



Detalle de la Matriz 2020

Ramo:	18 - Energía							
Unidad Responsable:	TOM - Centro Nacional de Control de Energía							
Clave y Modalidad del Pp:	E - Prestación de Servicios Públicos							
Denominación del Pp:	E-568 - Dirección, coordinación y control de la operación del Sistema Eléctrico Nacional							
Clasificación Funcional:								
Finalidad:	3 - Desarrollo Económico							
Función:	3 - Combustibles y Energía							
Subfunción:	5 - Electricidad							
Actividad Institucional:	14 - Transmisión, transformación y control de la energía eléctrica							
Fin								
Objetivo			Orden			Supuestos		
Contribuir al desarrollo económico incluyente mediante la operación y planeación óptima del Sistema Eléctrico Nacional en un ambiente de libre competencia.			1			Entorno económico y social favorables.		
Indicador	Definición	Método de Calculo	Tipo de Valor de la Meta	Unidad de Medida	Tipo de Indicador	Dimensión del Indicador	Frecuencia de Medición	Medios de Verificación
Margen de reserva del Sistema Interconectado Nacional	El margen de reserva permite verificar la capacidad para atender la demanda máxima instantánea del Sistema Interconectado Nacional y con ello garantizar su confiabilidad, continuidad y seguridad. Cuando el sistema eléctrico dispone de un margen de reserva aceptable y se cuenta con los recursos necesarios para dar mantenimiento a las unidades generadoras, así como para atender las fallas que normalmente ocurren, se posibilita el enfrentar eventos críticos o contingencias mayores. De esta forma, se espera que la capacidad del sistema sea mayor que la demanda máxima instantánea anual.	Margen de reserva del Sistema Interconectado Nacional (MRSIN) = $(RCR/DMISIN) \times 100 (\%)$. Dónde: RCR= Recursos de Capacidad disponible registrada; DMISIN: Demanda Máxima instantánea de Sistema Interconectado Nacional. Este indicador se calcula mes a mes y el total a reportar es aquel que resulta en el día de mayor demanda en el año	Absoluto	Porcentaje	Estratégico	Eficacia	Anual	DMISIN:Centro Nacional de Control de Energía; RCR:Centro Nacional de Control de Energía



Propósito								
Objetivo			Orden			Supuestos		
El Sistema Eléctrico Nacional tiene una operación y planeación óptima en un ambiente de libre competencia			1			Existe un mercado eléctrico competitivo que permite satisfacer las demandas de energía presentes y futuras a un costo óptimo monetario y ambiental conforme a la infraestructura planeada.		
Indicador	Definición	Método de Calculo	Tipo de Valor de la Meta	Unidad de Medida	Tipo de Indicador	Dimensión del Indicador	Frecuencia de Medición	Medios de Verificación
Índice de optimización en la operación del Sistema Eléctrico Nacional	Se considera que el avance en el logro del propósito debe ser medido por una evaluación que brinde elementos del desempeño de la institución y mediante la cual se definan los aspectos metodológicos para la definición del indicador.	Síntesis de la operacionalización de la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad en la operación del sistema eléctrico nacional.	Relativo	OTRO	Estratégico	Eficacia	Anual	
Componente								
Objetivo			Orden			Supuestos		
Propuesta de planeación de la ampliación y modernización de la red nacional de transmisión y las redes generales de distribución del Mercado Eléctrico Mayorista y acceso abierto elaborada			1			Los proyectos aprobados que permiten satisfacer la demanda creciente de energía eléctrica del país y contar con la ampliación y modernización continua de las redes eléctricas se ejecutan en tiempo y forma.		
Indicador	Definición	Método de Calculo	Tipo de Valor de la Meta	Unidad de Medida	Tipo de Indicador	Dimensión del Indicador	Frecuencia de Medición	Medios de Verificación
Índice de cumplimiento de atención de solicitudes de estudio	El indicador busca mostrar la eficacia en la atención de solicitudes de estudios de interconexión y conexión. El indicador se construye al dividir el total de solicitudes de estudio atendidas en tiempo entre el total de solicitudes recibidas. Cabe señalar que durante el proceso de interconexión y conexión se determinan las obras necesarias y los instrumentos contractuales que deberá cumplir el solicitante de una interconexión de fuente de energía o de una conexión de centro de carga a las redes eléctricas.	ICASE = (NEDT/NTES)*100 NEDT: Número de estudios de interconexiones más conexiones atendidos dentro de tiempo. NTES: Número total de estudios de interconexiones más conexiones solicitados.	Relativo	Porcentaje	Estratégico	Eficacia	Trimestral	NTES: Sistema de Atención a Solicitudes de Interconexión y Conexión (SIASIC). El SIASIC es un sistema que permite recibir las solicitudes de estudios de conexión e interconexión por parte de los interesados, en este sistema se muestra el seguimiento y los avances que tienen los estudios hasta tener el resultado final de los mismos. El responsable de este sistema es la Subdirección de Planeación adscrita a la Dirección de Operación y Planeación del Sistema.; NEDT: Sistema de Atención a Solicitudes de Interconexión y Conexión (SIASIC). El SIASIC es un sistema que permite recibir las solicitudes de estudios de conexión e interconexión por parte de los interesados, en este sistema se muestra el seguimiento y los avances que tienen los estudios hasta tener el resultado final de los mismos. El responsable de este sistema es la Subdirección de Planeación adscrita a la Dirección de Operación y Planeación del Sistema.



