

ANÁLISIS COSTO BENEFICIO DE LA ACTUALIZACIÓN DE LOS CRITERIOS DE EFICIENCIA, CALIDAD, CONFIABILIDAD, CONTINUIDAD, SEGURIDAD Y SUSTENTABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (CÓDIGO DE RED)

1. Introducción

Este documento presenta un análisis costo-beneficio para medir cualitativa y cuantitativamente la actualización de la regulación necesaria en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), en adelante Código de Red.

La nueva versión del Código de Red integra la actualización de los requerimientos técnicos mínimos que permiten alcanzar y mantener una condición técnica operativa del SEN. Estos requerimientos permiten que el SEN mantenga límites operativos y margen de reserva tal que pueda soportar la contingencia sencilla más severa y todavía mantenerse en operación normal. Lo anterior supone establecer criterios técnicos que son útiles para diversas actividades que se llevan a cabo dentro del SEN, tales como el proceso de planeación, la operación del SEN en estado operativo normal, así como criterios de interconexión de Centrales Eléctricas y conexión de Centros de Carga, así como criterios para la medición, monitoreo, y seguridad del SEN. Estos requerimientos deberán ser observados por los Integrantes de la Industria Eléctrica tales como el Centro Nacional de Control de Energía, las Centrales Eléctricas Centros de Carga, Transportista y Distribuidor.

2. Metodología

2.1. Interrupción de Suministro o Energía No Suministrada (ENS)

Dada la gran cantidad de aspectos observados y agentes que se ven involucrados en la aplicación del Código de Red, se analizará un caso de estudio tomando como referencia el indicador denominado Interrupción de Suministro.

La Interrupción de Suministro permite evaluar el desempeño del SEN en términos de su capacidad para suministrar energía a los usuarios. Aunado a ello, la Interrupción de Suministro permite evaluar el desempeño de las actividades del SEN tales como su planeación y expansión, así como para detectar probables mejoras. La Figura 1 muestra las actividades del SEN que al ser mejoradas, pueden impactar positivamente a la Interrupción de Suministro.

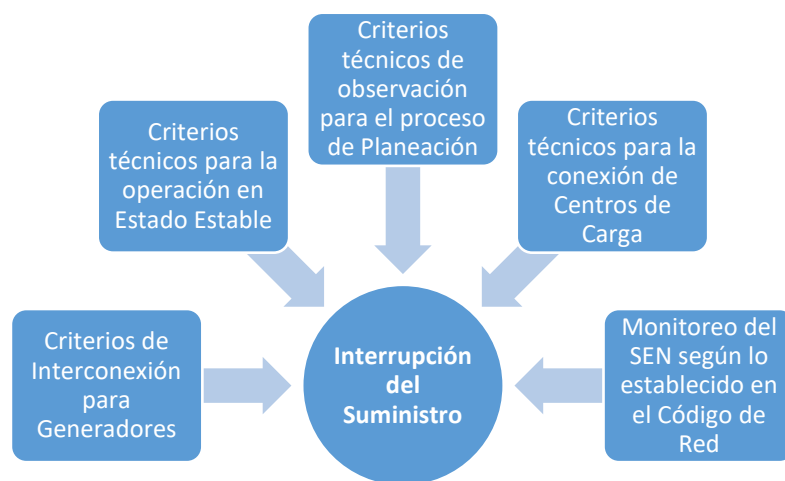


Figura 1. Actividades del SEN que modifican la ENS.

2.2. Valor de la Energía No Suministrada (VENS)

Una interrupción de suministro al usuario puede ser originada por diversas razones como fallas en el sistema de Transmisión o Distribución, inclusive por salidas no programadas de alguna Central Eléctrica, entre otras. La interrupción en el suministro conlleva un costo el cual es asociado a la energía que se deja de suministrar a los usuarios. Este costo debe ser cuantificado para medir el impacto económico debido a las interrupciones.

El Valor de la Energía No Suministrada (VENS) se considera de **2,600.00 USD\$/MWh¹** establecido en la Política de Confiabilidad emitida por la Secretaría de Energía en el Diario Oficial de la Federación el 28 de febrero de 2017.

