



Sumamos energía,  
sumamos pasión

---

# INFORME CND DIRIGIDO A: Comité Técnico y Regulatorio CAPT

Septiembre 22 de 2023

# Fenómeno FIDVR



## Eventos de recuperación lenta inducida de tensión – Subárea GCM

“Desde los análisis de eventos que realiza el CND con el acompañamiento de los diferentes agentes que participan en la operación del área, se ha identificado que la subárea GCM es susceptible al fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión (FIDVR por sus siglas en inglés). Lo anterior, ocasiona que, ante algunas perturbaciones, se presenten riesgos para la operación segura de la red de transmisión, así como afectación en la calidad de la atención de la demanda. Dadas las particularidades de este fenómeno y su relación directa con los aportes de corriente de cortocircuito de las plantas de generación sincrónica, así como su recurrencia en los análisis post - operativos recientes, se definen las siguientes acciones para la operación:

Recomendaciones para la operación

- **Declarar en estado de emergencia la subárea GCM**, dada la posible ocurrencia del fenómeno de FIDVR.
- Con el propósito de mitigar el impacto y ocurrencia del fenómeno de FIDVR, en escenarios de demanda de la subárea GCM mayor a 590 MW, para contar con mayor nivel de corriente de cortocircuito, desde el despacho diario que realiza el CND **se programaran al interior de la subárea GCM las unidades de generación disponibles o las que el CND considere necesarias.**

## Eventos de recuperación lenta inducida de tensión – Subárea GCM

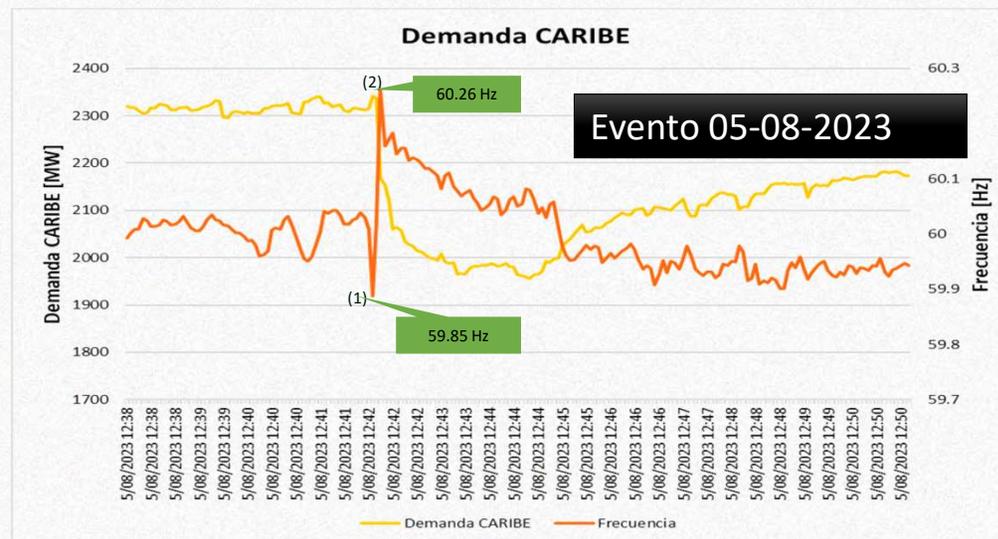
Adicionalmente se recomienda a la UPME:

- **Evaluar proyectos de expansión que mitiguen la ocurrencia de fenómenos FIDVR en la subárea GCM**, como pueden ser la instalación de equipos de compensación síncrona, baterías con tecnología que aporten corriente de corto circuito u otros elementos, que brinden fortaleza a la red del STN y STR, desde el punto de vista de corriente de corto circuito.

Se recomienda a los agentes operadores de la subárea (AIR-E y AFINIA):

- Avanzar en la sintonización y reporte al CND de un modelo de carga que permita representar adecuadamente la dinámica evidenciada en los estudios post operativos, y proponer acciones de mitigación del mismo.
- Analizar en conjunto con el CND la instalación de PMUs en algunas barras que permitan caracterizar el fenómeno y apórten información adicional para el modelamiento de la carga.
- Considerar en la definición de sus planes de expansión obras de expansión en el STR y SDL que mitiguen el impacto del fenómeno FIDVR.

# Eventos Relevantes en SIN: Recuperación lenta de voltaje inducida por falla - FIDVR



IMPACTO DEL SIN			AFECCIÓN:
24/06/2020	Fallas en Sabana 220 kV	DNA 1900 MW	Apagón de Caribe
27/05/2021	Disparo Unidad TermoGuajira 1	Perdida de 170 MW	Sobretensión en GCM, Desconexión elementos del STN
17/03/2022	Falla Tebsa – La Unión 110 kV	Perdida de 188 MW	Sobretensión en GCM, Salida generación renovable
03/05/2023	Falla Ternera – Cospique 1 66 kV	Perdida de 273 MW	Sobretensión en GCM, Salida generación renovable
05/08/2023	Disparo Unidad TEBSA 11	Perdida de 390 MW	Sobretensión en GCM, Sobrefrecuencia, Salida generación renovable, Desconexión elementos del STN

## Condiciones operativas evento 05/08/2023 (Disparo Unidad TEBSA 11)

Operación CARIBE 05/08/2023 Periodo 13:

### Generación Despachada Centralmente

- Flores 1 (2 unidades)
- Termoguajira (1 unidad)
- Termonorte (8 unidades)
- TEBSA (7 unidades)
- Proelectrica (1 unidad)
- Termocandelaria (2 unidades pruebas)

### Mantenimientos

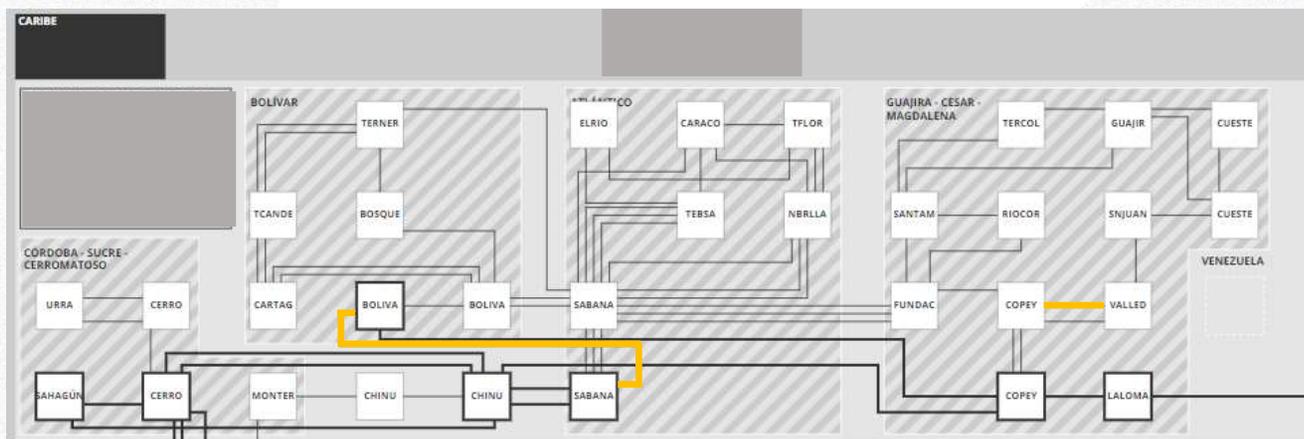
- Copey – Valledupar 1 220 kV\*
- Bolívar – Sabanalarga 1 500 kV

