



Taller "Operación Mercado eléctrico mayorista dominicano: desafíos y perspectivas"

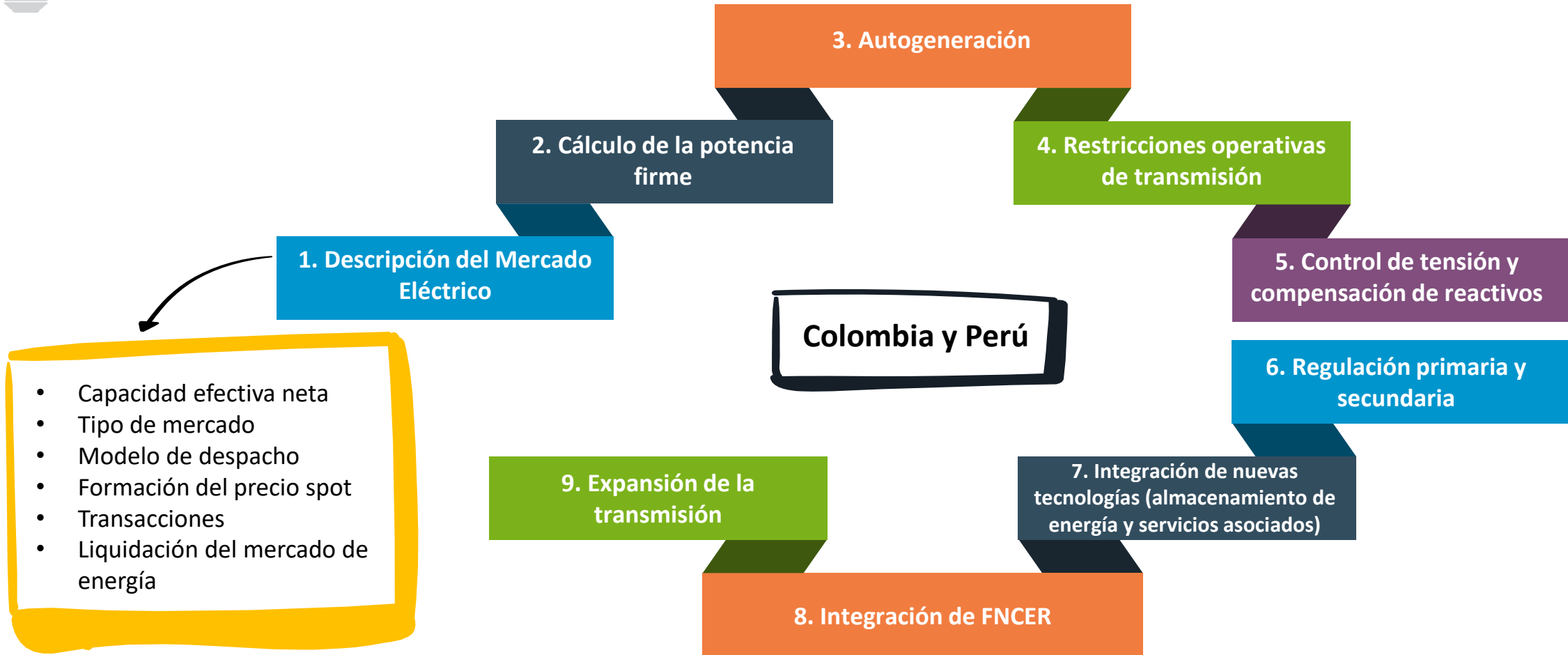
Enfoque Colombia - Perú

28 de marzo de 2019





Contenido



Descripción del Mercado Eléctrico

Colombia

Perú

Tipos de mercado

Corto plazo
Largo Plazo
Mercado de confiabilidad

Corto plazo o spot
Largo Plazo
Mercado de Potencia

Modelo de despacho

Modelo marginal basado en ofertas de precios

Modelo de despacho basado en costos marginales nodales.

Formación del precio Spot

Los precios son determinados mediante una subasta de precios de oferta de los generadores, considerando un modelo uninodal (despacho ideal), es decir, sin considerar las restricciones de la red. La asignación se hace por orden de mérito.

El precio spot se establece para intervalos de 30 minutos considerando el costo variable de las unidades de generación.

Transacciones

Energía a Corto Plazo valorada al Precio spot horario obtenido de la subasta diaria
Energía a Largo Plazo valorada a precio de PPA libremente acordado entre las partes
Cargos de Confiabilidad (CXC) valorados a precio de CERE obtenido de la subasta de CXC.

Energía a corto plazo valorada al costo marginal.
Energía pactada en contratos sin licitación se valoran a Precios de Barra (artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas (Precios Regulados)).
Energía pactada en contratos con licitación se valoran a un precio máximo de reserva fijado por el OSINERGMIN, con plazos de suministro así: CP Lo define OSINERGMIN, MP hasta 5 años, LP hasta 20 años.
Energía pactada en contrato de largo plazo para usuarios libres a precio pactado ente las partes.

Liquidación de mercado spot

La diferencia que resulta de la comparación de las cantidades de energía comercializadas cada hora en contratos con la energía generada o demandada es vendida o comprada en la bolsa

En este mercado se liquidan las transacciones mayoristas de Potencia y Energía.
Mensualmente, el COES liquida las inyecciones reales de los generadores y los retiros realizados por sus clientes para establecer los saldos deudores o acreedores de todos los participantes de este mercado.

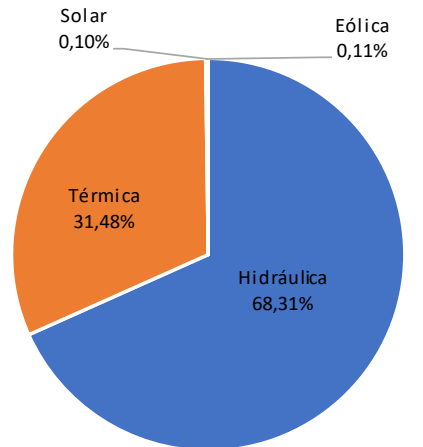
Liquidación de PPA

La liquidación de los contratos es hecha por las partes. Los contratos son acuerdos bilaterales de tipo financiero.