2.3. Energía No Suministrada en la RNT durante el 2017 y 2018

Según datos de Transmisión y publicados por la CRE en el Reporte de Confiabilidad 2016-17 y los indicadores de calidad y continuidad de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución que Transmisión reporta a la CRE, la ENS en la RNT en 2017 y 2018 es la indicada en la Tabla 1.

| Energía No Suministrada (ENS) | |
|-------------------------------|---------------------------|
| 2017 | 3,932.61 MWh ² |
| 2018 | 1,491.94 MWh ³ |

Tabla 1. Energía no Suministrada en la RNT de forma anual en 2017 y 2018

2.4. Pérdidas de Energía Eléctrica durante el 2016 y 2017

Según datos del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018 – 2032 (PRODESEN 2018 – 2032)⁴, tabla 6.2.1, publicado por la SENER, las pérdidas técnicas y no técnicas de energía eléctrica a nivel nacional para los periodos 2016 y 2017 es la indicada en la Tabla 2.

| Pérdidas de Energía Eléctrica | |
|-------------------------------|------------|
| 2016 | 35,532 GWh |
| 2017 | 34,722 GWh |

Tabla 2. Pérdidas de Energía Eléctrica durante el 2016 y 2017

Calculando las pérdidas técnicas tomando como referencia los porcentajes de la evolución de las pérdidas de energía del gráfico 6.2.2 del PRODESEN 2018 – 2032, las pérdidas técnicas para los periodos 2016 y 2017 se indican en la Tabla 3

| Pérdidas Técnicas de Energía Eléctrica | |
|--|------------|
| 2016 | 15,228 GWh |
| 2017 | 14,881 GWh |

Tabla 3. Pérdidas Técnicas de Energía Eléctrica durante el 2016 y 2017

¹ http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5473221&fecha=28/02/2017

² <https://www.gob.mx/cre/documentos/reporte-de-confiabilidad-del-sistema-electrico-nacional-2016-2017>

³ Índices que el Transportista reporta a la CRE, mediante la plataforma de informes públicos de Transmisión y Distribución para cumplir con las Disposiciones Administrativas de Carácter General de Acceso Abierto al SEN (no públicos, Anexo 4).

⁴ <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/331770/PRODESEN-2018-2032-definitiva.pdf>

3. Caso de Estudio

A continuación, se presenta un caso de estudio para observar los impactos de implementar la presente regulación.

Para el caso de estudio se hacen las siguientes suposiciones:

- El costo de la ENS (VENS) es la que se indica en el apartado 2.2 anterior.
- La aplicación del Código de Red resulta en una óptima utilización de los recursos de los usuarios del SEN. Esto conlleva a la reducción de los tiempos de interrupción de suministro y de Energía No Suministrada.
- La ENS de forma anual sin eventos extraordinarios, es decir, relativos al funcionamiento del SEN en 2017 y 2018 es la que se indica en el apartado 2.3 anterior.
- Las Pérdidas Técnicas de Energía Eléctrica a causa de las propiedades físicas del SEN en 2016 y 2017.

3.1 Ahorros en ENS en 2018 con respecto a 2017 (Beneficios)

- Los ahorros en ENS de 2018 en comparación con 2017 fueron:

Ahorros ENS $_{2017-2018} = (3,932.61 - 1,491.94) \text{ MWh} * 2,600.00 \text{ USD\$/MWh} = 6.35 \text{ Mill. USD} = 120.57 \text{ Mill. MNX}$ (teniendo en cuenta 19MXN/USD según Banxico a la fecha del 19/07/20195)

- Los ahorros en Pérdidas Técnicas de Energía Eléctrica de 2017 en comparación con 2016 fueron:

Ahorros de Pérdidas Eléctricas $_{2016-2017} = (15,228 - 14,881) \text{ GWh} = 347 \text{ GWh} = 347,000 \text{ MWh}$

(1 GWh = 1,000 MWh)

Entonces:

$347,000 \text{ MWh} * 2,600.00 \text{ USD\$/MWh} = 902.2 \text{ Mill. USD} = 17,141.8 \text{ Mill. MNX}$ (teniendo en cuenta 19MXN/USD según Banxico a la fecha del 19/07/20196)

Bajo el supuesto adicional, mediante los nuevos requerimientos de la actualización del Código de Red se aporte una mejora al SEN del 10% de la ENS y de las Pérdidas Técnicas de Energía Eléctrica, el ahorro sería el siguiente:

Ahorros del SEN = $(120.57 + 17,141.8) \text{ Mill. MNX} * 10\% = \underline{1,726.24 \text{ Mill. MNX}}$

3.2 Costos relativos a la actualización del Código de Red

- Corrección de factor de potencia de los Centros de Carga conectados en Media Tensión con una demanda contratada mayor o igual a 1 MW

⁵ <http://www.anterior.banxico.org.mx/portal-mercado-cambiarior/index.html>

⁶ <http://www.anterior.banxico.org.mx/portal-mercado-cambiarior/index.html>

| Rango Demanda [MW] | Promedio de Demanda Supuesto [MW] | Factor de potencia (fdp) CFE [núm. De Centros de Carga en MT] | | fdp supuesto | | Compensación de fdp [MVAr] | |
|--------------------|-----------------------------------|---|-----------------|--------------|--------|-----------------------------------|-------------------------------------|
| | | < 0.9 | 0.9 - 0.95 | 0.9 | 0.925 | cos phi 1 =0.9 cos phi 2= 0.95 | cos phi 1 =0.925 cos phi 2= 0.95 |
| | | | | | | tg phi1 - tg phi2 | |
| | | | | | | 0.69 | 0.08 |
| 1 - 1.5 | 1.25 | 1,327.00 | 811.00 | 1,327.00 | 811.00 | 258.16 | 83.22 |
| 1.5 - 2 | 1.75 | 602.00 | 390.00 | 602.00 | 390.00 | 163.96 | 56.03 |
| 2 - 3 | 2.5 | 522.00 | 427.00 | 522.00 | 427.00 | 203.11 | 87.63 |
| 3 - 4 | 3.5 | 190.00 | 144.00 | 190.00 | 144.00 | 103.50 | 41.37 |
| 4 - 5 | 4.5 | 81.00 | 63.00 | 81.00 | 63.00 | 56.73 | 23.27 |
| 5 - 6 | 5.5 | 60.00 | 38.00 | 60.00 | 38.00 | 51.36 | 17.16 |
| 6 - 7 | 6.5 | 15.00 | 20.00 | 15.00 | 20.00 | 15.17 | 10.67 |
| 7 - 8 | 7.5 | 16.00 | 2.00 | 16.00 | 2.00 | 18.68 | 1.23 |
| > 8 | 10 | 39.00 | 20.00 | 39.00 | 20.00 | 60.70 | 16.42 |
| | | 2,852.00 | 1,915.00 | | | 931.38 | 337.00 |
| | TOTAL | | 4,767.00 | | | Total | 1,268.38 |

1268.38 MVAr
 1,366 USD/MVAr MATERIAL + INSTALACIÓN
 1.73 Mill. USD (19MNX/USD según Banxico a 19/07/2017)
32.91 Mill. MNX MATERIAL + INSTALACIÓN

- **Quejas, inconformidades y controversias relacionadas con la aplicación del Código de Red.**

El Código de Red es un documento que se encuentra vigente desde 2016 y, desde esa fecha a la actual, no se tiene registro de alguna queja, inconformidad o controversia con respecto a dicha regulación. Por lo anterior, si bien el universo de sujetos regulados a los que aplica el Código de Red incluye a todos los Usuarios del Sistema Eléctrico Nacional, se tomó como referencia el número de particulares que han solicitado la intervención en materia de interconexión desde 2015 y hasta la fecha actual (el tema de interconexión está asociado al Código de Red pero regulado a través del Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga emitido por la SENER y de los Criterios mediante los que se establecen las características específicas de la infraestructura requerida para la interconexión de centrales eléctricas y la conexión de centros de carga, emitidos por el CENACE), para estimar el número de sujetos que realizan la actividad. Los expedientes de dichas solicitudes de intervención en materia de interconexión obran en los expedientes de la CRE. Costo unitario por controversias = 3,087.15 MNX (Ver Formato de Costeo del ANEXO 2. Costos-Controversias.xlsx)

Número de sujetos que realizan la actividad = 8

$$3,087.15 \text{ MNX} * 8 \text{ sujetos que realizan la actividad} = \mathbf{24,697.16 \text{ MNX} = 0.02 \text{ Mill. MNX}}$$

- **Plan de Trabajo de los Centros de Carga**

De conformidad con información proporcionada de la CFE Distribución a la CRE, actualmente existen, aproximadamente, 6,017 centros de carga conectados en media tensión con demandas contratadas mayores o iguales a 1 MW. De este universo, se asume que, al menos, el 50% no estará en condición de cumplir en tiempo y forma con el Código de Red, por lo tanto, deberá presentar su respectivo Plan de Trabajo.

