



INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD
CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ELECTRICIDAD

**“ESTUDIO DE PLANEAMIENTO OPERATIVO ELÉCTRICO DEL
SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL PARA LA ESTACIÓN SECA DEL
AÑO 2022**

ELABORADO POR:

PROCESO PLANEACION DE LA OPERACIÓN

31 de enero de 2022

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





ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	1
2.	OBJETIVOS.....	5
3.	DESCRIPCIÓN DEL ESTUDIO.....	6
3.1	Categoría B de los Criterios de Seguridad Operativa del SEN	10
3.2	Categoría C de los Criterios de Seguridad Operativa del SEN.....	11
4.	RESULTADOS.....	13
4.1	Transmisión de potencia entre las zonas Norte y Central.....	13
4.2	Transmisión de potencia por las líneas del anillo de 230 kV de la zona Norte del SEN	15
4.3	Transmisión de potencia por las líneas de la zona Sur del SEN.....	18
4.4	Autotransformadores de Moín	21
4.5	Análisis de estabilidad de tensión en estado estable para altos flujos entre la zona Norte y Central.	21
5.	RESTRICCIONES DE OPERACIÓN DEL SEN	26
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	27
	APÉNDICES.....	30
	APÉNDICE A. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE CONTINGENCIAS: SOBRECARGAS TÉRMICAS.	31
	APÉNDICE B. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE CONTINGENCIAS: MÁRGENES DE RESERVA DE POTENCIA REACTIVA.	34





RESUMEN

Se realizó el estudio de planeamiento operativo eléctrico para la estación seca del año 2022, cuyos resultados son aplicables para la operación de corto plazo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Se consideró la última actualización de la capacidad nominal y de emergencia de líneas de transmisión del SEN; información suministrada por la División de Transmisión del ICE.

Se analizaron 33 casos base para tres escenarios de demanda (máxima, media y mínima) y que contemplan por consiguiente 33 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).

Con base en los resultados obtenidos se definieron las restricciones de operación del SEN aplicables para la estación seca del 2022 y que se compilan en la tabla 5.1 de este informe. 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 (utilizar capacidades estáticas) sería necesario limitar el despacho de los generadores de la zona.

Dentro de las limitaciones más importantes se determina que el flujo de potencia Norte-Centro debe ser menor o igual a 1150 MW, para cumplir con los criterios de sobrecargas por contingencias y de la estabilidad de tensión de estado estable. Además, la reserva de potencia reactiva del SEN debe ser mayor a 220 MVAR, por lo que se recomienda gestionar la continuidad del plan de pruebas de





campo a los generadores del SEN, que ha estado realizando la División de Generación del ICE, para determinar la capacidad real de las máquinas para entregar y absorber potencia reactiva, conforme a su curva de capacidad.

Los resultados igualmente reflejan la importancia de incrementar la capacidad de transmisión de las líneas Garita-Lindora 230 kV y Río Macho-San Isidro 230 kV, cuya solución hay que solicitar a la División de Transmisión del ICE. De manera inmediata se recomienda el cambio a la relación 900/1 A en los transformadores de corriente de la línea Río Macho-San Isidro (en el extremo de San Isidro) y reajustar los arranques de las protecciones de la línea a 300 MVA para un voltaje de 0,95 p.u.

Finalmente, se determinó que actualmente, la red eléctrica de Costa Rica no está preparada para cumplir con la resolución CRIE-P-20-2014, que instruye a mantener una capacidad operativa de 300 MW para las transferencias de potencia regionales.



1. INTRODUCCIÓN

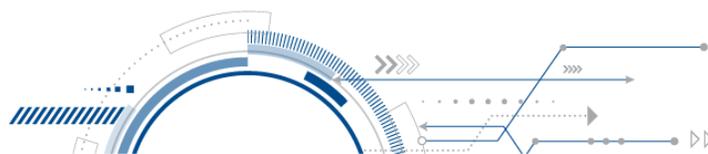
El Centro Nacional de Control de Electricidad del ICE realiza periódicamente estudios eléctricos para evaluar el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño (CCSD) contenidos en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) de América Central¹, así como el cumplimiento de los 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 Electricidad. 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), diciembre 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.



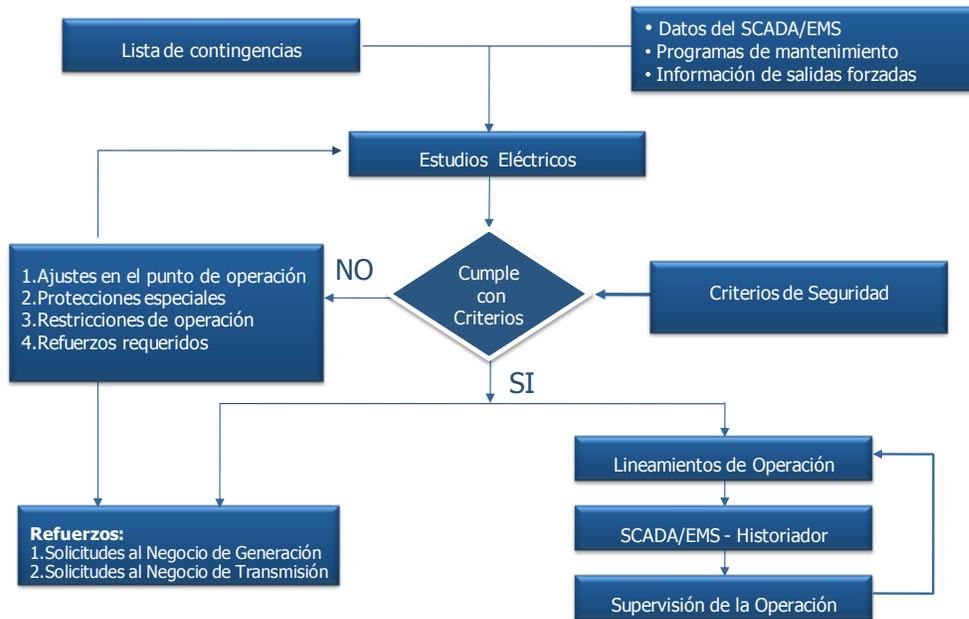


Diagrama 1.1. Secuencia de pasos para aplicar los criterios de seguridad operativa en el planeamiento y operación del Sistema Eléctrico Nacional.

Por su parte, en la tabla 1.1 se encuentran las restricciones de operación que se aplican (2021) durante las 24 horas del día para la operación segura del Sistema Eléctrico Nacional, 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 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



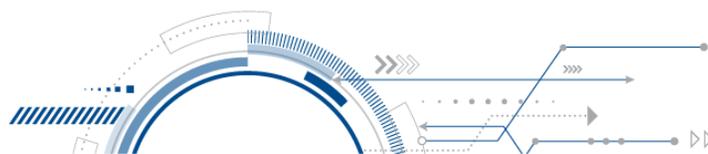
importante mencionar que en la zona central se localiza el principal centro de carga del SEN (más del 60% de la demanda eléctrica nacional).

Tabla 1.1. Restricciones de operación usadas durante el 2021 para condiciones normales de operación del SEN.

