

AC3E
Advanced Center for Electrical
and Electronic Engineering

DOMO
LEGAL

energie

“Estudio de análisis de la NTSyCS y sus respectivos Anexos Técnicos, considerando los nuevos estándares y requisitos, en las instalaciones de transmisión, generación, sistemas de almacenamiento de energía y clientes, contemplando la transición energética del SEN”.

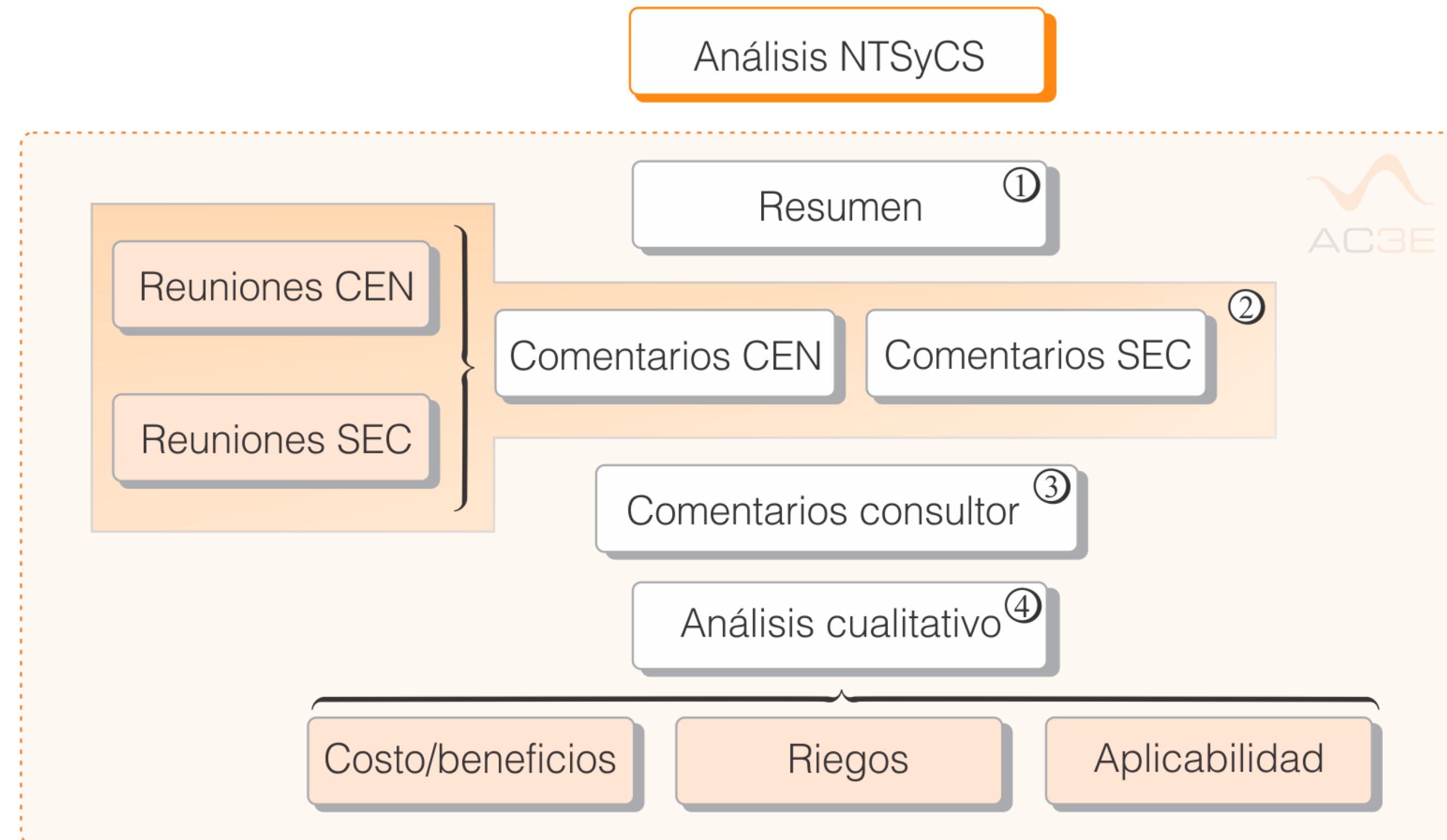
19 de diciembre de 2024

Objetivo general:

Establecer los conceptos básicos y las exigencias generales necesarias para garantizar la seguridad y calidad de servicio en los sistemas eléctricos interconectados de Chile, definiendo el alcance y los objetivos de la norma para su aplicación en el sector eléctrico.

Metodología Evaluación NTSyCS

- Benchmark Internacional
- Resumen por capítulos y Anexos Técnicos.
- Inclusión de comentarios del CEN y SEC.
- Inclusión de propuestas del equipo consultor.
- Análisis cualitativo de costos, beneficios y riesgos de las propuestas.
- Propuesta de modificación de la NT y sus Anexos Técnicos.



Diagnóstico

Desafíos sistema eléctrico nacional

Centrales convencionales en
retiro

Niveles de suficiencia, inercia y
cortocircuito

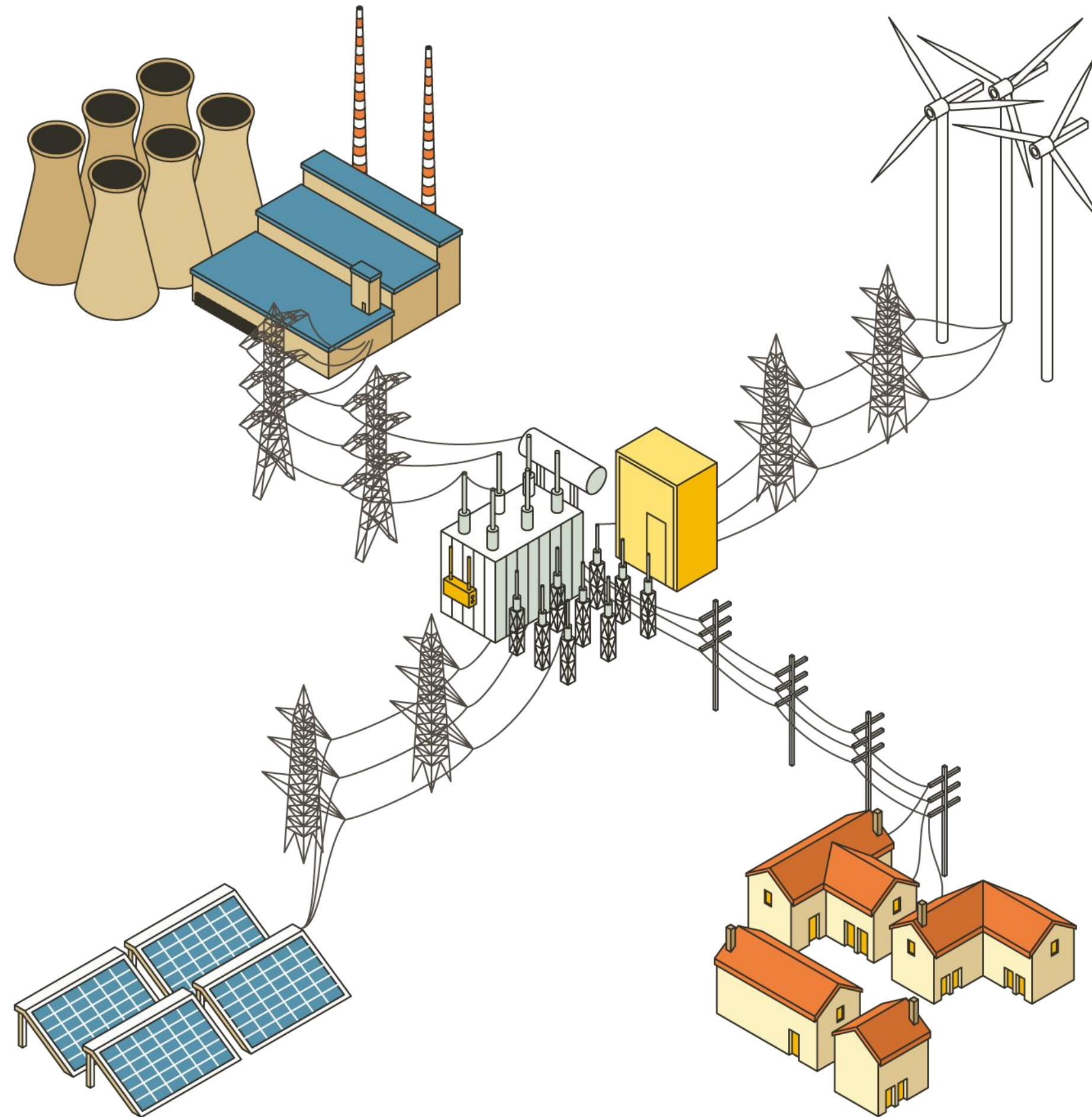
Exigencias sobre los parámetros
técnicos

Rampas y flexibilidad

Exigencias a parque ERV actual

Nuevas exigencias para
convertidores Grid Forming

Exigencias para sistemas de
almacenamiento



Control de congestiones a nivel de
transmisión

Criterio N-1

Estabilidad del sistema eléctrico

¿Cómo se mide la inercia?

