

Instituto Costarricense de Electricidad

Gerencia de Electricidad

Centro Nacional de Control de Electricidad

“Estudio de Planeamiento Operativo Eléctrico del Sistema Eléctrico Nacional para la estación lluviosa del año 2022”

Elaborado por:

Planeación de la Operación - CENCE

31 de mayo de 2022

No. de revisión	Fecha	Motivo	Realizado por:	Revisado por:	Aprobado por:
1	31/5/2022	Estudio para evaluar la seguridad operativa del SEN en la estación lluviosa del año 2022 y para definir las estrategias de operación que deben aplicarse.	Ing. Alonso Alvarado A. Ing. Gonzalo Mora J. Ing. Juan C. Quesada L.	Ing. Juan C. Montero Ing. Jorge Sancho Ch.	Ing. Jorge Sancho Ch.



ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	1
2.	OBJETIVOS.....	4
3.	DESCRIPCIÓN DEL ESTUDIO.....	5
3.1	Categoría B de los Criterios de Seguridad Operativa del SEN	7
3.2	Categoría C de los Criterios de Seguridad Operativa del SEN.....	8
4.	RESULTADOS.....	9
4.1	Transmisión de potencia entre Panamá y Costa Rica	9
4.2	Transmisión de potencia entre las zonas Norte y Central.....	10
4.3	Transmisión de potencia por las líneas del Anillo de 230 kV de la zona Norte del SEN	10
4.4	Análisis de estabilidad de tensión para altos flujos de potencia entre la zona Norte y Central.....	11
5.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES.....	14
5.1	Demanda mínima por debajo de la proyección del Plan de Expansión de la Generación	14
6.	RESTRICCIONES DE OPERACIÓN DEL SEN	16
	CONCLUSIONES	17
	APÉNDICES	18
	APÉNDICE A. RESULTADOS DE LOS CASOS ANALIZADOS EN EL ESTUDIO DE PLANEAMIENTO ELÉCTRICO DE LA ESTACIÓN LLUVIOSA 2022.....	19
	APÉNDICE B. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE CONTINGENCIAS: MÁRGENES DE RESERVA DE POTENCIA REACTIVA	22



APÉNDICE C. DESPACHO DE GENERACION EN EL ESCENARIO DE DEMANDA
MÍNIMA DE 800 MW..... 23



RESUMEN

Se realizó el estudio de planeamiento operativo eléctrico para la estación lluviosa del año 2022, cuyos resultados son aplicables para la operación de corto plazo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Se analizaron 22 casos base para tres escenarios de demanda (máxima, media y mínima) y que contemplan 22 despachos de generación distintos. Para cada caso analizado, se evaluó el cumplimiento de los criterios de seguridad operativa establecidos por la normativa técnica de ARESEP (AR-NT-POASEN) y los criterios de calidad, seguridad y desempeño del Mercado Eléctrico Regional de América Central (Libro III del RMER).

En este estudio se analizaron las limitaciones definidas para la estación seca del 2022, esto con el objetivo de determinar si las mismas son aplicables para la época lluviosa del mismo año.

Para el caso del anillo de transmisión de 230 kV de la zona Norte del SEN, se determinó que es necesario continuar utilizando capacidades dinámicas de transmisión en función de la velocidad del viento, pues en caso contrario (utilizando capacidades estáticas) sería necesario limitar el despacho de los generadores de la zona.

También se evaluó el control de tensión para escenarios con la menor demanda mínima del año 2021 (800 MW en día feriado), determinándose que aún en esas condiciones es posible controlar los voltajes nodales en el Sistema Eléctrico Nacional.



Además, se consideró fuera de operación en todo momento las unidades de planta Río Macho debido a que estarán en mantenimiento desde el 1 de julio al 1 de noviembre de 2022.

Con base en los resultados obtenidos se definieron las restricciones de operación del SEN aplicables para la estación lluviosa del 2022, que son:

- Flujo de potencia Norte-Centro: menor de 1150 MW.
- Suma de los flujos de potencia por las líneas Pailas-Liberia y Miravalles-Arenal: menor a 380 MW para velocidades de viento inferiores a 2,5 m/s y menor a 518 MW para velocidades del viento superiores a 2,5 m/s.
- Suma de los flujos de potencia por las líneas Liberia-Cañas y Miravalles-Arenal: menor a 390 MW para velocidades del viento inferiores a 2,5 m/s y menor a 518 MW para velocidades del viento superiores a 2,5 m/s.
- Suma de los flujos de potencia por los dos autotransformadores de Moín: menor a 110 MW (medido con dirección del lado de 138 kV hacia el lado de 230 kV).
- Reserva de potencia reactiva del SEN: mayor a 220 MVar.



1. INTRODUCCIÓN

El Centro Nacional de Control de Electricidad del ICE realiza periódicamente estudios eléctricos para evaluar el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño (CCSD) contenidos en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) de América Central¹, así como el cumplimiento de los criterios de seguridad operativa establecidos en la regulación nacional². Con base en los resultados de los estudios eléctricos se definen las estrategias de operación y las acciones correctivas que se deben aplicar, para que el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) no colapse ante contingencias únicas y múltiples, de forma que se puedan utilizar de la mejor forma los recursos de generación disponibles en el SEN y en el MER.