### SVC Chinú

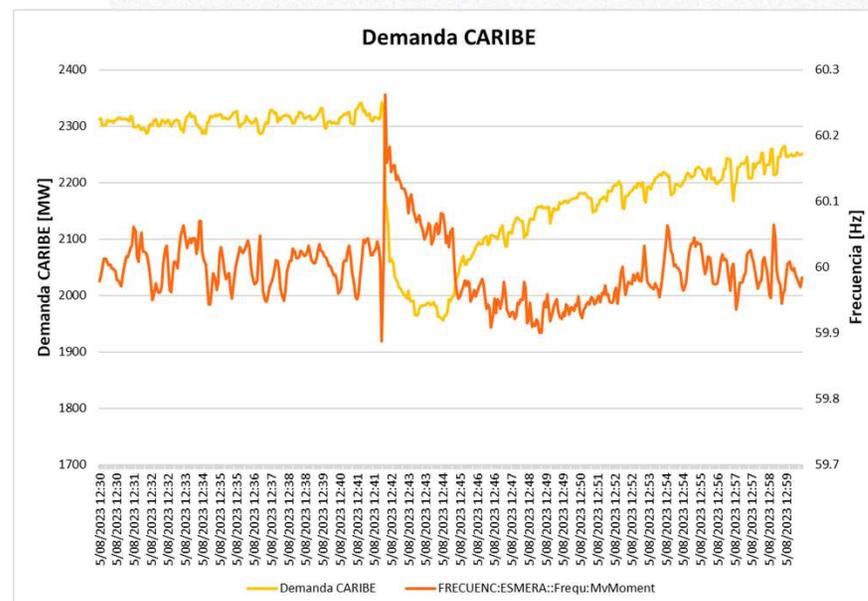
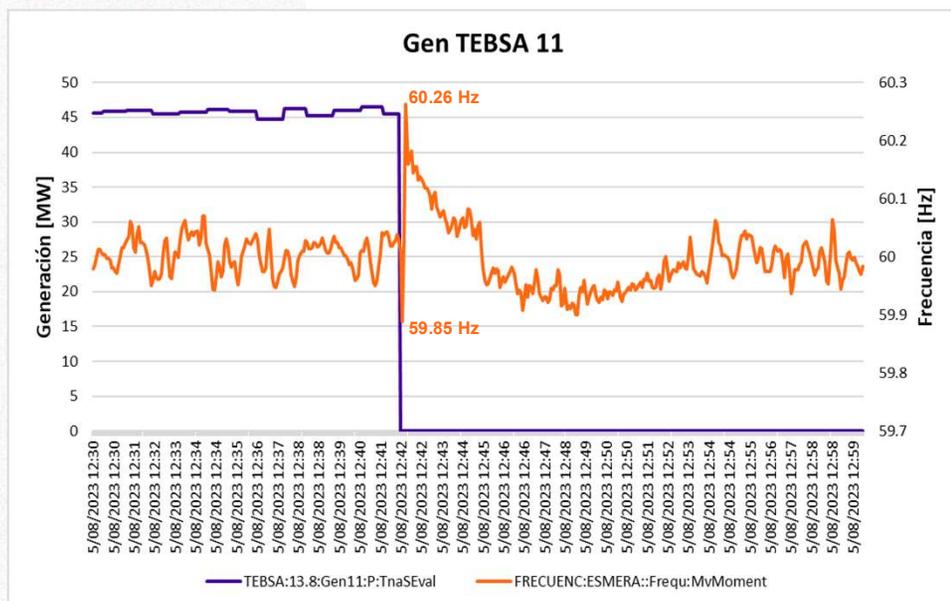
- Modo QCM

### VQ de Cuestecitas

- Modo automático



## Evento en la unidad TEBSA 11

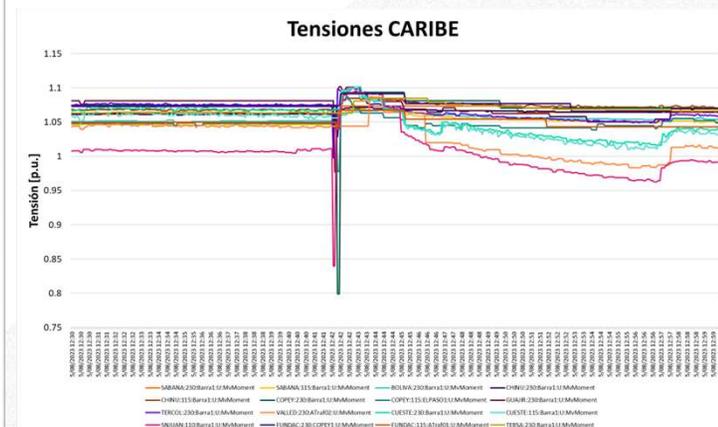
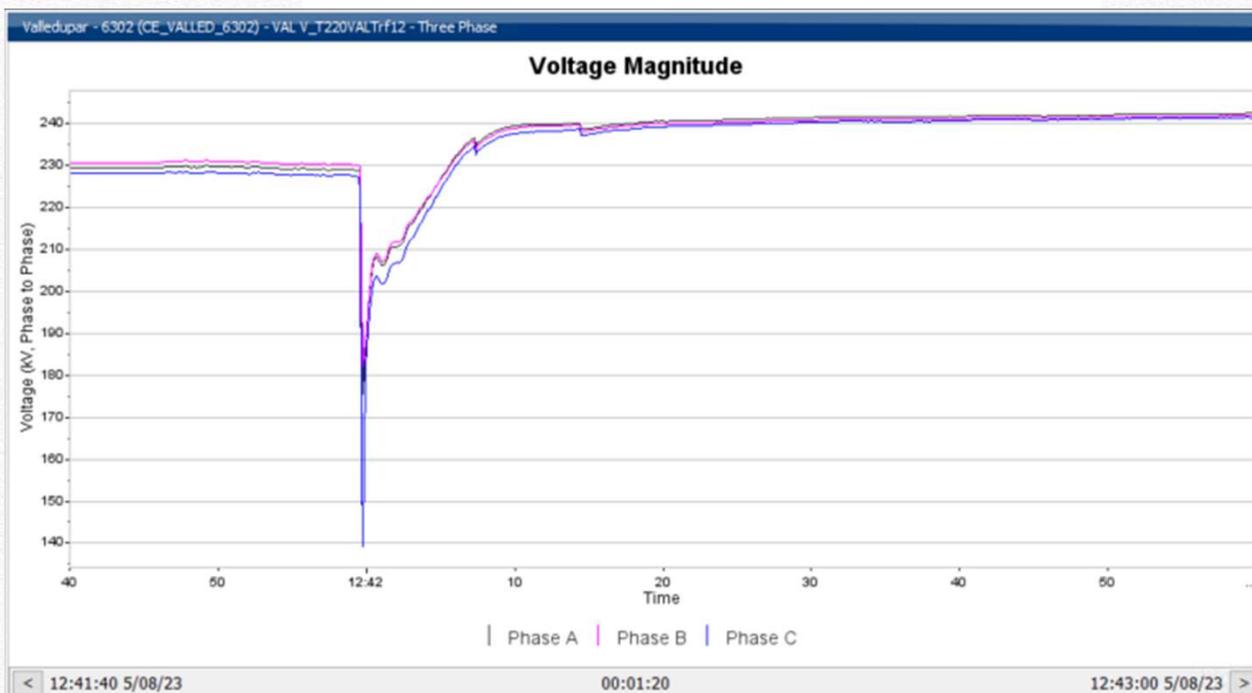


2023-08-05 12:41 – “Se presenta disparo del tramo de línea de la unidad GT11 en ambos extremos, por acción de la protección PL1 SEL751A, por el contacto de vegetación sobre la fase T de la línea” (fuente: informe de TEBSA)

Se identificó disminución transitoria de demanda en Caribe de aproximadamente 390 MW ante ocurrencia de fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión (FIDVR, por sus siglas en inglés) en la subárea GCM, sin embargo, no se reportó DNA por parte de los agentes. La demanda se recupera en sus valores prefalla luego de 29 minutos.

Datos obtenidos de los históricos de PI.

# Sobretensiones en CARIBE



Tensiones en CARIBE

Tensión Valledupar 220 kV: se evidencia fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión (FIDVR por sus siglas en inglés).

## Perspectivas operativas del área GCM

Las **unidades síncronas de la subárea** actualmente se requieren para tener una operación segura y confiable de la subárea GCM y prestan los servicios de:

- Control del límite de importación.
- Control estacionario y dinámico de tensiones.
- **Aporte de cortocircuito para mitigar fenómenos de recuperación lenta de voltaje inducida por falla en la carga.**
- Aporte de inercia al sistema.
- Aporte energético ante escenarios de bajos aportes.

Para la operación segura y confiable del sistema, ante una alta penetración de FERNC, se requiere contar al interior de la subárea con plantas de generación o equipos que brinden:

- **Aporte de cortocircuito para mitigar fenómenos de recuperación lenta de voltaje inducida por falla en la carga y para garantizar los niveles de fortaleza requeridos para la operación estable de los IBR's.**
- **Aporte de inercia al sistema.**
- Control dinámico de tensiones.
- Control del límite de importación.
- Aporte energético ante escenarios de bajos aportes.

**Para mantener la operación segura y confiable del área es indispensable contar, a la mayor brevedad posible, con equipos con aporte de cortocircuito e inercia (compensadores síncronos o aquellos que la UPME defina) en la subárea.**

| Cálculo de  
Cortocircuito  
IEC60909 2016



# Aspectos relevantes norma IEC - 60909

NORME  
INTERNATIONALE  
INTERNATIONAL  
STANDARD

CEI  
IEC  
60909-0  
Première édition  
First edition  
2001-07

---

Courants de court-circuit dans les réseaux  
triphases à courant alternatif –

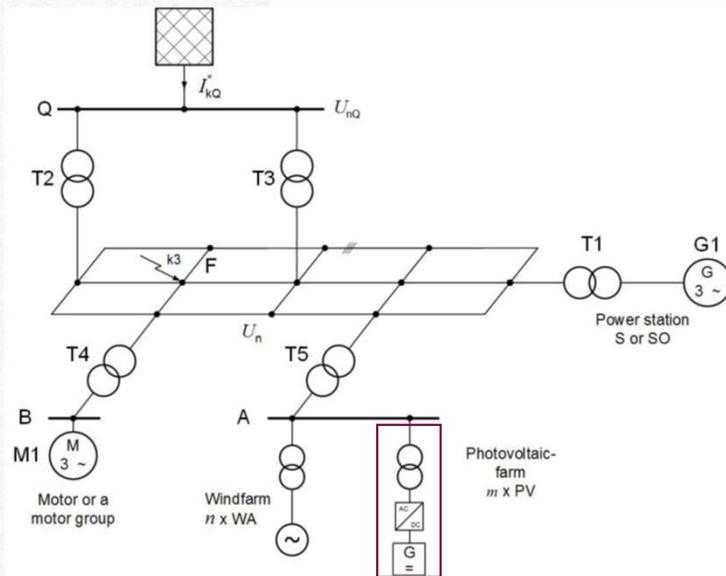
Partie 0:  
Calcul des courants

Short-circuit currents in three-phase  
a.c. systems –

Part 0:  
Calculation of currents

1. La norma IEC 60909 establece un procedimiento conciso que apunta a obtener **resultados de precisión aceptable**.
2. La norma IEC 60909 no excluye la utilización de métodos más especializados como el método completo o la utilización de análisis EMT, **siempre que los mismos arrojen precisiones similares en los resultados**.
3. El método de la norma IEC 60909 y el método de Superposición (completo) se diferencian en que este último evalúa un punto de operación presupuesto, y por tanto, este punto **no necesariamente representa la condición de máximo nivel de cortocircuito que se puede esperar en un SEP**.

