable. Sin embargo, podría ser beneficioso para la estabilidad de tensión.

La única parte de la red que puede volverse crítica en algún momento más allá del 2024 es el alimentador de 138 kV que suministra a la península de Nicoya. A 110 km de longitud, solo carga y sin capacidades de control de tensión, experimenta cambios significativos de tensión con la carga. Las grandes unidades FV instaladas en las subestaciones en Santa Rica y en Cobano estabilizan la tensión durante el día. Debido a que los inversores de plantas FV modernas pueden configurarse para suministrar control de tensión incluso cuando no se alimenta energía activa, la energía solar en la península de Nicoya tiene un buen potencial por utilizar para estabilizar la situación a nivel local.

4.3.4 Análisis de contingencia CA

El SCOPF utilizado para optimizar el despacho de la planta de energía ya considera todos los cortes críticos de línea. El análisis de contingencia de CA completo, mediante el uso de la herramienta de contingencia DigSILENT PowerFactory, es entonces necesario para verificar la calidad del SCOPF. Además, algunos cortes adicionales de transformadores y de embarrados no se consideran parte del SCOPF de CC, y todos los casos son verificados para desviaciones de tensión que no pueden realizarse en ENAplan.

La tensión se puede mantener entre 0,95 y 1,05 p.u. para contingencias únicas y entre 0,09 y 1,10 p.u. para contingencias múltiples en todas las subestaciones en todas las situaciones. No se necesita reducir la potencia en ningún de los escenarios anuales sin flujos de transferencia. EL mantenimiento de los márgenes en las líneas para un flujo de 100 MW de norte a sur lleva a un 1,6 % de reducción de potencia eólica anual, lo cual es aceptable. Las cargas de línea, incluso en los casos de contingencia doble, nunca exceden el 85%.

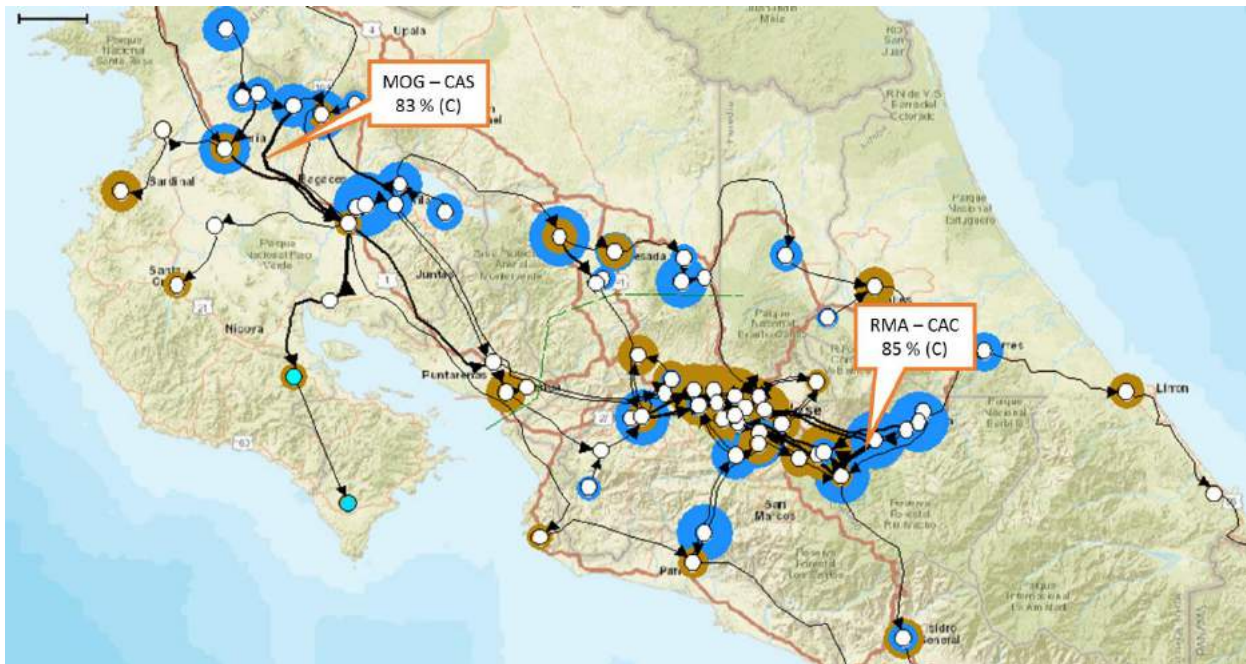


Figura 76: Resultados del escenario final, año húmedo, estación húmeda, vientos altos / carga máxima: Líneas no sobrecargadas, las cargas más altas ocurren en las líneas Mogote - Canas y Río Macho - Cachí durante las contingencias dobles en las zonas respectivas.

Debajo de la red de transmisión de alta tensión, los principales problemas de contingencias incluyen los transformadores de carga en Heredia y San Miguel que ya están altamente cargados durante el funcionamiento normal y que pueden verse sobrecargados durante una contingencia que genere mayores flujos de energía reactiva en la zona. La carga se encuentra debajo del 110% en todos los casos, para que no sea directamente crítica, y es independiente de la integración de ERVs.

Otro problema que surgirá en 2024 es la sobrecarga del transformador en la planta de energía de Moín. La estación de energía a turbina de gas diésel de 235 MW actualmente (2016) solo se usa como soporte de la planta de energía. ICE a menudo elegirá importar electricidad en lugar de utilizar los generadores en Moín, ya que los costos operativos de las unidades que dependen del gasóleo de alta calidad son muy altos. Sin embargo, para los escenarios de 2024 que no consideran ninguna importación, Moín se despacha con su capacidad nominal máxima durante la estación seca del escenario seco, cuando Costa Rica carece de capacidad de generación firme. En este caso, una contingencia en uno de los dos embarrados de 230 kV en Moín sobrecargaría uno de los transformadores de la estación. La planta de energía está conectada al sistema de transmisión mediante tres transformadores de 110 MVA de 138/230 kV, cada uno conmutado a uno de los dos embarrados de 230 kV en Moín. Frente al corte de uno de los embarrados, los transformadores restantes se sobrecargarán (ver la Figura 77). Esto puede solucionarse mediante la operación de conmutación automática. Para una mayor seguridad operacional, se debe considerar la instalación de un transformador adicional, especialmente ya que el despacho de funcionamiento máximo en Moín ocurre normalmente en situaciones en las cuales la capacidad de generación disponible en Costa Rica ya es baja. Sin embargo, debido a que esto solo sucede durante unas horas al día, si es que sucede, la conmutación automática debería ser suficiente.

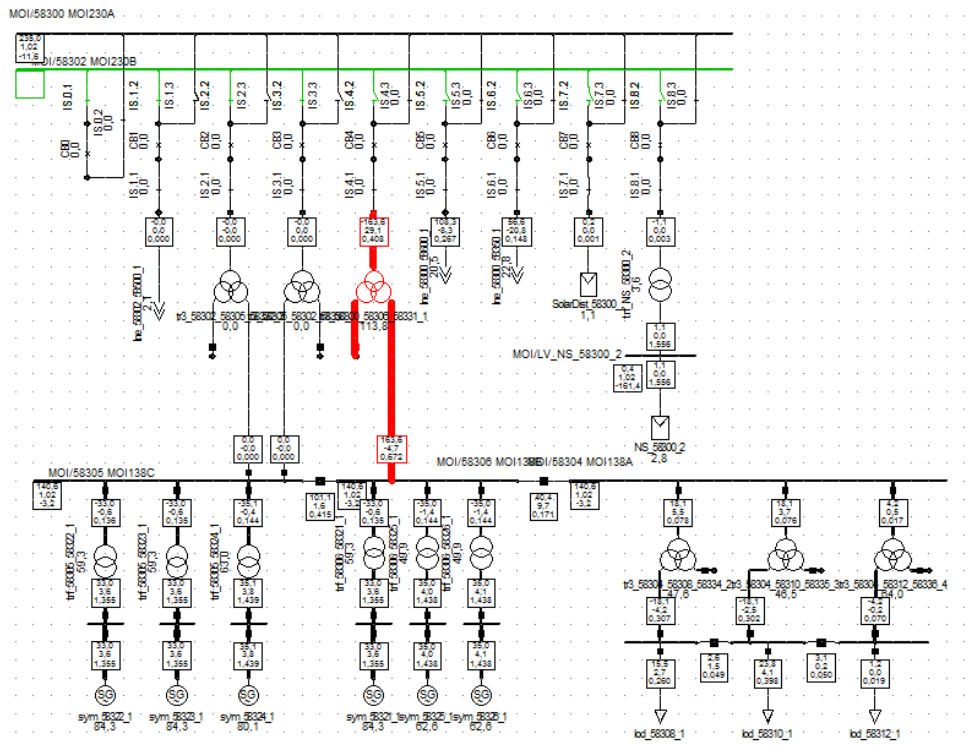


Figura 77: Sobrecarga de transformador (rojo) durante el corte de embarrado (verde) en la subestación Moín.

4.4 Análisis de estabilidad

4.4.1 Escenarios de operación considerados para el análisis

A partir de la simulación del despacho de la generación en la sección 4.2 para el escenario “2024 ERV de Avanzada” (ver Tabla 1), se identificaron las condiciones operativas más severas para la estabilidad del SEN.

Dichas condiciones operativas resultan de la combinación de los siguientes parámetros:

- Niveles de demanda máxima (2232MW), media (1949MW) y mínima (1165MW).
- Para la demanda máxima (2232MW) a su vez, se consideran dos escenarios correspondientes al pico diurno (~12:00 pm) con generación PV y el pico nocturno (~7:00 pm) sin generación PV.
- Generación convencional: se distingue entre despachos para la estación seca (diciembre a abril) y la estación húmeda (mayo a noviembre) del año. Se hace notar que el despacho de la generación consideró dos años hidrológicos 1994 (seco) y 2002 (húmedo).
- Generación de ERVs: se maximiza la penetración de ERV en función de los máximos valores instantáneos de penetración observados en la simulación del despacho de la generación [17], adoptándose los siguientes valores:
 - Generación eólica de gran escala: 90% de la potencia instalada (824MW para el 2024), que resulta en 758MW de generación instantánea.

- Generación solar fotovoltaica de gran escala: 75% de la potencia instalada (391MW para el año 2024), que resulta en 293MW de generación instantánea.
 - Generación solar fotovoltaica distribuida: 75% de la potencia instalada (400MW para el 2024), que resultan en 300MW de generación instantánea. Siendo que estos generadores están modelados de manera agregada por subestación en el nivel de transmisión, el porcentaje aplicado considera implícitamente las pérdidas en el sistema de distribución.
- Transferencias de potencia regionales: sin porteo de potencia a través del SEN y con 100MW de porteo en sentido Norte-Sur y Sur-Norte.

Las Tabla 31 y Tabla 32 muestran los escenarios escogidos para el análisis para las estaciones húmeda y seca respectivamente. Estos escenarios representan condiciones de operación más severas para la seguridad operativa del sistema, aunque factibles de ocurrir. Para los tres niveles de demanda considerados, los escenarios reflejan en general condiciones de máxima penetración instantánea de ERVs, de máxima transferencia de potencia a través de la frontera Norte-Centro y de mínima reserva de potencia reactiva en el área central.

Se hace notar que los resultados en la tabla corresponden al caso sin transferencias de potencia regionales, las que se agregan de manera adicional a estos valores e influyen principalmente la transferencia por la frontera Norte – Centro del SEN listada en la tabla.

ESTACION HUMEDA (Mayo-Noviembre)				
Demanda	Máxima Diurna	Máxima Nocturna	Media	Mínima
Nombre de referencia⁹(simulaciones)	PEAK-DAY-WET	PEAK-NIGHT-WET	MED-WET	MIN-WET
Año hidrológico	2002	2002	1994	2002
Generación sincrónica (MW)	641,4	1235,8	428,5	413,5
Generación Eólica (MW)	762,2	762,2	759,8	755,1
Generación PV central (MW)	292,3	0,0	292,3	0,0
Generación PV distribuida (MW)	300,0	0,0	300,0	0,0
Otra generación (MW)	265,7	265,7	198,0	14,9
Total Generación (MW)	2261,5	2263,7	1978,6	1183,5
Penetración ERV (% de la demanda)	60,7	34,1	69,4	64,8
Demanda (MW)	2232,0	2232,0	1949,0	1165,0
Pérdidas (MW)	30,3	31,7	30,3	18,5
Reserva despachada (MW)	489,8	970,8	248,3	328,3
Generación Máq. con reserva (MW)	191,4	701,7	61,6	241,1
Reserva rodante (MW)	298,4	269,1	186,8	87,2
Reserva rodante (%-demanda)	13,4	12,1	9,6	7,5
Flujos fronteras (MW)				
Frontera Costa Rica -> Nicaragua	0,0	0,0	0,3	0,0
Frontera Costa Rica -> Panamá	0,0	0,0	0,0	0,0
Frontera Norte -> Centro	731,0	668,6	746,0	498,8

Tabla 31: Condiciones operativas para el análisis de estabilidad durante la estación húmeda (horizonte 2024)

⁹ Nombres de referencias para identificar resultados de la simulación en los anexos del estudio.

ESTACION SECA (Diciembre-Abril)				
Demanda	Máxima Diurna	Máxima Nocturna	Media	Mínima
Nombre de referencia	PEAK-DAY-DRY	PEAK-NIGHT-DRY	MED-DRY	MIN-DRY
Año hidrológico	1994	1994	2002	1994
Generación sincrónica (MW)	771,1	1342,0	441,4	293,6
Generación Eólica (MW)	761,0	761,0	756,9	758,7
Generación PV central (MW)	292,3	0,0	292,3	0,0
Generación PV distribuida (MW)	300,0	0,0	300,0	0,0
Otra generación (MW)	145,5	170,1	186,0	135,6
Total Generación (MW)	2269,9	2273,2	1976,5	1188,0
Penetración ERV (% de la demanda)	60,6	34,1	69,2	65,1
Demanda (MW)	2232,0	2232,0	1949,0	1165,0
Pérdidas (MW)	37,9	41,2	28,3	23,0
Reserva despachada (MW)	425,3	704,5	303,5	148,0
Generación Máq. con reserva (MW)	140,2	471,0	139,9	55,9
Reserva rodante (MW)	285,1	233,6	163,6	92,1
Reserva rodante (%-demanda)	12,8	10,5	8,4	7,9
Flujos fronteras (MW)				
Frontera Costa Rica -> Nicaragua	0,0	0,3	0,3	0,2
Frontera Costa Rica -> Panamá	0,0	0,0	0,0	0,0
Frontera Norte -> Centro	900,2	985,8	704,9	620,3

Tabla 32: Condiciones operativas para el análisis de estabilidad durante la estación seca del año (horizonte 2024)

4.4.2 Criterios de Análisis

El análisis considera los criterios de seguridad para la planificación, diseño y operación del SEN definidos por el ICE (Tabla 1, de [6]). Se consideraron los límites de carga suministrados por el ICE en los archivos PSS/E: Ratings A para el límite de carga Nominal, y Ratings C para el límite de carga de emergencia.

Utilizando un criterio conservador se han asumido ciertas hipótesis de cálculo según se detalla en las siguientes secciones. Los criterios considerados son tales que no invalidan los resultados del análisis.

4.4.2.1 Balance generación-demanda

La demanda en el SEN de Costa Rica se balancea con generación dentro del propio sistema. Así, sin considerar transferencias de potencia regionales, la potencia de intercambio neta del SEN es nula. Esta hipótesis de trabajo está en línea con la práctica habitual del ICE y con la simulación del despacho de la generación.

El restablecimiento del equilibrio entre generación y demanda tras contingencias múltiples o de subestaciones con pérdida de generación se realiza a través de los generadores que participan de la reserva primaria según el despacho correspondiente. La potencia de desbalance se distribuye de manera proporcional a su potencia nominal. Las centrales con capacidad de proveer regulación primaria son: Río Macho, Garita, Angostura, Pirrís, Reventazón, Cachi, Garita, Peñas Blancas, Cariblanco, Toro, Arenal y Corobici. El aporte de reserva primaria de estas máquinas se realiza dentro de los límites operativos para su potencia activa, los que se han tomado según el modelo SDDP (base de datos de referencia del ICE para la simulación del despacho de carga).

Para los escenarios con potencias de intercambio, se ajusta la generación en Panamá (+/- 100MW) y ésta es a su vez compensada por el generador equivalente de la red de México de potencia infinita. Así se pueden forzar porteos de 100MW en dirección Norte-Sur y Sur-Norte a través del sistema de Costa Rica manteniéndose un intercambio neto de potencia nulo con el SEN.

4.4.2.2 Regulación de tensión y límites de potencia reactiva

Se realizan las siguientes observaciones:

- El estudio se concentra en el nivel de transmisión de alta tensión (138/230kV) por lo que no se evalúan los perfiles de tensión en nodos de tensiones nominales inferiores a ésta (69/34.5/24.9/13.8kV y menores).
- Los límites operativos de potencia reactiva de los generadores sincrónicos (importados desde PSS/E) son constantes. Para algunos puntos de operación de su potencia activa, estos límites de potencia reactiva resultan en una sobrecarga del generador (corriente aparente excedería la corriente nominal).
- Los generadores en Río Macho, Garita, Angostura y Pirrís operan como compensadores síncronos en aquellos casos en que no estén despachados.

- La posición del conmutador de los transformadores se ajusta automáticamente (flujo de cargas con ajuste automático de taps) según las tensiones de referencia definidas por el ICE en su base de referencia en formato PSS/E.
- Bancos de capacitores conectados en el nivel de 34.5kV: se los asumen conectados para los escenarios de máxima demanda y desconectados para los demás escenarios. De esta forma, el perfil de tensión para el caso (n-0) resulta dentro del límite de tensión 1.05 – 0.95pu definido en [6] para la operación sin contingencia.

4.4.2.3 Tiempos máximos para el despeje de falla

Para el análisis dinámico se asumieron las siguientes condiciones:

- Fallas trifásicas balanceadas sin resistencia de falla (resistencia de falla = 0).
- Tiempo máximo para el despeje de las fallas trifásicas: 6 ciclos (100ms)

4.4.3 Estabilidad de Tensión

La estabilidad de tensión está definida por la habilidad del sistema de mantener la tensión en todas sus barras dentro de los márgenes permitidos para la condición de operación normal del sistema, y por su habilidad de recuperar la tensión a estos valores tras la ocurrencia de una falla.

Los generadores síncronos han sido tradicionalmente los encargados de proveer la potencia reactiva necesaria para mantener la tensión dentro de los márgenes de operación establecidos. Por otro lado, los generadores eólicos modernos de velocidad variable (tipo III y IV) y los generadores PV soportan la operación en modo control de tensión y pueden proveer, de ser requerida, potencia reactiva al sistema para soportar la tensión en sus barras. Se debe observar no obstante que esta generación estática está conectada en otras partes del sistema (según disponibilidad de los recursos naturales, viento y sol) y su respuesta dinámica es diferente a la de los generadores síncronos.

Esta parte del estudio evalúa el impacto del desplazamiento de generación síncrona por generación ERV sobre la estabilidad de tensión del sistema para los escenarios del horizonte 2024.

4.4.3.1 Metodología de Análisis

El análisis de estabilidad de tensión se realiza en dos etapas.

La primera etapa está basada en un análisis de sensibilidad en estado estacionario (estabilidad de tensión de pequeña señal) y tiene como objetivo identificar la(s) barra(s) más débiles del sistema respecto de la regulación de tensión y la(s) contingencia(s) más crítica(s).

- La barra más débil del sistema o barra crítica, en relación a la regulación de tensión, es aquella que presenta la mayor sensibilidad $\partial u / \partial Q$ en los estados de pre- y post-contingencia. En efecto, cabe esperar en dicha barra el mayor cambio de tensión producida la contingencia como consecuencia de la pérdida de potencia reactiva asociada.

- Además de las barras con mayor sensibilidad $\partial u/\partial Q$ se consideran las siguientes barras que por su ubicación estratégica en el sistema se observan como barras críticas:
 - 230kV: Cañas, Liberia, Lindora, Moin, Palmar y Tejar
 - 138kV: Colima, Guayabal
- La contingencia más crítica es aquella que resulta en el mayor salto de potencia reactiva en aquellos generadores con capacidad de regulación de tensión. Estos son, los generadores convencionales (síncronos) y los generadores eólicos y PV de gran escala. A mayor cambio de la inyección de potencia reactiva de estos generadores, mayor será la pérdida de reserva de reactivos de los mismos y en consecuencia, menor el margen de estabilidad de tensión post-contingencia.

Este análisis combinado de contingencias y sensibilidad $\partial u/\partial Q$ permite identificar de manera eficiente las contingencias críticas y barras más débiles del sistema para un gran número de escenarios de operación.

Para la contingencia crítica de cada escenario de operación se verifica a continuación el margen de estabilidad de tensión mediante la construcción de curvas Q-V. El margen de estabilidad está definido como la diferencia (en Mvar) entre la tensión de operación de la barra y el límite de estabilidad, que corresponde al punto de la curva Q-V donde la derivada (pendiente) se hace cero.

La segunda etapa del análisis verifica la recuperación dinámica de la tensión post-falla en barras del sistema (estabilidad de tensión de gran señal o de corta duración). Con el sucesivo desplazamiento de generación síncrona por generación ERV, la recuperación de la tensión en las barras tras la falla está menos influenciada por el comportamiento dinámico de los generadores síncronos y más bien por la respuesta dinámica de los generadores ERV, o sea, por el control de sus convertidores electrónicos de potencia. Más aún, a los efectos de evitar una propagación del hueco de tensión al resto del sistema (por ej. a consecuencia de una falla en el sistema de transmisión), los generadores ERV modernos suelen inyectar corriente reactiva durante la falla para soportar dinámicamente la tensión.

El comportamiento transitorio de la tensión en barras del sistema para las contingencias más críticas se analiza mediante simulaciones electromecánicas (RMS) en dominio del tiempo. Además de verificar que las tensiones en todas las barras del sistema se recuperen dentro de los márgenes de tolerancia establecidos para los huecos de tensión, se verifica que no ocurra desconexión en cascada (descontrolada) de generación, que pueda desembocar en un problema de estabilidad de frecuencia.

4.4.3.2 Demanda máxima nocturna en la estación seca

La metodología de análisis descrita en la sección anterior se desarrolla en detalle a modo ilustrativo para el escenario de operación de demanda máxima nocturna de la estación seca sin porteos de potencia de la Tabla 32.

La Tabla 33 muestra el resultado del análisis de sensibilidad para aquellas contingencias con la mayor variación de inyección de potencia reactiva entre el estado post-contingencia (n-k) y el estado pre-contingencia (n-0), vale decir, el escenario de partida en condiciones normales de operación de la red. La tabla muestra los resultados para las primeras 20 contingencias por orden decreciente de cambio

de inyección de potencia reactiva. Los resultados para el resto de las contingencias analizadas se muestran en el anexo 2.

Como resulta de la tabla, la contingencia múltiple de las líneas de 230kV Arenal-Lindora (50200-53050_1) y Garabito-Coyol (50900-54750_1.) presenta el mayor incremento de la inyección de potencia reactiva (129Mvar) post-contingencia. Esta contribución corresponde a la suma de las variaciones de inyección de cada uno de los generadores con control de tensión en el sistema tal como se muestra la Tabla 34. Los generadores de mayor contribución son nuevas plantas eólicas en Tarbaca (11,2Mvar), Higuito (10,5Mvar) y Peñas Blancas (9,8Mvar), y los generadores sincrónicos de Pirrís (2 x 5,8Mvar), Capulín (5,3Mvar) y Reventazón (3 x 3,5Mvar). Se destaca que la nueva generación eólica contribuye a la regulación de tensión.

Al mismo tiempo, la reserva de reactivos post-contingencia se reduce al valor mínimo de 834,7Mvar. Esta reserva corresponde a la diferencia entre la inyección post-contingencia de reactivo de los generadores con control de tensión y sus respectivos límites máximos de potencia reactiva.

La Tabla 33 muestra además que la barra Cobano 138kV (50854COB138) presenta la mayor sensibilidad $\partial u/\partial Q$ (barra más débil en el estado de post-contingencia), variando levemente su sensibilidad según la contingencia.

La Figura 78 muestra las curvas Q-V para las barras observables del SEN y la contingencia crítica (según orden descendiente del cambio de inyección de reactivos de la Tabla 33) del escenario de demanda máxima nocturna en la estación seca sin porteos de potencia.

Entre las barras de 230kV observables, Liberia presenta el menor margen de estabilidad de tensión con 382Mvar. Este margen resulta sin embargo holgadamente superior al margen mínimo practicado por el ICE de 60Mvar para contingencias múltiples y se explica a partir del aumento del aporte de reactivos por la nueva generación eólica y solar que regula tensión.

Entre las barras de 138kV, el menor margen de estabilidad de tensión se observa en Cobano con 72Mvar. Aún este valor resulta por encima del margen mínimo practicado por el ICE de 60 Mvar para contingencias múltiples.

Contingencia	Reserva de Reactivos (n-k) [Mvar]	Variación de Reserva [(n-k)-(n-0)] [Mvar]	Variación Inyección Reactivos [(n-k)-(n-0)] [Mvar]	Barra crítica	Tensión nominal [kV]	Sensibilidad dv/dQ	Orden de la contingencia
Multi-50200_53050_1/50900_54750_1	965,5	-130,8	129,6	50854 COB138	138	0,00373642	Multiple
53200 GAR230 [Garita]	972,6	-123,8	122,2	50854 COB138	138	0,00373307	Multiple
Multi-50200_50900_1/50200_53050_1	1002,5	-93,9	93,2	50854 COB138	138	0,00374053	Multiple
lne_50350_50900_1	1030,6	-65,7	65,0	50854 COB138	138	0,00371971	Simple
50200 ARE230A [Arenal]	1012,8	-83,5	62,8	50854 COB138	138	0,00374843	Multiple
lne_50200_53050_1	1034,8	-61,5	61,0	50854 COB138	138	0,00372813	Simple
lne_50200_53050_1(1)	1034,8	-61,5	61,0	50854 COB138	138	0,00372813	Simple
lne_50900_54750_1-trf_50900_50921_1	1018,0	-78,4	60,7	50854 COB138	138	0,00372775	Multiple
Multi-50900_54750_1/53000_53050_1	1036,3	-60,0	59,4	50854 COB138	138	0,00372289	Multiple
58006 CAC138B [Cachi]	1007,9	-88,5	58,2	50854 COB138	138	0,00372288	Multiple
53850 RMA230 [Río Macho]	1042,3	-54,1	53,4	50854 COB138	138	0,00372543	Multiple
53002 CAJ230B [La Caja]	1042,8	-53,6	53,0	50854 COB138	138	0,00372041	Multiple
lne_50050_51450_10	1043,5	-52,9	52,6	50854 COB138	138	0,00373284	Simple
lne_50900_54750_1	1047,5	-48,8	48,3	50854 COB138	138	0,00372179	Simple
lne_50053_50300_10-lne_50000_50050_1	1047,9	-48,4	48,3	50854 COB138	138	0,00377495	Multiple
53050 LIN230A [Lindora]	1049,7	-46,7	46,5	50854 COB138	138	0,00372225	Multiple
lne_51050_53200_1	1049,7	-46,6	46,0	50854 COB138	138	0,00372093	Simple
53052 LIN230B [Lindora]	1050,7	-45,7	45,4	50854 COB138	138	0,00372452	Multiple
lne_51300_53200_1	1051,4	-45,0	44,6	50854 COB138	138	0,00372572	Simple
lne_53850_58450_1-lne_53856_58004_1	1052,6	-43,7	43,0	50854 COB138	138	0,00372586	Multiple

Tabla 33: Identificación de la(s) contingencia(s) y barra(s) críticas para el escenario de demanda máxima nocturna durante la estación seca y sin porteo de potencia a través del SEN.