Costo unitario por Plan de Trabajo = 2,157.94 MNX (Ver Formato de Costeo del ANEXO 3. Costos-Plan-de-trabajo.xlsx)

Número de sujetos que realizan la actividad = 3,009

$$2,157.94 \text{ MNX} * 3,009 \text{ sujetos que realizan la actividad} = \mathbf{6.49 \text{ Mill. MNX}}$$

- **Escrito de cumplimiento del Código de Red de los Centros de Carga**

De conformidad con información proporcionada de la CFE Distribución a la CRE, actualmente existen, aproximadamente, 6,017 centros de carga conectados en media tensión con demandas contratadas mayores o iguales a 1 MW. De este universo, se asume que, al menos, el 50% estará en condición de cumplir en tiempo y forma con el Código de Red, por lo tanto, deberá presentar un escrito a través del cual informen sobre dicho cumplimiento.

Costo unitario por escrito de cumplimiento = 1,455.42 MNX (Ver Formato de Costeo del ANEXO 4. Costos-Escrito-Cumplimiento.xlsx)

Número de sujetos que realizan la actividad = 3,009

$$1,455.42 \text{ MNX} * 3,009 \text{ sujetos que realizan la actividad} = \mathbf{4.38 \text{ Mill. MNX}}$$

- **Pronóstico de la demanda y consumo de energía eléctrica**

El pronóstico de la demanda es fundamental para la planeación del SEN, a la fecha se cuenta con un registro de 28 Suministradores de Servicios Calificados. Se cuenta con 1 Distribuidor y se considera el supuesto de contar con 30 Comercializadores y entidades responsables de carga.

Costo unitario por pronóstico de la demanda = 1,906.36 MNX (Ver Formato de Costeo del ANEXO 6. Pronostico-de-la-Demanda.xlsx)

Número de sujetos que realizan la actividad = 64

$$1,906.39 \text{ MNX} * 64 \text{ sujetos que realizan la actividad} = \mathbf{122,008.78 \text{ MNX} = 0.12 \text{ Mill. MNX}}$$

Costo total de la actualización del Código de Red:

32.91 Mill. MNX por corrección de factor de potencia

0.02 Mill. MNX por controversias

6.49 Mill. MNX por Plan de Trabajo

4.38 Mill. MNX por Escrito de cumplimiento

0.12 Mill. MNX por pronóstico

43.92 Mill. MNX Costos Totales

3.3 Relación Beneficio Costo

Para evaluar la viabilidad de implementar el Código de Red se utilizará la Relación Beneficio/Costo (B/C), el cual es la razón de sus Beneficios (B) respecto a sus Costos (C).

De acuerdo con este criterio, si la relación B/C es mayor que 1.0, la implementación del Código de Red ofrece mayores beneficios que los costos de su implementación, entonces:

$$\frac{B}{C} = \frac{1,726.24 \text{ Mill. MNX}}{43.92 \text{ Mill. MNX}} = 39.30 > 1$$

Y el valor monetario del Beneficio neto:

$$\text{Beneficio Neto} = B - C = 1,726.24 - 43.92$$

$$\text{Beneficio Neto} = 1,682.32 \text{ Mill. MNX}$$

4. Conclusión

El tener un ahorro económico como resultado de reducir la ENS y las pérdidas técnicas, responde a disponer de capacidad de generación y transmisión, que a su vez es resultado de implementar un conjunto de requerimientos orientados a mejorar las condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y Sustentabilidad del SEN, tales como:

- Requerimientos técnicos para la interconexión de Centrales Eléctricas
- Requerimientos técnicos para la conexión de los Centros de Carga
- Criterios técnicos de la Planeación para la Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución
- Coordinación de Licencias por mantenimiento
- Coordinación Operativa
- Entre otros.

La correcta aplicación del Código de Red permitirá llevar la energía eléctrica a los usuarios, reduciendo la ENS y produciendo un beneficio neto al SEN.