# IEC 60909 - Revisión 2016:



En la revisión de 2016 de la norma IEC 60909, se incorporaron las lecciones aprendidas sobre operación con FRNC, se resaltan los siguientes puntos:

- I. Las plantas de generación **full size converter (eólicas y solares)** se consideran fuentes de corriente con impedancia shunt infinita (anteriormente se consideraban fuentes de voltaje).
- II. La contribución de los IBR's depende del tipo de falla y la opción de cálculo, además incluyen acciones de control.
  - I. **Máximo nivel de corto** : Máximo aporte esperado durante fallas.
  - II. **Mínimo nivel de corto** : No se considera aporte.
- III. La consideración de corrientes de secuencias negativa en dispositivos conectados mediante IBR depende de las condiciones de control de los IBR's.

# IEC 60909 – Factores de Seguridad

## Factor de Voltaje

Table 1 – Voltage factor  $c$

Nominal system voltage $U_n$	Voltage factor $c$ for the calculation of	
	maximum short-circuit currents $c_{max}^a$	minimum short-circuit currents $c_{min}$
Low voltage 100 V to 1 000 V (IEC 60038:2009, Table 1)	1,05 <sup>c</sup> 1,10 <sup>d</sup>	0,95 <sup>c</sup> 0,90 <sup>d</sup>
High voltage <sup>b</sup> >1 kV to 230 kV (IEC 60038:2009, Tables 3, 4)	1,10	1,00
High voltage <sup>b, e</sup> > 230 kV (IEC 60038:2009, Table 5)	1,10	1,00

<sup>a</sup>  $c_{max}U_n$  should not exceed the highest voltage  $U_m$  for equipment of power systems.  
<sup>b</sup> If no nominal system voltage is defined  $c_{max}U_n = U_m$  or  $c_{min}U_n = 0,90 \cdot U_m$  should be applied.  
<sup>c</sup> For low-voltage systems with a tolerance of  $\pm 6\%$ , for example systems renamed from 380 V to 400 V.  
<sup>d</sup> For low-voltage systems with a tolerance of  $\pm 10\%$ .  
<sup>e</sup> For nominal system voltages related to  $U_m > 420$  kV, the voltage factors  $c$  are not defined in this standard.

La norma recomienda utilizar la tabla para determinar el factor ( $C = 1.1$  para redes de Alto Voltaje).

La norma permite la utilización de un factor de seguridad diferente, para lo cual se requiere de una estandarización nacional mediante norma técnica.

# IEC 60909 – Factores de Seguridad

## Factor de Corrección de Impedancias

Transformadores de dos devanados

$$K_T = 0,95 \cdot \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 \cdot x_T}$$

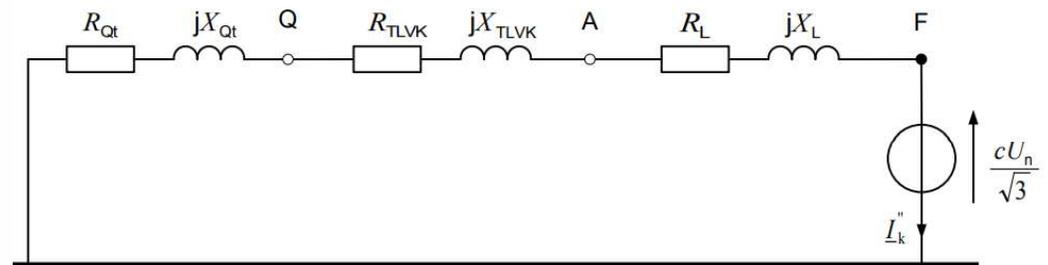
Transformadores de tres devanados

$$K_{TAB} = 0,95 \cdot \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 \cdot x_{TAB}}$$

Generadores Síncronos

$$K_G = \frac{U_n}{U_{rG}} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \cdot \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{rG}}}$$

Para el cálculo las corrientes máximas de corto circuito, la norma establece que las impedancias de los generadores (G), los transformadores de red (T) se multiplicará por los factores de corrección de impedancia  $K_G$  y  $K_T$ . Generalmente el efecto de los factores es disminuir la impedancia ( $<1$ ) y aumentan el nivel de C.C.



\*Otros factores están disponibles en la norma para diferentes condiciones de operación

# IEC 60909 – Método de calculo

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_1 \\ \vdots \\ \underline{U}_i \\ \vdots \\ \underline{U}_m \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{Z}_{11} & \dots & \underline{Z}_{1i} & \dots & \underline{Z}_{1m} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Z}_{i1} & \dots & \underline{Z}_{ii} & \dots & \underline{Z}_{im} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Z}_{m1} & \dots & \underline{Z}_{mi} & \dots & \underline{Z}_{mm} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 0 \\ \vdots \\ \underline{I}_{kIi} \\ \vdots \\ 0 \end{pmatrix}$$

1

Fuente de voltaje equivalente



$$\underline{I}_{ki}'' = \underline{I}_{kIi}'' + \underline{I}_{kIIi}'' = \frac{c \cdot U_n / \sqrt{3}}{\underline{Z}_{ii}} + \frac{1}{\underline{Z}_{ii}} \cdot \sum_j^m \underline{Z}_{ij} \cdot \underline{I}_{kUj}''$$

3

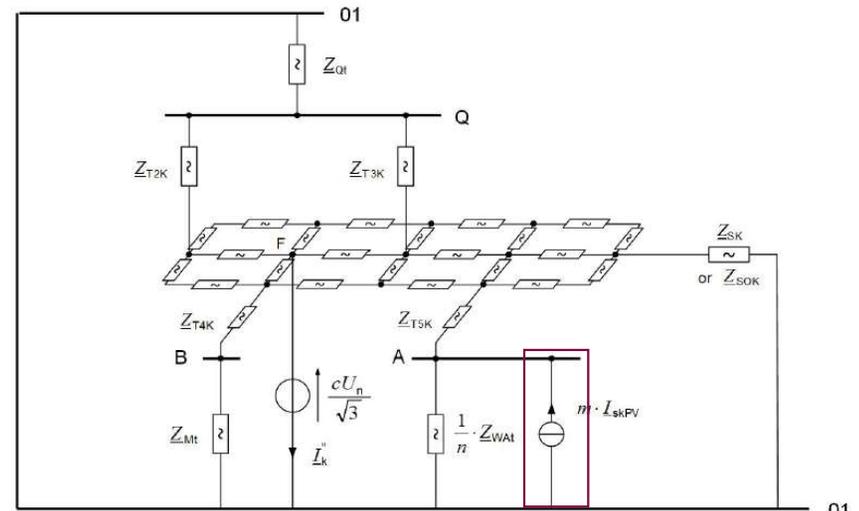
Superposición



Fuente de corriente constante

2

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_1 \\ \vdots \\ 0 \\ \vdots \\ \underline{U}_m \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{Z}_{11} & \dots & \underline{Z}_{1i} & \dots & \underline{Z}_{1m} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Z}_{i1} & \dots & \underline{Z}_{ii} & \dots & \underline{Z}_{im} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Z}_{m1} & \dots & \underline{Z}_{mi} & \dots & \underline{Z}_{mm} \end{pmatrix} \left[ \begin{pmatrix} 0 \\ \vdots \\ \underline{I}_{kIi}'' \\ \vdots \\ 0 \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} \underline{I}_{kU1} \\ \vdots \\ \underline{I}_{kUj} \\ \vdots \\ \underline{I}_{kUm} \end{pmatrix} \right]$$



- En las maquinas síncronas, la contribución a la impedancia propia define el aporte.
- En los IBG's, los aportes son proporcionales la relación  $\frac{Z_{ij}}{Z_{ii}}$  la cual siempre es menor que 1.

# Recomendaciones para la aplicación de la norma

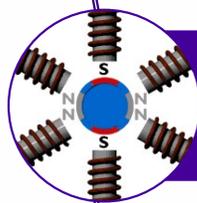
## Criterios de aplicación en Colombia

### Recomendación Norma

- Escoger la configuración del sistema y contribución de fuentes que permita maximizar la corriente de cortocircuito en el punto de falla.
- Aplicación de factores de corrección de voltaje o impedancias de acuerdo a la norma (en ausencia de normatividad específica)



Todos los proyectos de expansión del STR y STN activos (red enmallada).