	Generador	Subestación	Contingencia Q(n-k) [Mvar]	Caso base Q(n-0) [Mvar]	Diferencia Q(n-k)-Q(n-0) [Mvar]	Contribución [%]
1	NW_53900_2	Tarbaca	17,8	6,6	11,2	8,6
2	NW_54850_2	Higuito	17,7	7,2	10,5	8,1
3	NW_50800_2	Peñas Blancas	17,2	7,4	9,8	7,6
4	sym_54270_1	Pirris	11,4	5,8	5,6	4,3
5	sym_54271_1	Pirris	11,3	5,8	5,6	4,3
6	sym_51070_1	Capulín	8,3	3,0	5,3	4,1
7	sym_58522_1	Reventazón	17,2	13,7	3,5	2,7
8	sym_58521_1	Reventazón	17,2	13,7	3,5	2,7
9	sym_58520_1	Reventazón	17,2	13,7	3,5	2,7
10	NW_50100_1	Corobici	6,4	3,2	3,2	2,5
11	sym_58121_1	Angostura	7,9	4,9	3,0	2,3
12	sym_58120_1	Angostura	7,8	4,9	3,0	2,3
13	sym_58122_1	Angostura	7,7	4,8	2,9	2,3
14	NW_50000_2	Liberia	6,5	4,0	2,5	1,9
15	sym_58021_1	Cachi	10,6	8,3	2,3	1,8
16	sym_58020_1	Cachi	10,5	8,2	2,3	1,8
17	sym_53874_1	Río Macho	6,7	4,4	2,3	1,7
18	sym_53220_1	Garita	14,0	11,8	2,2	1,7
19	sym_50220_1	Arenal	15,6	13,6	1,9	1,5
20	sym_50721_1	Toro	6,4	4,5	1,9	1,5
21	sym_50722_1	Toro	7,4	5,5	1,9	1,5
22	sym_50770_1	Toro 3	4,9	3,0	1,9	1,5
23	sym_53873_1	Río Macho	5,8	3,9	1,9	1,5
24	sym_53872_1	Río Macho	5,8	3,9	1,9	1,5
25	sym_50820_2	Peñas Blancas	6,3	4,5	1,8	1,4
26	sym_50820_1	Peñas Blancas	6,3	4,5	1,8	1,4
27	sym_50121_1	Corobici	12,3	10,6	1,7	1,3
28	sym_50120_1	Corobici	12,4	10,7	1,7	1,3
29	sym_54520_1	El General	4,2	3,0	1,2	0,9
30	sym_50271_1	Miravalles	9,3	8,2	1,1	0,8
31	sym_50270_1	Miravalles	9,2	8,1	1,1	0,8
32	sym_54171_1	La Joya	8,0	6,9	1,0	0,8
33	sym_50923_1	Garabito	9,9	8,9	1,0	0,8
34	sym_50923_2	Garabito	9,9	8,9	1,0	0,8
35	sym_54172_1	La Joya	8,0	6,9	1,0	0,8
36	sym_54170_1	La Joya	8,0	6,9	1,0	0,8
37	sym_53870_2	Río Macho	1,5	0,4	1,0	0,8
38	sym_53870_1	Río Macho	1,5	0,4	1,0	0,8
39	sym_51170_1	Pailas2	9,4	8,4	1,0	0,8
40	sym_50272_1	Miravalles 3	5,5	4,8	0,7	0,5
41	sym_50920_1	Garabito	7,1	6,4	0,7	0,5
42	sym_50920_3	Garabito	7,1	6,4	0,7	0,5
43	sym_50920_2	Garabito	7,1	6,4	0,7	0,5
44	sym_50921_1	Garabito	7,1	6,4	0,7	0,5
45	sym_50921_3	Garabito	7,1	6,4	0,7	0,5
46	sym_50921_2	Garabito	7,1	6,4	0,7	0,5
47	sym_50922_2	Garabito	7,1	6,4	0,7	0,5

	Generador	Subestación	Contingencia Q(n-k) [Mvar]	Caso base Q(n-0) [Mvar]	Diferencia Q(n-k)-Q(n-0) [Mvar]	Contribución [%]
48	sym_50922_3	Garabito	7,1	6,4	0,7	0,5
49	sym_50922_1	Garabito	7,1	6,4	0,7	0,5
50	sym_58326_1	Moin	2,9	2,3	0,7	0,5
51	sym_58325_1	Moin	2,9	2,3	0,7	0,5
52	sym_51332_2	Balsa	1,8	1,1	0,6	0,5
53	sym_51332_1	Balsa	1,8	1,1	0,6	0,5
54	sym_51333_1	Daniel Gutierrez	1,3	0,8	0,6	0,4
55	sym_51333_3	Daniel Gutierrez	1,3	0,8	0,6	0,4
56	sym_51333_2	Daniel Gutierrez	1,3	0,8	0,6	0,4
57	sym_58322_1	Moin	2,8	2,2	0,5	0,4
58	sym_58323_1	Moin	2,8	2,3	0,5	0,4
59	sym_58324_1	Moin	3,0	2,4	0,5	0,4
60	sym_58321_1	Moin	2,8	2,3	0,5	0,4
61	sym_58524_1	Reventazón	2,5	2,0	0,5	0,4
62	sym_51152_2	Pailas	4,6	4,1	0,5	0,4
63	sym_51152_1	Pailas	4,6	4,1	0,5	0,4
64	sym_50123_1	Sandillal	3,2	2,8	0,4	0,3
65	sym_51332_3	Balsa	1,1	0,7	0,4	0,3
67	sym_50621_1	El Viejo	6,7	6,3	0,4	0,3
68	sym_58236_1	Doña Julia	2,4	2,0	0,3	0,3
69	sym_50123_2	Sandillal	2,2	1,9	0,3	0,2
70	sym_58070_1	Rio Lajas	-0,9	-1,1	0,2	0,2
71	sym_50273_2	Miravalles 5	1,0	0,8	0,2	0,1
72	sym_50273_1	Miravalles 5	1,0	0,8	0,2	0,1
73	sym_58070_2	Rio Lajas	-0,5	-0,6	0,1	0,1
	TOTAL				129,6	100

Tabla 34: Contribución de las máquinas con regulación de tensión al cambio de potencia reactiva para la falla 50900 GAB230 [Garabito] y el escenario de operación para la demanda máxima nocturna en la estación seca (PEAK-NIGHT-DRY) sin porteo de potencia a través del SEN

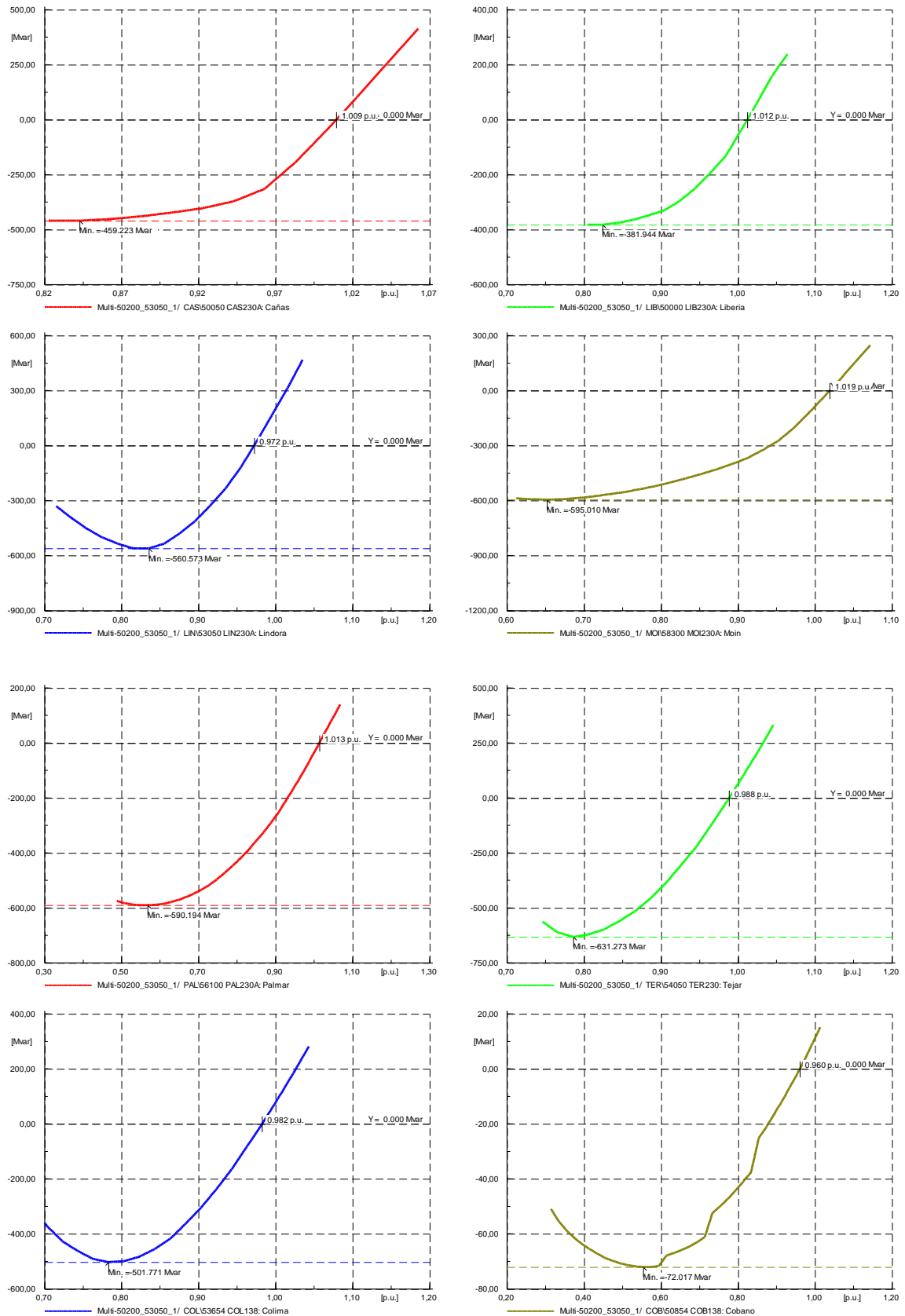


Figura 78: Curvas Q-V de las barras observables para la contingencia múltiple en las líneas de 230kV Arenal-Lindora (50200-53050_1) y Garabito-Coyol (50900-54750_1). Escenario: demanda máxima nocturna en la estación seca sin porteo de potencia.

Respuesta dinámica de la tensión

La respuesta dinámica del sistema se verifica a continuación para la contingencia crítica mediante simulación en dominio del tiempo.

La Figura 79 muestra los resultados para la falla trifásica múltiple en las líneas de 230kV Arenal-Lindora (50200-53050_1) y Garabito-Coyol (50900-54750_1). La falla se despeja a los 6 ciclos (100ms) mediante la aislación de ambas líneas.

El gráfico superior muestra las tensiones en las barras observables del sistema. En todos los casos, la recuperación de tensión es satisfactoria y claramente por encima de la curva de tolerancia a huecos de tensión exigida en [6].

El gráfico inferior muestra la contribución de potencia reactiva de la generación estática durante la falla. Esta inyección ayuda a sostener dinámicamente la tensión y contener la expansión del hueco del sistema al resto del sistema. La curva en el gráfico corresponde a modo ilustrativo a la generación en Peñas Blancas (generador NW_50800_2), que como se mostró en la Tabla 34 es uno de los generadores eólicos con la mayor contribución de potencia reactiva en el estado post-contingencia. Comportamiento similar se observa en los demás generadores eólicos y solares de gran escala, con la contribución de potencia reactiva siendo proporcional al hueco de tensión en el punto de conexión.

La simulación confirma además que toda la generación estática (PV/eólica de gran escala) se mantiene conectada durante la falla ni se produce pérdida de sincronismo de generadores síncronos.

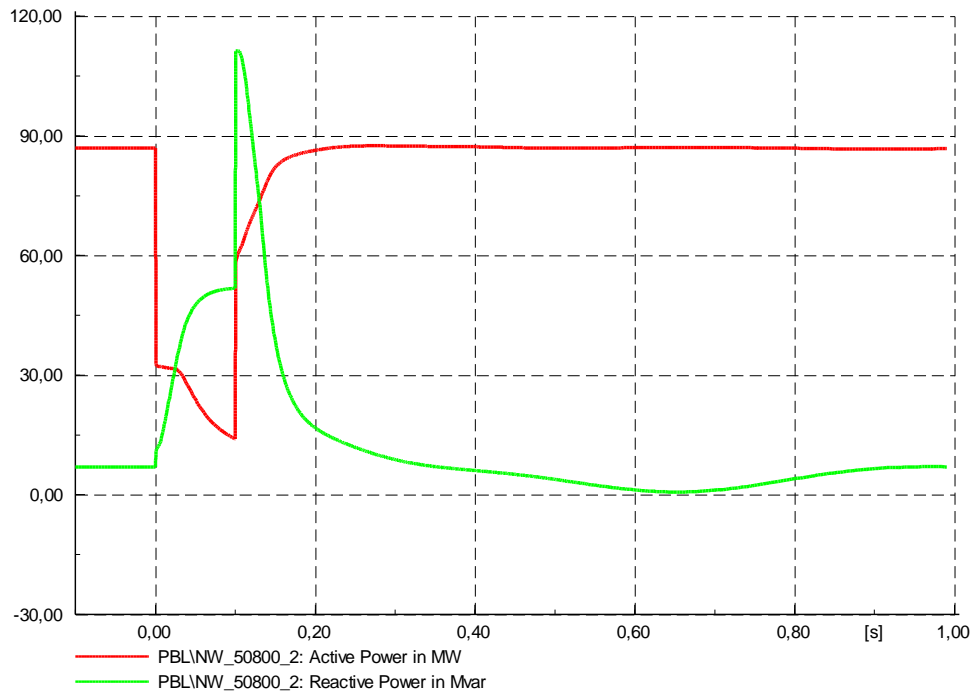
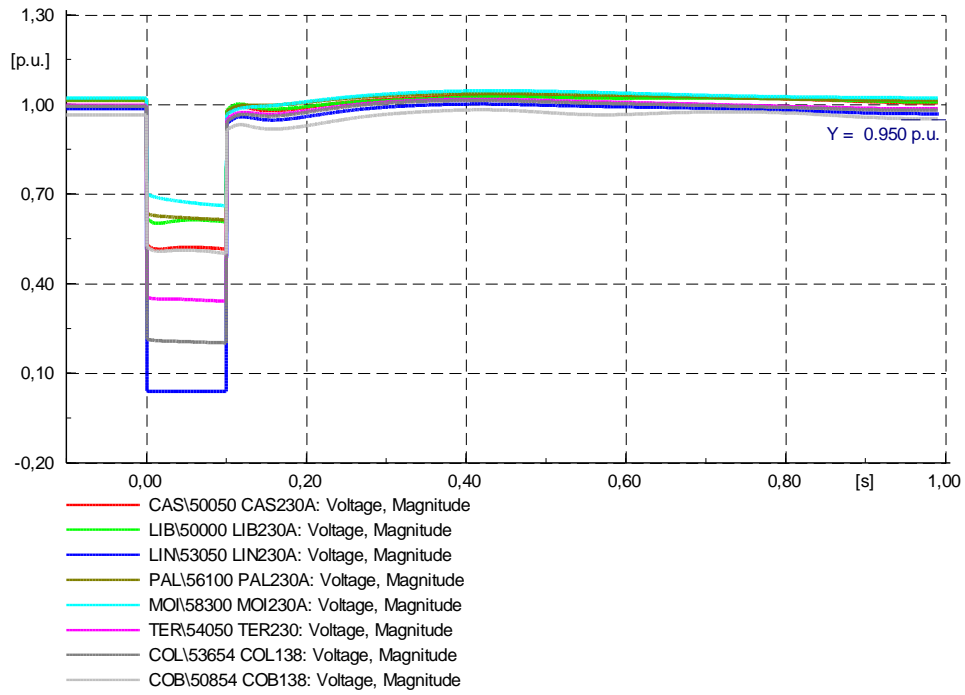


Figura 79: Respuesta dinámica del sistema ante la falla trifásica múltiple en las líneas de 230kV Arenal-Lindora (50200-53050_1) y Garabito-Coyol (50900-54750_1). Escenario PEAK-NIGHT-DRY sin porteo de potencia a través del SEN.

4.4.3.3 Otros escenarios de demanda

El análisis de la sección anterior se repitió para los demás escenarios de demanda (máxima, media y mínima) en las estaciones seca y húmeda del año. La Tabla 35 resume los resultados más importantes para los diferentes niveles de demanda y sin porteos de potencia a través del SEN.

Para cada uno de los escenarios considerados, la tabla muestra el margen de estabilidad de tensión de cada una de las barras observables del sistema para la contingencia crítica. Estos márgenes de estabilidad resultan de las curvas QV de cada escenario que se muestran en las Figura 80 a Figura 86.

Se realizan las siguientes observaciones:

- De entre las barras observables de 230kV, Liberia presenta un margen de estabilidad de tensión menor en todos los escenarios. El margen mínimo (297,1Mvar) ocurre para la contingencia múltiple de las líneas Arenal-Lindora y Garabito-Coyol en el escenario de demanda máxima diurna en la estación húmeda del año.
- De entre las barras observables de 138kV, Cobano presenta un margen de estabilidad de tensión menor en todos los escenarios. El margen mínimo (69,2Mvar) ocurre para la contingencia múltiple de las líneas Arenal-Lindora y Garabito-Coyol en el escenario de demanda mínima en la estación húmeda del año.
- En todos los casos, estos márgenes de estabilidad de tensión resultan superior al margen mínimo practicado por el ICE de 60Mvar para contingencias múltiples, lo que se explica a partir del aumento del aporte de reactivos por la nueva generación eólica y solar que regula tensión.

Se hace notar que todos los escenarios analizados son (n-2) seguros; vale decir, el despacho de la generación se restringió con la condición de verificar los límites de tensión indicados en [6] para fallas simples y múltiples.

La respuesta dinámica de la tensión en las barras observables del sistema se verificó mediante simulaciones dinámicas para las contingencias críticas. Se consideró en todos los casos fallas sin resistencia de falla. Los resultados se muestran de manera detallada en el Anexo 2.

La recuperación de la tensión tras el despeje de la falla es satisfactoria en todos los casos y dentro de los límites establecidos en [6]. A su vez, las simulaciones confirman que no se produce desconexión de generación convencional ni ERV más allá de las estrictamente afectadas por la falla.

Los resultados de los escenarios con diferentes porteos de potencia presentan márgenes de estabilidad de tensión similares al del caso sin potencia de porteo. En otras palabras, los resultados muestran que los porteos de potencia de +/- 100MW a través del SEN no influyen los márgenes de estabilidad de tensión de los escenarios de demanda máxima. Los resultados se detallan en el Anexo 2.

Hidrología	Escenario	Contingencia crítica										
			Cañas	Liberia	Lindora	Moín	Palmar	Tejar	Colima	Cobano		
			CAS230	LIB230	LIN230	MOI230	PAL230	TER230	COL138	COB138		
DRY	PEAK-NIGHT	Arenal-Lindora /	u(pu)	1,01	1,01	0,97	1,02	1,01	0,99	0,98	0,96	
		Garabito-Coyol	Margen (Mvar)	459,2	382,0	560,6	595,0	590,2	631,3	501,8	72,0	
	PEAK-DAY	Arenal-Lindora /	u(pu)	1,01	1,01	0,97	1,01	1,01	0,99	0,98	0,99	
		Garabito-Coyol	Margen (Mvar)	470,5	388,2	517,6	321,6	555,1	573,3	470,0	83,9	
	MED	Arenal-Lindora /	u(pu)	1,01	1,01	0,99	1,02	1,02	1,00	1,00	1,00	
		Garabito-Coyol	Margen (Mvar)	410,0	343,0	536,0	541,0	590,1	582,8	502,1	85,1	
	MIN	Arenal-Lindora /	u(pu)	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,04	1,05	1,02	
		Garabito-Coyol	Margen (Mvar)	541,8	444,2	737,4	544,0	615,8	743,3	661,2	72,1	
	WET	PEAK-NIGHT	Arenal-Garabito /	u(pu)	1,00	1,01	0,98	1,02	1,02	1,00	0,99	0,96
			Arenal-Lindora	Margen (Mvar)	448,3	361,5	641,5	542,0	594,2	684,7	599,6	70,7
		PEAK-DAY	Arenal-Lindora /	u(pu)	1,00	1,00	0,97	1,01	1,01	0,99	0,98	0,99
			Garabito-Coyol	Margen (Mvar)	347,8	297,1	411,7	474,7	551,1	454,7	379,8	82,0
MED		Arenal-Lindora /	u(pu)	1,01	1,02	0,99	1,02	1,02	1,00	1,00	0,99	
		Garabito-Coyol	Margen (Mvar)	417,3	345,8	531,1	542,2	588,4	573,6	495,1	85,3	
MIN		Arenal-Lindora /	u(pu)	1,02	1,03	0,99	1,03	1,03	1,01	1,01	1,01	
		Garabito-Coyol	Margen (Mvar)	401,3	337,3	524,9	507,6	580,5	559,4	484,9	69,2	

Tabla 35: Margen de estabilidad de tensión de las barras observables del sistema para los escenarios de demanda máxima, media y mínima, sin porteos de potencia.

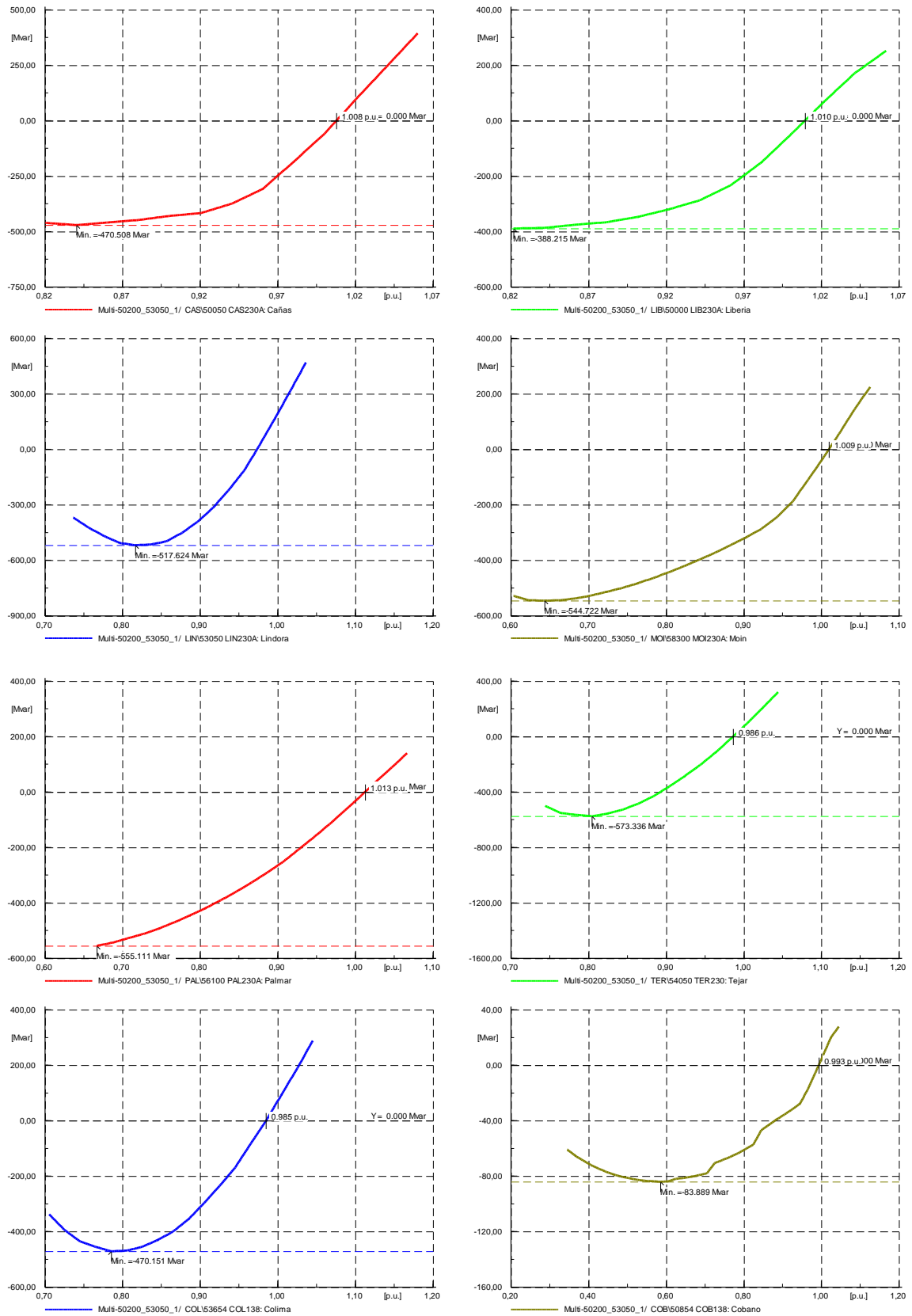


Figura 80: Curvas Q-V de las barras observables para la contingencia del escenario de demanda máxima diaria en la estación seca, y sin porteo de potencia.

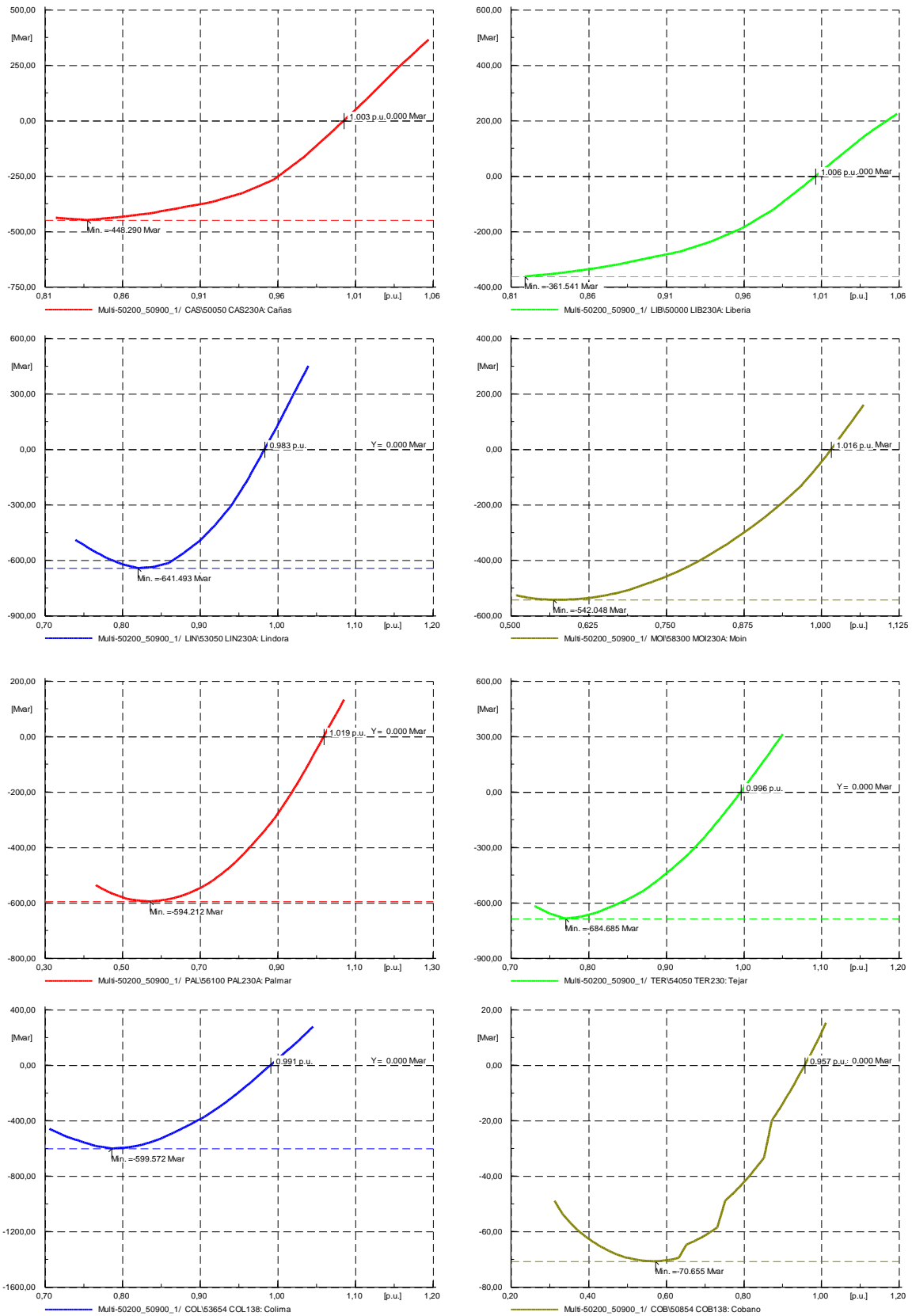


Figura 81: Curvas Q-V de las barras observables para la contingencia crítica del escenario de demanda máxima nocturna en la estación húmeda, y sin porteo de potencia.

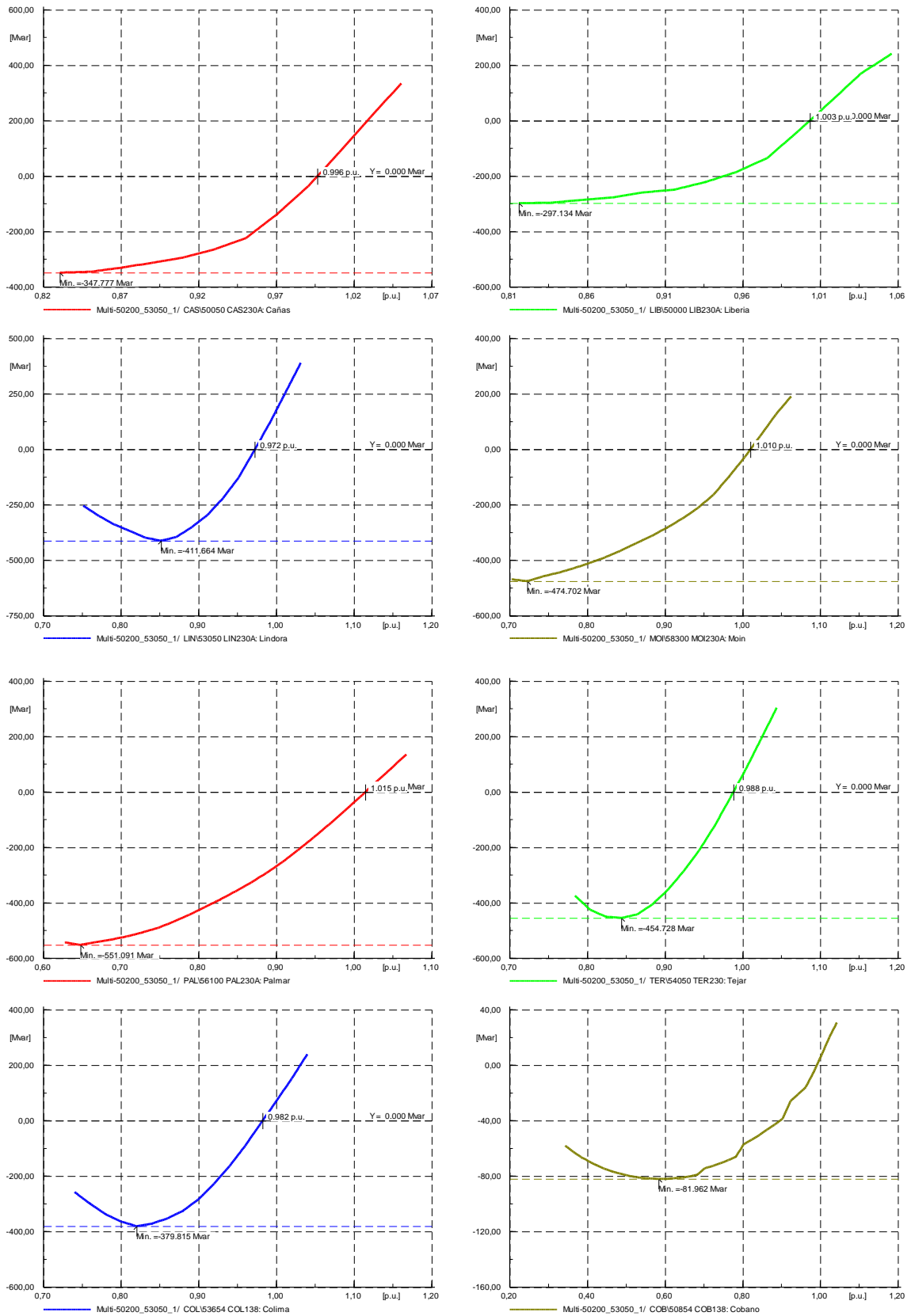


Figura 82: Curvas Q-V de las barras observables para la contingencia crítica del escenario de demanda máxima diaria en la estación húmeda, y sin porteo de potencia.

