

# 5

*Programa de Ampliación y  
Modernización de la Red Nacional  
de Transmisión y las Redes  
Generales de Distribución  
que correspondan al Mercado  
Eléctrico Mayorista*



**Torre de transmisión, Manzanillo, Colima. Subestación eléctrica, Tuxpan, Veracruz.**  
Comisión Federal de Electricidad.

## 5.1 OBJETIVOS DE LOS PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN

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 se llevarán a cabo sobre la base del mandato constitucional de los artículos 25 y 27:

“Tratándose de la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica”; “Corresponde exclusivamente a la Nación la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica; en estas actividades no se otorgarán concesiones, sin perjuicio de que el Estado pueda celebrar contratos con particulares en los términos que establezcan las leyes, mismas que determinarán la forma en que los particulares podrán participar en las demás actividades de la industria eléctrica”;

Y el Transitorio 8o. del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la CPEUM, en materia de energía:

“Octavo. Derivado de su carácter estratégico, las actividades de exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, a que se refiere el presente Decreto se consideran de interés social y orden público, por lo que tendrán preferencia sobre cualquier otra que implique el aprovechamiento de la superficie y del subsuelo de los terrenos afectos a aquellas”.

Adicionalmente, el artículo 14 de la LIE establece que:

“La ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución se realizarán conforme a los programas que al efecto autorice la Secretaría, escuchando la opinión que, en su caso, emita la CRE.

Los programas de ampliación y modernización para la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista serán autorizados por la Secretaría a propuesta del CENACE, escuchando la opinión que, en su caso, emita la CRE. Los Transportistas y Distribuidores correspondientes podrán participar en el desarrollo de dichos programas.”

Por tanto, el CENACE ha conciliado y establecido dentro de su normativa el Procedimiento de Coordinación de la Participación de Transportistas y Distribuidores en la elaboración del PAM de la RNT y RGD del MEM, el cual se aplica en cada ciclo de planeación anual, donde se realizan reuniones de trabajo con CFE Transmisión y CFE Distribución para evaluar las propuestas de ampliación y modernización, las cuales son sometidas a los lineamientos técnicos y de rentabilidad que establece la normativa.

También, tal como se indica en el Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional, incluido en el Código de Red, se establece el procedimiento para la elaboración de la planeación del SEN y en donde se define a un proyecto como el conjunto más pequeño de activos que agregan capacidad o mejoran la seguridad, Confiabilidad y flexibilidad a la infraestructura de transmisión, el cual se puede utilizar para transmitir energía eléctrica.

Las propuestas de proyectos de ampliación y modernización de la RNT y las RGD del MEM procuran cumplir con los criterios establecidos en la LIE y la LTE, y cuyos objetivos son los siguientes:

- i) Satisfacer el suministro de la demanda de energía eléctrica.
- ii) Preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.
- iii) Reducir los costos del Suministro Eléctrico.
- iv) Contribuir al cumplimiento de las metas de producción de Energía Limpia, asegurando

la Confiabilidad en condiciones de viabilidad económica.

v) Operar con eficiencia energética, minimizando las congestiones en la red de transmisión y las pérdidas de energía eléctrica por efecto Joule ( $I^2R$ ).

vi) Incorporar tecnologías de REI.

## 5.2 PROCESO DE AMPLIACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM

El proceso de planeación de la RNT y las RGD del MEM inicia con el diagnóstico operativo del SEN del año previo, identificando las problemáticas que se presentaron en cada Gerencia de Control Regional, como pueden ser la saturación de la red de transmisión, sobrecarga en bancos de transformación, bajas y altas tensiones, interrupciones en el Suministro Eléctrico por congestión, comportamiento de la generación hidráulica y del margen de reserva operativo, entre otros.

Después, se lleva a cabo la formación de los casos base para estudios de Confiabilidad para el corto y mediano plazo, los cuales deberán contener:

- i) El modelo de la Red Eléctrica completa del SEN (RNT, RGD del MEM y Centrales Eléctricas), incluyendo parámetros eléctricos y capacidades de cada elemento;
- ii) Los proyectos de Centrales Eléctricas definidos en el PIIRCE;
- iii) Los proyectos de la RNT y las RGD del MEM que se encuentran programados, considerando las fechas factibles reportadas por el Transportista y el Distribuidor;
- iv) El pronóstico de demanda y consumo que elabora el CENACE y;
- v) La estadística de falla en elementos de generación, transmisión y transformación para los análisis probabilísticos.

Antes de realizar los estudios se analizan escenarios estacionales de la demanda, en los que se plasman las condiciones esperadas y restricciones operativas que tienen implicación sistemática cada año o para algún periodo en particular, por ejemplo: el uso primario del agua para la agricultura, estrategias de

turbinados de algunas centrales hidroeléctricas para minimizar efectos de inundación en poblaciones, pronósticos de disponibilidad de moléculas del gas natural y unidades de Centrales Eléctricas necesarias por Confiabilidad, degradaciones cíclicas en la capacidad de generación de algunas unidades por altas temperaturas ambientales y bajos niveles de almacenamiento en los grandes embalses, así como, estimaciones de generación con Energía Limpia variable e intermitente solar y eólica de acuerdo con el comportamiento y las estadísticas disponibles para las diferentes regiones del país.