Estos documentos normativos definen las reglas que permiten determinar si un punto de operación del SEN es seguro o inseguro, ya que establece los tipos de contingencias que este debe soportar y las consecuencias aceptables para cada tipo de contingencia.

Para aplicar los criterios de seguridad operativa se sigue una secuencia de actividades, que incluye desde la elaboración de los estudios técnicos hasta su aplicación en la operación en tiempo real del SEN en el Centro Nacional de Control de Energía. Esta secuencia de actividades es la que se muestra en el diagrama 1.1.

¹ Reglamento del Mercado Eléctrico Regional: Libro III de la Transmisión, Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), enero de 2021.

² Norma técnica de planeación, operación y acceso al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN), Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), febrero de 2016.

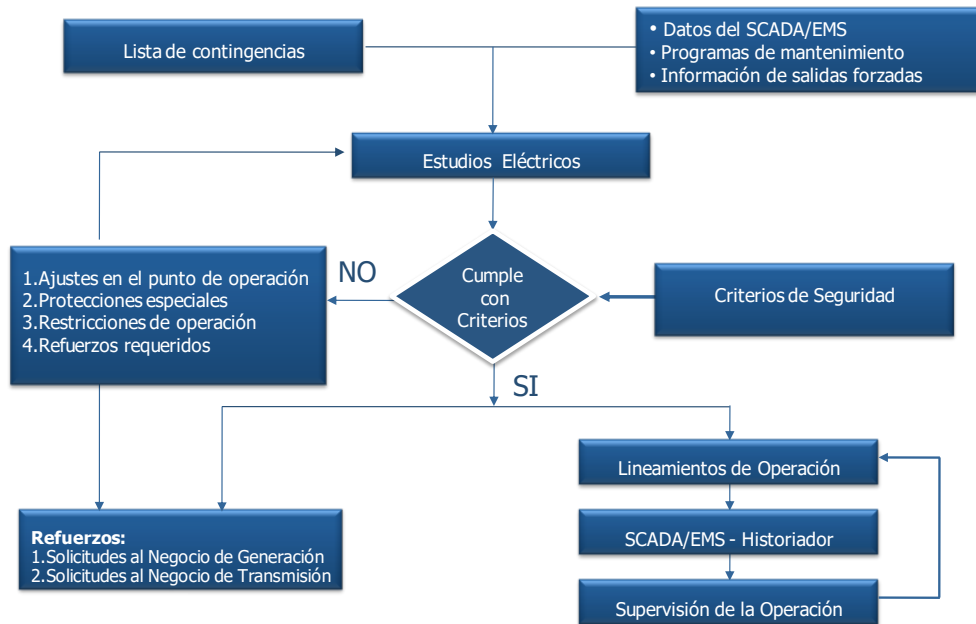


Diagrama 1.1. Secuencia de pasos para aplicar los criterios de seguridad operativa en la operación del Sistema Eléctrico Nacional.

Por su parte, en la tabla 1.1 se encuentran las restricciones de operación que se aplican actualmente durante las 24 horas del día para la operación segura del Sistema Eléctrico Nacional, definidas en el estudio de la época seca 2022, dentro del marco de la operación interconectada con el Sistema Eléctrico Regional (SER) de América Central, que a su vez opera interconectado con el Sistema Eléctrico de México.

En la tabla 1.1, la principal restricción de operación que está relacionada con la capacidad de transmisión del SEN es el flujo de potencia Norte-Centro. Esta variable se define como la potencia activa neta que se transmite entre la zona norte y la zona central del SEN y se mide sumando los flujos de potencia activa en las siguientes líneas de transmisión de 230 kV: Cañas-Jacó, Arenal-Lindora, Garabito-Coyol, Barranca-Garita, Balsa-Garita, Cariblanco-San Miguel y Cariblanco-El General. Es importante mencionar que en la zona central se localiza el principal centro de carga del SEN (más del 60% de la demanda eléctrica nacional).

Tabla 1.1. Restricciones de operación usadas durante la estación seca del 2022 para condiciones normales de operación del SEN.

Restricción de operación	Valor
Flujo de potencia Norte-Centro	< 1150 MW
Suma de los flujos de potencia por las líneas Liberia-Cañas y Miravalles-Arenal	< 518 MW (para velocidad del viento $\geq 2,5$ m/s) < 390 MW (para velocidad del viento < 2,5 m/s)
Suma de los flujos de potencia por las líneas Pailas-Liberia y Miravalles-Arenal	< 518 MW (para velocidad del viento $\geq 2,5$ m/s) < 380 MW (para velocidad del viento < 2,5 m/s)
Suma de los flujos de potencia de los dos autotransformadores de Moín en sentido 138/230 kV	< 110 MW
Reserva de potencia reactiva	> 220 MVar
Reserva rodante de regulación primaria	> 5% de la demanda eléctrica
Reserva de contingencia	> 350 MW

Nota: estas restricciones pueden cambiar de acuerdo con la indisponibilidad de líneas de transmisión y de generadores.

En este estudio se evalúa si para la estación lluviosa del 2022 continúan siendo válidos los límites de las restricciones de operación de la tabla 1.1 (o sea, los límites que se aplican actualmente), se establece si hay necesidad de agregar nuevas restricciones de operación o de eliminar las existentes y se determinan las acciones correctivas que se pueden desarrollar en el corto plazo para incrementar los valores de los límites de operación.