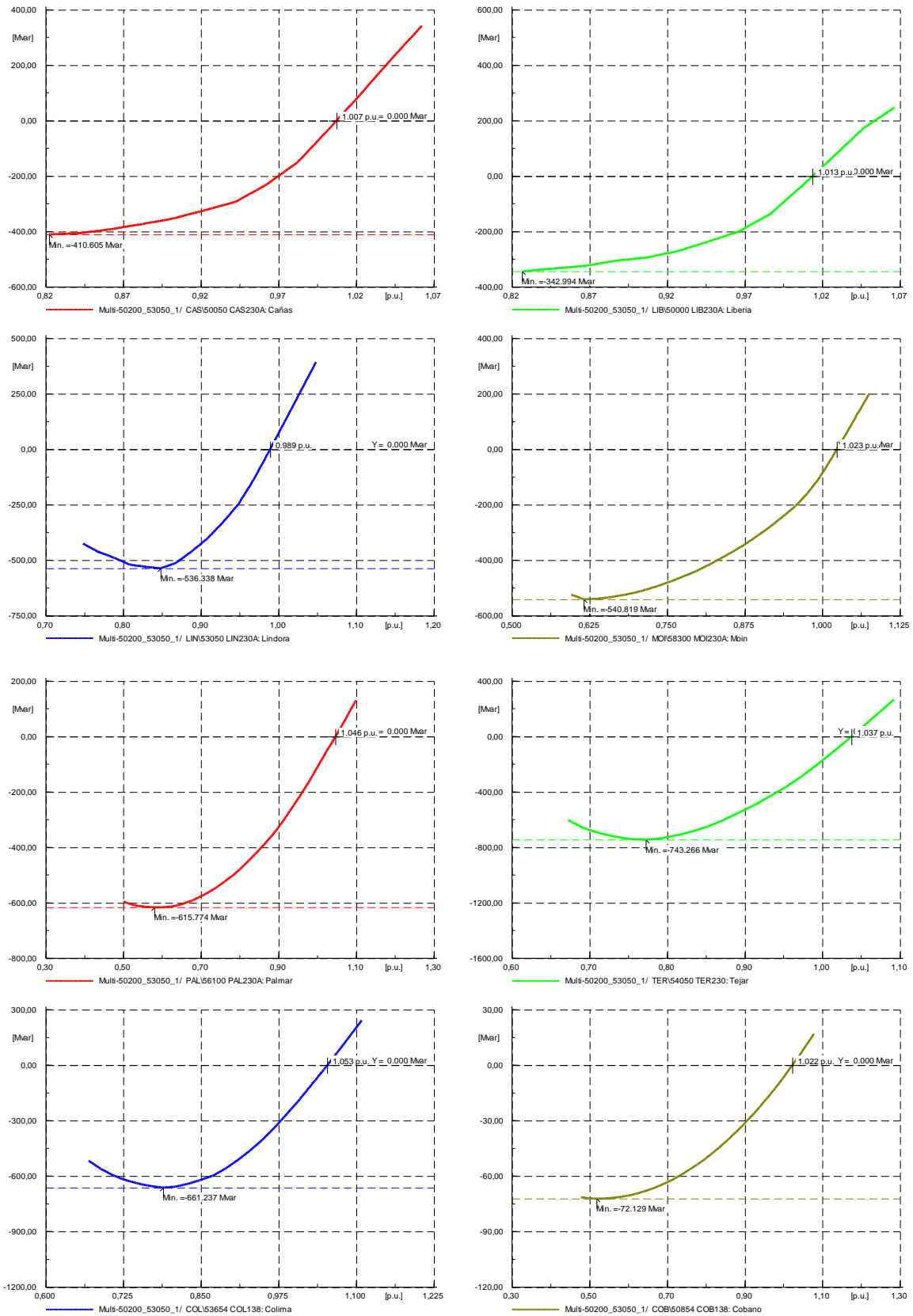


Figura 83: Curvas Q-V de las barras observables para la contingencia crítica del escenario de demanda media en la estación seca, y sin porteo de potencia.

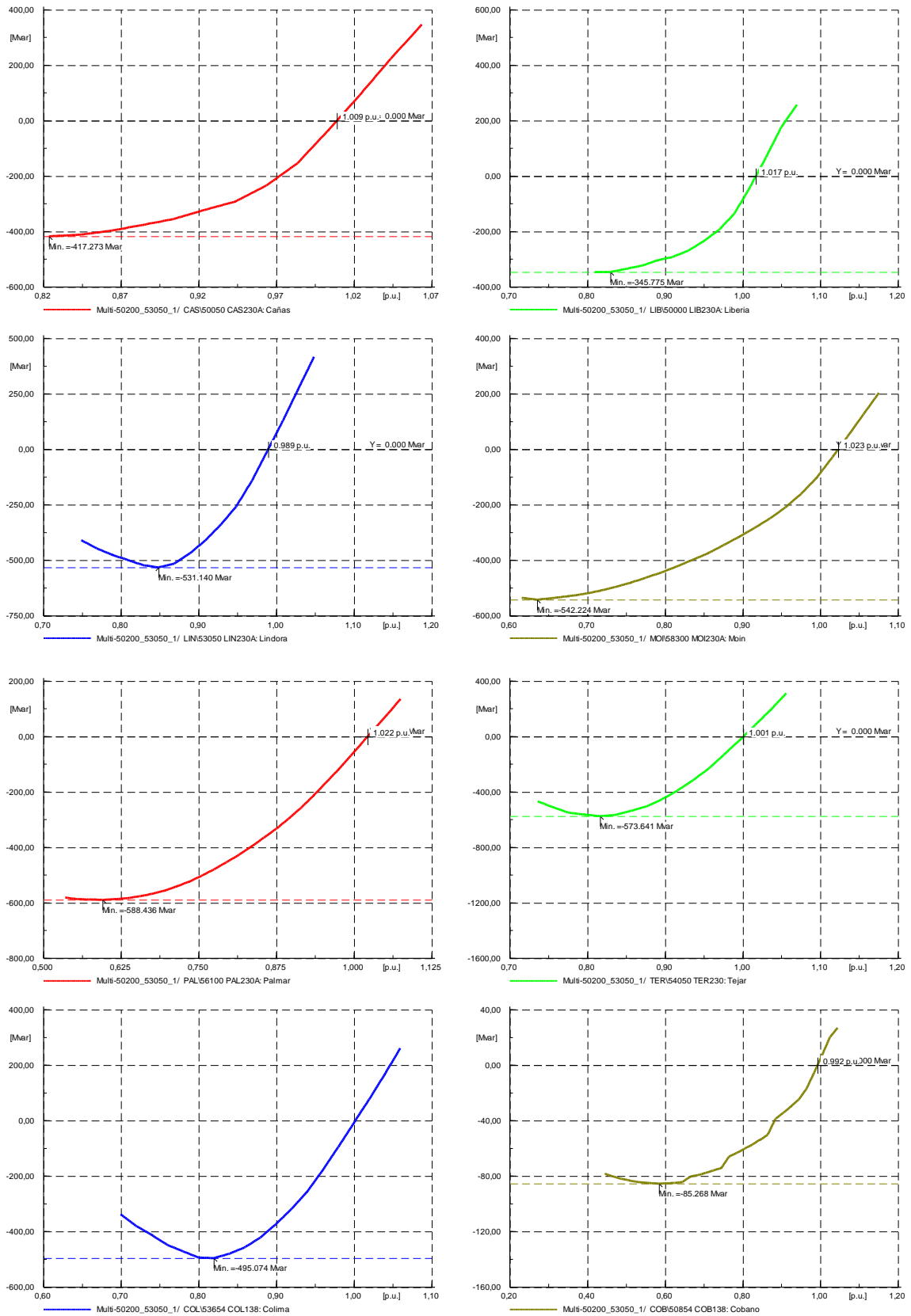


Figura 84: Curvas Q-V de las barras observables para la contingencia crítica del escenario de demanda media en la estación húmeda, y sin porteo de potencia.

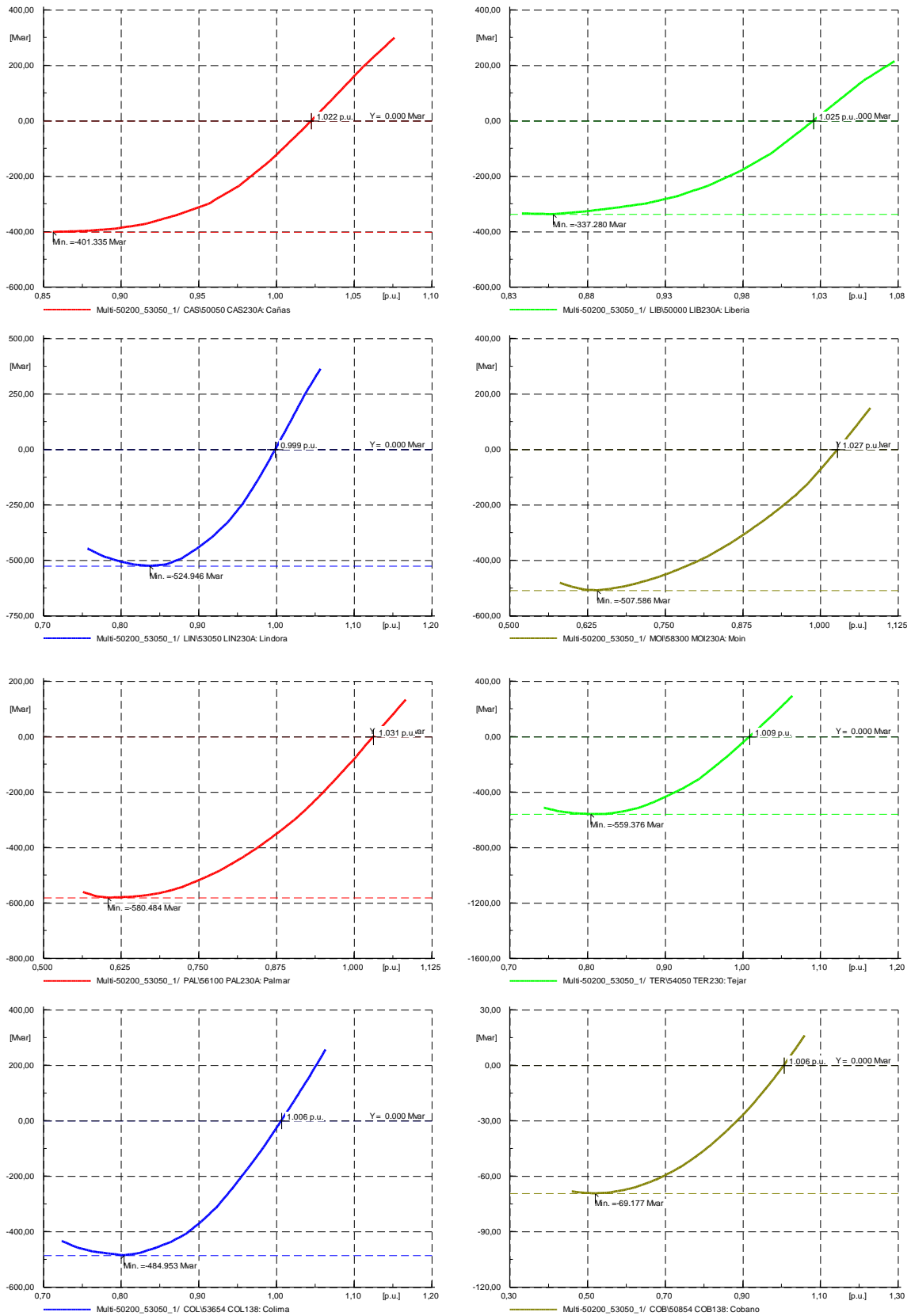


Figura 85: Curvas Q-V de las barras observables para la contingencia crítica del escenario de demanda mínima en la estación húmeda, y sin porteo de potencia.

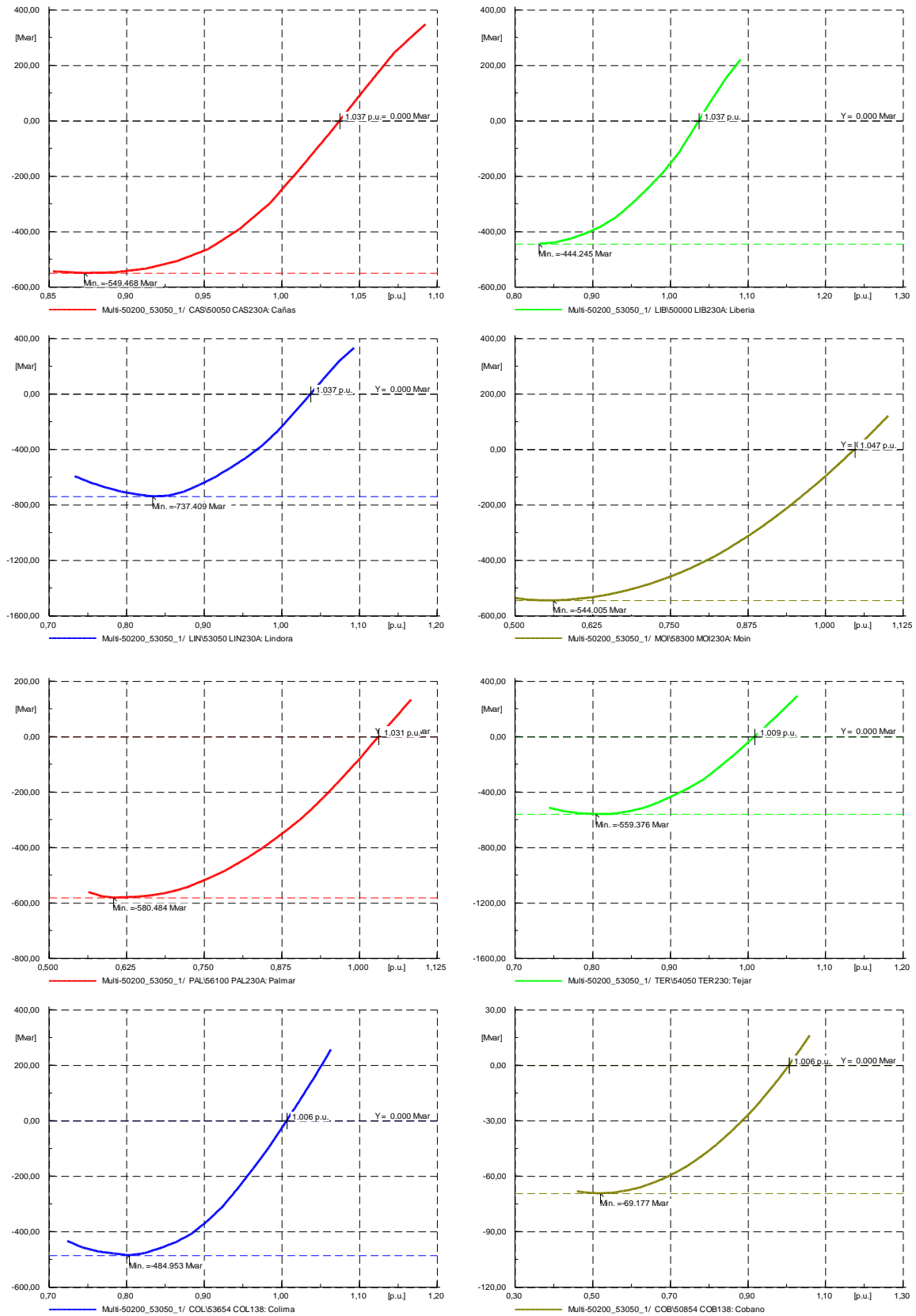


Figura 86: Curvas Q-V de las barras observables para la contingencia crítica del escenario de demanda mínima en la estación húmeda, y sin porteo de potencia.

4.4.4 Estabilidad Transitoria

La estabilidad transitoria (o angular) está dada por la habilidad de los generadores síncronos del sistema de mantenerse en sincronismo tras la ocurrencia de una perturbación.

Durante la ocurrencia de la falla, los rotores de las máquinas típicamente se acelerarán resultando en una variación transitoria del ángulo relativo entre sus rotores (condición de operación asíncrona). Si el sistema es capaz de brindar suficiente torque y amortiguamiento sincronizante tras el despeje de la falla, la variación transitoria relativa entre los ángulos de los rotores se amortiguará y los generadores recuperarán sincronismo garantizando una operación estable del sistema. Por el contrario, la falta de torque sincronizante resultará en una pérdida de sincronismo que se manifiesta en un aumento descontrolado del ángulo relativo entre los rotores de las máquinas y el consecuente disparo del generador por pérdida de sincronismo.

4.4.4.1 Metodología de análisis

La estabilidad transitoria (o angular) de los generadores sincrónicos del SEN se verifica mediante simulaciones dinámicas (RMS) en dominio del tiempo para grandes perturbaciones (fallas) factibles de ocurrir en el sistema. El análisis está enfocado a evaluar el impacto del desplazamiento de parte de la generación sincrónica del sistema por generación estática (ERV) y la influencia de esta última en la estabilidad transitoria de los generadores síncronos.

Para ello, el análisis se enfoca en fallas simples y múltiples en los principales enlaces entre generación y carga (ej. enlace norte centro) y en el anillo norte donde se concentra gran parte de la nueva generación estática de gran escala. El objetivo del análisis es verificar que no se produzca pérdida de sincronismo en ninguno de los generadores despachados para una falla trifásica sin resistencia de falla (caso más desfavorable) que se despeja a los 6 ciclos (100ms).

La Tabla 36 lista las fallas consideradas en el análisis. Se destaca que las fallas de barras en subestaciones ya fueron evaluadas en la sección 4.4.3 durante el análisis de estabilidad de tensión y que en ningún caso se verificó pérdida de sincronismo. Dichas fallas son analizadas tanto para los escenarios de la estación húmeda del año de la Tabla 31 y de la estación seca Tabla 32 y considerando diferentes casos de porteo de potencia por el SEN (sin porteo, +/- 100MW). Los resultados de la simulación están documentados en el Anexo 2.

Tabla 36: Fallas para el análisis de estabilidad transitoria.

Contingencia ID	Tipo	Tensión	Descripción
Ines_ARE-LIN y GAR-COY	Múltiple	230kV	Líneas Arenal-Lindora y Garabito-Coyol
Ine_50200_50900_1-Ine_50200_53050_1	Múltiple	230kV	Líneas Arenal-Lindora y Arenal-Garabito
Ine_50053_50300_1-Ine_50000_50050_1	Múltiple	230kV	Líneas Cañas-Liberia y Cañas-Mogote
Ine_50200_53050_1	Simple	230kV	Línea Arenal - Lindora

Contingencia ID	Tipo	Tensión	Descripción
Ine_50350_51050_1	Simple	230kV	Línea Barrancas - Quebrada
Ine_50650_50750_1	Simple	230kV	Línea Ciudad Quesada - Venecia
Ine_50800_51300_1	Simple	230kV	Línea Peñas Blancas - Balsa Inferior
Ine_50900_54750_1	Simple	230kV	Línea Garabito - Coyol
Ine_50952_53150_1	Simple	230kV	Línea Cariblanco - San Miguel
Ine_51300_53200_1	Simple	230kV	Línea Balsa Inferior - Garita
Ine_50050_51450_10	Simple	230kV	Línea SIEPAC Cañas-Jacó

4.4.4.2 Resultados generales

Las simulaciones de todos los casos analizados se reportan en el Anexo 2. De dichos resultados se pueden realizar las siguientes observaciones:

- Para ninguna de las contingencias analizadas, y para ninguno de los escenarios de demanda máxima, media y mínima evaluados, las simulaciones dinámicas muestran problemas de pérdida de sincronismo de generadores sincrónicos ni desconexión en cascada de generación.
- El comportamiento dinámico del sistema es similar para los escenarios de la estación seca y húmeda del año.
- De los resultados de las simulaciones se puede concluir que el aumento de generación estática ERV no impacta negativamente sobre la estabilidad transitoria del resto de la generación sincrónica que continúa operando en el sistema.

4.4.4.3 Falla doble Arenal-Lindora y Arenal Garabito

De entre las diferentes contingencias analizadas se presentan a continuación en detalle los resultados para falla trifásica doble en las líneas de 230kV Arenal-Lindora y Arenal-Garabito del lado Arenal, por tratarse de una falla crítica en el corredor Norte-Sur del SEN. La falla se despeja mediante la apertura de ambas líneas a los 6 ciclos (100ms) de producida la falla. Se considera además un porteo de potencia de 100MW Norte->Sur.

Las Figura 87 a Figura 90 muestran la respuesta dinámica de los generadores sincrónicos (agrupados por áreas) para los escenarios de demanda máxima, media y mínima. Las Figura 91 y Figura 92 muestran el comportamiento dinámico de los generadores eólicos y solares de gran escala propuestos para los escenarios 2024.

Se realizan las siguientes observaciones:

- Para ninguno de los generadores despachados se produce pérdida de sincronismo ni desconexiones en cascada siendo que la falla se despeja tras 6 ciclos. Las excursiones angulares de rotor máximas resultan similares en todos los casos.
- El nivel de penetración de generación ERV (estática) no impacta negativamente en la estabilidad transitoria de los generadores síncronos que continúan operando en el sistema. En efecto, la comparación entre la demanda máxima diurna (penetración del 60% de la demanda), la máxima nocturna (34,1%), la media (69,2%) y la demanda mínima (65,1%) arrojan resultados similares para los ángulos rotóricos. Este último resultado está dentro del comportamiento esperado, siendo que las tensiones en las barras del sistema se recuperan satisfactoriamente tras el despeje de la falla según se exige en [6].
- Se observa en todos los casos que los generadores estáticos permanecen conectados durante el hueco de tensión resultado de la falla. Más aún, durante la falla aportan corriente reactiva al sistema (soporte dinámico de la tensión) a los efectos de limitar la propagación del hueco de tensión al resto del sistema no afectado por la falla.

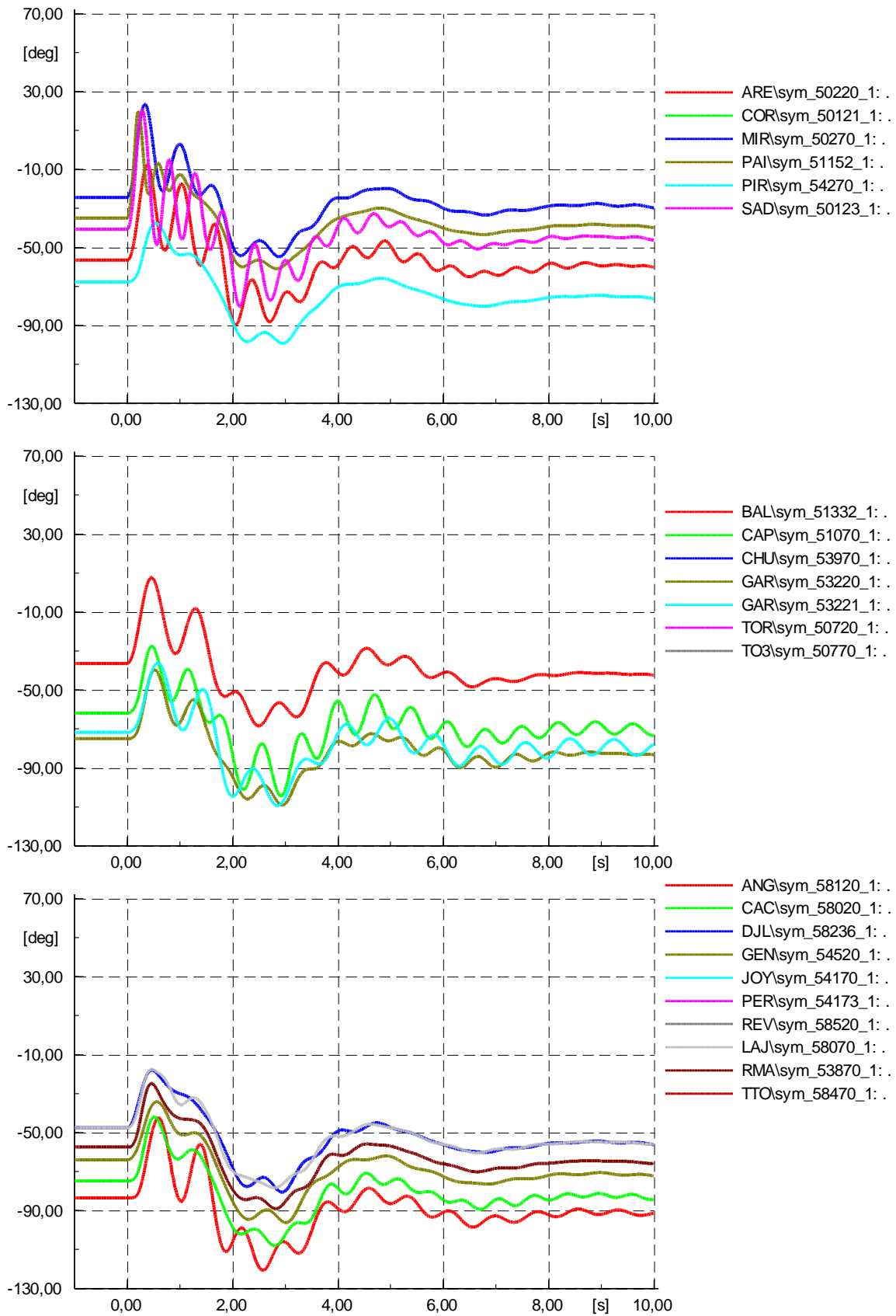


Figura 87: Falla trifásica doble las líneas de 230kV Arenal-Lindora y Arenal-Garabito del lado Arenal con apertura de las líneas tras 160ms (10 ciclos) para el escenario PEAK-DAY-DRY con un porteo de 100MW Norte->Sur. Ángulos del rotor de máquinas sincrónicas en el área norte (gráfico superior), centro (gráfico intermedio) y en el sur (gráfico inferior).

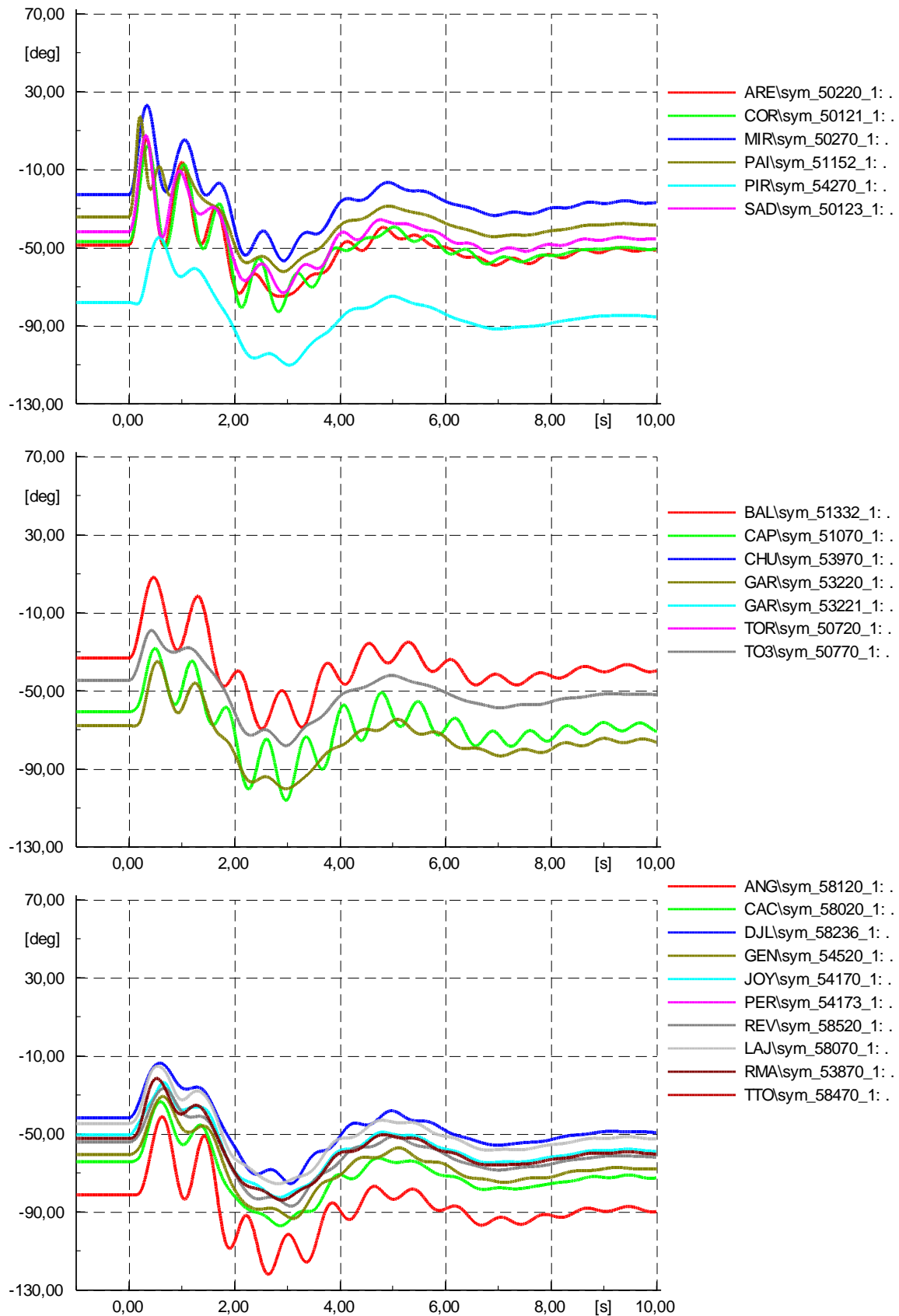


Figura 88: Falla trifásica doble las líneas de 230kV Arenal-Lindora y Arenal-Garabito del lado Arenal con apertura de las líneas tras 160ms (10 ciclos) para el escenario PEAK-NIGHT-DRY con un porteo de 100MW Norte->Sur. Ángulos del rotor de máquinas sincrónicas en el área norte (gráfico superior), centro (gráfico intermedio) y en el sur (gráfico inferior).