Los contratos son de entrega física.

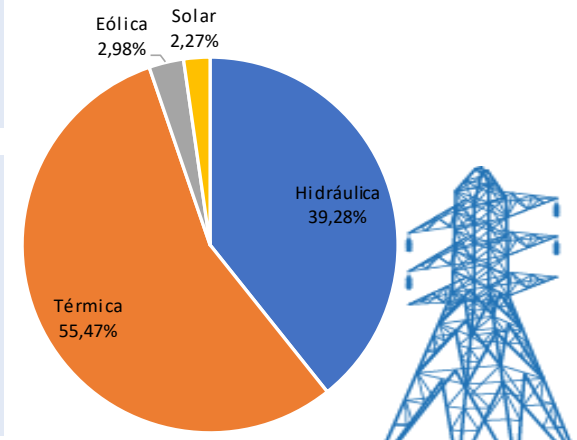
Demanda de energía Colombia 69121 GWh (2018)

Capacidad Efectiva Neta Colombia (Marzo 2019 - 17325,59 MW)



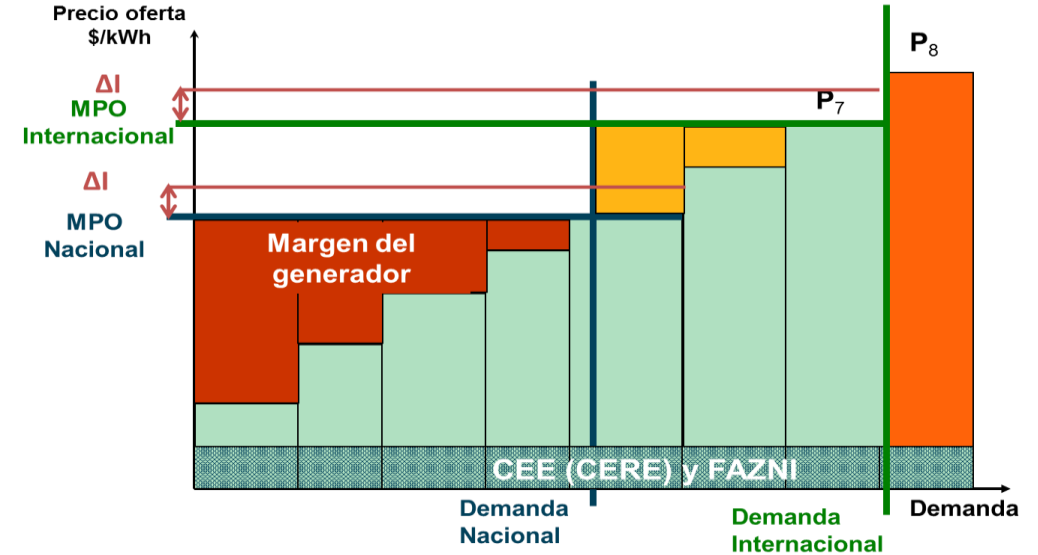
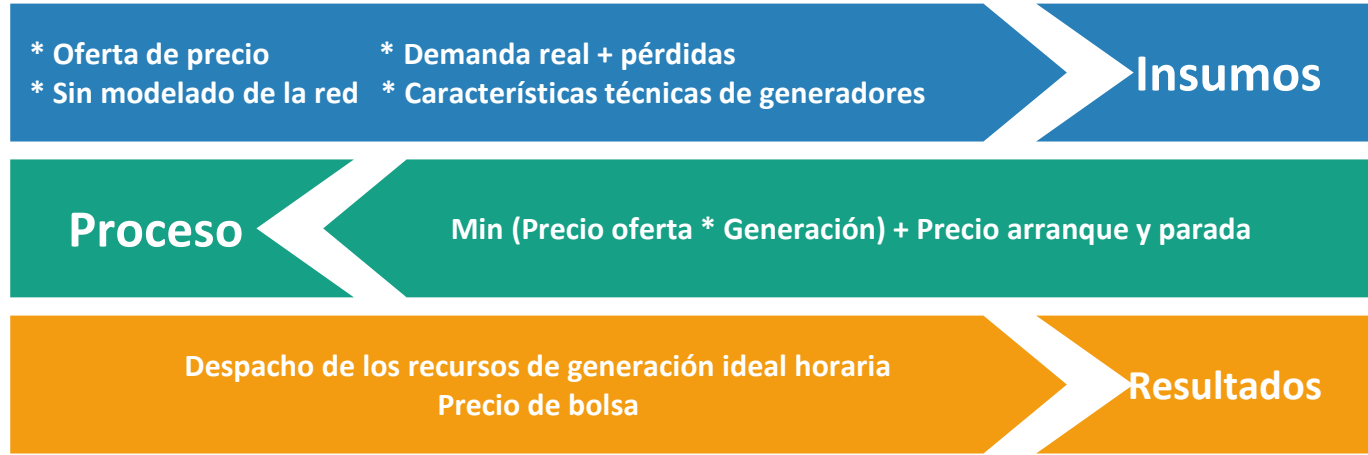
Demanda de energía Perú 50817 GWh (2018)

Capacidad Efectiva Neta Perú (Diciembre 2018 - 12581,40 MW)



