

Mejore la confiabilidad de su sistema de cogeneración

Omar Oliveros
Protection Applications

Código de Red

- Capitulo 3: Disposiciones Generales de interconexión para generadores (INTG)
 - ◆ Criterio INTG - 12. La responsabilidad para implementar, coordinar y mantener los sistemas de protección, así como definir sus características serán establecidos en el Manual Regulatorio de Interconexión de Generadores
- MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Áreas síncronas	Central Eléctrica tipo A	Central Eléctrica tipo B	Central Eléctrica tipo C	Central Eléctrica tipo D
Sistema Interconectado Nacional	$P < 500 \text{ kW}$	$500 \text{ kW} \leq P < 10 \text{ MW}$	$10 \text{ MW} \leq P < 30 \text{ MW}$	$P \geq 30 \text{ MW}$

Código de Red

7.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo B

a. Esquemas de control y ajustes:

b. Esquemas de protección y ajustes:

iii. Los esquemas de protección, que apliquen por tipo de tecnología, podrán cubrir al menos contra las siguientes perturbaciones:

A. Cortocircuito externo e interno;

B. Carga asimétrica (secuencia de fase negativa);

C. Sobrecarga del estator o del rotor;

D. Sobre o baja excitación;

E. Sobretensión o baja tensión en terminales de la Central Eléctrica;

F. Sobretensión o baja tensión en el punto de interconexión;

G. Sobretensión o baja tensión en servicios auxiliares;

H. Oscilaciones de potencia entre áreas;

I. Corriente de energización (inrush);

J. Operación asíncrona;

K. Protección contra esfuerzos torsionales inadmisibles (por ejemplo resonancia subsíncrona);

L. Protección de la línea de interconexión entre la Central Eléctrica y la red;

M. Protección del transformador de Unidad de Central Eléctrica;

N. Esquemas de protección de respaldo y ante falla de equipo de seccionamiento;

O. Sobreflujo magnético (V/f);

P. Potencia inversa;

Q. Razón de cambio de la frecuencia;

R. Desplazamiento de tensión del neutro; y

S. Verificación de sincronismo

Código de Red

7.2 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo C

a. Pérdida de estabilidad o control angular:

b. Instrumentación:

i. La Central Eléctrica,dispositivos de registro de fallas y monitoreo del comportamiento dinámico del sistema (PMUs):

A. Tensión;

B. Potencia activa;

C. Potencia reactiva; y

D. Frecuencia.

v. Los dispositivos para calidad de suministro y monitoreo de comportamiento dinámico del sistema deben incluir los medios para que el CENACE pueda acceder a la información. Los protocolos de comunicación para los datos registrados serán definidos en la regulación aplicable en materia de seguridad de la información y tecnologías de información y comunicación.

