COMISION REGULADORA DE ENERGIA

ACUERDO Núm. A/051/2023 por el que la Comisión Reguladora de Energía emite los Criterios Generales para la evaluación del Beneficio Neto de las obras solicitadas por particulares para ser incluidas en los Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, así como para la cesión y adquisición de redes particulares, con fundamento en los artículos 34 y 44 de la Ley de la Industria Eléctrica.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Comisión Reguladora de Energía.

ACUERDO Núm. A/051/2023

ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA EMITE LOS CRITERIOS GENERALES PARA LA EVALUACIÓN DEL BENEFICIO NETO DE LAS OBRAS SOLICITADAS POR PARTICULARES PARA SER INCLUIDAS EN LOS PROGRAMAS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN Y LOS ELEMENTOS DE LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN QUE CORRESPONDAN AL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, ASÍ COMO PARA LA CESIÓN Y ADQUISICIÓN DE REDES PARTICULARES, CON FUNDAMENTO EN LOS ARTÍCULOS 34 Y 44 DE LA LEY DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

En sesión ordinaria celebrada el 30 de octubre de 2023, el Órgano de Gobierno de la Comisión Reguladora de Energía con fundamento en lo dispuesto por los artículos 28, párrafo octavo de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 1, 2, fracción III, y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, fracción II, 3, párrafo primero, 4, párrafo primero, 5, 22, fracciones I, II, III, VIII, IX, X y XXVII, 41, fracción III y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 1, 2, 6, 7, 12, fracciones XXXV, XXXVI, XLVII, XLIX y LII, 14, 34 y 44 de la Ley de la Industria Eléctrica reformada mediante Decreto publicado en el Diario Oficial de la Federación el 06 de noviembre de 2020; 1, 2, 3, 4, 12 y 13 la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 66, 69, 71, 75 de la Ley General de Mejora Regulatoria; 9 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica; y, 1, 4, 7, fracción I, 12, 13, 16, y 18, fracciones I y XLIV, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 28 de abril de 2017 y su modificación publicada por el mismo medio de difusión oficial el 11 de abril de 2019, y:

CONSIDERANDO

PRIMERO. Que, conforme a lo dispuesto en los artículos 28, párrafo octavo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, 2, fracción III, y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, y 2, fracción II, y 3, párrafo primero, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME), la Comisión Reguladora de Energía (Comisión) es una Dependencia de la Administración Pública Centralizada con autonomía técnica, operativa y de gestión, con carácter de Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética.

SEGUNDO. Que, el 11 de agosto de 2014, se publicaron en el Diario Oficial de la Federación (DOF) los Decretos por los que se expidieron, entre otras, la LORCME y la Ley de la Industria Eléctrica; y el 31 de octubre de 2014, se publicó en el mismo medio oficial de difusión el Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica.

TERCERO. Que, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 4, párrafo primero de la LORCME, el Ejecutivo Federal ejercerá sus facultades de regulación técnica y económica en materia de electricidad, a través de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, a fin de promover el desarrollo eficiente del sector energético.

CUARTO. Que los artículos 41, fracción III, y 42 de la LORCME establecen que la Comisión deberá regular y promover, el desarrollo eficiente de la generación de electricidad, los servicios públicos de transmisión y distribución eléctrica, la transmisión y distribución eléctrica que no forma parte del servicio público, la comercialización de electricidad, la competencia en el sector, además de que protegerá los intereses de los usuarios, propiciará una adecuada cobertura nacional y atenderá a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios.

QUINTO. Que de conformidad con lo establecido en los artículos 12, fracción XXXV, y 34 de la Ley de la Industria Eléctrica reformada mediante Decreto publicado en el DOF el 06 de noviembre de 2020 (LIE), la Comisión tiene la atribución de emitir los criterios generales para la evaluación del beneficio neto de los proyectos propuestos por particulares para ser incluidos en el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y los elementos de las Redes Generales de Distribución (RGD) que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, a propuesta del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

Además, prevé que el interesado en desarrollar proyectos de interconexión y conexión podrá realizar, bajo su propio costo, las obras para instalar la infraestructura requerida, o podrá solicitar al CENACE o a los Distribuidores que incluyan obras en los Programas de Ampliación y modernización (PAM) de la RNT y las RGD, siempre que ello aporte un beneficio neto al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

SEXTO. Que el artículo 14, párrafo primero, de la LIE, prevé que la ampliación y modernización de la RNT y las RGD se realizarán conforme a los programas que al efecto autorice la Secretaría de Energía (Secretaría), escuchando la opinión que, en su caso, emita la Comisión. Además, establece en su cuarto párrafo que el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) será emitido por la Secretaría e incorporará los aspectos relevantes de los PAM.

SÉPTIMO. Que el artículo 44 de la LIE señala que, previo acuerdo entre las partes interesadas, la no objeción del CENACE y la determinación favorable de la Comisión, los Transportistas o los Distribuidores podrán pactar la adquisición de las Redes Particulares, para que se integren a la RNT y las RGD, según corresponda. En su defecto, y previa solicitud del propietario y la no objeción del CENACE, la Comisión podrá determinar que una Red Particular se ceda a título gratuito a un Transportista o a un Distribuidor, cuando la Comisión verifiqué que ello implica un beneficio neto para el SEN.

OCTAVO. Que la fracción XXII del artículo 108 de la LIE establece que el CENACE está facultado para evaluar la conveniencia técnica de que las Redes Particulares se integren a la RNT y las RGD.

NOVENO. Que, el 28 de febrero de 2017, se publicó en el DOF, el Aviso por el que se da a conocer la política de confiabilidad, establecida por la Secretaría, que establece el Valor de Energía No Suministrada y el Margen de Reserva de Planeación Eficiente, siendo de observancia obligatoria en la planeación y operación del SEN.

Aviso que se encuentra vigente en términos del numeral primero del Acuerdo por el que se deja insubsistente el Acuerdo por el que se emite la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional, publicado en el Diario Oficial de la Federación el quince de mayo de dos mil veinte, publicado en el DOF el 4 de marzo de 2021.

DÉCIMO. Que mediante los Oficios CENACE/DOPS/093 de fecha 28 de marzo de 2018 y CENACE/DOPS/189/2022 de fecha 8 de junio de 2022, el CENACE presentó a la Comisión la propuesta de los criterios generales para la evaluación del beneficio neto al SEN de los proyectos a incluirse en los programas de ampliación y modernización de la RNT y las RGD, de conformidad con lo previsto en el artículo 34, párrafo segundo de la LIE.

UNDÉCIMO. Que el artículo 9, párrafo primero, del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica prevé que, en la elaboración de los PAM, se buscará la minimización de los costos de prestación del servicio, reduciendo los costos de congestión, incentivando una expansión eficiente de la generación, y considerando los criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad de la red.

DUODÉCIMO. Que, con fecha 09 de diciembre de 2022, la Comisión envió a la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER) a través de la herramienta electrónica COFEMERSIMIR, el anteproyecto de los Criterios Generales para la evaluación del beneficio neto al SEN respecto de las obras a incluirse en los Programas de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD.

DECIMOTERCERO. Que, mediante el oficio No. CONAMER/23/4957 de fecha 07 de septiembre de 2023, la CONAMER emitió el dictamen final sobre el anteproyecto del presente acuerdo y su correspondiente Manifestación de Impacto Regulatorio, e indicó que se podía continuar con el procedimiento para su publicación en el DOF.

DECIMOCUARTO. Que, con la emisión del presente Acuerdo se pretende establecer criterios generales que permitan evaluar, de forma transparente y sistemática, el beneficio neto de las obras que particulares interesados soliciten incluir en los PAM, así como de las redes particulares para cesión o adquisición, conforme lo prevén los artículos 34 y 44 de la LIE, respectivamente. Lo anterior con la finalidad de asegurar que las obras que se integren al SEN brinden un beneficio neto y promuevan un suministro eléctrico bajo condiciones de Calidad, Confiabilidad, Continuidad, eficiencia y seguridad.

DECIMOQUINTO. En cumplimiento a lo establecido en el artículo 78 de la Ley General de Mejora Regulatoria que señala que, para la expedición de Regulaciones, los Sujetos Obligados deberán indicar expresamente en su Propuesta Regulatoria, las obligaciones regulatorias o actos a ser modificados, abrogados o derogados, con la finalidad de reducir el costo de cumplimiento de los mismos en un monto igual o mayor al de las nuevas obligaciones de la Propuesta Regulatoria que se pretenda expedir y que se refiera o refieran a la misma materia o sector regulado, se señala lo siguiente:

I. Se reduce el tiempo de respuesta del trámite con la homoclave CRE-15-022 referente a la solicitud de permiso de generación de energía eléctrica.

II. Se reduce el tiempo de respuesta del trámite con la homoclave CRE-15-042 referente a Solicitud autorización para la exportación de energía eléctrica en modalidad de abasto aislado.

Por lo anteriormente expuesto y fundado, el Órgano de Gobierno de la Comisión Reguladora de Energía emite el siguiente:

ACUERDO

PRIMERO. Se emiten los Criterios Generales para la evaluación del Beneficio Neto de las Obras propuestas por particulares para ser incluidas en los Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista, así como para la cesión y adquisición de redes particulares, mismos que se anexan al presente como parte integrante del presente Acuerdo.

SEGUNDO. Publíquese en el Diario Oficial de la Federación el presente Acuerdo y su Anexo, mismos que entrarán en vigor a los 365 días naturales posteriores a su publicación, plazo que podrá ser prorrogado por la Comisión Reguladora de Energía en una sola ocasión.

TERCERO. Inscríbase el presente Acuerdo bajo el número **A/051/2023** en el Registro al que se refieren los artículos 22, fracción XXVI, incisos a) y e), de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 4 y 16, último párrafo, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 28 de abril de 2017 y su modificación publicada en el mismo medio de difusión oficial el 11 de abril de 2019.

