



# Integrando Energías Renovables en Sistemas de Potencia en Centroamérica

Octubre de 2016

**Héctor Beltrán**

[www.cre.gob.mx](http://www.cre.gob.mx)



Todos los comentarios contenidos en la presentación son exclusivamente los del presentador y no representa necesariamente la postura oficial de la Comisión Reguladora de Energía

## **Temas de discusión**

**Experiencias con la planeación con ERV**

**Requerimientos de coordinación con sistemas vecinos**

**Códigos de Red**

# ¿Qué es el Código de Red?



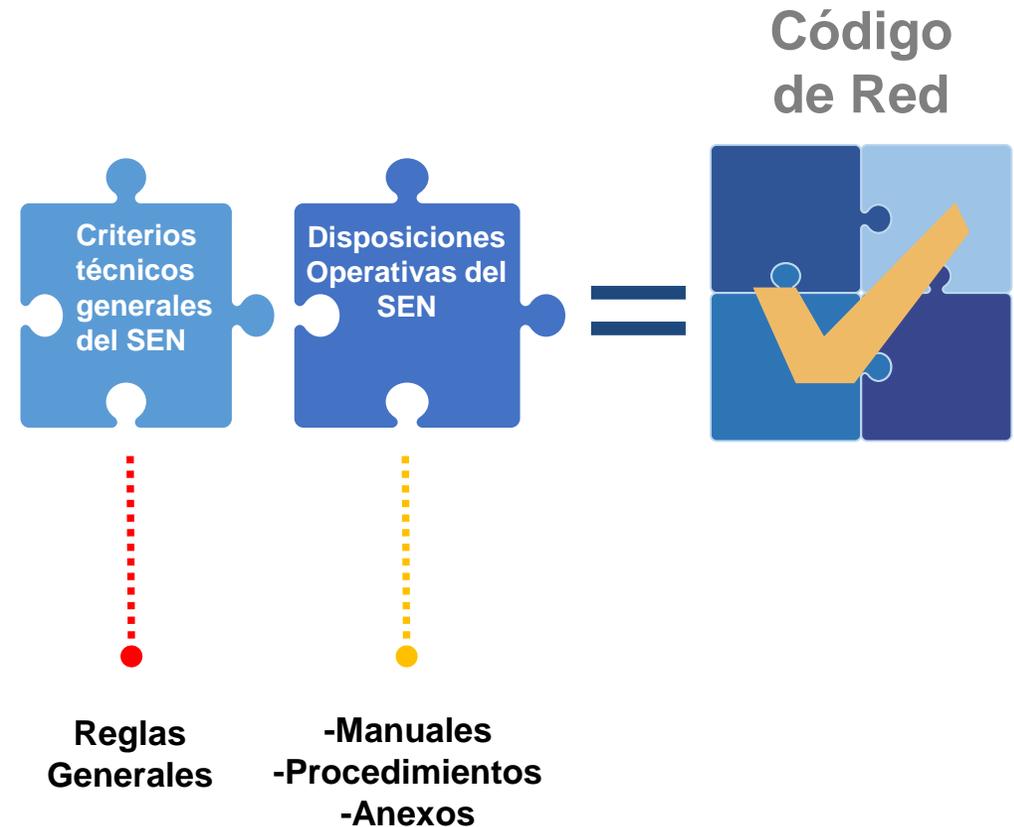
El Código de Red contiene los **requerimientos técnicos mínimos** necesarios para asegurar el desarrollo eficiente de todos los procesos asociados con el Sistema Eléctrico Nacional: planeación, operación, acceso y uso del SEN.



Su objetivo es establecer, **en un proceso abierto y transparente**, los criterios técnicos que permitan y promuevan que el SEN sea desarrollado, mantenido, operado, planeado y modernizado en una forma eficiente, coordinada y económica.



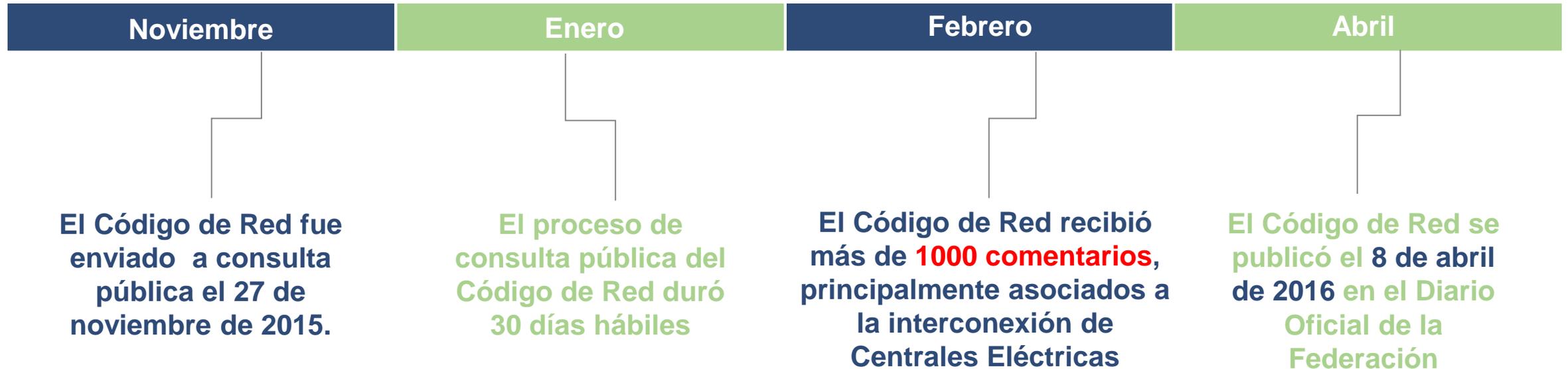
## Estructura del Código de Red



# Proceso de elaboración del Código de Red:



DIARIO OFICIAL  
DE LA FEDERACION



## Un proceso transparente:

De conformidad con los lineamientos en materia de consulta pública, la CRE estaba obligada a atender las preguntas y comentarios recibidos.