Cálculo del Precio de Bolsa en Colombia

Despacho ideal → día t+1



$$\text{Min} \sum_t \sum_i (P_{of_{it}} \times Q_{it}) + Par_{it}$$

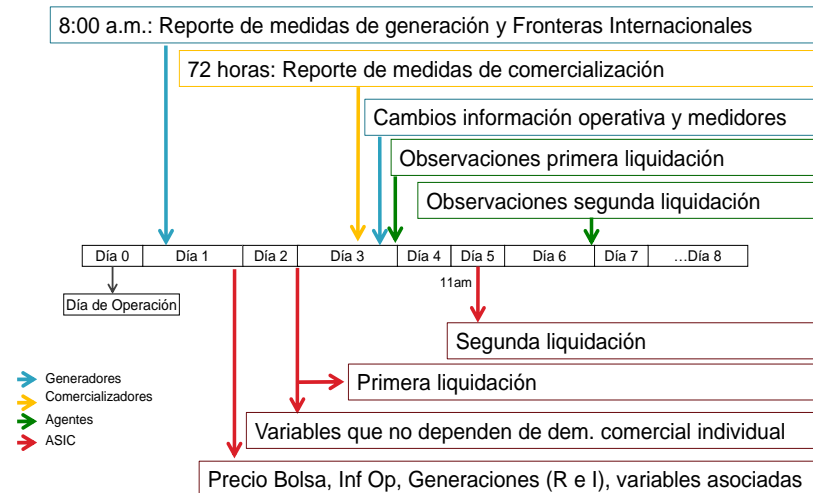
Sujeto a:

$$D_t \leq \sum_i Q_{it}$$

Características Técnicas

Restricciones Eléctricas y soporte de tensión

Restricciones Operativas



Las plantas **no despachadas centralmente** y las plantas **filo de agua**, son consideradas en la base para el cálculo del despacho ideal, con una disponibilidad igual a su generación real, es decir, estas plantas **son tomadoras de precios.**