Coordinación transmisión –
distribución

Intercambio de información entre
el Coordinador y los sistemas de
distribución

Participación de clientes en el
mercado eléctrico

Coordinación con mayor granularidad y control
Herramientas de simulación

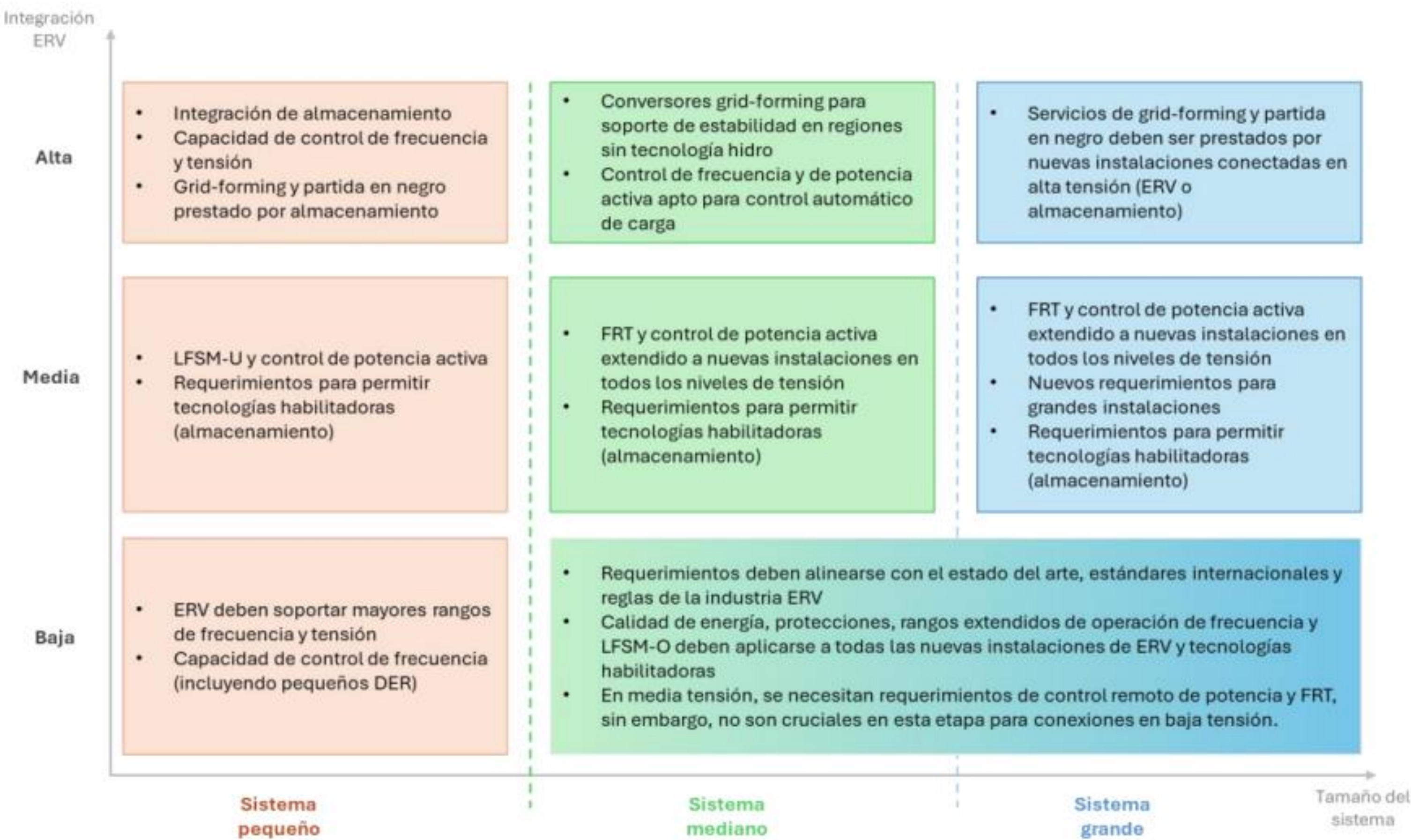
Desafíos en sistemas con alta integración ERV

Análisis de la normativa actual

Los requisitos deben basarse en el estado del arte de la industria de las ERV, tal como se identifica a partir de las últimas normas y reglas en los países que ya han logrado una integración significativa de ERV.

La revisión internacional contempló la evaluación de las siguientes guías:

- IRENA - Grid Codes for renewables powered systems
- IEEE 1547: IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces
- IEEE Std 2030 Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications and Loads.
- IEEE 2800-2022 Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems



Orientación para la formulación del código de red en función del tamaño de la red y el nivel de integración de las energías renovables [Fuente: IRENA - Grid Codes for renewables powered systems].

Benchmark Internacional

Análisis de los mercados seleccionados

Aspecto	Gran Bretaña	España	California	Australia
Operador del Mercado	NESO	REE	CAISO	AEMO
Mercado Day-Ahead	Sí	Sí	Sí	Sí
Tipo de Despacho	Auto despacho	Auto despacho	Despacho centralizado	Despacho centralizado
Mercado Intradiario	Sí	Sí (6 bloques diarios)	No	No
Mercado en Tiempo Real	Sí (Balancing Mechanism)	Sí (Mercado de Balance)	Sí (RTM cada 5 min)	Sí (cada 5 min)
Mercado de Capacidad	Sí (Capacity Market)	Sí	No (Adecuación de Recursos - RA)	No
Servicios Complementarios	Sí (Frecuencia, reserva, etc.)	Sí, (Frecuencia, reserva, etc.)	Sí (Frecuencia, reserva, etc.)	Sí (FCAS, SRAS, NCAS)
Integración de Renovables	Sí, alto foco	Sí, coordinación con REE	Sí, con adecuación de recursos	Sí, penetración significativa
Regulación y Supervisión	Ofgem y NESO	CNMC y REE	CPUC, WECC y CAISO	AEMO

Benchmark Internacional

Principales consideraciones



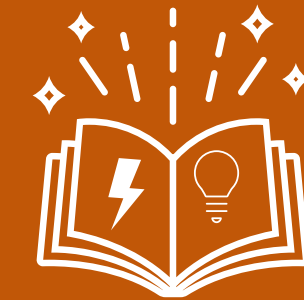
Aspecto	Gran Bretaña	España	California	Australia
Requerimientos de Fortaleza	Reporte de estrategia operacional	Estudio de métricas Europeo	NERC estructura el análisis de fortaleza	Estudio de Fortaleza de la red
Métricas de inercia	Sí, incorporación de monitores de inercia	Estudio común a nivel europeo para identificar requerimientos mínimos de inercia	No ha publicado análisis a la fecha	Definición de métricas y sub-áreas de inercia
Gestión de congestión	Incorporación de sistemas de gestión de congestión. Operación N-doble circuito	Operación N-doble circuito	Incorporación de automatismos. DLR.	Incorporación de automatismos
Sistemas de Despacho	OBP (mecanismo de balance)	Mecanismo de Balance (Manual)	ADS	SCADA/EMS
Requerimientos GFM	No obligatorio. Incorporados requerimientos al Grid Code.	No obligatorio. Requerimientos ENTSO-E.	Recomendación NERC. BESS deben tener la capacidad de ser GFM.	No obligatorio. Guía de recomendación y pruebas de validación.
Modelación EMT	PSCAD/EMTDC	PSCAD	PSCAD	PSCAD/EMTP
Integración recursos distribuidos	Pequeñas unidades incorporadas al BM. Problemas operacionales detectados.	Generación distribuida responde como demanda embebida.	Definición de fronteras transmisión – distribución	Alta integración recursos distribuidos.
Sistemas BESS	Problemas con despacho y SOC.	Problemas con despacho y SOC.	Requerimientos de SOC.	Requerimientos de SOC.
Plantas IBR	Prestan SSCC. Incorporación de GFM.	Prestan SSCC. En proceso Incorporación de GFM.	Prestan SSCC. Incorporación de GFM.	Prestan SSCC. Incorporación de GFM.
Procesos de Planificación	Incorporación de planificación espacial, vectores energéticos y suficiencia.	Análisis de suficiencia y flexibilidad	Análisis de flexibilidad y resiliencia	Métricas de suficiencia (ST, PASA, MT PASA)

Implementación de propuestas

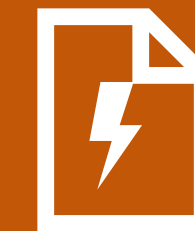
Modificaciones normativas

1. Nuevas definiciones
2. Requisitos para Sistemas de Almacenamiento
3. Requisitos para IBRs
4. Sistema Automático de Despacho
5. Frontera Transmisión-Distribución
6. Automatismos por control de transferencias
7. DLR (Sistema de Monitoreo de Líneas)
8. Sandbox operacional
9. Estudio de Fortaleza de la Red
10. Estudio de Evaluación de Suficiencia
11. Modificaciones al EAF y al ERST
12. Modelos EMT
13. Arquitectura de la Red
14. Monitor de en línea de inercia

Norma Técnica



Anexos Técnicos



Implementación de propuestas

Modificaciones normativas

CAPÍTULO 1: TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES



Definiciones

- Se agregan definiciones asociadas a pilotaje de nuevas tecnologías como: Robustez, Fortaleza de la red, Condensador síncrono, Volante de Inercia, FACTS, SPS, Interfaz Transmisión-Distribución, Grid Boosters, Servicio Complementario de rampa, Droop Control, Severidad del parpadeo, Planificación de la operación, Planificación del desarrollo, Sandbox operacional, **Sistema de Generación – Consumo**, Costo de falla de larga y corta duración, entre otras.



Sistemas de Almacenamiento

- ART. 1-1:** Se incluyen los sistemas de almacenamiento de energía, puesto que no están definidos en las categorías anteriores.



Abreviaturas

- Se agregan abreviaturas como: ADS, AIS, GIS, GFM, GFL, BESS, FACT, SPS, ENS, TDF, COR, IBR, RoCoF, STATCOM, DLR.



Calendario anual

- ART. 1-9:** Se deja la posibilidad de que la Superintendencia y la Comisión puedan emitir observaciones al calendario informado anualmente por el Coordinador, en el caso de que se observen elementos que pongan en riesgo la seguridad del sistema.



Informe Anual

- Establecer que en el Informe Anual exista un resumen que sintetice los niveles de cumplimiento para los Coordinados y priorice los incumplimientos en categorías.
- Se propone incorporar dentro de los aspectos a informar el estado de la ejecución de las auditorías internas de los coordinados.



Estudios del Coordinador

- Se incorporan el Estudio de Fortaleza de la Red, la Evaluación de Suficiencia, la Definición de la Frontera Transmisión-Distribución, la Definición de los aspectos técnicos del ADS y la Definición y diseño de la arquitectura de la red.