# Temas incluidos en el Código de Red:



## Operación

Condiciones operativas para asegurar el **Suministro Eléctrico en condiciones de seguridad y Continuidad**

**Ejemplo:**

- Variaciones de tensión permitidas en barras
- Variaciones permitidas de frecuencia



## Planeación

Condiciones que son de observancia obligatoria en la **elaboración de los programas de Ampliación y Modernización** de la RNT y de las RGD

**Ejemplo:**

- Aplicación Criterio N-1
- Estudios estocásticos ante incertidumbres



## Generación

Requerimientos técnicos que deben de cumplir las Unidades de **Central Eléctrica que deseen interconectarse al SEN**

**Ejemplo:**

- Control primario de frecuencia
- Capacidad de potencia reactiva



## Centros de Carga

Requerimientos técnicos que deben de cumplir **los Centros de Carga que pretendan o estén conectados al SEN.**

**Ejemplo:**

- Cumplimiento de factor de potencia 5 minutil (>69 kV)
- Indicadores de Calidad de la Energía

# Situación antes de la Reforma Energética



El Artículo 36 Bis de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, establece :

*La planificación del Sistema Eléctrico Nacional debe hacerse aprovechando tanto en el corto como en el largo plazo, la producción de energía eléctrica que resulte de menor costo para CFE y que ofrezca, además, óptima estabilidad, calidad y seguridad del Servicio Público.*

Esto se traduce en una formulación matemática cuya función objetivo es minimizar la suma de los costos actualizados de inversión, operación y falla.

$$\min (I + O + F)$$

# Marco regulatorio anterior

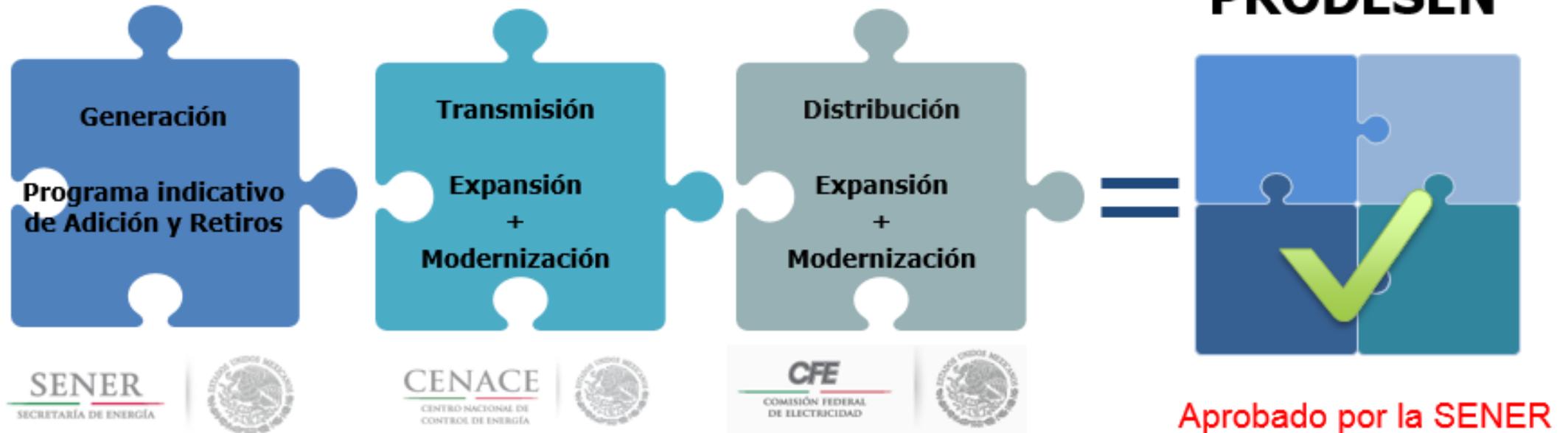
La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica establecía que la Comisión Federal de Electricidad era la responsable de desarrollar el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE). Este Programa, consistía en la estrategia de planeación del Sistema Eléctrico Nacional.



- El POISE era elaborado por la CFE y aprobado por la Secretaría de Hacienda y la Secretaría de Energía.
- Basado únicamente en el criterio de mínimo costo
- La CRE participaba proporcionando información consistente en los permisos otorgados y solicitados.
- El POISE era elaborado anualmente y preveía una estrategia de expansión a 15 años.