Objetivo			Componente			Supuestos		
Objetivo			Orden			Supuestos		
Propuesta de planeación de la ampliación y modernización de la red nacional de transmisión y las redes generales de distribución del Mercado Eléctrico Mayorista y acceso abierto elaborada			1			Los proyectos aprobados que permiten satisfacer la demanda creciente de energía eléctrica del país y contar con la ampliación y modernización continua de las redes eléctricas se ejecutan en tiempo y forma.		
Indicador	Definición	Método de Cálculo	Tipo de Valor de la Meta	Unidad de Medida	Tipo de Indicador	Dimensión del Indicador	Frecuencia de Medición	Medios de Verificación
Porcentaje de aprobación de propuesta de proyectos de inversión	Indica el porcentaje de costos de inversión en proyectos de ampliación y modernización para la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista etiquetados para instruirse, propuestos por el CENACE a la SENER y a la CRE, que han sido aprobados para ejecución durante el periodo t. El indicador se construye al dividir los costos de inversión en proyectos que han sido aprobados para ejecución durante el periodo de referencia entre los costos de inversión en total de proyectos de infraestructura definidos por el CENACE con la etiqueta para instruirse. El resultado es posteriormente multiplicado por 100 para obtener un porcentaje.	$CPIA_t = (CIPMEM_t / CITP_t) * 100$ $CIPMEM_t = \text{Costos de inversión en proyectos de ampliación y modernización para la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista etiquetados como Proyectos Identificados de Transmisión, que han sido aprobados por la SENER durante el periodo t.}$ $CITP_t = \text{Costos de inversión en total de Proyectos de Infraestructura definidos por el CENACE, etiquetados como Proyectos Identificados de Transmisión durante el periodo t.}$	Relativo	Porcentaje	Estratégico	Eficacia	Anual	CITP_t: Documento del Programa de Ampliación y Modernización a cargo de la Subdirección de Planeación del CENACE.; CIPMEM_t: Documento del Programa de Ampliación y Modernización a cargo de la Subdirección de Planeación del CENACE.



Objetivo			Orden			Supuestos		
Sistema Eléctrico Nacional con control operativo ejecutado			2			El sistema opera sin afectaciones en su infraestructura o fallas inesperadas provocadas por fenómenos sociales o naturales, de los cuales se mencionan de manera enunciativa, más no limitativa, los siguientes: huelgas, vandalismo, delincuencia, terremoto, inundación, huracanes, tormentas, etc.		
Indicador	Definición	Método de Calculo	Tipo de Valor de la Meta	Unidad de Medida	Tipo de Indicador	Dimensión del Indicador	Frecuencia de Medición	Medios de Verificación
Índice de operación en estado normal (IOEN)	Es el valor que indica el porcentaje del tiempo en que el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ,o parte de él, operó por responsabilidad del CENACE en Estado Operativo Normal, de acuerdo a lo definido en el Manual de Estados Operativos del SEN. En este Estado, el SEN se opera con suficientes márgenes de reserva en generación, transmisión y transformación, para cumplir con el concepto de seguridad ante las posibles contingencias sencillas que se pudieran presentar. En condiciones posteriores a una contingencia, el equipo eléctrico debe mantenerse operando dentro de sus límites permisibles tanto operativos como de diseño. El índice se obtiene al dividir el tiempo total en que el SEN o parte de él operó por responsabilidad del CENACE en Estado Operativo Normal en un periodo determinado entre el tiempo total del periodo. El resultado es multiplicado posteriormente por 100 para obtener un porcentaje.	IOEN=(TOEN/TT)*100 TOEN:Tiempo Operativo en Estado Normal. TT= Tiempo total del periodo en segundos.	Relativo	Porcentaje	Estratégico	Calidad	Mensual	TOEN:Mediciones SCADA/EMS histórico (Sistemas de Control y Adquisición de Datos-Sistemas de Administración de Energía)-Dirección de Tecnología de la Información y Comunicaciones; TT:Mediciones SCADA/EMS histórico (Sistemas de Control y Adquisición de Datos-Sistemas de Administración de Energía)-Dirección de Tecnología de la Información y Comunicaciones