Implementación de propuestas

Modificaciones normativas

1. Nuevas definiciones

2. Requisitos para Sistemas de Almacenamiento

3. Requisitos para IBRs

4. Sistema Automático de Despacho

5. Frontera Transmisión-Distribución

6. Automatismos por control de transferencias

7. DLR (Sistema de Monitoreo de Líneas)

8. Sandbox operacional

9. Estudio de Fortaleza de la Red

10. Estudio de Evaluación de Suficiencia

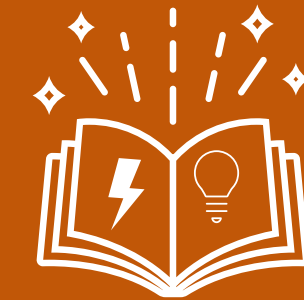
11. Modificaciones al EAF y al ERST

12. Modelos EMT

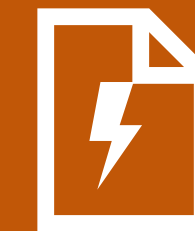
13. Arquitectura de la Red

14. Monitor de en línea de inercia

**Norma
Técnica**

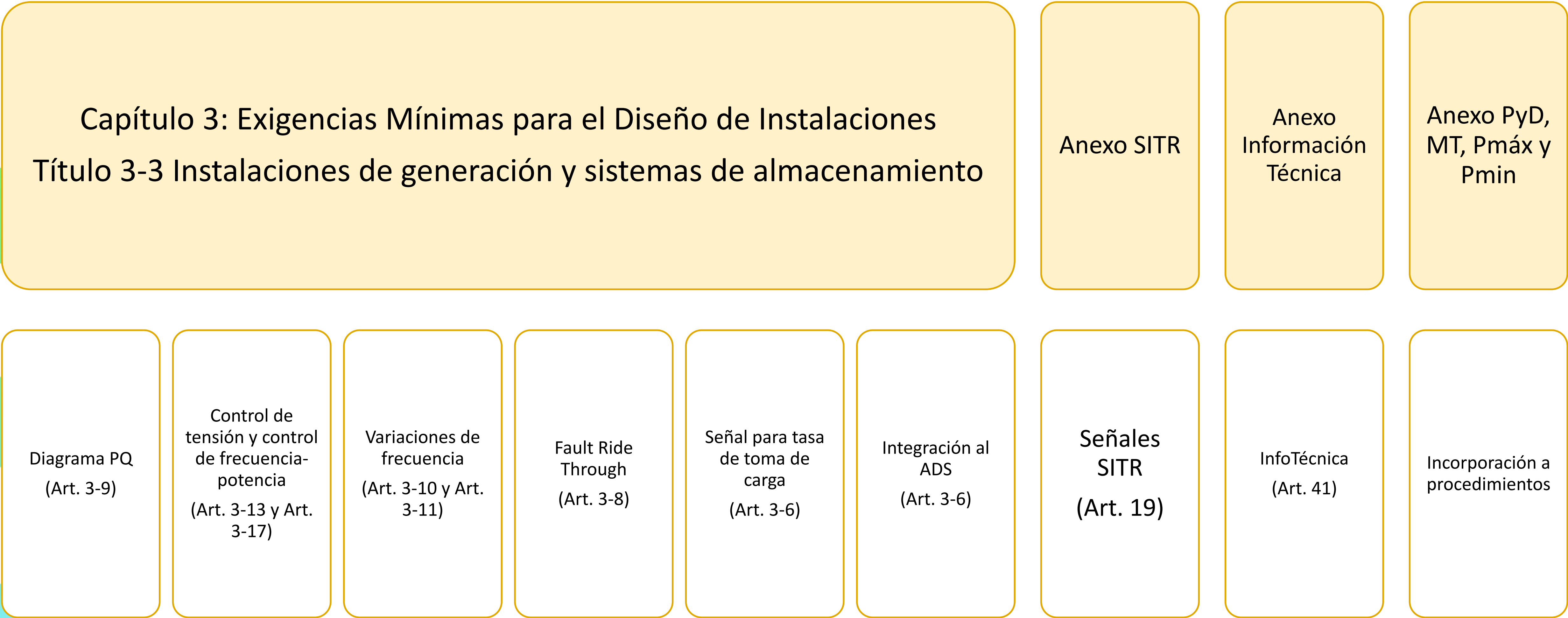


**Anexos
Técnicos**



Requisitos Sistemas de Almacenamiento

Los requisitos normativos para los Sistemas de Almacenamiento fueron integrados en las siguientes secciones de la NT:



Implementación de propuestas

Modificaciones normativas

1. Nuevas definiciones

2. Requisitos para Sistemas de Almacenamiento

3. Requisitos para IBRs

4. Sistema Automático de Despacho

5. Frontera Transmisión-Distribución

6. Automatismos para control de transferencias

7. DLR (Sistema de Monitoreo de Líneas)

8. Sandbox operacional

9. Estudio de Fortaleza de la Red

10. Estudio de Evaluación de Suficiencia

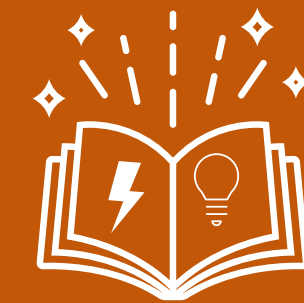
11. Modificaciones al EAF y al ERST

12. Modelos EMT

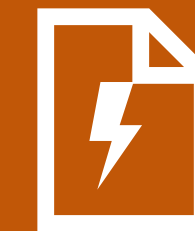
13. Arquitectura de la Red

14. Monitor de en línea de inercia

**Norma
Técnica**



**Anexos
Técnicos**



Los requisitos normativos para las tecnologías IBR fueron integrados en las siguientes secciones de la NT:

Capítulo 3: Exigencias Mínimas para el Diseño de Instalaciones

Título 3-3 Instalaciones de generación y sistemas de almacenamiento

Estandarización a
“Tecnologías IBR”

Diagrama PQ
(Art. 3-9)

Fault Ride
Through
(Art. 3-8)

Señal para tasa
de toma de carga
(Art. 3-6)

Integración al
ADS
(Art. 3-6)

Para el caso de **centrales fotovoltaicas o eólicas con capacidad de almacenamiento**, las exigencias dispuestas en los literales anteriores deberán ser cumplidas **por separado** tanto para la componente solar o eólica como para la componente de almacenamiento de la central, **en el punto de conexión al ST**.

Benchmark Requerimientos GFM

Para la propuesta de requerimientos GFM se analizaron las normativas y recomendaciones de: NESO, AEMO, UNIFI, FINGRID, MISO, ENTSO-E.



Fuente: ESIG ([GFM Landscape - Specifications and Interconnection Requirements – ESIG](#))

Definición GFM

Convertidores de formación de red (GFM): Los convertidores GFM son responsables de establecer y controlar el voltaje y la frecuencia de la red, y funcionan como fuentes de voltaje, en su esencia intentan replicar el comportamiento de un generador sincrónico. Estos convertidores desempeñan un papel fundamental tanto conectados a la red como en los casos de operación aislada, ya que contribuyen a la estabilidad de la red imitando la inercia que tradicionalmente proporcionan los generadores sincrónicos. Los convertidores GFM están diseñados para funcionar de forma independiente y son capaces de mantener la estabilidad de la red incluso cuando no hay otras fuentes de voltaje presentes.

Esta definición significa que el GFM responderá casi de inmediato a los cambios en el sistema externo e intentará mantener el control del IBR durante condiciones de red difíciles para mantener la estabilidad de la red. En el GFM IBR, el fasor de voltaje se controla para mantener el sincronismo con otros dispositivos en la red mientras se regula la potencia activa y reactiva de manera adecuada para respaldar la red.

Los requerimientos asociados a las plantas GFM, pueden aplicar no tan solo a los recursos IBR sino que a múltiples tecnologías, tales como:

- Condensadores síncronos con y sin volante de inercia
- Generadores síncrónicos
- Convertidores GFM basados en sistemas de almacenamiento
- STATCOM GFM con componente de almacenamiento
- Cargas inteligentes como los vehículos eléctricos

Características principales GFM

Las características clave de los GFM incluyen:

- **Control de voltaje y frecuencia:** los convertidores GFM regulan el voltaje y la frecuencia de la red de forma autónoma, lo que les permite formar una red eléctrica estable incluso en ausencia de máquinas sincrónicas.
- **Emulación de inercia:** proporcionan inercia sintética al responder a las desviaciones de frecuencia, de forma muy similar a los generadores tradicionales con inercia física.
- **Aporte de corriente de cortocircuito:** proporcionan corriente de cortocircuito durante una falla en el sistema eléctrico, permitiendo aportar a la robustez de la red.
- **Fault Ride Through (FRT):** los convertidores GFM pueden gestionar fallas y perturbaciones, lo que brinda soporte a la red durante caídas de voltaje u otras condiciones transitorias sin desconectarse.
- **Funcionamiento en isla:** los GFM pueden funcionar de forma independiente durante los eventos de aislamiento, lo que garantiza el funcionamiento continuo de las redes locales sin depender de la red principal.

Propuesta de Requerimientos

En conformidad con los requerimientos asociados a la tecnología GFM que se han observado en las normativas de GB (a nivel de código de red), Australia (a nivel de recomendación) y a las recomendaciones de NREL, en el proyecto UNIFI. Se proponen los siguientes requerimientos que los IBR GFM pueden brindar a la red:

- Control Activo de Voltaje
- Control de Amortiguamiento de Potencia Activa
- Control de respuesta inercial
- Control rápido de frecuencia
- Control activo de salto de fase
- Control de potencia reactiva
- Control de Inyección rápida de corriente

Adicionalmente, se encuentra en desarrollo que los IBR GFM operen también como fuente de corriente constante, a través de la modificación de la impedancia de entrada vía electrónica de potencia, denominado control de impedancia virtual. Actualmente, no existen normativas que adopten este control como requerimiento, sin embargo, se recomienda dejar la normativa abierta a nuevos controles.

Implementación de propuestas

Modificaciones normativas

1. Nuevas definiciones

2. Requisitos para Sistemas de Almacenamiento

3. Requisitos para IBRs

4. Sistema Automático de Despacho

5. Frontera Transmisión-Distribución

6. Automatismos por control de transferencias

7. DLR (Sistema de Monitoreo de Líneas)

8. Sandbox operacional

9. Estudio de Fortaleza de la Red

10. Estudio de Evaluación de Suficiencia

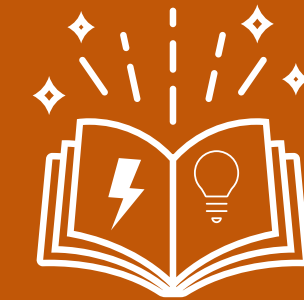
11. Modificaciones al EAF y al ERST

12. Modelos EMT

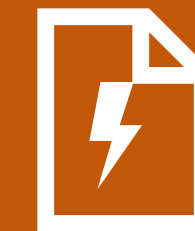
13. Arquitectura de la Red

14. Monitor de en línea de inercia

**Norma
Técnica**



**Anexos
Técnicos**



Sistema Automático de Despacho

NUEVO TÍTULO 4-6: SISTEMA AUTOMÁTICO DE DESPACHO

El Sistema Automático de Despacho (ADS) corresponde al sistema que emitirá las instrucciones de partida, parada, transiciones, consignas de operación y asignación de provisión de servicios complementarios para la operación en tiempo real del sistema, que permitan desplegar y ejecutar los resultados de los sistemas de optimización en tiempo real que posea el Coordinador.

Sistema Automático de Despacho

Todas las instalaciones que participen en la operación en tiempo real **deberán estar integradas a al ADS.**

El Coordinador deberá realizar un estudio que defina las capacidades técnicas y requerimientos del ADSD previo a su implementación, el que deberá ser aprobado por la Comisión.

Los Coordinados deberán facilitar las instalaciones y recursos disponibles, así como instalar los equipos de control, supervisión y sistemas de comunicaciones, **que permitan contar con una plataforma redundante de manera de garantizar calidad en el servicio de información** para monitoreo y control del ADS.

Sistema Automático de Despacho ("ADS")

El Coordinador elaborará un estudio para definir una **propuesta de diseño del ADS**, que cumpla con los requerimientos establecidos en la presente NT. Dicho estudio deberá, además, incluir una estimación de **costos de inversión** y operación que se originen por la inclusión del ADS y una **propuesta de plan de implementación**.

Sobre la base de ello, la **Comisión Nacional de Energía definirá el diseño y los requerimientos del ADS**, estableciendo plazos y un plan de implementación que **no podrá ser superior a los 36 meses**.