# Nuevo marco regulatorio

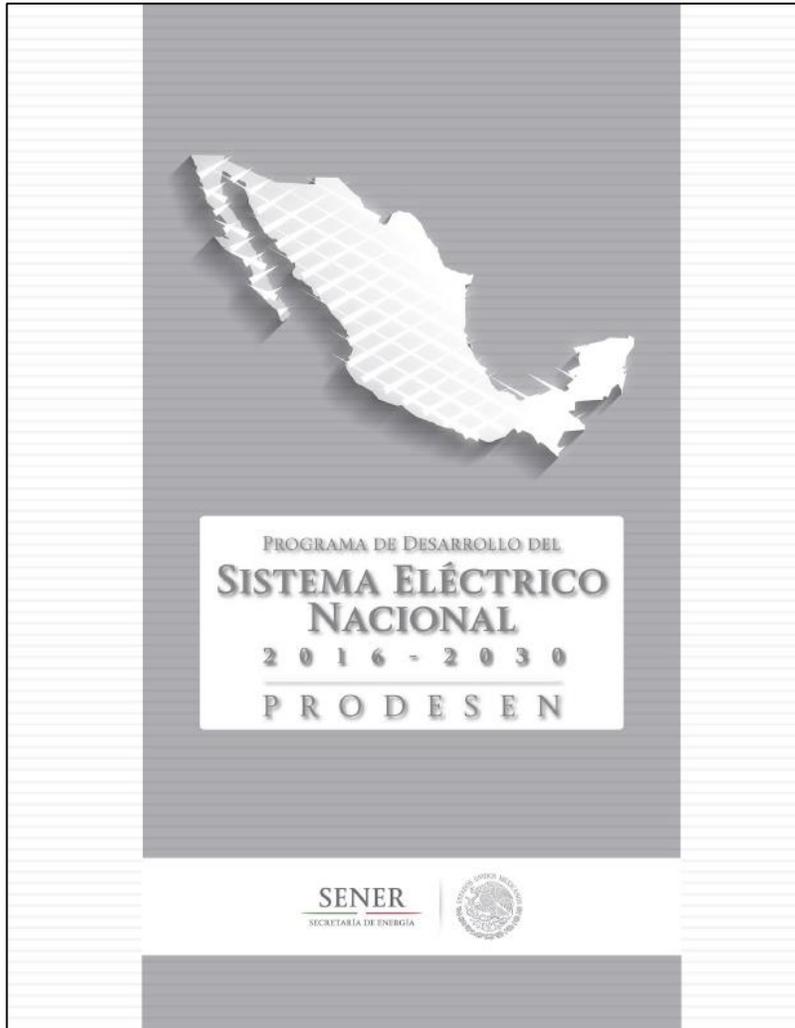
## Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional: PRODESEN



Emite opinión técnica y solicita cambios



# PRODESEN 2016 - 2030



<https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462?idiom=es>



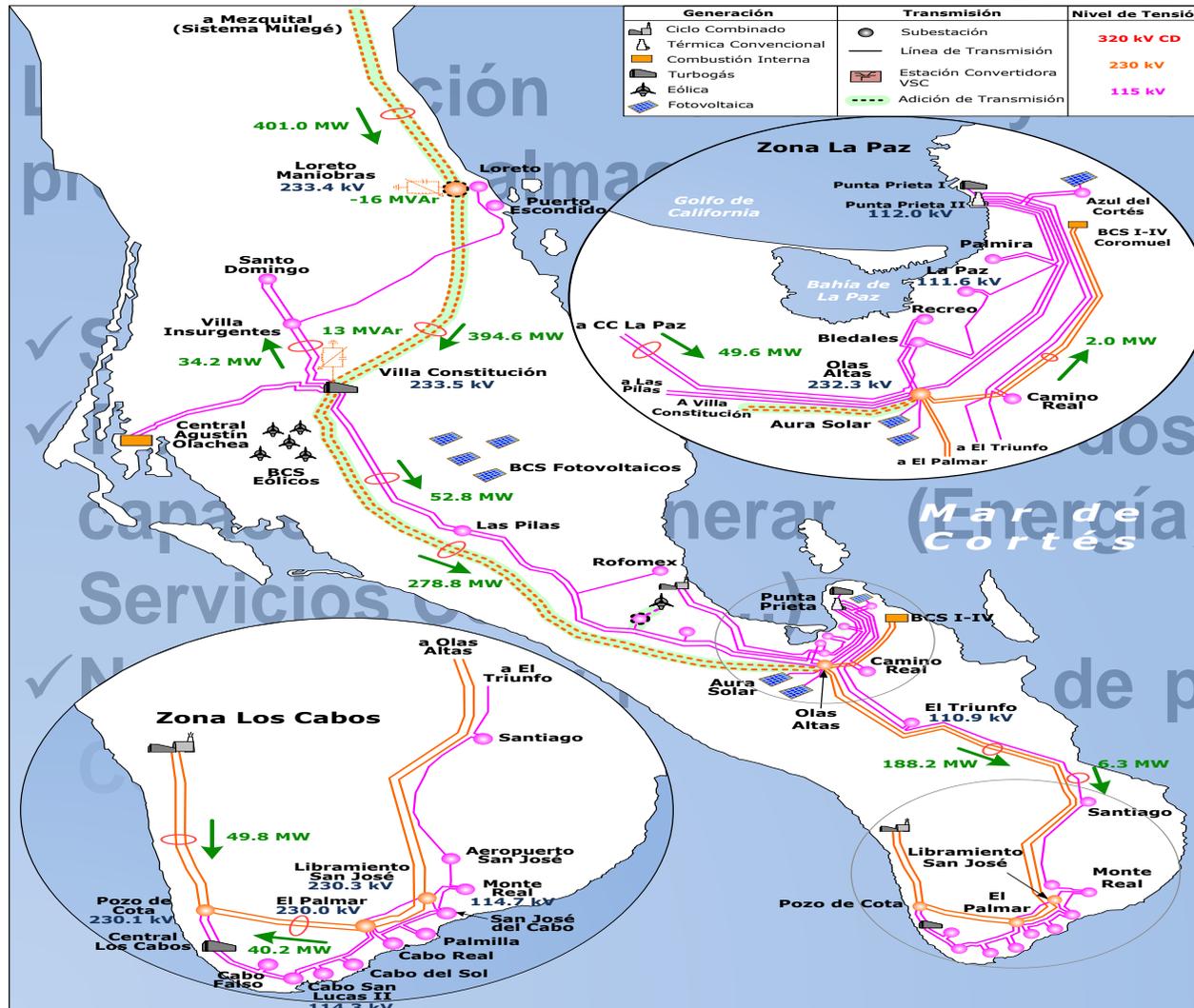
Ley de la Industria Eléctrica (LIE)