Ciudad de México, a 30 de octubre de 2023.- Presidente, **Leopoldo Vicente Melchi García**.- Rúbrica.- Comisionados: **Walter Julián Ángel Jiménez**, **Norma Leticia Campos Aragón**, **Hermilo Ceja Lucas**, **Guadalupe Escalante Benítez**, **Luis Linares Zapata**.- Rúbricas.

ANEXO ACUERDO Núm. A/051/2023

CRITERIOS GENERALES PARA LA EVALUACIÓN DEL BENEFICIO NETO DE LAS OBRAS SOLICITADAS POR PARTICULARES PARA SER INCLUIDAS EN LOS PROGRAMAS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN Y LOS ELEMENTOS DE LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN QUE CORRESPONDAN AL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, ASÍ COMO PARA LA CESIÓN Y ADQUISICIÓN DE REDES PARTICULARES, CON FUNDAMENTO EN LOS ARTÍCULOS 34 Y 44 DE LA LEY DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

CONTENIDO

1 INTRODUCCIÓN

2 ASPECTOS GENERALES

2.1 Objetivo general

2.2 Objetivos específicos

2.3 Aplicación

2.4 Definiciones

2.5 Marco legal

2.6 Abreviaturas y acrónimos

2.7 Consideraciones para evaluación del Beneficio Neto

2.8 Solicitud de no objeción de Adquisición o Cesión

3 CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL BENEFICIO NETO

3.1 Costos y beneficios

3.2 Caso Base Sin Proyecto

3.3 Caso Base Con Proyecto

3.4 Cálculo del Costo Total del proyecto

3.4.1 Costos de Inversión

3.4.2 Costos Fijos de Operación y Mantenimiento

3.5 Cálculo del Beneficio Total del Proyecto.

3.5.1 Beneficio por reducción en costos de producción

3.5.2 Beneficio por reducción en costos de Energía No Suministrada

3.5.3 Beneficio por reducción de externalidades

3.5.4 Criterio de evaluación para el Beneficio Neto

4 ANÁLISIS ADICIONALES

4.1 Análisis de sensibilidad

5 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA PARA LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE REDES PARTICULARES EXISTENTES

1 INTRODUCCIÓN

La ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista, se realiza procurando que en todo momento se brinde un suministro eléctrico bajo condiciones de Calidad, Confiabilidad, Continuidad, eficiencia y seguridad al menor costo posible. Para esto, es necesario desarrollar proyectos que satisfagan las necesidades actuales y futuras del Sistema Eléctrico Nacional, ya sea a través de nueva infraestructura o con los refuerzos de la existente, asegurando que el desarrollo y la implementación de dichos proyectos aporten beneficios para el Sistema Eléctrico Nacional.

A través de los presentes Criterios Generales, se proporciona una metodología para determinar el Beneficio Neto de aquellos proyectos de redes que los particulares interesados soliciten se incluyan en los Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, así como para las propuestas de cesión o adquisición de Redes Particulares.

2 ASPECTOS GENERALES

2.1 Objetivo general

Establecer los Criterios Generales para la evaluación del Beneficio Neto de los proyectos que los particulares interesados soliciten para su inclusión en el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de los elementos de las Redes Generales de Distribución que corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista, conforme al Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga; así como para la adquisición o cesión de Redes Particulares, con el fin de verificar la conveniencia de la integración de dichas redes al Sistema Eléctrico Nacional.

2.2 Objetivos específicos

Establecer los lineamientos que el Centro Nacional de Control de Energía deberá observar en el desarrollo de las siguientes actividades:

- Elaboración de los casos base Con Proyecto y Sin Proyecto a ser evaluados;
- Cuantificación de los costos y beneficios para el cálculo del indicador económico de los proyectos que serán evaluados;
- Determinación del Beneficio Neto como principio de valoración de los proyectos a ser evaluados, y
- Desarrollo del análisis de sensibilidad para el valor del Beneficio Neto de los proyectos.

2.3 Aplicación

Los presentes Criterios Generales serán de observancia obligatoria para el Centro Nacional de Control de Energía en la evaluación del Beneficio Neto que realiza a proyectos en Modalidad Planeación cuando los particulares interesados soliciten integrar las obras que representen un Beneficio Neto al Sistema eléctrico Nacional, al Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión o a los elementos de las Redes Generales de Distribución que corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista. Así como para las propuestas de cesión o adquisición de Redes Particulares a la Red Nacional de Transmisión o a los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista.

Los proyectos estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la Política Energética Nacional deberán seguir el proceso para ser incorporados en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional que la Secretaría de Energía determine conforme a los artículos 11, fracciones XII y XIII, y 13 de la Ley de la Industria Eléctrica vigente o el que los sustituya.

2.4 Definiciones

Para efecto de los presentes Criterios Generales, además de las definiciones contenidas en la Ley de la Industria Eléctrica, su Reglamento, y el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga vigente, se entenderá por:

2.4.1 Adquisición de Redes Particulares: cualquier figura permitida por la ley mediante la cual los Transportistas y Distribuidores adquieren Redes Particulares, previo acuerdo entre las partes.

2.4.2 Análisis de Sensibilidad: cálculo de nuevos valores del indicador económico mediante la modificación de una de sus variables críticas.

2.4.3 Beneficio Neto: valor que representa el beneficio de un proyecto descontando sus costos de inversión, operación y mantenimiento.

2.4.4 Caso Base Sin Proyecto: escenario(s) en el cual se representan los elementos actuales y futuros de la red de conformidad con los Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista y el Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PAMRNT y PIIRCE) vigentes, sin considerar el proyecto y las obras que se solicita adquirir, ceder o incluir en el PAMRNT.

2.4.5 Caso Base Con Proyecto: escenario(s) en el cual se representan los elementos actuales y futuros de la red de conformidad con los PAMRNT y PIIRCE vigentes, considerando el proyecto y las obras que se solicita incluir en el PAMRNT.

2.4.6 Cesión a título gratuito de Redes Particulares: forma permitida por la Ley para transferir una Red Particular a los Transportistas o Distribuidores, sin la imposición de gravámenes o condicionantes, realizada a propuesta del propietario.

2.4.7 Indicador Económico: se refiere a los datos que se valorarán para determinar el Beneficio Neto de un proyecto, entre los que se pueden considerar: la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Presente Neto (VPN).

2.4.8 Proyectos Nuevos: proyectos por desarrollarse con la infraestructura requerida y definida a partir de los Estudios de Instalaciones en Modalidad Planeación que solicitan su inclusión en los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, respecto de las obras definidas por el Centro Nacional de Control de Energía en los Estudios de Interconexión o Conexión.

2.4.9 Proyectos de Redes Particulares Existentes: Infraestructura construida asociada y de responsabilidad propia de los particulares para la operación de una Central Eléctrica o de un Centro de Carga, que no forman parte de la Red Nacional de Trasmisión o de las Redes Generales de Distribución y que es objeto de evaluación para la determinación del Beneficio Neto.

2.4.10 Punto de quiebre: magnitud de una variable crítica que ocasiona que el Beneficio Neto del proyecto a evaluar sea igual a cero (0).

2.4.11 Sistema Eléctrico de Influencia: Sistema Interconectado Nacional, Sistema Interconectado de Baja California o Sistema Interconectado de Baja California Sur.

2.4.12 Variable crítica: variables que tienen el mayor impacto en el valor del Beneficio Neto.

2.5 Marco legal

I. Ley de la Industria Eléctrica (LIE).

II. Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica (RLIE).

III. Aviso por el que se da a conocer la Política de Confiabilidad, establecida por la Secretaría de Energía.

IV. Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los Criterios de Eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y Sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red (Código de Red).

V. Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica (DACG de Transmisión y Distribución).

VI. Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga (Manual).

2.6 Abreviaturas y acrónimos

B_{ENS}	Beneficios por reducción en costos de Energía No Suministrada
Bext	Beneficios por reducción de Externalidades
B_{PRO}	Beneficios por reducción en costos de Producción
BN	Beneficio Neto
B_{TP}	Beneficios Totales del Proyecto
CC	Centro de Carga
CE	Central Eléctrica
CE o CC con prelación	Central Eléctrica o Centro de Carga con contrato de interconexión o de conexión firmado y vigente

CBCP	Caso Base Con Proyecto
CBSP	Caso Base Sin Proyecto
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
C_{INV}	Costos de Inversión del proyecto
$C_{FO\&M}$	Costos Fijos de Operación y Mantenimiento del proyecto
Comisión	Comisión Reguladora de Energía
CO_2	Dióxido de carbono
C_{TP}	Costo Total del Proyecto
EE.UU.	Estados Unidos de Norteamérica
ENS	Energía no suministrada
LD	Línea de Distribución
LT	Línea de Transmisión
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MIC	Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.
M.N.	Moneda Nacional
MWh	Megawatt hora
NOx	Óxidos de Nitrógeno
PAMRNT	Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de los elementos de las Redes Generales de Distribución que corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista
PIIRCE	Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas
PM_{10}	Partículas de diámetro aerodinámico menor a 10 μm (micrómetros)
P_N	Proyectos Nuevos
PRODESEN	Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
P_{RP}	Proyectos de Redes Particulares Existentes
P.U. (p.u.)	Por Unidad (relación entre una cantidad y una cantidad base)
RGD	Redes Generales de Distribución
RNT	Red Nacional de Transmisión
SE	Subestación Eléctrica
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SIBC	Sistema Interconectado Baja California
SIBCS	Sistema Interconectado Baja California Sur
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SOx	Óxidos de azufre
TIR	Tasa interna de retorno
TSD	Tasa Social de Descuento
VPN	Valor Presente Neto

2.7 Consideraciones para evaluación del Beneficio Neto

Para la evaluación de los criterios indicados en la sección 3, se deben considerar:

1. Las Obras que se soliciten integrar al PAMRNT, deberán cumplir como mínimo con lo indicado en los siguientes incisos:

a) La minimización de los costos totales de la operación del SEN (SIN, SIBC y SIBCS);

b) La reducción de los costos por congestión;

c) Incentivar una expansión eficiente de la generación, y

d) Observar los criterios del Código de Red aplicables que se encuentren vigentes.