Implementación de propuestas

Modificaciones normativas

1. Nuevas definiciones

2. Requisitos para Sistemas de Almacenamiento

3. Requisitos para IBRs

4. Sistema Automático de Despacho

5. Frontera Transmisión-Distribución

6. Automatismos por control de transferencias

7. DLR (Sistema de Monitoreo de Líneas)

8. Sandbox operacional

9. Estudio de Fortaleza de la Red

10. Estudio de Evaluación de Suficiencia

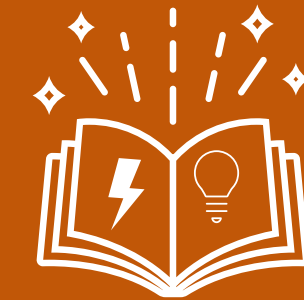
11. Modificaciones al EAF y al ERST

12. Modelos EMT

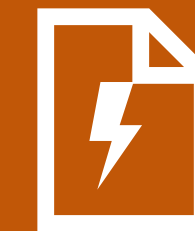
13. Arquitectura de la Red

14. Monitor de en línea de inercia

**Norma
Técnica**



**Anexos
Técnicos**



NUEVO TÍTULO 4-6: FRONTERA TRANSMISIÓN - DISTRIBUCIÓN

Se entenderá como Frontera Transmisión - Distribución, aquel punto del sistema en el cual **se integrarán y coordinarán las funciones de monitoreo, control y gestión avanzada** entre las instalaciones conectadas a las redes de distribución el resto del SI.

A través de la Frontera Transmisión - Distribución se deberá monitorear, controlar y gestionar las instalaciones de **Coordinados conectados al sistema de distribución y las transferencias** entre la red de distribución y el resto del SI.

La Frontera Transmisión - Distribución será también aquel punto en el cual se concentrarán las **órdenes de operación del Coordinador que tengan efectos individuales** en instalaciones aguas debajo de la frontera.

NUEVO TÍTULO 4-6: FRONTERA TRANSMISIÓN - DISTRIBUCIÓN

La **empresa distribuidora** será **responsable** de contar con todo el equipamiento necesario para realizar las funciones de medición, **monitoreo y operación de la Frontera Transmisión - Distribución**, y de **enviar en tiempo real** las señales que el Coordinador defina.

La empresa distribuidora **deberá concentrar** las señales provenientes de los Coordinados conectados a la red de distribución y de **enviar, de manera agregada la información en tiempo real** que el Coordinador defina.

Frontera Transmisión - Distribución

Los Coordinados conectados a la red de **distribución** serán responsables de **enviar a la empresa distribuidora las señales en tiempo real** necesarias para el correcto monitoreo de sus instalaciones, y de contar con canales de comunicación que permitan su operación y control en tiempo real.

Para efectos de la definición de la Frontera Transmisión - Distribución, el **Coordinador realizará, cada 4 años, un estudio que permita obtener los puntos eficientes** de medición, monitoreo y control en el sistema eléctrico.

Sobre la base de dicho estudio, la **Comisión definirá, los puntos del sistema que servirán de Frontera Transmisión - Distribución** y la forma de implementación de los mismos.

MODELOS ELÉCTRICOS AGREGADOS TRANSMISIÓN-DISTRIBUCIÓN

La empresa distribuidora y los Coordinados conectados a la red de distribución **serán responsables** de entregar al Coordinador **toda la información necesaria** para contar con un modelo eléctrico agregado que represente adecuadamente las instalaciones aguas abajo de la frontera transmisión - distribución.

NORMA DE APLICACIÓN

El Coordinador Eléctrico tendrá el plazo de **24 meses para implementar los modelos eléctricos** agregados establecidos en el Capítulo 6 de la presente NT.

Implementación de propuestas

Modificaciones normativas

1. Nuevas definiciones

2. Requisitos para Sistemas de Almacenamiento

3. Requisitos para IBRs

4. Sistema Automático de Despacho

5. Frontera Transmisión-Distribución

6. Automatismos por control de transferencias

7. DLR (Sistema de Monitoreo de Líneas)

8. Sandbox operacional

9. Estudio de Fortaleza de la Red

10. Estudio de Evaluación de Suficiencia

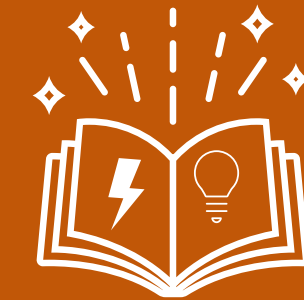
11. Modificaciones al EAF y al ERST

12. Modelos EMT

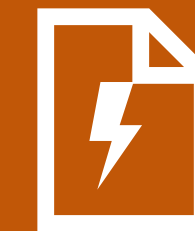
13. Arquitectura de la Red

14. Monitor de en línea de inercia

**Norma
Técnica**



**Anexos
Técnicos**



Artículo 5-5

Planificación para el desarrollo del SI

Adicionalmente, y sin perjuicio de la planificación que debe realizar la CNE, para los periodos que medien entre los estudios de planificación señalados en el párrafo anterior y la materialización de nueva infraestructura de transmisión a la cual den origen dichos estudios, la aplicación del Criterio N-1 podrá admitir la utilización de recursos tales como automatismos supervisados por nivel de carga de instalaciones de transmisión, que permitan maximizar el uso de los corredores de transmisión. Estos automatismos podrán ser propuestos por el Coordinador o los promotores de los proyectos en el referido proceso de planificación.

Artículo 5-7

N-1 en programación de la operación

La aplicación del Criterio N-1 que realice el Coordinador, deberá considerar en todos los estudios de programación de la operación establecidos en la NT, que una Contingencia Simple pueda ser controlada sin que sus efectos se propaguen al resto de las instalaciones del SI, mediante el uso de los Recursos Generales de Control de Contingencias, salvo los SSCC de EDAG, ERAG o EDAC o de los automatismos supervisados por nivel de carga de instalaciones de transmisión que se hayan definido en virtud de lo señalado en el artículo 5-5.

Implementación de propuestas

Modificaciones normativas

1. Nuevas definiciones

2. Requisitos para Sistemas de Almacenamiento

3. Requisitos para IBRs

4. Sistema Automático de Despacho

5. Frontera Transmisión-Distribución

6. Automatismos por control de transferencias

7. DLR (Sistema de Monitoreo de Líneas)

8. Sandbox operacional

9. Estudio de Fortaleza de la Red

10. Estudio de Evaluación de Suficiencia

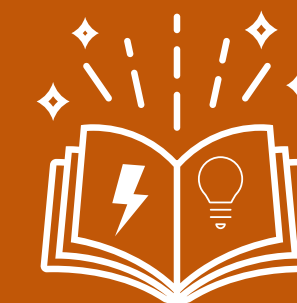
11. Modificaciones al EAF y al ERST

12. Modelos EMT

13. Arquitectura de la Red

14. Monitor de en línea de inercia

**Norma
Técnica**



**Anexos
Técnicos**



Dynamic Line Rating

- Para gestionar adecuadamente el control de transferencia por las líneas de transmisión del sistema eléctrico que presenten altos niveles de congestión y cuya principal limitación sea su capacidad térmica, se propone mandar al Coordinador a estudiar la inclusión de estos elementos en ciertas líneas de transmisión que presenten (o se espere) niveles de congestión y en las cuales se demuestre que la integración del DLR trae beneficios económicos manteniendo los estándares de seguridad establecidos en la NT.
- La definición que haga el Coordinador será anual y deberá ser informada a la Comisión. En los puntos que apruebe la Comisión, los Coordinados que operen las instalaciones de transmisión deberán instalar todo el equipamiento necesario para esta tecnología, la cual deberá ser capaz de medir y predecir la capacidad del conductor en tiempo real sobre la base de variables tales como la flecha, la temperatura del conductor, temperatura ambiente, velocidad del viento, entre otros.
- Para implementar adecuadamente esta tecnología, se deberá elaborar un estudio de vano crítico que permita identificar la ubicación eficiente del equipamiento de medición.

Norma de aplicación

El Coordinador contará con 12 meses a contar de la publicación de la presente NT para definir aquellas instalaciones de transmisión que estarán afectas al Sistema de Monitoreo de líneas definido en el artículo 115 del anexo técnico “Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión”, para luego estar totalmente integrados a los sistemas del Coordinador, para cumplir con lo señalado en el artículo 5-27 a más tardar 24 meses de la publicación de la presente NT.

Implementación de propuestas

Modificaciones normativas

1. Nuevas definiciones

2. Requisitos para Sistemas de Almacenamiento

3. Requisitos para IBRs

4. Sistema Automático de Despacho

5. Frontera Transmisión-Distribución

6. Automatismos por control de transferencias

7. DLR (Sistema de Monitoreo de Líneas)

8. Sandbox operacional

9. Estudio de Fortaleza de la Red

10. Estudio de Evaluación de Suficiencia

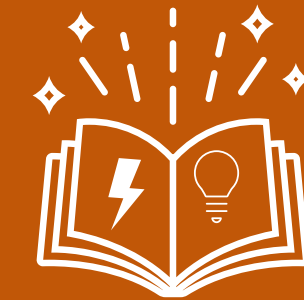
11. Modificaciones al EAF y al ERST

12. Modelos EMT

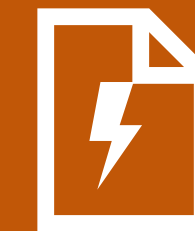
13. Arquitectura de la Red

14. Monitor de en línea de inercia

**Norma
Técnica**



**Anexos
Técnicos**



NUEVO TÍTULO 5-15: SANDBOX OPERACIONAL

El Coordinador podrá estructurar un espacio controlado en el cual los Coordinados u otros actores del sector eléctrico pueden probar modificaciones a los requerimientos establecidos con el **objetivo de experimentar en tiempo real modificaciones a parámetros, estrategias operativas y de recuperación de servicio, evaluación de respuestas dinámicas, entre otras que permitan mejorar la eficiencia del sistema eléctrico.**

Los objetivos, características, participantes, así como sus resultados esperados, impactos, beneficios y potenciales riesgos deberán ser informados a la Comisión previo a su iniciación.

Los resultados del sandbox operacional deberán ser publicados en el sitio web del Coordinador.