8 Requerimientos generales de Calidad de la energía

Código de Red

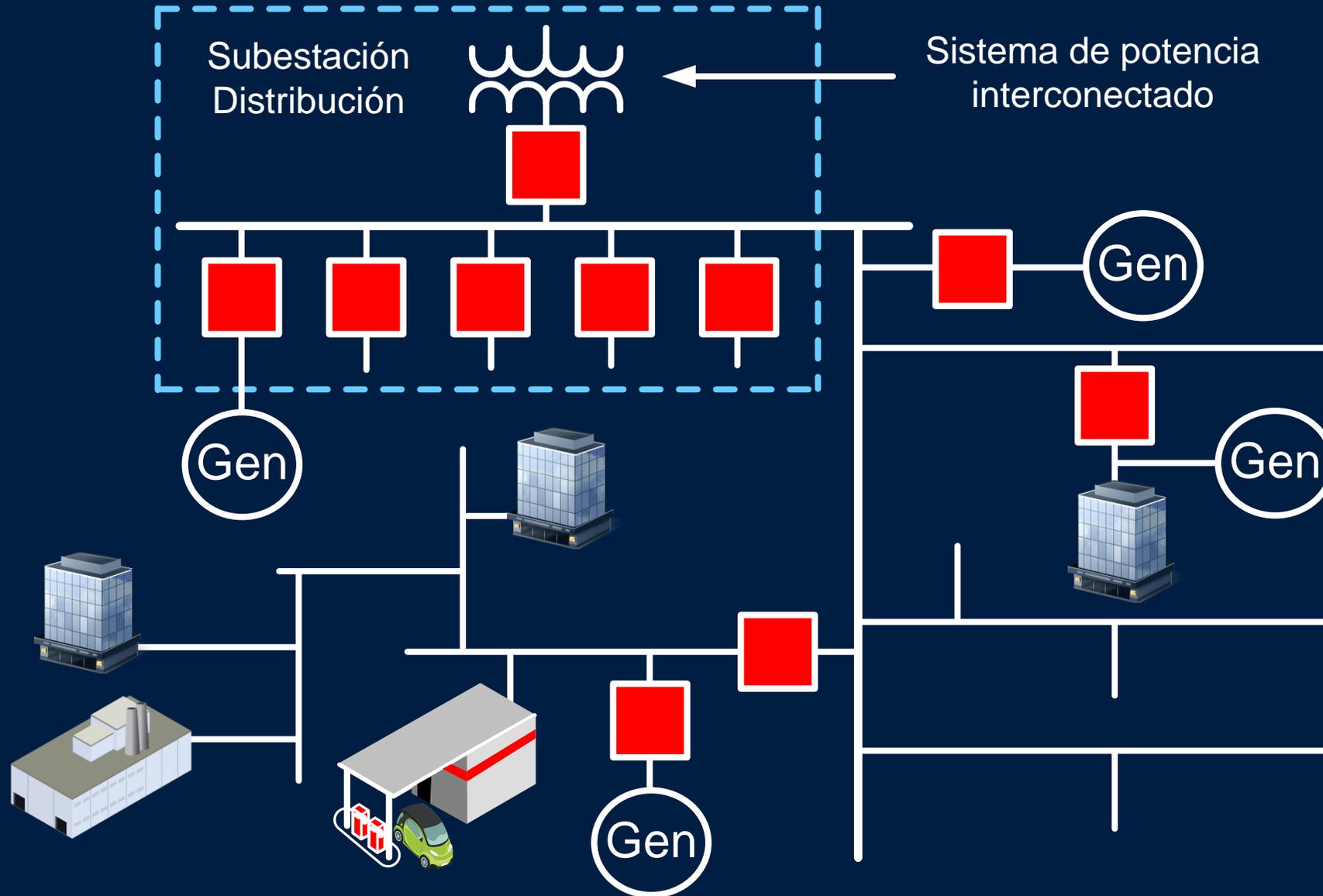
Criterio P - 17. Ante la aplicación del **criterio de seguridad (N-1-1) o (N-2)**, es decir ante la Contingencia con la desconexión de dos elementos consecutivos o simultáneos, el sistema eléctrico de Transmisión, que involucra las RNT, **deberá mantener la estabilidad considerando la inclusión de algún esquema de acción remedial o de protección especial.**

Criterio P - 18. Ante **eventos críticos extremos** en los que se presente la desconexión consecutiva o simultánea de tres o más elementos creíbles de ocurrir, el sistema eléctrico de Transmisión, que involucra las RNT, **deberá mantener la estabilidad con la operación de esquemas de protecciones especiales como el Disparo Automático de Carga por baja frecuencia y Disparo Automático de Carga por Bajo Voltaje; de acción remedial como el Disparo Automático de carga y Disparo Automático de Generación, etc.**

Código de Red

- 7.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo B
- La Central Eléctrica de tipo B debe cumplir con los siguientes requerimientos en relación a la administración general del sistema.
 - a. Esquemas de control y ajustes:
 - i. Los esquemas y ajustes de los equipos de control de la Central Eléctrica que tienen impacto en la estabilidad del sistema, **así como aquellos necesarios para emprender acciones de emergencia, tales como Esquemas de Acción Remedial (EAR)**, deben ser acordadas por el CENACE y la Central Eléctrica; y
 - d. Los Centros de Carga deberán instalar los equipos necesarios para los **Esquemas de Acción Remedial y Esquemas de Protección de Sistema**, de acuerdo a lo determinado en los estudios elaborados por el CENACE

Red convencional



¿Que es una microred?