Una vez integrados los casos base, al corto y mediano plazo, se realizan estudios de flujos de potencia, flujos óptimos, estabilidad de tensión, estabilidad transitoria y corto circuito a fin de evaluar el comportamiento de la Red Eléctrica ante distintos escenarios de operación, conjugando las distintas combinaciones de carga y generación que resultarían más estresantes para el SEN y que, por ende, ocasionarían algún incumplimiento de los objetivos anteriormente descritos y de los criterios indicados en el Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional.

Posteriormente, ya que se han analizado los resultados del comportamiento de la Red Eléctrica antes las condiciones descritas previamente, en caso de requerirse nueva infraestructura eléctrica para cumplir con los criterios mencionados, se identifican y analizan alternativas de refuerzos en la Red Eléctrica tanto en estado estable como ante contingencias sencillas (Criterio n-1), y en los casos que se requiera contingencias n-2 de la Categoría C como establece el Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional que pudieran producir impactos más severos en el SEN, donde el criterio de selección puede requerir ajustes como la interrupción controlada de carga o desconexión controlada de elementos de transmisión o unidades de Central Eléctrica, es decir Esquemas de Acción Remedial o Esquemas de Protección de Sistema. Para cada propuesta realizada se consideran cuando menos dos alternativas que sean técnicamente equivalentes y que resuelvan la misma problemática.

Después de definir las alternativas de solución, se lleva a cabo una evaluación económica que permite cuantificar el costo-beneficio de cada proyecto de la RNT y las RGD del MEM en términos de valor agregado para la sociedad, mediante indicadores económicos de rentabilidad que determinan si los beneficios al incluir un proyecto son suficientes para cubrir los costos de inversión y operación necesarios para su realización.



Para determinar la solución más efectiva desde el punto de vista económico, dependiendo del tipo de proyecto identificado, se utilizan los siguientes modelos:

- i) Modelo simplificado del SEN en 95 regiones con un análisis determinístico para evaluar proyectos de Líneas de Transmisión entre Regiones de Transmisión con impacto entre regiones y/o GCR en donde los beneficios del proyecto permiten aumentar la capacidad de transmisión entre regiones, reducir costos de producción, incrementar la flexibilidad operativa del sistema, permitir la integración de nuevas fuentes de generación coordinada de una manera técnica y económicamente viable el uso de las diferentes tecnologías para la producción de energía eléctrica y la reducción de emisiones contaminantes.
- ii) Modelo de Corriente Directa completo del SEN de cada GCR en estudio con un análisis probabilístico para evaluar proyectos de transformación, compensación de potencia reactiva y Líneas de Transmisión donde los beneficios del proyecto tienen un impacto local y/o regional en donde la incidencia de falla en la Red Eléctrica puede ser relevante para el sistema.
- iii) Modelo completo de Red Eléctrica en la zona de estudio con un análisis de demanda incremental para evaluar proyectos de transformación, compensación de potencia reactiva y Líneas de Transmisión donde los beneficios del proyecto tienen un impacto local al permitir atender el crecimiento pronosticado de la demanda.

Adicionalmente, durante el proceso de análisis del comportamiento de la Red Eléctrica se confirma la fecha de entrada en operación necesaria de los proyectos programados.

Como parte del proceso de ampliación de la RNT, se realizan reuniones de trabajo entre el CENACE y el Transportista, donde este último presenta problemáticas identificadas y propuestas de solución, las cuales analiza a detalle el CENACE para determinar si los proyectos programados las resolverán, o se requerirá algún refuerzo que propondrá y evaluará el CENACE.

En el largo plazo, se identifican refuerzos indicativos de transmisión, transformación y compensación que se verifican anualmente conforme se actualiza el PIIRCE, el pronóstico de crecimiento de la demanda y la evolución de precios de los combustibles.

El proceso de ampliación de las RGD del MEM se lleva a cabo en conjunto entre el Distribuidor y el CENACE, donde éste último tiene la función de coordinador del proceso. En un primer paso, se crean grupos de trabajo conformados por personal de CENACE/CFE Distribución, con el objeto de revisar las propuestas de nuevos proyectos a considerar dentro del documento de Pronóstico de Demanda por Subestaciones, el cual rige la planeación de las RGD del MEM y en donde el CENACE define la fecha necesaria de cada uno de ellos de acuerdo con el crecimiento pronosticado de la demanda por Subestación Eléctrica. Por los tiempos constructivos, de autorización y gestiones administrativas por parte de CFE Distribución, los proyectos candidatos para ser incorporados al PAMRNT y posteriormente al PRODESEN, son aquellos que generalmente tienen una fecha necesaria de entrada en operación en el año, esto dependerá de la complejidad del proyecto propuesto.