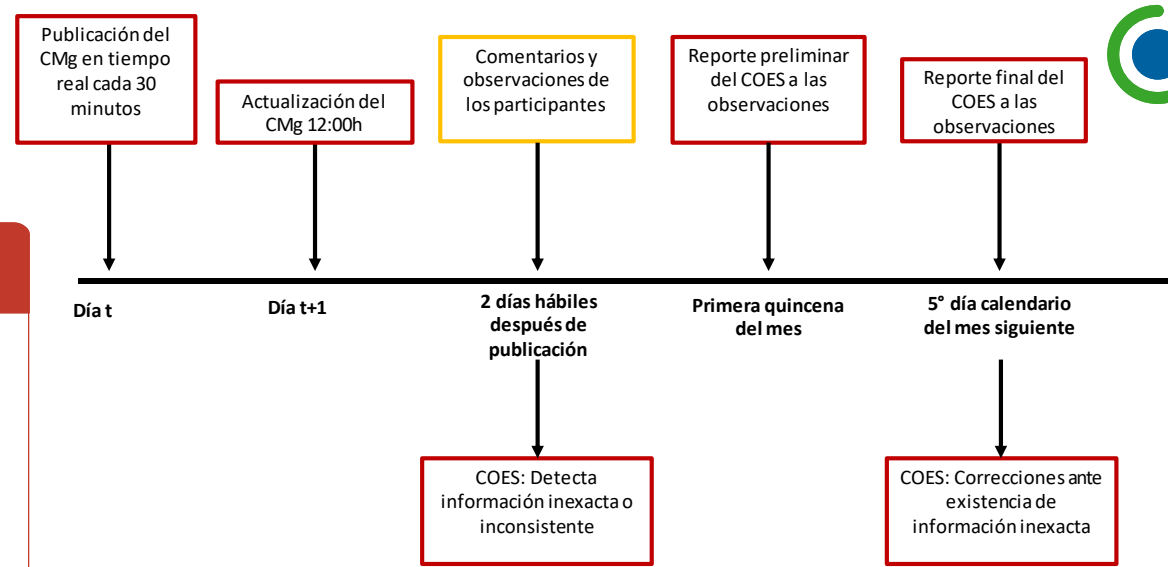
Cálculo del CMg en Perú

Periodicidad

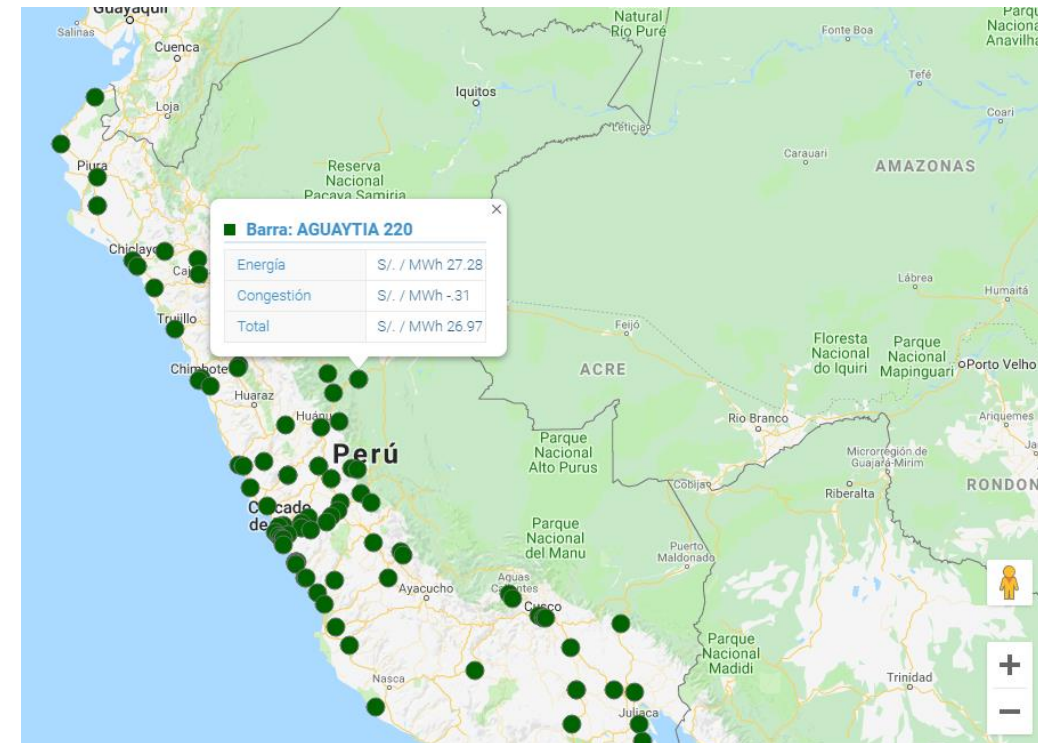
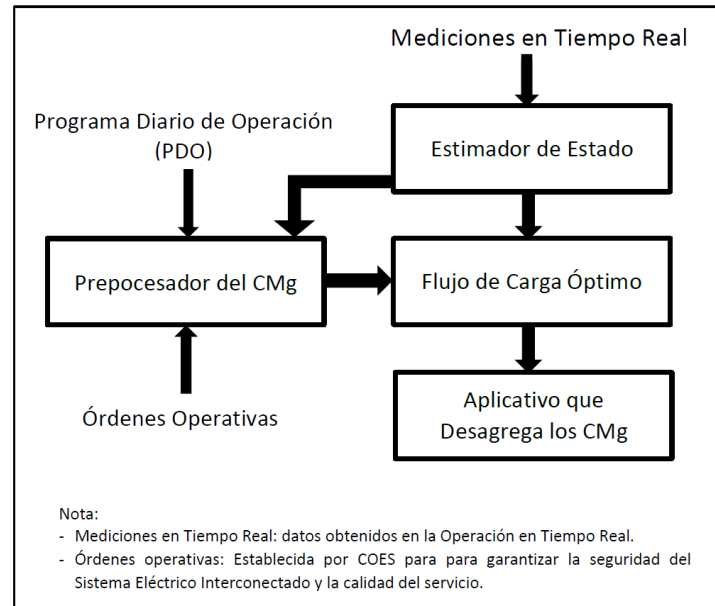
Los CMg en las Barras de Transferencias. Estos CMg de cada Intervalo CMG del día, serán publicados en tiempo real y actualizados a más tardar las 12:00 horas del día siguiente, en el portal de Internet del COES, de ser el caso.

Intervalo CMG

Periodo de treinta (30) minutos. Cada hora contiene dos Intervalos CMG, de los cuales el primero se inicia a los cero minutos y cero segundos de cada hora.



Proceso del Cálculo de los CMg



Fuente: PR-07 DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES DE CORTO PLAZO



Cálculo de la potencia firme

	COLOMBIA	PERÚ
HIDRÁULICA	<ul style="list-style-type: none"> Maximizar la energía que una planta hidráulica puede producir durante periodos de sequía. Se simula para cada planta mínimo 20 años de historia Para efectos de simulación se asume que al inicio del primer año, el volumen de todos los reservorios se encuentran en el 50% La energía firme anual corresponde a la menor energía mensual multiplicada por 12 	<ul style="list-style-type: none"> Maximizar la energía que una planta hidráulica puede producir durante periodos de sequía. Se simula para cada planta desde 1965 hasta un año antes del cálculo Para efectos de simulación se asume que al inicio del año considerado, el volumen de todos los reservorios se encuentran en el nivel más probable de los últimos 10 años La Energía Garantizada será igual a la suma de las energías garantizadas de los 6 meses más críticos
TÉRMICA	<p>La potencia firme de una unidad térmica se calcula con la siguiente fórmula, siempre y cuando demuestre que tiene el combustible:</p> $PFT = Peft(1 - FIF)$ <p>donde Peft: Potencia Efectiva en bornes de la unidad FIF: Factor de Disponibilidad Fortuita mensual de la unidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> La potencia firme de una unidad térmica se calcula con la siguiente fórmula: $PFT = Peft(1 - FIF)$ <p>donde Peft: Potencia Efectiva en bornes de la unidad FIF: Factor de Disponibilidad Fortuita mensual de la unidad</p>
SOLAR	<ul style="list-style-type: none"> Es necesario contar con información de irradiación horizontal y temperatura ambiente, en una serie histórica igual o mayor a diez (10) años medida en el sitio de la planta con resolución horaria 	<ul style="list-style-type: none"> La Potencia Firme de Centrales RER (Recursos Energéticos Renovables) que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz es igual a cero.
EÓLICA	<ul style="list-style-type: none"> Es necesario contar con información de irradiación horizontal y temperatura ambiente, en una serie histórica igual o mayor a diez (10) años medida en el sitio de la planta con resolución diezminutal, dirección de viento y temperatura para un período mínimo de 12 meses continuos. 	<ul style="list-style-type: none"> La Potencia Firme de Centrales RER (Recursos Energéticos Renovables) que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz es igual a cero.

Reserva de Potencia

Una de las garantías de seguridad de la operación del sistema eléctrico del Perú es que en todo momento cuente con un margen de reserva de generación suficiente para cubrir la operación del sistema ante contingencias o condiciones operativas adversas del sistema. Se denomina Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO), y es fijado cada cuatro años. En el último informe publicado por el COES que detalla el margen de reserva firme, con última fijación del 21 de febrero de 2017, mediante la Resolución OSINERGMIN N° 027-2017-OS/CD, en la cual se fijó en el valor de 23,45%, para el periodo 01 de mayo de 2017 hasta el 30 de abril de 2021