Objetivo			Orden			Supuestos		
Mercado eléctrico mayorista operado.			3			La normatividad aplicable permite e incentiva la participación y la competencia en el mercado conforme a su diseño y a las expectativas de los interesados.		
Indicador	Definición	Método de Cálculo	Tipo de Valor de la Meta	Unidad de Medida	Tipo de Indicador	Dimensión del Indicador	Frecuencia de Medición	Medios de Verificación
Oportunidad en la emisión de los precios marginales locales del mercado de día en adelante del Sistema Interconectado Baja California	El indicador busca medir que la emisión de los precios marginales locales del mercado de día en adelante se haya realizado en tiempo de acuerdo a la normatividad aplicable para llevar a cabo la liquidación de los participantes del mercado. Los días acumulados en los que la publicación se haya realizado en tiempo se dividen entre los días calendarios transcurridos en el periodo considerado. El resultado se multiplica por 100 para obtener un porcentaje.	$OEPML_BCA = (DAPT_BCA / DCP_BCA) * 100$ DAPT_BCA: Días acumulados publicados a tiempo. DCP_BCA: Días calendario transcurridos en el periodo considerado.	Relativo	Porcentaje	Estratégico	Eficacia	Trimestral	DAPT_BCA: Registro de publicación. Página WEB del CENACE: http://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx ; DCP_BCA : Registro de publicación. Página WEB del CENACE: http://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx
Oportunidad en la emisión de los precios marginales locales del mercado de día en adelante del Sistema Interconectado Baja California Sur	El indicador busca medir que la emisión de los precios marginales locales del mercado de día en adelante se haya realizado en tiempo de acuerdo a la normatividad aplicable para llevar a cabo la liquidación de los participantes del mercado. Los días acumulados en los que la publicación se haya realizado en tiempo se dividen entre los días calendarios transcurridos en el periodo considerado. El resultado se multiplica por 100 para obtener un porcentaje.	$OEPML_BCS = (DAPT_BCS / DCP_BCS) * 100$ DAPT_BCS: Días acumulados publicados a tiempo. DCP_BCS: Días calendario transcurridos en el periodo considerado.	Relativo	Porcentaje	Estratégico	Eficacia	Trimestral	DAPT_BCS: Registro de publicación. Página WEB del CENACE: http://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx ; DCP_BCS: Registro de publicación. Página WEB del CENACE: http://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx
Oportunidad en la emisión de los precios marginales locales del mercado de día en adelante del Sistema Interconectado Nacional.	El indicador busca medir que la emisión de los precios marginales locales del mercado de día en adelante se haya realizado en tiempo de acuerdo a la normatividad aplicable para llevar a cabo la liquidación de los participantes del mercado. Los días acumulados en los que la publicación se haya realizado en tiempo se dividen entre los días calendarios transcurridos en el periodo considerado. El resultado se multiplica por 100 para obtener un porcentaje.	$OEPML_SIN = (DAPT_SIN / DCP_SIN) * 100$ DAPT_SIN: Días acumulados publicados a tiempo. DCP_SIN: Días calendario transcurridos en el periodo considerado.	Relativo	Porcentaje	Estratégico	Eficacia	Trimestral	DCP_SIN: Registro de publicación. Página WEB del CENACE: http://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx ; DAPT_SIN: Registro de publicación. Página WEB del CENACE: http://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx



Objetivo			Actividad			Supuestos		
Objetivo			Orden			Supuestos		
Emisión de la propuesta del Programa de ampliación y modernización de la RNT y las RGD del MEM.			1			Se cuenta con la aprobación, por parte de SENER, de los proyectos que permiten satisfacer la demanda creciente de energía eléctrica del país, y contar con la ampliación y modernización continua de la red nacional de transmisión y de las redes generales de distribución.		
Indicador	Definición	Método de Calculo	Tipo de Valor de la Meta	Unidad de Medida	Tipo de Indicador	Dimensión del Indicador	Frecuencia de Medición	Medios de Verificación
Índice de oportunidad de la entrega del Programa para la Ampliación y la Modernización	El indicador muestra el cumplimiento del atributo del numeral II del artículo 9 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) en la entrega de los programas de ampliación y la modernización de la Ley Nacional de Transmisión y de los elementos de las redes generales de distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista (PAM) con respecto al último día hábil del mes de febrero del ejercicio en curso, el cual se divide entre el total de días hábiles de dicho mes.	IOE= NDH/ 20 NDH: Número de días hábiles de entrega previos al último día hábil del mes de febrero.	Relativo	Índice	Gestión	Calidad	Anual	NDH :Acuse de Oficio de entrega del PAM en el archivo de correspondencia de la Dirección de Operación y Planeación del Sistema
Objetivo			Orden			Supuestos		
Emisión de estados de cuenta a integrantes de la industria.			1			Los mecanismos de medición operan sin afectaciones en su infraestructura o fallas inesperadas provocadas por fenómenos sociales o naturales, de los cuales se mencionan de manera enunciativa, más no limitativa, los siguientes: huelgas, vandalismo, delincuencia, terremoto, inundación, huracanes, tormentas, etc.		
Indicador	Definición	Método de Calculo	Tipo de Valor de la Meta	Unidad de Medida	Tipo de Indicador	Dimensión del Indicador	Frecuencia de Medición	Medios de Verificación
Oportunidad en la publicación de estados de cuenta diarios	El objetivo es verificar la publicación oportuna de los estados de cuenta diarios que generan los cobros y pagos de las transacciones del Mercado Eléctrico Mayorista. Este indicador se evaluará en porcentaje para cada mes, considerando el 100% el total de semanas al año en curso.	OPECD= ((TOTSEM-INC)/TOTSEM)*100 INC: Número de semanas en las que se presentaron incidencias al no publicarse de manera oportuna los estados de cuenta. TOTSEM: Total de Semanas al año (52 semanas).	Relativo	Porcentaje	Gestión	Eficacia	Mensual	INC:El Sistema Integral de Gestión de Garantías, Estados de Cuenta y Facturas (SIGGEF) es el sistema financiero del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), por medio del cual diversas áreas del CENACE realizan diferentes funciones financieras de acuerdo a sus competencias. Esta información se resguarda por el Departamento de Liquidaciones de la Unidad de Operaciones Comerciales y se tiene un respaldo de la misma a través de la Unidad de Aplicaciones de Tecnologías de Información y Comunicaciones.