Reglamento de la LIE

**Fomentar la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica, así como la seguridad energética nacional**

- ✓ **Incluirán los elementos de la Red Eléctrica Inteligente que reduzcan el costo total de provisión del Suministro Eléctrico o eleven la eficiencia, Confiabilidad, Calidad o seguridad del Sistema Eléctrico Nacional de forma económicamente viable; (PMU para monitoreo del sistema)**
- ✓ **Procurarán la operación del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad; (Métodos estocásticos para Márgenes de Reserva))**
- ✓ **La coordinación con la planeación del programa de expansión de la red nacional de gasoductos y los mecanismos de promoción de las Energías Limpias, y**
- ✓ **El análisis costo beneficio integral de las distintas alternativas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución. (Beneficio = Integración de ERV)**

# Ya se consideran de manera explícita proyectos de almacenamiento...



estipula reglas para los

generadores

los productos que sean

**Reservas, Regulación,**

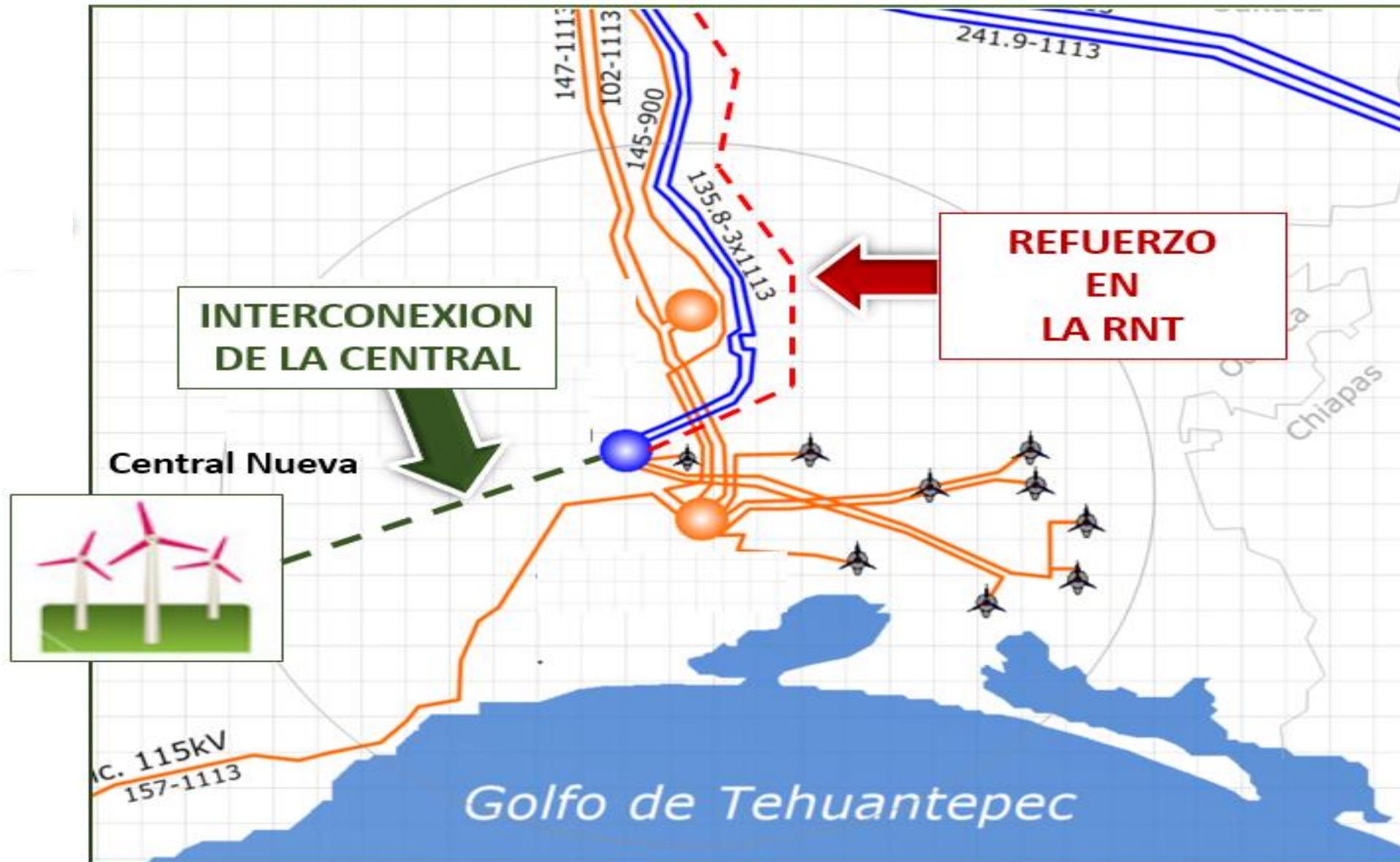
adicionales

de participar en Subastas por

de generación eléctrica renovable en Baja California Sur.

Banco de baterías de 10 MW para integrar 90 MW de capacidad de generación eléctrica renovable en Baja California Sur.

# Análisis del Beneficio Neto





Datos del Sistema a Diciembre de 2013

Sistema Eléctrico Nacional (SEN)
Sistema Interconectado Nacional (SIN)
Sistema Mexicano (SM)
Red California (RC)
Red California Sur (RCS)

Servicio Público

Capacidad Instalada (MW)	Capacidad Operativa (MW)	Reserva (MW)	Reserva (horas)	Reserva (días)
SEN	10,200	10,200	30	30
SIN	10,200	10,200	30	30
SM	10,200	10,200	30	30
RC	10,200	10,200	30	30
RCS	10,200	10,200	30	30

Simbología

	Carretera
	Cable Carretera
	Carretera Interna
	Gas
	Alta
	Intermedias
	Bajas
	Transmisión Convencional
	Transmisión
	Subestación
	Línea de Transmisión
	Redes Interconectadas
	Redes de Transmisión
	Demanda Máxima
	Capacidad Instalada
	Capacidad Operativa
	Reserva
	Reserva (horas)
	Reserva (días)