Autogeneración

	MARCO LEGAL	DEFINICIÓN	SEGMENTACIÓN	VENTA DE EXCEDENTES
COLOMBIA	<ul style="list-style-type: none">Ley 1715 de 2014Resolución CREG 024/15Resolución CREG 030/18	<ul style="list-style-type: none">Aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades.El usuario puede ser o no ser propietario de los activos de autogeneración.	<ul style="list-style-type: none">Autogeneración a pequeña escala: Capacidad < 1 MW.Autogeneración a gran escala: Capacidad > 1 MW.	<ul style="list-style-type: none">Se pueden permutar los excedentes con el consumo.Puede entregar excedentes a la red y venderlos en el mercado.
PERÚ	<p>Ley N° 28832 (LDGE)</p> <p>D.L. N° 1221</p> <p>Proyecto de resolución ministerial 292-2018-MEM/DM</p>	<ul style="list-style-type: none">Instalación de generación con capacidad no mayor a la señalada en el reglamento, conectada directamente a las redes de un concesionario de distribución eléctrica.Los usuarios que disponen de equipamiento de generación eléctrica renovable no convencional o de cogeneración, hasta la potencia máxima establecida para cada tecnología, tiene derecho a disponer de ellos para su propio consumo o pueden inyectar sus excedentes al sistema de distribución.	<ul style="list-style-type: none">Mediana Generación Distribuida ("MGD"): 200 kW hasta 10 MW.Microgeneración Distribuida ("MCD") hasta 200 kW	<ul style="list-style-type: none">Inyecciones de Excedentes.Autoconsumo del usuario regulado.Pagar los peajes y cargos tarifarios correspondientes.Excedentes considerados como crédito a favor del titular de la MCD



Restricciones operativas

Colombia

Perú

Criterios de confiabilidad

Análisis de confiabilidad por medio de métodos determinísticos se debe utilizar el criterio N-1.

Criterio N-1 para un conjunto de equipos seleccionados por el COES.
Ponderados por la probabilidad de falla.

Generación de seguridad

Se programa la generación de seguridad necesaria para cumplir con los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad.

Se programa la operación de una o más Unidades de Generación por Seguridad, siempre que el costo previsto del escenario de la alternativa seleccionada sea menor al 90 % del costo esperado del escenario inicial.
Los agentes pueden solicitar generación de seguridad para su área operativa.

Compensación económica

Precio de reconciliación positiva de plantas térmicas:
Suministro de combustible, transporte de combustible, otros costos variables, operación y mantenimiento y arranque y parada.
Precio de reconciliación positiva de plantas hidráulicas:
Precio de bolsa horario.

Costos de arranque – parada y de baja eficiencia en Rampas Incremento y Disminución de Generación.
Costo de mantenimiento por arranque – parada.
El costo por Consumos de Combustibles Adicionales en las Rampas de Incremento y Disminución de Generación
Costos Variables de Unidades de Generación no cubiertos por el Costo Marginal de Corto Plazo



Control de tensión y compensación de reactivos

Colombia

El código de redes (Res CREG 025 de 1995) define las acciones para el control de voltaje. Este servicio es obligatorio y no tiene remuneración.

Todas las plantas del SIN están obligadas a participar en el control de tensión, por medio de la generación o absorción de potencia reactiva de acuerdo con la curva de capacidad declarada en los formatos de capacidad.

La prueba de potencia reactiva se debe realizar anualmente.

La generación o absorción de potencia reactiva de las centrales se establece en los análisis eléctricos de estado estacionario para las diferentes condiciones de demanda.

En el Estado Normal, la tensión de las barras de 110 kV y 220 kV se mantiene dentro de $\pm 10\%$ de su tensión de operación

Perú

Todos los Integrantes del Sistema están obligados a proveer los equipos necesarios para la supervisión de los niveles de tensión en sus respectivas instalaciones.

Los niveles de tensión en las barras de los sistemas de distribución y de clientes libres serán regulados directamente por sus titulares, para lo cual deberán instalar los equipos necesarios.

Los Integrantes del Sistema están obligados a suministrar la potencia reactiva inductiva o capacitiva solicitada por el Coordinador hasta los límites de capacidad de sus equipos. Los generadores que generen reactiva por fuera de la banda definida serán remunerados con un precio regulado (entrega 0,95 absorción 0,99)

En el Estado Normal, la tensión de las barras de carga se mantiene dentro de $\pm 2,5\%$ de su tensión de operación

El Coordinador puede disponer la puesta en servicio de las unidades de generación para elevar la tensión de una barra de carga, cuando ésta sea inferior al 97,5% de su tensión de operación. También puede disponer el rechazo manual de carga para elevar tensiones, cuando las barras de carga operen con tensiones inferiores al 95% de su tensión de operación.



Fuente: Resolución directorial No. 014-2005-DGE
Norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados

Regulación primaria y secundaria

Colombia

Regulación primaria

Es la variación inmediata de la potencia entregada por el generador como respuesta a cambios de frecuencia, lista para responder en un lapso de 0 a 10 segundos.

En Colombia, Todas las plantas del sistema están en obligación de operar con el regulador de velocidad en modalidad libre.

Las plantas del sistema deben garantizar su valor de estatismo.

Se debe efectuar la prueba de estatismo con una periodicidad mínima de 2 años.



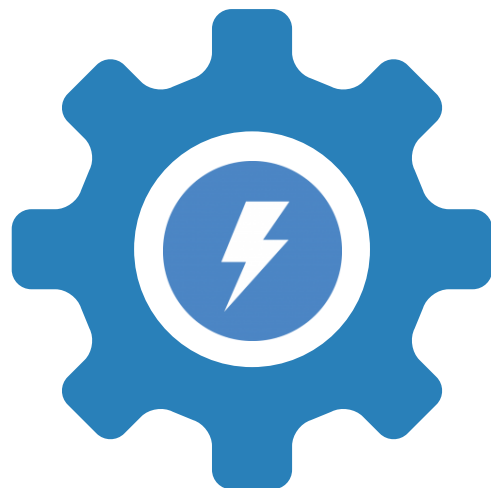
Regulación secundaria

EL AGC (Control Automático de Generación) es el ajuste automático que realizan los generadores para preservar el equilibrio entre generación y demanda.