Posteriormente el CENACE lleva a cabo estudios de flujos de potencia para confirmar o modificar el punto de conexión a la RNT de cada uno de los proyectos y determinar la necesidad o no, de posibles refuerzos a la RNT en la zona de influencia de cada uno de ellos. Finalmente, los proyectos son evaluados por la metodología de demanda incremental para establecer su rentabilidad económica.

### **5.3 PROCESO DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM**

El proceso de modernización de la RNT y las RGD del MEM se lleva a cabo en conjunto con el Transportista, el Distribuidor y el CENACE, donde éste último tiene la función de coordinador del proceso. En un primer paso, se crean grupos de trabajo CENACE/CFE Transmisión y CENACE/CFE Distribución, en los cuales se llevan a cabo estudios de Confiabilidad y análisis estadísticos para evaluar las condiciones actuales de los equipos y elementos que conforman el SEN. Posteriormente, se identifican las necesidades de requerimiento de inversión y se elaboran los documentos técnicos que dan el sustento de cada una de las propuestas para incorporarlas al Programa; tomando en cuenta la definición de Modernización que se establece como "toda sustitución o modificación de equipos o Elementos existentes motivada por el término de su vida útil, imposibilidad para integrarse a nuevas tecnologías, incumplimiento de requerimientos mínimos de seguridad en su operación, escalar

especificaciones de instalaciones no acordes a su entorno<sup>12</sup>.

Bajo esta premisa y tomando en cuenta las necesidades más comunes de modernización, de manera general se pueden identificar los siguientes casos:

a) Proyectos motivados por la violación de capacidades interruptivas en interruptores y/o equipamiento serie asociado. Se presenta cuando el nivel de cortocircuito de determinada zona o región supera la capacidad nominal de los equipos que operan dentro de la misma.

b) Equipo Obsoleto (por vida útil o refaccionamiento). Se considera obsoleto un equipo cuando existen complicaciones o imposibilidad de mantenimiento regular por falta de proveedores o por discontinuación del equipo. Adicionalmente, se pueden incluir en este rubro los proyectos en los que en una comparación económica resulte que es más costoso dar mantenimiento al equipo que reemplazarlo. En caso de llegar al término de su vida útil, se respalda con estudios concretos sobre la remanencia de vida útil.

c) Equipo con Daño. Aplica cuando un equipo sufre daño y no puede ser reparado; o bien, que en el largo plazo su reparación resulte más costosa que la adquisición de un equipo nuevo.

d) Cambio de arreglo de la Subestación Eléctrica o reconfiguración de la topología. Procede cuando se observan beneficios en la Confiabilidad, ya sea ante fallas o para dar flexibilidad y reducir tiempos de mantenimientos.

e) Cambio de Equipo por imposibilidad tecnológica. Se establecen cambios de este tipo cuando la tecnología del equipo ya no es compatible con el resto de la Subestación Eléctrica o cuando el fabricante informa que ya no proveerá garantías y/o soporte.

f) Escalar especificaciones no acordes a su entorno. Son motivados por tener equipos de menor capacidad en un entorno que se encuentre subutilizado.

## 5.4 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER DE 2015 A 2022

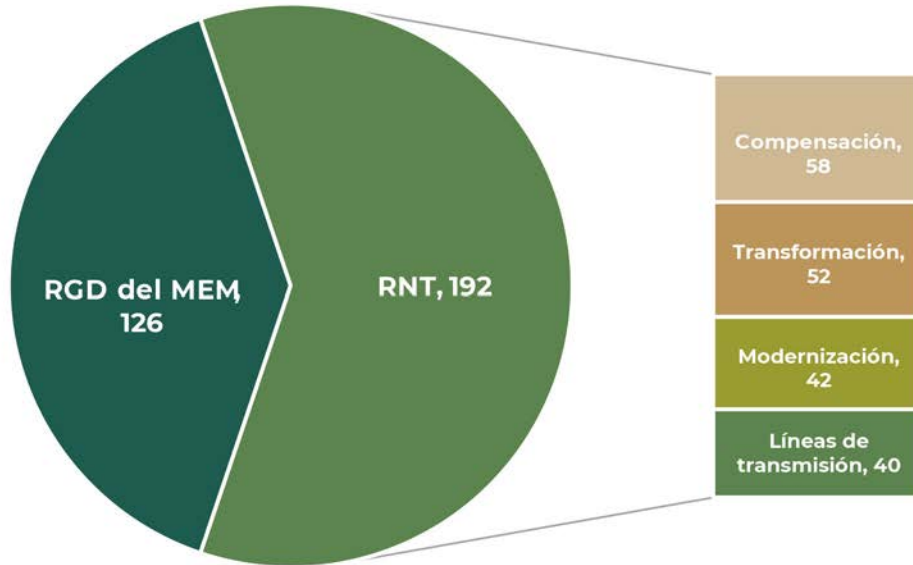
En el periodo 2015 a 2022, la SENER ha instruido a CFE Transmisión y CFE Distribución la construcción de 192 y 126 proyectos de infraestructura eléctrica para la ampliación y modernización de la RNT y las RGD del MEM respectivamente, que están en proceso de desarrollo (Ver Figura 5.1).