- Tiene cargas, que pueden ser críticas, y recursos de generación distribuida
- Podría desconectarse de la red del suministrador y operar en isla abasteciendo su carga
- Puede usar su generación para:
 - Bajar su costo o usar recursos disponibles como vapor
 - Seguridad de cargas críticas
 - Vender excedentes

Fuentes de generación

- Convencional (diesel)
- Energías renovables
 - Viento
 - Solar
 - Generación hidráulica
- Maquinas rotatorias y basadas en inversores

Funciones requeridas

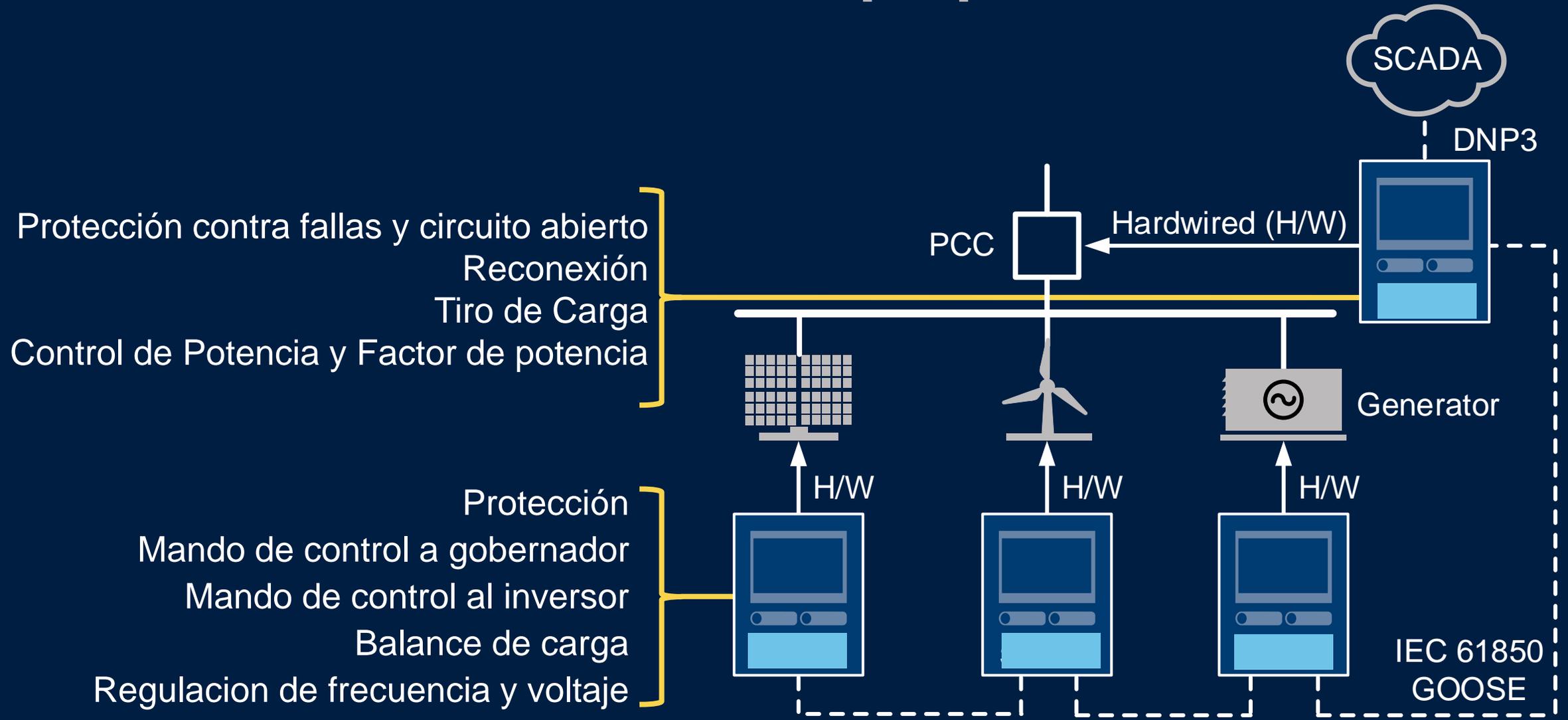
- Protección del punto de interconexión o PCC
- Controlar la microred conectada o en modo isla
- Control y comunicación SCADA
- Medición para facturación y calidad de energía
- Medición Sincronizada de Fasores (PMU)