# Criterios de Interconexión de Centrales Eléctricas:



Los requerimientos se definen en función de:

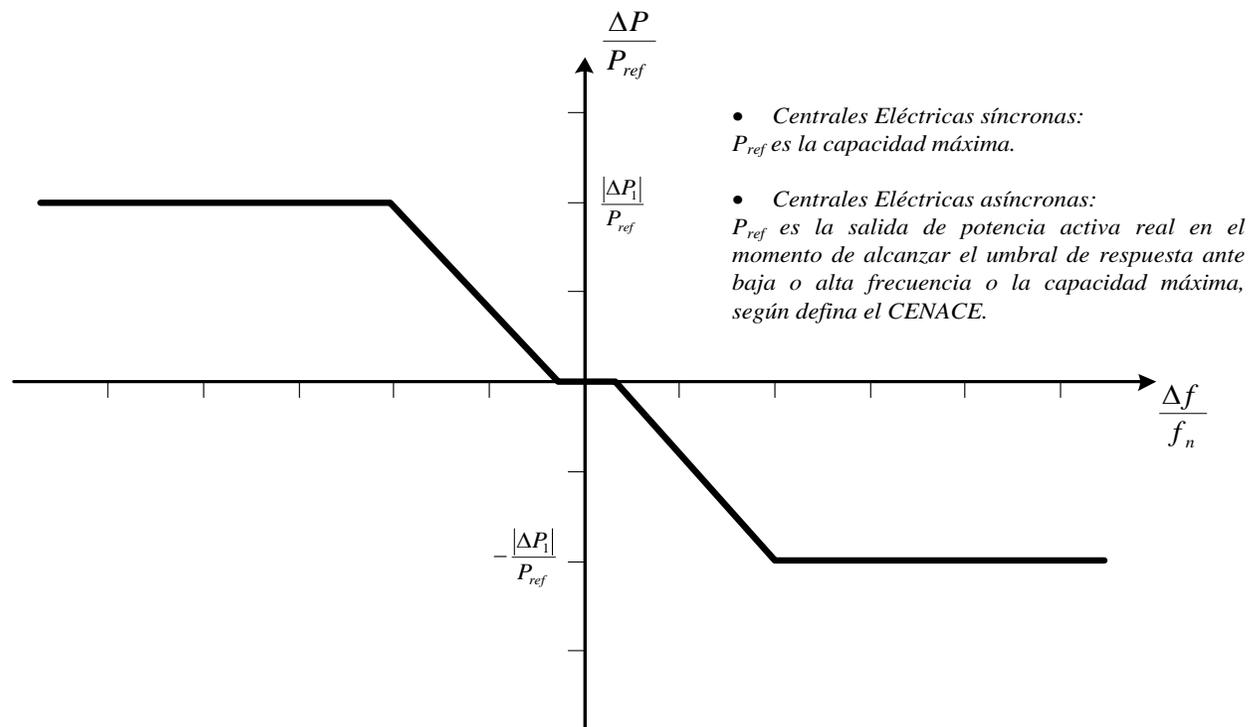


- 1** La Capacidad de la Central Eléctrica
- 2** El Sistema Interconectado al que se desea integrar
- 3** La tecnología de generación, considerando la siguiente clasificación: síncrona y asíncrona.

Áreas síncronas	Central Eléctrica tipo A	Central Eléctrica tipo B	Central Eléctrica tipo C	Central Eléctrica tipo D
Sistema Interconectado Nacional	$P < 500 \text{ kW}$	$500 \text{ kW} \leq P < 10 \text{ MW}$	$10 \text{ MW} \leq P < 30 \text{ MW}$	$P \geq 30 \text{ MW}$
Sistema Baja California	$P < 500 \text{ kW}$	$500 \text{ kW} \leq P < 5 \text{ MW}$	$5 \text{ MW} \leq P < 20 \text{ MW}$	$P \geq 20 \text{ MW}$
Sistema Baja California Sur	$P < 500 \text{ kW}$	$500 \text{ kW} \leq P < 3 \text{ MW}$	$3 \text{ MW} \leq P < 10 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$
Sistema Interconectado Mulegé	$P < 500 \text{ kW}$	$500 \text{ kW} \leq P < 1 \text{ MW}$	$1 \text{ MW} \leq P < 3 \text{ MW}$	$P \geq 3 \text{ MW}$

# Criterios de Interconexión para Centrales Asíncronas\*:

**Control Primario de Frecuencia:** La Central Eléctrica debe proveer una respuesta de potencia activa a la frecuencia de acuerdo a la Figura 3 y con los parámetros especificados por el CENACE dentro de los rangos de la Tabla 3:



Donde:

$P_{ref}$  es la potencia activa de referencia con la que se relaciona  $\Delta P$ .  
 $\Delta P$  es el cambio en la salida de potencia activa de la Central Eléctrica.  
 $f_n$  es la frecuencia nominal (60 Hz) de la red, y  
 $\Delta f$  es la desviación de frecuencia de la red.

Parámetros		Rangos
Intervalo de potencia activa en relación con la potencia de referencia	$\frac{ \Delta P_1 }{P_{ref}}$	3 – 10 %
Insensibilidad propia del control de respuesta a la frecuencia	$ \Delta f_i $	5 – 15 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	0.008 – 0.025 %
Banda muerta de respuesta a la frecuencia		$\pm 30$ mHz
Característica de regulación		3 – 8 %

**Tabla 3:** Parámetros de respuesta de la potencia activa del control primario de frecuencia.

**Figura 3:** Control primario de frecuencia de la Central Eléctrica.

# Criterios de Interconexión para Centrales Asíncronas\*:

## Capacidad de Potencia Reactiva:

La Central Eléctrica asíncrona debe cumplir el perfil V-Q/P<sub>máx</sub> de conformidad con los siguientes principios:

- El diagrama P-Q/P<sub>máx</sub> no debe superar el marco interior del diagrama representado en la Figura 8;
- El rango de potencia activa del marco del diagrama P-Q/P<sub>máx</sub> a potencia reactiva cero, debe ser 1 pu
- Etc.;

La zona obligatoria se encuentra en blanco y corresponde a un factor de potencia de 0.95 en atraso y adelante a P<sub>máx</sub> y un valor de factor de potencia menor a 0.95 en atraso y adelante a una salida de potencia activa menor a P<sub>máx</sub>.