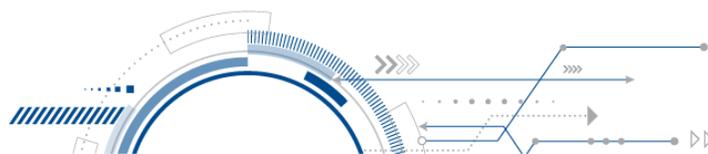
Restricción de operación	Valor
Flujo de potencia Norte-Centro	< 1150 MW
Suma de los flujos de potencia por las líneas Liberia-Cañas y Miravalles-Arenal	< 518 MW (para velocidad del viento $\geq 2,5$ m/s) < 390 MW (para velocidad del viento < 2,5 m/s)
Suma de los flujos de potencia por las líneas Pailas-Liberia 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 seca 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 la 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 seguridad operativa. 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. Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones derivadas del estudio de planeamiento operativo eléctrico para la estación seca del año 2022.

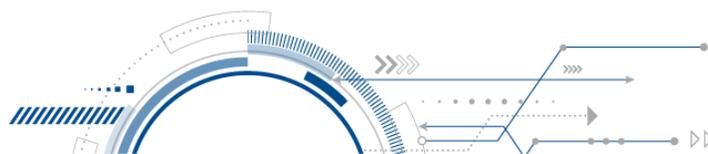


2. OBJETIVOS

El objetivo de este estudio es definir las estrategias de operación del SEN para cumplir con los criterios de seguridad operativa nacional y regional durante la estación seca 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) Suministrar la información necesaria para la operación en tiempo real del SEN.
- d) Establecer la información necesaria para definir los escenarios que se deben analizar en los estudios posteriores de análisis de seguridad operativa de mediano plazo.



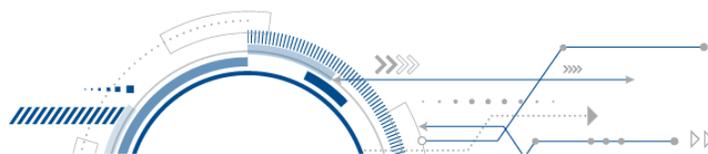
3. DESCRIPCIÓN DEL ESTUDIO

El estudio de seguridad operativa se realizó considerando los posibles esquemas de generación y la demanda de la estación seca del año 2022. Además, se evaluó de forma detallada los posibles efectos sobre el SEN de escenarios con el máximo porteo de potencia posible hacia Panamá, dada la alta probabilidad de que los agentes regionales de dicho país realicen importaciones de electricidad por medio del Mercado Eléctrico Regional. Tal condición es muy factible por las condiciones hidrometeorológicas esperadas para la estación seca y por los bajos niveles que tienen los embalses de dicho país.

La proyección de la demanda máxima de potencia para la estación seca del año 2022 que se utiliza en los escenarios analizados es de 1815 MW³ (a las 18:30 horas), la demanda media utilizada es de 1633 MW (a las 15:00 horas) y la demanda para los escenarios de demanda mínima es de 943 MW (a las 3:00 horas).

Partiendo de los escenarios de demanda antes indicados, se evalúan 33 casos base en total, considerando los tres escenarios de demanda y diferentes puntos de operación. O sea, los casos base de flujos de potencia difieren en el despacho de generación, con tres subconjuntos donde difiere la magnitud de la demanda eléctrica del SEN. Para todos los escenarios de demanda se evaluaron importaciones y porteos de potencia de Costa Rica de hasta 300 MW (de manera combinada), en el sentido norte-sur.

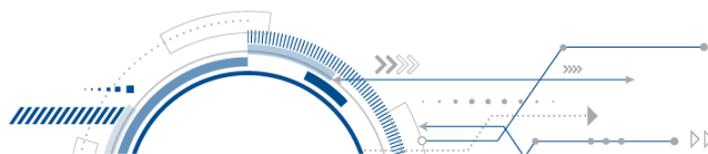
³ La demanda máxima histórica del SEN es de 1763 MW ocurrida el 20 de mayo de 2021 a las 11:45 horas. Esta demanda es la que se atiende desde el sistema de generación nacional e incluye las pérdidas en el sistema de transmisión. Está basada en el dato de demanda máxima anual por semana reportado en la página web del CENCE.



En los escenarios de demanda máxima y media se alcanzan altos flujos de potencia Norte-Centro (de hasta 1300 MW), provocados por alta generación eólica y termoeléctrica en la zona Norte del SEN, así como por los porteos de energía eléctrica hacia Panamá.

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

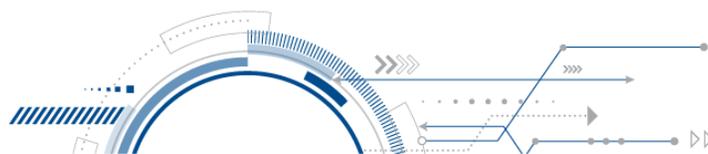
- a) **Sistema Eléctrico Regional (SER) de América Central:** se considera la operación interconectada de los seis países de América Central con México. Los archivos de datos de los restantes 6 países de la región son los conformados por el Ente Operador Regional (EOR) para realizar los estudios de seguridad operativa regionales. En específico se utilizó la base de datos regional para el mes de enero de 2022, usada por el EOR para el cálculo de las máximas transferencias de potencia en el SER.
- b) **Esquemas de generación:** se consideraron los despachos de generación típicos de la estación seca. Incluso se evaluaron escenarios con baja generación eólica e importación de electricidad por parte de Costa Rica. Se deben hacer las siguientes anotaciones con respecto al despacho:
 - Se consideró indisponible Miravalles V.
 - Actualización de los límites operativos de potencia activa de P.H. Río Macho (unidades #3, #4 y #5): 36 MW para la potencia máxima (P_{max}) y 8 MW para la potencia mínima (P_{min}).
 - No se consideró el despacho de P.H. El Ángel, porque venció su contrato de venta de energía al ICE. Únicamente tomó en cuenta la planta El Ángel-ampliación, del mismo propietario.
 - No se consideró la Planta Solar Fotovoltaica Valle Escondido I.



- No se consideró el despacho de la planta eólica PESA, ni de las hidroeléctricas Río Segundo II, P.H. Poás. I y II, Don Pedro y Río Volcán.
- Se incluye la actualización de los ajustes de limitadores de potencia reactiva de generadores de algunas de las plantas del ICE. Esto con base en los resultados de pruebas de campo que realizó la División de Generación del ICE y según el análisis de los grupos técnicos del CENCE:

- a) P.H. Río Macho U1 y U2: $Q_{\max} = 7,2 \text{ MVAR}$, $Q_{\min} = -9 \text{ MVAR}$.
- b) P.H. Río Macho U3-U5: $Q_{\max} = 16,9 \text{ MVAR}$ y $Q_{\min} = -15,9 \text{ MVAR}$
- c) P.H. Garita U1 y U2: $Q_{\max} = 9,84 \text{ MVAR}$, $Q_{\min} = -6,4 \text{ MVAR}$.
- d) P.H. Ventanas U3: $Q_{\max} = 22,93 \text{ MVAR}$, $Q_{\min} = -16,35 \text{ MVAR}$.
- e) P.H. Ventanas U4: $Q_{\max} = 22,85 \text{ MVAR}$, $Q_{\min} = -16,31 \text{ MVAR}$.
- f) P.H. Angostura U1-U3: $Q_{\max} = 30,345 \text{ MVAR}$, $Q_{\min} = -21 \text{ MVAR}$.
- g) P.H. Reventazón U1-U4: $Q_{\max} = 45,7 \text{ MVAR}$, $Q_{\min} = -34,7 \text{ MVAR}$.
- h) P.H. Pirrís U1 y U2: $Q_{\max} = 60 \text{ MVAR}$, $Q_{\min} = -50 \text{ MVAR}$.
- i) P.H. Cachí U1 y U2: $Q_{\max} = 22,1 \text{ MVAR}$, $Q_{\min} = -20,4 \text{ MVAR}$.
- j) P.H. Cachí U3: $Q_{\max} = 21,9 \text{ MVAR}$, $Q_{\min} = -16,9 \text{ MVAR}$.