Del total de proyectos en proceso, en 40 de ellos la obra principal consiste en Líneas de Transmisión, en 52 la obra principal consiste en bancos de transformación de la RNT, en 58 la obra principal consiste en equipo de compensación de potencia reactiva y 42 proyectos de modernización de diferentes características.

A CFE Distribución se han instruido 126 proyectos en las RGD del MEM que corresponden a 125 bancos de transformación y un proyecto de compensación de potencia reactiva.

<sup>12</sup> RESOLUCIÓN Núm. RES/550/2021 de la Comisión Reguladora de Energía por la que se expiden las Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red. C. Glosario.

**FIGURA 5.1 OBRAS INSTRUIDAS POR SENER EN LA RNT Y LAS RGD DEL MEM**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos del CENACE.

### 5.4.1 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER EN OPERACIÓN

A la fecha, CFE Transmisión ha terminado la construcción de nueve proyectos de ampliación de la RNT; los cuales se muestran en el Cuadro 5.1.

**CUADRO 5.1 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER A CFE TRANSMISIÓN EN OPERACIÓN**

Proyecto	Gerencia de Control Regional / Sistema Interconectado Aislado	Estado	Fecha de Entrada en Operación
Ascensión II Banco 2	Norte	Chihuahua	feb-20
El Habal Banco 2 (traslado)	Noroeste	Sinaloa	dic-19
Mezquital MVAR (traslado)	Mulegé	Baja California Sur	feb-21
Santa Rosalía Banco 2	Mulegé	Baja California Sur	jun-21
El Carrizo MVAR (traslado)	Noroeste	Sinaloa	dic-21
Recreo MVAR	Baja California Sur	Baja California Sur	dic-21
Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAR	Noreste	Tamaulipas	jun-22
Quilá MVAR (traslado)	Noroeste	Sinaloa	dic-22
Frontera Comalapa MVAR	Oriental	Chiapas	mar-23

**FUENTE:** Elaboración propia con datos del CENACE.



En cuanto a las RGD del MEM, CFE Distribución ha puesto en servicio 21 proyectos de ampliación; los cuales se presentan en el Cuadro 5.2.

**CUADRO 5.2 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER A CFE DISTRIBUCIÓN EN OPERACIÓN**

Proyecto	Gerencia de Control Regional	Estado	Fecha de Entrada en Operación
Morelos Banco 2	Noreste	Coahuila	jun-20
Puebla I SF6 Banco 1 (sustitución)	Oriental	Puebla	oct-20
Fresnillo Sur Banco 1 (sustitución)	Occidental	Zacatecas	oct-20
Mazatán Banco 1 (sustitución)	Oriental	Chiapas	nov-20
Lázaro Cárdenas Banco 1 (sustitución)	Peninsular	Quintana Roo	dic-20
Tapachula Aeropuerto Banco 2	Oriental	Chiapas	ene-21
Acayucan Bancos 1 y 2 (sustitución)	Oriental	Veracruz	may-21
Uxpanapa III banco 2 (antes Sánchez Taboada)	Oriental	Veracruz	jul-21
Tuzania Banco 2	Occidental	Jalisco	ago-21
Tlajomulco Banco 2	Occidental	Jalisco	dic-21
Carranza Banco 2	Baja California	Baja California	ene-22
Perote II Banco 1 (sustitución)	Oriental	Puebla	feb-22
Tambaca Banco 1 (sustitución)	Noreste	San Luis Potosí	feb-22
La Salada Banco 2	Norte	Chihuahua	mar-22
Río Sonora Banco 2	Noroeste	Sonora	may-22
Tihuatlán II Banco 1 (sustitución)	Oriental	Veracruz	nov-22
Simojovel Banco 2	Oriental	Tabasco	nov-22
Mazatlán Oriente Banco 2	Noroeste	Sinaloa	dic-22
Paso del Toro Banco 2 (sustitución)	Oriental	Veracruz	dic-22
Tempoal II Banco 2	Noreste	Veracruz	feb-23
Pacífico Banco 2	Baja California	Baja California	mar-23

**FUENTE:** Elaboración propia con datos del CENACE.

#### 5.4.2 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER DE LA RNT

Se prevé que entre el segundo semestre de 2023 y hasta 2030 entren en operación 182 proyectos instruidos por SENER a CFE Transmisión y 107 proyectos instruidos a CFE Distribución, los cuales se encuentran en diferentes etapas de sus procesos autorización, gestión de recursos y construcción.