Todo generador despachado centralmente será responsable comercialmente de contribuir con una potencia en giro, que será proporcional a su generación programada en cada hora.

Asignada sólo a recursos elegibles.

Se realiza un despacho de AGC por mérito.



Fuente: Resolución CREG 025 de 1995
Resolución CREG 064 de 2000

Perú

Regulación primaria

La RPF se realiza en forma automática a través del regulador de velocidad. Dicho servicio es de carácter obligatorio para las centrales de generación con potencia mayores a 10 MW y no está sujeto a compensación alguna.

Quedan exoneradas de esta obligación, las centrales con RER cuya fuente de energía primaria sea eólica, solar o mareomotriz.



Regulación secundaria (RS)

Se realiza con el AGC, se controla el ACE del SEIN y de las conexiones internacionales.

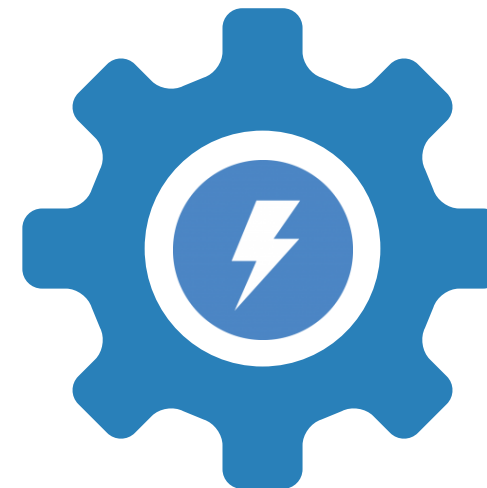
Es un servicio voluntario

La reserva Base se asigna mediante una subasta por un período de 3 años. Se remunera la disponibilidad independiente que se use o no

La reserva de ajuste se asigna diariamente mediante ofertas diarias con un valor máximo regulado.

Es prestada por unidades de generación calificadas para tal efecto.

La asignación se basa en un procedimiento de asignación conjunta PDO con la Reserva para RS (asignación energía-potencia) haciendo uso de información de oferta de precio presentada para cada grupo de generación.



Fuente: PR-21: Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia
PR-22: Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia



Integración de nuevas tecnologías (almacenamiento de energía y servicios asociados)

Colombia

Proyecto de resolución para la instalación de sistemas SAEB (Res CREG 127 de 2018)

Mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía.

La UPME deberá identificar la necesidad de instalar el sistema SAEBS y la incluirá en el plan de expansión.

El agente pueden manifestar interés de construir el SAEB en la subestación que opera.

Se puede realizar un proceso de selección.

La remuneración será a través de Unidades Constructivas Especiales o con Ingreso Anual Esperado a los adjudicatarios de los procesos de selección.

Perú

Enel Generación Perú instalará el primer sistema a gran escala BESS de 14 MW que será incorporado a la central térmica Ventanilla.

Inversión aproximada de USD 9 millones.

Entra en operación en el segundo semestre de 2019.

Primer proyecto de este tipo en Perú.

Podrá activarse y mejorar en segundos la Regulación de Frecuencia Primaria

El proyecto BESS Ventanilla cuenta con la aprobación del Estudio de Pre Operatividad del Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional (COES), así como con un Informe Técnico Sustentatorio aprobado por SENACE, del Ministerio del Ambiente.



Integración de FNCER en Colombia

Control de Frecuencia

- Contar con un control de potencia activa/frecuencia que incluya banda muerta ajustable y estatismo permanente variable.
- Tiempo de respuesta inicial 2 seg y tiempo de establecimiento 15 seg.
- Aporte del 3% de capacidad efectiva neta (CEN).

Respuesta rápida en frecuencia

- Para las plantas eólicas, contar con la funcionalidad de respuesta rápida de frecuencia a través de la modulación transitoria de la potencia de salida.
- Se puede prestar el servicio de respuesta rápida en frecuencia a la potencia nominal.
- El servicio se presta si la planta está al menos en el 25% de su CEN.

Rampa operativa

- Rampa operativa para arranque y parada ajustable inicialmente de 14% de potencia nominal de la planta, en MW/min.
- Reportar al CND una curva donde se relacione la velocidad de toma de carga vs la potencia de salida.

Corriente rápida de reactivos

- Ante eventos con tensiones fuera de rango normal de operación las plantas eólicas y solares deben priorizar la inyección de corriente reactiva de forma que alcance un 90% del valor final esperado en menos de 50 ms.

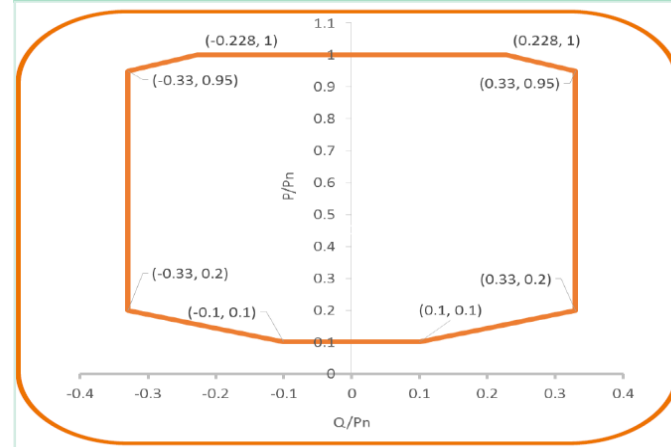
Pronósticos de generación

- Realizar pronósticos de generación y entregarlos al CND.