Todos los generadores síncronos en línea



Todos los IBR en línea (modelados como “full size converter” o según información reportada)

Los criterios de aplicación en Colombia no difieren de los utilizados en otros sistemas alrededor del mundo.

# Ejemplos otros sistemas:

## Artículo 10

El cálculo de las corrientes de cortocircuitos deberá contemplar las siguientes condiciones para su aplicación:

- a) Factor de tensión (c): De acuerdo con los niveles de tensión de las instalaciones del SI que contempla este Anexo, se deberá considerar un factor de tensión  $c$  igual a 1,1. Esto corresponde a una tensión pre-falla igual a 1,1 veces la tensión nominal de la instalación directamente afectada;
- b) Topología de la red: Se deberá considerar la configuración del sistema que presente la mayor contribución de las centrales de generación al cortocircuito, esto significa, tener conectadas todas las unidades de generación, todas las líneas y transformadores en servicio, a fin de que se configure el mayor Enmallamiento del sistema;
- c) Sistema equivalente: En caso de usar redes equivalentes externas para representar el sistema o parte de este, se deberá utilizar la mínima impedancia de cortocircuito equivalente que corresponde a la máxima contribución de corriente al cortocircuito desde la red externa equivalente modelada; y
- d) Duración del cortocircuito: Se deberá considerar un tiempo de duración del cortocircuito, o tiempo de despeje de falla, de un segundo.

Referencia: NTSyCS, Anexo Cálculo de Nivel Máximo de Cortocircuito

# Relevancia de la norma IEC 61090

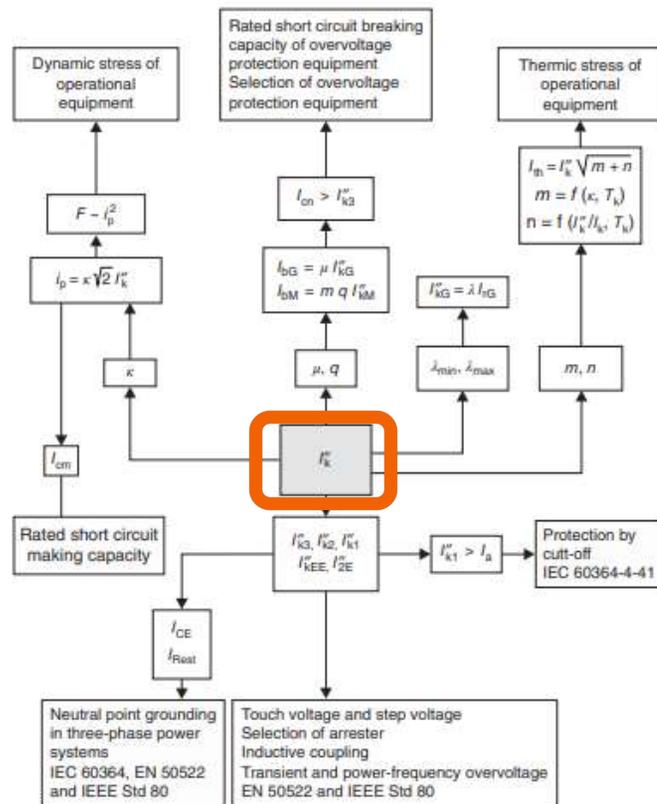


Figure 3.1 Range of applicability of short-circuit calculations [1, 2].

Table 3.1 Selection of short-circuit currents.

Design criteria	Physical effects	Short circuit	Limitation
Dynamic stress for components	Forces, $F$	Peak short-circuit current, $i_p$	Instantaneous value
Thermal stress for components and lines	Temperature increase	Steady-state short-circuit current	RMS value
Short-circuit breaking capacity for switching devices	Thermal equivalent short-circuit current, $I^{th}$	Breaking current, $I_b$	RMS value
Switching devices	Protective measures	Initial symmetrical short-circuit current	Single-phase short-circuit current, $I_{k1}''$
Protection setting		Steady-state short-circuit current, $I_k$	
Tripping of relays			

Ismail Kasikci, "Short Circuits in Power Systems, A Practical Guide to IEC 60909-0", Wiley - VCH

Valores elevados de cortocircuito inciden directamente en el dimensionamiento mecánico y térmico de líneas y subestaciones (transformadores, interruptores, puestas a de tierra, etc.), también tienen relación con el cálculo de las máximas tensiones de paso y de contacto en una subestación.

# Sensibilidad al método IEC60909 2016



## Escenario 2028 – Todos los proyectos de Transmisión en operación



### Resumen Plantas Síncronas

Área	Sub- Área	Suma de Potencia [MW]	Aporte potencial de CC [kA]*	Aporte nominal potencial [kA]*	Total Aporte potencial de CC [kA]*
Caribe	Atlántico	1555	19.03	6.422	40.262
	Bolívar	883	7.73		
	GCM	407	4.31		
	Córdoba-Sucre	952	6.20		
	Cerromatoso	453	2.99		
Nordeste	Norte de Santander	335	2.99	3.111	17.201
	Santander	1019	7.56		
	Boyacá-Casanare	755	6.52		
	Arauca	14	0.13		
Oriental	Bogotá	3479	25.95	4.586	26.333
	Meta	22	0.38		
	Caqueta	0	0.00		
Antioquia	Antioquia	8272	64.16	11.123	64.161
Sur-Occidente	CQR	767	6.00	5.084	30.195
	Huila-Tolima	760	5.36		
	Valle	1521	13.70		
	Cauca-Nariño	527	5.13		

20 GW

### Resumen IBR - Inversores

Área	Sub- Área	Suma de Potencia [MW]	Aporte potencial de CC [kA]*	Aporte nominal potencial [kA]*	Total Aporte potencial de CC [kA]*
Caribe	Atlántico	1259	1.77	11.531	13.84
	Bolívar	1066	1.50		
	GCM	4043	5.68		
	Córdoba-Sucre	3345	4.70		
	Cerromatoso	134	0.19		
Nordeste	Norte de Santander	458	0.64	2.442	2.93
	Santander	830	1.17		
	Boyacá-Casanare	758	1.07		
	Arauca	40	0.06		
Oriental	Bogotá	426	0.32	1.146	1.38
	Meta	629	0.88		
	Caqueta	126	0.18		
Antioquia	Antioquia	1272	1.79	1.490	1.79
Sur-Occidente	CQR	965	1.36	3.219	3.86
	Huila-Tolima	1113	1.56		
	Valle	404	0.57		
	Cauca-Nariño	262	0.37		

17 GW

\* La corriente nominal y el aporte potencial de CC no debe entenderse como una suma directa, se calcula como la proyección de la corriente nominal y el aporte en barras de conexión de cada equipo a un nodo de 500 kV ficticio conectado mediante un transformador ideal.

\* El aporte de CC de los IBR se asume igual a 1,2 veces la corriente nominal calculada sobre los MW de capacidad asignados.

# Configuración de IBR's en Power Factory

Abreviatura	Nombre	Observación
DVS	Dynamic Voltage Support	"This model is deprecated and will be removed in future versions" - Digsilent
SM	Equivalent Synchronous Machine	"This is just for legacy reasons and does not comply with the IEC standard, i.e. should not be used." - Digsilent

## Método IEC 61909

2016 1990/2001

No Short-Circuit Contribution  
 Static Converter-Fed Drive

Power station unit type: Full size converter

Externally modelled unit transformer  
Unit transformer: [dropdown]  
Hint: "Unit Transformer" flag belongs to the transformer setting

Initial symmetrical short-circuit current contribution

Three-phase faults, Ik\*3PF: 2.008175 kA  
Two-phase faults, Ik\*2PF: 2.008175 kA  
Single-phase faults, Ik\*1PF: 2.008175 kA

Steady-state short-circuit current contribution

Maximum current: 2.008175 kA  
Minimum current: 0 kA

Negative sequence

Short-circuit resistance, r2: 99999 p.u.  
Short-circuit reactance, x2: 99999 p.u.

**Full size converter**  
Doubly fed asynchronous generator  
Equivalent synchronous machine

## Método Completo

Short-Circuit Model: Full size converter

Externally modelled unit transformer  
Unit transformer: [dropdown]  
Hint: "Unit Transformer" flag belongs to the transformer setting

Fault Contribution: [dropdown]

K Factor: 2  
Max. Current: 1.2 p.u.

Negative sequence

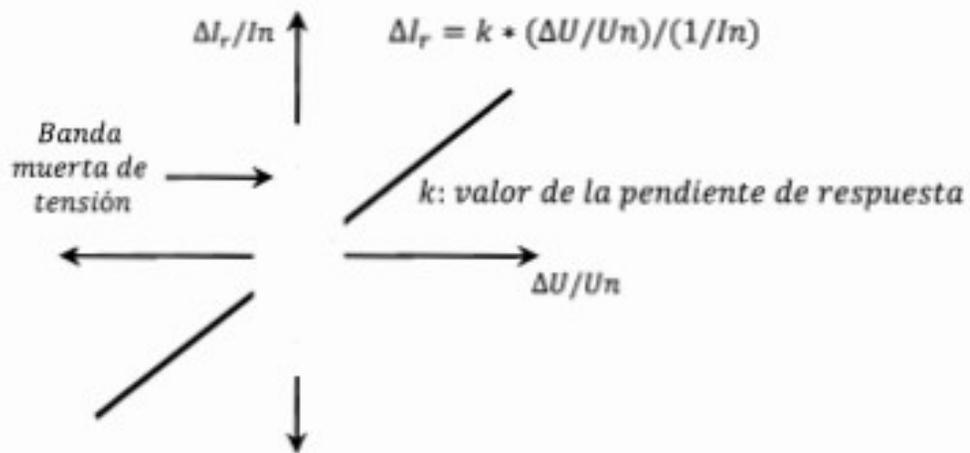
Short-circuit resistance, r2: 99999 p.u.  
Short-circuit reactance, x2: 99999 p.u.