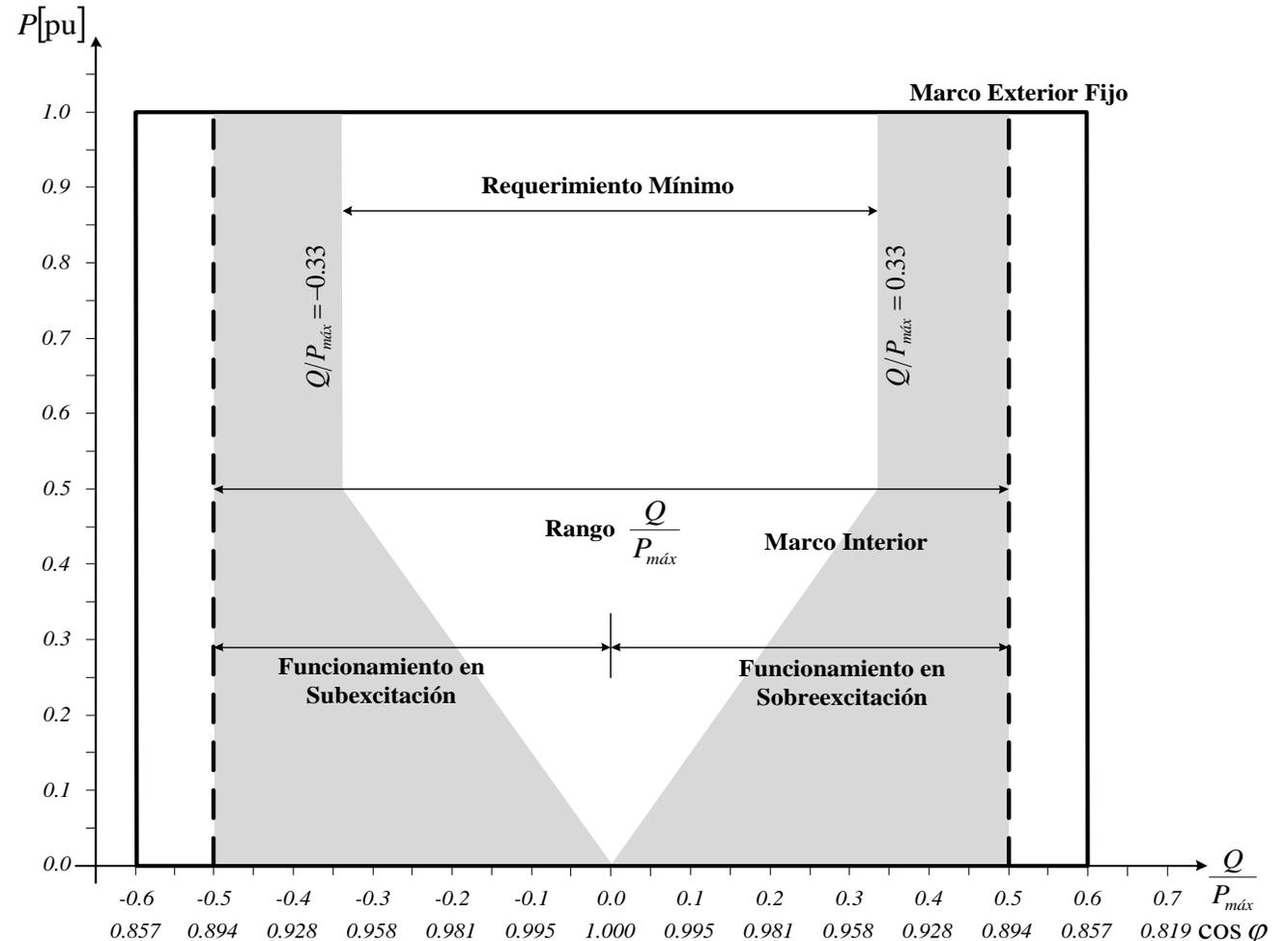


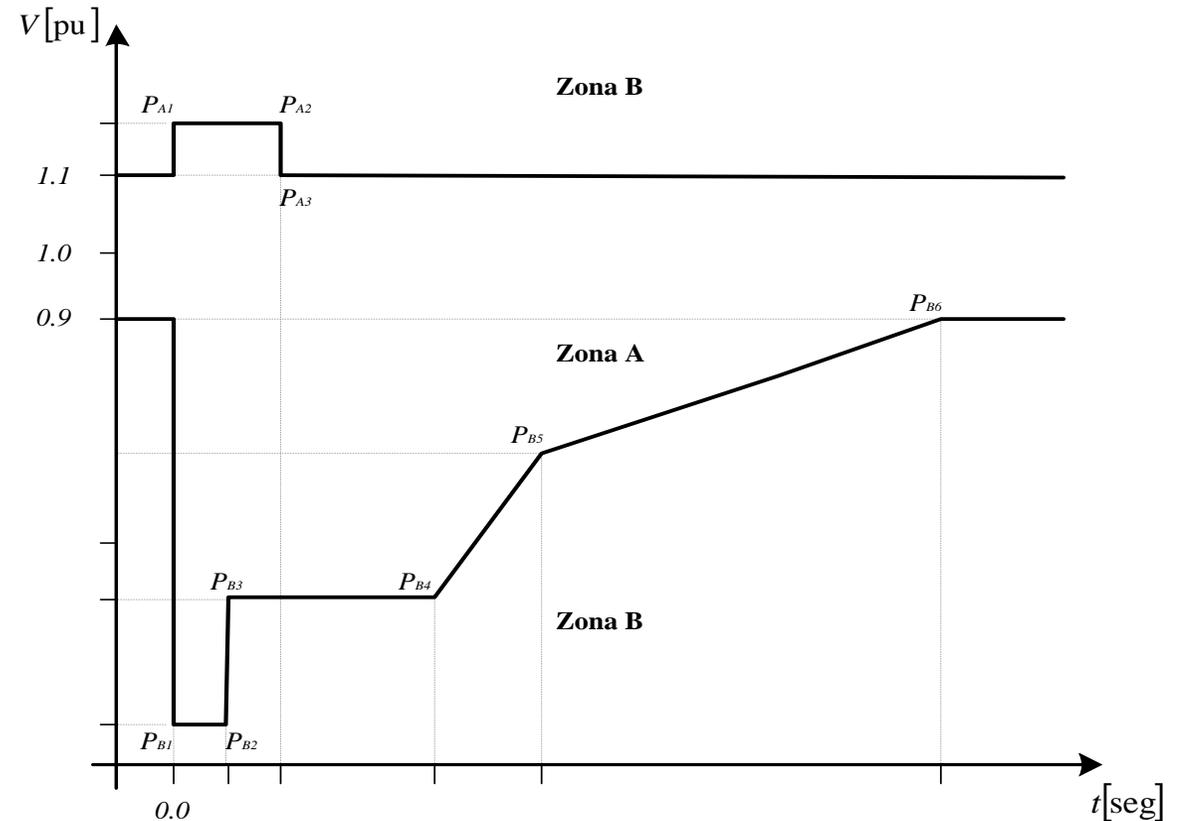
Figura 8: Diagrama P-Q/P<sub>máx</sub> de una Central Eléctrica.

# Criterios de Interconexión para Centrales Asíncronas\*:



**Respuesta ante fallas (Low Voltage Ride Through):** En cuanto a la respuesta ante condiciones dinámicas o de falla, la Central Eléctrica debe permanecer interconectada y en operación estable mientras la tensión permanezca dentro la zona permitida :

Punto de operación	Parámetros de tensión (pu)	Parámetros de tiempo (segundos)
$P_{B1}$	0.00	0.00
$P_{B2}$	0.00	0.25
$P_{B3}$	0.00	0.35
$P_{B4}$	0.00	0.45
$P_{B5}$	0.45	1.05
$P_{B6}$	0.90	1.50
$P_{A1}$	1.20	0.00
$P_{A2}$	1.20	0.20
$P_{A3}$	1.10	0.20



**Tabla 13:** Parámetros de la Figura 11 para capacidad de respuesta de Centrales Eléctricas asíncronas tipo D ante condiciones dinámicas o de falla.

**Figura 11:** Respuesta de la Central Eléctrica de tipo D ante condiciones dinámicas o de falla. El diagrama es ilustrativo y representa los límites de un perfil de tensión contra tiempo, expresado en por unidad antes, durante y después de una falla. 18

\*Los requerimientos son asociados a las Centrales tipo D

# Criterios de Interconexión para Centrales Asíncronas\*:



**Calidad de la Energía:** La operación de las Centrales eléctricas deberá de tener un impacto limitado en los indicadores de calidad. Los valores y rangos definidos en esta sección se deben cumplir en la operación en estado normal del SEN:

## Severidad del Parpadeo (Flicker)

$$P_{st} = \sqrt[3]{\sum_i P_{st_i}^3}$$

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_i P_{lt_i}^3}$$

Indicador	Límite
$P_{st}$	0.80
$P_{lt}$	0.60

## Contenido armónico (THD)

$$THD = \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + V_4^2 + \dots + V_n^2}}{V_1}$$

Orden de la armónica	Nivel de armónica (% de la Tensión fundamental)	Orden de la armónica	Nivel de armónica (% de la Tensión fundamental)