2. Para la evaluación del Beneficio Neto, sólo se podrán considerar las Obras definidas por el CENACE en los Estudios de Interconexión y Conexión en Modalidad Planeación referidos en el MIC vigente o el que lo sustituya y que se ubiquen en los supuestos siguientes:

a) Nuevas LT para robustecer la RNT y los elementos de las RGD que correspondan al MEM.

b) Obras que incrementen las capacidades interregionales del Sistema Interconectado (compuertas de flujo) y que después de la inclusión del proyecto quede capacidad remanente para los Generadores, Generadores Exentos, Usuarios Finales y/o los solicitantes en la RNT o en los elementos de las RGD que correspondan al MEM.

c) Obras que incrementen las capacidades de Transmisión (Elementos de Transformación, Elementos de Transmisión o Elementos de Compensación Reactiva) en la RNT o en los elementos de las RGD que correspondan al MEM.

3. El Beneficio Neto sólo se determinará para las Obras asociadas a proyectos de CE o CC que cuente con el resultado de su Estudios de Instalaciones en Modalidad Planeación, con una fecha de entrada en operación que en el permiso se haya establecido, de al menos 6 años a partir de la solicitud de la determinación del Beneficio Neto.

4. Obras que no podrán ser consideradas para evaluar el Beneficio Neto por ser intrínsecas de la interconexión o conexión del proyecto:

a. Interruptor de la RNT o RGD del MEM hacia el CC o CE.

b. LT o LD hacia el CC o CE.

c. La SE de Maniobras.

d. Modernización de equipos.

e. Ajustes, adecuaciones a protecciones y controles en la RNT, en las RGD, CE o CC que se vean afectados por la(s) nueva(s) CE o CC.

2.8 Solicitud de no objeción de Adquisición o Cesión

El trámite de Evaluación del Beneficio Neto se realizará ante el CENACE, de conformidad con: las disposiciones señaladas en el MIC, las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los términos para presentar la información relativa al objeto social, capacidad legal, técnica y financiera, así como la descripción del proyecto, y el formato de la solicitud de permisos de generación de energía eléctrica, los modelos de contrato, la metodología para el cálculo de las garantías financieras para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga, Código de Red, vigentes o la normativa que los sustituya.

Para el caso de adquisición o cesión de Redes Particulares existentes, el solicitante deberá presentar ante el CENACE el Formato de solicitud para la evaluación del Beneficio Neto (Anexo I de los presentes Criterios), anexando un escrito libre mediante el cual manifieste bajo protesta de decir verdad y acredite que ha celebrado un Acuerdo entre las partes (Transportista o Distribuidor), así como copia certificada del Acuerdo referente a la forma de adquisición de Redes Particulares o, en su caso, escrito libre por el cual manifiestan de mutuo acuerdo la cesión a título gratuito a un Transportista o Distribuidor según corresponda, de las Redes Particulares.

El CENACE realizará la evaluación del Beneficio Neto para verificar la conveniencia técnica de la integración de Redes Particulares Existentes al SEN, con la finalidad de emitir, en su caso, el pronunciamiento de la objeción o no objeción, misma que notificará al solicitante en un plazo no mayor de 47 días hábiles.

Una vez que se cuente con el pronunciamiento por parte del CENACE, respecto a su no objeción, el solicitante tendrá hasta 10 días hábiles contados a partir del día siguiente de la recepción de la no objeción, para acudir a la Comisión a fin de solicitar a través de un escrito libre adjuntando la no objeción emitida por el CENACE, la determinación para verificar el Beneficio Neto al SEN. La Comisión, a través de la Unidad de Electricidad, tendrá 15 días hábiles posteriores a la recepción de la solicitud, para emitir su determinación.

El solicitante deberá cubrir los costos ante el CENACE, por los estudios asociados en la Evaluación del Beneficio Neto.

3 CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL BENEFICIO NETO

Los proyectos de los interesados que serán objeto de la evaluación del Beneficio Neto se clasificarán en dos categorías:

a) Proyectos Nuevos (**P_N**), cuyo objeto es incluir en el PAMRNT las Obras definidas por el CENACE en los estudios de interconexión o conexión. Podrán solicitarlos aquellos interesados que cubran las consideraciones establecidas en el numeral 2.7 de los presentes Criterios Generales.

b) Proyectos de Redes Particulares Existentes (**P_{RP}**) objeto de una adquisición o cesión, en los que se busca que sean integrados a la RNT o a los elementos de las RGD que correspondan al MEM, a solicitud del propietario de la Red Particular, de conformidad con lo señalado en el numeral 2.8 de los presentes Criterios.

El análisis para obtener el Beneficio Neto se realiza a través del cálculo de la diferencia entre el valor presente de los beneficios que el **P_N** o el **P_{RP}** otorga al sistema y el valor presente de sus costos, dividida entre el valor presente de sus costos, como se muestra en la siguiente Ecuación 1:

$$BN = \frac{B_{TP} - C_{TP}}{C_{TP}}$$
$$B_{TP} = CTO_{SP} - CTO_{CP} \qquad \text{(Ec.1)}$$

Donde:

BN = Beneficio Neto, expresado en p.u. del costo total del proyecto.

B_{TP} = Beneficios Totales del Proyecto, expresado en valor presente en pesos M.N. [$].

C_{TP} = Costos Totales del Proyecto, expresado en valor presente en pesos M.N. [$].

CTO_{SP} = Costo Total de Operación del SEN sin el proyecto, expresado en valor presente en pesos M.N. [$].

CTO_{CP} = Costo Total de Operación del SEN con el proyecto, expresado en valor presente en pesos M.N. [$].

3.1 Costos y beneficios

Para la evaluación, el costo total del proyecto (C_{TP}) está constituido por el costo de inversión o adquisición (C_{inv}), así como el costo fijo de operación y mantenimiento ($C_{FO\&M}$) a lo largo de la vida útil o vida útil remanente de conformidad al acuerdo previo entre las partes para la adquisición o cesión a título gratuito. Estos costos se consideran cuantificables y monetizables, ya que se les puede asignar un valor económico.

Por otra parte, el beneficio total del proyecto lo constituyen los beneficios por reducción en los costos de producción, beneficio por reducción en costos de energía no suministrada, y beneficios por reducción en externalidades.

Los costos de producción, asociados al beneficio por reducción en los costos de producción, consideran los costos por consumo de combustible, costos por pérdidas de transmisión, costos variables de operación y mantenimiento. Estos costos de producción no se encuentran asociados o vinculados directamente con la actividad de la CE del solicitante, se refiere a los costos de producción asociados al Sistema Eléctrico en el que se encuentre la infraestructura a la cual se vaya a evaluar la determinación del Beneficio Neto. En los Análisis adicionales de escenarios y sensibilidades, estos se identifican como indicador externo al proyecto.

Costos:

- De inversión (C_{INV})
- Fijos de Operación y mantenimiento ($C_{FO\&M}$)

Beneficios por:

- Reducción en costos de producción (B_{pro})
- Reducción en externalidades (B_{ext})
- Reducción en costos de energía no suministrada (B_{ENS})

Para el caso de los **P_{RP}**, todos los costos serán proporcionados por el Transportista y Distribuidor de conformidad con el acuerdo entre las partes y los beneficios calculados en la evaluación del Beneficio Neto, deberán realizarse estimando la vida útil remanente con la que cuente la infraestructura que será evaluada, considerando el tiempo que lleva en operación, así como las condiciones actuales de sus componentes[1].

Los análisis que se realizarán por cada tipo de proyecto (**P_N** o **P_{RP}**), se presentan en la Tabla 1:

***Tabla 1. Análisis por tipo de proyecto*.**

Proyectos	**Costos y beneficios cuantificables monetizables**	**Análisis adicionales de escenarios y sensibilidades**
P_N	Costos Totales del Proyecto (C_{TP}) - Costos de Inversión (C_{INV}) - Costos Fijos de Operación y mantenimiento ($C_{FO\&M}$) Beneficios Totales del Proyecto (B_{TP})	• Análisis de sensibilidad respecto a costos de Inversión. • Evolución de precios de combustibles. (Contenida en el PRODESEN y el PAMRNT vigentes). • Pronóstico de la demanda.
P_{RP}	Beneficio por la reducción en los costos de: - Producción (B_{pro}) - Externalidades (B_{ext}) - Energía no suministrada (B_{ENS})	• Información operativa o entrega del certificado de cumplimiento. • Análisis de sensibilidad respecto a costos de Inversión. • Evolución de precios de combustibles. (Indicador externo al proyecto) • Pronóstico de la demanda.

[1] A manera de referencia, el tiempo de vida útil considerado para líneas de la RNT y RGD es de 40 años, para transformadores de potencia 30 años, siempre que se haya dado mantenimiento adecuado y se cumplan con pruebas de diagnóstico que certifiquen lo adecuado del equipo; caso particular se tendrá para interruptores y cambiadores de tap bajo carga que dependen del número de operaciones acumuladas. Para equipos de compensación reactiva que utilicen electrónica de potencia será de 20 años, y para el caso de reactores y capacitores fijos 30 años. En los casos particulares el Transportista o Distribuidor determinará la vida útil remanente.

3.2 Caso Base Sin Proyecto

La evaluación del Beneficio Neto comienza con el desarrollo de un Caso Base Sin Proyecto, el cual debe contener la representación actual y futura considerando el PIIRCE y PAMRNT vigentes del Sistema Eléctrico de influencia, incluyendo todos los proyectos actuales y futuros, excepto el proyecto que se pretende adquirir, ceder o incluir en el PAMRNT. Para el Sistema Baja California, el intercambio neto con el sistema de los EE.UU., se considera con valor cero (0).