En la sección 2 se encuentran los objetivos del presente estudio de planeamiento operativo eléctrico. Por su parte en la sección 3 está la descripción de la forma en que se elaboró el análisis técnico, en las secciones 4 y 5 se encuentran el análisis y resumen de los resultados obtenidos, incluyendo las sensibilidades. Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones derivadas del estudio de planeamiento operativo eléctrico para la estación lluviosa del año 2022.

2. OBJETIVOS

El objetivo de este estudio es definir las estrategias de operación del SEN para cumplir con los criterios de seguridad operativa nacionales y regionales durante la estación lluviosa del año 2022.

Los objetivos específicos son:

- a) Determinar las restricciones de operación que se deben aplicar en el SEN, considerando la topología actual del sistema de transmisión y verificando el cumplimiento de los criterios de seguridad operativa nacionales y regionales.
- b) Identificar las contingencias que causan los principales problemas operativos y definir las acciones correctivas para operar el SEN en forma segura.
- c) Establecer la información necesaria para definir los escenarios que se deben analizar en los estudios posteriores de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo.
- d) Determinar si se puede cumplir con los límites de las tensiones nodales en condiciones de demanda mínima en el SEN.

3. DESCRIPCIÓN DEL ESTUDIO

El estudio de seguridad operativa se realizó considerando los esquemas de generación y la demanda de la estación lluviosa del año 2022.

La proyección de la demanda máxima de potencia para la estación lluviosa del año 2022 utilizada en los escenarios analizados es de 1793 MW³ (a las 18:30 horas), la demanda media utilizada es de 1583 MW (a las 15:00 horas) y la demanda para los escenarios de demanda mínima es de 921 MW (a las 3:00 horas). Para los casos utilizados en el análisis de control de tensión en demanda mínima se utilizó una demanda de 800 MW la cual corresponde al valor mínimo registrado en la estación lluviosa del año 2021 que se presentó el 25 de diciembre de a las 6:00 horas.

Partiendo de los escenarios de demanda antes indicados, se evalúan 22 casos base en total, considerando los tres escenarios de demanda y diferentes puntos de operación. Para todos los escenarios de demanda se evaluaron condiciones de porteo a través de la red eléctrica de Costa Rica. En los escenarios de demanda máxima y media se alcanzan altos flujos de potencia Norte–Centro (de hasta 1200 MW), provocados por alta generación hidroeléctrica en la zona Norte del SEN, así como de los flujos de potencia porteados hacia Panamá. Esta es una condición de operación poco factible para la estación lluviosa (donde Panamá es exportador de electricidad al MER), pero se considera para determinar la capacidad del SEN para operar en condiciones extremas y establecer los límites operativos.

Para la preparación de estos casos base, que son necesarios para realizar el análisis detallado de seguridad operativa, se consideró lo siguiente:

³ Actualización para la solicitud tarifaria del ICE del 2021.

- a) **Sistema Eléctrico Regional de América Central:** se considera la operación interconectada de los seis países de América Central con México. Los archivos de datos de los restantes 5 países de la región son los conformados por el Ente Operador Regional (EOR) para realizar los estudios de seguridad operativa regionales.

- b) **Esquemas de generación:** se consideraron los despachos de generación típicos de la estación lluviosa, maximizando la generación en las distintas zonas de transmisión del SEN, para obtener los diferentes escenarios que se van a analizar.

- c) **Distribución nodal de la demanda y de la generación paralela:** la distribución nodal de la demanda se realizó utilizando los coeficientes por subestación calculados a partir de información histórica obtenida del sistema Historiador del SCADA/EMS. La magnitud y distribución de la generación de las plantas privadas, de las plantas de las empresas distribuidoras y de las plantas menores del ICE también se toma del Historiador, así como de información suministrada por los centros de control de CNFL y COOPELESCA R.L. Una parte de la generación paralela (principalmente plantas eólicas) y las plantas menores del ICE se modelan como cargas negativas en las subestaciones correspondientes; la otra parte se modela de manera detallada (principalmente las plantas hidroeléctricas).

- d) **Topología de la red de transmisión:** en el corto plazo (mayo a diciembre de 2022) no se esperan cambios importantes en la red de transmisión.

- e) **Plantas de generación:** en el corto plazo (mayo a diciembre de 2022) no se considera la entrada de ninguna planta de generación nueva. Además, se consideró fuera de servicio planta Río Macho, ya que estará indisponible desde el 1 de julio al 1 de noviembre de 2021.

- f) **Transferencias de potencia regionales:** se consideran porteos de potencia en sentido sur-norte y norte-sur de hasta 300 MW. Debe tenerse presente que en la práctica, las transferencias más factibles en la estación lluviosa son en el sentido sur-norte, donde los agentes generadores tanto Panamá como Costa Rica, tienen disponibilidad de recursos para realizar ventas de energía eléctrica a agentes en Nicaragua, Honduras y El Salvador (esto sujeto a la entrada en operación de las plantas de gas natural licuado de El Salvador y Honduras).

3.1 Categoría B de los Criterios de Seguridad Operativa del SEN

El análisis de la categoría B corresponde a la situación cuando se pierde un componente del sistema eléctrico a la vez (contingencia única). Este análisis se realiza para un total de 136 contingencias sencillas, para los 22 casos base, donde se consideran magnitudes del flujo de potencia Norte–Centro que varían entre los 0 MW y los 1200 MW para demanda mínima y de los 100 MW a los 1200 MW para demanda máxima y media.