**Equivalent synchronous machine**  
Dynamic voltage support  
Doubly fed asynchronous generator  
Full size converter

Factor k

Es importante tener en cuenta la configuración de los modelos a simular por cada una de las metodologías, así como su configuración y el efecto de cada uno de los parámetros

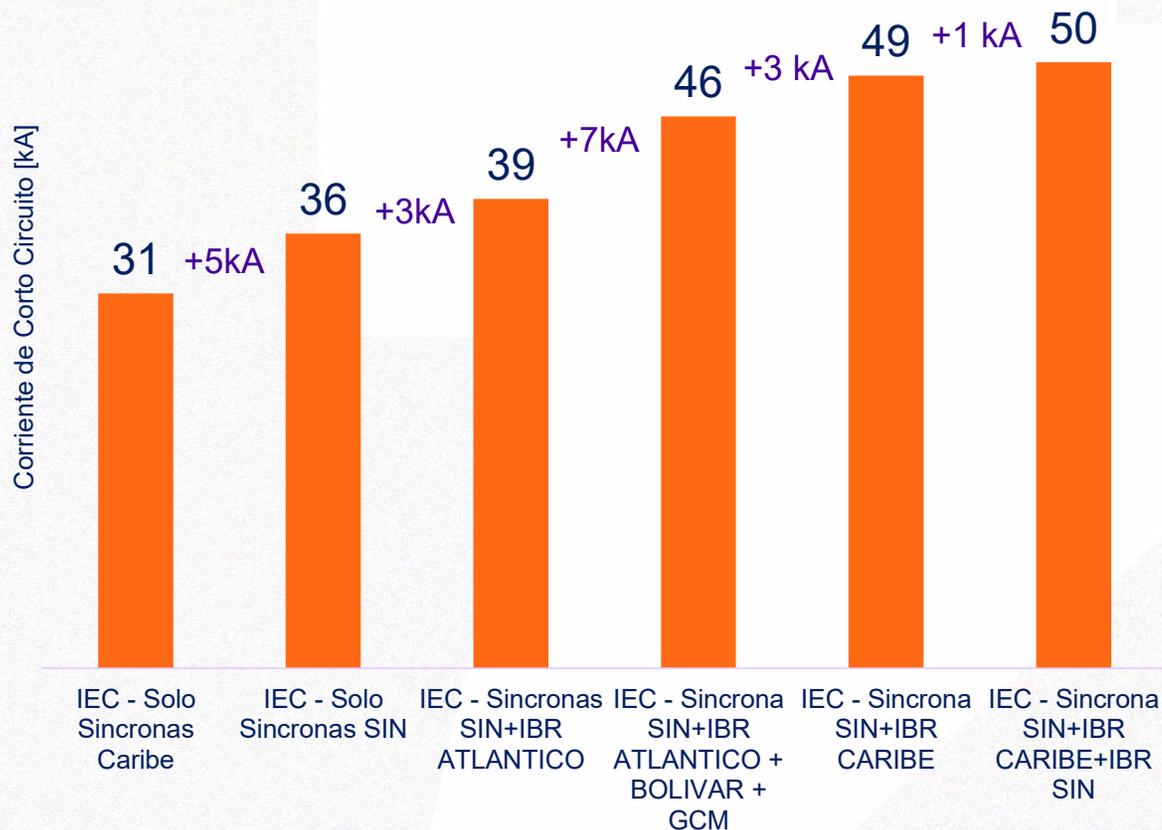
## Factor k:



- El CND determinará el valor de  $k$  a ser usado en el punto de conexión, después de realizar los estudios eléctricos con el modelo suministrado por cada planta de generación. Cada planta de generación solar fotovoltaica y eólica debe determinar el valor de  $k$  a utilizar en cada inversor para cumplir con el valor de  $k$  definido por el CND en el punto de conexión, para lo cual se debe tener en cuenta una  $k$  parametrizable entre 0 y 10 en cada inversor y el valor máximo declarado para el generador.

# SE Sabana 230 kV – Método IEC60909

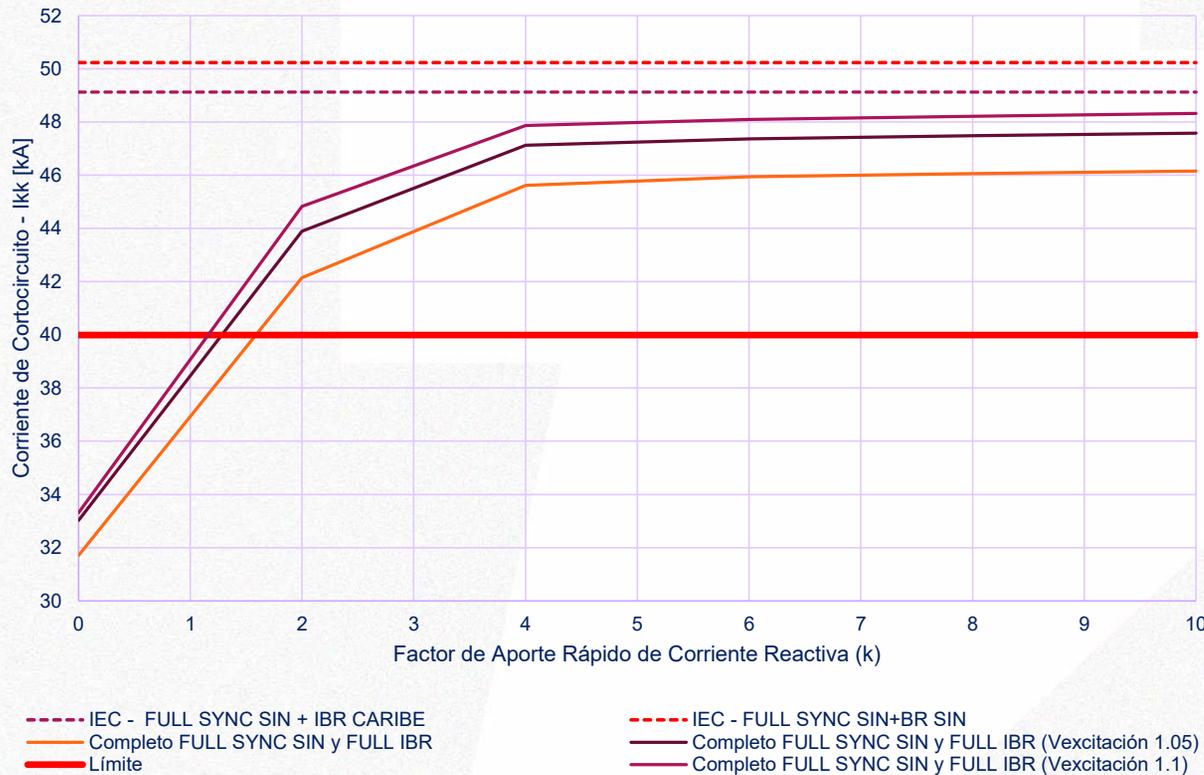
Sensibilidad frente a diferentes despechos de unidades síncronas e IBR's



- Las plantas síncronas “lejanas” del punto de falla, representan un aporte de 5 kA de CC (10%).
- Los aportes de los IBR “lejanos” del punto de falla, presentan un aporte de 1 kA de CC.
- El aporte combinado de las plantas síncronas y IBG's del interior no supera los 6 kA.
- Los IBR's en el área Caribe representa un aporte adicional de CC de 13 kA respecto al caso IEC - Solo Síncronas SIN.
- Las plantas síncronas representan más del 70% de los aportes de CC.