Excluir el proyecto a evaluar, significa no considerar las Obras de este en la RNT y los elementos de las RGD que correspondan al MEM, que se requieren para operar el Sistema Eléctrico en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad.

Para los **P_N** se considerará el CBSP como aquel que contenga los elementos de la red del escenario de estudio que determine el CENACE, representando las condiciones esperadas, sin la operación de las Obras como se presenta en la Figura 1.

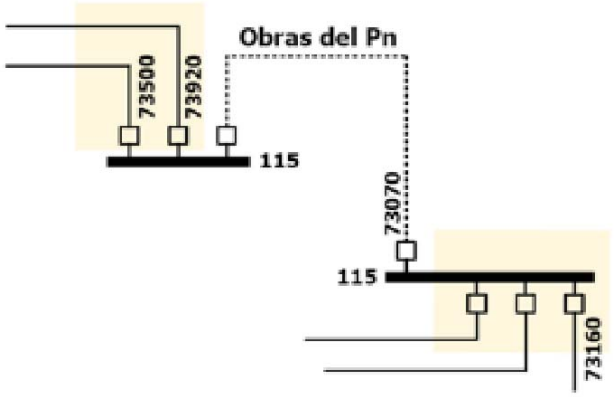


Figura 1 Caso Base de Referencia para P_N.

Para los **P_{RP}** se considerará el CBSP como aquel que contenga los elementos de la red del escenario de estudio, considerando las condiciones esperadas, sin considerar que las redes particulares propuestas a ser cedidas o adquiridas forman parte de la RNT o de los elementos de las RGD que correspondan al MEM como se muestra en la Figura 2.

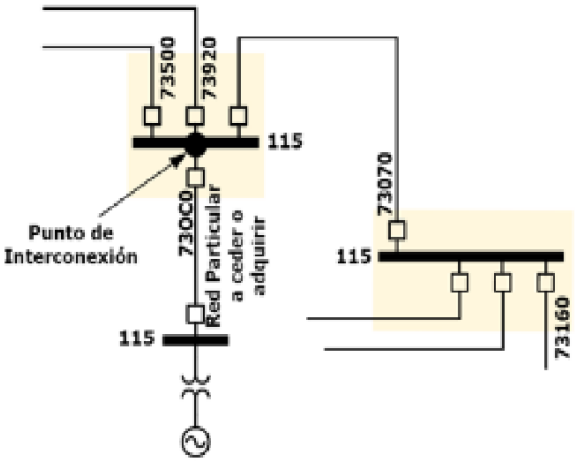


Figura 2 Caso base sin proyecto para P_{RP}.

3.3 Caso Base Con Proyecto

Para los **P_N** se considerará el Caso Base con Proyecto como aquel que contenga los elementos de la red del escenario de estudio, considerando las condiciones esperadas y con las Obras en operación como se observa en la Figura 3. Para el sistema Baja California, el intercambio neto con el sistema de EE.UU. se considera con valor cero (0).

Incluir el proyecto a evaluar, significa considerar las Obras en la RNT y los elementos de las RGD que correspondan al MEM, que se requieren para operar el sistema eléctrico en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad.

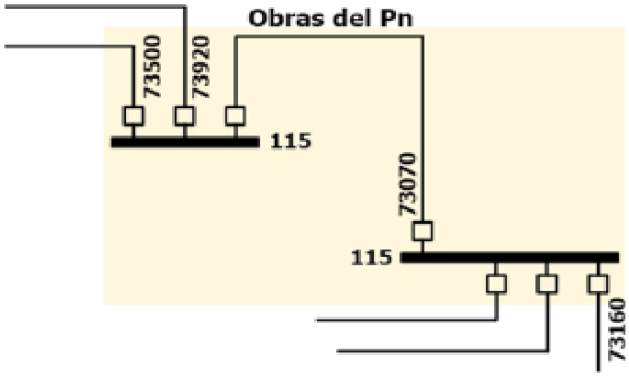


Figura 3. Caso base con proyecto para el P_N.

Para los **P_{RP}** se considerará el CBCP como aquel que contenga los elementos de la red del escenario de estudio considerando las condiciones esperadas y analizando las redes particulares como parte del SEN como se muestra en la Figura 4.

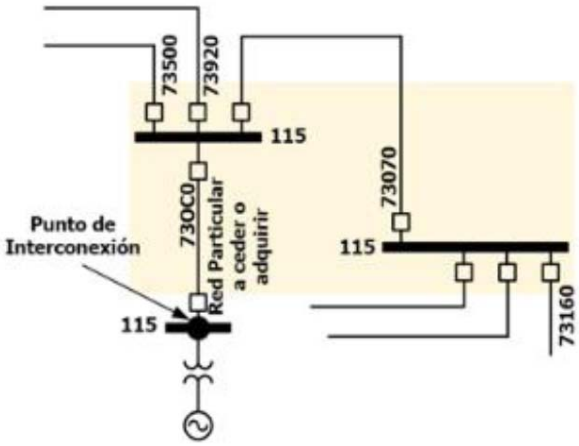


Figura 4 Caso base con proyecto para el P_{RP}.

3.4 Cálculo del Costo Total del proyecto

El costo total del proyecto C_{TP} en valor presente, se refiere a la suma de los costos de inversión (C_{INV}) y costos fijos de operación y mantenimiento ($C_{FO\&M}$) a lo largo de la vida útil o vida útil remanente del mismo, descontados en el tiempo según la Ecuación 2 siguiente:

$$C_{TP} = \sum_{i=0}^{N} \left(\frac{C_{INV,i} + C_{FO\&M,i}}{(1+r)^i} \right) \qquad \text{(Ec. 2)}$$

Donde:

C_{TP} = Costo Total del Proyecto en valor presente durante su vida útil en pesos M.N. [$].

N = Número de años (de vida útil y de erogaciones) del **P_N** o del **P_{RP}**, según corresponda, considerando como el año de inicio $i =$ cero (0).

r = Tasa Social de Descuento en % publicada por la SHCP.

$C_{INV,i}$ = Costo de inversión del proyecto en el año i.

$C_{FO\&M,i}$ = Costo fijo de operación y mantenimiento en el año i.

3.4.1 Costos de Inversión

Para el caso de los **P_N**, el C_{INV} se refiere a todas las erogaciones asociadas con los costos estimados de derecho de vía, la inversión durante el periodo de construcción, la supervisión hasta el inicio de sus operaciones comerciales, así como las demás que puedan ser debidamente justificadas mediante soporte documental ante la Comisión. Estas inversiones deberán ser distinguibles según la etapa en que las mismas sean erogadas. Además, se deben especificar los costos actualizados al inicio de operación del equipo eléctrico asociado con las Obras en la RNT y los elementos de las RGD que corresponden al MEM, como pueden ser, de manera enunciativa más no limitativa, las siguientes:

i. Transformadores;

ii. Líneas de transmisión;

iii. Alimentadores y equipo complementario (interruptores, monitoreo, protección y control); y

iv. Compensación de potencia reactiva.

El Transportista y el Distribuidor estimarán el C_{INV} de la infraestructura de los proyectos a petición del CENACE.

La inversión realizada durante el período de construcción incluirá todos los equipos y materiales eléctricos, su transporte al sitio de la obra, la ejecución de la obra civil y electromecánica, entre otros.

En el caso de la cesión de Redes Particulares, el C_{INV} será considerado con valor cero (0).

En el caso de adquisición de Redes Particulares, el C_{INV} será determinado y convenido entre las partes.

3.4.2 Costos Fijos de Operación y Mantenimiento

El $C_{FO\&M}$ incluye el costo de los recursos humanos y materiales necesarios para operar y mantener en buen estado las instalaciones, considerando el reemplazo de equipo (mantenimiento), la supervisión y la operación de los diversos sistemas que lo constituyan. Asimismo, se incluirán los costos de las partes de repuesto de los sistemas de comunicación, control, protección, medición y operación por uso de los componentes de la infraestructura. El Transportista y el Distribuidor estimarán el $C_{FO\&M}$ de los proyectos a petición del CENACE.

3.5 Cálculo del Beneficio Total del Proyecto.

Los costos de producción consideran los costos por consumo de combustible, costos por pérdidas de transmisión de energía, costos variables de operación y mantenimiento a lo largo de la vida útil o vida útil remanente del mismo, descontados en el tiempo según la Ecuación 3:

$$B_{TP} = \sum_{i=0}^{N} \left(\frac{B_{pro,i} + B_{ENS,i} + B_{ext,i}}{(1+r)^i} \right) \qquad \text{(Ec. 3)}$$

Donde:

B_{TP} = Beneficio Total del Proyecto en valor presente en pesos M.N. [$].

N = Número de años (de vida útil y de erogaciones) del **P_N** o del **P_{RP}**, según corresponda, considerando como el año de inicio i = cero (0).

r = Tasa Social de Descuento en % publicada por la SHCP.

$B_{pro,i}$ = Beneficio por la reducción de costos de producción en el año i en pesos M.N. [$].

$B_{ENS,i}$ = Beneficio por reducción en costos de energía no suministrada en el año i en pesos M.N. [$].

$B_{ext,i}$ = Beneficio por la reducción de externalidades en el año i en pesos M.N. [$].

3.5.1 Beneficio por reducción en costos de producción

El B_{pro} se refiere a los ahorros obtenidos de los costos por consumo de combustible, costos por pérdidas de transmisión de energía, costos variables de operación y mantenimiento; estos resultan de la diferencia de los costos de producción del CBSP y el CBCP como se presenta en la Ecuación 4.

$$B_{pro,i} = C_{proSP,i} - C_{proCP,i} \quad \text{(Ec. 4)}$$

Donde:

$B_{pro,i}$ = Beneficio por reducción en costos de producción en el año i en pesos M.N. [$].