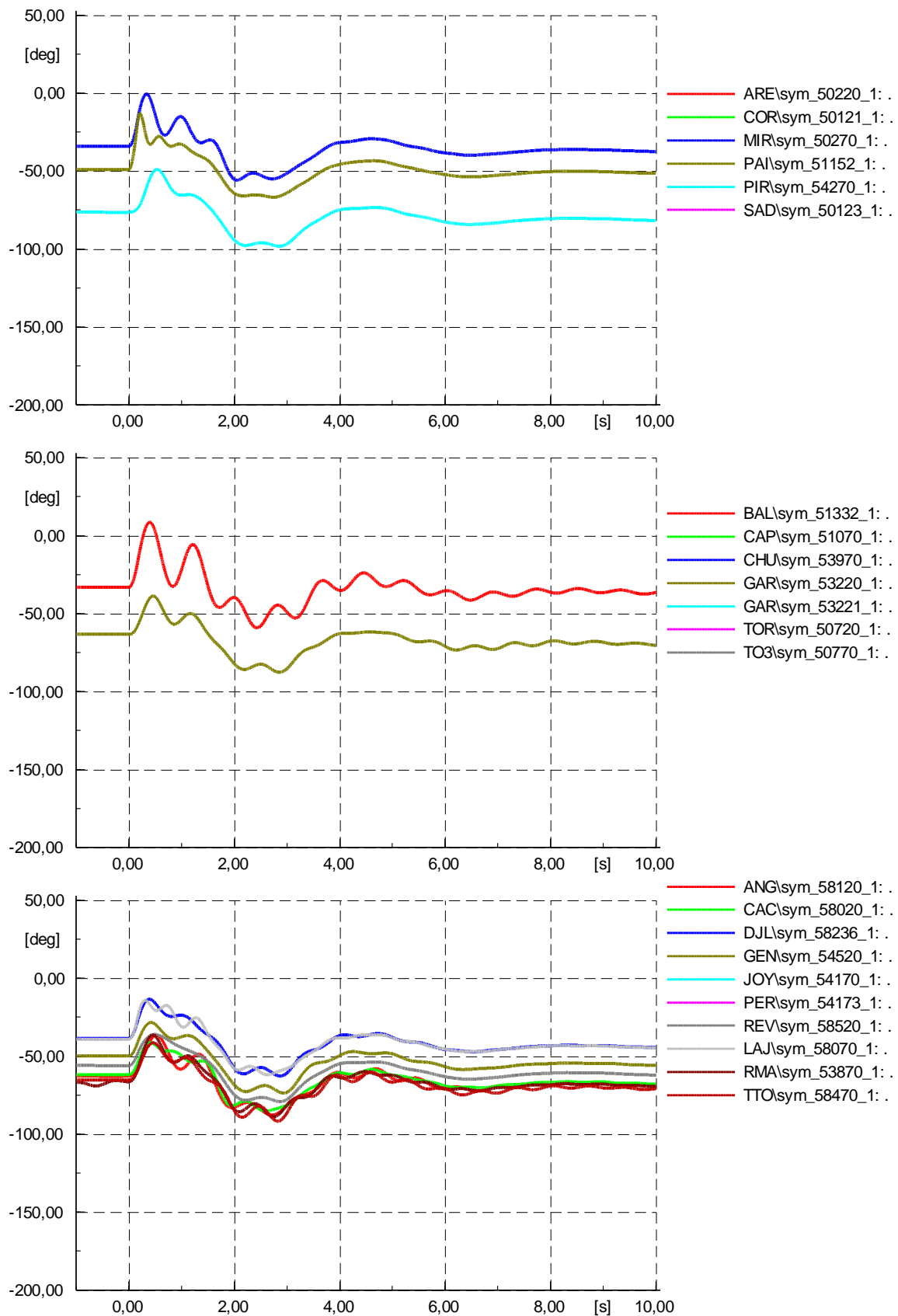


Figura 89: Falla trifásica doble las líneas de 230kV Arenal-Lindora y Arenal-Garabito del lado Arenal con apertura de las líneas tras 160ms (10 ciclos) para el escenario MED-DRY con un porteo de 100MW Norte->Sur. Ángulos del rotor de máquinas sincrónicas en el área norte (gráfico superior), centro (gráfico intermedio) y en el sur (gráfico inferior).

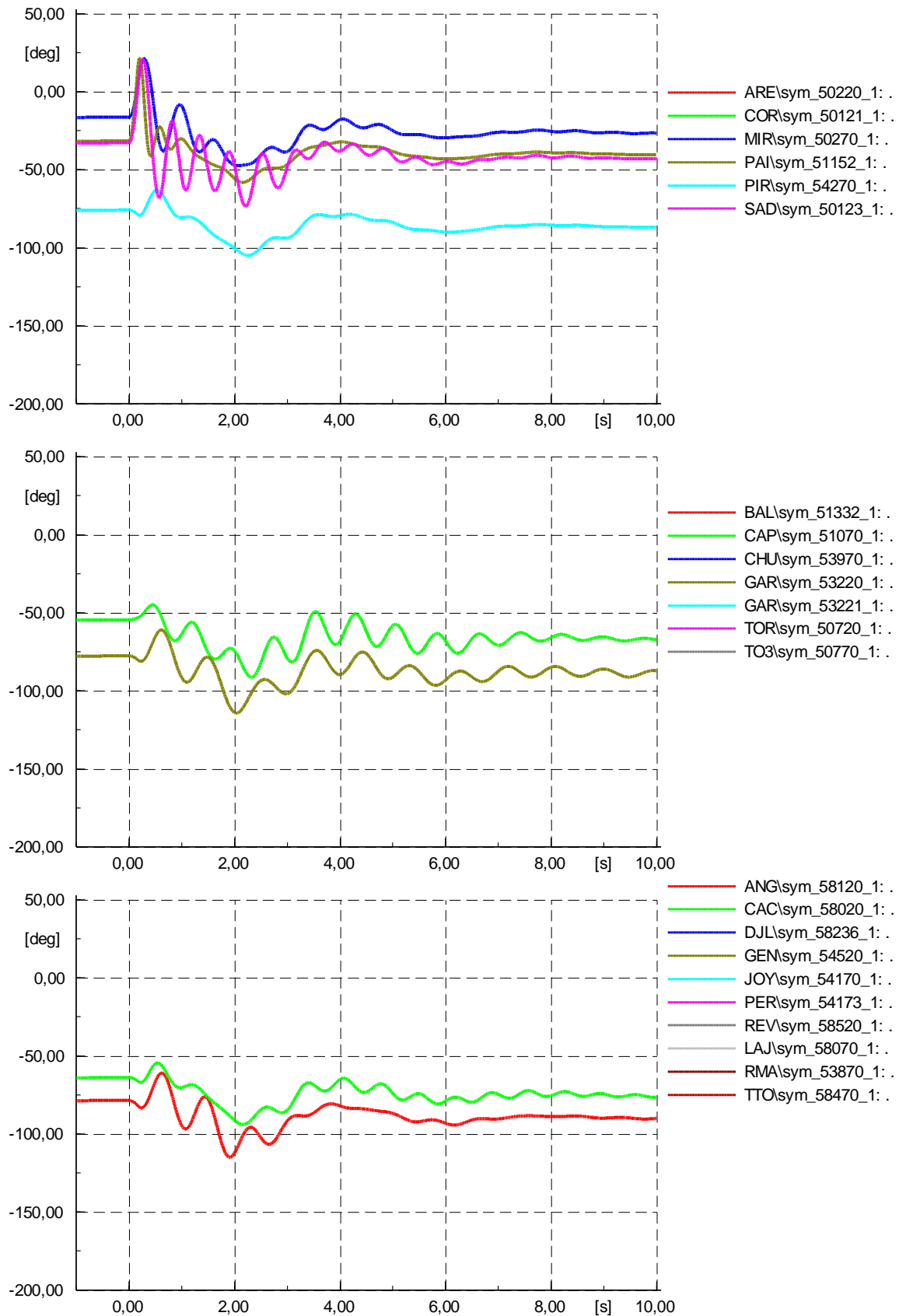


Figura 90: Falla trifásica doble las líneas de 230kV Arenal-Lindora y Arenal-Garabito del lado Arenal con apertura de las líneas tras 160ms (10 ciclos) para el escenario MIN-DRY con un corte de 100MW Norte->Sur. Ángulos del rotor de máquinas sincrónicas en el área norte (gráfico superior), centro (gráfico intermedio) y en el sur (gráfico inferior).

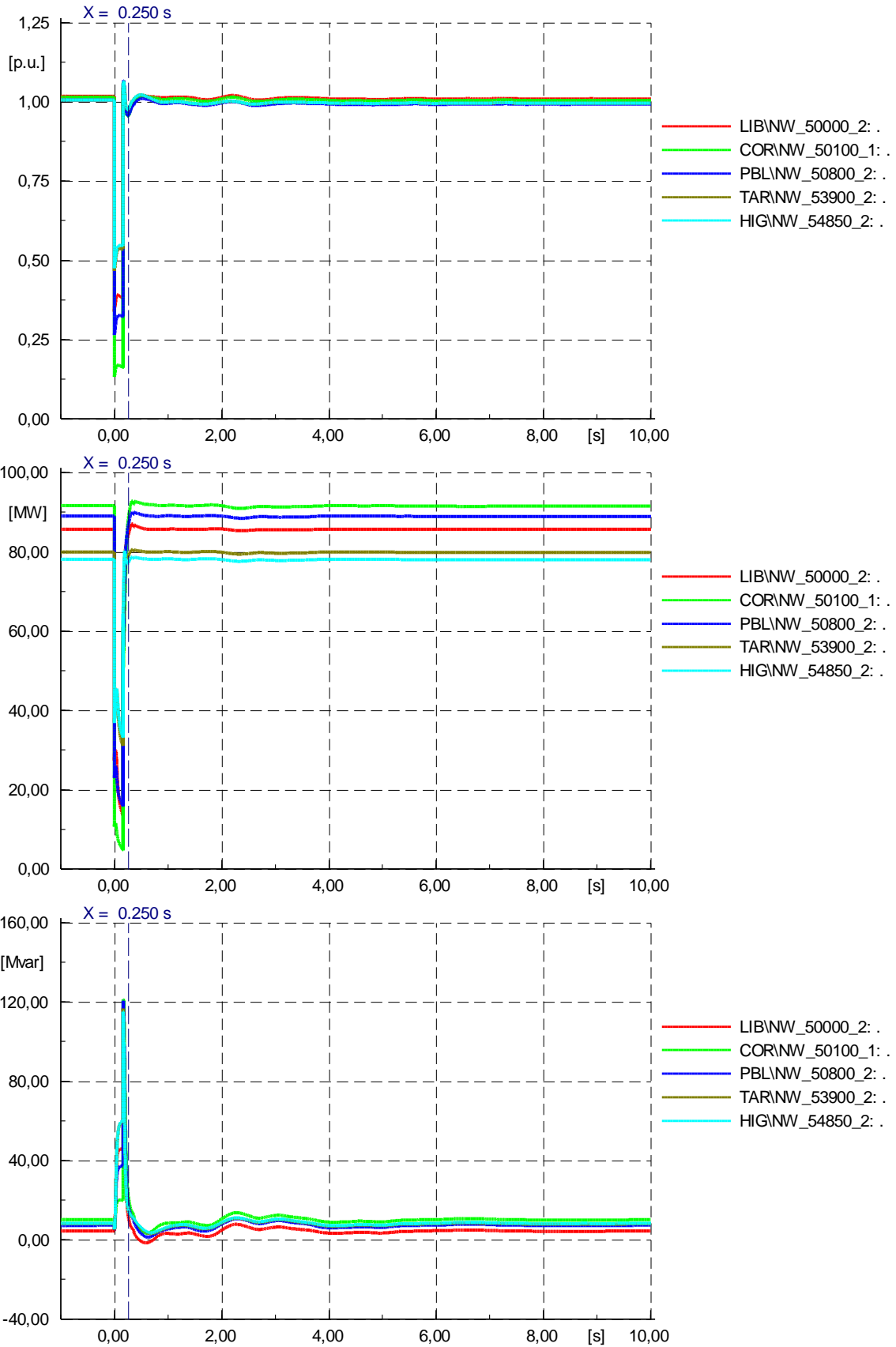


Figura 91: Falla trifásica doble las líneas de 230kV Arenal-Lindora y Arenal-Garabito del lado Arenal con apertura de las líneas tras 160ms (10 ciclos). Escenario MED-DRY con un porteo de 100MW Norte->Sur. Respuesta dinámica de los nuevos generadores eólicos.

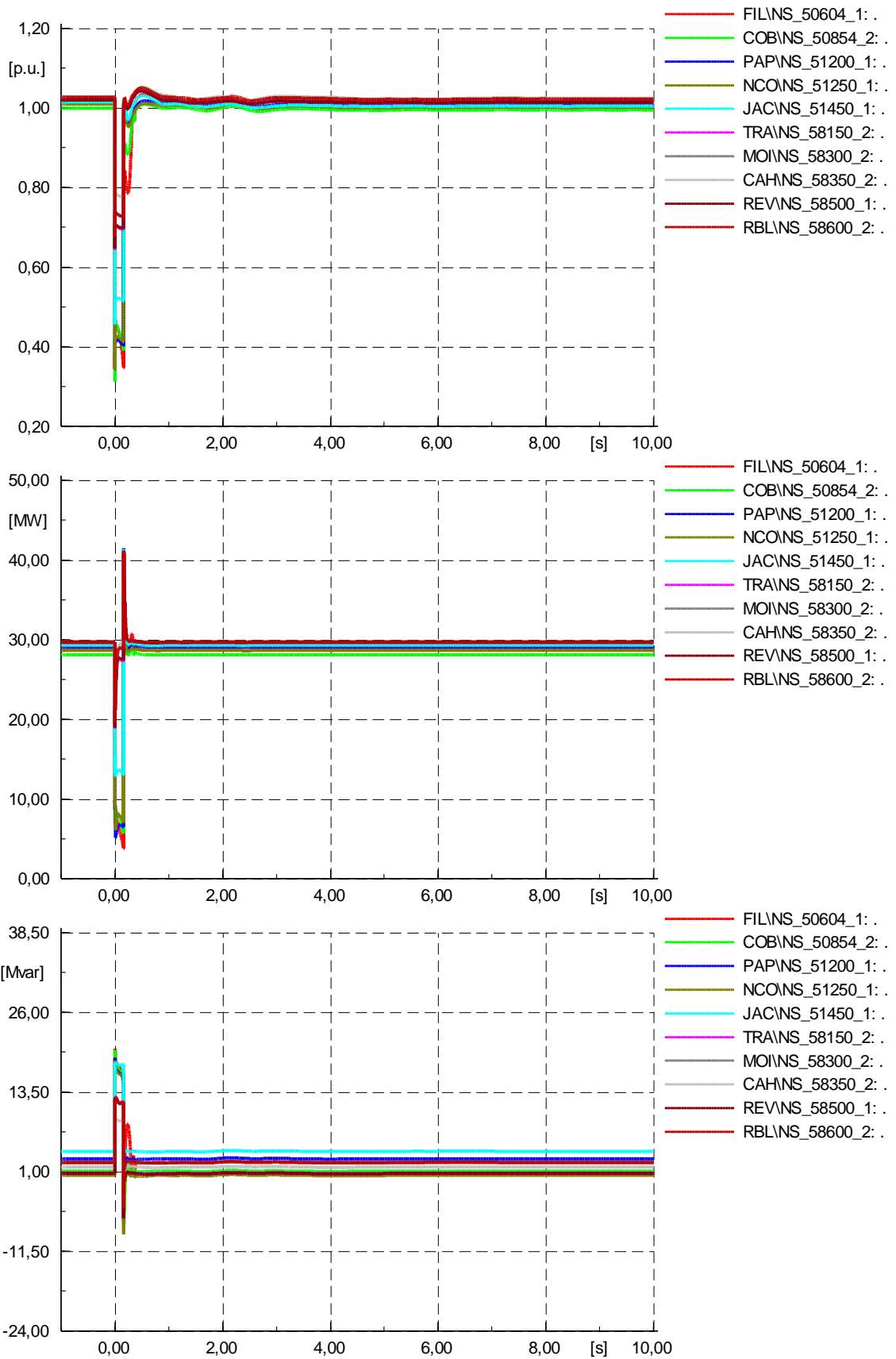


Figura 92: Falla trifásica doble las líneas de 230kV Arenal-Lindora y Arenal-Garabito del lado Arenal con apertura de las líneas tras 160ms (10 ciclos). Escenario MED-DRY con un porteo de 100MW Norte->Sur. Respuesta dinámica de los generadores fotovoltaicos de gran escala (PV central)

4.4.5 Estabilidad de Frecuencia

La estabilidad de frecuencia consiste en la habilidad del sistema de mantener balanceada en cada instante la demanda y generación y por ende de mantener la frecuencia del sistema estable dentro de los márgenes de operación normal establecidos.

Los generadores eólicos modernos de velocidad variable (tipo III y IV) y los generadores PV no operan en sincronismo con la red. Como tal, con el desplazamiento de generación síncrona por generación ERV se reduce de la inercia del sistema. Mediante la liberación de la energía cinética almacenada en las masas rodantes del sistema, la inercia ayuda a reducir la máxima caída de frecuencia (frecuencia mínima o punto de nair) que sigue a un déficit de generación en el sistema, al tiempo de reducir la tasa de cambio de la frecuencia (ROCOF). Si la inercia del sistema se reduce, se esperará entonces una frecuencia mínima más baja (mayor excursión) y a una tasa de cambio mayor de la frecuencia.

Al mismo tiempo, la generación ERV no participa de la regulación primaria de frecuencia ante un déficit de generación en el sistema. Esto es simplemente debido a que el recurso primario (viento, sol) no es regulable en el sentido de aumentar su generación. La reserva primaria continuará siendo provista por la generación convencional, y en consecuencia, con el desplazamiento de ésta por generación ERV, se deberá esperar una mayor desviación residual de la frecuencia (respecto de la frecuencia nominal) al término de la regulación primaria; vale decir, una vez que se haya estabilizado la frecuencia tras el déficit de generación inicial.

Ambos aspectos de la regulación de frecuencia (respuesta inercial y regulación primaria) son primordiales para asegurar que los demás generadores en el sistema no se desconecten y aseguren la estabilidad de frecuencia del sistema.

4.4.5.1 Criterio de análisis

Mediante simulaciones dinámicas se investiga el comportamiento de la frecuencia para la mayor pérdida intempestiva de generación factible de ocurrir en el SEN.

El análisis está basado en las siguientes hipótesis de trabajo:

- Sistema eléctrico de Costa Rica operando de manera aislada, vale decir sin conexión a Nicaragua ni a Panamá.
- Carga 100% estática (potencia constante) que significa una hipótesis conservativa
- Esquema de rechazo de carga activo según fue provisto por el ICE (archivos en formato PSS/E). Se trata de relés de rechazo de carga por baja frecuencia, con uno, dos y hasta tres pasos de rechazo de carga.

4.4.5.2 Discusión de los resultados

La Tabla 37 resume los resultados principales del comportamiento dinámico de la frecuencia del SEN ante la pérdida intempestiva del bloque de generación asociado a la falla en la barra de 230kV indicada. La tabla indica el punto de Nair (o de frecuencia mínima) y la frecuencia residual tras la actuación de

la regulación primaria (aproximadamente luego de 100s). A los efectos de comparación se muestran ambos resultados para la simulación considerando el esquema de rechazo de carga y sin él.

Tabla 37: Resultados del análisis de estabilidad de frecuencia

Escenario	Falla	Pérdida de Generación (MW)	Sin Esquema de Rechazo de Carga		Con Esquema de Rechazo de Carga	
			Frecuencia Mínima	c/ Reg. primaria	Frecuencia Mínima	c/ Reg. primaria
			Hz	Hz	Hz	Hz
MED-DRY	Miravalles	30,0	59,3	59,9	59,3	60,0
MED-WET	Miravalles	36,0	59,0	59,9	59,3	60,0
MIN-DRY	Miravalles	42,4	58,6	59,9	59,2	60,0
MIN-WET	Angostura	58,1	57,0	59,6	59,1	60,0
PEAK-DAY-DRY	Miravalles	47,4	59,0	59,9	59,3	60,0
PEAK-DAY-WET	Miravalles	47,4	59,0	59,9	59,3	60,0
PEAK-NIGHT-DRY	Corobici	41,6	57,6	59,8	59,0	59,9
PEAK-NIGHT-WET	Angostura	85,6	57,8	59,8	59,0	59,9

Para todos los escenarios y fallas analizadas, la frecuencia del sistema se mantiene estable, aún con cierto nivel de rechazo de carga de manera controlada. La máxima desviación residual de frecuencia tras la actuación de la regulación primaria es de 100mHz.

De entre los casos detallados en la Tabla 37, se destacan los casos más relevantes a continuación.

Escenario de demanda máxima nocturna (PEAK-NIGHT-WET)

La generación sincrónica de este escenario es con 1236MW (ver Tabla 31) la más alta de todos los escenarios considerados. Con ello, este escenario presenta un caso comparativo de alta inercia en el SEN.

Los resultados de la simulación se muestran en la Figura 93. La pérdida intempestiva de generación es de 85,6MW. El máximo gradiente de frecuencia resulta aproximadamente -0,4Hz/s. El comportamiento de la frecuencia es estable y se produce un rechazo controlado de 61MW de carga. Tras la actuación de la regulación primaria, la frecuencia se estabiliza en 59,9Hz; o sea, con una desviación residual de frecuencia de 100mHz.

Escenario de mínima demanda (MIN-DRY)

La generación sincrónica de este escenario es con solo 294MW (ver Tabla 32) la más baja de todos los escenarios considerados. Con ello, este escenario presenta un caso comparativo de baja inercia.

Los resultados de la simulación se muestran en la Figura 94. La pérdida intempestiva de generación es de 42,4MW. El comportamiento de la frecuencia es estable. La caída de la frecuencia activa un rechazo

controlado de 18MW de carga. Tras la actuación de la regulación primaria, la desviación residual de frecuencia es menor que 100mHz.

El máximo gradiente de frecuencia resulta aproximadamente $-0,4\text{Hz/s}$ y con ello, similar al del caso anterior. Sin embargo, la pérdida intempestiva de potencia es en este caso menor (42,4MW frente a los 85,6MW del caso anterior) lo que compensa parcialmente la pérdida de inercia del sistema.

A efectos comparativos del efecto de la pérdida de inercia en el sistema, la Figura 95 muestra el comportamiento de la frecuencia en ambos escenarios para una misma pérdida de potencia de 86MW en ambos casos. Siendo el salto de potencia el mismo, el gradiente de frecuencia resulta inversamente proporcional al gradiente de frecuencia.

Mientras el escenario de demanda máxima nocturna (PEAK-NIGHT-WET) presenta un gradiente de frecuencia máximo de aproximadamente $-0,4\text{ Hz/s}$, el gradiente de frecuencia en el escenario de mínima demanda (MIN-DRY) casi se duplica, alcanzando un valor máximo de aproximadamente $-0,75\text{Hz/s}$. La relación entre ambos gradientes ($\sim 0,5$) es una indicación de la pérdida de inercia en el sistema. No obstante, aún con esta pérdida de inercia el comportamiento de la frecuencia es estable.

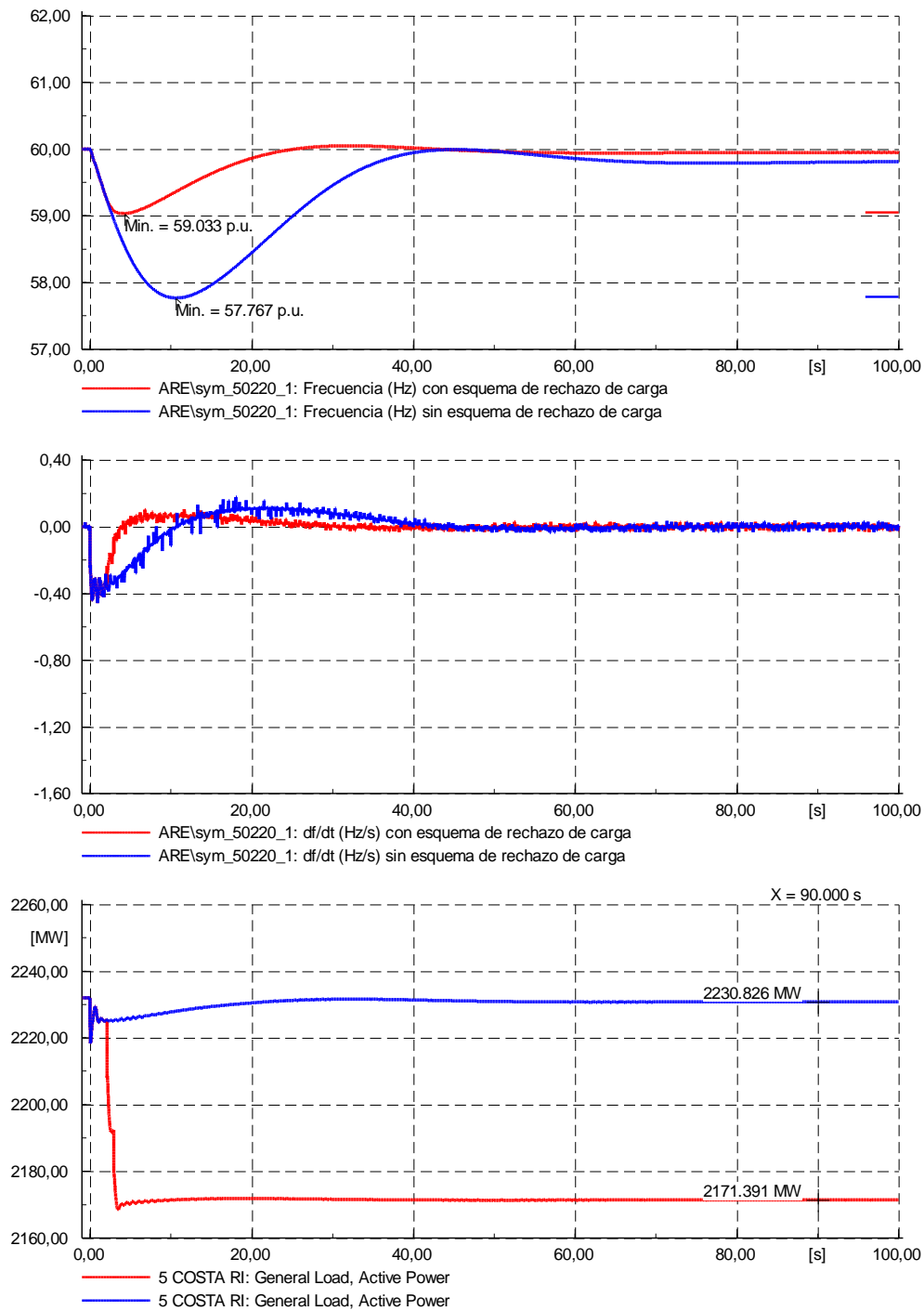


Figura 93: Comportamiento de la frecuencia en el escenario de demanda máxima nocturno de la estación húmeda para la pérdida intempestiva de 85,6MW de generación en Angostura. En azul: respuesta del sistema sin considerar esquema de rechazo de carga. En rojo: considerando relés de baja frecuencia.

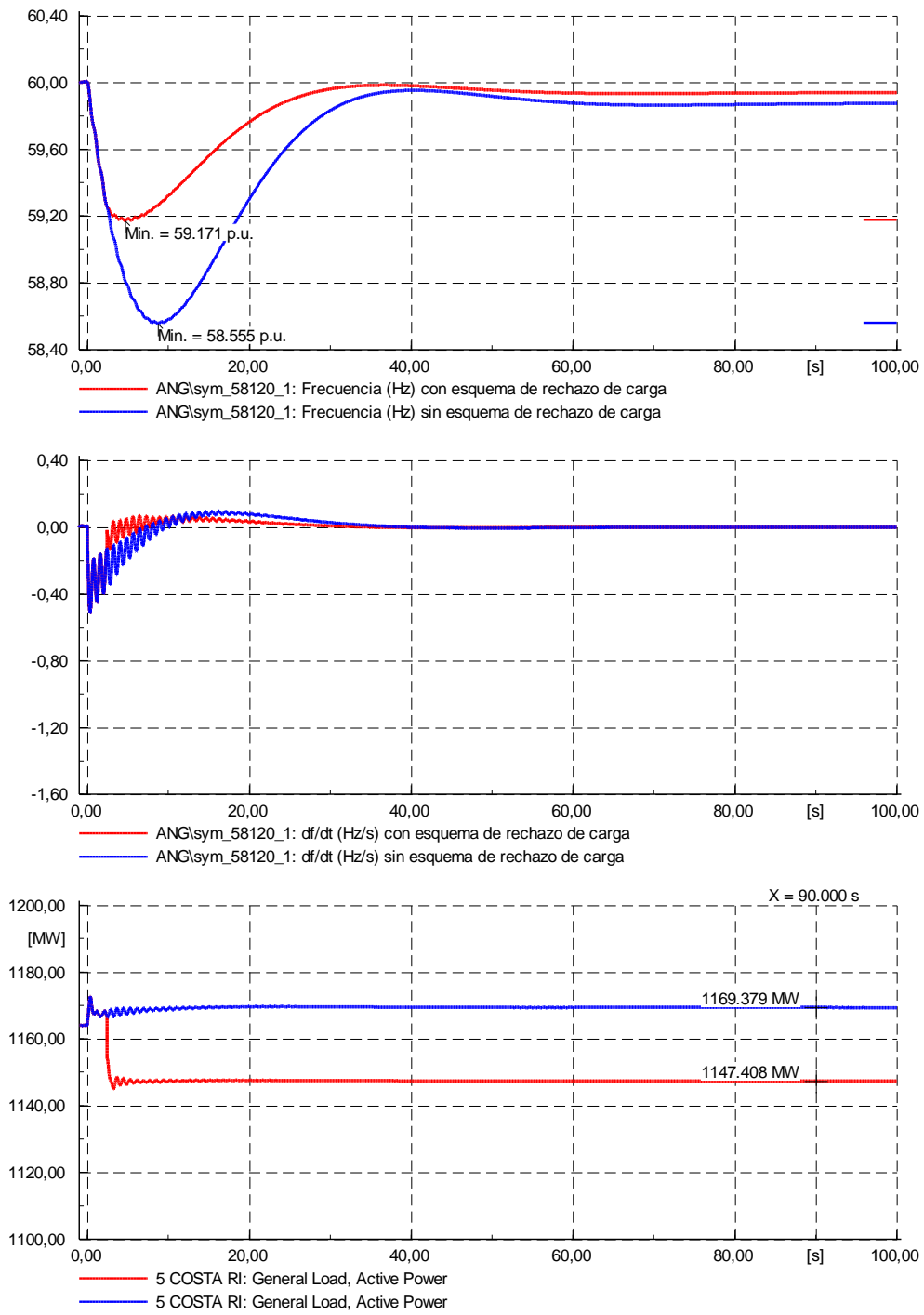


Figura 94: Comportamiento de la frecuencia en el escenario de demanda mínima de la estación seca para la pérdida intempestiva de 42,4MW de generación en Miravalles. En azul: respuesta del sistema sin considerar esquema de rechazo de carga. En rojo: considerando relés de baja frecuencia.