Implementación de propuestas

Modificaciones normativas

1. Nuevas definiciones

2. Requisitos para Sistemas de Almacenamiento

3. Requisitos para IBRs

4. Sistema Automático de Despacho

5. Frontera Transmisión-Distribución

6. Automatismos por control de transferencias

7. DLR (Sistema de Monitoreo de Líneas)

8. Sandbox operacional

9. Estudio de Fortaleza de la Red

10. Estudio de Evaluación de Suficiencia

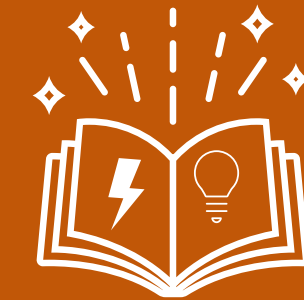
11. Modificaciones al EAF y al ERST

12. Modelos EMT

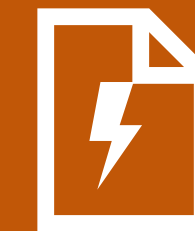
13. Arquitectura de la Red

14. Monitor de en línea de inercia

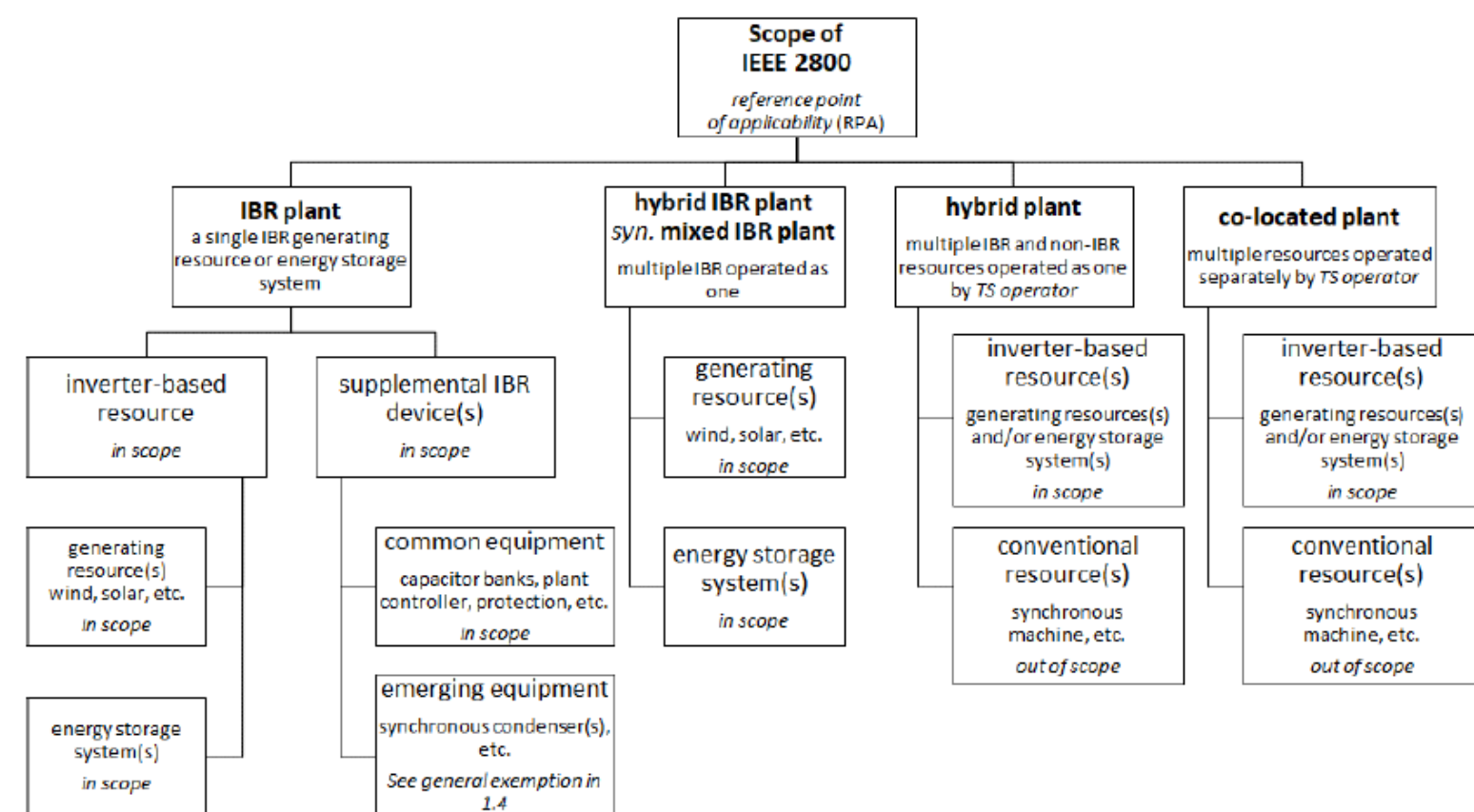
**Norma
Técnica**



**Anexos
Técnicos**



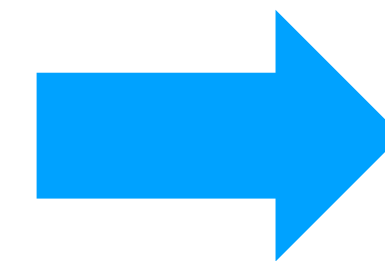
IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems



- Software:** El estudio debería ser realizado a través de simulación EMT, tal como EMTP o PSCAD.
- Nivel de representación:** Es importante considerar que aguas arriba del generador debe haber una **modelación sin aproximaciones de los nodos**, sobre todo en los puntos más cercanos a la barra donde se está haciendo el análisis. La **generalización aleja de la realidad los resultados**, sobre todo cuando se presenta un acoplamiento fuerte entre los nodos que se analizan y existen modos relevantes, que podrían desaparecer al hacer representaciones equivalentes.
- Modelo de planta:** El modelo de planta utilizado debería ser **entregado por el fabricante**, donde podría ser suficiente un modelo promedio, el cual debe incorporar la dinámica de todos los bloques que participan en el control, tales como:
 - Funciones de transferencia de los lazos de control.
 - Modelo de PLL utilizado, con su respectiva función de transferencia que la representa. Sin perder exactitud, podría hacerse una entrega del modelo de la PLL con una función de transferencia que aproxime el comportamiento en frecuencia que tiene.
 - Retrasos del sistema debido al muestreo de las señales y la medición de variables.
 - Frecuencia de muestreo de los lazos de control utilizados y de la PLL utilizada.
- Inestabilidades esperadas:** El fabricante debe entregar valores de SCR u otra métrica en las cuales se espera tener algún tipo de problema de inestabilidad, en específico se deben contrastar distintos valores de X/R ,
- Generalización de modelos:** En caso de tener múltiples conjuntos de convertidores en una misma planta, el fabricante debe hacer una prueba de contraste entre la representación general de todo el sistema con un modelo detallado de todos los convertidores en cada colector de la planta, para dar certeza de que el modelo es una representación razonable.

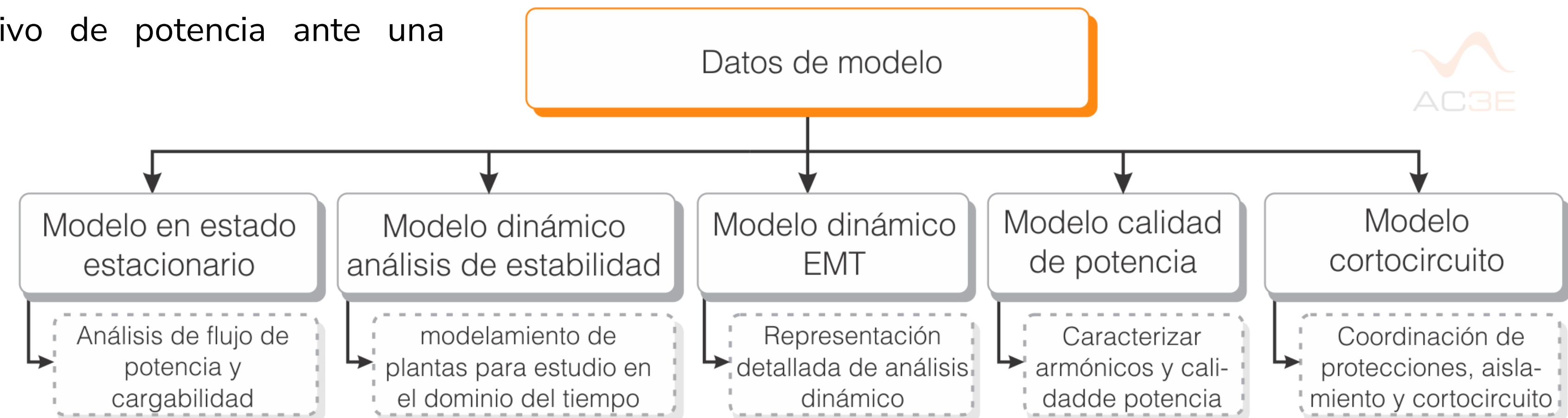
El estudio a efectuar debe contemplar aspectos de estabilidad como:

1. Estabilidad de tensión.
2. Estabilidad subsíncrona.
 - a. Identificación de inestabilidad subsíncrona.
 - b. Mitigación de inestabilidad subsíncrona.
 - c. Identificación de interacción torsional.
 - d. Mitigación de interacción torsional.



Se recomienda adoptar principales recomendaciones en relación con los alcances del Estudio de Fortaleza y los principios asociados a modelación de las plantas IBR.

En relación a las métricas de cortocircuito se proponen las mismas siguientes SCR; WSCR; ESCR. En relación a la inercia esta corresponde al aporte efectivo de potencia ante una variación (o delta) de frecuencia.



Estudio de Fortaleza

Objetivos y propuesta de la modificación NT Capítulo 6

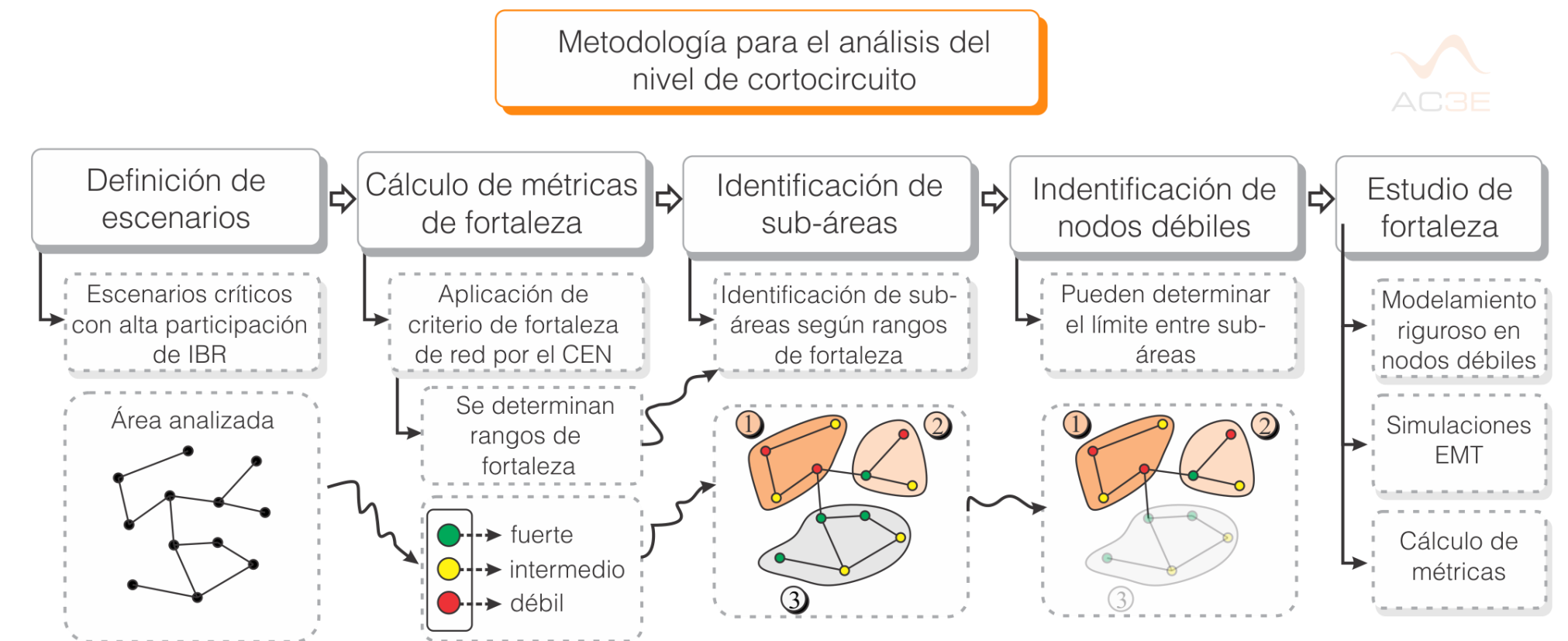
Se propone a la Comisión que dentro de la NT incorpore la ejecución de un estudio anual, ejecutado por el Coordinador y que sea un antecedente para los procesos de planificación del sistema realizados de manera anual por la Comisión.