- 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 S.A. 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). Se aclara que la magnitud máxima de la demanda nacional corresponde con el último pronóstico realizado por la Dirección de Planificación y Sostenibilidad del ICE, que contempla los ajustes por la contracción de la demanda (2020) por los efectos de la pandemia por Covid-19 y por la recuperación observada durante 2021.

d) **Topología de la red de transmisión:** en el corto plazo (diciembre 2021 a junio de 2022) y según la información del Plan de Expansión de Transmisión⁴, se debía contemplar el incremento de las capacidades térmicas (nominal/de emergencia) de las líneas de transmisión Río Macho-San Isidro (a 300/386 MVA) y la línea San Isidro-Palmar (a 300/376 MVA) para finales de la estación seca del 2022. Sin embargo, para la fecha de elaboración del presente informe, el CENCE no ha recibido ninguna actualización referente a este tema, por lo que para efectos del análisis se consideran las capacidades actuales de estos elementos.

- Se consideró la entrada de operación de la subestación La Ribera y la actualización de las capacidades de transmisión de las líneas de 230 kV La Caja-La Ribera y La Ribera-Belén.
- Aumento de la capacidad de transmisión de las líneas de transmisión del corredor de 138 kV La Caja-Heredia-Colima.

⁴ Instituto Costarricense de Electricidad, División de Transmisión. Plan de Expansión de la Transmisión 2021-2031, mayo 2021. Tabla 1, página 23.

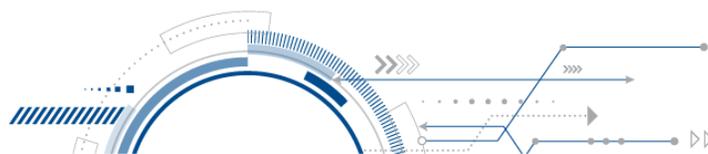


- Las capacidades con viento moderado/alto de las líneas Liberia-Cañas (518/518 MVA), Pailas-Liberia (560/560MVA), Miravalles-Arenal (518/518MVA).
- e) **Nuevas plantas de generación:** No hay plantas nuevas de generación incluidas en el estudio.
- f) **Transferencias de potencia regionales:** se consideran importaciones y porteos de potencia en sentido sur-norte y norte-sur de hasta 300 MW. Para el caso de estudio de la curva PV, donde se simula la salida de la planta térmica Costa Norte en Panamá, se consideró el porteo máximo en sentido norte-sur de Nicaragua vigente (170 MW).

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 130 contingencias sencillas, para los 33 casos base, donde se consideran magnitudes del flujo de potencia Norte-Centro que varían entre los 300 MW y los 1300 MW para los diferentes escenarios de demanda analizados.

En estos casos base se consideran también transferencias de potencia hacia la red eléctrica nacional (importaciones), cuyos valores varían entre 0 y 100 MW, en sentido norte-sur. Se aclara que estas importaciones se evaluaron junto con porteos a Panamá en dirección norte-sur, dado que es muy probable que este escenario de transferencias sea el que predomine durante la estación seca del 2022.



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

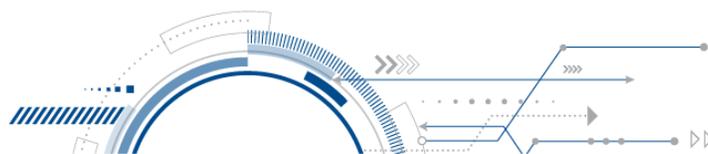
El análisis de la categoría C corresponde a la situación cuando se pierde más de un componente del sistema eléctrico a la vez (contingencia múltiple). Este análisis se realiza para un total de 57 contingencias múltiples, para los 33 casos base.

Se analizan dos contingencias de Panamá, la salida del doble circuito Fortuna-Esperanza/Guasquitas-Cañazas 230 kV, así como la salida de una unidad de la planta térmica Costa Norte. Esto por el impacto que pueden tener esas contingencias en la operación del SEN.

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, media y mínima se encuentran en las tablas A.1, A.2, A.3 del apéndice A, particularmente los correspondientes al análisis de sobrecargas ante contingencias simples y múltiples. Los principales resultados obtenidos se describen a continuación.

4.1 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 y también se explicó la forma en que se mide. Además, 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 determina que la capacidad máxima de la transmisión Norte-Centro para la estación seca del 2022 debe mantenerse en 1150 MW. No es posible incrementar dicho límite, porque algunas contingencias causarían sobrecargas en componentes de la red de transmisión, que por su magnitud, incumplen los criterios de seguridad operativa. También se observa un agotamiento de las reservas de potencia reactiva, tal y como se detalla en la sección 4.5.

Para flujos de potencia Norte-Centro de 1300 MW, las contingencias que causan incumplimientos de los criterios de seguridad operativa, son:

- a) Salida de la L.T. Barranca-Garabito: provoca una carga de la L.T. Tejona-Peñas Blancas hasta de 422 MVA (capacidad nominal de 400 MVA).



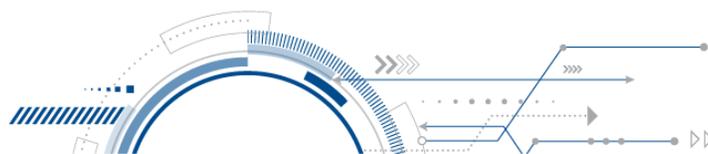
- b) Salida de la L.T. Barranca-Garita: provoca una carga de la L.T. Tejona-Peñas Blancas hasta de 410 MVA (capacidad nominal de 400 MVA).
- c) Salida de la L.T. Toro-Cariblanco: provoca una carga de la L.T. Lindora-Garita de hasta 493 MVA (capacidad nominal de 478 MVA).
- d) Salida del doble circuito Arenal-Lindora/Arenal-Garabito: provoca una carga de la L.T. Tejona-Peñas Blancas de hasta 488 MVA (capacidad temporal del 478 MVA).
- e) Salida del doble circuito Arenal-Lindora/Garabito-Coyol: provoca una carga de la L.T. Lindora-Garita de hasta 600 MVA (capacidad temporal del 555 MVA). Adicionalmente, lleva la carga de la línea Barranca-Garita hasta 505 MVA (capacidad temporal del 518 MVA).

Para el caso de un flujo Norte-Centro de 1200 MW se observa que existe una contingencia, para la cual no se cumple con los criterios de seguridad operativa:

- Salida del doble circuito Arenal-Lindora/Garabito-Coyol: provoca una carga de la L.T. Lindora-Garita de hasta 557 MVA (capacidad temporal del 555 MVA).