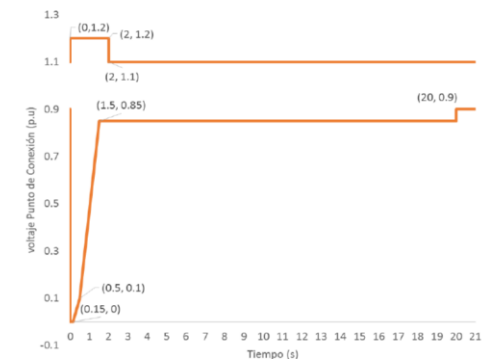
Control de tensión

- Controlar tensión en forma continua en el rango operativo del punto de conexión, de acuerdo con su curva de carga declarada y según las consignas de operación definidas por el CND.
- El regulador de tensión deberá contar con los modos de control: tensión, potencia reactiva y factor de potencia.

Curva de carga



Comportamiento ante falla



Aplica para plantas eólicas y solares

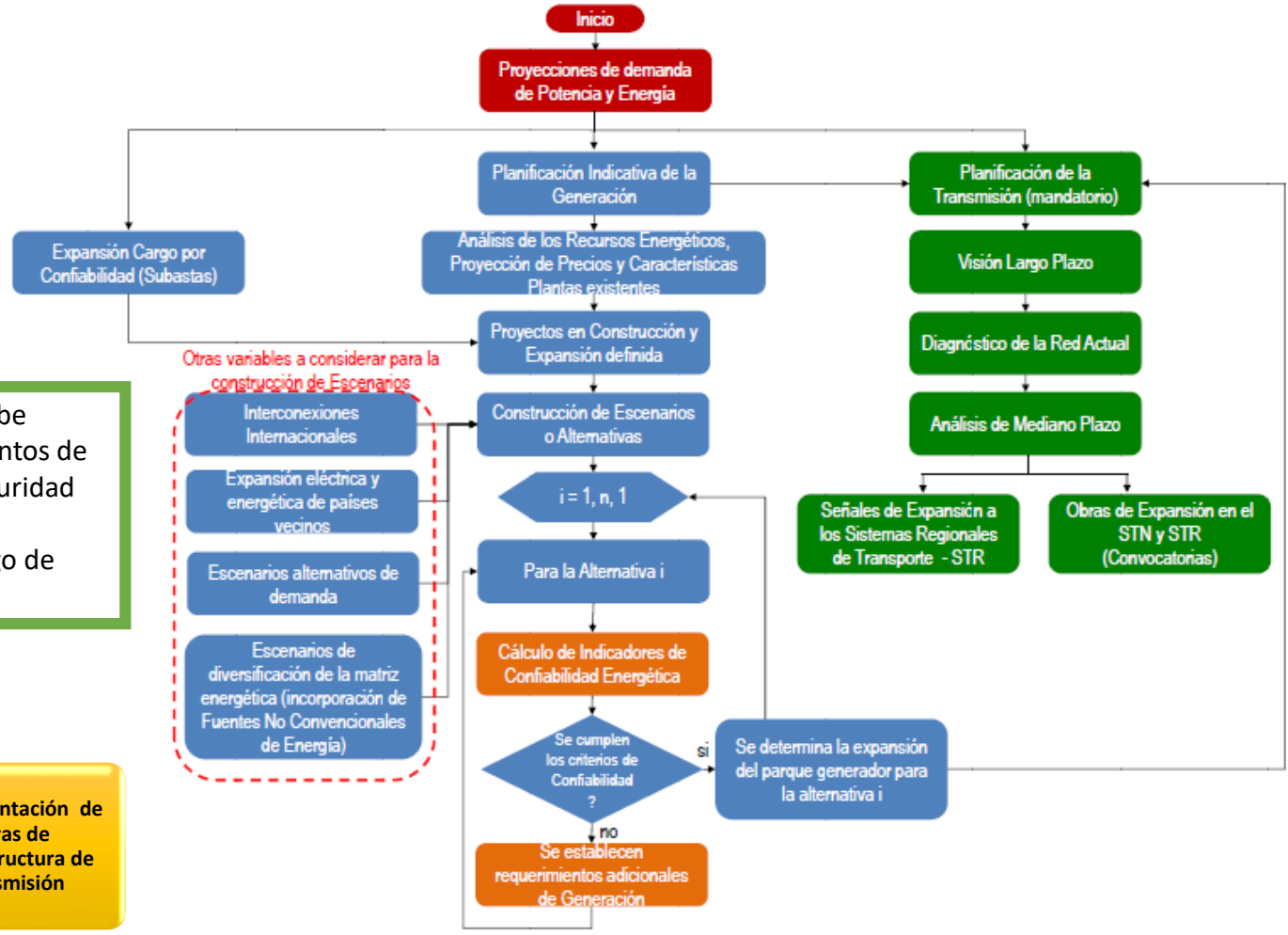
Fuente: XM



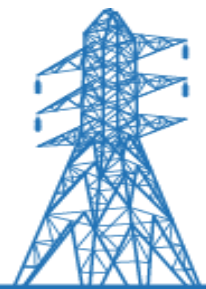
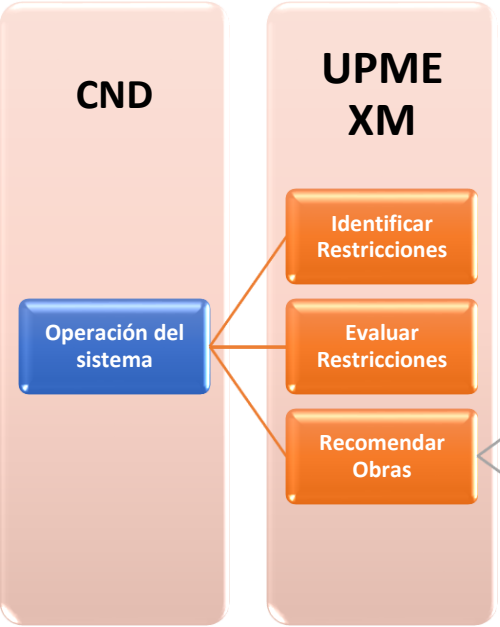
Expansión de la Transmisión en Colombia



- Principios generales y procedimiento para definir el Plan de Expansión de Referencia del STN
- Minimización de los costos de inversión, los costos operativos y las pérdidas del STN
- Debe ser flexible en el mediano y largo plazo, de tal forma que se adapte a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales.