Estándares

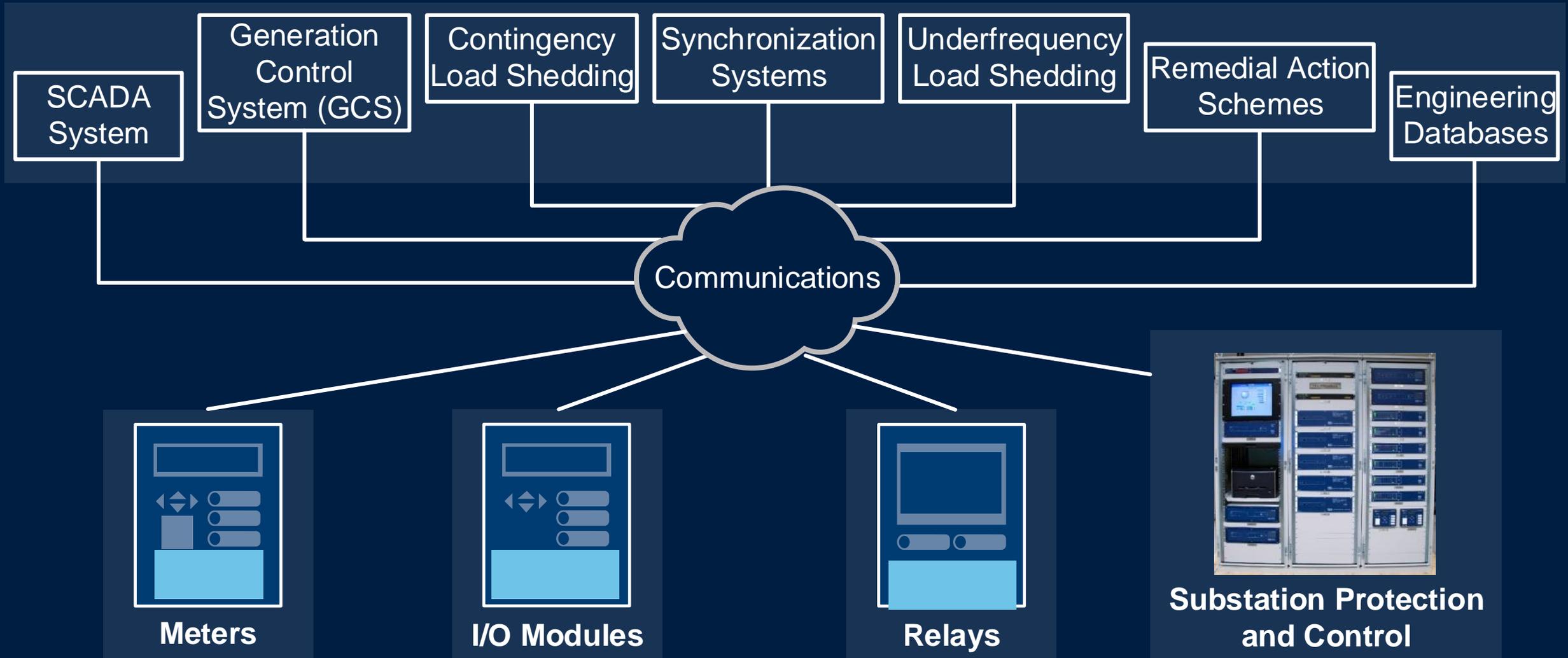
- IEEE 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems
- México
 - Código de Red
 - Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas y Centros de Carga
 - Manual de Tecnologías de Información TICs
 - (Caso abasto aislado interconectado)