Los objetivos principales y generales de este documento deben ser:

- Establecer un diagnóstico de la situación actual del sistema, considerando escenarios:
 - ☐ Donde varíe la demanda según su pronóstico de corto (1 año) y mediano plazo (5 años),
 - ☐ Donde varíe la generación renovable según su pronóstico de corto y mediano plazo.
 - ☐ Donde varíe la disponibilidad de SSCC que entreguen servicio de soporte de inercia al sistema y/o servicio de control de tensión.

Definir la segmentación del SEN en zonas y la sub-áreas que tenga cada una de ellas, donde estas últimas dependan de métricas de fortaleza de carácter cuantitativa. En este apartado se debe:

- Establecer criterios de segmentación, así como las categorías escogidas (red débil, red fuerte y categorías intermedias si fuese necesario).
- Definir las exigencias mínimas para cada categoría, dónde las débiles debieran ser las más conservadoras.
- Definir las aproximaciones razonables del modelo según la categoría del nodo analizado, considerando que los nodos más débiles y su respectiva zona de influencia debiesen de evitar la mayor cantidad de aproximaciones.
- Definir requerimientos mínimos para modelamiento de plantas IBR que permita cumplir el punto anterior
- Establecer las zonas de influencia de los nodos débiles. Esto permite tener sectores en los cuales no haya nodos críticos, pero se tenga una cercanía eléctrica relevante a los nodos débiles.



Estudio de estabilidad llamado, estudio de fortaleza de red.

Realizar una simulación EMT, que contenga bloques de análisis.

- Nodos débiles y sus zonas de influencia se debe contar con un modelamiento conservador, que evite la mayor cantidad de aproximaciones del modelo.
- Nodos fuertes es posible realizar un modelamiento aproximado bajo criterios establecidos en los puntos anteriores.
- Nodos intermedios se puede optar a hacer aproximaciones, donde se indique con exactitud el criterio utilizado para dicha aproximación.

Entregar el valor de las **métricas de fortaleza de inercia y SCL** que permitan categorizar con precisión los nodos con el objetivo de identificar bajo qué exigencias se encuentran los nodos en cuestión.

Concluir a través de acciones correctivas en el sistema que incentiven la participación de SSCC en los servicios de inercia y control de tensión.

Implementación de propuestas

Modificaciones normativas

1. Nuevas definiciones

2. Requisitos para Sistemas de Almacenamiento

3. Requisitos para IBRs

4. Sistema Automático de Despacho

5. Frontera Transmisión-Distribución

6. Automatismos por control de transferencias

7. DLR (Sistema de Monitoreo de Líneas)

8. Sandbox operacional

9. Estudio de Fortaleza de la Red

10. Estudio de Evaluación de Suficiencia

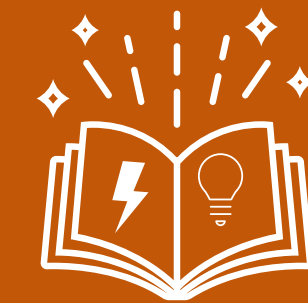
11. Modificaciones al EAF y al ERST

12. Modelos EMT

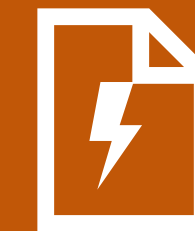
13. Arquitectura de la Red

14. Monitor de en línea de inercia

**Norma
Técnica**



**Anexos
Técnicos**



Estudio de Evaluación de Suficiencia

NUEVO TÍTULO 6-9: ESTUDIO DE EVALUACIÓN DE SUFICIENCIA

El Coordinador deberá realizar **anualmente un Estudio de Evaluación de Suficiencia de Generación** con el propósito de informar a los procesos de planificación que le corresponden y criterios de operación definidos por este.

Estudio de Evaluación de Suficiencia

A partir de los índices de suficiencia de la generación del SI, LOLE y ENS, se realizará un **análisis de la evolución respecto de años anteriores y de las causas de las variaciones, en una ventana móvil de 10 años.**

Los análisis anteriores deberán identificar los orígenes de las diferencias entre los índices de suficiencia.

Sobre la base de este estudio, el Coordinador deberá **proponer a la Comisión acciones que permitan mitigar los riesgos en el mediano plazo** para afrontar posibles casos que generen condiciones que afecten la suficiencia del sistema.

Estudio de Evaluación de Suficiencia

La estructuración de los escenarios debe ser **consistente con las proyecciones realizadas en los escenarios PELP**, y sus correspondientes actualizaciones anuales.

Se requiere un modelo que permita capturar distintas condiciones de operación en el horizonte de evaluación, para lo cual, el Estudio debe poseer **una granularidad de horas representativas.**

Las métricas definidas -en un principio el LOLE y la ENS- deben ser determinadas para cada periodo y escenario de simulación con el **objetivo de determinar cuándo podrían llegar a activarse condiciones operacionales que pongan en riesgo la suficiencia del sistema.**

los niveles de incertidumbre esperados estos deben ser evaluados a través de una simulación de Monte Carlo.

Implementación de propuestas

Modificaciones normativas

1. Nuevas definiciones

2. Requisitos para Sistemas de Almacenamiento

3. Requisitos para IBRs

4. Sistema Automático de Despacho

5. Frontera Transmisión-Distribución

6. Automatismos por control de transferencias

7. DLR (Sistema de Monitoreo de Líneas)

8. Sandbox operacional

9. Estudio de Fortaleza de la Red

10. Estudio de Evaluación de Suficiencia

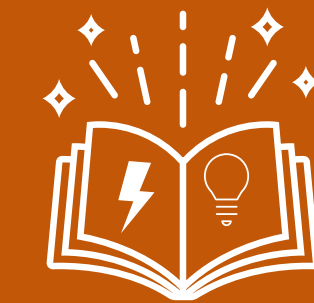
11. Modificaciones al EAF y al ERST

12. Modelos EMT

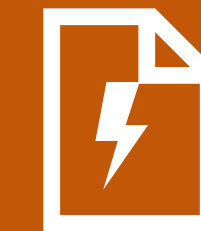
13. Arquitectura de la Red

14. Monitor de en línea de inercia

**Norma
Técnica**



**Anexos
Técnicos**



Modificaciones ERST / EAF

Verificación del cumplimiento de las limitaciones máximas **por corredor de transmisión, debido a la aplicación del criterio N-1.**

Actualización cada **6 meses.**

Dentro del horizonte de operación definido, el Estudio de Restricciones en el ST deberá **determinar restricciones de transferencia de potencia para distintos horizontes temporales, tomando como mínimo las variaciones estacionales y aquellas que se observan entre el día y la noche.**

Modificaciones al ERST

Para determinar los Límites Térmicos de las instalaciones del ST, se deberán considerar **variables ambientales específicas de la zona de emplazamiento de cada instalación,** empleando, como mínimo, la temperatura ambiente, velocidad del viento y la radiación solar esperada.

Para la operación del SI, el Coordinador definirá los escenarios de operación que resulten más críticos para la SyCS. Entre éstos, se deberán considerar escenarios de operación correspondientes a estados con máxima y mínima demanda, **así como estados con baja inercia.**

Modificaciones ERST / EAF

Toda vez que ocurra una falla en unidades o parques de generación, sistemas de almacenamiento, subestaciones, líneas de transmisión u otros equipos asociados, **que afecte o no afecte** la continuidad de suministro a clientes finales, los CC que corresponda deberán dar inmediato aviso e informar del evento al Coordinador.

Se incrementa a **10 días hábiles** la emisión del informe del artículo 6-40.

Modificaciones al EAF

Se establece que el umbral para realizar EAF completo lo **determine la Superintendencia** y que no sea inferior a **10 MW**.

El Coordinador deberá establecer un **plazo máximo para la ejecución de las acciones correctivas**, el que deberá ser determinado en función de la naturaleza de la falla en cuestión.

Para ello, el Coordinador podrá establecer criterios más exigentes **en función de condiciones desfavorables desde el punto de vista del abastecimiento del sistema eléctrico**, tales como condiciones hidrológicas, necesidades de inercia, necesidades de suficiencia, u otras que este defina.

Implementación de propuestas

Modificaciones normativas

1. Nuevas definiciones

2. Requisitos para Sistemas de Almacenamiento

3. Requisitos para IBRs

4. Sistema Automático de Despacho

5. Frontera Transmisión-Distribución

6. Automatismos por control de transferencias

7. DLR (Sistema de Monitoreo de Líneas)

8. Sandbox operacional

9. Estudio de Fortaleza de la Red

10. Estudio de Evaluación de Suficiencia

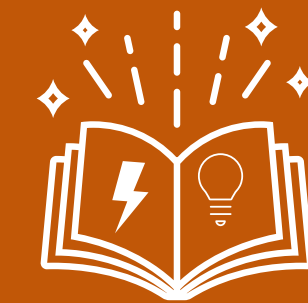
11. Modificaciones al EAF y al ERST

12. Modelos EMT

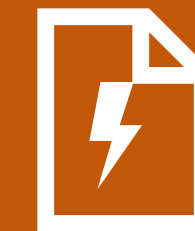
13. Arquitectura de la Red

14. Monitor de en línea de inercia

**Norma
Técnica**



**Anexos
Técnicos**



ANEXO TÉCNICO: INFORMACIÓN TÉCNICA DE INSTALACIONES Y EQUIPAMIENTO

Artículos 26, 28, 29 y 41
IT de Unidades Generadoras,
Controladores y Sistemas de
Almacenamiento

“Adicionalmente, en los casos que el Coordinador determine, y de conformidad con el procedimiento que este establezca para estos fines, **se deberá entregar la representación dinámica del comportamiento electromagnético (EMT)** de la planta.”