$C_{proSP,i}$ = Costo total de producción del CBSP en el año i en pesos M.N. [$].

$C_{proCP,i}$ = Costo total de producción del CBCP en el año i en pesos M.N. [$].

3.5.2 Beneficio por reducción en costos de Energía No Suministrada

El B_{ENS} se refiere al beneficio obtenido por la reducción en costos de la ENS, y resulta de la diferencia de los costos por ENS del CBSP y el CBCP.

Se refiere al valor de la ENS en MWh debido a fallas fortuitas y contingencias, por congestiones e insuficiente margen de reserva que resulten en ENS. En el caso de sobrecarga en transformadores, se evaluará la ENS mediante una herramienta probabilística. Para abatimientos de tensión fuera del rango establecido en el Código de Red, se determinará la ENS con herramientas de estudio (Software) que permitan determinar la afectación en la confiabilidad. El CENACE utilizará el valor de la ENS establecido en la política de confiabilidad vigente, emitida por la SENER, como se describe en la Ecuación 5.

$$B_{ENS,i} = C_{ENSSP,i} - C_{ENSCP,i} \quad \text{(Ec. 5)}$$

Donde:

$B_{ENS,i}$ = Beneficio por reducción en costos por ENS en el año i en pesos M.N. [$].

$C_{ENSCP,i}$ = Costo por ENS del CBSP en el año i en pesos M.N. [$].

$C_{ENSCP,i}$ = Costo por ENS del CBCP en el año i en pesos M.N. [$].

3.5.3 Beneficio por reducción de externalidades

El B_{ext} se refiere al beneficio por la reducción de emisiones de CO_2 y otros gases de efecto invernadero, las cuales se encuentran preestablecidas por tecnología, con base en los valores presentados en el PIIRCE que cada año publica la SENER en el PRODESEN. Para los costos por las emisiones de CO_2, NO_X, SO_X y partículas PM_{10}, se deberá considerar la Metodología vigente para valorar externalidades asociadas con la generación de electricidad en México emitida por la SENER o, en su caso, el instrumento legal vigente que corresponda. Este beneficio resulta de la diferencia de los costos por externalidades del CBSP y el CBCP como se describe en la Ecuación 6.

$$B_{ext,i} = C_{extSP,i} - C_{extCP,i} \quad \text{(Ec. 6)}$$

Donde:

$B_{ext,i}$ = Beneficio por reducción en costos por externalidades en el año i en pesos M.N. [$].

$C_{extSP,i}$ = Costo por externalidades del CBSP en el año i en pesos M.N. [$].

$C_{extCP,i}$ = Costo por externalidades del CBCP en el año i en pesos M.N. [$].

3.5.4 Criterio de evaluación para el Beneficio Neto

Para todas las Obras evaluadas, se deberá determinar el Beneficio Neto que representan para el SEN. En caso de que el Beneficio Neto sea menor o igual a cero punto veinticinco (0.25), el proyecto deberá ser rechazado.

Adicionalmente, el proyecto deberá tener una TIR mayor a la TSD, además el VPN deberá ser mayor a cero (0), de lo contrario el proyecto deberá ser rechazado.

4 ANÁLISIS ADICIONALES

4.1 Análisis de sensibilidad

El CENACE deberá realizar, adicionalmente, un análisis de sensibilidad a fin de conocer los efectos con relación al resultado del Beneficio Neto de aquellos proyectos que deseen ser integrados al PAMRNT o, de aquellas Redes Particulares Existentes que se pretendan ceder o adquirir con la finalidad de que sean integradas al SEN. Lo anterior con respecto a las variables que generen un mayor impacto en el Beneficio Neto, definidas como variables críticas.

Las variables críticas son aquellas cuyas variaciones positivas o negativas, causan el mayor impacto en los indicadores económicos del proyecto. El CENACE deberá considerar al menos la variable crítica del veinticinco por ciento del costo de inversión de la infraestructura de transmisión (+25%).[2] De cumplir con los criterios de evaluación del apartado 3.5.4 en la primera sensibilidad, se procederá a evaluar los casos indicados en la Tabla 2 siguiente: Para todas las Obras evaluadas, se deberá determinar el Beneficio Neto que representan para el SEN. En caso de que el Beneficio Neto sea menor o igual a cero punto veinticinco (0.25), el proyecto deberá ser rechazado.

Tabla 2. Análisis por tipo de proyecto.

Escenarios de evaluación de las variables críticas		
Precio de combustibles del Sistema Eléctrico	Pronóstico de la demanda	Hidrología
Sistema Interconectado Nacional		
Bajo	Bajo	Húmeda
Baja California, Baja California Sur y Mulegé		
Bajo	Bajo	No aplica

El escenario de precios de combustibles, así como el pronóstico de demanda serán de conformidad con el PRODESEN vigente. La hidrología húmeda esperada, se estimará conforme a los registros históricos de la operación del sistema eléctrico al cual esté asociada la infraestructura a evaluar.

Los resultados de los análisis de sensibilidad deberán cumplir con los indicadores establecidos en la sección 3.5.4 de los presentes Criterios Generales para que el proyecto sea aceptado. De lo contrario será rechazado.

5 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA PARA LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE REDES PARTICULARES EXISTENTES

Para los Proyectos de Redes Particulares Existentes a ser evaluados, además del cumplimiento de los numerales 3 y 4 descritos en los presentes Criterios Generales, deberán acompañar al formato de solicitud para la evaluación del Beneficio Neto (Anexo I de los presentes Criterios), un análisis de la información operativa de la infraestructura en cuestión o entregar el certificado de cumplimiento correspondiente, en donde se indique que sus instalaciones cumplen con la normatividad aplicable según el estatus de la obra a ser cedida o adquirida, validado por el Transportista o por el Distribuidor según corresponda.

Para el análisis de Proyectos de Redes Particulares Existentes, se considerará verificada la conveniencia técnica, siempre que implique un Beneficio Neto favorable para el Sistema Eléctrico

[2] Se adopta dicho porcentaje de forma análoga al criterio que considera la SHCP en los Lineamientos para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los programas y proyectos de inversión.

Anexo I

Formatos de solicitud para la evaluación del Beneficio Neto

Fecha:

Día (dd)	Mes (mm)	Año (aaaa)

NÚMERO DE REGISTRO ÚNICO ASIGNADO POR EL CENACE: _____

EN CASO DE CONTAR CON NÚMERO DE REGISTRO NO DEBERÁ DE REQUISITAR LO SOLICITADO EN EL APARTADO 1, A MENOS QUE SE REPRESENTE POR APODERADOS DISTINTOS A LOS REGISTRADOS.

1. DATOS DEL SOLICITANTE

A. PERSONA FÍSICA (PF)

DATOS PERSONALES DEL SOLICITANTE PF.

Apellido Paterno _____ Apellido Materno _____ Nombre (s) _____

Ocupación o Profesión _____ R.F.C. (con Homoclave) _____ C.U.R.P. _____

Identificación (Tipo y Número) _____ Fecha de Nacimiento (dd/mm/aaaa) _____

Nacionalidad: Mexicana ☐ Extranjera ☐

Si es de nacionalidad extranjera especificar el país: _____

Actividad Comercial: _____

DOMICILIO DEL SOLICITANTE PF

Calle _____ No. Exterior _____ No. Interior _____ Código Postal _____

Colonia _____ Alcaldía/Municipio/Población _____ Entidad Federativa _____

Teléfono Fijo (con LADA) _____ Teléfono Celular _____ Correo Electrónico _____

DOCUMENTOS QUE ACREDITAN LA IDENTIFICACIÓN Y DOMICILIO DEL SOLICITANTE PF.

El Solicitante PF deberá adjuntar a esta Solicitud la documentación que a continuación se detalla:

Identificación. (Vigente) Credencial para Votar ☐ Pasaporte ☐ Otra ☐

Especificar en caso de Otra: _____ Folio o N° de la Identificación: _____

Comprobante de domicilio: (Máximo 3 meses de antigüedad) Energía eléctrica ☐ Teléfono ☐ Agua ☐ Gas Natural ☐

Predial ☐ Estado de cuenta bancario ☐ Otro ☐

Especificar en caso de otro: _____

REPRESENTANTE LEGAL / APODERADO DEL SOLICITANTE PF

DATOS DE LA ESCRITURA PÚBLICA CON LA QUE EL REPRESENTANTE LEGAL / APODERADO ACREDITA LA REPRESENTACIÓN DE LA PF [SOLO EN CASO DE QUE PF ACTÚE POR MEDIO DE UN(OS) TERCERO(S)]

No. Escritura (Poder)	Folio Inscripción RPPC	No. Notario	Entidad Federativa Notario

SE DEBERÁ ADJUNTAR A LA PRESENTE SOLICITUD COPIA LEGIBLE DE LA ESCRITURA PÚBLICA MEDIANTE LA CUAL EL REPRESENTANTE LEGAL O APODERADO ACREDITA SU PERSONALIDAD Y MARCAR CON UNA X EL RECUADRO CORRESPONDIENTE.

Poder ☐

DATOS PERSONALES DEL REPRESENTANTE LEGAL / APODERADO DE LA PF

Apellido Paterno	Apellido Materno	Nombre (s)

Ocupación o Profesión	R.F.C. (con Homoclave)	C.U.R.P.