La contingencia anterior es la limitante en el análisis de sobrecargas térmicas. Esta violación a la categoría C de los criterios de seguridad operativa, no aparece cuando el valor del flujo de potencia Norte-Centro se reduce a 1150 MW.

Se observaron un conjunto de contingencias que están relacionadas con flujos altos entre Nicaragua y Costa Rica en sentido norte-sur. Las sobrecargas solo se presentaron para valores de porteo iguales a 300 MW.



- a) Salida de la L.T. Cañas-Garabito: provoca una carga de la L.T. Corobicí-Arenal de hasta de 354 MVA (capacidad nominal de 350 MVA).
- b) Salida de la L.T. Arenal-Miravalles: provoca una carga de la L.T. Corobicí-Arenal de hasta de 354 MVA (capacidad nominal de 350 MVA).

4.2 Transmisión de potencia por las líneas del anillo de 230 kV de la zona Norte del SEN

Durante condiciones de alto despacho de generación de las plantas eólicas y/o con transferencias de potencia provenientes de Nicaragua, se incumpliría la categoría B de los criterios de seguridad operativa para determinados despachos de generación. La explicación es que se identifican sobrecargas térmicas de líneas de transmisión cuando ocurren ciertas contingencias únicas.

Los incumplimientos de los criterios de seguridad operativa ya han sido suficientemente documentados en estudios previos⁵ y se resumen a continuación:

- Sobrecarga de la línea Liberia-Pailas: alcanza una carga de hasta 417 MVA, siendo su capacidad nominal 380 MVA. La contingencia sencilla que causa el

⁵ Estudio de planeamiento operativo eléctrico del Sistema Eléctrico Nacional para la estación seca del año 2020, Proceso Planeamiento de la Operación, CENCE, ICE, enero, 2020.

Estudio de planeamiento operativo eléctrico del Sistema Eléctrico Nacional para la estación seca del año 2021. Proceso Planeamiento de la Operación, CENCE, ICE, febrero, 2021.



incumplimiento es la pérdida de la línea Arenal-Miravalles. Lo anterior se presenta en todos los escenarios de demanda analizados, pero sólo en los casos con alta generación eólica.

- Sobrecarga de la línea Arenal-Miravalles: se podría sobrecargar por encima de su capacidad nominal estática⁶ (390 MVA) hasta un valor de 518 MVA. La contingencia única que causa el problema es la pérdida de la línea Liberia-Cañas y la sobrecarga de Arenal-Miravalles es función de la magnitud del flujo de potencia proveniente de Nicaragua y de la magnitud de la generación eólica.

- Sobrecarga de la línea Liberia-Cañas: se determinó que la pérdida de la línea Arenal-Miravalles y en función del flujo de potencia proveniente de Nicaragua (y de la magnitud de la generación eólica), la línea Liberia-Cañas se podría sobrecargar por encima de su capacidad nominal estática (390 MVA) hasta los 543 MVA.

Las contingencias antes indicadas son las que limitan la capacidad de importación y porteo de energía eléctrica de Costa Rica. Estas también tienen el potencial de limitar el aprovechamiento óptimo de los recursos de generación que se conectan a las subestaciones que forman parte del anillo de transmisión de 230 kV de la zona Norte. Es por ello, que la solución que se ha aplicado es usar las capacidades dinámicas⁷ de las líneas de transmisión, las cuales dependen

⁶ La capacidad nominal estática es la que en este informe se denomina también como la capacidad para velocidad del viento < 2,5 m/s, o simplemente la capacidad con baja velocidad del viento.

⁷ 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).



principalmente de la velocidad del viento y donde se aprovecha que la magnitud de la generación eólica es directamente proporcional a la velocidad del viento al cubo.

Para los efectos de este estudio se consideran las capacidades dinámicas de transmisión para las siguientes líneas de transmisión del anillo norte:

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

Para cada uno de estos enlaces de transmisión, se considera una capacidad dinámica de 518 MVA con viento moderado-alto. Cuando se valoran condiciones con un alto despacho de generación de las plantas eólicas y con transferencias de potencia provenientes de Nicaragua cercanas a 300 MW, se identifican sobrecargas térmicas de las líneas de transmisión Liberia-Cañas (capacidad nominal dinámica de 518 MVA) y Corobicí-Arenal (capacidad nominal estática de 350 MVA), con la contingencia definida por la salida de la línea Arenal-Miravalles.

Es evidente que hay una gran limitación en la red de transmisión de Costa Rica (en el anillo de 230 kV la zona Norte) para soportar las transferencias regionales de potencia de 300 MW, incumpliendo con la resolución CRIE-P-20-2014⁸. Se aclara que actualmente el EOR ha determinado que la máxima capacidad de porteo de potencia entre Nicaragua y Costa Rica no supera los 170 MW (varía de manera intradiaria).

⁸ La resolución CRIE-P-20-2014 fija la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de países miembros del MER en 300 MW, en ambos sentidos (norte-sur y sur-norte).



Es importante mencionar que en el futuro y hasta que entre en operación el refuerzo de transmisión de la subestación Fortuna⁹, la contingencia Arenal-Miravalles se identifica como la limitante para que las transferencias entre Nicaragua y Costa Rica alcancen los 300 MW.

Finalmente, se recalca la necesidad de mantener las dos restricciones de transmisión relacionadas con las líneas del anillo norte de 230 kV, que se documentan en la tabla 1.1 del capítulo 1. Esto porque se continúan identificando serias limitaciones de transmisión cuando se aplican las capacidades nominales estáticas y como medida correctiva se tiene que recurrir al uso de las capacidades dinámicas.

4.3 Transmisión de potencia por las líneas de la zona Sur del SEN

Con el análisis de resultados del apéndice A, también se identifica el incumplimiento de los criterios de seguridad operativa en la zona Sur del SEN, tanto para contingencia únicas como múltiples. Esto para condiciones de porteo de potencia hacia Panamá, que superen los 170 MW. El enlace de transmisión que más se sobrecarga es Río Macho-San Isidro y las contingencias que causan las sobrecargas son:

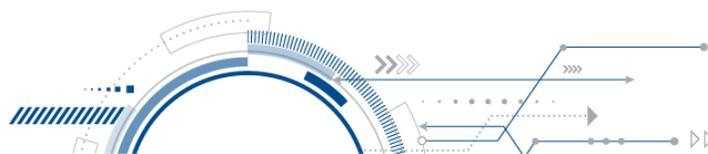
⁹ El refuerzo de transmisión de la subestación Fortuna, consiste en la construcción de esta nueva subestación para derivar la línea de interconexión Cañas-Ticuantepe y la línea Miravalles-Mogote. Así se conformarían las líneas Fortuna-Ticuantepe, Fortuna-Cañas, Fortuna-Miravalles y Fortuna-Mogote.