Artículo 41
Documentos Técnicos

“El Coordinador deberá elaborar el **Documento Técnico denominado “Representación de modelos matemáticos para unidades generadoras”** que deberá detallar los requerimientos de información y representación tanto electromecánica (RMS) como electromagnética (EMT), especificado en el presente Anexo Técnico, de acuerdo con el tipo de instalación que se requiera interconectar al SI. En dicho documento **el Coordinador deberá definir los límites de propiedad intelectual, mediante encriptación u otros métodos, para obtener un modelo de “caja negra” que represente la realidad.**”

Norma de aplicación

“Las disposiciones contenidas respecto a herramientas de simulación (modelo EMT) serán aplicables a **todas las Unidades Generadoras que se conecten al SI**. Respecto de aquellas en **operación o que se encuentren en proceso de puesta en servicio tendrán el plazo de 12 meses para entregar al Coordinador el modelo propietario o un modelo homologado del comportamiento EMT de sus unidades.**”

Implementación de propuestas

Modificaciones normativas

1. Nuevas definiciones

2. Requisitos para Sistemas de Almacenamiento

3. Requisitos para IBRs

4. Sistema Automático de Despacho

5. Frontera Transmisión-Distribución

6. Automatismos por control de transferencias

7. DLR (Sistema de Monitoreo de Líneas)

8. Sandbox operacional

9. Estudio de Fortaleza de la Red

10. Estudio de Evaluación de Suficiencia

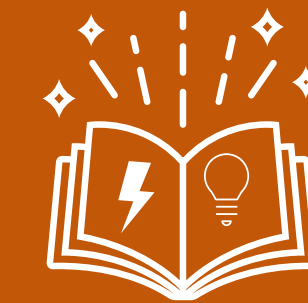
11. Modificaciones al EAF y al ERST

12. Modelos EMT

13. Arquitectura de la Red

14. Monitor de en línea de inercia

**Norma
Técnica**



**Anexos
Técnicos**



NUEVO TÍTULO 8-8: ARQUITECTURA DE LA RED

La arquitectura de la red corresponde a **las relaciones entre componentes y procesos de la red integrados** a partir de la conexión entre los elementos físicos y las capas de mercado que soportan las interacciones entre los distintos elementos que se encuentran interactuando en tiempo real. Su propósito es **mejorar la eficiencia, fiabilidad y flexibilidad del sistema, apoyando la integración de recursos energéticos** tanto a nivel del SI, como de los recursos energéticos distribuidos (DER), con el objetivo de promover la resiliencia e integridad de la red. Los sistemas que posee el Coordinador para la operación en tiempo real del SI, deberán estar estructurados y organizados a partir de la arquitectura de la red.

Arquitectura de la red

El Coordinador elaborará un estudio para definir una **propuesta de arquitectura eficiente de la red que permita integrar la totalidad de activos, sistemas, procesos, entre otros** que permitan estructurar la arquitectura de referencia.

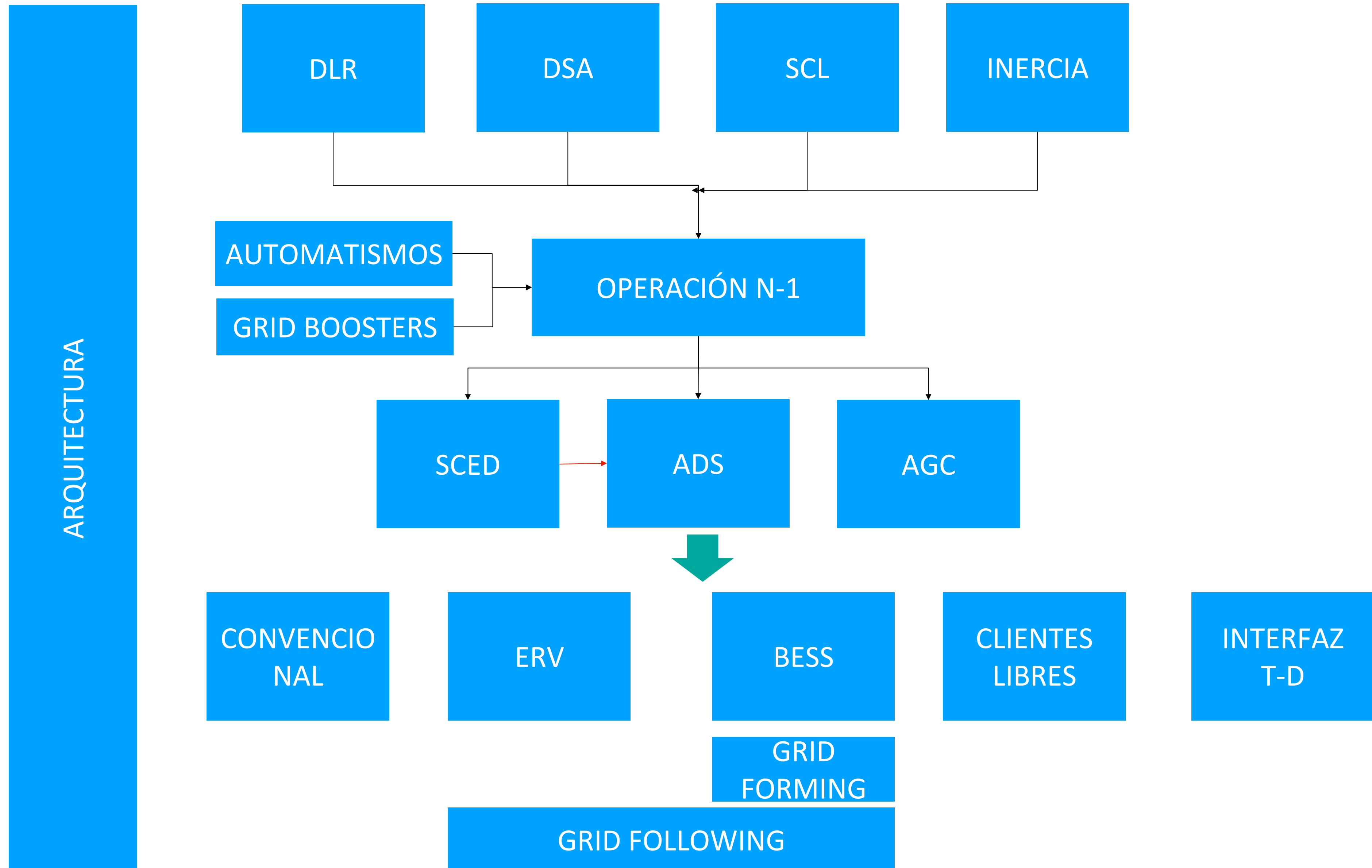
Lo anterior con el objetivo de mantener una **estrategia clara de corto y mediano plazo** que permita identificar los requerimientos tecnológicos asociados a mantener una arquitectura eficiente.

Nuevo Título 8-8 Arquitectura de la red

Sobre la base de ello, la **Comisión Nacional de Energía definirá el diseño y los requerimientos mínimos de la arquitectura de la red**, estableciendo plazos y un plan de implementación que no podrá ser superior a los 36 meses.

Para el estudio, el Coordinador tendrá un plazo de **18 meses a contar de la fecha de publicación de la presente NT**.

Arquitectura de la red



Implementación de propuestas

Modificaciones normativas

1. Nuevas definiciones

2. Requisitos para Sistemas de Almacenamiento

3. Requisitos para IBRs

4. Sistema Automático de Despacho

5. Frontera Transmisión-Distribución

6. Automatismos por control de transferencias

7. DLR (Sistema de Monitoreo de Líneas)

8. Sandbox operacional

9. Estudio de Fortaleza de la Red

10. Estudio de Evaluación de Suficiencia

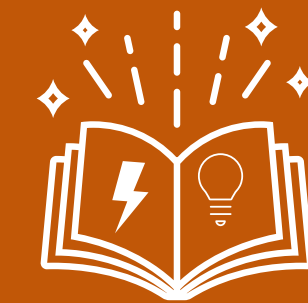
11. Modificaciones al EAF y al ERST

12. Modelos EMT

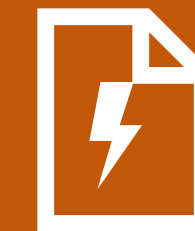
13. Arquitectura de la Red

14. Monitor de en línea de inercia

**Norma
Técnica**



**Anexos
Técnicos**



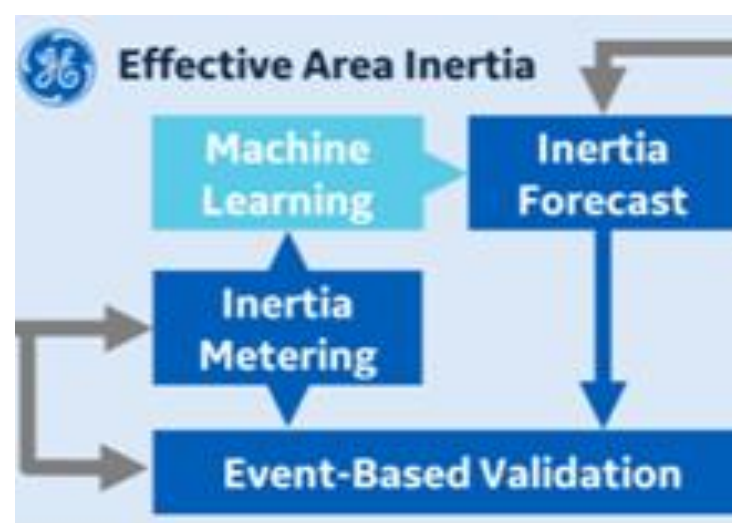
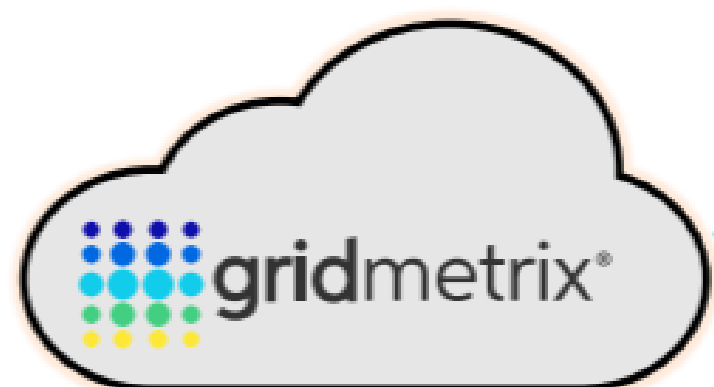
NUEVO TÍTULO 8-9: MONITOR EN LÍNEA DE INERCIA

Con el objeto de **comprobar el valor en tiempo real de la inercia eléctrica del SI, y verificar que el sistema se encuentra operando en todo momento en una condición estable**, el Coordinador podrá definir la implementación de monitores de inercia en distintos puntos del sistema, con el objetivo de garantizar la operación óptima del sistema con los recursos que se encuentran en línea en la operación en tiempo real del SI.

Incorporación Monitor de Inercia

Modificación normativa Capítulo 8

Nuevos Sistemas de Monitorización



**NT solicita al
CEN
desarrollar
estudio con
características
del sistema**

Características principales



Monitoreo en Tiempo Real



Incorporación de herramientas
de medición como PMUs



Plataforma
almacena
cantidad
sistémica

GridMetrix y procesa
de información

Cloud
gran
información



Incorporación de machine
learning realiza pronóstico
detallado de requerimientos



División regional basada en
WAMS

Aportes

- Proporciona valores de frecuencia e inercia en tiempo real.
- Realizan proyecciones de requerimientos basados en condiciones sistémicas pasadas, con ventanas de tiempo de 15 minutos.
- La incorporación de PMU's no solo permite sistemas de monitoreo de inercia, aumentando las variables de estado conocidas.
- Otorgan señales de mercado, a través de un Customer's Control Center para realizar desconexiones voluntarias.
- Facilita la integración de nuevos recursos IBR's con capacidad de brindar SSCC, ya que cuantifica sus aportes de manera más precisa, considerando condiciones climáticas.