Identificación (Tipo y Número)	Fecha de Nacimiento (dd/mm/aaaa)

Nacionalidad: Mexicana ☐ Extranjera ☐

Si es de nacionalidad extranjera especificar el país: _____

DOMICILIO DEL REPRESENTANTE LEGAL / APODERADO DE LA PF

Calle | No. Exterior | No. Interior | Código Postal

Colonia | Alcaldía/Municipio/Población | Entidad Federativa

Teléfono Fijo (con LADA) | Teléfono Celular | Correo Electrónico

DOCUMENTOS QUE ACREDITAN LA IDENTIFICACIÓN Y DOMICILIO DEL REPRESENTANTE LEGAL / APODERADO DE LA PF

El Representante Legal / Apoderado del Solicitante Persona Física deberá adjuntar a esta Solicitud la documentación que a continuación se detalla:

Identificación. (Vigente) Credencial para Votar ☐ Pasaporte ☐ Otra ☐

Especificar en caso de Otra: | Folio o N° de la Identificación:

Comprobante de domicilio: (Máximo 3 meses de antigüedad) Energía eléctrica ☐ Teléfono ☐ Agua ☐ Gas Natural ☐ Predial ☐ Estado de cuenta bancario ☐ Otro ☐

Especificar en caso de otro:

B. PERSONA MORAL (PM)

DENOMINACIÓN O RAZÓN SOCIAL

Fecha de Constitución | R.F.C. (con Homoclave)

Nacionalidad: Mexicana ☐ Extranjera ☐

En caso de ser de nacionalidad extranjera deberá especificarla:

DATOS DE LOS DOCUMENTOS CORPORATIVOS (ESCRITURAS PÚBLICAS, PÓLIZAS, ETC.) CON LOS QUE EL SOLICITANTE PM ACREDITA SU LEGAL EXISTENCIA.

No. de Acta Constitutiva	Folio Inscripción RPPC	No. Notario	Entidad Federativa Notario

No. Escritura de Reformas	Folio Inscripción RPPC	Núm. Notario	Entidad Federativa Notario

Nombre Grupo o Sociedad (en caso de que la empresa solicitante pertenezca a un Grupo o Sociedad)	Nacionalidad del Grupo

SE DEBERÁN ADJUNTAR A LA PRESENTE SOLICITUD LOS DOCUMENTOS CORPORATIVOS ANTES DETALLADOS Y MARCAR CON UNA X EL RECUADRO CORRESPONDIENTE.

Escritura Constitutiva ☐ Reforma de Estatutos ☐

DOMICILIO SOCIAL Y/O FISCAL DEL SOLICITANTE PM

Calle	No. Exterior	No. Interior	Código Postal

Colonia	Alcaldía/Municipio/Población	Entidad Federativa

Teléfono fijo	Teléfono celular	Correo electrónico

DOCUMENTOS QUE ACREDITAN EL DOMICILIO DEL SOLICITANTE PM

Comprobante de domicilio: (Máximo 3 meses de antigüedad)

Energía eléctrica ☐ Teléfono ☐ Agua ☐ Gas Natural ☐

Predial ☐ Estado de cuenta bancario ☐ Otro ☐

Especificar en caso de otro: _____

REPRESENTANTE LEGAL / APODERADO DEL SOLICITANTE PM

DATOS DE LA ESCRITURA PÚBLICA CON LA QUE EL REPRESENTANTE LEGAL / APODERADO ACREDITA LA REPRESENTACIÓN DE LA PM

No. Escritura (Poder)	Folio Inscripción RPPC	No. Notario	Entidad Federativa Notario

SE DEBERÁ ADJUNTAR A LA PRESENTE SOLICITUD COPIA LEGIBLE DE LA ESCRITURA PÚBLICA MEDIANTE LA CUAL EL REPRESENTANTE LEGAL O APODERADO ACREDITA SU PERSONALIDAD Y MARCAR CON UNA X EL RECUADRO CORRESPONDIENTE.

Poder ☐

DATOS PERSONALES DEL REPRESENTANTE LEGAL / APODERADO

Apellido Paterno	Apellido Materno	Nombre (s)

Ocupación o Profesión	R.F.C. (con Homoclave)	C.U.R.P.

Identificación (Tipo y Número)	Fecha de Nacimiento (dd/mm/aaaa)

Nacionalidad: Mexicana ☐ Extranjera ☐

Si es de nacionalidad extranjera especificar el país: _____

DOMICILIO DEL REPRESENTANTE LEGAL / APODERADO DE LA PM

Calle	No. Exterior	No. Interior	Código Postal

Colonia	Alcaldía/Municipio/Población	Entidad Federativa

Teléfono Fijo (con LADA)	Teléfono Celular	Correo Electrónico

DOCUMENTOS QUE ACREDITAN LA IDENTIFICACIÓN Y DOMICILIO DEL REPRESENTANTE LEGAL / APODERADO DE LA PM

El Representante Legal/Apoderado del Solicitante Persona Física deberá adjuntar a esta Solicitud la documentación que a continuación se detalla:

Identificación. (Vigente) Credencial para Votar ☐ Pasaporte ☐ Otra ☐

Especificar en caso de Otra: _____ Folio o N° de la Identificación: _____

Comprobante de domicilio: (Máximo 3 meses de antigüedad) Energía eléctrica ☐ Teléfono ☐ Agua ☐ Gas Natural ☐

Predial ☐ Estado de cuenta bancario ☐ Otro ☐

Especificar en caso de Otro: _____

2. DATOS DE LA SOLICITUD

MARQUE CON UNA "X" SU SELECCIÓN

NUEVA CENTRAL ELÉCTRICA O CENTRO DE CARGA

- Central Eléctrica ☐ - Centro de Carga ☐

Tipo de Estudio:

- Evaluación del Beneficio Neto ☐

Modalidad de la Solicitud:

- Obra Modalidad Planeación ☐ - Cesión ☐ - Adquisición ☐

Para la modalidad de Cesión:

Escrito libre donde manifiesta haber celebrado un Acuerdo con el Transportista o Distribuidor ☐

Copia certificada del Acuerdo con el transportista o Distribuidor ☐

Escrito libre por el que manifiesta realizar la cesión a título gratuito ☐

Para la modalidad de Proyectos Particulares:

Información operativa de la infraestructura ☐

Certificado de cumplimiento validado por Transportista o Distribuidor ☐

3. PAGO DE LOS ESTUDIOS

Para el pago de los estudios se deberá solicitar el número de referencia a través del SIASIC: http://www.cenace.gob.mx/siasic/Account/Login

Una vez obtenido el número de referencia se deberá acudir a cualquiera de las sucursales de la Institución Bancaria en Convenio, a realizar su pago en ventanilla (efectivo, cheque de caja o certificado), o también podrá hacerlo mediante transferencia electrónica.

Una vez realizado el pago, se deberán registrar los datos de este en el SIASIC.

(Esta sección se llenará cuando se haga el pago correspondiente)

Fecha de recepción de pago por estudio (dd/mm/aaaa): _____

Monto del pago (cifra y letra): _____

Comprobante de pago (adjunto) SI ☐ NO ☐

4. DATOS DEL PROYECTO DE LA CENTRAL ELÉCTRICA O CENTRO DE CARGA

NOMBRE DEL PROYECTO

_____

DIRECCIÓN

Calle	No. Exterior	No. Interior	Código Postal

Colonia	Alcaldía/Municipio/Población	Entidad Federativa

No. de Resolución de la CRE: _____

No. de Título de Permiso: _____

Tipo de Permiso: _____

Fecha de entrada en operación indicada en el Título: _____

Número de Oficio de Estudios de Instalaciones: _____

Fecha Estimada de Operación (FEO):

FEO (DD/MM/AAAA): _____

Capacidad (kW)

Capacidad instalada neta: _____

No. de Unidades de Central Eléctrica[1,2]: _____

[1] Para Centrales Eléctricas eólicas el número de turbinas estimado; para Centrales Eléctricas fotovoltaicas en número de inversores; para Centrales Eléctricas de ciclo combinado el tipo de arreglo #Tgasx#Tvap y sus respectivas capacidades netas.

[2] Para Centrales Eléctricas asíncronas y con fuente de energía primaria intermitente, se debe considerar que deben cumplir con los requerimientos generales y específicos del Código de Red respecto a regulación de voltaje y frecuencia.

TIPO DE TECNOLOGÍA PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA:

Seleccione con una X su tipo de tecnología para generar energía eléctrica

Solar	
Fotovoltaica	
Termo solar	
Eólica	
Onshore	
Offshore	
Hidráulica	
Embalse	
Filo de Agua	
Mareomotriz	
Térmica	
Vapor	
Ciclo Combinado	
Turbo gas	
Combustión Interna	
Cogeneración	
Vapor	
Ciclo Combinado	
Turbo gas	
Combustión Interna	
Otros	
SAE	

Para Abasto Aislado, indicar la Capacidad a inyectar y/o demandar del sistema de manera horaria durante un año, a la RNT o las RGD del MEM y la carga local del Centro de Carga en kW.

Inyección esperada en kW:

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio

Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre

Demanda esperada en kW:

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio

Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre

Carga: _____

Seleccione con una X el (los) tipo(s) de Combustible y/o fuente primaria de energía, indicando respectivo porcentaje:

Combustible	**Selección (x)**	**Porcentaje (%)**
Irradiación Solar		
Embalse agua		
Marea		
Gas		
Biomasa (madera, excrementos animales, etc)		
Geotermia		
Combustóleo		
Diésel		
Nuclear		
Otros		

Combustible	**Selección (x)**	**Porcentaje (%)**
Viento		
Filo de Agua		
Energía Cinética		
Biogás		
Biomasa (residuos sólidos basura)		
Carbón		
Coque		
Bio diésel		
Biocombustible		

Especifique el poder calorífico del (los) Combustible (s) con base a la selección de la tabla anterior:

Combustible	**Unidad de medida**	**MJ**	**kWh**	**BTU**	**kcal**
Combustóleo	litros				
	galón				
	barril				
Gas	metros cúbicos				
	pies cúbicos				
Diésel	litros				
	galón				
	barril				
Carbón	libra				
	tonelada métrica				
Uranio enriquecido	gramo				
Coque de petróleo	barril				
Residuos de vacío	barril				
Vapor geotérmico	Tonelada				
Otros					

Costos fijos de Operación y Mantenimiento (USD/año): _____

Costos variables de Operación y Mantenimiento (USD/MWh): _____

Punto de Interconexión o Conexión Solicitado (PI):

Punto de Interconexión o Conexión Solicitado[2]:	
Nivel de Tensión[2]:	

[2] Indicar el nombre de la subestación eléctrica y/o la apertura de línea de transmisión.