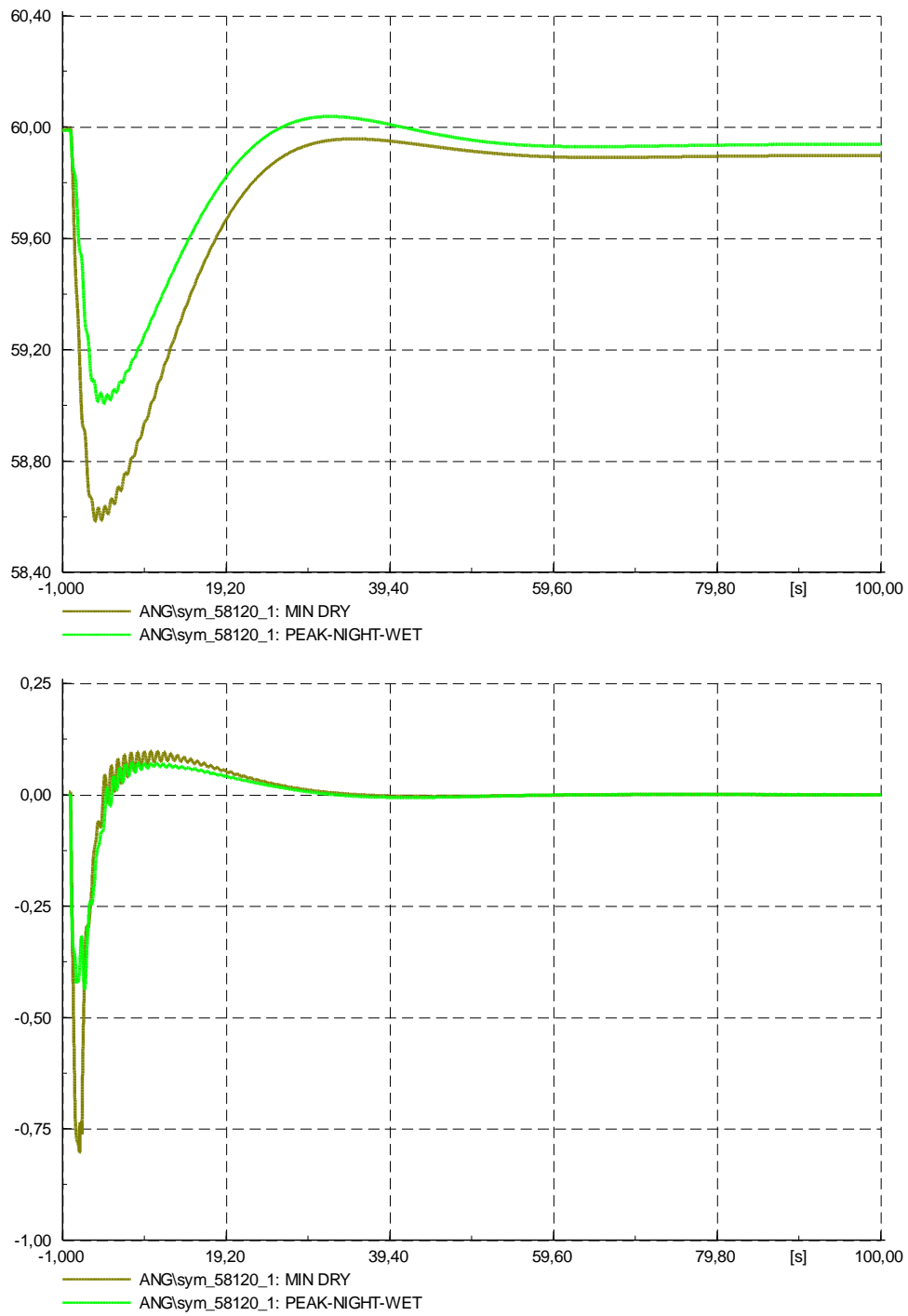


Figura 95: Comparación del comportamiento dinámico de la frecuencia entre los escenarios de máxima (PEAK-NIGHT-WET) y mínima (MIN-DRY) inercia para una pérdida intempestiva de 86MW (en ambos casos).

5 Evaluación Económica

5.1 Introducción

La penetración masiva de nuevas formas de energías en un sistema eléctrico requiere un sacrificio inicial para los países, porque es necesario incurrir en costos extras hasta que se logre una estabilización a largo plazo, por tal motivo y de común acuerdo con el cliente se estableció que para la evaluación económica de este proyecto solo se realizaría un análisis de costos de los distintos escenarios partiendo de un escenario de referencia para compararlo con un escenario de alta penetración de energías renovables variables (solar y eólica). En este estudio se estableció un escenario de referencia, definido por el ICE, para la expansión del sistema eléctrico de Costa Rica, sin nuevos recursos renovables variables (ERV). Potenciales ahorros en emisiones de gases de efecto invernadero no se están contabilizando en este estudio.

El estudio se realizó para el año 2024, partiendo del año 2018 como punto de referencia, motivo por el cual las inversiones deben ser anualizadas para poder sumarla con los costos operativos anuales de ese año. Los análisis se realizaron sobre la base de la generación para un año de hidrología promedio y para un año de hidrología seca, ambos también definidos en conjunto con el ICE (1990 y 1994 respectivamente). Para todos los escenarios, la generación en el 2024 debe atender la misma demanda de ese año.

El escenario de referencia (Ref s/ERV) corresponde al plan de expansión de generación/transmisión establecido por el ICE para atender el crecimiento de demanda de energía eléctrica en el período 2019-2024, utilizando fuentes tradicionales de generación, tales como la geotermia y derivados de petróleo.

El nuevo escenario (C/ERV) corresponde a una alternativa de expansión de la generación con el objetivo de cubrir el incremento neto de la demanda en el período 2019-2024 con ERV únicamente, y que por ende resulta en una mayor penetración de ERV.

5.2 Metodología

En la Figura 96 se presenta de manera esquemática la metodología utilizada para el análisis económico. La estimación de costos se hace para el año 2024, para cada escenario analizado y para las dos condiciones hidrológicas antes mencionadas.

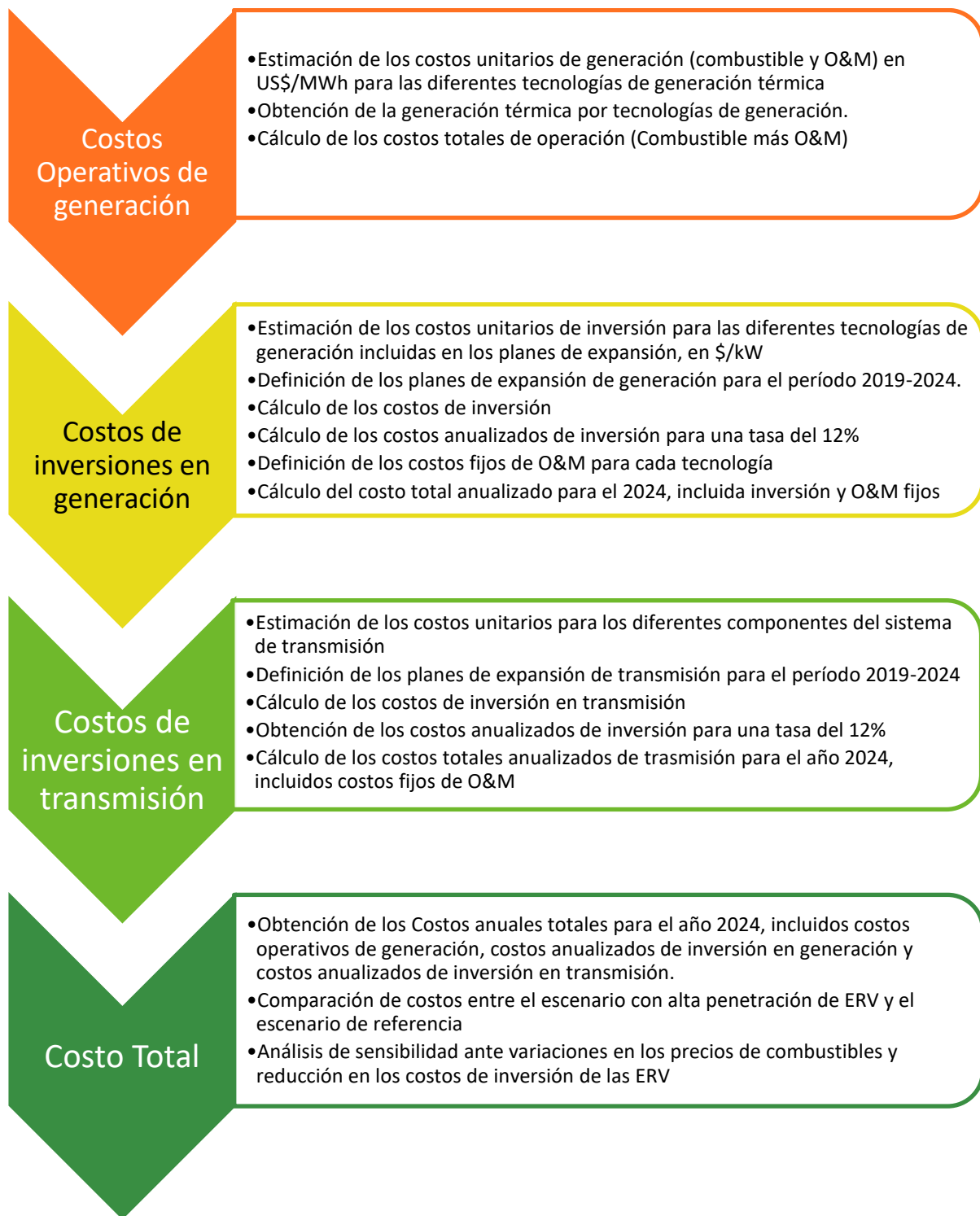


Figura 96: Metodología para la estimación de costos de cada escenario

5.3 Generación por tipo de tecnología

Con el fin de tener una visión más clara sobre los escenarios estudiados, en esta sección se presenta un análisis de la generación por tipo de tecnología. En la Tabla 38 se muestra la generación por tipo de tecnología para los escenarios con hidrología media.

Tabla 38: Generación por tipo de tecnología para hidrología media. Dif: C/ERV menos Ref s/ERV

Tecnología	Ref s/ERV		C/ERV		Dif.
	GWh	%	GWh	%	GWh
Hidro	10.867	71	9.161	59	-1.707
Geotermia	2.303	15	1.761	11	-543
Bagazo	208	1	208	1	0
Viento	1.283	8	2.904	19	1.621
Solar PV	2	0	1.075	7	1.074
BKR	432	3	222	1	-210
DSL	313	2	84	1	-229
Total	15.408	100	15.414	100	6

Se observa que al pasar del escenario de referencia al escenario con alta penetración de ERV la generación hidroeléctrica se reduce en 1,707 GWh, la geotermia en 543 GWh y la generación con derivados de petróleo en 439 GWh en favor de la generación con plantas eólicas y solares que aumentan su generación en 1,621 y 1,074 GWh respectivamente. Esto hace que la generación hidroeléctrica pase del 71% para el escenario sin ERV a un 59% para el escenario con ERV. La generación eólica pasa del 8% para el escenario sin ERV a un 19% para el escenario con mayores niveles de penetración de ERV, para los mismos escenarios la energía solar pasa de 0% a 7% respectivamente.

En la Tabla 39 se presentan los mismos resultados para una hidrología seca, en los cuales las variaciones son menores dado que hay una menor generación hidroeléctrica en los dos escenarios. Comparando el escenario C/ERV con el escenario s/ERV la participación de la energía eólica aumenta en un 8% (14% - 6%), en tanto que la solar aumenta en un 6% (7% - 1%); y como era de esperarse, ambas contribuyen a una mayor sustitución de generación térmica en relación con el escenario de hidrología media.

Tabla 39: Generación por tipo de tecnología para hidrología seca. Dif: C/ERV menos Ref s/ERV

Tecnología	Ref s/ERV		C/ERV		Dif.
	GWh	%	GWh	%	GWh
Hidro	10.072	65	9.275	60	-797
Geotermia	2.372	15	1.844	12	-527
Bagazo	208	1	208	1	0
Viento	964	6	2.205	14	1.242
Solar PV	1	0	1.080	7	1.079
BKR	949	6	556	4	-392
DSL	815	5	236	2	-580
Total	15.381	100	15.404	100	23

5.4 Costos operativos

Tal como se explicó en la metodología, los costos operativos se calculan con base en los costos unitarios y la generación estimada de cada planta; en la Tabla 40 se presenta la información completa para el cálculo de los costos operativos correspondientes a los dos escenarios analizados. El escenario de referencia presenta un costo de 151 millones de US\$, en tanto que el escenario con un desarrollo importante de ERV tiene un costo de 32 millones de US\$, incluida una reducción de costos de 25 millones ya que se asume una exportación al Mercado Eléctrico Regional (MER) de 390 GWh; que es un valor conservador pues se podrían exportar hasta 1,800 GWh dado los excedentes que se podrían dar en este escenario; es importante resaltar que ambos escenarios fueron simulados por el consultor considerando la posibilidad de exportar energía excedente al MER, que en el caso del escenario de referencia es nula mientras que en el escenario con ERV se presentan excedentes importantes de energía hidroeléctrica que es reemplazada por las ERV. También, los 390 GWh de exportación en el escenario C/ERV podrían interpretarse como una diferencia conservadora entre el escenario C/ERV en relación con el escenario S/ERV, que incluso podría ser más alta; pero también, esta reducción en costos como consecuencia de las exportaciones potenciales dependerá de las posibilidades de compra por parte de los países de la Región. Los precios usados de los combustibles son de 0.753 US\$/lt para el Diésel y 0.626 US\$/lt para el Búnker, los cuales corresponden a las proyecciones del EIA/DOE para el 2024 tomados del Annual Energy Outlook 2016. Para las exportaciones e importaciones se tomó el valor promedio de los precios nodales del Mercado Regional para el período octubre 2015 – Julio 2016 publicados por el Ente Operador Regional (EOR).

Tabla 40: Cálculo de los costos operativos para hidrología media

Nombre Planta	Tipo Comb	Efic lt/MWh	Cos Comb \$/MWh	O&M \$/MWh	Total \$/MWh	Referencia sin ERV		Escenario con ERV	
						GWh	Mill \$	GWh	Mill \$
San Antonio	Diesel	396.83	298.81	27.06	325.87	3	1	3	1
Barranca	Diesel	401.61	302.41	36.34	338.75	1	0	2	1
Moin 2	Diesel	352.11	265.14	27.94	293.08	71	21	0	0
Moin 3	Diesel	350.51	263.93	22.42	286.35	88	25	80	23
Garabito	Búnker	220.56	138.07	10.37	148.44	388	58	199	30
Guápiles	Búnker	227.8	142.60	22.66	165.26	21	3	9	1
Orotina	Búnker	228.83	143.25	14.57	157.82	24	4	14	2
TG (new)	Diesel	318.65	239.94	22.42	262.36	149	39	0	0
Exportación ⁽¹⁾					65.00	0	0	-390	-25
Importación ⁽¹⁾					65.00	0	0	0	0
TOTAL							151		32

⁽¹⁾ EOR: Precios nodales MER posdespacho Oct 2015 - Jul 2016

⁽²⁾ EIA/DOE: Annual Energy Outlook 2016 (pronóstico 2024)

Precio comb, Exp/Imp ⁽²⁾

DSL	BKR	Exp/Imp
0.753	0.626	65

Para hidrología seca la generación térmica crece de manera significativa y eso se refleja en los costos operativos, tal como se muestra en la Tabla 41. Para el escenario de referencia sin ERV el costo

operativo total se estima en 372 millones de US\$, mientras que para el escenario de alta penetración el costo operativo asciende a 127 millones de US\$.

Tabla 41: Cálculo de los costos operativos para hidrología seca

Nombre Planta	Tipo Comb	Efic lt/MWh	Cos Comb \$/MWh	O&M \$/MWh	Total \$/MWh	Referencia sin ERV		Escenario con ERV	
						GWh	Mill \$	GWh	Mill \$
San Antonio	Diesel	396.83	298.81	27.06	325.87	22	7	8	3
Barranca	Diesel	401.61	302.41	36.34	338.75	18	6	6	2
Moin 2	Diesel	352.11	265.14	27.94	293.08	187	55	118	35
Moin 3	Diesel	350.51	263.93	22.42	286.35	216	62	103	29
Garabito	Búnker	220.56	138.07	10.37	148.44	849	126	500	74
Guápiles	Búnker	227.8	142.60	22.66	165.26	49	8	23	4
Orotina	Búnker	228.83	143.25	14.57	157.82	51	8	32	5
TG (new)	Diesel	318.65	239.94	22.42	262.36	372	98	0	0
Exportación ⁽¹⁾					65.00	0	0	-390	-25
Importación ⁽¹⁾					65.00	28	2	0	0
TOTAL							372		127

⁽¹⁾ EOR: Precios nodales MER posdespacho Oct 2015 - Jul 2016

Precio comb, Exp/Imp ⁽²⁾

⁽²⁾ EIA/DOE: Annual Energy Outlook 2016 (pronóstico 2024)

DSL	BKR	Exp/Imp
0.753	0.626	65

5.5 Costos de inversión en generación

Los costos de inversión en generación están asociados a las nuevas instalaciones que entran en el período 2019-2024, los cuales tienen que ser anualizados para poder sumarlo con los costos fijos de O&M y los costos operativos calculados según se explicó en el punto 5.3. A continuación se explica cómo se obtuvieron los costos unitarios para las ERV.

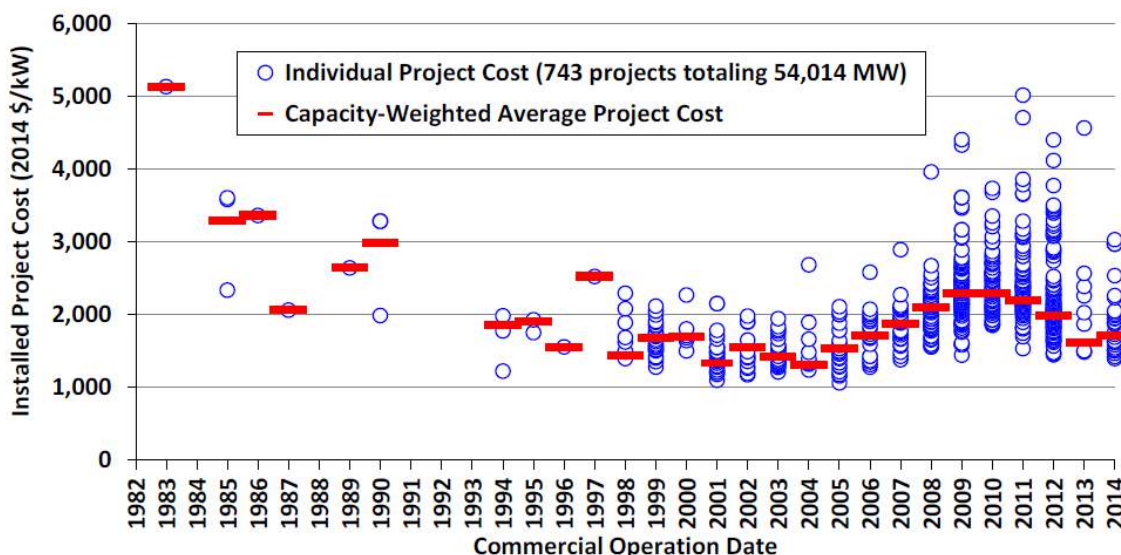
5.5.1 Energía Eólica

Los costos actuales para proyectos eólicos de gran escala se encuentran en las siguientes fuentes:

Tabla 42: Costos y referencias para la energía eólica

Tamaño (MW)	Costo Proyecto (mill US\$)	Unitario \$/kW	Fuente información
50	125	\$2500	http://thecostaricanews.com/eco/new-private-wind-farm-comes-to-tilaran/ ; and http://www.accion.com/news/accion-energia-puts-first-wind-farm-costa-rica-into-service
80	189	\$2363	http://www.mesoamericaenergy.com/Projects/detail/10/alisos-wind-projects---costa-rica ; and http://www.evwind.es/2016/05/31/wind-energy-in-costa-rica-four-wind-power-projects/56357
		\$2750- \$3114	https://www.wpi.edu/Pubs/E-project/Available/E-project-121310-233344/unrestricted/Feasibility_Study_of_the_Arenal_Volcano_Wind_Project.pdf
Average:		\$2682	
Band:		+/- \$400	

Los costos de la energía eólica se han reducido en la última década estabilizándose en los últimos años, como se muestra en la Figura 97 a continuación. Sin embargo, debido a las características específicas del mercado local, esta reducción de precios aun no es visible en Costa Rica, por lo que se decidió utilizar los precios promedio de la Tabla 42 para los costos de instalación de plantas eólicas en el período 2018-2024.



Source: Berkeley Lab (some data points suppressed to protect confidentiality)

Figura 97: Evolución de los precios de energía eólica

Los costos de O&M para la energía eólica en USA oscila entre 5 y 20 \$/MWh o de 20 a 80 \$/kW. En Costa Rica dichos costos pueden ser más altos, entonces se recomienda utilizar de 50 a 60 US\$/kW.

5.5.2 Energía Solar

La única instalación relativamente grande de un proyecto de energía solar en Costa Rica corresponde a 1 MW donado por el Gobierno de Japón a un precio muy alto debido a que es una tecnología del año 2008 que representa menos del 1% del mercado actual. El precio de dicho proyecto fue de 11,500 US\$/kW. Desde entonces los precios han bajado un 75%. Proyectos recientes en México de fotovoltaicas han alcanzado precios de 50 \$/MWh que equivalen a un precio del orden de los 1,440 US\$/kW. En USA proyectos en escala de 20 MW han alcanzado precios de 1,700 US\$/kW para niveles de insolación similares a Costa Rica. Proyectos actuales en otros países de Centroamérica muestran precios de 2,200 US\$/kW o sea 500 US\$/kW mayores que en USA.

En Tabla 43 siguiente se presentan los precios y enlaces para diferentes proyectos de energía solar en escala mayores.

Tabla 43: Precios de proyectos PV de gran escala

Tamaño (MW)	Costo Proyecto (mill US\$)	Unitario \$/kW	Fuente
500	1000	\$2000	http://www.skypower.com/skypower-announces-500-mw-of-solar-energy-projects-in-panama/
9.9	17.8	\$1800	http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/construction-begins-on-99-mw-merchant-solar-park-in-panama-_100018074/#axzz4FBLoK9A8
5	14	\$2800	http://thecostaricanews.com/world/guatemala-installs-the-largest-solar-power-plant-in-central-america/
2.4	10	\$4170	http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/panamas-first-solar-plant-begins-operation_100014256/#axzz4FBLoK9A8
1.4	12	\$8500	http://www.pv-tech.org/news/enatrel_completes_1.38mw_pv_plant_in_nicaragua
1	11.5	\$11500	http://www.pv-tech.org/news/costa_rica_inaugurates_its_largest_solar_plant_in_miravalles
Average:		\$2200	
Band:		+\$800/ -\$200	

Con respecto a futuras disminuciones de precios, se puede ver en la Figura 98 que los precios de la plantas PV casi han "tocado fondo", con la mayoría de las disminuciones recientes del orden del 2% anual. Para alcanzar precios del orden de los \$ 2200 para el año 2018 o 2024, los precios tienden a bajar a \$ 2100 y \$ 1875 respectivamente. Al igual que en el mercado eólico antes mencionado, no es probable que el mercado fotovoltaico de Costa Rica llegue a escalas muy grandes en relación con el mercado mundial o EE.UU., por lo que la brecha entre Costa Rica y los precios de Estados Unidos es poco probable que disminuya.

Los precios se aplican a campos solares a escala grandes, mayores de 5 MW. Proyectos residenciales y comerciales, con costos fijos repartidos en tamaños mucho más pequeños, incurren en mayores costos y por lo tanto tienen un precio más alto. Estas primas de precio son 700 \$/kW (comerciales) y 2700 \$/kW (residencial), respectivamente.

Mercados solares maduros, como los de Alemania, se han desarrollado de forma homogénea en tamaños residenciales, comerciales y de empresas eléctricas, con estas últimas ligeramente favorecidas (es decir, 30%, 25%, 45% respectivamente). Si Costa Rica sigue este patrón, que depende principalmente de las políticas de servicios públicos y gubernamentales --- el precio PV de \$ 2100 (2018) / 1875 (2024) alcanzará \$ 3,060 (2018) / \$ 2700 (2024) \$ / kW, respectivamente, para paneles PV.

Los costos operativos de las PV varían Entre 20-30 \$/kW-año.

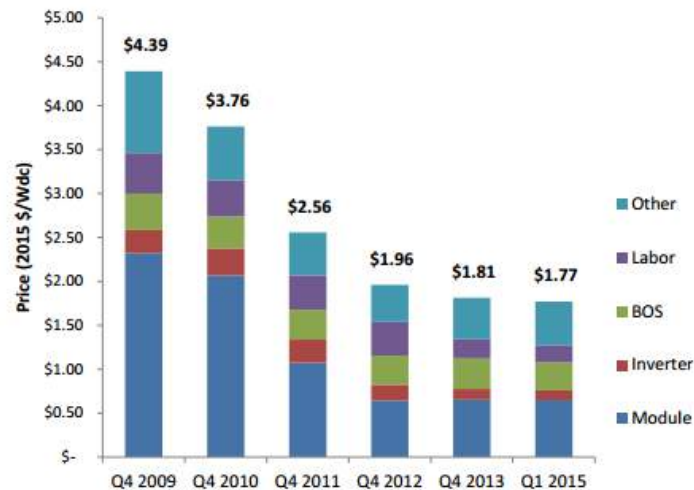


Figura 98: Tendencia de precios de la PV en USA a escala de las empresas eléctricas

5.5.3 Costo de inversión en generación

Con base en los planes de expansión de cada escenario y los costos unitarios respectivos se calculan los costos asociados con las inversiones en generación, tal como se muestra en la Tabla 44. Es importante mencionar que los costos de inversión no cambian con la hidrología ya que estos fueron establecidos considerando una hidrología seca para poder atender la demanda en esas condiciones extremas.

Tabla 44: Costos de inversión en generación. El costo de la turbina de gas fue tomados de varios estudios realizados por la compañía SNC-Lavalin (Canadá) y de estudios realizados por la Universidad de Chile, como parte de un proyecto sobre energías renovables variables encargado por el Ministerio de Energía de Chile con el apoyo de la Agencia Alemana de Cooperación Internacional (GIZ). El valor fue cotejado con el valor usado por el ICE de 1.084\$/kW (Tabla 10-4, pag. 74, Plan de Expansión de la Generación Eléctrica, período 2014-2035, Abril 2014. ICE).

SISTEMA ELECTRICO DE COSTA RICA												
Costo anual de inversiones 2019 -2024												
Tipos de Planta	Vida útil (años)	Costo de Capital				Costos Fijos Anuales			Expansion 2019 - 2024			
		Años constr	Costo unitario \$/kW	IDC %	Total Cost \$/kW	Costo anualizado \$/kW	Costo fijo OyM \$/kW	Total Inv + OyM \$/kW	Referencia sin ERV		Escenario con ERV	
									MW	Mill US\$	MW	Mill US\$
TG-DSL	20	2	1000	12.2%	1122	150	10	160	160	26	0	0
Geotermia ⁽¹⁾	25	3	6128	19.0%	6128	781	145	926	110	102	55	51
Eólica	20	2	2682	12.2%	3009	403	50	453	0	0	470	213
Solar PV (P)	20	2	2200	12.2%	2468	330	20	350	0	0	390	137
Solar PV (T)	20	1	2700	5.8%	2857	383	20	403	0	0	400	161
TOTAL										127		561

Solar PV (P): Plantas solares fotovoltaicas

Solar PV (T): Paneles solares fotovoltaicos sobre techos (30% residencial, 25% comercial, 45% empresas eléctricas)

⁽¹⁾ Pailas 2 y Borinquen, IDC incluido en el costo unitario

Costo de eólica y solar según análisis puntos 1.5.1 y 1.5.2

TG-DSL: Turbina de Gas Diesel

Tasa de descuento 12%

En la Tabla 44 se puede observar que los costos anualizados para el escenario de referencia, en donde solo entran dos turbinas de gas que usan diésel y dos plantas geotérmicas (Pailas 2 y Borinquen) de 55 MW cada una, asciende a 127 millones anuales y para el escenario con una mayor penetración de ERV el costo de inversión alcanza los 561 millones de US\$ anuales.

5.6 Costos de transmisión

Nuevas instalaciones en generación conllevan modificaciones o ampliaciones en la red de transmisión. En las Tabla 45 se presenta el detalle de la obras a realizar para cada escenario, los costos unitarios y el costo total anual. Se observa que los costos de transmisión son marginales en relación con los costos de generación. Para el escenario con ERV el costo de transmisión se estima en 10.89 millones de US\$. Para el escenario de referencia sin ERV estos ascienden a 4.09 millones de US\$. En el Anexo 3 se incluye el detalle de los costos unitarios de transmisión.