- Parrita-Palmar: para porteos de potencia de 300 MW. La carga de la línea Río Macho-San Isidro llega a 214 MVA, superando la capacidad nominal de 200 MVA.
- Moín-Cahuita: para porteos de potencia de 300 MW. La carga de la línea Río Macho-San Isidro llega a 217 MVA, superando la capacidad nominal de 200 MVA.
- Cahuita-Changuinola: para porteos de potencia de 300 MW. La carga de la línea Río Macho-San Isidro llega a 210 MVA, superando la capacidad nominal de 200 MVA.
- Fortuna-Esperanza/Cañazas-Guasquitas: contingencia de un doble circuito de Panamá, que causa sobrecargas en la línea Río Macho-San Isidro, cuando el porteo de potencia hacia Panamá supera los 170 MW. Como la magnitud de la sobrecarga supera la capacidad de emergencia de 259 MVA, definida por los arranques de las protecciones de la línea Río Macho-San Isidro, el resultado final es la separación del SER en dos islas eléctricas, porque se dispararía también la línea Parrita-Palmar.

El problema antes explicado es otra falta de cumplimiento de la resolución CRIE-P-20-2014.

De manera inmediata y con el objetivo de mantener una capacidad de porteo de potencia hacia Panamá del orden de los 170 a 200 MW, la solución aplicable es solicitar a la División de Transmisión del ICE, el cambio de relación de los transformadores de corriente en el módulo de línea Río Macho, en la subestación de San Isidro. Actualmente, la relación es 600/1 A y con base en ello están ajustados los arranques de las protecciones (259 MVA). La relación debe cambiarse a 900/1



A y efectuar el reajuste del arranque de las protecciones a 300 MVA como mínimo (para una tensión de 0,95 p.u.). Esta capacidad de sobrecarga temporal se puede utilizar durante por los menos 6 minutos, según los cálculos realizados por la División de Transmisión.

El operador del CENCE deberá efectuar acciones dentro de ese lapso de 6 minutos para resolver la sobrecarga de Río Macho-San Isidro, preferiblemente coordinando con el EOR y CND-ETESA para reducir el flujo de potencia de la línea Changuinola-Cahuita (flujo que queda ingresando desde Panamá). En última instancia se tendría que recurrir al disparo de esa línea de interconexión, acción que es menos eficaz, porque el faltante de generación de Panamá sería compensado con las respuestas inercial y de regulación primaria del SER.

Si no se logra resolver la sobrecarga de la línea Río Macho-San Isidro en el lapso de 6 minutos, se podría violar algún claro mínimo y se podría disparar automáticamente, llevando también al disparo en cascada de Parrita-Palmar y la separación del SER. En tal caso, el principal afectado sería el Sistema Eléctrico de Panamá, que quedaría con un déficit de generación, mientras que el resto del SER quedaría con un superávit y por consiguiente con una condición de sobrefrecuencia, que en función del flujo de potencia por la línea Changuinola-Cahuita podría causar el disparo de la protección especial de esa línea de interconexión (en la subestación Cahuita).

En síntesis, en el peor de los casos, el SEN no se vería mayormente afectado, quedando fuera de servicio solo las subestaciones de Palmar y Río Claro. El mayor riesgo es para el Sistema Eléctrico de Panamá.



El cambio de relación de los transformadores de corriente a 900/1 A y el reajuste del arranque de las protecciones es una acción válida, que se adelanta a lo que de todas formas hay que hacer cuando el ICE termine los trabajos para incrementar la capacidad térmica nominal de la línea Río Macho-San Isidro.

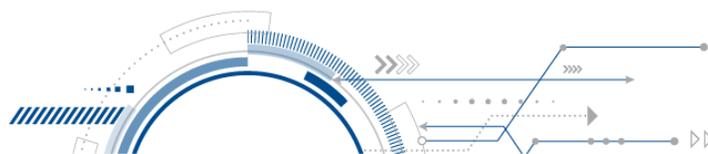
Lo mismo aplica para las líneas San Isidro-Palmar y Palmar-Río Claro #1, donde se recomienda también programar el cambio de la relación de los transformadores de corriente a 900/1 A.

4.4 Autotransformadores de Moín

No se identificaron las sobrecargas térmicas por contingencia única en uno de los autotransformadores de Moín, por la salida del que opera en paralelo. Esto se debe al retiro de dos generadores de la planta Moín, donde ahora, aún con el despacho máximo de la planta, el flujo de potencia por los autotransformadores no alcanza los 110 MVA. Por tal razón, en la tabla 5.1 se eliminó la restricción de transmisión asociada con este tema.

4.5 Análisis de estabilidad de tensión en estado estable para altos flujos entre la zona Norte y Central.

Del análisis de contingencias descrito en la sección 4.1, se observó que es posible que el flujo de potencia Norte-Centro alcance valores de hasta 1150 MW sin que se violen los criterios de seguridad operativa por sobrecarga de líneas, tanto para contingencias sencillas, como múltiples. Sin embargo, para transmitir esa magnitud de potencia hacia la zona central, se necesita estudiar los otros aspectos

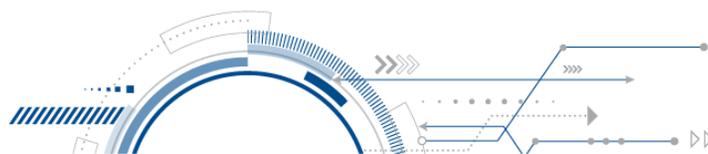


relacionados con la estabilidad de tensión en estado estable, para cuya evaluación se obtienen las curvas P-V y Q-V.

Para el análisis de la curva P-V se evaluó la contingencia del disparo de la planta térmica Costa Norte en Panamá, ante un escenario de un flujo Norte-Centro de 1150 MW. La salida de esta planta ocasiona un aumento de los flujos de potencia a través de SEN, en el sentido norte-sur. Para dicha contingencia se analiza el efecto en la caída de tensión de los nodos de 230 kV de las subestaciones El Coyol y La Caja y en el descenso de la reserva de potencia reactiva en Costa Rica, en función del aumento del flujo de potencia Norte-Centro. Para flujos de potencia Norte-Centro menores, la curva P-V se desarrolló disminuyendo el porteo Norte-Sur hacia Panamá.

La curva P-V obtenida se muestra en el gráfico 4.1. Se puede observar que para un flujo de potencia Norte-Centro post-contingencia de 1400 MW, el punto de operación está cerca de “la nariz” de la curva P-V y por ende cerca de un posible colapso de tensión. No fue posible hacer converger la simulación para valores mayores de dicho flujo, detectándose principalmente problemas de convergencia del algoritmo de simulación en la zona sur de Costa Rica y oeste de Panamá.

A partir de la curva P-V, se puede determinar que para el flujo Norte-Centro máximo de 1150 MW se tiene un margen de estabilidad de 250 MW, considerando que la nariz de la curva P-V está en 1400 MW. En ese punto extremo de la curva, la reserva de potencia reactiva de Costa Rica ha bajado a los 84 MVAR, donde se observa que plantas como Arenal, Garita, Río Macho, Sandillal, Garabito, Miravalles, Pailas y la Joya han alcanzado su máxima generación de potencia reactiva. Se aclara que el valor mínimo de la reserva de potencia reactiva para la operación segura del SEN en condiciones normales es de 220 MVAR, valor al que



fue ajustado el caso de análisis para el flujo de potencia Norte-Centro de 1150 MW. O sea, cuando la contingencia causa el incremento del flujo Norte-Centro a 1400 MW, todavía hay reserva de potencia reactiva en el SEN para controlar el voltaje.