Solución solamente con relevadores

Microredes pequeñas



Controladores Central para Microredes Mayores



Operación de micredes con conexión al suministrador



Control de Energía y Despacho Económico

Factores de Costo

Clima y temperatura

Precios energía

Precios combustible

Costo de arranque generación

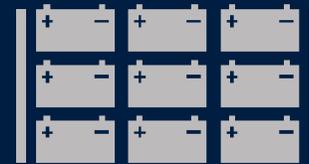
Curvas eficiencia generación

Curvas de capacidad

Estrategias de almacenamiento



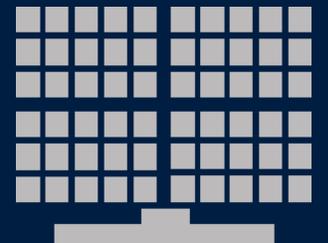
Generator



Storage



Wind



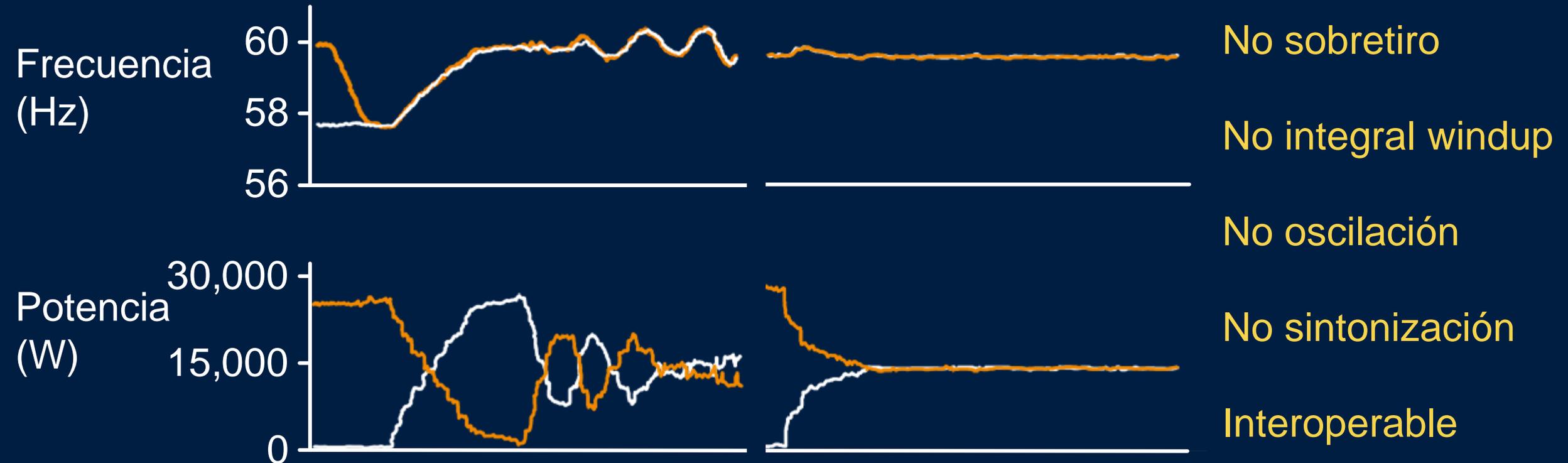
Solar

Técnicas avanzadas de control son superiores a controles clásicos PID

SEL

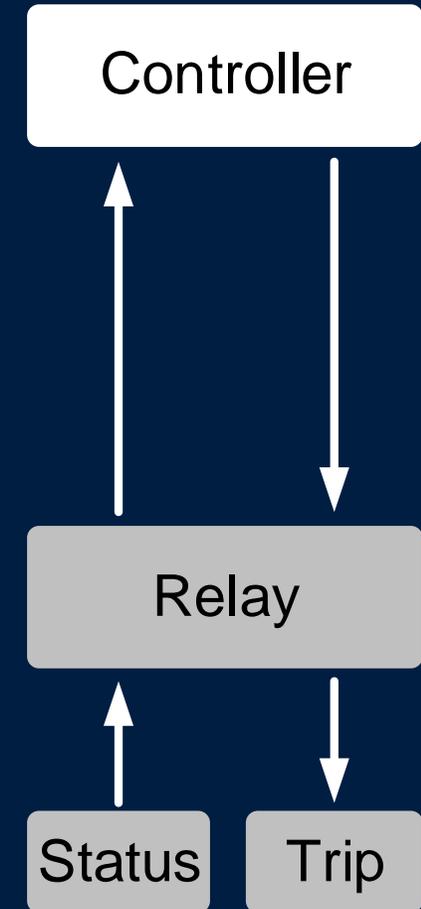
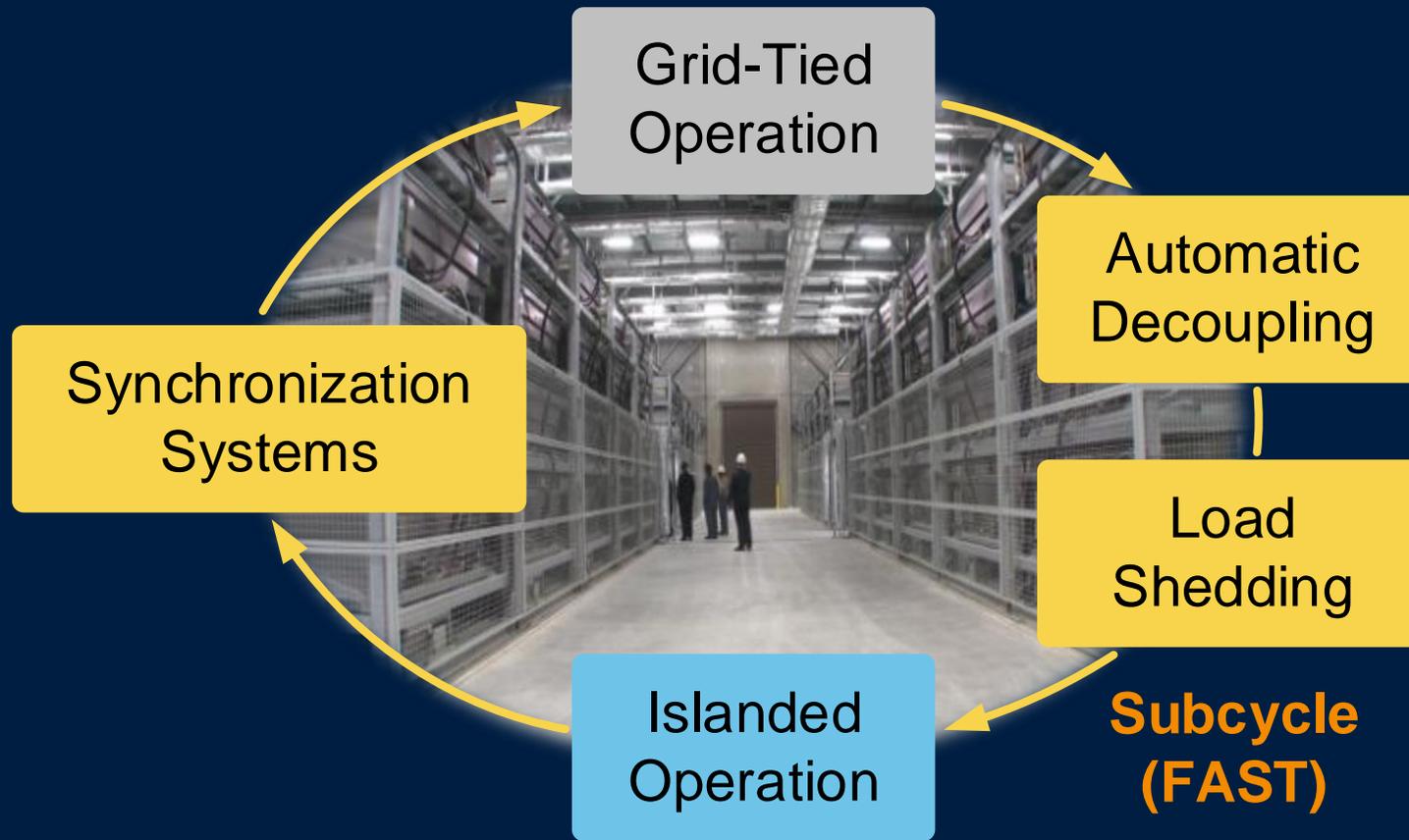
Control Original