# SE Sabana 230 kV – Método IEC60909/Completo

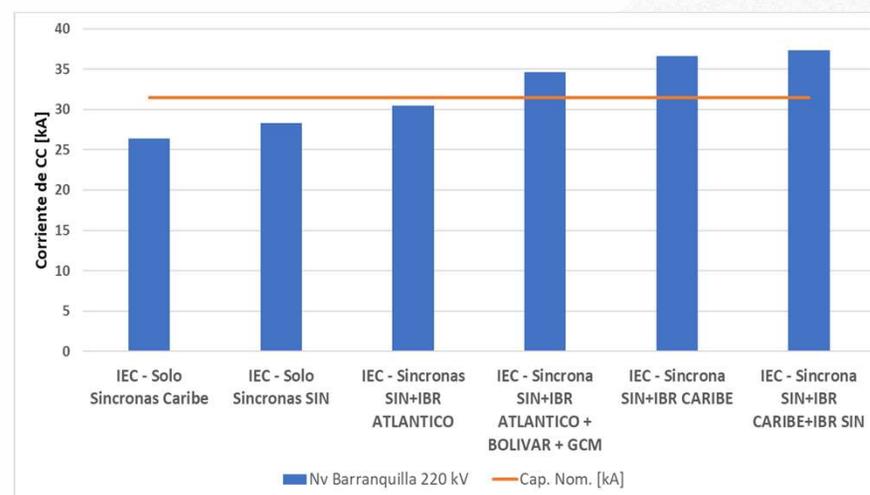
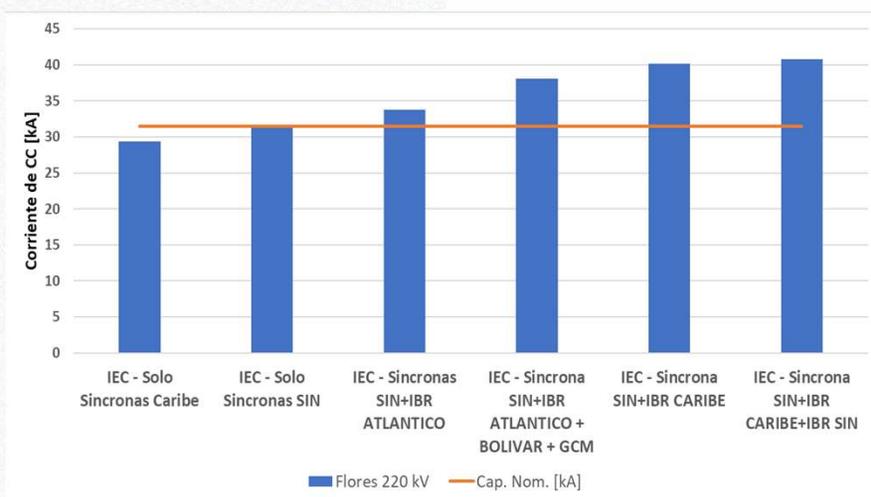
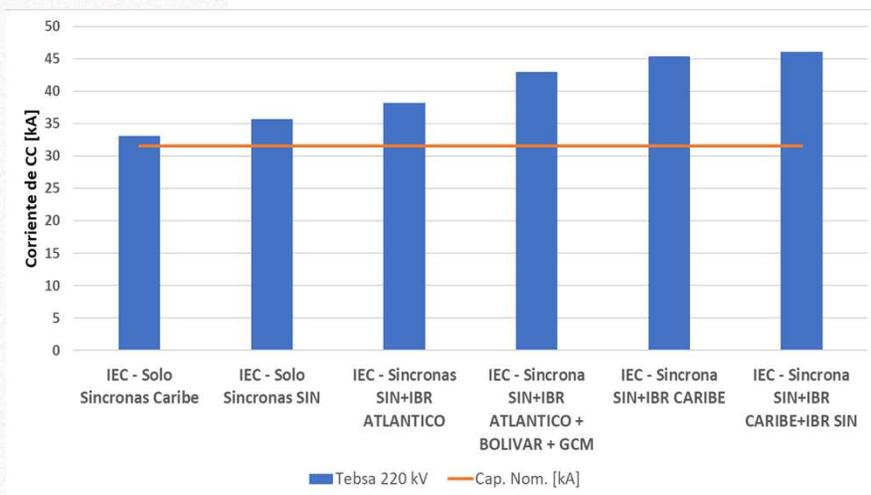
## Sensibilidad para caso de maximización de aportes de CC



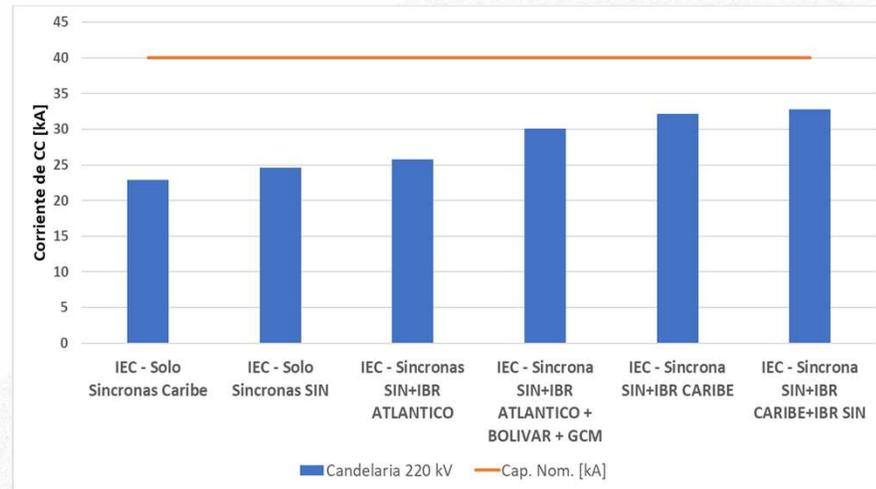
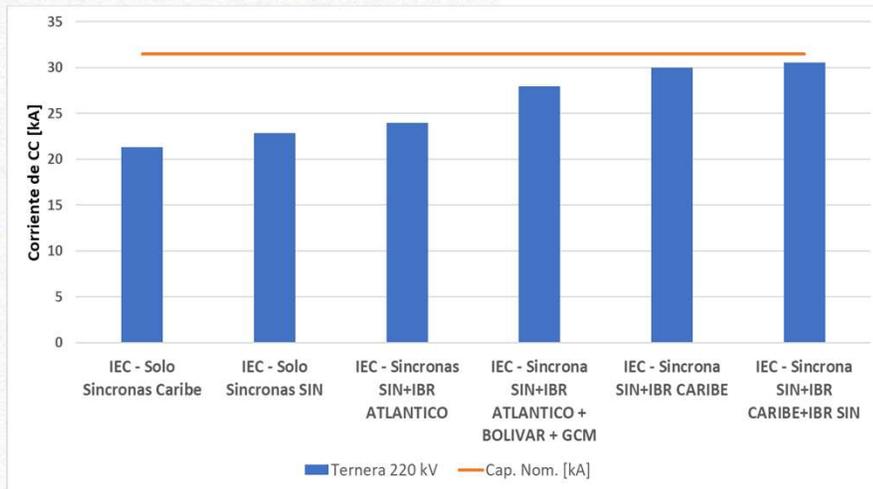
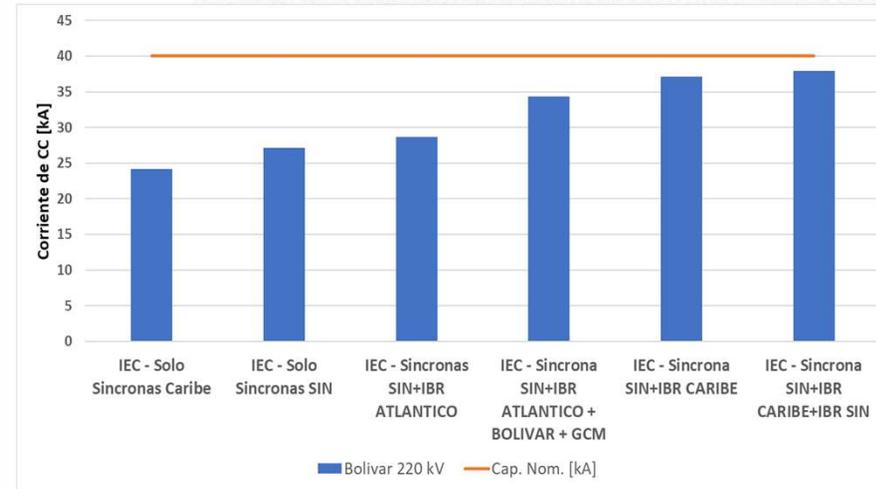
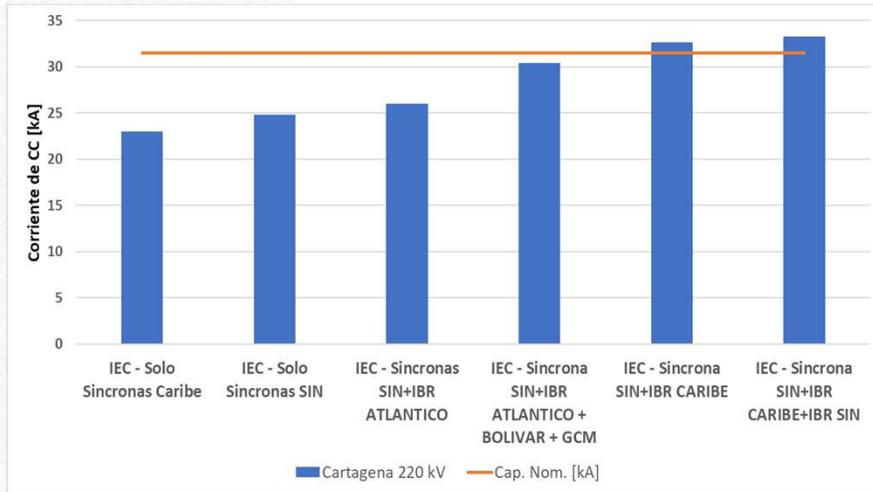
- El nivel de CC calculado mediante el método completo converge al calculado mediante el método IEC en la medida que se incrementa el valor de k y el voltaje de operación del sistema.
- En el punto de saturación, la diferencia puede ser de alrededor de 4 kA para el caso base, y disminuir a 2 kA en caso de incrementar el voltaje de operación del sistema.
- Aun en el caso Base del método completo, la incorporación de generación basada en inversores genera superación del nivel de Corto Circuito en la SE Sabana para valores de  $k > 1,5$ .