**CEN indica nueva infraestructura a
implementar en el sistema de transmisión.**

CNE reconoce nueva infraestructura.

Monitor en línea de la inercia

El Coordinador **elaborará un estudio para definir el diseño y requerimientos mínimos** con los que debe contar el sistema de monitoreo en línea de la inercia,

Lo anterior conforme a los requerimientos técnicos del SI, en función de las zonas donde se reconozca la **necesidad de implementación, en particular en aquellas categorizadas como red débil.**

Nuevo Título 8-9 Monitor en línea de la inercia

Sobre la base de ello, la **Comisión Nacional de Energía definirá el diseño y los requerimientos mínimos del sistema de monitoreo en línea**, estableciendo plazos y un plan de implementación que no podrá ser superior a los 36 meses.

Para el estudio, el Coordinador tendrá **un plazo de 12 meses a contar de la fecha de publicación de la presente NT.**

Anexos Técnicos



Implementación de propuestas

Modificaciones normativas

1. Auditorías Técnicas

2. Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento

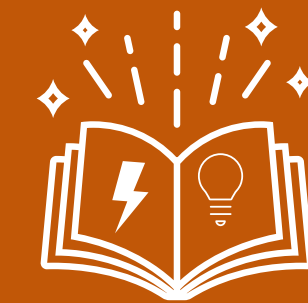
3. Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de Datos al SITR

4. Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor

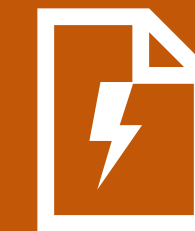
5. Determinación de Parámetros de Partida y Detención y del Mínimo Técnico

6. Pruebas de Potencia Máxima

Norma
Técnica



Anexos
Técnicos



Implementación de propuestas

Modificaciones normativas

1. Auditorías Internas

2. Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento

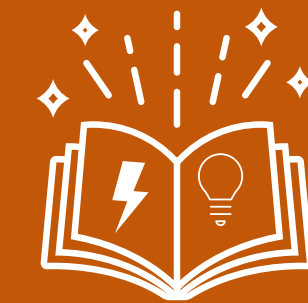
3. Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de Datos al SISTR

4. Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor

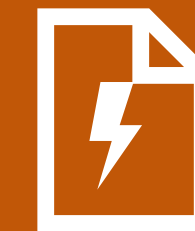
5. Determinación de Parámetros de Partida y Detención y del Mínimo Técnico

6. Pruebas de Potencia Máxima

Norma
Técnica



Anexos
Técnicos



Auditorías internas

Será responsabilidad de cada Coordinado asegurar el cumplimiento de la NT, para lo cual **deberá desarrollar un Plan de Auditorías Internas**, que tenga por objetivo analizar de manera detallada el cumplimiento de las exigencias establecidas en la NT.

El Plan de Auditorías Internas, así como los resultados de las evaluaciones de cumplimiento y los planes de acción y oportunidades de mejora que se desarrollen como parte del ejercicio, **deberán ser informados al Coordinador, como parte de las actividades a informar en el Artículo 1-14 de la NT.**

El Plan de Auditorías Internas podrá ser programado y desarrollado por **temáticas, asegurando que cada una de ellas sea evaluada al menos cada 4 años.**

Nuevó Título IV: Auditorías Internas

Dentro de los antecedentes a informar deberá estructurar un **listado de incumplimientos indicando a juicio del auditor interno el nivel de criticidad en su solución.** Estos informes deberán ser entregado al Coordinador, en formato de copia electrónica.

Será responsabilidad del Coordinado mantener actualizados sus planes de auditorías internas, así como **informar al Coordinador en el caso de incumplimientos graves que puedan comprometer la seguridad del SI,** en cuyo caso deberá informar los planes de acción asociados a normalizar dichos incumplimientos.

Implementación de propuestas

Modificaciones normativas

1. Auditorías Internas

2. Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento

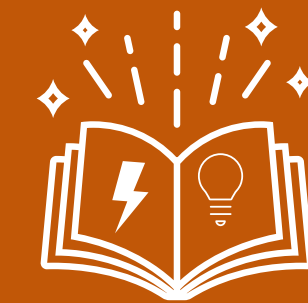
3. Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de Datos al SISTR

4. Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor

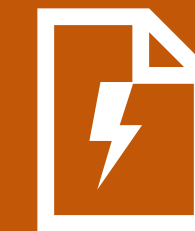
5. Determinación de Parámetros de Partida y Detención y del Mínimo Técnico

6. Pruebas de Potencia Máxima

Norma
Técnica



Anexos
Técnicos



Modificaciones implementadas

- Se incorporan los **sistemas de almacenamiento**, proponiendo una nueva categoría y antecedentes a ser informados.
- Se propone **simplificar las exigencias a PMG**, dispensándolos de la entrega de múltiples antecedentes
- Se propone **simplificar la entrega de información** para ciertos equipos, tales como transformadores, líneas de transmisión, entre otros.
- Se propone incorporar exigencia para que el **CEN mantenga actualizada** la base de datos de DIgSILENT con la información técnica.

Implementación de propuestas

Modificaciones normativas

1. Auditorías Internas

2. Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento

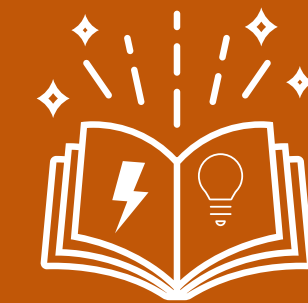
3. Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de Datos al Sitr

4. Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor

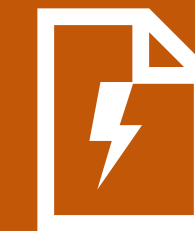
5. Determinación de Parámetros de Partida y Detención y del Mínimo Técnico

6. Pruebas de Potencia Máxima

Norma
Técnica



Anexos
Técnicos



ARTÍCULO 2: ALCANCE

Respecto de los PMGD, el **Coordinador** deberá aplicar las exigencias **correspondientes a la Frontera Transmisión - Distribución**, las cuales deberán aplicar para todos los PMGD sin excepción.

ARTÍCULO 6: PROTOCOLOS

- a. ICCP: Protocolo de comunicación que puede ser usado **sólo por un CC** para transmitir las variables al Sitr al Coordinador.
- b. DNP 3.0 TCP/IP: Protocolo de comunicación que puede ser usado **por un CC o por un Coordinado**.
- c. IEC 60870-5-104: Protocolo de comunicación que puede ser usado **por un CC o por un Coordinado**.

ARTÍCULO TRANSITORIO:

El Coordinador tendrá un plazo de **12 meses** para elaborar un informe que de cuenta del estado de los protocolos de comunicación conforme a lo indicado en el **Artículo 6** del presente AT, en el cual deberá indicar la **necesidad de modificar el protocolo de comunicación actual** especificando las razones y fundamentos de realizar el cambio de protocolo de comunicación. Dicho informe deberá ser remitido a los Coordinados para su observación y evaluación de costos e impactos en la modificación solicitada.

En los casos que el Coordinador considere **urgentes para el adecuado funcionamiento** de sus plataformas de operación en tiempo real, éste deberá solicitar su adecuación al nuevo requerimiento normativo, en cuyo caso el Coordinado tendrá un plazo de **36 meses** para su normalización.

Implementación de propuestas

Modificaciones normativas

1. Auditorías Internas

2. Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento

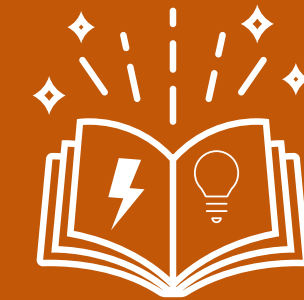
3. Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de Datos al SISTR

4. Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor

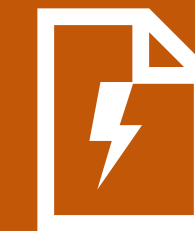
5. Determinación de Parámetros de Partida y Detención y del Mínimo Técnico

6. Pruebas de Potencia Máxima

**Norma
Técnica**



**Anexos
Técnicos**



ARTÍCULO 2: ALCANCE

El Coordinador deberá **reportar métricas de suficiencia del SI** que permitan evaluar la capacidad del mismo para soportar los mantenimientos programados **sin comprometer la seguridad y calidad del servicio**, y estará obligado a publicar un **informe detallado sobre los pasos seguidos para determinar las consideraciones y métricas finales utilizadas en la programación de los mantenimientos**. Este informe deberá publicarse mensualmente en su sitio web.

Además, para efectos de lo dispuesto en el a Artículo 60 del Decreto Supremo N° 125, Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, el Coordinador deberá publicar mensualmente en su sitio web un **informe estructurado y resumido que incluya:**

- a) Indisponibilidad y programa de mantenimiento preventivo mayor de las instalaciones.
- b) Programas de mantenimiento, solicitudes de trabajo y de desconexión de instalaciones.

El informe antes referido deberá contar con un análisis exhaustivo de los datos y métricas relevantes para la toma de decisiones.

Implementación de propuestas

Modificaciones normativas

1. Auditorías Internas

2. Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento

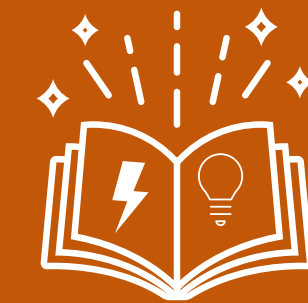
3. Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de Datos al SISTR

4. Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor

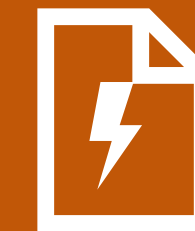
5. Determinación de Parámetros de Partida y Detención y del Mínimo Técnico

6. Pruebas de Potencia Máxima

**Norma
Técnica**



**Anexos
Técnicos**



Modificaciones implementadas

- Se fusionan los anexos de parámetros de partida y detención y del mínimo técnico, con lo cual se propone que las pruebas para determinarlos pueden realizarse tanto en conjunto como por separado.
- Se incorporan los sistemas de almacenamiento en el documento.

Implementación de propuestas

Modificaciones normativas

1. Auditorías Internas

2. Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento

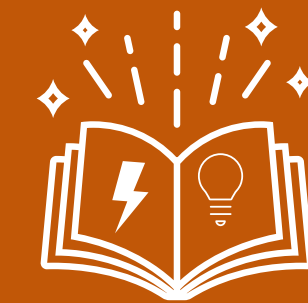
3. Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de Datos al SITR

4. Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor

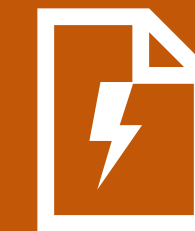
5. Determinación de Parámetros de Partida y Detención y del Mínimo Técnico

6. Pruebas de Potencia Máxima

Norma
Técnica



Anexos
Técnicos



Modificaciones implementadas

- Se incorporan los **sistemas de almacenamiento** en el documento.
- Se propone que cumpla exigencias de manera similar a otras centrales renovables y **considerando un mínimo de 1 hora de operación para determinar la potencia máxima.**

energiE