State-Space Controls



**Modo isla sin disturbios =
Controles PCC + Disparo rápido de carga y/o
generación**

Disparo RÁPIDO de carga previene apagones



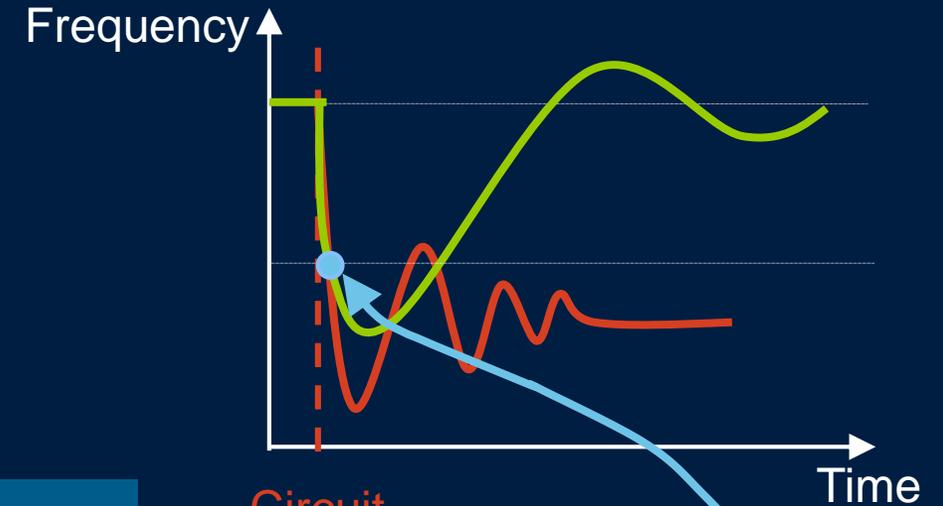
Balance de cargas y generación *RÁPIDO* usando Crosspoint Switch

Trigger
Inputs



Crosspoint Switch
Preloaded and Ready to Go

Contingency	Loads Selected to Shed					
	1	2	3	4	5	6
Loss of G1		•	•			
Loss of G2	•					•
Loss of G3	•			•		
Loss of G4			•		•	•
Bus tie		•		•	•	