En estos casos base se consideran también transferencias de potencia a través de la red eléctrica nacional (poteo), cuyos valores varían entre 0 y 300 MW, tanto en el sentido norte-sur, como en la dirección sur-norte.

En el análisis de los resultados de los eventos de la categoría B, se toma en cuenta que los criterios de seguridad operativa no permiten la sobrecarga de componentes del sistema eléctrico durante contingencias únicas. Tampoco se permiten voltajes de barras fuera del ámbito de $\pm 5\%$ alrededor de tensión nominal, ni la pérdida de componentes en cascada, ni la pérdida de carga (únicamente se permite la pérdida de carga en partes radiales del sistema eléctrico que no causen impacto en el resto del SEN).

3.2 Categoría C de los Criterios de Seguridad Operativa del SEN

El análisis de la categoría C corresponde a la situación cuando se pierde más de un componente del sistema eléctrico a la vez (contingencia múltiple). Este análisis se realiza para un total de 59 contingencias múltiples, para los 22 casos base.

En el análisis de los resultados de los eventos de la categoría C, se toma en cuenta que los criterios de seguridad operativa permiten la sobrecarga temporal de los componentes del sistema eléctrico durante contingencias múltiples; pero no se acepta la pérdida de componentes en cascada, ni tampoco se acepta que el sistema eléctrico colapse. Tampoco se permiten tensiones de barras fuera del ámbito de $\pm 10\%$ alrededor de voltaje nominal, ni la pérdida de la estabilidad angular y de la estabilidad de tensión.

Para resolver los problemas operativos ocasionados por las contingencias múltiples, los criterios de seguridad operativa permiten el disparo de carga, pero en forma controlada.

4. RESULTADOS

Los resultados obtenidos para los escenarios de demanda máxima y media se encuentran en las tablas A.1, A.2 del apéndice A, particularmente los correspondientes al análisis de sobrecargas ante contingencias simples y múltiples. En el escenario de demanda mínima no se presentaron sobrecargas importantes. Los principales resultados obtenidos se describen a continuación.

4.1 Transmisión de potencia entre Panamá y Costa Rica

Se observó que para flujos de potencia de 300 MW entre Panamá y Nicaragua en dirección sur–norte, varias contingencias sencillas provocan violaciones de los criterios de seguridad operativa establecidos para eventos de la categoría B.

Para estas condiciones indicadas anteriormente se produce la sobrecarga de la línea Río Macho–San Isidro, por encima de su capacidad nominal de operación (200 MVA), ante la salida de las líneas Moín–Cahuita o Cahuita–Changuinola (contingencias sencillas).

Finalmente, para transferencias superiores a 230 MW, en dirección sur–norte, la salida del doble circuito Esperanza–Fortuna / Cañazas–Guasquitas provoca la sobrecarga de la línea Río Claro–Palmar por encima de su capacidad de operación nominal, la cual es igual a su capacidad de emergencia, causando una violación de los criterios de seguridad operativa establecidos para eventos de la categoría C y limitando por lo tanto la máxima capacidad de porteo a dicho valor.

4.2 Transmisión de potencia entre las zonas Norte y Central

En el capítulo 1 se explicó que la capacidad de transmisión de potencia entre las zonas Norte y Central es una de las restricciones operativas del SEN. En la tabla 1.1 de ese capítulo se indicó que el valor actual de la capacidad de transmisión Norte-Centro es de 1150 MW.

En el presente estudio se determinó que la capacidad máxima de 1150 MW para la transmisión Norte-Centro, sigue siendo válida para la estación lluviosa del 2022. Como se puede observar en las tablas del apéndice A, para los despachos de generación y eventos analizados, con flujos de potencia entre 100 MW y 1200 MW no se encontraron violaciones a los criterios de seguridad operativa, que se relacionen con las transferencias de potencia entre la zona Norte y Central.

4.3 Transmisión de potencia por las líneas del Anillo de 230 kV de la zona Norte del SEN

En el presente estudio, debido a los despachos de generación utilizados (baja generación eólica), no se evidencia la necesidad de restringir los flujos por la zona conocida como el anillo de 230 kV de la zona Norte. Sin embargo, se debe continuar aplicando las restricciones establecidas en el estudio de la estación seca del 2022, las cuales ya han sido ampliamente documentadas en estudios anteriores y que tienen relación directa con la capacidad instalada de generación en esta zona.

Las violaciones a los criterios de seguridad operativa asociadas a dichas limitaciones se presentan principalmente ante condiciones de alta generación eólica, las que si bien no ocurren con regularidad en la época lluviosa, hay periodos en que es factible que se presenten (por ejemplo en los “veranillos” de julio-agosto,

o en la transición hacia la estación seca en el mes de noviembre). Por ello, se recomienda mantener en aplicación las capacidades dinámicas⁴ de las líneas:

- Liberia – Cañas.
- Liberia – Pailas.
- Arenal – Miravalles.