#### Proyectos de líneas de transmisión

Los proyectos de ampliación de la RNT<sup>13</sup> instruidos por SENER a CFE Transmisión constituyen un total de

<sup>13</sup> No se incluyen metas físicas de proyectos cancelados o pausados tanto para Líneas de Transmisión, Transformación y Compensación de Potencia Reactiva, así como los proyectos instruidos de refuerzo de la RNT para la interconexión de los proyectos de generación para el fortalecimiento de la política energética nacional.



4,324.7 km-c de Líneas de Transmisión, de los cuales la mayor aportación será en los estados de Sinaloa, Hidalgo, Estado de México, Guanajuato, Nayarit y Quintana Roo. Adicionalmente, dichos proyectos integrarán a las RGD del MEM 50.1 km-c de red en media tensión. En la Figura 5.2 se puede observar el detalle por entidad federativa.

Para el estado de Sinaloa la principal contribución proviene del proyecto “I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GCR Occidental y Norte”, donde se tiene un alcance de construcción de Líneas de Transmisión de 612 km-c, que permite reforzar la red troncal de 400 kV, además de que este proyecto contempla la adición de 170 km-c en el estado de Nayarit. En cuanto a los estados de Hidalgo y Estado de México, el principal proyecto que contribuye a sus metas físicas es “I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País”, el cual permite reforzar la red de transmisión entre las regiones de Tamazunchale y el Valle de México.

El estado de Guanajuato tendrá un crecimiento importante en la longitud de sus Líneas de Transmisión motivado por un número amplio de proyectos, entre los que destacan “P19-OC3 Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias-Querétaro”, “P19-OC2 San José Iturbide Banco 4” y “P18-OC5 León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III”.

El estado de Quintana Roo incorporará los proyectos “P18-PE2 y P20-PE3 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fases I y II)” y “P15-PE1 Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II”.

En 2022 se instruyeron a CFE Transmisión 15 proyectos de ampliación en la RNT, de los cuales, cinco cuentan con transformación en los estados de Guanajuato, Chihuahua, Sinaloa, Jalisco y Tabasco, mientras que 11 cuentan con compensación reactiva principalmente en los estados de Chihuahua, Coahuila y Baja California.

**FIGURA 5.2 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDAS POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA <sup>1/</sup>**



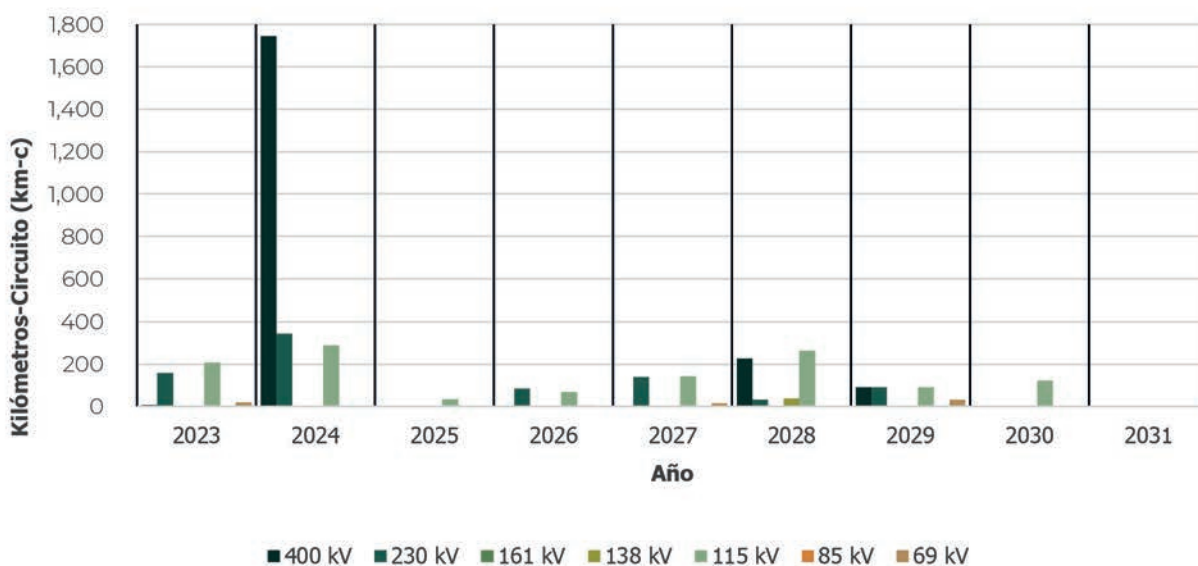
<sup>1/</sup> Las distancias pueden variar una vez definida la Ficha de Información de Proyecto final por el CENACE con base a la Información de CFE de campo.  
**FUENTE:** Elaboración propia con datos del CENACE.