Coordenadas de localización de la Subestación Eléctrica del Proyecto de Central Eléctrica o Centro de Carga:

(Grados, Minutos, Segundos).

Latitud Norte: º ´ ´´ Longitud Oeste: º ´ ´´

INFORMACIÓN DE LA FUENTE PRIMARIA PARA CENTRALES ELÉCTRICAS LIMPIAS

a. Centrales Eléctricas con fuente primaria biogás o biomasa, o centrales eléctricas geotérmicas, entregar la energía neta esperada en MWh/h durante un año a nivel horario, en el punto de interconexión.

a.1. Centrales Eléctricas con fuente primaria biogás o biomasa, o centrales eléctricas geotérmicas, entregar la curva de régimen térmico neto y su polinomio característico, indicando sus respectivas unidades de medida.

a.2. Entregar valores de rampa de subida y bajada en MW/minuto por Unidad de Central Eléctrica.

b. Centrales Eléctricas con fuente primaria hidráulica con embalse o filo de agua, entregar la energía neta esperada en MWh/h durante un año a nivel horario, en el punto de interconexión.

b.1. Curva de relación de volumen (MMm^3) vs m.s.n.m. de la central hidroeléctrica.

b.2. Curva de relación de consumo especifico (m^3/MWh) vs m.s.n.m. de la central hidroeléctrica.

b.3. Curva de relación de potencia (MW) vs m.s.n.m. de la central hidroeléctrica.

b.4. Requerimiento de mantenimiento por año de la central hidroeléctrica en días.

b.5. Eficiencia incremental de la central hidroeléctrica en MW/m^3/s.

b.6. Tiempo máximo en que la central hidroeléctrica puede operar en zonas prohibidas, indicando el rango de operación en MW.

b.7. Máximo caudal turbinable de la central hidroeléctrica en m^3/s.

b.8. Si la central hidroeléctrica se encontrara dentro de un sistema en cascada, reportar los tiempos de viaje, aguas arriba y aguas abajo.

b.9. Entregar el escurrimiento natural histórico de al menos 20 años de manera mensual en m^3/s y millones de m^3.

b.10. Entregar valores de rampa de subida y bajada en MW/minuto por Unidad de Central Eléctrica.

c. Centrales Eléctricas con fuente primaria irradiación solar, entregar la energía neta esperada en MWh/h durante un año a nivel horario, en el punto de interconexión.

d. Para Centrales Eléctricas con fuente primaria de viento, entregar la energía neta esperada en MWh/h durante un año a nivel horario, en el punto de interconexión.

e. Para Centrales Eléctricas con fuente primaria irradiación solar y viento, entregar los costos fijos y variables de operación y mantenimiento, en USD/año y USD/MWh, respectivamente.

f. Para proyectos de abasto aislado, entregar los perfiles horarios de inyección y/o consumo de energía eléctrica en MWh/h, durante un año en el punto de interconexión y/o conexión.

Para el caso de Solicitudes de Interconexión de Centrales Eléctricas que se tengan contempladas etapas, es necesario proporcionar la fecha de entrada en operación de cada etapa y la capacidad correspondiente.

Fecha Etapa 1: mm/aaaa: _____ _____kW

Fecha Etapa 2: mm/aaaa: _____ _____kW

Fecha Etapa 3: mm/aaaa: _____ _____kW

Otras: _____ _____kW

PARA PROYECTOS DE COGENERACIÓN

a. Centrales Eléctricas con proceso de cogeneración, entregar la energía neta esperada en MWh/h durante un año a nivel horario, en el punto de interconexión.

a.1. Centrales Eléctricas con proceso de cogeneración, entregar la curva de régimen térmico neto y su polinomio característico, indicando sus respectivas unidades de medida.

a.2. Para Centrales Eléctricas con proceso de cogeneración, entregar los costos fijos y variables de operación y mantenimiento, en USD/año y USD/MWh, respectivamente.

a.3. Para Centrales Eléctricas con proceso de cogeneración, entregar la curva de emisiones por contaminante (CO_2, NO_X, SO_X, PST) en kg/MWh.

a.4. Número mínimo de horas que debe operar la Central Eléctrica al ser encendido.

a.5. Costo de arranque en frío.

a.6. Costo de arranque en caliente.

a.7. Disponibilidad mensual promedio en p.u., durante un año.

a.8. Número de días en mantenimiento al año.

a.9. Número mínimo de horas de paro, posterior al apagado de la Central Eléctrica.

a.10. Entregar valores de rampa de subida y bajada en MW/minuto por Central Eléctrica.

Para el caso de Solicitudes de Interconexión de Centrales Eléctricas que se tengan contempladas etapas, es necesario proporcionar la fecha de entrada en operación de cada etapa y la capacidad correspondiente.

Fecha Etapa 1: mm/aaaa: _____ _____kW

Fecha Etapa 2: mm/aaaa: _____ _____kW

Fecha Etapa 3: mm/aaaa: _____ _____kW

Otras: _____ _____kW

INFORMACIÓN DE LAS CENTRALES TÉRMICAS

a.1. Número mínimo de horas que debe operar un generador al ser encendido.

a.2. Costo de arranque en frío.

a.3. Costo de arranque en caliente.

a.4. Disponibilidad mensual promedio en p.u., durante un año.

a.5. Curva de eficiencia en sitio por temperatura.

a.6. Número de días en mantenimiento al año.

a.7. Entregar la curva de emisiones por contaminante (CO_2, NO_X, SO_X, PST) en kg/MWh.

a.8. Entregar los costos fijos y variables de operación y mantenimiento, en USD/año y USD/MWh, respectivamente.

a.9. Disponibilidad de Arranque Negro (si/no).

a.10. Número mínimo de horas de paro, posterior al apagado de la Central Eléctrica.

a.11. Entregar valores de rampa de subida y bajada en MW/minuto por Central Eléctrica.

a.12. Entregar la curva de régimen térmico neto y su polinomio característico, indicando sus respectivas unidades de medida.

Para el caso de Solicitudes de Interconexión de Centrales Eléctricas que se tengan contempladas etapas, es necesario proporcionar la fecha de entrada en operación de cada etapa y la capacidad correspondiente.

Fecha Etapa 1: mm/aaaa: _____ _____kW

Fecha Etapa 2: mm/aaaa: _____ _____kW

Fecha Etapa 3: mm/aaaa: _____ _____kW

Otras: _____ _____kW

Información adicional para las centrales de ciclo combinado.

a. Curva de eficiencia para las diferentes condiciones operativas para verano e invierno.

b. Rango operativo de potencia para las diferentes configuraciones de ciclo combinado para verano e invierno.

c. Costos de arranque y paro para las diferentes configuraciones de ciclo combinado.

d. Tiempos mínimos de operación para las diferentes configuraciones de ciclo combinado.

e. Tiempo de paro para las diferentes configuraciones de ciclo combinado.

f. Costos de arranque en caliente, en frio y tibio para las diferentes configuraciones de ciclo combinado.

g. Curva de emisiones para las diferentes configuraciones de ciclo combinado.

INFORMACIÓN PARA LOS CENTROS DE CARGA

Entregar la demanda neta esperada en MWh/h durante un año a nivel horario, en el punto de conexión

Carga contratada en kW: _____

Incremento de Carga Contratada en kW: _____

Para el caso de Solicitudes de Conexión de Centros de Carga que se tengan contempladas etapas, es necesario proporcionar la fecha de entrada en operación de cada etapa y la capacidad correspondiente.

Fecha etapa 1: mm/aaaa: _____ _____ kW

Fecha etapa 2: mm/aaaa: _____ _____ kW

Fecha etapa 3: mm/aaaa: _____ _____ kW

Otras: _____ _____ kW

Fecha Estimada de Operación (FEO):

FEO (DD/MM/AAAA): _____

TIPO DE PROCESO

Manufactura		Minería		Gran Industria		Comercial		Siderúrgica		Textil	
Hotelería		Habitacional		Agrícola		Cementera		Automotriz		Parque Industrial	
Química		Farmacéutica		Alimenticia		Ganadera		TI & Comunicaciones		Otros	

Especifique el Proceso Principal del Centro de Carga:

_____

_____

_____

_____

5. USO DEL SIASIC

La presente Solicitud será atendida por el CENACE a través del SIASIC, para lo cual el Solicitante realizará lo siguiente:

i. Para acceder al SIASIC será necesario que el Solicitante, o en su caso, su Representante Legal o Apoderado, ingresen tanto la clave de Usuario como la FIEL, de manera conjunta.

ii. Con la firma de esta Solicitud, el Solicitante manifiesta expresamente su voluntad de:

a. Aceptar los términos y condiciones de uso del SIASIC.

b. Reconocer como suyos todos y cada uno de los trámites que se realicen a través del SIASIC por medio de su clave de Usuario y FIEL.

Además, reconoce, que:

a. Su clave de Usuario juntamente con su FIEL, son intransferibles, por lo que acepta que su uso será de su exclusiva responsabilidad.

b. Manifiesta de manera expresa su conformidad para que todos los trámites que sea necesario realizar desde el inicio hasta su conclusión, derivados de lo establecido en los Criterios Generales para la Evaluación del Beneficio Neto y sus anexos, del cual forma parte integrante el presente formato, los realizará a través del SIASIC.

c. El uso de la FIEL producirá los mismos efectos que la firma autógrafa, en consecuencia, tendrá el mismo valor probatorio, siendo aplicable lo establecido en el Título Segundo, Capítulo I del Código de Comercio, la Ley de Firma Electrónica Avanzada y su reglamento, el artículo 69-C de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo y demás disposiciones normativas aplicables.

iii. El Solicitante señala como lugar para oír y recibir todo tipo de requerimientos, solicitudes de información y/o documentos, resoluciones, y en lo general todo tipo de notificaciones, aún las de carácter personal, que tengan relación con este procedimiento de Solicitud, el SIASIC. En virtud de lo señalado en este párrafo, el Solicitante se compromete a ingresar diariamente al SIASIC para verificar el estatus de su Solicitud y enterarse de las notificaciones y requerimientos del CENACE.