4.4 Análisis de estabilidad de tensión para altos flujos de potencia entre la zona Norte y Central.

Se obtuvieron y analizaron las curvas Q-V para verificar los márgenes de reserva de potencia reactiva con que cuenta el SEN ante escenarios de altos flujos de potencia entre las zonas Norte y Central del país. Para esto se seleccionaron las contingencias que ocasionan la mayor reducción de la reserva de potencia reactiva:

- Salida de la barra A de Arenal 230 kV.
- Salida del doble circuito Arenal–Lindora / Garabito–Coyol.
- Salida del doble circuito Esperanza–Fortuna / Cañazas–Guasquitas en Panamá.
- Salida de la barra B de Cariblanco 230 kV.
- Salida de la barra de Garita 230 kV.
- Salida del Generador PURG G1 (6756) de Panamá.

⁴ La capacidad nominal dinámica es mayor que la capacidad estática, pero solo se puede aplicar cuando la velocidad del viento supera los 0,6 m/s. Por razones de seguridad, para los análisis de planeamiento eléctrico, se ha definido usarla cuando la velocidad del viento supera los 2,5 m/s, que es cuando inicia la operación de las plantas eólicas (velocidad de arranque de los aerogeneradores).

La tabla 4.1 muestra los márgenes de reserva de potencia reactiva para el caso base y para las contingencias enlistadas anteriormente, en todos los casos para un flujo Norte-Centro de 1150 MW.

Se observa que las contingencias de la salida de la barra B de 230 kV de Cariblanco y la salida del doble circuito Esperanza–Fortuna / Cañazas–Guasquitas en Panamá son las que ocasionan los márgenes de reserva más bajos.

En la contingencia de la salida del doble circuito Esperanza–Fortuna / Cañazas–Guasquitas, se observa una reducción importante del margen de potencia reactiva en la barra de San Isidro 230 kV. Esto se debe a que el evento simulado provoca una reducción importante de la tensión en Panamá y San Isidro es la subestación analizada que está eléctricamente más cercana al sistema eléctrico de dicho país. Este es un problema localizado en el sistema panameño, principalmente en su red de 115 kV y no causa que las magnitudes de las tensiones nodales en Costa Rica violen los criterios de seguridad operativa para eventos de la categoría B.

Cabe mencionar que se utilizaron los valores de los limitadores de máxima/mínima excitación de los generadores, conforme a los resultados de las pruebas ejecutadas hasta la fecha por la División de Generación del ICE, en conjunto con Coordinación de la Operación del CENCE.

Tabla 4.1. Márgenes de reserva de potencia reactiva (MVar) para un flujo de potencia Norte-Centro de 1150 MW, escenario de demanda máxima.⁵

FNC1150	BASE	ARE230A	ARE- LIN, GAB-COY	FOR- ESP,CAN- GUA	CAR230B	GAR230	P10
BAR230	567	390	567	337*	366	363	415
CAC138A	530	426	530	292*	383	376	440
CAJ230B	610	435	609	298*	383	385	460
CQU230	564	395	564	329*	332	390	425
LIB230A	538	365	538	361*	384	394	376
SIS230	485	434	485	96	396	407	370*

*No se logra alcanzar la nariz de la curva debido a problemas de convergencia

⁵ Para comprender la nomenclatura referirse al apéndice B.

5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES

5.1 Demanda mínima por debajo de la proyección del Plan de Expansión de la Generación

En este caso se realizó un análisis en los escenarios de demanda mínima del SEN, con el fin de encontrar problemas potenciales de control de tensión en la zona Norte, en la Sur y/o en la zona Atlántica. Cabe mencionar que se utilizaron los valores de los limitadores de máxima/mínima excitación de los generadores, conforme a los resultados de las pruebas ejecutadas por la División de Generación del ICE.

Se procedió primeramente a realizar una búsqueda, en el sistema historiador del SCADA/EMS, de la mínima demanda del año 2021 y de la estación seca del 2022. Se encontró que dicha demanda ocurrió el 25 de diciembre a las 6:00 horas, con una magnitud de 800 MW, siendo aproximadamente 100 MW menor que la demanda proyectada por el PEG para el año 2022.

Esta demanda corresponde al caso extremo de un día feriado. Se procedió a representar dicha demanda en un caso base para simulación con el PSS/E, para luego desarrollar los siguientes casos para el análisis de sensibilidades:

- i) Con los generadores de Pirrís indisponibles y las unidades de Dengo y Arenal fuera de línea.
- ii) Con alta generación eólica.

Para los casos antes mencionados se procedió a obtener las curvas Q-V en las barras de Liberia, Barranca, Ciudad Quesada, San Isidro, Cachí y La Caja. De esta forma, lo que se simula es una condición de operación regular donde al



construir la curva Q-V se obliga a los generadores eléctricamente cercanos a moverse hacia sus límites de excitación, lo que eventualmente causaría la pérdida del control de la tensión en sus terminales y por consiguiente se afectaría en mayor o menor medida la regulación de voltaje del SEN.

Luego de analizar las curvas obtenidas no se determinó ningún problema técnico. No se detectaron sobretensiones en estado estable, ni en la zona Norte, ni en la zona Sur del SEN. Se determinó que aun simulando fuera de línea a los generadores de Pirrís, Arenal y Dengo, las tensiones nodales se mantienen por debajo de 1,05 p.u. En el apéndice C se detalla el despacho de Costa Rica para el escenario analizado.