Circuit
Breaker
(CB)
Opens

Load-Shedding
Outputs

No todos los sistemas de disparo de carga son iguales

Problem to Mitigate

Load-Shedding Speed

Frequency collapse

Fast

Voltage collapse

**Subcycle
(faster than 16 ms)**

Fast

DERs out of step

Fast

DER overload

Slow

Synchronization assist

~1 second

Slow

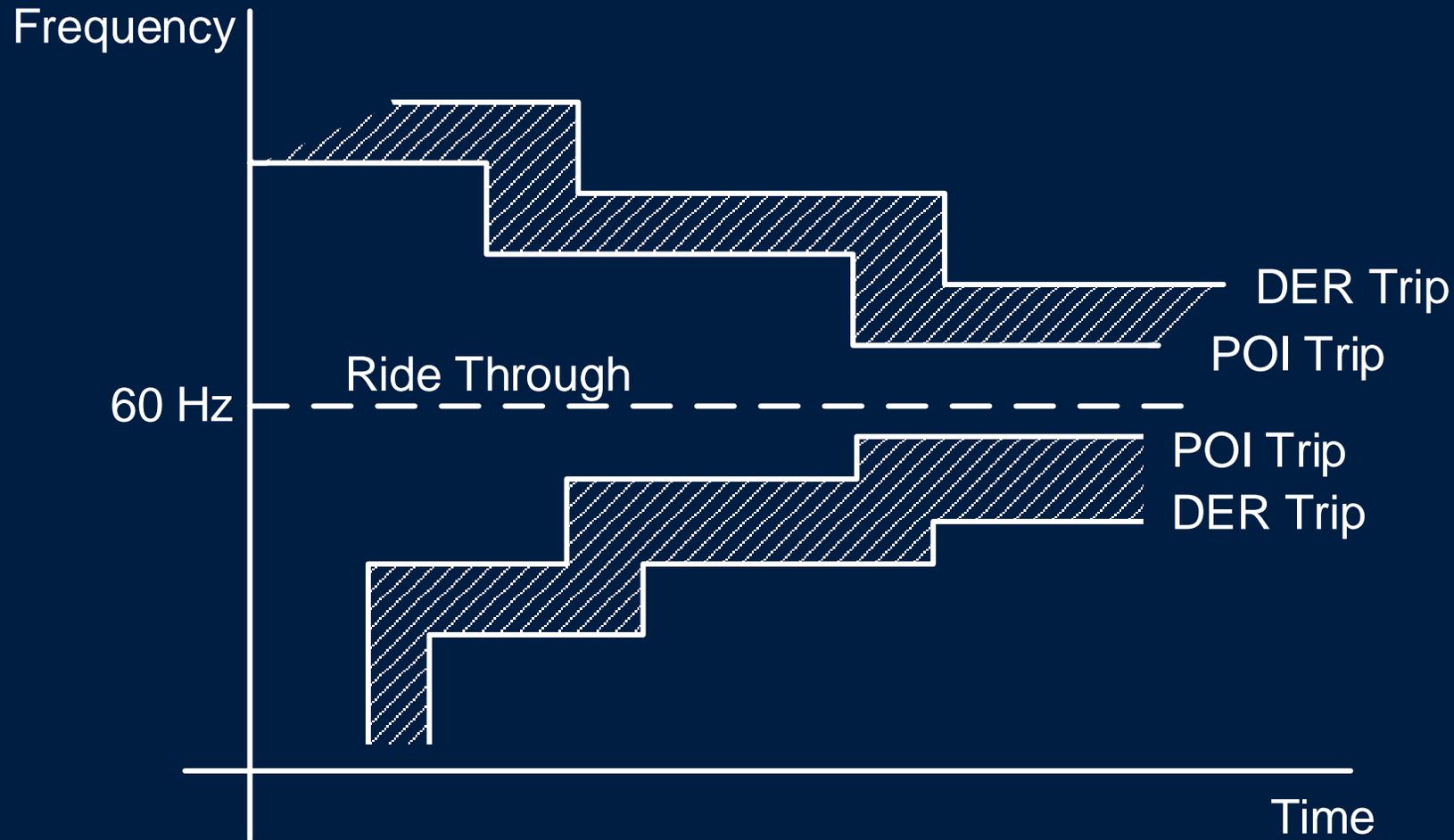
PCC curtailment

Slow

PCC demand charge avoidance

Slow

IEEE 1547 Requisitos en interconexión dejan poco margen para operación exitosa en isla



Reparto de carga, Control de Voltaje y Frecuencia

Reparto de Carga: Conectado a la Red

Despachar P y Q en PCC

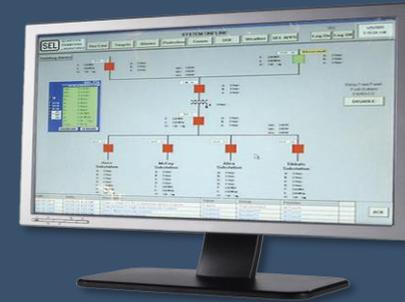
- Orden de despacho a generadores
- Manejo de baterías
- Despacho de recursos de generación distribuida
- Respuesta a los cambios de demanda

Reparto de carga: Modo Isla

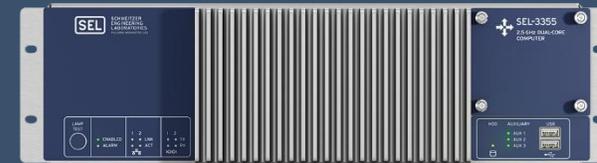
V, F control

- Mantener V, F
- Balance entre recursos de generación distribuida
- Manejar carga de baterías y almacenamiento
- Despacho económico
- Respuesta a la demanda

Pruebas de lazo cerrado



SEL Microgrid Controller





¿Preguntas?