3	2.00	2	1.40
5	2.00	4	0.80
7	2.00	6	0.40
9	1.00	8	0.40
11	1.50	10	0.35
13	1.50	12	0.32
15	0.30	14	0.30

## Variaciones de Tensión

$$\text{Variación rápida en la tensión} = \frac{\Delta V}{V_{\text{máx}}}, \%$$

No debe ocasionar más de 5 variaciones rápidas por día en la tensión superiores al |4%|.

\*Los requerimientos son asociados a las Centrales tipo D

# Estudios técnicos que realiza el CENACE:



## I. Estudios en Estado Estable.

- a. Análisis de Flujos de Carga
  - o Comportamiento en condiciones normales (red eléctrica completa).
    - Verificación de Límites Operativos.
    - Evaluación de Pérdidas.
  - o Comportamiento Ante Contingencias (disparo de elementos).
    - Verificación de Límites Operativos.
- b. Análisis de Corto Circuito
  - o Determinación de Niveles de Corto Circuito Trifásico y Monofásico
  - o Márgenes de Capacidad Interruptiva en los elementos del Sistema
  - o Identificación de equipos con Violación de Límites Operativos.
- c. Márgenes de Reserva Reactiva (Análisis Q V)
  - o En Condiciones Normales (Red Eléctrica Completa)
  - o Ante Contingencias (Disparo de Elementos)
  - o Determinación de Compensación requerida
- d. Límites de Transferencia de Potencia (Análisis P V)
  - o En Condiciones Normales (Red Eléctrica Completa)
  - o Ante Contingencias (Disparo de Elementos)
  - o Determinación de Compensación requerida

## II. Estudios de Estabilidad Transitoria

- a. Estabilidad Angular y Estabilidad de Voltaje.
  - o Ante contingencias críticas (disparo de elementos).
- b. Estabilidad Transitoria.
  - o Verificación de Funcionalidad de los Modelos Dinámicos.
  - o Respuesta de los Controles de las Unidades de las Centrales Eléctricas.
  - o Cumplimiento a las Reglas Generales de Interconexión y Conexión.
  - o Verificación de los Modelos de Control de Tensión de las Unidades de las Centrales Eléctricas.