En la Figura 5.3 se detallan las adiciones a la RNT de Líneas de Transmisión por año y nivel de tensión. En 400 kV se agregará un total de 2,096.1 km-c, en 230 kV 843.7 km-c y de 161 a 69 kV 1,384.9 km-c. En 2024 se verán las mayores adiciones de Líneas de Transmisión, con un total de 2,426.2 km-c en ese año, sin embargo, en el nivel de tensión de 400 kV la mayor adición será en 2024 motivada por los proyectos “I19-CE1 Incremento en la capacidad de

transmisión de la región Noreste al Centro del País” y “I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GCR Occidental y Norte”<sup>14</sup>.

<sup>14</sup> CFE Transmisión reporta terminación en 2024 a CENACE.

**FIGURA 5.3 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDAS POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos del CENACE.

### Proyectos de capacidad de transformación

Los proyectos de ampliación de la RNT en materia de transformación instruidos por SENER a CFE Transmisión representan un total de 17,029.4 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de Jalisco, Chihuahua, Quintana Roo, Baja California y Guanajuato. Adicionalmente, dichos proyectos integrarán a las RGD del MEM 3,094.4 MVA de capacidad en bancos de transformación de alta a media tensión. En la Figura 5.4 se puede observar el detalle por entidad federativa.

Para el estado de Jalisco la contribución proviene de los proyectos “P16-OC1 Guadalajara Industrial”, “P20-OC3 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)”, “P20-OC1 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (400/230 kV)”, “P20-OC2 Atención del suministro en las zonas Zapotlán y Costa”, “P21-OC2 Incremento de transformación en la zona Los Altos” y P22-OC1 “Atención al Suministro en la Zona Vallarta”, los cuales adicionan 1,625 MVA de capacidad de transformación.

En cuanto al estado de Chihuahua, se tienen los proyectos “P15-NT1 Chihuahua Norte Banco 5”, “P17- NT2 Nuevo Casas Grandes Banco 3”, “P19-NT1

Terranova Banco 2”, “P17-NT5 Francisco Villa Banco 3” y “P20-NT2 Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma”, el proyecto terminado “P17-NT1 Ascensión II Banco 2”, y “P22-NT1 Paso del Norte Banco 2”, los cuales adicionan 1,600 MVA de capacidad de transformación.

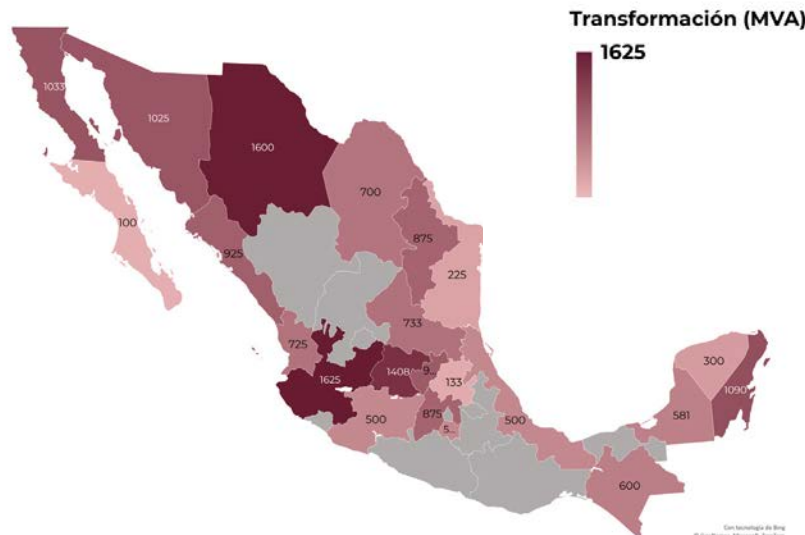
El estado de Quintana Roo incorporará los proyectos “P18-PE2 y P20-PE3 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fases I y II)”, “Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar-Chankanaab II”, los cuales adicionarán 1,090.0 MVA de capacidad de transformación.

El estado de Baja California incluye los proyectos “P17-BC14 Panamericana Potencia Banco 3”, “P19-BC1 Tijuana I Banco 4”, “P17-BC11 El Arrajal Banco 1 y Red Asociada” y “P21-BC1 Incremento de la capacidad de transformación con relación de transformación 230/115/69 kV en la zona Tijuana” los cuales agregan 1,033.3 MVA de capacidad de transformación. En el estado de Guanajuato se tienen instruidos los proyectos “P16-OC2 Potrerillos Banco 4”, “P16-OC3 Irapuato II Banco 3 (traslado)”, “P19-OC2 San José Iturbide Banco 4” y “P22-OC2 Atención al Suministro en la Zona Irapuato”, los cuales incrementan 1,408 MVA de capacidad de transformación.

En lo referente al estado de Sonora se tiene un incremento de 1,025 MVA de capacidad instalada los cuales son impulsados por tres proyectos, “P20-NO2 Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Hermosillo”, “P20-NO1 Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco”, “I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GCR Occidental y Norte” y “P22-NO1 Incrementos en la Capacidad de Transformación en las zona Guasave y Los Mochis”.