6. RESTRICCIONES DE OPERACIÓN DEL SEN

A partir de los resultados obtenidos y tomando en cuenta también los resultados de estudios previos y los parámetros definidos por la regulación nacional y regional, en la tabla 6.1 se resumen las restricciones en el SEN aplicables durante la estación lluviosa del año 2022.

Tabla 6.1. Restricciones de operación del SEN recomendadas para aplicar en la estación lluviosa del año 2022.

Restricción de operación	Valor
Flujo de potencia Norte-Centro	< 1150 MW
Suma de los flujos de potencia por las líneas Liberia-Cañas y Miravalles-Arenal	< 518 MW (para velocidad del viento $\geq 2,5$ m/s) < 390 MW (para velocidad del viento < 2,5 m/s)
Suma de los flujos de potencia por las líneas Pailas-Liberia y Miravalles-Arenal	< 518MW (para velocidad del viento $\geq 2,5$ m/s) < 380 MW (para velocidad del viento < 2,5 m/s)
Suma de los autotransformadores de Moín (sentido 138 a 230 kV)	< 110 MW
Reserva de potencia reactiva	> 220 MVar
Reserva rodante de regulación primaria	> 5% de la demanda eléctrica
Reserva de contingencia	> 350 MW

Nota: estas restricciones pueden cambiar de acuerdo con la indisponibilidad de líneas de transmisión y de generadores.

CONCLUSIONES

Se determinaron las restricciones de operación que se deben aplicar en el SEN durante la estación lluviosa del 2022, para cumplir con los criterios de seguridad operativa nacionales y regionales. Estas se encuentran en la tabla 6.1 de este informe y deberán ser complementadas con otros límites de transmisión, cuando se ejecuten indisponibilidades en el sistema de transmisión nacional.

Se determinó que para cumplir con los criterios de seguridad operativa durante la estación lluviosa del 2022 es suficiente aplicar un límite máximo para el flujo de potencia Norte-Centro de 1150 MW.

Además, para flujos de potencia Norte-Centro de 1150 MW y transferencias norte-sur de 230 MW se observó que los márgenes de reserva de potencia reactiva del SEN son adecuados y los recursos con que cuenta el sistema son suficientes para enfrentar eventos de la categoría B y C.

Para los escenarios con alta generación eólica es necesario utilizar los límites de transmisión dinámicos para las líneas Arenal-Miravalles, Pailas-Liberia y Liberia-Cañas.

Se determinó que en los casos analizados simulando la demanda mínima del año 2021 (800 MW en día feriado), es posible mantener los voltajes nodales de las zonas Norte, Sur y Atlántica del Sistema Eléctrico Nacional, dentro del ámbito de $\pm 5\%$ (con respecto al voltaje nominal), considerando los recursos de control de tensión con los que cuenta el SEN actualmente.



APÉNDICES

APÉNDICE A. RESULTADOS DE LOS CASOS ANALIZADOS EN EL ESTUDIO DE PLANEAMIENTO ELÉCTRICO DE LA ESTACIÓN LLUVIOSA 2022.

Nomenclatura utilizada:

- FNC: flujo de potencia Norte-Centro (y la magnitud en MW).
- NS: porteo de potencia Norte-Sur (y la magnitud en MW). Corresponde al porteo de potencia desde Nicaragua hacia Panamá, usando la red eléctrica de Costa Rica para el transporte.
- SN: porteo de potencia Sur-Norte (y la magnitud en MW). Corresponde al porteo de potencia desde Panamá hacia Nicaragua, usando la red eléctrica de Costa Rica para el transporte.
- Rate A: capacidad nominal (usualmente es la capacidad térmica del componente de transmisión, a menos que haya otro factor limitante).
- Rate C: capacidad de temporal o de emergencia (usualmente es la capacidad térmica del componente de transmisión por un periodo de minutos, a menos que haya otro factor limitante).

Tabla A.1. Resultados de estación lluviosa 2022, demanda máxima.

		Demanda Máxima Flujo Norte - Centro 100 porcentaje SN 300	Demanda Máxima Flujo Norte - Centro 200 Porcentaje SN 200	Demanda Máxima Flujo Norte - Centro 300 Porcentaje SN 100	Demanda Máxima Flujo Norte - Centro 400	Demanda Máxima Flujo Norte - Centro 900	Demanda Máxima Flujo Norte - Centro 1000 porcentaje NS 100	Demanda Máxima Flujo Norte - Centro 1100 porcentaje NS 200	Demanda Máxima Flujo Norte - Centro 1150 porcentaje NS 230	Demanda Máxima Flujo Norte - Centro 1200 porcentaje NS 300	Capacidad Nominal	Capacidad de emergencia	
Contingencia	Elemento Sobrecargado	Flujo (MVA)										Rate A	Rate C
Moín - Cahuita	Río Macho - San Isidro	209.8									193	374	
Cahuita - Changuinola	Río Macho - San Isidro	215.5									193	374	
Esperanza - Fortuna Cañazas - Guaquitas (Panamá)	Río Claro - Progreso (CR)									315.0*	300	372	
	Río Claro - Progreso (PA)						232.2	259.9	313.3*	193	374		
	Río Macho - San Isidro							304.1	377.9*	300	386		
	San Isidro - Palmar								329.9*	300	376		
	Río Claro - Palmar							252.0	324.1*	259	259		

* Esta simulación no convergió con los parámetros normales por lo que se tuvo que simular con límites de reactivo abiertos. Se identifica colapso de tensión en Panamá.