Tabla 45: Costos de inversión en transmisión

COSTO DE TRANSMISIÓN ESCENARIO CON ERV										
Obras	v.u. años	Cant	CPU	Costos sin IDC	IDC	Total con IDC	Anual	O&M	Total	Descripción
Conexión Eólicas	20	5	0.50	2.50	0.31	2.81	0.38	0.13	0.50	1 bahía 34.kV en 5 S/E
Transf Eólicas	20	10	1.80	18.02	2.20	20.22	2.71	0.90	3.61	2x50 MVA 34.5/230 kV en 5 S/E
Conexión solares	20	10	0.50	5.00	0.61	5.61	0.75	0.25	1.00	1 bahía 34.5 kV en 10 S/E
Transf Solares	20	10	1.80	18.02	2.20	20.22	2.71	0.90	3.61	1x50 MVA 34.5/230 kV en 10 S/E
Bahías S/E Las Pailas 2	20	2	1.11	2.21	0.27	2.48	0.33	0.11	0.44	2 bahías a 230 kV
Bahías S/E Las Pailas 2	20	2	0.50	1.00	0.12	1.12	0.15	0.05	0.20	2 bahías a 34.5 kV
Trafo Las Pailas 2	20	1	2.03	2.03	0.25	2.28	0.30	0.10	0.41	1x60 MVA 34.5/230 kV
Trafos Moín	20	2	2.29	4.58	0.56	5.14	0.69	0.23	0.92	2x75 MVA 230/13.8 kV
Conexiones en Moín	20	2	0.50	1.00	0.12	1.12	0.15	0.05	0.20	2 bahías 13.8 kV
Total escenario c/ERV									10.89	
COSTO DE TRANSMISIÓN ESCENARIO DE REFERENCIA S/ERV										
Obras	Vida útil	Cant	CPU	Costos sin IDC	IDC	Total con IDC	Anual	O&M	Total	Descripción
Bahías S/E Las Pailas 2	20	2.00	1.11	2.21	0.27	2.48	0.33	0.11	0.44	2 bahías a 230 kV
Bahías S/E Las Pailas 2	20	2.00	0.50	1.00	0.12	1.12	0.15	0.05	0.20	2 bahías a 34.5 kV
Trafo Las Pailas 2	20	1.00	2.03	2.03	0.25	2.28	0.30	0.10	0.41	1x60 MVA 34.5/230 kV
Bahías S/E Borinquen	20	2.00	1.11	2.21	0.27	2.48	0.33	0.11	0.44	2 bahías a 230 kV
Bahías S/E Borinquen	20	2.00	0.50	1.00	0.12	1.12	0.15	0.05	0.20	2 bahías a 34.5 kV
Trafo Borinquen	20	1.00	2.03	2.03	0.25	2.28	0.30	0.10	0.41	1x60 MVA 34.5/230 kV
L.T. Borinquen - Las Pailas	20	11.5	0.19	2.20	0.27	2.46	0.33	0.11	0.44	L.T. 11. 5 km a 230 kV
L.T. Borinquen - Orosi	20	11.5	0.19	2.20	0.27	2.46	0.33	0.11	0.44	L.T. 11. 5 km a 230 kV
Trafos Moín	20	2.00	2.29	4.58	0.56	5.14	0.69	0.23	0.92	2x75 MVA 230/13.8 kV
Conexiones en Moín	20	2.00	0.50	1.00	0.12	1.12	0.15	0.05	0.20	2 bahías 13.8 kV
Total escenario S/ERV									4.09	

Tasa de descuento 12%

5.7 Costos totales

Los costos totales para el año 2024 corresponden a la suma de los costos operativos de generación, los costos de inversión en generación y los costos de inversión en transmisión. En las Tabla 46 y Tabla

47 se presentan el resumen de costos para hidrología promedio y para hidrología seca, respectivamente.

Tabla 46: Costos totales para hidrología promedio

Concepto	Ref sin ERV	Esc con ERV	Diferencia
Inversión en generación	127	561	434
Costos combustible + OyM	151	32	-119
Costo transmisión	4	11	7
TOTAL	283	604	321

Tabla 47: Costos totales para hidrología seca

Concepto	Ref sin ERV	Esc con ERV	Diferencia
Inversión en generación	127	561	434
Costos combustible + OyM	372	127	-245
Costo transmisión	4	11	7
TOTAL	503	699	196

En las tablas anteriores se observa que para hidrología promedio el escenario con una alta penetración de ERV tiene un costo total estimado de 604 millones de US\$ anuales, en tanto que para el escenario sin ERV el costo es de 283 millones de US\$, esto arroja un diferencial de costos de 321 cuando se compara el escenario de alta penetración de ERV con el escenario de referencia, lo que representa una duplicación del costo del plan de referencia.

Para hidrología seca los costos totales ascienden a 699 y 503 millones de US\$ para el escenario con alta penetración y el escenario sin ERV, respectivamente, para un diferencial de 196 millones de US\$.

Tal como fueron construidos los casos estudiados, es importante mencionar que tanto el escenario con una alta penetración de ERV como el escenario de referencia, posiblemente requieran inversiones significativas para atender el crecimiento de la demanda del 2025 en adelante. Posiblemente el caso con ERV requiera la adición de proyectos que brinden respaldo y flexibilidad al sistema, ya que el estudio mostró un uso máximo de esas capacidades del sistema para llegar a los niveles de penetración de ERV's presentadas al 2024.

También es pertinente mencionar que alguna generación térmica en ambos escenarios también podría ser reemplazada por importaciones, debido a que los precios en la Región usualmente están por debajo de los costos de generación térmica en Costa Rica. Los escenarios analizados fueron desarrollados asumiendo que Costa Rica no sería dependiente de las importaciones en ningún caso, sin embargo las importaciones podrían ayudar a reducir los precios de la electricidad; especialmente durante la época seca cuando las importaciones hacia Costa Rica son sensibles y estas podrían venir principalmente de energía térmica de bajo costo en Guatemala, ya que la disponibilidad hidroeléctrica de Panamá es baja en la época seca y tanto Honduras como Nicaragua tienen limitaciones en sus capacidades de generación. Esto significa que las importaciones estarían limitadas por restricciones en la red SIEPAC, que también es usada por los países para el transporte interno de su energía. Como parte de este proyecto no fueron realizados estudios de importaciones, pero es claro que no es posible reemplazar más de 500 MW de generación térmica por importaciones en un determinado tiempo.

5.8 Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad permite evaluar posibles variaciones en los resultados ante modificaciones en las variables que tienen un mayor impacto, en este caso particular se determinó que la variación en los precios de los combustibles y en los costos de inversión de las ERV son las que tienen un mayor impacto sobre los resultados, además del efecto que tiene la hidrología.

Para el escenario de hidrología promedio, duplicar los precios de los combustibles, que corresponde a los precios de hace tres años, el diferencial de costo se reduce de 321 a 209 millones de US\$ cuando se compara el escenario de alta penetración de ERV con el escenario sin ERV. Si los costos de la ERV (solar y eólica) se reducen a 1,440 \$/kW, que son los niveles observados recientemente en México, el diferencial de precios se reduce de 321 a 118 millones de US\$. Si se producen simultáneamente ambas condiciones (precios altos de combustibles y precios bajos de ERV) los costos de los dos escenarios tienden a equilibrarse.

En la Tabla 48 se presentan los resultados para los escenarios antes mencionados, incluido el escenario base.

Tabla 48: Sensibilidades para el escenario con hidrología promedio

Caso Base				Reducción costo eólica y solar PV a 1440 \$/kW			
Concepto	Ref S/ERV	C/ERV	DIF	Concepto	REF S/ERV	C/ERV	DIF
Inversión generación	127	561	434	Inversión generación	127	358	230
Costos comb + OyM	151	32	-119	Costos comb + OyM	151	32	-119
Costo transmisión	4	11	7	Costo transmisión	4	11	7
TOTAL	283	604	321	TOTAL	283	401	118
Duplicar precio: combustible y exportaciones				Sensibilidades anteriores simultáneas			
Concepto	Ref S/ERV	C/ERV	DIF	Concepto	REF S/ERV	C/ERV	DIF
Inversión generación	127	561	434	Inversión generación	127	358	230
Costos comb + OyM	290	59	-232	Costos comb + OyM	290	59	-232
Costo transmisión	4	11	7	Costo transmisión	4	11	7
TOTAL	422	631	209	TOTAL	422	428	6

En la Tabla 49 se presentan los resultados para hidrología seca, en cuyo caso bastaría que se diera una de las condiciones analizadas (precios altos de combustibles o costos bajos de ERV) para que los costos se equilibren. Consecuentemente si se dan ambas condiciones el costo del escenario con alta penetración resulta con valores bastante más bajos ya que el escenario con alta penetración tendría un costo de 610 millones de US\$ contra 844 para el escenario sin ERV lo cual arroja una reducción de 234 millones.

Tabla 49: Sensibilidades para el escenario con hidrología seca

Caso Base				Reducción costo eólica y solar PV a 1440 \$/kW			
Concepto	Ref S/ERV	C/ERV	DIF	Concepto	REF S/ERV	C/ERV	DIF
Inversión generación	127	561	434	Inversión generación	127	358	230
Costos comb + OyM	372	127	-245	Costos comb + OyM	372	127	-245
Costo transmisión	4	11	7	Costo transmisión	4	11	7
TOTAL	503	699	196	TOTAL	503	496	-8
Duplicar precio: combustible y exportaciones				Sensibilidades anteriores simultáneas			
Concepto	Ref S/ERV	C/ERV	DIF	Concepto	REF S/ERV	C/ERV	DIF
Inversión generación	127	561	434	Inversión generación	127	358	230
Costos comb + OyM	713	241	-471	Costos comb + OyM	713	241	-471
Costo transmisión	4	11	7	Costo transmisión	4	11	7
TOTAL	844	814	-31	TOTAL	844	610	-234

5.9 Conclusiones de la evaluación económica

De los resultados del análisis económico se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- No fue objetivo del estudio encontrar la solución más económica para el desarrollo de la generación 2019-2024, sino evaluar los costos asociados a un escenario donde el incremento de la demanda en dicho período se cubre mediante la expansión de la generación de ERV eólica y fotovoltaica.
- El costo del escenario de EVR resulta aproximadamente el doble que el costo del escenario de referencia para una hidrología promedio (283 frente a 604 millones de US\$).
- El análisis de sensibilidad indica que solo ante una duplicación del precio de los combustibles (diésel, bunker) y una reducción simultánea del 50% en el costo de inversión de ERV (correspondiente al costo de inversión actual en el mercado mexicano/europea), el costo de ambos escenarios sería similar.
- Para condiciones hidrológicas secas, bastaría que se diera una de las dos situaciones mencionadas en el párrafo anterior para que los costos totales de los tres escenarios sean similares

6 Conclusión y recomendaciones

6.1 Conclusiones

Los resultados principales de ambas fases del proyecto son los siguientes:

- El sistema de Costa Rica está técnicamente bien equipado para absorber elevadas cuotas de ERV sin problemas de seguridad operativa;
- No es necesario un refuerzo adicional de la red (siempre que la capacidad de generación de ERV se distribuya como se indica en el escenario);
- La capacidad de limitación de potencia a las ERVs constituye una herramienta muy útil para la integración de ERV
- Si se distribuyen las instalaciones de ERV por todo el país en lugar de concentrarlas en Guanacaste se carga menos la red y se reducen los requerimientos mínimos de reservas operativas;
- La energía solar fotovoltaica y la capacidad de almacenamiento hidroeléctrico de corto plazo se combinan de una manera óptima que permite reducir la generación térmica y aumentar la seguridad operativa en la estación seca;
- Durante los años secos, el viento es una herramienta valiosa para mantener los niveles de los embalses de temporada, lo que reduce la generación térmica y aumenta la seguridad del suministro;
- La incorporación al SEN de cualquier otra energía renovable variable adicional a la contemplada en el planeamiento desplaza energía hidroeléctrica durante la temporada de lluvias. Entre la energía eólica y fotovoltaica, la primera lo realiza en mayor medida.
- El costo del escenario de EVR resulta aproximadamente el doble que el costo del escenario de referencia para una hidrología promedio (283 frente a 604 millones de US\$).
- El análisis de sensibilidad de costos indica que solo ante una duplicación del precio de los combustibles (diésel, bunker) y una reducción simultánea del 50% en el costo de inversión de ERV (correspondiente al costo de inversión actual en el mercado mexicano/europea), el costo de ambos escenarios sería similar.
- Para condiciones hidrológicas secas, bastaría que se diera una de las dos situaciones mencionadas en el párrafo anterior para que los costos totales de los escenarios sean similares.

Como consecuencia de los criterios de seguridad deseados (n-1) y (n-2), está limitada la integración de capacidades adicionales de ERV en el anillo norte en Guanacaste, donde las condiciones solares y eólicas son las mejores. Para el año 2018, se pueden añadir 100 MW de capacidad de energía eólica adicional (adicionales a las capacidades ya aprobadas) sin violar las restricciones de la red. Si el anillo del norte se refuerza según el plan de expansión de la red de ICE, se podrá conectar una capacidad adicional de 250 MW de energía eólica, solar y/o geotérmica, de manera adicional a las capacidades confirmadas hasta el año 2018. Si se deseara aumentar las capacidades instaladas ERV por encima de estos valores, se tendrían que ubicar las nuevas plantas en emplazamientos de segunda línea, teniendo

en cuenta el gran potencial global de Costa Rica y los buenos factores de capacidad. La distribución espacial de las instalaciones también tiene efectos positivos, ya que reduce las fluctuaciones y la cantidad de reservas operativas necesarias.

Independientemente de la distribución de ERVs, si se prevé la capacidad de limitación de potencia a las ERVs (3% de la generación anual de energía ERV se considera aceptable en los países europeos con altos porcentajes de ERV), es mucho más fácil mantener la seguridad operativa y se pueden integrar más ERVs con una menor expansión de la red.

Gracias a la buena capacidad de regulación de sus generadores y su red de transmisión debidamente desarrollada, el sistema de Costa Rica no muestra problemas de estabilidad dinámica en ninguno de los escenarios investigados con niveles de penetración instantáneos de hasta más del 70% de ERVs para el 2024. Para estos niveles de penetración, las plantas de ERV de gran escala deberán estar equipadas para operar con control de tensión en sus puntos de conexión a la red, con adecuada capacidad para inyectar y/o absorber potencia reactiva del sistema. Además, deberán proveer soporte dinámico de la tensión, vale decir, capacidad de inyectar corriente reactiva durante fallas que ayude a mantener niveles adecuados de corrientes de cortocircuito (actuación de protecciones, etc.) y minimizar la propagación del hueco de tensión al resto del sistema. Tanto las plantas de gran escala como las de generación distribuida, deberán además soportar los huecos de tensión resultados de fallas en el sistema de transmisión a los efectos de evitar una desconexión no controlada de dicha generación. Esta tecnología está muy desarrollada, está disponible en el mercado y se corresponde al estándar tecnológico más avanzado.

El balance de potencia a corto plazo también es más fácil que en otros sistemas de tamaño comparable debido a la alta flexibilidad de las centrales hidroeléctricas. Sin embargo, se debe prestar especial atención a la hora de evaluar la cantidad de reservas a despachar, rodantes y no rodantes, ya que el criterio de despacho actual del 5% de la generación total, no siempre es suficiente.

Aunque no existen graves problemas técnicos que limiten la integración de ERVs en el sistema de Costa Rica, la interacción entre las unidades hidroeléctricas y las ERVs debe estar bien coordinada para evitar efectos no deseados. La energía fotovoltaica y las reservas hidroeléctricas con regulación diaria pueden funcionar muy bien para crear un sistema de almacenamiento fotovoltaico en el que la energía fotovoltaica suministre la mayor parte de la energía durante el día, mientras que durante la tarde/noche, la energía proceda de recursos hidroeléctricos. La generación eólica debe coordinarse con la operación del almacenamiento hidroeléctrico de temporada, para que actúe como reserva especialmente durante la estación seca de un año seco.

El posible exceso de capacidad de ERV durante la estación seca puede ser visto como un beneficio adicional para garantizar la seguridad del suministro eléctrico durante largos períodos de sequía o un período de años secos, según los criterios de confiabilidad aplicables a la definición del plan de expansión de la generación. En este sentido, la generación ERV permitirá mantener los niveles de almacenamiento hidráulico significativamente más altos que sin ERV.

Ya que las ERVs y la energía hidráulica están libres de emisiones CO₂ y son renovables, se tienen que definir criterios claros para la limitación de potencia (curtailment) a estas tecnologías, sin olvidar el valor económico de ambas. Esta evaluación no forma parte de este estudio, pero se identificó claramente la necesidad de tales cálculos.

6.2 Recomendaciones

6.2.1 Gestión de la potencia activa con ERVs

6.2.1.1 Limitación a la generación de ERV

Los más importantes operadores de red con altos niveles de penetración de ERVs en sus sistemas tienen que gestionar limitaciones temporarias a la potencia de la generación ERVs. En este estudio, se permitieron limitaciones a la generación de ERVs para el proceso de optimización en caso de congestión de red, violación de criterios de seguridad o conflicto con la cantidad de hidroeléctricas obligatorio (para reservas) o por razones geotérmicas (inflexibilidad técnica). El sistema se configuró no obstante para que la limitación de potencia se mantenga por debajo del 3% de la energía anual, la cual se consideraba aceptable teniendo en cuenta el alto rendimiento de energía de las unidades ERV en Costa Rica. Esta pequeña cantidad de energía limitada facilita en gran medida la integración de ERVs en el sistema; la red no tiene que ser reforzada para acomodar el "último kWh" de energía renovable, ya que las situaciones de alimentación máxima suceden muy raramente, y la seguridad se puede mantener mucho más fácilmente. Por ejemplo, se puede recortar la potencia de ERV durante las horas de baja demanda para que las unidades hidroeléctricas necesarias para la reserva se puedan despachar (comparar la Figura 75, pág. 117).

Para ello se recomienda una modificación del marco regulatorio en Costa Rica para permitir pequeños niveles de limitación de potencia y para solicitar un control de potencia activa desde las instalaciones ERV nuevas, en caso de que se desee un porcentaje mayor de ERV en el sistema de Costa Rica. La compensación económica (o la falta de ella) por la limitación de potencia de ERVs deberá también discutirse. Actualmente, ICE puede desconectar cada planta de energía ERV durante 72 horas cada año sin compensación, lo que equivaldrá a un máximo de 1-2% de energía recortada por año.

6.2.1.2 Control de velocidades de corte y de rampas de potencia

Las turbinas eólicas convencionales se desconectan inmediatamente una vez que una velocidad determinada de corte de viento se exceda para evitar que la unidad se dañe. Durante las tormentas, esto puede llevar a la pérdida repentina de energía en parques eólicos enteros, ya que las turbinas funcionan a producción máxima y todas se desconectan al mismo tiempo. Especialmente un sistema de energía con grandes porcentajes de energía eólica instalados en una zona pequeña, como Costa Rica, pueden tener problemas al balancear tal pérdida. Para evitar este problema, hay dos estrategias para aliviar los cortes eólicos, cuyo uso se recomienda para el futuro del sistema de Costa Rica:

- la estrategia más simple contempla puntos de corte ligeramente diferentes en las turbinas eólicas dentro de los parques eólicos, para que no todas las turbinas se corten a la misma velocidad de viento y que el corte eólico se lleve a cabo gradualmente.
- Algunas turbinas eólicas pueden llevar a cabo un corte "suave" disminuyendo su potencia lentamente a medida que se aproxima a la velocidad de corte. Esto requiere sistemas de control más complejos, pero el corte es mucho más predecible.

Un problema similar pero menos crítico puede ocurrir en el caso de las ráfagas de viento repentinas, cuando la generación sube rápidamente, especialmente si las reservas rotantes descendentes no son suficientes. Entonces, se recomienda que se equipen las turbinas eólicas nuevas con un control de velocidad de rampa o tasa de cambio de su potencia activa para que no se excedan determinadas gradientes ascendentes máximas.

6.2.2 Medidas para el balance de potencia

6.2.2.1 Reserva secundaria descendente de ERV

Las penetraciones ERV durante la carga baja de los escenarios de 2024 son tan altas que la energía eólica (la solar a menudo no alimenta durante baja demanda) tiene que reducirse para permitir que algunas unidades hidroeléctricas funcionen a la potencia mínima estable para reservas ascendentes. Las reservas descendentes resultarían muy bajas en esas situaciones, o las unidades hidroeléctricas necesitarán incrementar su despacho, lo que llevará a más reducción de potencia ERV. Para evitar esto, se recomienda tener ERV, especialmente energía eólica, participando en la provisión de reserva secundaria descendente. Esto requiere un control remoto de la energía activa de todas las nuevas unidades. Estrategias similares se están llevando a cabo en Europa (Dinamarca, Irlanda) y todos los fabricantes de turbinas eólicas más importantes de Europa ya están ofreciendo esta función debido a los requisitos en esos mercados.

6.2.2.2 Reserva en funcionamiento de unidades térmicas

Tal como muestran los resultados de simulación, con el incremento de la demanda, la reserva operativa provista por la generación hidráulica podría resultar baja debido a la limitada disponibilidad del recurso hidráulico. En algunos casos, las unidades hidroeléctricas no tienen el agua suficiente para mantenerse conectadas todo el día y aportar reservas primaria al sistema. Esto sucederá exclusivamente en los momentos en los que la disponibilidad hidroeléctrica es tan baja que la generación térmica deba sostenerla. Tener unidades térmicas que participen en el suministro de reservas rotantes no solo mejorará la disponibilidad de reservas, sino también la capacidad hidroeléctrica gratuita y valiosa, lo que luego estará disponible para bajar la generación térmica. Las unidades hidroeléctricas pueden funcionar a energía máxima durante las horas pico, mientras que las unidades térmicas funcionan a capacidad reducida y suministran energía de reserva. Se deberán evaluar los efectos de tal estrategia respecto de las emisiones de carbono.

6.2.2.3 Balance con unidades de arranque en frío

De acuerdo con los datos operativos de ICE y con los datos del análisis ambiental, el balance de energía eólica y solar durante un período de tiempo de más de 15 minutos es crítico, ya que el sistema puede perder hasta 400 MW de generación en una hora (caso extremo raro). Para una gestión adecuada de las reservas en este caso, se recomienda enfocar esfuerzos en la instalación de sistemas de pronóstico meteorológico con suficiente exactitud.

Las plantas más importantes de ICE en Pirrís, la cascada principal y posiblemente el esquema Garita/Garita-Ventanas pueden aumentar su generación de cero a potencia máxima en menos de una hora, siendo que se tenga la reserva necesaria (comparar la disponibilidad de reservas no rotantes en la Figura 73, pág.116). Estas unidades contribuyen en gran medida a la flexibilidad del sistema de Costa Rica. En combinación con su capacidad de almacenamiento de escala diaria, estas unidades resultan particularmente adecuadas para balancear la generación fotovoltaica.

6.2.3 Estudio de integración de FV en la red de distribución

En este estudio, una de las hipótesis subyacentes para la integración de ERVs fue que las redes de distribución (de 34,5 kV y menores) estén adecuadamente dimensionadas para cargas y alimentación descentralizada. En realidad, el éxito de la integración de FV en la red de distribución depende de los diseños reales de cada sección individual de la red. Los problemas locales en la red de distribución pueden incluir lo siguiente:

- la tensión a través del flujo de carga invertido aumenta si la alimentación FV excede la carga en el alimentador. Se puede mitigar mediante la demanda de control de energía reactiva de los inversores FV.
- Sobrecargas de líneas y/o transformadores.
- Los esquemas de protección deben ser actualizados para lidiar con los flujos de carga invertidos.
- Se recomienda revisar los ajustes de las protecciones de baja frecuencia de los inversores pues el valor de 59.3 Hz es posible en el SEN

Se recomienda que, si ICE y MINAE deciden permitir y promover la FV descentralizada en Costa Rica, se realice un análisis de las estructuras generales de la red de distribución para evaluar la conexión potencial y para identificar posibles zonas problemáticas. Este esfuerzo involucraría también la participación de las empresas distribuidoras para valorar impactos de estas conexiones.

6.2.4 Actualización del código de red

Los códigos de red rigen la conexión y la operación de los generadores tanto en un sistema desglosado como en un sistema verticalmente integrado donde se permite la titularidad de un generador privado, como en el caso de Costa Rica. Los códigos de red suministran un grupo de reglas, a menudo obligatorias, para los titulares y operadores de generadores y para el operador de la red, para evitar discutir bilateralmente en detalle las reglas para cada solicitud de conexión simple. En cuanto a las ERV, el código de conexión que establece los requisitos técnicos para que los generadores se conecten a la red es la parte más importante. Estos pueden incluir características como huecos de tensión (LVRT), control de potencia reactiva, y control de frecuencia entre otros.

Los códigos de red son una herramienta valiosa para el generador independiente y el operador de red para mantener la seguridad operacional y la controlabilidad de su sistema, en la medida que los requisitos estén hechos a la medida del sistema y se actualicen regularmente para reflejar la evolución de la tecnología. Con respecto a esto, el foco central del desarrollo del código de red y de las revisiones

debería ser el establecimiento de reglas para que los generadores suministren las capacidades necesarias para porcentajes de ERV más altos que pueden esperarse en unos años sin establecer requisitos tan restrictivos que obstaculicen la integración de ERVs.

El problema alemán de 50,2 Hz es un ejemplo de cómo un código de red no tuvo en consideración el desarrollo futuro: El código de red alemán solicitó que todas las unidades FV se desconecten si la frecuencia excede los 50,2 Hz (Alemania tiene un sistema de 50 Hz). La razón detrás de esto era que

- a) la FV solo supondría un pequeño porcentaje de capacidad de generación;
- b) la generación de FV era impredecible y generalmente tenía una carga negativa estocástica, y
- c) Si la frecuencia excedía los 50,2 Hz, ya había una gran alteración, y en este caso sería mejor excluir la FV del sistema para evitar interferir con la gestión de alteraciones.

Sin embargo, la capacidad de FV alemana, impulsada por tarifas preferenciales en los precios de la energía, aumentó tan rápidamente que este requisito se volvió un problema. A principios de la década del 2000, la alimentación FV máxima excedía los 3000 MW de reserva primaria disponible en el sistema interconectado de Europa, lo que llevó a una caída de frecuencia potencial severa en el caso de que la FV se desconectara a 50,2 Hz y, en el peor de los casos, un apagón [18]. Mientras los requisitos de los nuevos códigos de red solo son válidos para los generadores que se instalaron después del momento de publicación del requisito, para el momento en el que el régimen de 50,2 Hz se cambió en el código de red alemán, la cantidad de FV en el sistema que se desconectaría a esa frecuencia excedía en gran parte los 10 GW, lo cual era un peligro severo para la seguridad operativa. Esto generó un programa retrospectivo largo y costoso de modernización. Se realizaron experiencias similares con LVRT eólico en Alemania y en España. Por lo tanto, los requisitos deben tener en cuenta los porcentajes de ERV que se pueden esperar razonablemente en los próximos años y deben ser actualizados regularmente y rápidamente.

El código de red de Costa Rica actualmente solo requiere la capacidad de soportar huecos de tensión (LVRT) y cierta capacidad de suministro y ajuste de potencia reactiva. Para niveles más altos de generación ERV, se recomienda revisar y posiblemente extender los requerimientos en el siguiente sentido:

- Capacidades LVRT avanzadas con soporte dinámico de la tensión mediante la inyección de corriente reactiva durante la falla;
- Control de potencia activa por el operador de red;
- Control de tensión mediante control de potencia reactiva durante el estado estable del funcionamiento;
- Regulación automática de la potencia activa según condiciones de sobre y baja frecuencia.

7 Bibliografía

- [1] «PowerFactory,» DigSILENT GmbH, [En línea]. Available: <http://www.digsilent.de/index.php/products-powerfactory.html>.
- [2] A. Søndergaard, "Development of a Renewable Energy Atlas and Extreme Event Analysis in Renewable Energy Systems," Aarhus University, Aarhus, 2013.
- [3] G. Andresen, A. Søndergaard and M. Greiner, "Validation of Danish wind time series from a new global renewable energy atlas for energy system analysis," Aarhus University, Aarhus, 2014.
- [4] ENTSO-E (www.entsoe.eu), «Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators,» ENTSO-E, Brussels (Belgium), 2012.
- [5] IEC, «IEC 61400-27-1: Electrical Simulation Models - Wind Turbines (Edition 1.0),» IEC, Geneva, Switzerland, 2015.
- [6] Comité Técnico de Seguridad en la Planificación, Diseño y Operación del SEN, «Criterios de Seguridad para la Planificación, Diseño y Operación del Sistema Eléctrico Nacional,» Instituto Costarricense de Electricidad, San José, Costa Rica, 2003.
- [7] Instituto Costarricense de Electricidad, "Plan de expansión de la generación eléctrica, periodo 2014-2035," ICE, Centro Nacional de Planificación Eléctrica, Proceso Expansión Integrada, San José, Costa Rica, 2014.
- [8] F. Estrada, I. Canete, A. Cárdenas Ocampo and H. Rudnick, "Interconexión Eléctrica Regional," Pontificia Universidad Católica de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica IEE3372 - Mercados Eléctricos, Santiago de Chile, Chile, 2012.
- [9] J. e. a. Sancho, "Estudio de seguridad operativa del sistema eléctrico nacional para la estación seca del año 2015," ICE CENGE, San José, Costa Rica, 2015.
- [10] S. e. a. Saha, "The NCEP Climate Forecast System Reanalysis," *Bull. Amer. Meteor. Soc.*, vol. 91, no. 8, pp. 1015-1057, 2010.
- [11] «Datos BID Plantas Eólicas Actuales_V2.xls,» ICE, 2015.
- [12] «Archivo: Factores de carga horarios 2018.xls,» ICE, 2015.
- [13] «Archivo: Orden de Merito_CR_SET_2018.xlsx,» ICE, 2015.
- [14] J. Sancho Chaves, J. C. Montero, R. Espinoza and D. Alvarado, "Capacidad máxima de la generación eólica que se puede instalar en el país en el periodo 2013-2018," ICE, San José, 2014.
- [15] A. Mills and R. Wiser, "Implications of Wide-Area Geographic Diversity for Short-Term Variability of Solar Power," Lawrence Berkeley National Laboratory, Energy Analysis Department, Berkeley, CA, USA, 2010.
- [16] energinet.dk, "Technical regulation 3.2.5 for wind power plants with a power output above 11 kW," energinet.dk, Erritsø, Danmark, 2015.
- [17] Energynautics, «Análisis de Opciones para Manejar Mayor Incorporación de Energías Renovables Variables. Progress Report 2, Part 1: Dispatch Modelling, DC Optimization and Steady-State Grid Analysis,» Energynautics GmbH, Darmstadt, 2016.
- [18] IRENA, «Scaling Up Variable Renewable Power: The Role of Grid Codes,» 2016. [En línea]. Available: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Grid_Codes_2016.pdf.
- [19] J. Sancho Chaves and J. C. Montero, "Requisitos técnicos solicitados a las plantas fotovoltaicas de generación privada a las cuales el ICE comprará energía eléctrica al amparo del primer capítulo de la Ley Nº 7200," ICE, San José, 2015.
- [20] J. Sancho Chaves and J. C. Montero, "Resumen de los requisitos técnicos solicitados a las plantas eólicas de generación privada a las cuales el ICE comprará energía eléctrica al amparo del primer capítulo de la Ley Nº 7200," ICE, San José, 2015.
- [21] R. Perez, M. Taylor, T. Hoff and J. Ross, "Reaching Consensus in the Definition of Photovoltaics Capacity Credit in the USA: A Practical Application of Satellite-Derived Solar Resource Data," *IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing*, vol. 1, no. 1, pp. 28-33, 2008.