Escenario con todas las unidades síncronas y IBR encendidas, sensibilidad al voltaje de excitación de los generadores.

# Sensibilidad método IEC60909 – Otras SE

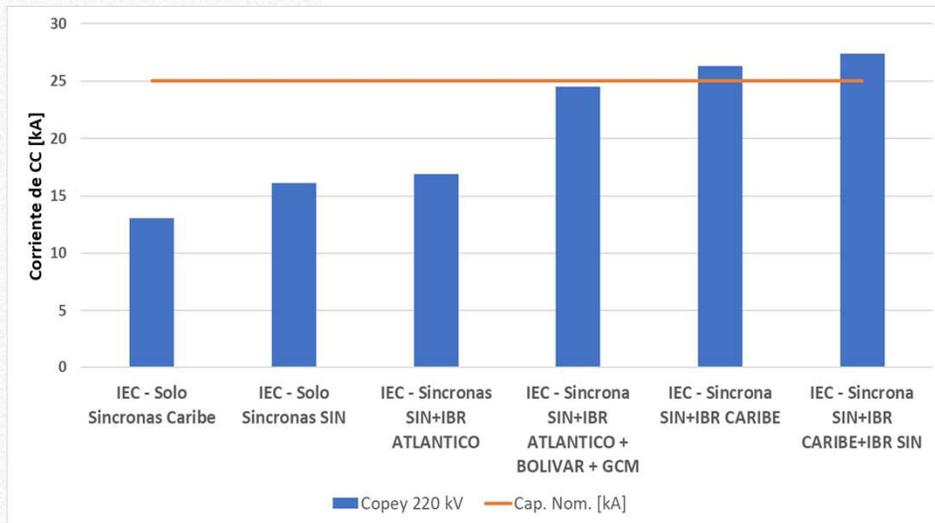


# Sensibilidad método IEC60909 – Otras SE

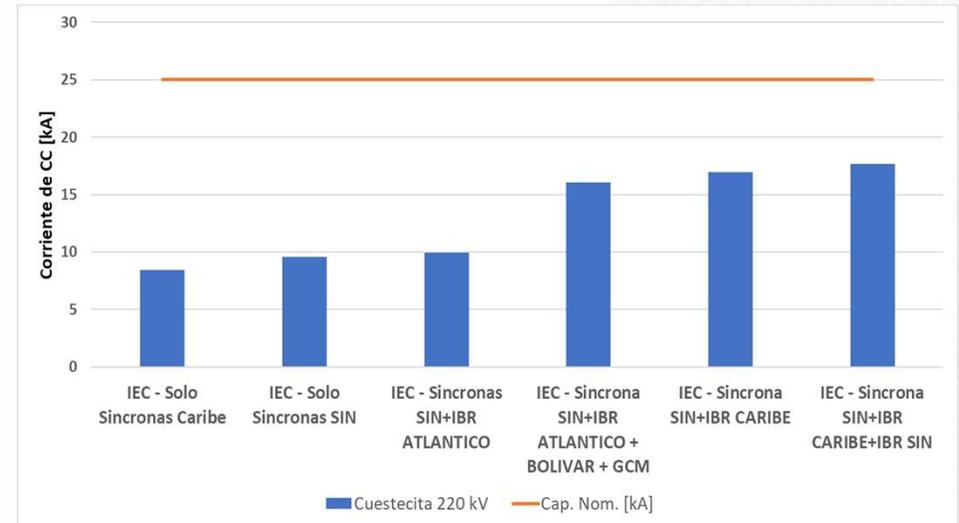


# Sensibilidad método IEC60909 – Otras SE

## Copey 220 kV



## Cuestecitas 220 KV



# Sub Estaciones del SIN que están cerca de superar el nivel de CC:



Subestación	Área	Cap. Nom. [kA]	Max. (%)
Guatapé 220 kV	Antioquia	31.5	104.73
Tebsa 220 kV	Caribe	31.5	144.86
Sabanalarga 220 kV	Caribe	40	136.33
Flores 220 kV	Caribe	31.5	118.35
Cartagena 220 kV	Caribe	31.5	118.35
Copey 220 kV	Caribe	25	113.36
Bolívar 220 kV	Caribe	40	113.13
Nv Barranquilla 220 kV	Caribe	31.5	108.29
Tenera 220 kV	Caribe	31.5	107.17
Candelaria 220 kV	Caribe	40	93.15
Cuestecita 220 kV	Caribe	25	90.24
Mesa 220 kV	Oriental	26.2	117.06
Torca 220 kV	Oriental	26.2	105.31
Guavio Gen 220 kV	Oriental	40	97.88
Guavio 220 kV	Oriental	40	97.75
Chivor 220 kV	Oriental	40	90.72
Juanchito 220 kV	Suroccidente	25	128.88

Subestación	Área	Cap. Nom. [kA]	Max (%)
San Diego 110 kV	Antioquia	31.5	95.52
Central 110 kV	Antioquia	31.5	93.11
Guayabal 110 kV	Antioquia	40	92.4
Termoflores 110 kV	Caribe	31.5	134.6
Cerromatoso 110 kV	Caribe	25	133.96
Las Flores 110 kV	Caribe	31.5	131.49
Caracoli 110 kV	Caribe	40	125.7
El Río 110 kV	Caribe	31.5	122.13
Oasis 110 kV	Caribe	31.5	119.59
Chinu 110 kV	Caribe	31.5	119.24
Silencio 110 kV	Caribe	31.5	112.25
Tebsa 110 kV	Caribe	40	104.78
Centro 110 kV	Caribe	31.5	104.7
Copey 110 kV	Caribe	12.5	96.64
Paipa 115 kV	Nordeste	20	141.35
S Antonio (Boyaca) 115 kV	Nordeste	15	110.27
Sochagota 115 kV	Nordeste	20	103.15
San Antonio (Boyaca) 115 kV	Nordeste	15	86.13
Veraguas 115 kV	Oriental	31.5	113.84
Salitre 115 kV	Oriental	31.5	113.78

Subestación	Área	Cap. Nom. [kA]	Max (%)
Circo 115 kV	Oriental	31.5	113.37
Tunal 115 kV	Oriental	31.5	113.08
Techo 115 kV	Oriental	31.5	102.67
Torca 115 kV	Oriental	40	100.82
Balsillas 115 kV	Oriental	31.5	95.21
Noroeste 115 kV	Oriental	31.5	94.76
Mosquera 115 kV	Oriental	24	92.17
Sn Carlos EEB 115 kV	Oriental	31.5	90.57
Sn Jose del Guaviare 115 kV	Oriental	0.6	87.71
Juanchito 115 kV	Suroccidente	26.2	130.88
Termoyumbo 115 kV	Suroccidente	40	103.87
San Luis 115 kV	Suroccidente	31.5	97.27
Melendez 115 kV	Suroccidente	25	96.52
Termovalle 115 kV	Suroccidente	31.5	94.57
Palmaseca 115 kV	Suroccidente	31.5	94.25
Esmeralda CQR 115 kV	Suroccidente	31.5	94.19
San Marcos 115 kV	Suroccidente	31.5	93.87
Guachal 115 kV	Suroccidente	31.5	93.49

# Conclusiones y Recomendaciones

- El método IEC 60909 2016 para máxima corriente, es usado para determinar la capacidad de los equipos eléctricos y se basa en supuestos que hacen que **el método sea conservador frente a los riesgos que busca cubrir, pero no por eso inexacto.**
- Las condiciones bajo las cuales se aplica el método en Colombia obedecen a las recomendaciones de la norma IEC 60909 de buscan el escenario que maximicen el aporte de corriente al cortocircuito. Teniendo en cuenta lo anterior, **ha sido una práctica para la planeación de la expansión la utilización de escenarios con todo el parque de generación en línea.**
- **Los niveles de Corto calculados mediante el método IEC son poco sensibles a los aportes de corriente de equipos que se encuentran lejanos al punto de corto circuito.** Por tanto, el supuesto de todos los recursos en línea no parece inducir condiciones de corto por fuera de valores tolerables frente a las posibles incertidumbres que afronta la planeación de la expansión en el largo plazo.
- **En todo sistema de potencia las corrientes de CC tienden a incrementarse de forma natural por efectos del crecimiento de la carga, la red de transmisión y la generación;** así mismo, existe una alta incertidumbre en las variables que inciden en la definición del nivel de CC de una sub estación. Por lo anterior y teniendo en cuenta los resultados presentados, **el CND considera que la metodología y criterios para el análisis de máximo niveles de CC utilizando la norma IEC 6090 son los adecuados para la definición de la expansión del sistema.**

# Conclusiones y Recomendaciones

- Se recomienda definir posibles acciones tendientes a aumentar los niveles de soportabilidad ante corto circuito en SE que presentan agotamiento:
  - Identificar los elementos que generan limitaciones en la capacidad de cortocircuito en las subestaciones.
  - Identificar y evaluar la viabilidad de definir proyectos para aumentar la capacidad de corto de los equipos que limitan la capacidad de corto circuito.
- Evaluar la posibilidad de reducir el acoplamiento del sistema:
  - Evaluar la posibilidad de división/fraccionamiento de sub estaciones con niveles de CC elevados, lo anterior, sin degradar las condiciones de confiabilidad del sistema (pueden ir acompañados de obras adicionales).
  - Evaluar la instalación de reactores serie o equipos FACTS (SCCL – Short Circuit Current Limiter).
- Tener presente en la asignación de puntos de conexión y la definición de nueva infraestructura de transporte los niveles de CC calculados mediante la norma IEC60909.