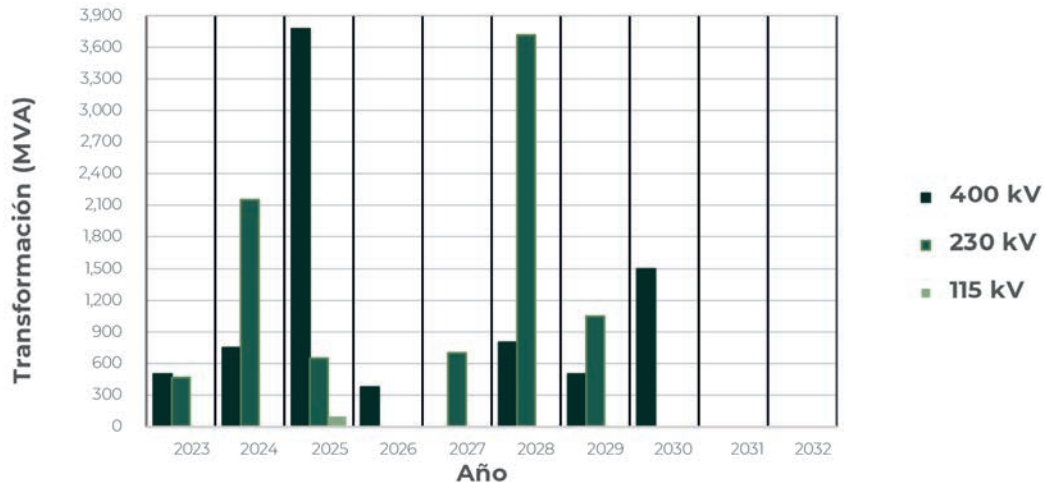
En la Figura 5.5 se muestran las adiciones de Bancos de Transformación por año y nivel de tensión. Para bancos con relaciones de transformación de 400 kV hacia 230 kV y 115 kV se agregará un total de 8,200.0 MVA. Mientras que para bancos con relaciones de transformación de 230 kV hacia tensiones entre 161 kV y 69 kV se adicionarán 8,829.4 MVA de capacidad. En 2025 se verán las mayores adiciones de Bancos de Transformación, con un total de 4,521.2 MVA, seguido por 2028 con 4,516.6 MVA.

**FIGURA 5.4 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA**



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

**FIGURA 5.5 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN**



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

### Proyectos de compensación reactiva

Los proyectos de ampliación de la RNT instruidos por SENER a CFE Transmisión constituyen un total de 10,528.1 MVAR de compensación de potencia reactiva dinámica (CEV y STATCOM) y fija en derivación (capacitores y reactores) o serie (capacitores), de los cuales la mayor contribución será en los estados de Quintana Roo, Sinaloa, Oaxaca, Chihuahua y Veracruz. Adicionalmente, dichos proyectos integrarán a las RGD 77.4 MVAR de compensación en media tensión. En la Figura 5.6 se puede observar el detalle por entidad federativa.

Para el estado de Quintana Roo la contribución proviene de los proyectos “P18-PE2 y P20-PE3 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fases I y II)” y “P15-PE1 Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar-Chankanaab II”, los cuales adicionan 1,090.7 MVAR de compensación de potencia reactiva.

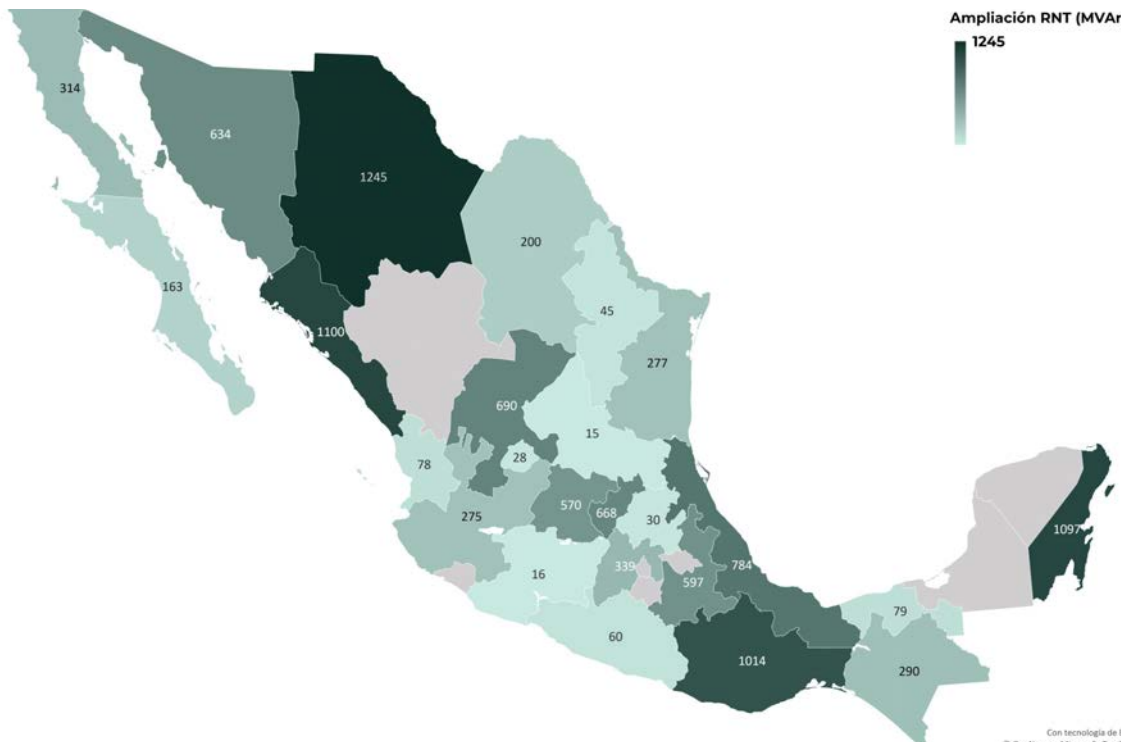
Recientemente, para el estado de Chihuahua se ha programado la inclusión de equipo de compensación de un total de 1,245 MVAR, derivado de los proyectos