Anexo 1: Validación modelo de simulación de despacho

Validación del modelo de despacho 2018 con datos medidos

Para la validación del modelo, las instalaciones y los datos ambientales del 2012 se cargaron en el ENAPlan. Después de activar la simulación para el año completo, los resultados del despacho se compararon con los datos del despacho real de 2012, y se hicieron ajustes al modelo. Teniendo en cuenta el alcance del estudio, se examinaron y se afinaron los siguientes resultados;

- La generación anual de cada tipo de tecnología de generador;
- La generación anual de las mayores unidades hidroeléctricas, individualmente;
- La generación anual de las unidades hidroeléctricas pequeñas, de media;
- Los niveles de reservas hidroeléctricas;
- El despacho de generadores clave en situaciones críticas.

El ajuste incluyó establecer los precios de las pequeñas unidades hidroeléctricas que no aparecen en el orden de prioridad suministrado por ICE, pero que, según su producción anual y los patrones de producción, no todas ellas son únicamente proveedores básicos, sino que se usan para la energía máxima. Muchas unidades hidroeléctricas más pequeñas exhiben patrones de dos turnos, unos que producen durante el día y se apagan a la noche, mientras que otros son plantas de pico completo, que solo generan energía durante dos cargas máximas por día en la mañana y por la tarde. Los precios de estas unidades se establecieron y ajustaron hasta que mostraron el comportamiento correcto.

Las cantidades de energía producida se muestran en la Tabla 50. Se puede ver que la cantidad de energía producida por las unidades térmicas (plantas de energía a motor y a turbinas de gas) es mejor en el modelo que en la realidad, mientras que la disponibilidad y los factores de capacidad de las unidades filo de agua y de los embalses son ligeramente más altos.

Las razones de este comportamiento subyacen en las siguientes simplificaciones y limitaciones del modelo de despacho:

- los datos hídricos que se usaron contenían solo promedios semanales de los flujos a cada estación hidroeléctrica, y dejaban de lado las fluctuaciones intradía e intrasemana y las dependencias ambientales. Estas pueden llevar a una generación térmica más alta, ya que la disponibilidad de unidades hidroeléctricas filo de agua es un poco menor en la realidad. Para las unidades más grandes seleccionadas que mostraron una disponibilidad demasiado alta, se aplicó un factor de corrección para que se encuentren dentro de un factor de capacidad de +10% de realidad;
- Los datos hídricos para los generadores de titularidad privada sin estaciones de medición, fueron estimados con los datos de estaciones hidroeléctricas con comportamiento similar de

ICE y no había información sobre los niveles de reserva o factores de embalse para esas unidades, así que se asumió que eran puramente filo de agua con algún nivel de flexibilidad;

- Los cortes de estaciones de energía se descuidaron, lo que llevó potencialmente a una disponibilidad mayor de las unidades hidroeléctricas.

Tabla 50: Comparación de energía generada por tecnología, real y simulada.

Tecnología	Energía producida en 2012, real [TWh]	Energía producida en 2012, simulada [TWh]	Desviación, en % de energía total
Unidad hidroeléctrica filo de agua y embalse	5,85	6,03	+ 1.8
Embalse hídrico (ARDESA)	1,50	1,48	- 0.2
Geotérmica	1,44	1,46	+ 0.2
Térmica (búnker + diésel)	0,84	0,41	- 4.2
Biomasa	0,05	0,14	+ 0.9
Eólica	0,55	0,51	- 0.4
FV	0,0	0,0	+ 0.0
Total	10,18	10,02	- 1.5

Las simplificaciones y las desviaciones resultantes de la realidad se consideran aceptables por las siguientes razones:

- el uso de la generación térmica en Costa Rica es principalmente un problema de electricidad, no de energía. Durante la estación seca, los flujos de entrada hacia las unidades filo de agua son tan bajos que no pueden suministrar energía suficiente a la red para satisfacer las demandas máximas. Este comportamiento se refleja en el modelo, con el despacho realista durante las situaciones clave en abril (el punto máximo de la estación seca).
- Para los escenarios de 2018, se espera que la generación térmica sea mucho más baja debido a la disponibilidad de generación hidroeléctrica adicional, tal como la planta de energía en Reventazón y energía eólica y geotérmica adicional.
- Se refleja correctamente la comparación de generación en el curso del año (Figura 99), las propiedades generales y el comportamiento de la flota de generadores de Costa Rica.

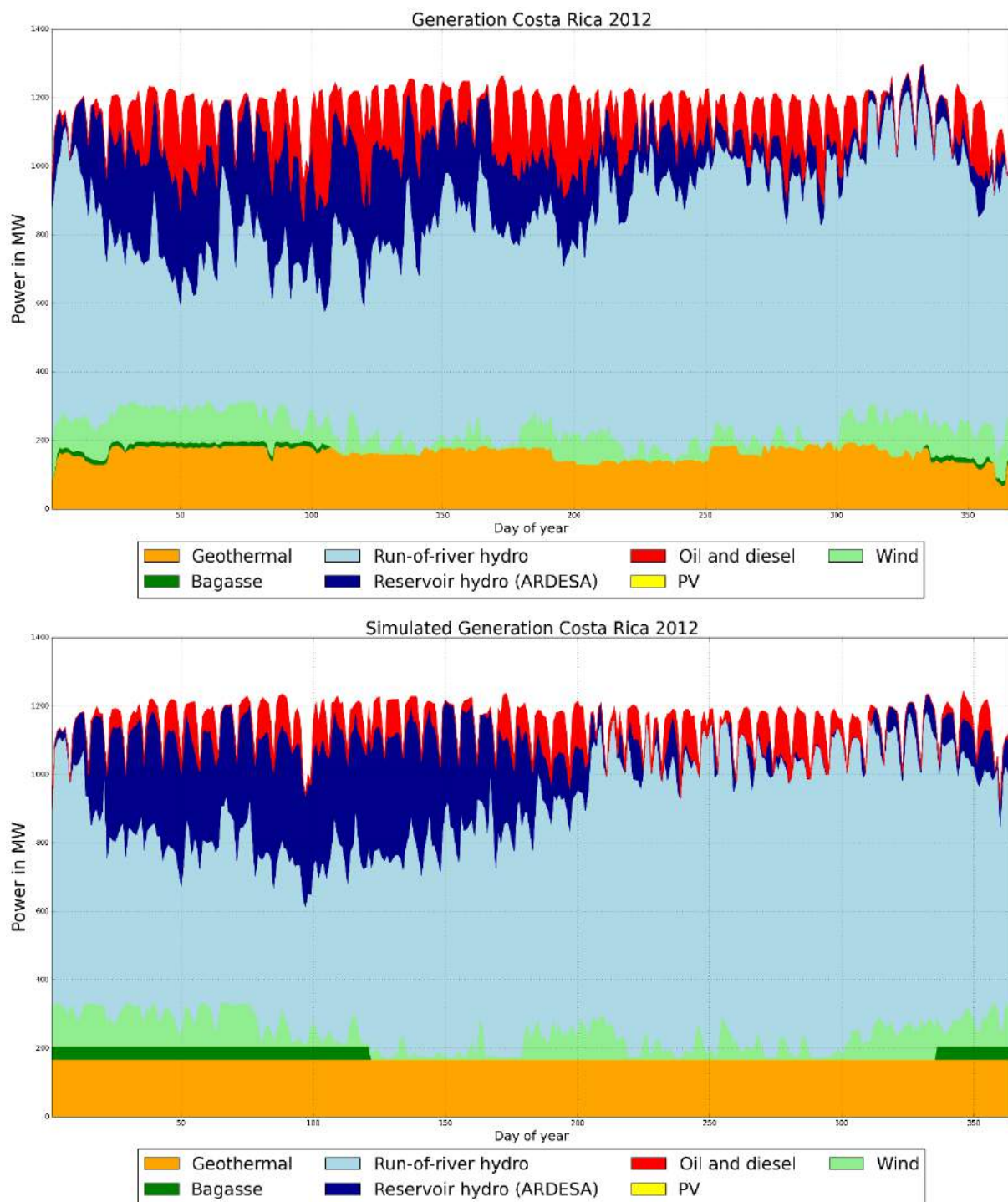


Figura 99: Despacho de generador real y simulado 2012 en energía media despachada por día y tecnología.

El despacho real cada cuarto de hora se basó en el orden de prioridad de las plantas de energía suministrado por ICE, así como un algoritmo de optimización de almacenamiento para las reservas (embalses) más pequeño y los niveles de referencia semanales para las reservas más grandes en Arenal. La Figura 100 muestra el despacho de los generadores de Costa Rica durante una estación seca típica a mediados de abril, tal como se simuló con la carga y las instalaciones de 2012. Muestra el patrón típico de unidades de embalses que se usan en su mayor parte durante el día, cuando la carga

es alta, mientras que se apagan o se reduce su producción por la noche para ahorrar agua. El esquema ARDESA, alimentado por las grandes reservas estacionales en Arenal, se usa en un rol básico, junto con la generación geotérmica. Durante las horas pico del día se necesita la generación térmica, ya que la disponibilidad hidroeléctrica es baja.

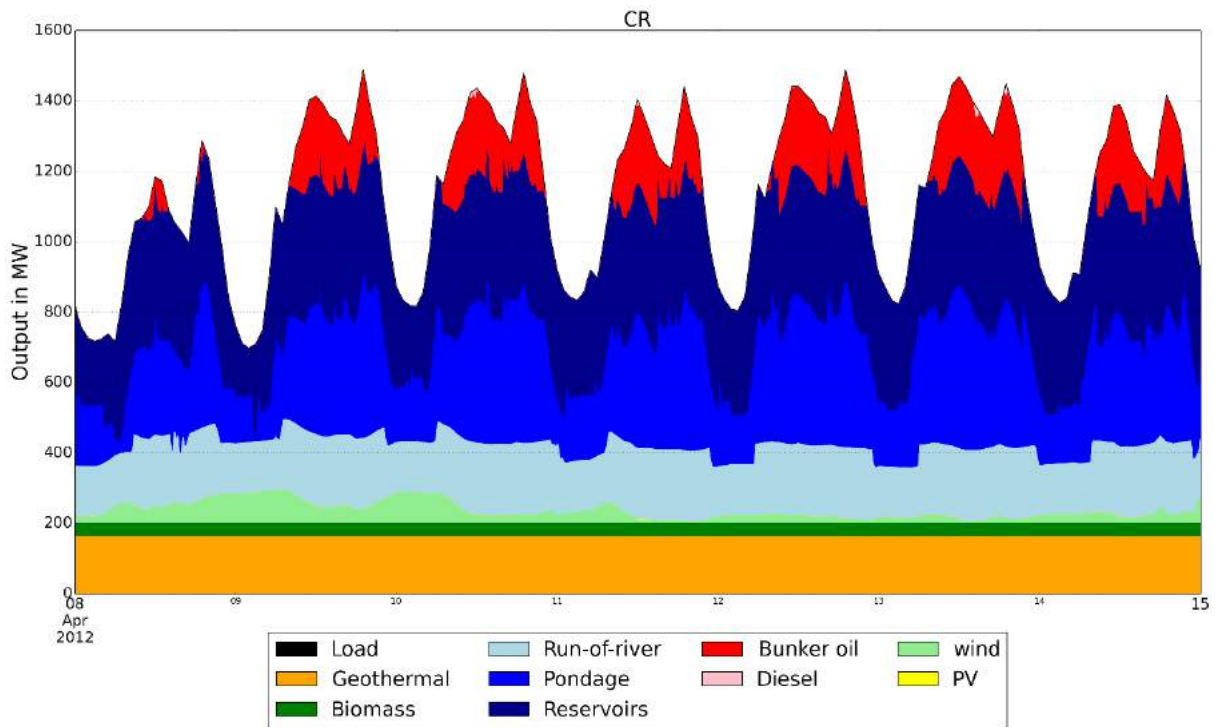


Figura 100: Semana típica en la estación seca.

Durante la estación húmeda, como se muestra en la Figura 101 para la semana típica, la disponibilidad de unidades filo de agua y de los embalses es significativamente más alta, lo que da como resultado el uso de esas unidades para cargas base y cargas intermedias. El esquema ARDESA se usa durante las horas pico solo cuando la reserva se está llenando para la próxima estación seca. Si el nivel de la reserva del Arenal es menor que el de referencia, la generación térmica se puede utilizar para aliviar el esquema ARDESA, que en este caso no se usará con su producción máxima, como puede verse en la Figura 102, que muestra una semana un poco más seca durante la estación húmeda. ARDESA todavía está disponible con su producción máxima para cortes de generación y para reserva de energía, pero no se despacharán regularmente.

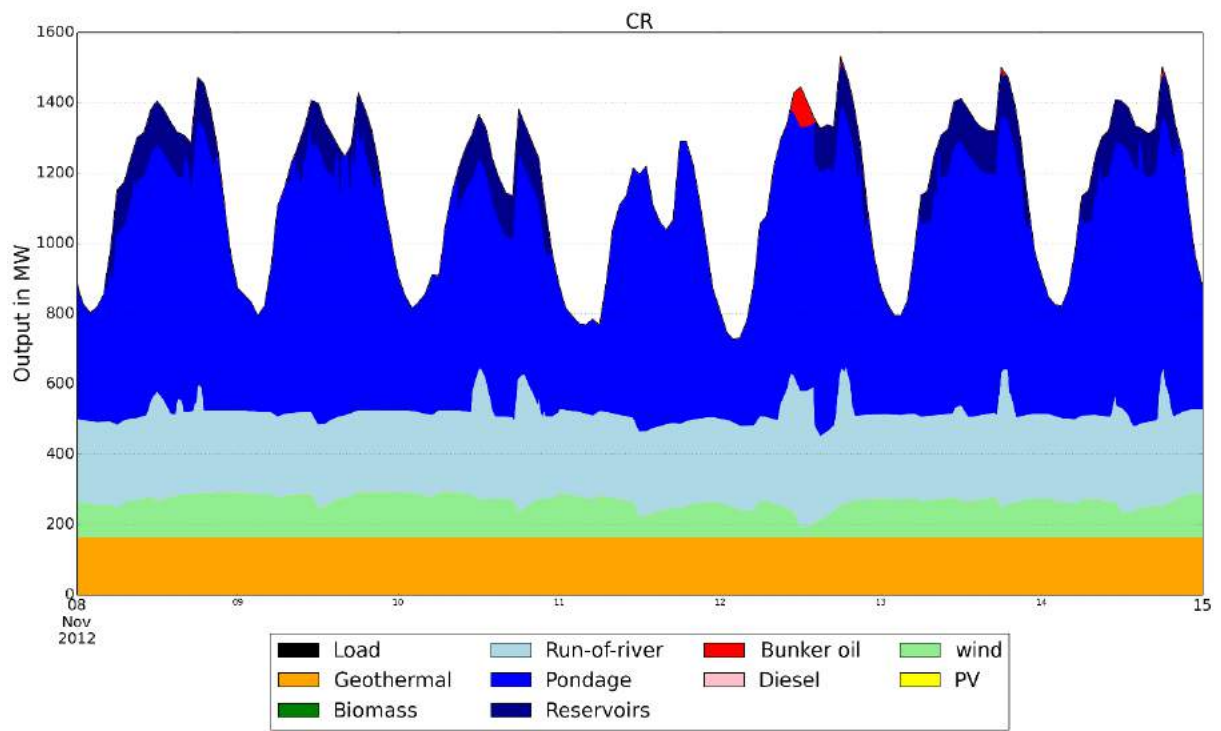


Figura 101: Semana típica en la estación húmeda.

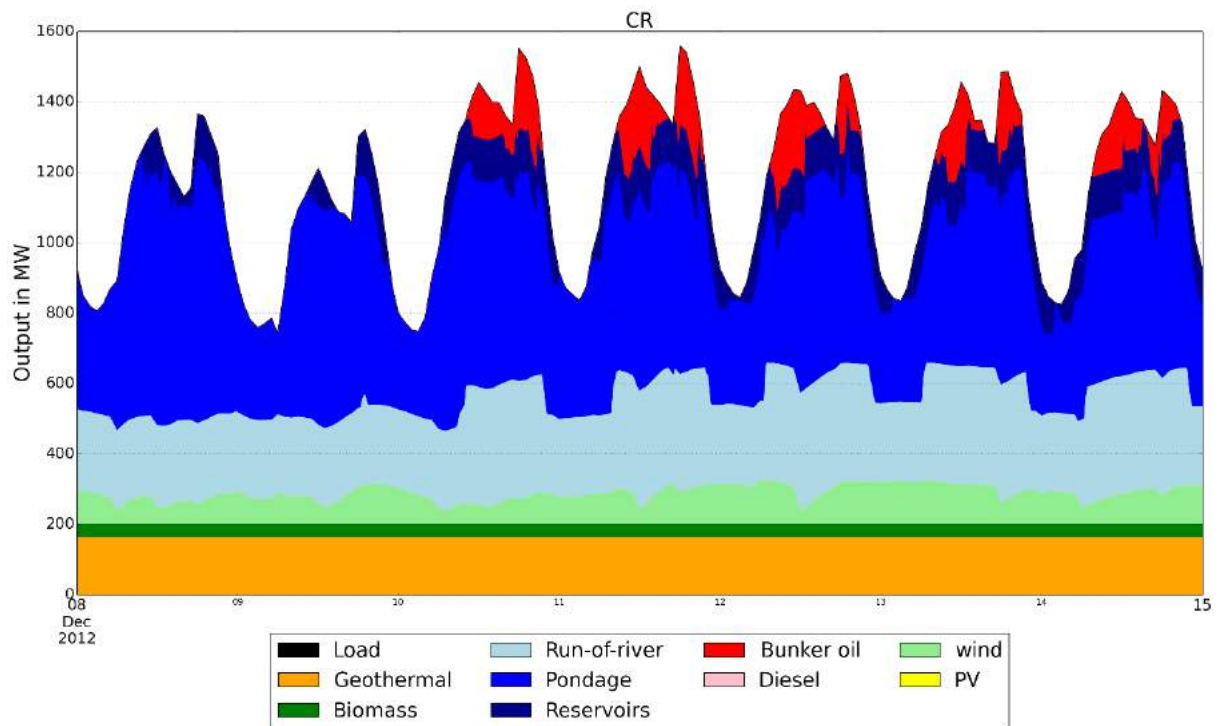


Figura 102: Semana de la temporada húmeda con alivio de embalses de generación térmica.

Gráficos de mezcla de energía 2018

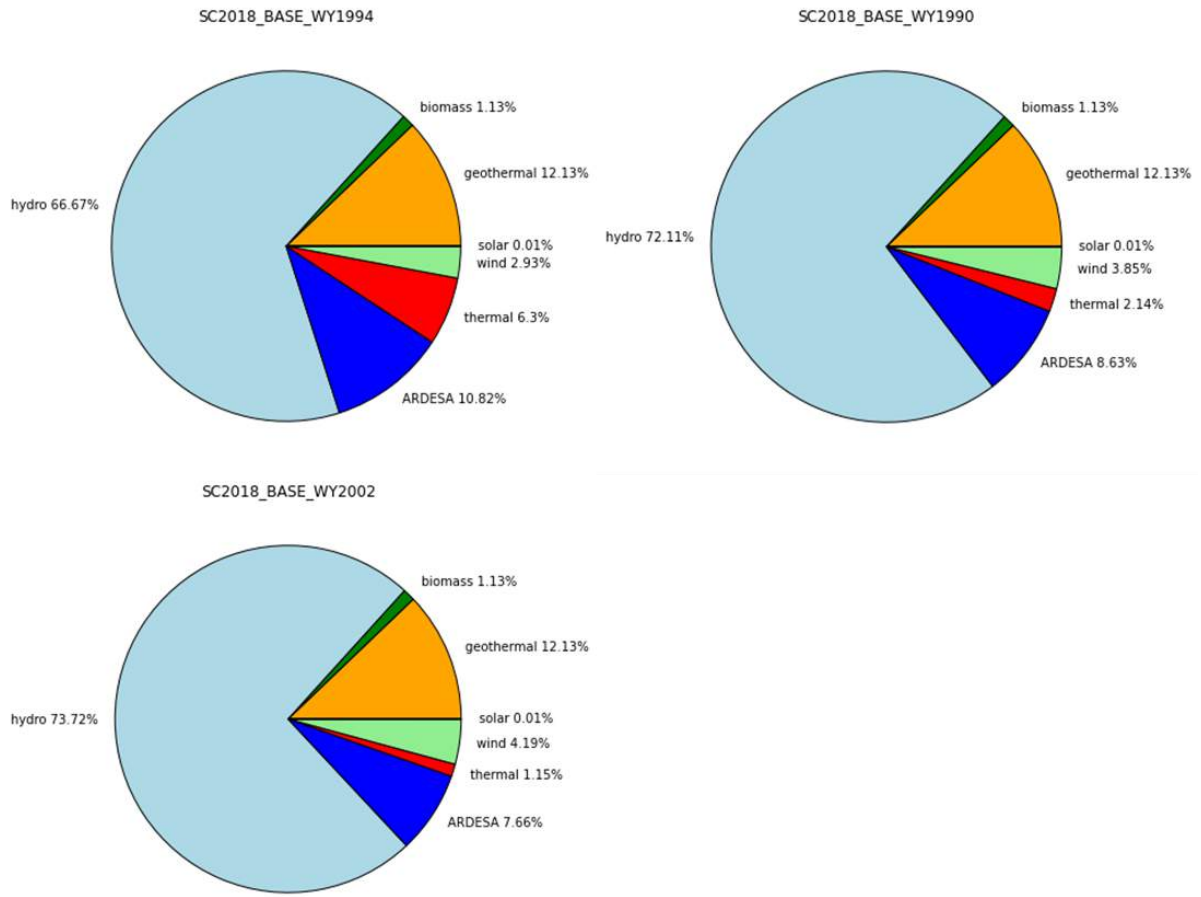


Figura 103: Mezclas de electricidad para todos los años climáticos, capacidades de 2018, escenario de 2012.

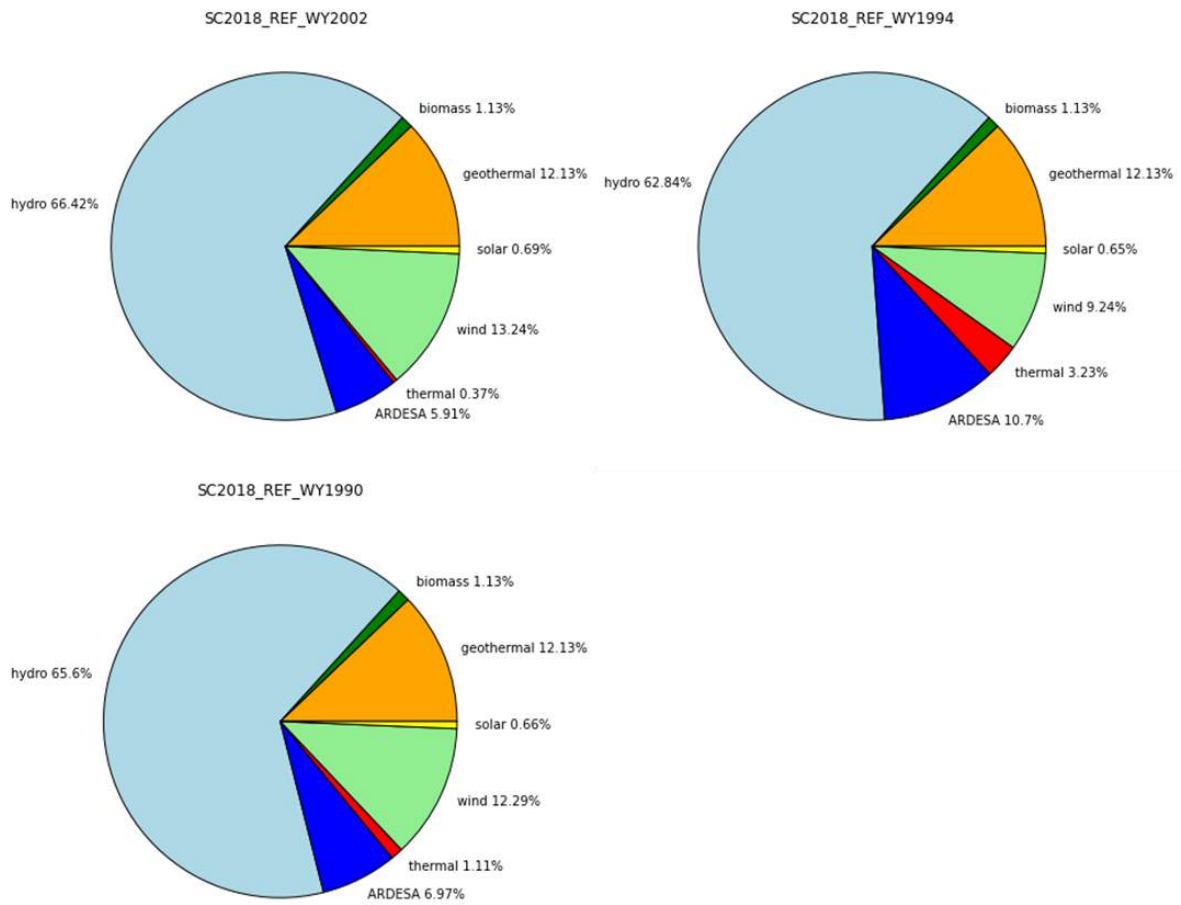


Figura 104: Mezclas de electricidad para todos los años climáticos, escenario de referencia de ERV de 2018.

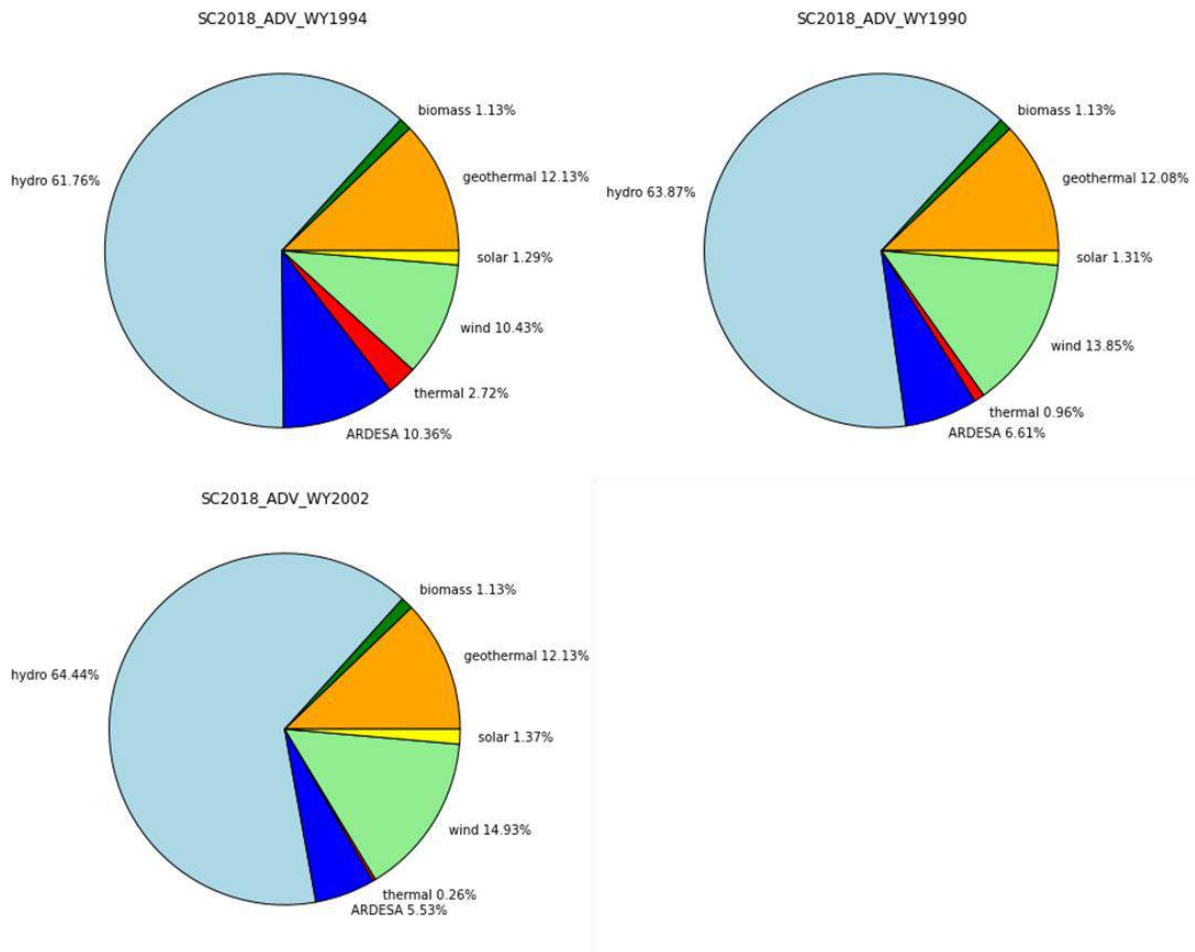


Figura 105: Mezclas de electricidad para todos los años climáticos, escenario avanzado de ERV de 2018.