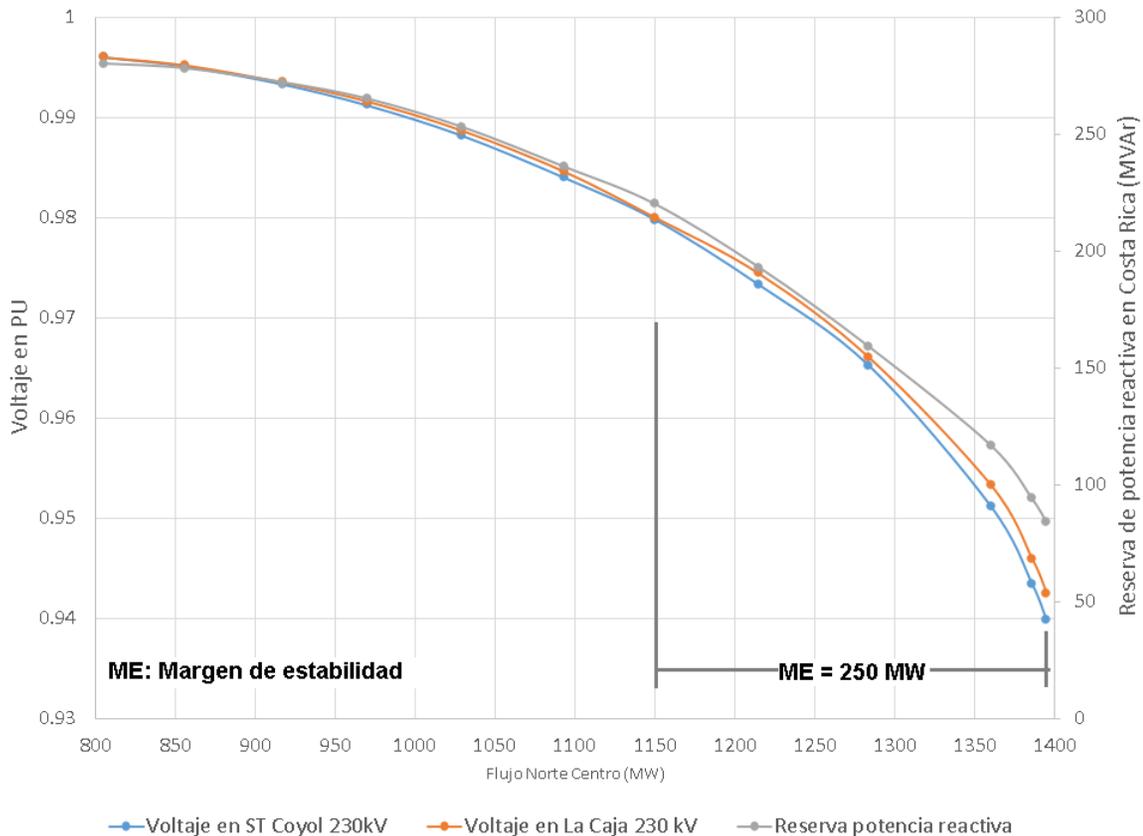
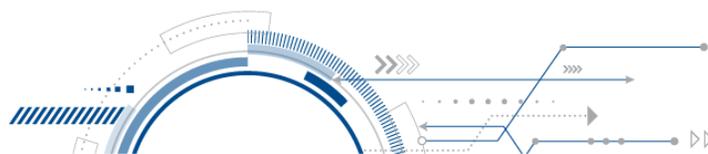


Gráfico 4.1. Curva P-V obtenida en los nodos de 230 kV de las subestaciones Coyol y La Caja, para el incremento gradual del flujo de potencia Norte-Centro ante el disparo de planta térmica Costa Norte (Panamá). Escenario de demanda máxima del SEN, para condiciones de operación con alta generación eólica en Costa Rica.

Como segundo paso se obtienen las curvas Q-V para verificar los márgenes de reserva de potencia reactiva con que cuenta el SEN y así establecer el valor máximo del flujo de potencia Norte-Centro. El análisis de curvas Q-V es aún más detallado que el de las curvas P-V, ya que no se limita solo al análisis del estado del

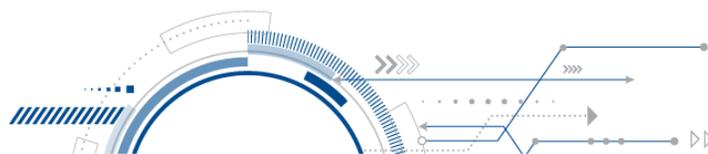


SEN para diferentes magnitudes de la transmisión de potencia Norte-Centro (que contemplan porteos hacia Panamá), sino que también se analizan casos con importaciones de potencia desde el Norte, donde se considera que no hay despacho de generación térmica (principalmente de la planta Garabito) que contribuye al soporte de tensión del SEN.

A partir del análisis realizado en el estudio de planeamiento operativo de la estación seca del año anterior, se había determinado que la contingencia que ocasiona una mayor reducción de los márgenes de reserva de potencia reactiva es la salida de la barra A de 230 kV de la subestación Arenal. Esto para un escenario donde la planta Arenal estuviese completamente despachada y la planta Garabito fuera del despacho de generación. Es por tal razón, que este análisis se centra en la evaluación de dicho escenario.

Para los efectos del presente estudio, para las contingencias múltiples debe obtenerse como mínimo un margen de reserva de 60 MVAR, post-contingencia. Un margen menor no es aceptable. Los nodos en los que se calculó la curva Q-V fueron seleccionados por su ubicación en la topología del SEN, cubriendo el centro de carga y los extremos del mismo:

- Barra de 230 kV de S.T. Barranca.
- Barra de 138 kV de S.T. Cachí.
- Barra de 230 kV de S.T. La Caja.
- Barra de 230 kV de Ciudad Quesada.
- Barra de 230 kV de S.T. Liberia.
- Barra de 230 kV de S.T. San Isidro.



Para el modelo de flujos de potencia y por lo tanto para el cálculo de las curvas Q-V, se tomó en cuenta el aporte máximo de potencia reactiva de los generadores, que fue obtenido a partir de las pruebas de campo efectuadas por la División de Generación del ICE y conforme al análisis de los grupos técnicos de planeamiento y operación del CENCE. Los valores de los límites máximos se describieron en la sección 3.b.

Los resultados obtenidos se encuentran en el apéndice B. Con base en el análisis de los mismos, se determina que no sería posible operar en forma segura con un flujo Norte-Centro de 1200 MW, ya que como se observa en la tabla B.1, aún con una reserva de potencia reactiva previa a la contingencia de 220 MVar (medida en los generadores que controlan el voltaje en el centro de carga del SEN), para la contingencia de la barra A de Arenal, no es posible lograr un margen mínimo post-disturbio de 60 MVar (medido a partir de la curva Q-V). Por su parte, la tabla B.3 muestra que para un flujo Norte-Centro de 1150 MW, en el escenario más crítico desde el punto de vista de control de tensión, o sea, sin el despacho de P.T. Garabito, sí es posible cumplir con el margen mínimo de reserva de potencia reactiva de 60 MVar.



5. RESTRICCIONES DE OPERACIÓN DEL SEN

A partir de los resultados, se tienen las siguientes restricciones en el SEN aplicables durante la estación seca del año 2022.