Objetivo			Orden			Supuestos		
Control operativo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y acciones del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en tiempo real			1			Los participantes del mercado, transportistas y distribuidor acatan en tiempo y forma las instrucciones emitidas por el CENACE.		
Indicador	Definición	Método de Calculo	Tipo de Valor de la Meta	Unidad de Medida	Tipo de Indicador	Dimensión del Indicador	Frecuencia de Medición	Medios de Verificación
Índice de Calidad de Voltaje (ICV)	Es el valor promedio de tiempo en que el voltaje de los nodos definidos (400, 230, 161, 138,115, 85 y 69 kV) estuvo fuera de la banda de control establecida (+/- 3%) en un período determinado. El índice se obtiene al dividir el tiempo contabilizado en horas en que el voltaje de 400 kV, 230 kV, 161kV, 138kV, 115kV, 85kV, y 69kV (de acuerdo a como corresponda) de un nodo estuvo fuera de la banda de control establecida en base a estudios, durante un período determinado entre el número de nodos con control de voltaje de 69kV a 400kV (de acuerdo a como corresponda) previamente establecidos. Entendiendo como nodo controlado aquel que es supervisado a través del equipo de control supervisorio desde un centro de control.	$ICV_{integrado} = \frac{TFBV_{integrado}}{NN}$ C_integrado TFBV: Tiempo fuera de la banda de voltaje. NNC: Número de nodos con control de voltaje.	Relativo	Horas	Gestión	Eficacia	Mensual	TFBV_integrado: Mediciones SCADA/EMS histórico (Sistemas de Control y Adquisición de Datos-Sistemas de Administración de Energía)-Dirección de Tecnología de la Información y Comunicaciones; NNC_integrado: Mediciones SCADA/EMS histórico (Sistemas de Control y Adquisición de Datos-Sistemas de Administración de Energía)-Dirección de Tecnología de la Información y Comunicaciones
Índice de Calidad de Frecuencia (ICF)	Valor (ponderado) que indica el porcentaje de tiempo que la frecuencia eléctrica estuvo dentro de la banda de control (59.85-60.15 Hz). El índice se obtiene al dividir el tiempo contabilizado en segundos en que la frecuencia estuvo dentro de la banda de control establecida durante un periodo determinado entre el número total de segundos del periodo. El resultado es posteriormente multiplicado por 100 para obtener un porcentaje. El ICF corresponde a los valores de la Gerencia del Centro Nacional y cuando corresponda a la Gerencia del Centro Alterno (CENALTE).	$ICF = \frac{\text{Suma}(TTDB)}{TT} * 100$ TTDB = Tiempo Total Dentro de la Banda de Control TT= Tiempo Total del periodo de referencia	Relativo	Porcentaje	Gestión	Eficacia	Mensual	TT: Mediciones SCADA/EMS histórico (Sistemas de Control y Adquisición de Datos-Sistemas de Administración de Energía)-Dirección de Tecnología de la Información y Comunicaciones; TTDB: Mediciones SCADA/EMS histórico (Sistemas de Control y Adquisición de Datos-Sistemas de Administración de Energía)-Dirección de Tecnología de la Información y Comunicaciones



Objetivo			Orden			Supuestos		
Control operativo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y acciones del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en tiempo real			1			Los participantes del mercado, transportistas y distribuidor acatan en tiempo y forma las instrucciones emitidas por el CENACE.		
Indicador	Definición	Método de Calculo	Tipo de Valor de la Meta	Unidad de Medida	Tipo de Indicador	Dimensión del Indicador	Frecuencia de Medición	Medios de Verificación
Porcentaje de cumplimiento de la reserva operativa	Valor (ponderado) que indica el porcentaje del tiempo que se cumplió con el criterio de confiabilidad de reserva operativa (reserva rodante más reserva no rodante) durante el periodo de referencia. El valor se obtiene al dividir el número de minutos en que la Reserva Operativa Real fue mayor o igual al 6% de la demanda en un periodo determinado, o los criterios específicos para los Sistemas Baja California (BCA), Baja California Sur (BCS) y Mulegé establecidos en las Reglas del Mercado, entre el número minutos de horas del periodo de referencia. El resultado es posteriormente multiplicado por 100.	$PCRO = (TCRO / TTM) * 100$ TCRO= Número de minutos en que la Reserva Operativa Real fue mayor o igual al 6% de la demanda en un periodo determinado, o los criterios específicos para los Sistemas BCA, BCS y Mulegé establecidos en las Reglas del Mercado. TTM: Número total de minutos del periodo.	Relativo	Porcentaje	Gestión	Eficiencia	Mensual	TCRO: Mediciones SCADA/EMS histórico (Sistemas de Control y Adquisición de Datos-Sistemas de Administración de Energía)-Dirección de Tecnología de la Información y Comunicaciones; TTM: Mediciones SCADA/EMS histórico (Sistemas de Control y Adquisición de Datos-Sistemas de Administración de Energía)-Dirección de Tecnología de la Información y Comunicaciones