Tabla A.2. Resultados de estación lluviosa 2022, demanda media.

		Demanda Media Flujo Norte - Centro 100 porteo SN 300	Demanda Media Flujo Norte - Centro 200 Porteo SN 200	Demanda Media Flujo Norte - Centro 300 Porteo SN 100	Demanda Media Flujo Norte - Centro 400	Demanda Media Flujo Norte - Centro 900	Demanda Media Flujo Norte - Centro 1000 porteo NS 100	Demanda Media Flujo Norte - Centro 1100 porteo NS 200	Demanda Media Flujo Norte - Centro 1150 porteo NS 230	Demanda Media Flujo Norte - Centro 1200 porteo NS 300	Capacidad Nominal	Capacidad de emergencia
Contingencia	Elemento Sobrecargado	Flujo (MVA)									Rate A	Rate C
Moín - Cahuita	Río Macho - San Isidro	205.8									193	374
Cahuita - Changuinola	Río Macho - San Isidro	210.9									193	374
Esperanza - Fortuna Cañazas - Guaquitas (Panamá)	Río Claro - Progreso (CR)									312.9*	300	372
	Río Claro - Progreso (PA)						229.7	259.1	312.9*	193	374	
	Río Macho - San Isidro							293.8	361.5*	300	386	
	San Isidro - Palmar								319.1*	300	376	
	Río Claro - Palmar							247.7	314.1*	259	259	

* Esta simulación no convergió con los parámetros normales por lo que se tuvo que simular con límites de reactivo abiertos. Se identifica colapso de tensión en Panamá.

APÉNDICE B. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE CONTINGENCIAS: MÁRGENES DE RESERVA DE POTENCIA REACTIVA

Nomenclatura utilizada:

- BASE: caso base, operación normal, sin contingencia.
- ARE230A: salida de la barra A de la subestación Arenal 230 kV.
- ARE-LIN, GAB-COY: salida del doble circuito Arenal – Lindora, Garabito – Coyol 230 kV.
- CAR230B: salida de la barra B de la subestación Cariblanco 230 kV.
- FOR-ESP,CAN-GUA: salida del doble circuito Fortuna – Esperanza, Cañazas - Guasquitas.
- GAR230: salida de la barra de la subestación Garita 230 kV.
- P10: salida del generador #1 de planta PURG (barra 6756) en Panamá.

Tabla B.1. Márgenes de reserva de potencia reactiva (MVAr) para un flujo de potencia Norte-Centro de 1150 MW, escenario de demanda máxima.

FNC1150	BASE	ARE230A	ARE- LIN, GAB-COY	FOR- ESP,CAN- GUA	CAR230B	GAR230	P10
BAR230	567	390	567	337*	366	363	415
CAC138A	530	426	530	292*	383	376	440
CAJ230B	610	435	609	298*	383	385	460
CQU230	564	395	564	329*	332	390	425
LIB230A	538	365	538	361*	384	394	376
SIS230	485	434	485	96	396	407	370*

*No se logra alcanzar la nariz de la curva debido a problemas de convergencia

APÉNDICE C. DESPACHO DE GENERACION EN EL ESCENARIO DE DEMANDA MÍNIMA DE 800 MW.

Tabla C.1. Despacho base de generación hidroeléctrica para el caso de demanda mínima de 800 MW.

Bus Number	Bus Name	Id	In Service	PGen (MW)	PMax (MW)	PMin (MW)	QGen (Mvar)	QMax (Mvar)	QMin (Mvar)
50120	DEN-U1 13.800	1	0	0	60	35	-6.975	36.8	-32.64
50121	DEN-U2 13.800	1	0	0	60	35	-7.359	38.19	-26.69
50122	DEN-U3 13.800	1	0	0	60	35	-10.239	35.4	-32.27
50123	SAD-U12 13.800	1	0	5	16	5	-4.8522	5.6	-5.45
50123	SAD-U12 13.800	2	0	0	16	7.5	-2.389	5.8	-5.46
50220	ARE-U1 13.800	1	0	0	52	30	-4.917	28.65	-26
50221	ARE-U2 13.800	1	0	0	52	30	-7.798	26.36	-26
50222	ARE-U3 13.800	1	0	0	52	30	-18.937	21.29	-27.66
50342	NEGII-G1 13.800	1	1	10	14.07	7.2	-1.8675	7.6	-7.6
50343	NEGII-G2 13.800	2	0	0	14.07	7.2	-4.125	7.6	-7.6
50667	PLA-U1 4.1600	1	1	5	7.8	0	-0.2323	3.64	-2.83
50668	PLA-U2 4.1600	1	0	0	7.8	0	-0.144	3.57	-2.83
50674	S2U1 4.1600	1	0	6.6	6.645	0	0.83	4	-4.59
50675	S2U2 4.1600	1	0	6.6	6.645	0	0.83	4	-4.59
50676	S1U1 0.4800	1	0	0	1.243	0	-0.053	0.6	-0.6
50720	TOR1-U12 13.800	1	0	10	12.5	7	-2.0375	6.28	-6.55
50720	TOR1-U12 13.800	2	0	10	12.5	7	-2.0375	6.28	-6.55
50721	TOR2-U1 13.800	1	0	18	33	18	-3.7467	15.9	-19
50722	TOR2-U2 13.800	1	0	18	33	18	0.4212	15.9	-19
50739	AELA-U1 4.1600	1	0	0	2.5	1.25	-0.805	2.45	-2.45
50740	AELA-U2 4.1600	1	0	0	2.5	1.25	-0.805	2.45	-2.45
50770	TOR3-U1 13.800	1	0	12	24.028	11.88	-2.0674	17.82	-17.82
50771	TOR3-U2 13.800	1	0	0	24.028	11.88	0.695	17.82	-17.82
50820	PBL-U12 13.800	1	0	0	18	10	0.007	15.83	-10.84
50820	PBL-U12 13.800	2	0	0	18	10	3.42	15.83	-10.84
50970	CAR-U1 13.800	1	0	0	41	25	6.137	27.25	-27.25
50971	CAR-U2 13.800	1	0	0	41	25	1.692	27.25	-27.25
51332	BIN13.8 13.800	1	0	0	12	5	-0.476	5.8	-5.8
51332	BIN13.8 13.800	2	0	0	12	5	-0.397	5.8	-5.8
51332	BIN13.8 13.800	3	0	0	12	5	-0.397	5.8	-5.8
51333	DGU13.8 13.800	1	0	0	7	2	-1.68	3	-3