Tabla 5.1. Restricciones de operación del SEN recomendadas para aplicar en la estación seca 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	< 518 MW (para velocidad del viento $\geq 2,5$ m/s) < 380 MW (para velocidad del viento < 2,5 m/s)
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.



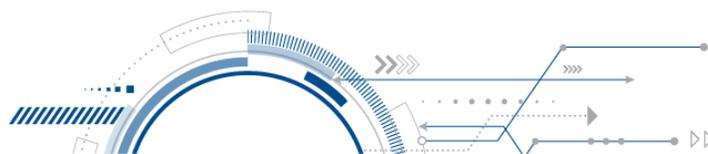
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se determinaron las restricciones de operación que se deben aplicar en el SEN durante la estación seca de 2022, para cumplir con los criterios de seguridad operativa nacionales y regionales. Estas se encuentran en la tabla 5.1 de este informe y deberán ser complementadas con otros límites de transmisión cuando se ejecuten indisponibilidades en el sistema de transmisión nacional.

Se identificaron las contingencias que causan los principales problemas operativos relacionados con un flujo de potencia Norte-Centro de gran magnitud y se determinó que la contingencia limitante es la salida del doble circuito Arenal-Lindora/Arenal-Garabito.

Para cumplir con los criterios de seguridad operativa durante la estación seca del 2022 es necesario aplicar un límite máximo para el flujo de potencia Norte-Centro de 1150 MW, determinado por los criterios de sobrecarga por contingencia múltiple y estabilidad de tensión en estado estable. Para este valor del flujo de potencia máximo Norte-Centro, la reserva de potencia reactiva del SEN deber ser igual o superior a 220 MVar.

Para el caso del anillo de transmisión de 230 kV de la zona Norte del SEN, se determinó que si se usan las capacidades nominales estáticas, se tendría que aplicar una limitación al despacho de la generación que se conecta a dicho anillo. Se concluye que es necesario continuar utilizando capacidades dinámicas de transmisión en función de la velocidad del viento, específicamente para las líneas Miravalles-Arenal, Pailas-Liberia y Liberia-Cañas.



Se identificó que para porteos de potencia hacia Panamá que superen los 170 MW, existe el riesgo de que ante la contingencia de la salida del doble circuito Fortuna-Esperanza/Cañazas-Guasquitas (de Panamá) ocurra una separación en islas del SER. La solución inmediata es incrementar la capacidad de sobrecarga temporal de la línea Río Macho-San Isidro a un mínimo de 300 MVA, para lo cual es necesario cambiar la relación de transformadores de corriente del módulo de subestación en San Isidro a 900/1 A y reajustar los arranques de las protecciones de dicha línea. Se establecieron las acciones a tomar en la operación en tiempo real del SEN, en caso que ocurra esta contingencia.

En el futuro, para incrementar la capacidad máxima de la transmisión Norte-Centro, se requiere corregir las limitaciones que están causando algunos equipos de subestación, como ocurre en el caso de la línea Lindora-Garita, limitada por la corriente máxima que soportan los equipos de maniobra del respectivo módulo.

Se determinó que actualmente, la red eléctrica de Costa Rica no está preparada para cumplir con la resolución CRIE-P-20-2014, que instruye a mantener una capacidad operativa de 300 MW para las transferencias de potencia regionales.

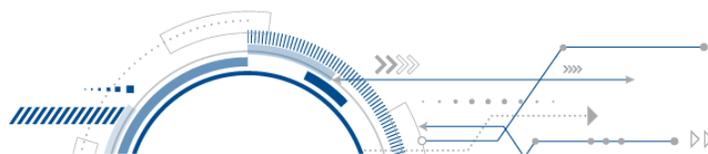
Las recomendaciones derivadas del presente estudio son las siguientes:

- 1) Aplicar en la operación en tiempo real del SEN las restricciones de operación compiladas en la tabla 5.1.
- 2) Continuar utilizando capacidades dinámicas de transmisión en función de la velocidad del viento, para las líneas Miravalles-Arenal, Pailas-Liberia y Liberia-Cañas.

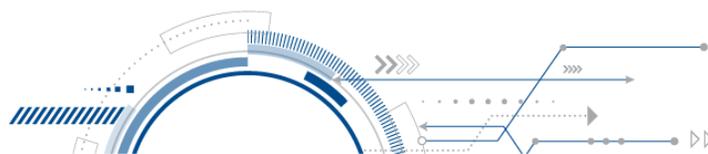


- 3) Darle continuidad a plan de pruebas de campo para comprobar la capacidad real de los generadores del SEN para entregar y absorber potencia reactiva, que efectúa la División de Generación del ICE y aplicar las mejoras que correspondan.

- 4) Cambiar a 900/1 A la relación de los transformadores de corriente del módulo de Río Macho en la subestación de San Isidro y reajustar el arranque de la protección de la línea San Isidro-Río Macho a como mínimo 300 MVA para un voltaje de 0,95 p.u. Lo mismo aplica para las líneas San Isidro-Palmar y Palmar-Río Claro #1.



APÉNDICES



APÉNDICE A. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE CONTINGENCIAS: SOBRECARGAS TÉRMICAS.

Nomenclatura utilizada:

- Eólico 100%: despacho de las plantas eólicas del SEN a máxima potencia.
- FNC: flujo de potencia Norte-Centro (y la magnitud en MW).
- Garabito 100%: despacho de la planta térmica de Garabito a máxima potencia.
- L.T.: línea de transmisión.
- PNS: 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.
- PSN: 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).
- S.T.: subestación de transmisión.



Tabla A.1. Resultados del estudio de la estación seca 2022, demanda máxima.

Escenario con maxima generación eólica. Se consideran solamente porteos NS y SN con magnitudes de 0-300MW.										
		FNC1300 PNS300	FNC1200 PNS200	FNC1150 PNS170**	FNC1100 PNS100	FNC1000	FNC400 PSN200	FNC300 PSN300	Rate A	Rate C
Contingencia	Elemento Sobrecargado	Flujo (MVA)							MVA	MVA
Arenal - Miravalles	Corobicí - Arenal	345							350	388
Toro - Cariblanco	Lindora - Garita	493	459	441					478	555
La Caja - Belen	La Rivera - La Caja	68	68	68	68	68	68	68	42	100
Parrita - Palmar	Río Macho - San Isidro	214							200	259
Moín - Cahuita	Río Macho - San Isidro	217							200	259
	Front. Progreso - Progreso							210	193	374
Cahuita - Changuinola	Río Macho - San Isidro	210							200	259
	Río Claro - Progreso							215	193	374
Arenal - Lindora Garabito - Coyol	Tejona - Peñas Blancas	438	401	382					400	478
	Barranca - Garabito	564	521						547	626
	Barranca - Garita	505	462						480	518
	Lindora - Garita	600	557	532	513	470			478	555
Arenal - Lindora Coyol - La Caja	Tejona - Peñas Blancas	424	388						400	478
	Barranca - Garabito	530							547	626
	Barranca - Garita	471							480	518
	Lindora - Garita	569	526	502	482				478	555
Barra A de ST Arenal 230 kV	Cañas - Garabito	481.8*	442*						465	518
	Tejona - Peñas Blancas	478.8*	456.8*	419	397				400	478
Barra B de ST Arenal 230 kV	Corobicí - Arenal	342							350	388
Costa Norte G1 (Panamá 150MW)	N/A	No se evaluó	hay sobrecargas							
Fortuna - Esperanza Cañazas - Guasquitas (Panama)	Río Macho - San Isidro	347*	277*	265	220				200	259
	San Isidro - Palmar	301.5*	234						200	251
	Río Claro - Palmar	295.6*							259	259

*Estas contingencias se tuvieron que simular con límites de generación reactiva abiertos debido a problemas de convergencia.