Objetivo			Orden			Supuestos		
Información y capacitación al Mercado Eléctrico Mayorista			2			Los participantes del mercado y demás interesados implementan y usan los conocimientos e información adquiridos para poder realizar operaciones en el mercado eléctrico.		
Indicador	Definición	Método de Cálculo	Tipo de Valor de la Meta	Unidad de Medida	Tipo de Indicador	Dimensión del Indicador	Frecuencia de Medición	Medios de Verificación
Porcentaje de participantes del mercado y demás interesados que acreditan el curso básico del mercado eléctrico mayorista	CENACE tiene el objetivo de capacitar en temas del Mercado Eléctrico Mayorista a los Participantes del Mercado, autoridades y otras personas que lo requieran. Este indicador evalúa la eficiencia del servicio de capacitación que ofrece Cenace a los Participantes y demás interesados para que éstos tengan los conocimientos necesarios de la estructura, instrumentos y conceptos principales del Mercado Eléctrico Mayorista, así como el entrenamiento mínimo para participar en el mercado. La calificación mínima para acreditar el curso básico del mercado es de 85 de un máximo de 100 puntos. El porcentaje se obtiene al dividir el número de participantes del mercado y demás interesados que acreditaron el curso básico en el periodo t entre el número de total de participantes del mercado y demás interesados que tomaron el curso básico en el mismo periodo de referencia.	$PPMI = (NPMI/NT) * 100$ $NPMI =$ Número de participantes del mercado y demás interesados que acreditaron el curso básico en el periodo t. $NT =$ Número total de participantes del mercado y demás interesados que tomaron el curso básico en el periodo t.	Relativo	Porcentaje	Gestión	Eficacia	Semestral	NT:Registros de inscripción, listas de asistencias y base de datos del campus virtual del CENACE en resguardo de la Subdirección de Diseño del Mercado Eléctrico Mayorista adscrita a la Dirección de Administración del MEM.; NPMI:Registros de inscripción, listas de asistencias y base de datos del campus virtual del CENACE en resguardo de la Subdirección de Diseño del Mercado Eléctrico Mayorista adscrita a la Dirección de Administración del MEM.



Objetivo			Orden			Supuestos		
Planeación operativa			2			El Sistema Eléctrico Nacional cuenta con recursos de generación y de transmisión para afrontar la demanda máxima de energía eléctrica y operar con los márgenes de reservas establecidos en el código de red en los horizontes de planeación.		
Indicador	Definición	Método de Cálculo	Tipo de Valor de la Meta	Unidad de Medida	Tipo de Indicador	Dimensión del Indicador	Frecuencia de Medición	Medios de Verificación
Índice de Reserva de Planeación del Sistema Interconectado Nacional	El indicador mide el cumplimiento al Criterio de Reserva de Planeación, el cual está establecido en el Código de Red. Este indicador permite prever si el Sistema Eléctrico dispondrá de suficientes recursos de generación para mantener la confiabilidad del suministro en el horizonte de Planeación Operativa del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). El indicador se obtiene al dividir el monto de Reserva de Planeación entre la Demanda Máxima Coincidente, ambos previstos en el horizonte de Planeación Operativa para cada Sistema Interconectado. La razón obtenida se multiplica por 100 para expresarla en porcentaje. Para 2017, se espera que el indicador sea mayor o igual a 13%. La variable de Reserva de Planeación (RP) indica la capacidad del Sistema Eléctrico para suministrar la demanda en el horizonte de Planeación Operativa del SEN, afrontando escenarios de riesgo operativo que deriven en problemas de desbalance carga-generación, tanto inherentes al proceso eléctrico como a causas exógenas. El pronóstico de la demanda regional y por sistema eléctrico se compara con los registros históricos de la operación real, su evaluación se realiza con base en un índice de desviación porcentual que permite verificar la calidad del pronóstico.	$IRP_SIN = (RP_SIN / DMC_SIN) * 100$ RP_SIN: Reserva de Planeación para el Sistema Interconectado Nacional. DMC_SIN: Demanda Máxima Coincidente para el Sistema Interconectado Nacional.	Relativo	Porcentaje	Gestión	Eficacia	Mensual	DMCSIN: Explotación de información de los pronósticos regionales de demanda del SEN en resguardo de la Subdirección de Servicios de Ingeniería de la Operación del CENACE.; RP_sin: Explotación de resultados de los modelos de red eléctrica y de planeación de recursos de generación en resguardo de la Subdirección de Servicios de Ingeniería de la Operación del CENACE.