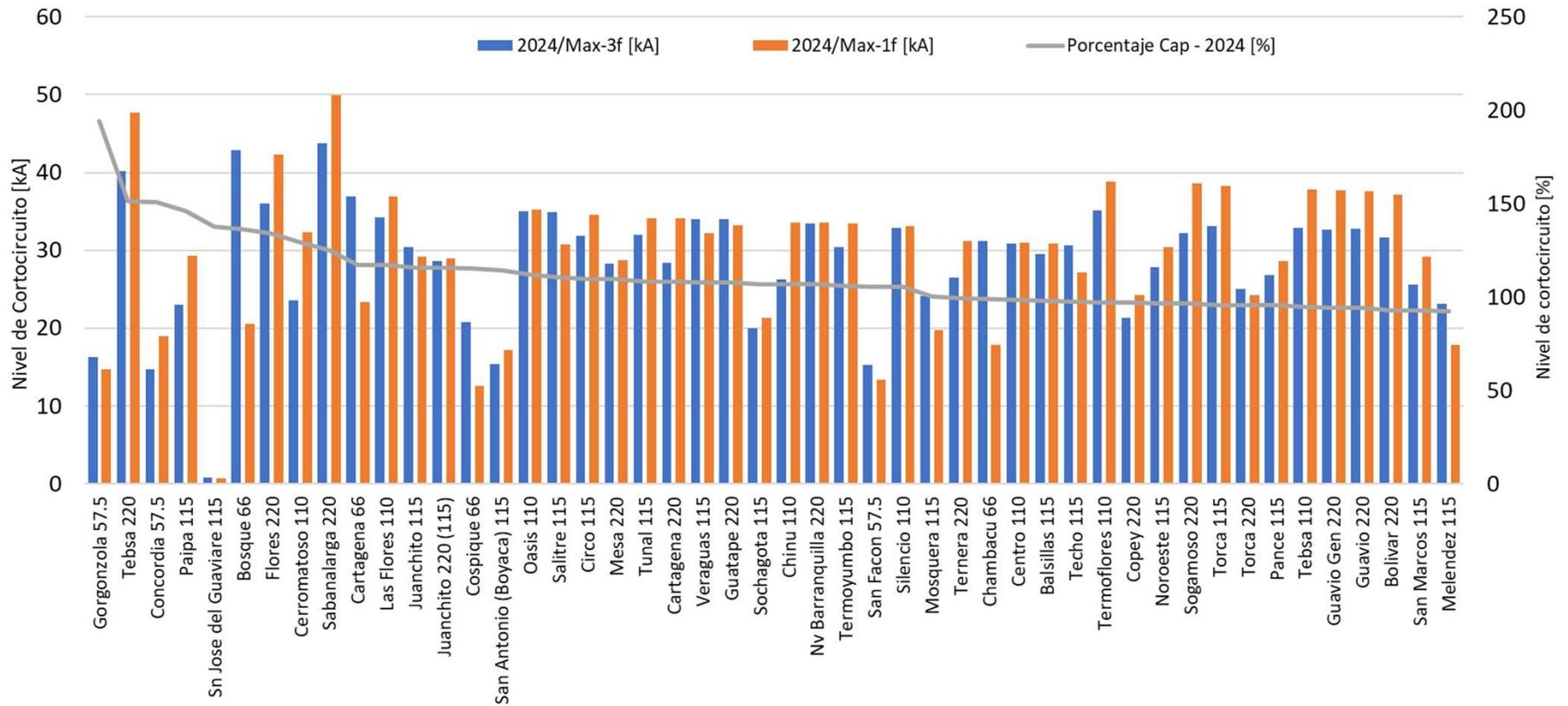


-  XMSAESP
-  XM\_SA\_ESP
-  XM Filial de ISA
-  XM SA ESP

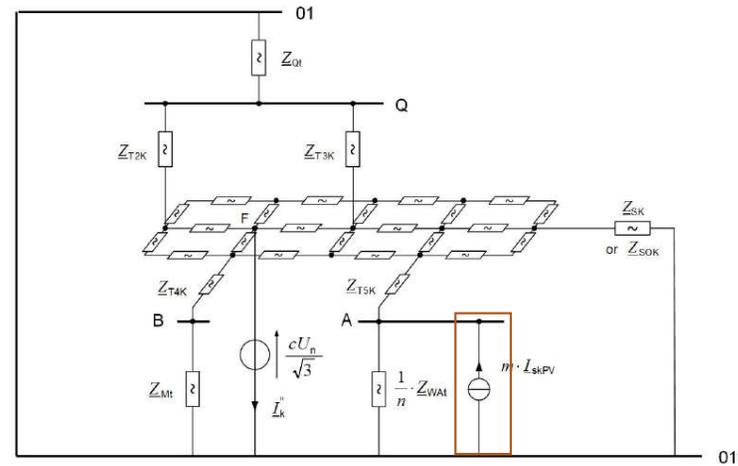
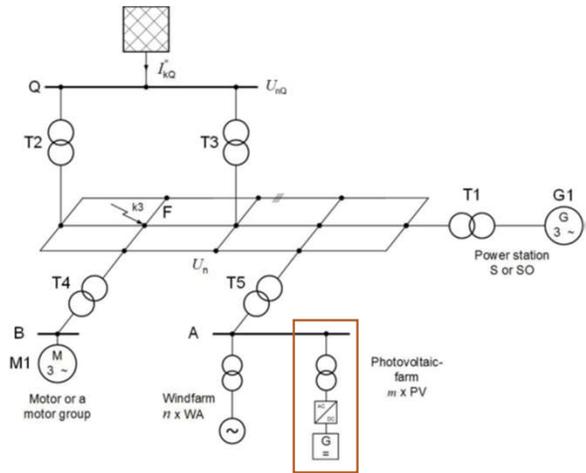
# Nivel de cortocircuito en subestaciones del SIN (IPOEMP-II 2023)



- Red completa y todos los recursos de generación en servicio.
- Red a agosto de 2024, teniendo en cuenta el panorama de entrada de proyectos mencionados en los supuestos y consideraciones de cada área operativa.
- Se utiliza el método de análisis IEC 60909 de 2016, calculando las máximas corrientes de cortocircuito al realizar fallas monofásicas y trifásicas francas.
- Se cuenta con información de capacidad de cortocircuito de 442 subestaciones.



# IEC 60909 2016



ICC Trifásica

$$I_k'' = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_k} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_k^2 + X_k^2}}$$

ICC Trifásica con aporte de FSC

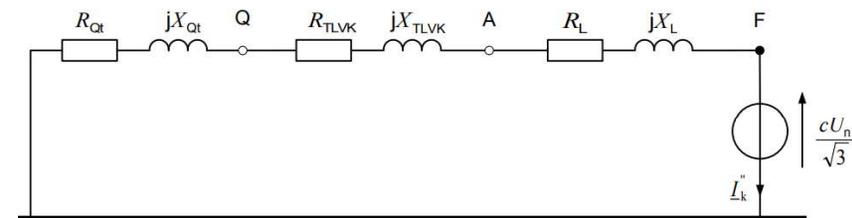
$$I_{kmax}'' = \frac{1}{Z_k} \frac{c_{max} \cdot U_n}{\sqrt{3}} + \frac{1}{Z_k} \sum_{j=1}^n Z_{ij} \cdot I_{skPFj} = I_{kmaxPFO}'' + I_{kPF}''$$

# IEC 60909 2016



En general, los dos tipos de corriente de cortocircuito que se calculan son:

- I. La corriente máxima de cortocircuito, la cual se usa para determinar la capacidad de los equipos eléctricos.
- II. La corriente mínima, la cual puede ser la base para la selección y/o ajuste de equipos de protección eléctrica y ma medición de fortaleza de red.



## Condition Maximun SCC IEC 60909

- Factor de voltaje C de acuerdo con la tabla 1 recomendada o norma técnica nacional.
- Escoger la configuración del sistema y máxima contribución de fuentes que permita maximizar la corriente de cortocircuito en el punto de falla.
- Corrección de impedancia de secuencia positiva, negativa y cero en transformadores, líneas y generadores convencionales.

## Condiciones Aplicadas por el CND

- Método IEC 60909 2016 (Máxima corriente de cortocircuito) y factores de acuerdo a estándar.
- Todos los proyectos de expansión del STR y STN activos.
- Todos los generadores síncronos en línea
- Todos los IBR en línea (modelados como “full size converter” y con aporte de 1.2 p.u. de la corriente nominal calculada con base en la CEN.