## III. Coordinación de Protecciones

- a. Verificación de ajustes de los EAR.
  - o Esquemas de bajo y alto voltaje.
  - o Esquemas de baja y alta frecuencia.

## IV. Estudios de Calidad de la Energía

- a. Análisis del contenido armónico en el Punto de Interconexión o Conexión.
- b. Propagación del contenido armónico.
- c. Determinación de la distorsión armónica total.
- d. Resonancia Subsíncrona.

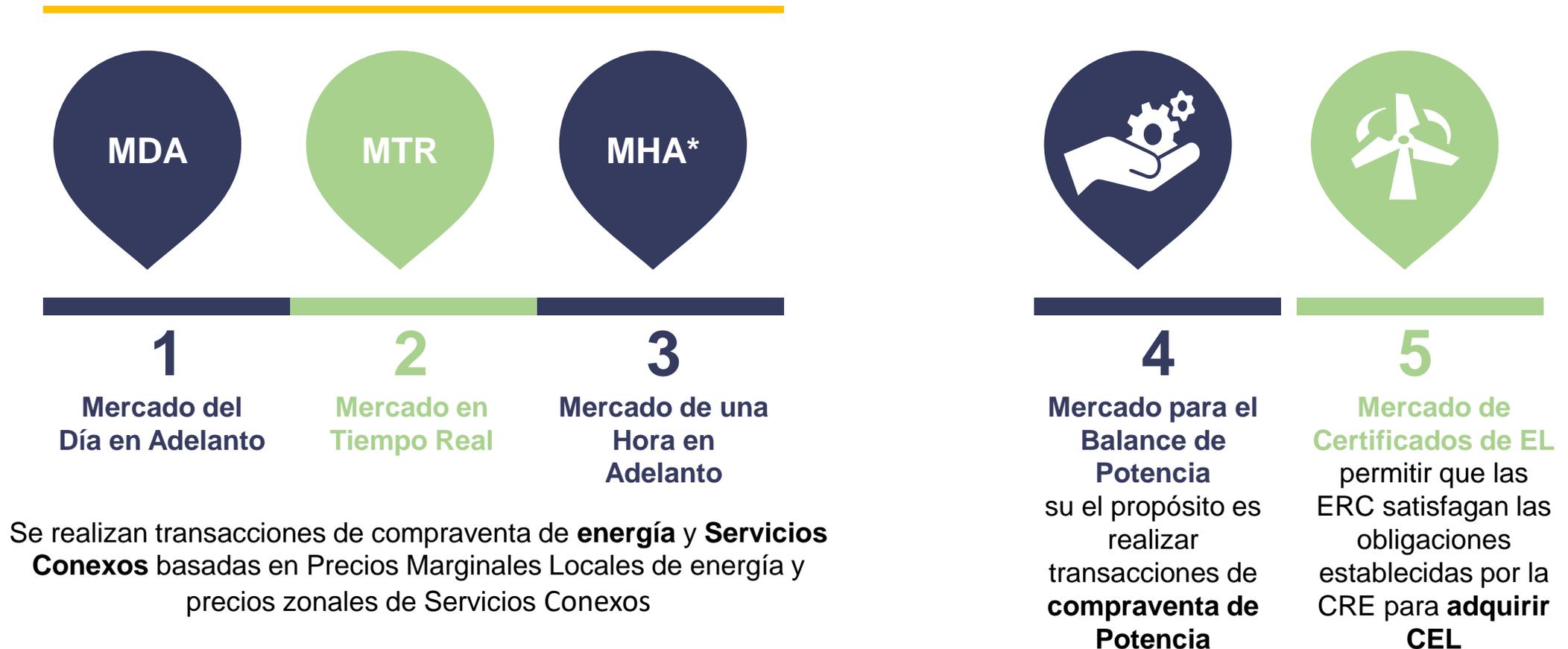
## V. Estudios de Instalaciones

- a. Análisis de la infraestructura requerida.
- b. Determinación de costos de la infraestructura.

# Elementos del MEM que facilitan la integración de Energías Renovables:

## Mercado Eléctrico Mayorista

### Mercado de Corto Plazo:

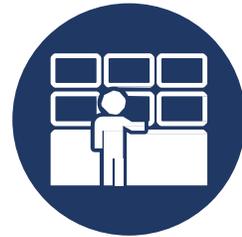


\*Implementación en la Segunda Etapa del Mercado

# Disposiciones sobre el Despacho de Centrales:

## Despacho de Centrales de Energías Renovables:

### Recursos No Despachables



- El **Despacho Económico** con Restricciones de Seguridad considerará la generación de las Unidades de **Central Eléctrica firmes** (p.ej., geotérmicas) e **intermitentes** (eólicas o solares) que no sean despachables
- En el **Despacho en Tiempo Real**, estos recursos recibirán **instrucciones de despacho**, iguales a la energía entregada en el intervalo previo, o cuando se encuentren disponibles, iguales a sus pronósticos actualizados en Tiempo Real.
- El **CENACE podrá requerir que reduzcan** su generación cuando sea necesario por Confiabilidad.

### Recursos Intermitentes Despachables



- Los Recursos Intermitentes **podrán registrarse como despachables** si tienen capacidad de despacho.
- Deberán contar con la capacidad de recibir y enviar información al Registro de Instrucciones de Despacho, así como capacidad para informar al CENACE sobre su capacidad disponible en Tiempo Real.