**El porteo de 170MW sería el porteo máximo para el mes de febrero 2022 según el informe de MTP del EOR.



Tabla A.2. Resultados del estudio de la estación seca 2022, demanda media.

Escenario con maxima generación eólica. Se consideran solamente porteos NS y SN con magnitudes de 0-300MW. Considera Garabito al máximo.								
		FNC1300 PNS300	FNC1200 PNS200	FNC1100 PNS100	FNC1000	FNC300 PSN300	Rate A	Rate C
Contingencia	Elemento Sobrecargado	Flujo (MVA)					MVA	MVA
Liberia-Amayo	Cañas- Front. Ticuantepe	375*					371	382
	Front. Ticuantepe-Ticuantepe	375					367	374
Cañas-Garabito	Corobicí-Arenal	354					350	388
Arenal-Miravalles	Corobicí-Arenal	354					350	388
Barranca-Garabito	Tejona-Peñas Blancas	422	393				400	478
Barranca-Garita	Tejona-Peñas Blancas	410	376				400	478
La Caja-Belén	La Caja -La Ribera	63	63	63	63	63	42	100
Parrita-Palmar	Río Macho-San Isidro	221					200	259
Moin-Cahuita	Río Macho-San Isidro	220					200	259
	Front. Progreso - Progreso	193						
Cahuita-Frontera Changuinola	Río Macho-San Isidro	215					200	259
Arenal-Lindora	Tejona-Peñas Blancas	474	435				400	478
Arenal-Garabito	Tejona-Peñas Blancas	460	422				400	478
Arenal-Lindora Garabito-Coyol	Barranca-Garabito	590	566				547	626
	Barranca-Garita	555	513				480	518
	Lindora-Garita	583	539	492			478	555
Arenal-Lindora Coyol-La Caja	Tejona-Peñas Blancas	448	411				400	478
	Barranca-Garabito	560	483				547	626
	Barranca-Garita	525					480	518
	Lindora-Garita	557	512				478	555
Barra A de ST Arenal 230 kV	Cañas-Garabito	493**					465	518
	Tejona-Peñas Blancas	474**	412				400	478
Barra 230 kV de Barranca	Tejona-Peñas Blancas	412					400	478
Barra A de Moin 230kV	Río Macho-San Isidro	220					200	259
	Front. Progreso - Progreso	193					193	374
Barra 230 kV de Garita	Garabito-Coyol	407					389	478
Fortuna - Esperanza Cañazas - Guasquitas (Panama)	Río Macho-San Isidro	293	231	207			200	259
	San Isidro - Palmar	248					200	251
	Front. Progreso - Progreso	274					193	374

*Estas contingencias se tuvieron que simular con límites de generación reactiva abiertos debido a problemas de convergencia.

** Se logró convergencia sacando de operación elemento por elemento.



Tabla A.3. Resultados del estudio de la estación seca 2022, demanda mínima.

		FNC 800 PNS 200	FNC 900 PNS 300	Rate A	Rate C
Contingencia	Elemento Sobrecargado	Flujo (MVA)		MVA	
LT. Cañas-Ticuanatepe	LT. Liberia-Amayo		316	230	374
LT. Parrita-Palmar	LT. Río Macho-San Isidro		198	200	259
LT. Moin-Cahuíta	LT. Río Macho-San Isidro		189	200	259
LT. Cahuíta-Changuinola	LT. Río Macho-San Isidro		186	200	259
Arenal-Lindora Arenal-Garabito	LT. Tejona-Peñas Blancas	362	400	400	478
Arenal-Lindora Garabito-Coyol	LT. Tejona-Peñas Blancas		372	400	478
Arenal-Lindora La Caja-Coyol	LT. Tejona-Peñas Blancas		366	400	478
Barra A 230 kV , ST. Arenal	LT. Liberia-Amayo		255	230	374
	LT. Tejona-Peñas Blancas		387	400	478
Barra A 230 kV , ST. Moin	LT. Río Macho-San Isidro		189	200	259
Barra A 230 kV , ST. Corobicí	LT. Liberia-Amayo		251	230	374
DCPanama FOR230-ESP230 (6096-6263) CAN230-GUA230 (6340-6179)	LT. Río Macho-San Isidro		230	200	259
	LT. San Isidro-Palmar		206	200	251
Barra A 230 kV , ST. Cañas	LT. Miravalles-Mogote		354	390	489
Barra B 230 kV , ST. Cañas	LT. Liberia-Amayo		325	230	374



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

Nomenclatura utilizada:

- BASE: caso base, operación normal, sin contingencia.
- BAR230: barra de 230 kV de la subestación Barranca.
- ARE230A: barra A de 230 kV de la subestación Arenal.
- CAJ230: barra de 230 kV de la subestación La Caja.
- CQU230: barra de 230 kV de la subestación Ciudad Quesada.
- LIB230: barra de 230 kV de la subestación Liberia.
- SIS230: barra de 230 kV de la subestación San Isidro.
- CAC138: barra de 138 kV de la subestación Cachí.

Tabla B.1. Resultados post-contingencia barra A de Arenal 230 kV para la estación seca 2022, demanda máxima, porteo Norte-Sur de 200 MW y flujo Norte-Centro de 1200 MW. Reserva de potencia reactiva previa de 220 MVar. En rojo se señala las curvas en las que no se pudo alcanzar su punto de mínimo por problemas de convergencia. Sin despacho de P.T. Garabito.

	BAR230	CAC138	CAJ230	CQU230	LIB230	SIS
Margen de potencia reactiva (MVar)	-53	-99	-66	-50	-48	-114

Tabla B.2. Resultados post contingencia barra A de Arenal 230 kV para la estación seca 2022, demanda máxima, porteo Norte-Sur de 200 MW y flujo Norte-Centro de 1200 MW. Reserva de potencia reactiva previa de 220 MVar. En rojo se señala las curvas en las que no se pudo alcanzar su punto de mínimo por problemas de convergencia. Con despacho de P.T. Garabito.

	BAR230	CAC138	CAJ230	CQU230	LIB230	SIS
Margen de potencia reactiva (MVar)	-94.63	-149	-116	-95.94	-94.1	-182

Tabla B.3. Resultados post-contingencia barra A de Arenal 230 kV para la estación seca 2022, demanda máxima, porteo Norte-Sur de 150 MW y flujo Norte-Centro de 1150 MW. Reserva de potencia reactiva previa de 220 MVar. En rojo se señala las curvas en las que no se pudo alcanzar su punto de mínimo por problemas de convergencia. Sin despacho de P.T. Garabito.

	BAR230	CAC138	CAJ230	CQU230	LIB230	SIS
Margen de potencia reactiva (MVar)	-122	-181	-148	-122	-123	-235