Objetivo			Orden			Supuestos		
Planeación operativa			2			El Sistema Eléctrico Nacional cuenta con recursos de generación y de transmisión para afrontar la demanda máxima de energía eléctrica y operar con los márgenes de reservas establecidos en el código de red en los horizontes de planeación.		
Indicador	Definición	Método de Cálculo	Tipo de Valor de la Meta	Unidad de Medida	Tipo de Indicador	Dimensión del Indicador	Frecuencia de Medición	Medios de Verificación
Índice de Reserva de Planeación del Sistema Interconectado o Baja California.	El indicador mide el cumplimiento al Criterio de Reserva de Planeación, el cual está establecido en el Código de Red. Este indicador permite prever si el Sistema Eléctrico dispondrá de suficientes recursos de generación para mantener la confiabilidad del suministro en el horizonte de Planeación Operativa del SEN. El indicador se obtiene al dividir el monto de Reserva de Planeación entre la Demanda Máxima Coincidente, ambos previstos en el horizonte de Planeación Operativa para cada Sistema Interconectado. La razón obtenida se multiplica por 100 para expresarla en porcentaje. Para 2017, se espera que el indicador sea mayor o igual a 15%. La Reserva de Planeación indica la capacidad del Sistema Eléctrico para suministrar la demanda en el horizonte de Planeación Operativa del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), afrontando escenarios de riesgo operativo que deriven en problemas de desbalance carga-generación, tanto inherentes al proceso eléctrico como a causas exógenas. El pronóstico de la demanda regional y por sistema eléctrico se compara con los registros históricos de la operación real, su evaluación se realiza con base en un índice de desviación porcentual que permite verificar la calidad del pronóstico.	$IRP_BCA = (RP_BCA / DMC_BCA) * 100$ RP_BCA: Reserva de Planeación para el Sistema Interconectado Baja California. DMC_BCA: Demanda Máxima Coincidente para el Sistema Interconectado Baja California.	Relativo	Porcentaje	Gestión	Eficacia	Mensual	RP_BCA: Explotación de resultados de los modelos de red eléctrica y de planeación de recursos de generación en resguardo de la Subdirección de Servicios de Ingeniería de la Operación del CENACE.; DMC_BCA: Explotación de información de los pronósticos regionales de demanda del SEN en resguardo de la Subdirección de Servicios de Ingeniería de la Operación del CENACE.



Objetivo			Orden			Supuestos		
Planeación operativa			2			El Sistema Eléctrico Nacional cuenta con recursos de generación y de transmisión para afrontar la demanda máxima de energía eléctrica y operar con los márgenes de reservas establecidos en el código de red en los horizontes de planeación.		
Indicador	Definición	Método de Cálculo	Tipo de Valor de la Meta	Unidad de Medida	Tipo de Indicador	Dimensión del Indicador	Frecuencia de Medición	Medios de Verificación
Índice de Reserva de Planeación del Sistema Interconectado o Baja California Sur.	El indicador mide el cumplimiento al Criterio de Reserva de Planeación, el cual está establecido en el Código de Red. Este indicador permite prever si el Sistema Eléctrico dispondrá de suficientes recursos de generación para mantener la confiabilidad del suministro en el horizonte de Planeación Operativa del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). El indicador se obtiene al dividir el monto de Reserva de Planeación entre la Demanda Máxima Coincidente, ambos previstos en el horizonte de Planeación Operativa para cada Sistema Interconectado. La razón obtenida se multiplica por 100 para expresarla en porcentaje. Para 2017, se espera que el indicador sea mayor o igual a 15%. La Reserva de Planeación indica la capacidad del Sistema Eléctrico para suministrar la demanda en el horizonte de Planeación Operativa del SEN, afrontando escenarios de riesgo operativo que deriven en problemas de desbalance carga-generación, tanto inherentes al proceso eléctrico como a causas exógenas. El pronóstico de la demanda regional y por sistema eléctrico se compara con los registros históricos de la operación real, su evaluación se realiza con base en un índice de desviación porcentual que permite verificar la calidad del pronóstico.	$IRP_BCS = \frac{RP_BCS}{DMC_BCS} * 100$ RP_BCS: Reserva de Planeación para el Sistema Interconectado Baja California Sur. DMC_BCS: Demanda Máxima Coincidente para el Sistema Interconectado Baja California Sur.	Relativo	Porcentaje	Gestión	Eficacia	Mensual	DMC_BCS: Explotación de información de los pronósticos regionales de demanda del SEN en resguardo de la Subdirección de Servicios de Ingeniería de la Operación del CENACE.; RP_BCS: Explotación de resultados de los modelos de red eléctrica y de planeación de recursos de generación en resguardo de la Subdirección de Servicios de Ingeniería de la Operación del CENACE.