6. LÍMITE DE RESPONSABILIDAD DEL CENACE[3]

El Solicitante reconoce que la suscripción de esta Solicitud, constituye su conformidad en limitar la responsabilidad del CENACE, por lo que en caso de promover un juicio o procedimiento, en contra del CENACE, sus consejeros, directivos, empleados y apoderados o mandatarios reclamando la nulidad de los actos, y en su caso el pago de daños o perjuicios, el CENACE únicamente cubrirá al Solicitante los Gastos No Recuperables en que hubiera incurrido para cumplir con los requisitos de la Solicitud y que se hayan generado previo a la emisión de la resolución o acto jurídico que corresponda, los que podrán consistir en:

I. Los derivados de la preparación, integración y presentación de la Solicitud, siempre que esta haya estado debidamente requisitada y cumpla con todo lo establecido en los Criterios Generales para la Evaluación del Beneficio Neto y sus anexos;

II. Los derivados de la emisión de garantías;

III. Los no amortizados y proporcionales por concepto de: Oficinas, estudios, materiales y equipos o papelería y que no puedan ser utilizados por el mismo para otros fines, y/o

IV. Los que genere el Solicitante por concepto de finiquito del personal técnico y administrativo directamente vinculado con la preparación, integración y presentación de la Solicitud siempre y cuando hayan sido contratados para el cumplimiento de las Bases de la Licitación.

V. El pago de los Gastos No Recuperables únicamente procederá cuando exista previa resolución emitida por autoridad competente que se encuentre firme.

[3] Este Límite de responsabilidad del CENACE se relaciona con las disposiciones contenidas en el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga vigente o el que lo sustituya.

7. DECLARACIÓN DEL SOLICITANTE

El Solicitante (Poner: Nombre / Denominación o Razón Social) _____,

En lo personal o por medio de su Representante Legal o Apoderado, manifiesta bajo protesta de decir verdad que la información proporcionada en la presente Solicitud y/o la documentación anexa es verídica, se encuentra completa, es legible, está en idioma español, o traducido por perito, debidamente autorizado, apostillada y que pondrá a disposición del CENACE la documentación original para su compulsa cuando éste se lo requiera, por lo que en caso de que la información sea falsa, incompleta o no esté vigente, dejará de tener valor, y las solicitudes se tendrán por no presentadas, sin menoscabo de que se denuncie en su caso la existencia de un delito.

El Solicitante manifiesta expresamente que conoce el contenido de los artículos 243, 244, 245 y 247 del Código Penal Federal.

El Solicitante acepta que los datos proporcionados serán utilizados para llevar a cabo los Estudios para la Evaluación del Beneficio Neto para garantizar la confiabilidad del SEN con la Interconexión de la Central Eléctrica o Conexión de Centros de Carga del Solicitante al amparo de la Ley de la Industria Eléctrica y su Reglamento.

El Solicitante entiende y acepta que los datos contenidos en la presente Solicitud serán manejados en términos de lo dispuesto por la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública y demás disposiciones aplicables relativas al manejo de datos personales. Estos datos se revisarán y actualizarán cuando el Solicitante entre en operación comercial, sin menoscabo de lo establecido en el apartado 7 inmediato siguiente.

La presente Solicitud, y uso del SIASIC, constituyen consentimiento expreso en sujetarse y cumplir con todos los requisitos establecidos en la Ley de la Industria Eléctrica, su Reglamento y las Reglas del Mercado, renunciando al fuero que pudiese existir por motivo de su domicilio, sujetándose a la jurisdicción y competencia de los tribunales de la Ciudad de México.

8. PROTECCIÓN DE DATOS

Los datos recabados mediante el presente documento y el uso del SIASIC serán utilizados por parte del CENACE para llevar a cabo los Estudios para la Evaluación del Beneficio Neto para garantizar la confiabilidad del SEN con la Interconexión de la Central Eléctrica o Conexión de Centros de Carga del Solicitante al amparo de la Ley de la Industria Eléctrica, su Reglamento y las Reglas del Mercado.

Con la firma del presente documento el Solicitante manifiesta que es su conocimiento el uso que el CENACE hará de los datos e información que proporcione en esta Solicitud y mediante el uso del SIASIC.

En términos de lo establecido por la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública, Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública y demás normatividad aplicable, la Política de Privacidad y Protección de Datos Personales del CENACE, explica cómo se tratan y protegen los datos recabados y podrá ser consultada por el Solicitante en la dirección de internet www.cenace.gob.mx.

EL SOLICITANTE

_____

FIRMA POR SU PROPIO DERECHO Y/O

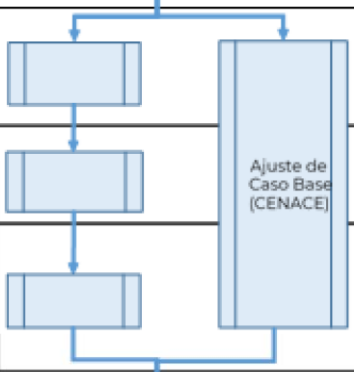
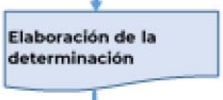
POR CONDUCTO DE SU REPRESENTANTE LEGAL O APODERADO

Anexo II

Procedimiento, Costo y actividades para la evaluación del Beneficio Neto

En la Tabla A1, se muestra el Procedimiento general para la realización de la Evaluación del Beneficio Neto a Proyectos nuevos (**P_N**) y Proyectos de Redes Particulares Existentes (**P_{RP}**) por parte del CENACE.

***Tabla A1. Procedimiento para la evaluación del Beneficio Neto*.**

PROCEDIMIENTO PROPUESTO PARA EL ANÁLISIS DE BENEFICIO NETO PARA PROYECTOS				
No.	**Descripción de la actividad**	**Responsable**	**Diagrama**	**Tiempo**
0	Ingresa solicitud	Solicitante		No aplica
1	Revisión de la solicitud	CENACE		5 días
2	Determinación de estudio a realizar	CENACE		1 día
3	Solicitud de costos a Transportista y Distribuidor	CENACE		1 día
4	Atiende al requerimiento y da respuesta	CFE Transmisión CFE Distribución		10 días
5	Revisión de respuesta	CENACE		3 días
6	Realización de los Estudios (Beneficio Neto)	CENACE		20 días
7	Revisión de Estudio y Elaboración de Reporte	CENACE		7 días
8	Solicitud de determinación favorable ante la CRE	Solicitante		10 días
9	Emisión de determinación favorable por parte de la CRE	CRE		15 días
10				72 días

Al respecto, considerando los costos asociados a la realización de la evaluación del Beneficio Neto dentro de los 72 días hábiles mencionados en la tabla precedente, el costo de referencia por la realización de la evaluación del Beneficio Neto es de $1,475,997.14[4] (un millón cuatrocientos setenta y cinco mil novecientos noventa y siete 14/100 M.N.), el cual es calculado y podrá actualizarse en función de las horas hombre que se requieren para su realización y el costo de la infraestructura utilizada para la realización de la misma, lo cual deberá ser cubiertos por el solicitante.

De manera desagregada, dentro de la metodología para el cálculo del costo de la evaluación del Beneficio Neto, se considera lo siguiente:

$$CBN=CCI+CINF$$

Donde:

CBN = Costo de la evaluación de Beneficio Neto.

CCI = Costo por los recursos humanos para la elaboración de la evaluación (capital intelectual) empleados por el CENACE, el cual se determina en función del calendario CENACE 2022 y al salario integrado 2022 del personal que elabora la evaluación.

CINF = Costo en pesos de la infraestructura utilizada para el desarrollo de la evaluación

y,

$$CCI=CU*Np*Ndt$$

$$CINF= [(CUS + CUH) *Np + CUO]*Ndt$$

Donde:

CU = Costo Unitario de los recursos humanos.

Np = Personal requerido para la realización de cada actividad.

Ndt = Número de días/trabajos estimados para la elaboración de la evaluación.

CUS = Costo por el uso del software necesario para la elaboración de la evaluación.

CUH = Costo por el uso del hardware necesario para la elaboración de la evaluación.

CUO = Costo por el uso de oficinas necesarias para la elaboración de la evaluación.

Lo anterior, considerando las siguientes actividades, en las que se incluye el costo asociado a la solicitud de información al Transportista y/o Distribuidor.

Tabla A2. Actividades para la evaluación del Beneficio Neto.

No.	Actividades
1	Recepción y revisión de la información de la solicitud de estudio
2	Determinación del tipo de estudio a realizar
3	Ajustes al caso de referencia
4	Solicitud de información al Transportista y/o Distribuidor
4.1	Revisión de la información recibida por el Transportista y/o Distribuidor
5	Estudios económicos y de energía
5.1	Con proyecto
5.2	Sin proyecto
5.3	Cálculo de beneficios
5.4	Evaluación económica
5.5	Escenarios y análisis de sensibilidad
6	Revisión del estudio
7	Elaboración de reporte del estudio de Beneficio neto
8	Aprobación del estudio
9	Solicitud de determinación favorable ante la CRE
10	Emisión de determinación favorable por parte de la CRE

---

[4] Incluye $158,686.35 (ciento cincuenta y ocho mil seiscientos ochenta y seis 35/100 M.N.), referente al costo asociado a la solicitud de información al Transportista y/o Distribuidor; este costo que será actualizado en el mes de enero de cada año.
La modificación del costo por la realización de la evaluación del Beneficio Neto por parte del CENACE, podrá ser propuesto por el mismo y aprobado por la CRE.