Cifras adicionales y tablas para 2024

Tabla 51: Lista de cortes considerados por SCOPF y análisis de contingencia para 2024.

Caso de fallo (nombres de los activos)	Grupo de fallo	Orden
Ine_4408_50004_1	Líneas	n-1
Ine_4412_50053_1	Líneas	n-1
Ine_50000_50050_1	Líneas	n-1
Ine_50002_51150_1	Líneas	n-1
Ine_50050_51450_10	Líneas	n-1
Ine_50052_50102_1	Líneas	n-1
Ine_50052_50900_1	Líneas	n-1
Ine_50053_50300_10	Líneas	n-1
Ine_50100_50200_1	Líneas	n-1
Ine_50150_50202_1	Líneas	n-1
Ine_50150_50800_1	Líneas	n-1
Ine_50200_50900_1	Líneas	n-1
Ine_50200_53050_1	Líneas	n-1
Ine_50202_50252_1	Líneas	n-1
Ine_50250_50300_1	Líneas	n-1

Ine_50300_51150_1	Líneas	n-1
Ine_50350_50900_1	Líneas	n-1
Ine_50650_50750_1	Líneas	n-1
Ine_50650_50800_1	Líneas	n-1
Ine_50700_50750_1	Líneas	n-1
Ine_50700_50950_1	Líneas	n-1
Ine_50900_54750_1	Líneas	n-1
Ine_50952_53150_1	Líneas	n-1
Ine_51050_53200_1	Líneas	n-1
Ine_51300_53200_1	Líneas	n-1
Ine_53000_53050_1	Líneas	n-1
Ine_53002_53052_2	Líneas	n-1
Ine_53002_54750_1	Líneas	n-1
Ine_53004_53356_1	Líneas	n-1
Ine_53004_53654_1	Líneas	n-1
Ine_53006_53304_1	Líneas	n-1
Ine_53006_53454_1	Líneas	n-1
Ine_53006_53604_1	Líneas	n-1
Ine_53050_53152_1	Líneas	n-1
Ine_53050_53900_1	Líneas	n-1
Ine_53052_53150_2	Líneas	n-1
Ine_53052_53200_1	Líneas	n-1
Ine_53052_53902_2	Líneas	n-1
Ine_53152_54200_1	Líneas	n-1
Ine_53154_53654_1	Líneas	n-1
Ine_53154_53704_1	Líneas	n-1
Ine_53156_58006_1	Líneas	n-1
Ine_53354_53404_1	Líneas	n-1
Ine_53404_53856_1	Líneas	n-1
Ine_53454_53754_1	Líneas	n-1
Ine_53550_54050_1	Líneas	n-1
Ine_53550_54850_1	Líneas	n-1
Ine_53604_53654_1	Líneas	n-1
Ine_53704_58004_1	Líneas	n-1
Ine_53754_53854_1	Líneas	n-1
Ine_53754_58104_1	Líneas	n-1
Ine_53850_54050_1	Líneas	n-1
Ine_53850_56000_1	Líneas	n-1
Ine_53850_58450_1	Líneas	n-1
Ine_53856_58004_1	Líneas	n-1
Ine_53900_54850_1	Líneas	n-1
Ine_53902_54000_1	Líneas	n-1
Ine_54000_54250_1	Líneas	n-1
Ine_54000_56102_10	Líneas	n-1
Ine_54050_54250_1	Líneas	n-1
Ine_56000_56100_1	Líneas	n-1
Ine_56050_56100_1	Líneas	n-1
Ine_56052_56102_10	Líneas	n-1

Ine_58006_58054_1	Líneas	n-1
Ine_58006_58106_1	Líneas	n-1
Ine_58054_58106_1	Líneas	n-1
Ine_58150_58500_1	Líneas	n-1
Ine_58150_58600_1	Líneas	n-1
Ine_58300_58350_1	Líneas	n-1
Ine_58300_58600_1	Líneas	n-1
Ine_58302_58500_1	Líneas	n-1
Ine_58450_58500_1	Líneas	n-1
Ine_6000_56050_1	Líneas	n-1
Ine_6400_58350_1	Líneas	n-1
Ine_6500_56052_1	Líneas	n-1
Garita138	Múltiples	Fallo de embarrado
Multi-50200_50900_1/50200_53050_1	Múltiples	n-2
Multi-50200_53050_1/50900_54750_1	Múltiples	n-2
Multi-50900_54750_1/53000_53050_1	Múltiples	n-2
Multi-53050_53152_1/53052_53150_2	Múltiples	n-2
RioMacho138	Múltiples	Fallo de embarrado
Ine_50053_50300_10-Ine_50000_50050_1	Múltiples	n-2
Ine_50200_50900_1-trf_50900_50922_1	Múltiples	n-2
Ine_50900_54750_1-trf_50900_50921_1	Múltiples	n-2
Ine_53004_53356_1-Ine_53006_53454_1	Múltiples	n-2
Ine_53004_53654_1-Ine_53006_53604_1	Múltiples	n-2
Ine_53004_53654_1-Ine_53604_53654_1	Múltiples	n-2
Ine_53050_53900_1-Ine_53052_53902_2	Múltiples	n-2
Ine_53150_53550_2-Ine_53152_54200_1	Múltiples	n-2
Ine_53150_53550_2-Ine_53550_54202_1	Múltiples	n-2
Ine_53154_53654_1-Ine_53156_53654_2	Múltiples	n-2
Ine_53154_53704_1-Ine_53156_58006_1	Múltiples	n-2
Ine_53156_58006_1-Ine_53704_58004_1	Múltiples	n-2
Ine_53354_53404_1-Ine_53454_53754_1	Múltiples	n-2
Ine_53404_53856_1-Ine_53454_53754_1	Múltiples	n-2
Ine_53404_53856_1-Ine_53754_53854_1	Múltiples	n-2
Ine_53550_54050_1-Ine_54050_54250_1	Múltiples	n-2
Ine_53550_54850_1-Ine_54050_54250_1	Múltiples	n-2
Ine_53850_58450_1-Ine_53856_58004_1	Múltiples	n-2
Ine_53900_54850_1-Ine_54050_54250_1	Múltiples	n-2
Ine_53902_54000_1-Ine_54050_54250_1	Múltiples	n-2
Ine_54000_54250_1-Ine_54050_54250_1	Múltiples	n-1
Ine_58006_58054_1-Ine_58006_58106_1	Múltiples	n-2
Ine_58006_58106_1-Ine_58054_58106_1	Múltiples	n-2
Ine_58150_58500_1-Ine_58302_58500_1	Múltiples	n-2
Ine_58150_58600_1-Ine_58302_58500_1	Múltiples	n-2
Ine_58300_58600_1-Ine_58302_58500_1	Múltiples	n-2
Ine_50052_50102_1-Ine_50053_50300_10	Múltiples	n-2
Ine_50053_50300_10-Ine_50202_50252_1	Múltiples	n-2
Ine_50202_50252_1-Ine_50000_50050_1	Múltiples	n-2

lne_50350_51050_1-lne_50900_54750_1	Múltiples	n-2
lne_53902_54000_1-lne_54000_54250_1	Múltiples	n-2
tr3_50504_50516_50532_1 [Guayabal]	Transformadores	n-1
tr3_53004_53000_53030_1 [La Caja]	Transformadores	n-1
tr3_53004_53000_53031_2 [La Caja]	Transformadores	n-1
tr3_53006_53002_53032_3 [La Caja]	Transformadores	n-1
tr3_53006_53002_53033_4 [La Caja]	Transformadores	n-1
tr3_53154_53150_53180_1 [San Miguel]	Transformadores	n-1
tr3_53154_53150_53181_2 [San Miguel]	Transformadores	n-1
tr3_53156_53152_53182_3 [San Miguel]	Transformadores	n-1
tr3_53206_53200_53232_1 [Garita]	Transformadores	n-1
tr3_53854_53850_53880_1 [Río Macho]	Transformadores	n-1
tr3_53854_53850_53881_2 [Río Macho]	Transformadores	n-1
tr3_58300_58306_58331_1 [Moín]	Transformadores	n-1
tr3_58305_58302_58330_2 [Moín]	Transformadores	n-1

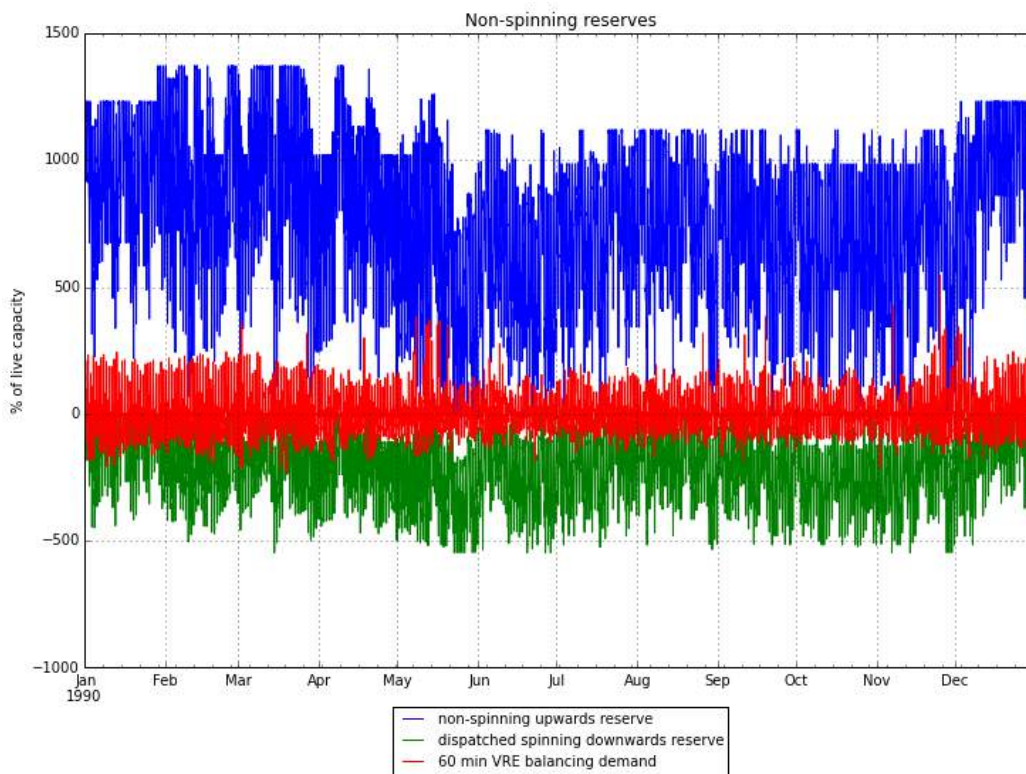


Figura 106: Reservas no rotantes (unidades rápidas), reservas rotantes descendentes y demanda de balance de 60 minutos causada por ERV, escenario avanzado de ERV de 2024 con datos climáticos del 1990 (promedio).

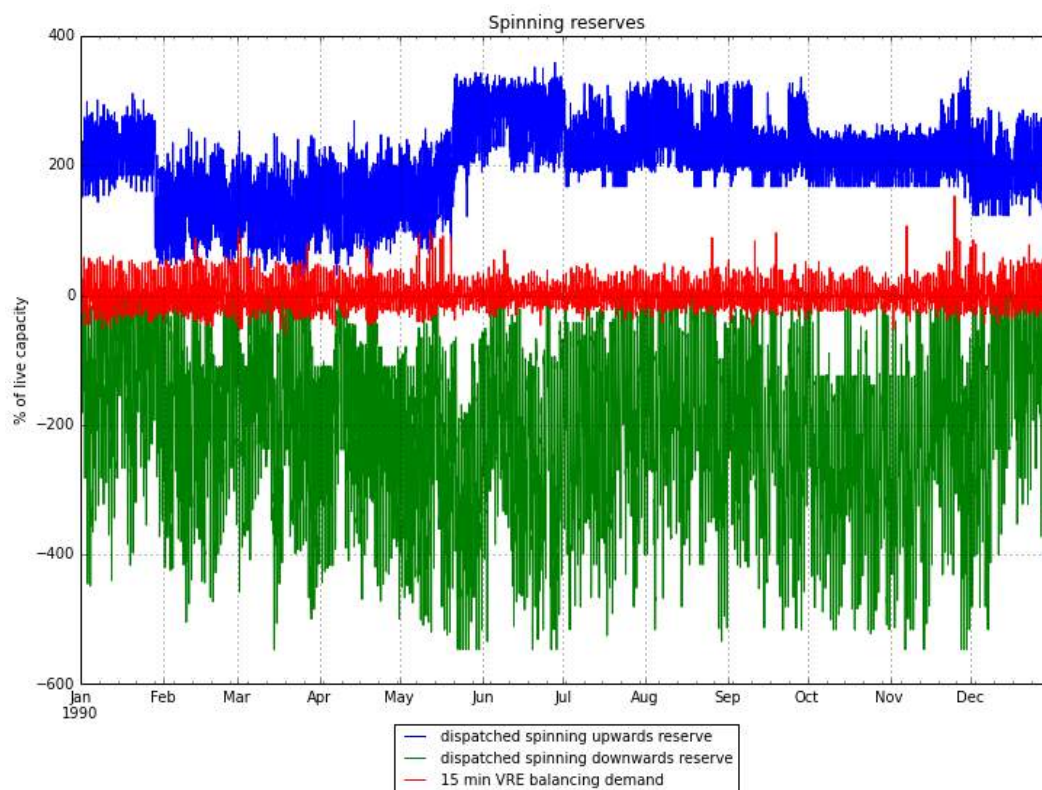


Figura 107: Reservas rotantes y demanda de balance de 15 minutos causada por ERV (positiva = demanda de reservas ascendentes, negativa = demanda por reservas descendentes), escenario avanzado de ERV de 2024 con datos ambientales de 1990 (promedio).

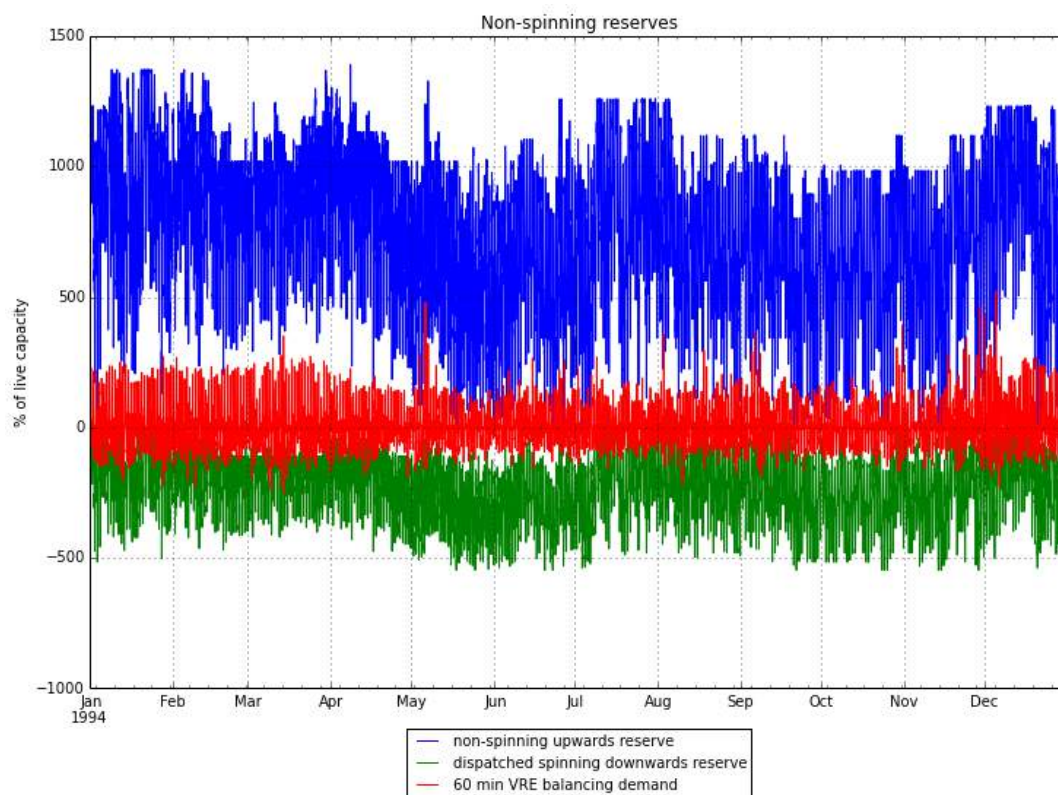


Figura 108: Reservas no rotantes (unidades rápidas), reservas rotantes descendentes y demanda de balance de 60 minutos causada por ERV, escenario avanzado de ERV de 2024 con datos climáticos del 1994 (seco).

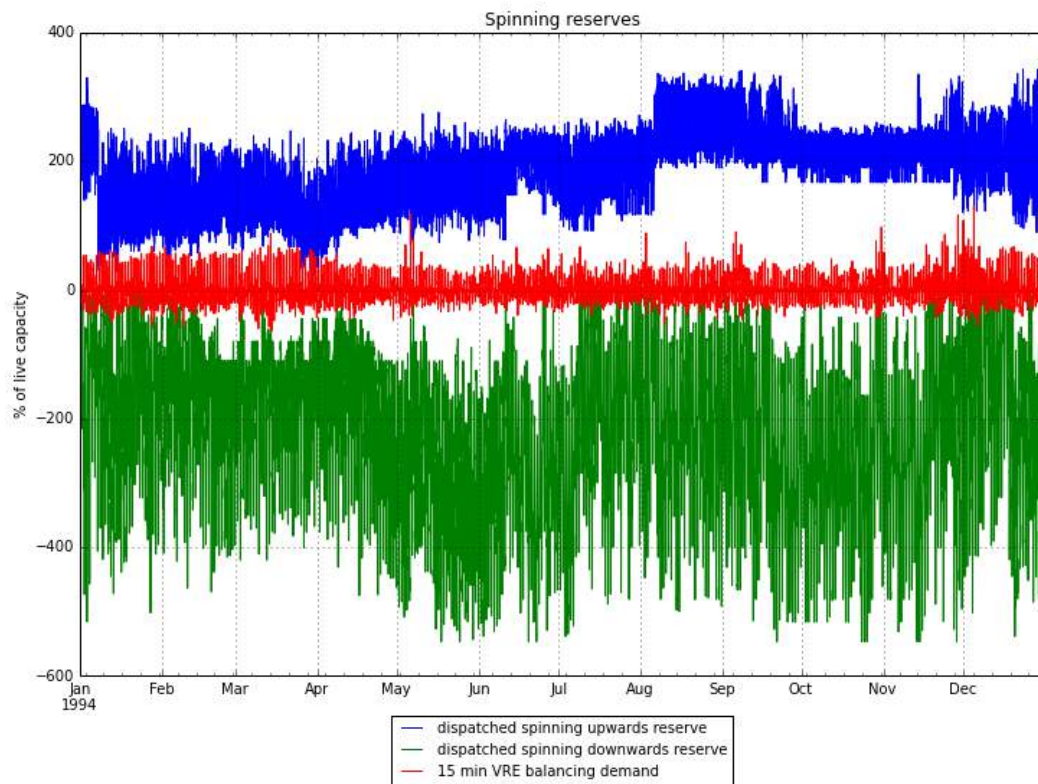


Figura 109: Reservas rotantes y demanda de balance de 15 minutos causada por ERV (positiva = demanda de reservas ascendentes, negativa = demanda por reservas descendentes), escenario avanzado de ERV de 2024 con datos ambientales de 1994 (seco).

Tabla 52: Efecto de distintos precios de mercado de exportación en unidades hidroeléctricas importantes.

Año meteorológico	Valores estimados (ICE) [GWh]		Resultados de la simulación 2024 [GWh]			
	Mín.	Máx.	2002	Base 2002	Exportaciones baratas de 2002	Exportaciones costosas de 2002
Reventazón	903	1193	721	1214	700	1125
Angostura	788	886	678	847	657	842
Cachi	800	860	663	770	647	802
Arenal	650	800	299	547	304	309
Corobici	610	780	336	616	342	348
Pirris	588	610	468	495	463	499
Ventanas	490	560	465	497	491	491
Río Macho	430	560	526	585	515	603
Cariblanco	263	298	71	207	66	174
La Joya	164	285	322	375	315	390
Toro II	229	273	161	316	150	280
El General	190	227	261	280	281	280
Torito	130	222	234	293	227	291
Toro III	173	209	107	210	100	186
Penas Blancas	128	185	37	104	35	91
Balsa	97	179	327	332	330	331
Capulín	101	173	208	212	211	212
Chucas	78	172	192	196	195	195
Garita	140	165	185	194	194	194
Pocosol	86	149	228	230	230	230
Chocosuela	109	123	180	182	182	182
Sandillal	68	118	60	109	61	62
Doña Julia	94	113	135	145	145	144
Cubujuqui	69	109	125	127	127	127
Toro I	91	105	82	68	86	71

Anexo 2: Resultados detallados del análisis de estabilidad

Los resultados de las numerosas simulaciones que sustentan los resultados del estudio de estabilidad se entregan en formato electrónico (Anexo 2.zip) únicamente y forman parte integral de este informe. El archivo Readme.txt (dentro del archivo electrónico) describe el contenido de cada carpeta, que están organizados para cada horizonte de estudio según los siguientes criterios de análisis:

Estación	Demanda	Porteo de Potencia
Húmeda	Máxima Nocturna	Sin porteo
		100MW Norte->Sur
		100MW Sur->Norte
	Máxima Diurna	Sin porteo
		100MW Norte->Sur
		100MW Sur->Norte
	Media	Sin porteo
		100MW Norte->Sur
		100MW Sur->Norte
	Mínima	Sin porteo
		100MW Norte->Sur
		100MW Sur->Norte
Seca	Máxima Nocturna	Sin porteo
		100MW Norte->Sur
		100MW Sur->Norte
	Máxima Diurna	Sin porteo
		100MW Norte->Sur
		100MW Sur->Norte
	Media	Sin porteo
		100MW Norte->Sur
		100MW Sur->Norte
	Mínima	Sin porteo
		100MW Norte->Sur
		100MW Sur->Norte

Anexo 3: Costos unitarios de transmisión

Costo Línea de transmisión a 230 KV - Circuito sencillo
 Conductor 795 Cóndor
 Miles de US\$

DESCRIPCION	CANTIDAD km	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		6.9	0.0	6.9	6.9
2. Conductores y accesorios	1.00		21.4	0.0	21.4	21.4
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		0.0	0.0	0.0	0.0
4. OPGW y accesorios	1.00		7.9	0.0	7.9	7.9
4. Sistema puesta a tierra	1.00		3.3	0.0	3.3	3.3
5. Torres y accesorios	1.00		52.5	0.0	52.5	52.5
Sub-Total Materiales				0.0	92.0	92.0
6. Fundaciones	1.00	0.21		19.0		19.0
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.1		1.1
8. Montaje	1.00	0.34		31.7		31.7
Total Costo Base				51.8	92.0	143.9
9. Contingencias	0.10			5.2	9.2	14.4
10. Ingeniería y Administración	0.08			11.5		11.5
11. EIA \$/km	2.50			2.5		2.5
12. Diseño	0.03			4.3		4.3
13. Inspección	0.03			4.3		4.3
14. Indemnización \$/km	10.00			10.0		10.0
COSTO TOTAL				89.7	101.2	190.9

BAHIA ANILLO 230 kV
En US\$

Descripción	Equipos US\$	Cantidad	Total
Interruptores 230 kV de disparo monopolar	93,166	1	93,166
Cuchillas tripolares motorizadas con cuchilla a tierra 230 kV	19,097	1	19,097
Cuchillas tripolares motorizadas sin cuchilla a tierra 230 kV	16,133	2	32,265
Pararrayos	5,435	3	16,304
Transformador de corriente 230 kV	14,054	3	42,161
Transformador de potencial 230 kV	13,116	3	39,348
Subtotal equipos			242,341
	% sobre Equipos		
Sistema de puesta a tierra	8.5		20,599
Servicios Auxiliares	17.0		41,198
Herrajes, Estructuras y Soportes	50.0		121,170
Equipo de Protección, Control y Monitoreo	64.0		155,098
Equipo de Comunicaciones	16.0		38,775
Cables, conductores, ductos, etc	14.0		33,928
Subtotal suministro incluido equipo			653,108
	% sobre Suministro		
Montaje	6.04		39,448
Obras civiles generales	23.94		156,354
Total costo Base			848,910
	% sobre Costo Base		
Contingencias	5.00		42,446
Diseño	3.00		25,467
Ingeniería	4.00		33,956
Administración	4.00		33,956
Inspección	8.00		67,913
IDC	6.00		50,935
EIA	0.19		1,613
COSO TOTAL			1,105,196

COSTO BAHIA SENCILLA 13.8/34.5 kV
En US\$

Descripción	Equipos US\$	Cantidad	Total
Interruptores 34.5 kV de disparo monopolar	38,718	1	38,718
Cuchillas tripolares motorizadas con cuchilla a tierra 34.5 kV	12,465	1	12,465
Cuchillas tripolares motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 kV	10,547	2	21,094
Pararrayos	1,631	3	4,893
Transformador de corriente 34.5 kV	4,290	3	12,870
Transformador de potencial 34.5 kV	6,830	3	20,490
Subtotal equipos			110,530
	% sobre Equipos		
Sistema de puesta a tierra	8.5		9,395
Servicios Auxiliares	17.0		18,790
Herrajes, Estructuras y Soportes	50.0		55,265
Equipo de Protección, Control y Monitoreo	64.0		70,739
Equipo de Comunicaciones	16.0		17,685
Cables, conductores, ductos, etc	14.0		15,474
Subtotal suministro incluido equipo			297,879
	% sobre Suministro		
Montaje	6.04		17,992
Obras civiles generales	23.94		71,312
Total costo Base			387,183
	% sobre Costo Base		
Contingencias	10.00		38,718
Diseño	3.00		11,615
Ingeniería	4.00		15,487
Administración	4.00		15,487
Inspección	8.00		30,975
EIA	0.19		736
COSO TOTAL			500,202

TRANSFORMADOR 230/13.8 kV 75 MVA**En US\$**

Descripción	Equipos US\$	Cantidad	Total
Interruptores 230 kV de disparo monopolar	93,166	1	93,166
Interruptores 13.8 kV de disparo monopolar	38,718	1	38,718
Cuchillas tripolares motorizadas sin cuchilla a tierra 230 kV	16,133	3	48,398
Cuchillas tripolares motorizadas sin cuchilla a tierra 13.8 kV	10,547	3	31,641
Transformador de corriente 230 kV	14,054	6	84,322
Transformador de corriente 13.8 kV	4,290	6	25,739
Subtotal equipos			321,984
	% sobre Equipos		
Herrajes, Estructuras y Soportes	5.0		16,099
Equipo de Protección, Control y Monitoreo	10.0		32,198
Cables, conductores, ductos, etc	10.0		32,198
Subtotal suministro incluido equipo			402,480
	% sobre Suministro		
Montaje	15.00		60,372
Obras civiles generales	20.00		80,496
Total costo Base			543,348
	% sobre Costo Base		
Contingencias	5.00		27,167
Diseño	3.00		16,300
Ingeniería	4.00		21,734
Administración	4.00		21,734
Inspección	8.00		43,468
EIA	0.19		1,032
Transformador de potencia de 150 MVA			1,615,013
COSO TOTAL			2,289,797

TRANSFORMADOR 230/13.8 kV 60 MVA
En US\$

Descripción	Equipos US\$	Cantidad	Total
Interruptores 230 kV de disparo monopolar	93,166	1	93,166
Interruptores 13.8 kV de disparo monopolar	38,718	1	38,718
Cuchillas tripolares motorizadas sin cuchilla a tierra 230 kV	16,133	3	48,398
Cuchillas tripolares motorizadas sin cuchilla a tierra 13.8 kV	10,547	3	31,641
Transformador de corriente 230 kV	14,054	6	84,322
Transformador de corriente 13.8 kV	4,290	6	25,739
Subtotal equipos			321,984
	% sobre Equipos		
Herrajes, Estructuras y Soportes	5.0		16,099
Equipo de Protección, Control y Monitoreo	10.0		32,198
Cables, conductores, ductos, etc	10.0		32,198
Subtotal suministro incluido equipo			402,480
	% sobre Suministro		
Montaje	15.00		60,372
Obras civiles generales	20.00		80,496
Total costo Base			543,348
	% sobre Costo Base		
Contingencias	5.00		27,167
Diseño	3.00		16,300
Ingeniería	4.00		21,734
Administración	4.00		21,734
Inspección	8.00		43,468
EIA	0.19		1,032
Transformador de potencia de 150 MVA			1,353,202
COSO TOTAL			2,027,987

TRANSFORMADOR 34.5/34.5 kV 50 MVA
En US\$

Descripción	Equipos US\$	Cantidad	Total
Interruptores 230 kV de disparo monopolar	93,166	1	93,166
Interruptores 13.8 kV de disparo monopolar	38,718	1	38,718
Cuchillas tripolares motorizadas sin cuchilla a tierra 230 kV	16,133	3	48,398
Cuchillas tripolares motorizadas sin cuchilla a tierra 13.8 kV	10,547	3	31,641
Transformador de corriente 230 kV	14,054	6	84,322
Transformador de corriente 13.8 kV	4,290	6	25,739
Subtotal equipos			321,984
	% sobre Equipos		
Herrajes, Estructuras y Soportes	5.0		16,099
Equipo de Protección, Control y Monitoreo	10.0		32,198
Cables, conductores, ductos, etc	10.0		32,198
Subtotal suministro incluido equipo			402,480
	% sobre Suministro		
Montaje	15.00		60,372
Obras civiles generales	20.00		80,496
Total costo Base			543,348
	% sobre Costo Base		
Contingencias	5.00		27,167
Diseño	3.00		16,300
Ingeniería	4.00		21,734
Administración	4.00		21,734
Inspección	8.00		43,468
EIA	0.19		1,032
Transformador de potencia de 150 MVA			1,127,669
COSO TOTAL			1,802,453