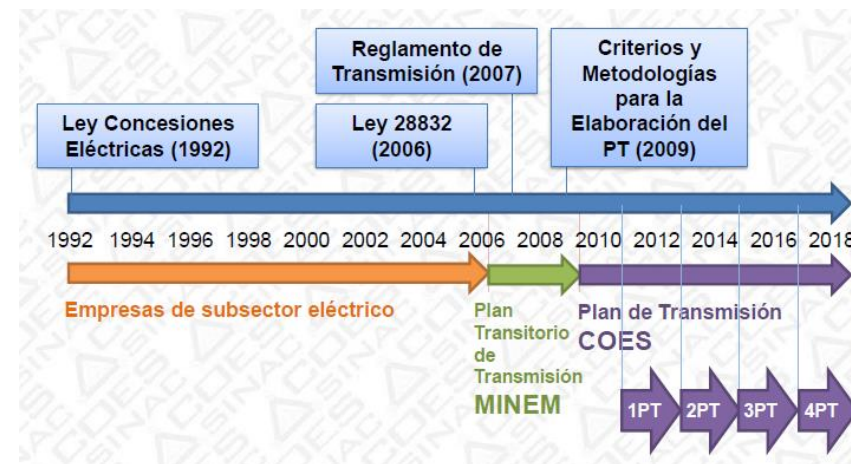


La expansión propuesta debe cumplir con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad definidos en el Código de Planeamiento y en el Código de Operación.



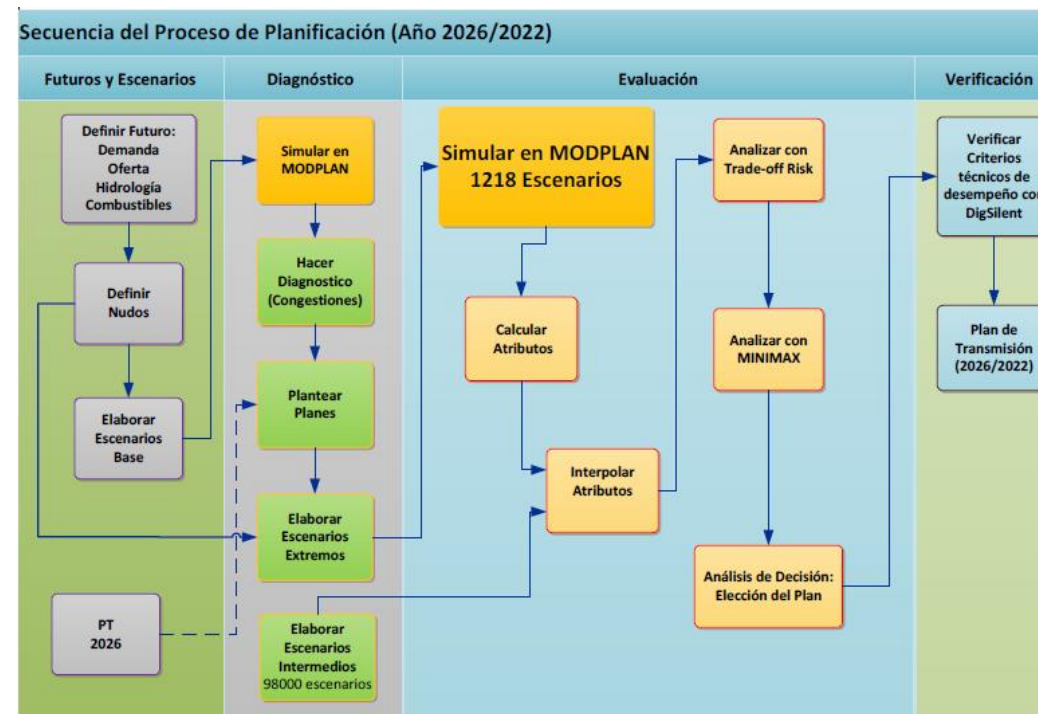
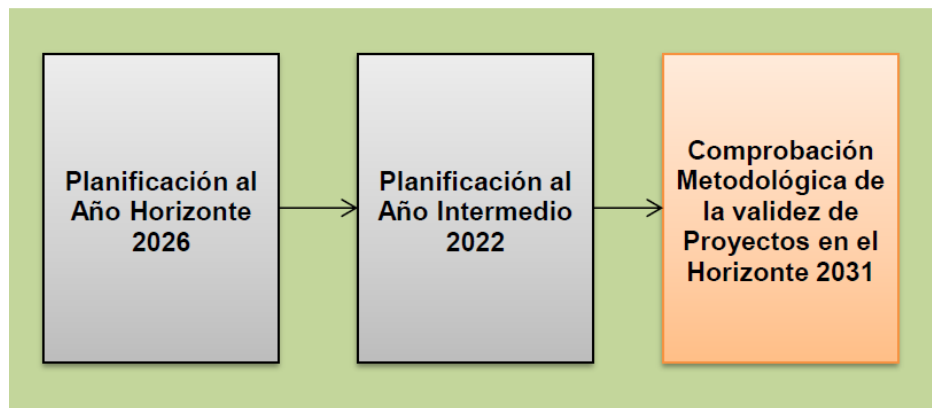
Expansión de la Transmisión en Perú

Desarrollo de la Transmisión: Marco Legal – Perú



Proceso de Planificación para el PT adoptado por el COES

Esquema general del proceso de planificación



Muchas gracias!!!

Contáctenos

Carrera 30 10C-228 Oficina 641
Edificio Interplaza
Tel: +57 4 444 7549
Medellín - Colombia
info@phc.com.co
@PHC_Servicio
www.phc.com.co