51333	DGU13.8	13.800	2	0	0	7	2	-0.733	3	-3
51333	DGU13.8	13.800	3	0	0	7	2	1.469	3	-3
53220	GAR-U12	13.800	1	0	0	20	10	1.724	9.84	-6.4
53220	GAR-U12	13.800	2	0	0	20	10	5.334	9.84	-6.4
53221	VGA-U3	13.800	1	0	0	50	30	5.696	22.93	-16.35
53222	VGA-U4	13.800	1	0	0	50	30	23	22.85	-16.31
53870	RMA-U12	13.800	1	0	0	18	7	11.2	7.2	-9
53870	RMA-U12	13.800	2	0	0	18	7	1.425	7.2	-9
53872	RMA-U3	13.800	1	0	30	36	8	-7.6921	16.9	-15.9
53873	RMA-U4	13.800	1	0	30	36	12	-3.1595	16.9	-15.9
53874	RMA-U5	13.800	1	0	0	30	12	-7.407	16.9	-15.9
53970	CHU-U1	13.800	1	0	0	25	10	9.678	12.2	-12.2
53971	CHU-U2	13.800	1	0	0	25	10	8.986	12.2	-12.2
54120	TAC-U1	4.1600	1	1	2	3.384	0	-0.5244	2.097	-2.097
54122	TAC-U2	4.1600	1	0	0	3.384	0	-1.628	2.097	-2.097
54170	JOY-U1	13.800	1	1	12	17	7	5.208	10.47	-10.47
54171	JOY-U2	13.800	1	0	12	17	7	5.1383	10.47	-10.47
54172	JOY-U3	13.800	1	0	12	17	7	5.5294	10.47	-10.47
54270	PIR-U1	13.800	1	0	70	70.15	14	-14.801	60	-50
54271	PIR-U2	13.800	1	0	0	70.15	14	1.277	60	-50
54520	GEN-U1	13.800	1	0	0	20	10	-6.355	12.4	-12.4
54521	GEN-U2	13.800	1	0	0	20	10	7.503	12.4	-12.4
58020	CAC-U1	13.800	1	1	30	35	20	-5.7161	22.1	-20.4
58021	CAC-U2	13.800	1	0	30	35	20	17.3867	22.1	-20.4
58022	CAC-U3	13.800	1	0	30	33	20	-10.929	21.9	-16.9
58023	CAC-U4	13.800	1	0	22	43.8	20	17.0523	29	-29
58070	LAJ4.16	4.1600	1	0	0	5.05	2.8	-0.649	3.408	-1.294
58070	LAJ4.16	4.1600	2	0	0	5.05	2.8	-0.559	3.408	-1.294
58120	ANG-U1	13.800	1	1	0	60	30	-1.5937	30.345	-21
58121	ANG-U2	13.800	1	1	0	60	30	-9.9791	30.345	-21
58122	ANG-U3	13.800	1	0	0	60	30	8.405	30.345	-21
58236	DJL-U1	13.800	1	0	0	8.235	6.5	1.569	3.988	-3.66
58237	DJL-U2	13.800	1	0	0	8.235	6.5	0.835	3.988	-3.66
58470	TTO-U1	13.800	1	0	15	25	15	-3.2228	14	-14
58471	TTO-U2	13.800	1	0	0	25	15	-2.953	14	-14
58520	REV-U1	13.800	1	0	65	73	35	17.3441	45.7	-34.7
58521	REV-U2	13.800	1	0	65	73	35	17.3441	45.7	-34.7

58522	REV-U3	13.800	1	0	0	73	35	10.604	45.7	-34.7
58523	REV-U4	13.800	1	0	0	73	35	10.61	45.7	-34.7
58524	REV-U5	13.800	1	1	12	13.5	5	-4.2973	8.4	-8.4
58524	REV-U5	13.800	1	1	12	13.5	5	-4.2973	8.4	-8.4