“P22-NT2 Soporte de Tensión en la Zona Chihuahua” y “I20-SINI Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte” que impactará con una aportación considerable a instalarse en la RNT en distintos estados, como son Sinaloa, Zacatecas, Sonora y Chihuahua con un monto de 850, 600, 400 y 600 MVAR.

En la Figura 5.7 se presentan las adiciones de Compensación de potencia reactiva por año y nivel de tensión. En 400 kV se adicionarán 4,775.4 MVAR, en 230 kV se agregan 1,808.0 MVAR y en 115 kV 3,944.7 MVAR.

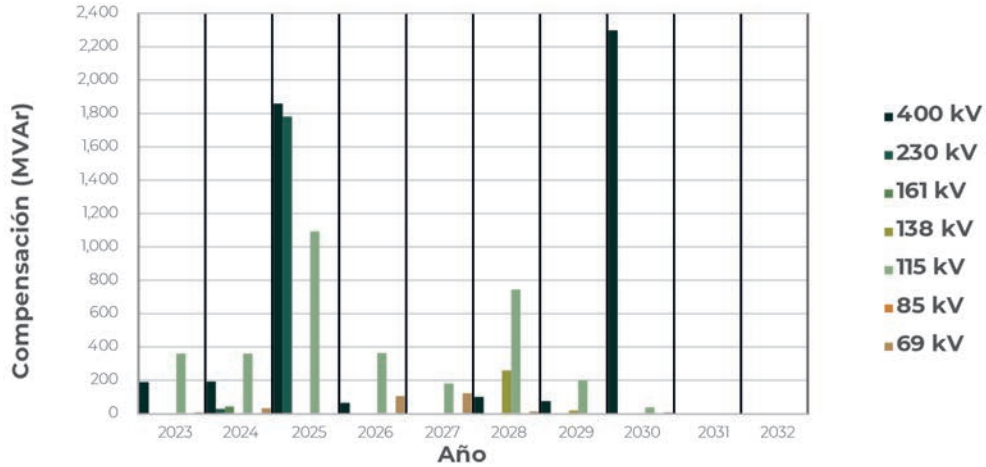
En 2025 se verán las mayores adiciones de Compensación de Potencia Reactiva, con un total de 4,736.1 MVAR, donde la principal contribución provendrá del proyecto “I20-SINI Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noreste y de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte”. Posteriormente la mayor contribución será en el año 2030 con 2,344.2 MVAR.

**FIGURA 5.6 CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA (MVAR) DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDA POR SENER POR ENTIDAD**



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

**FIGURA 5.7 CAPACIDAD (MVar) DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDA POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN**



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

### 5.4.3 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER DE LAS RGD DEL MEM

#### Proyectos de líneas de transmisión

Los proyectos de ampliación de las RGD del MEM instruidos por SENER a CFE Distribución y que son compartidos con CFE Transmisión constituyen de un total de 500.4 km-c de Líneas de Transmisión (sin contar aquellos que ya fueron concluidos), los cuales son necesarios para conectar a la RNT las nuevas

Subestaciones Eléctricas que adicionarán capacidad de transformación de alta a media tensión. Los estados en donde se tendrán las mayores adiciones son Chihuahua, Chiapas, Tabasco, Jalisco y Sinaloa. La mayoría de las adiciones de Líneas de Transmisión serán en el nivel de tensión de 115 kV, con un total de 460.4 km-c. En las Figuras 5.8 y 5.9 se puede observar el detalle por Entidad Federativa, año de entrada en operación y nivel de tensión, respectivamente.

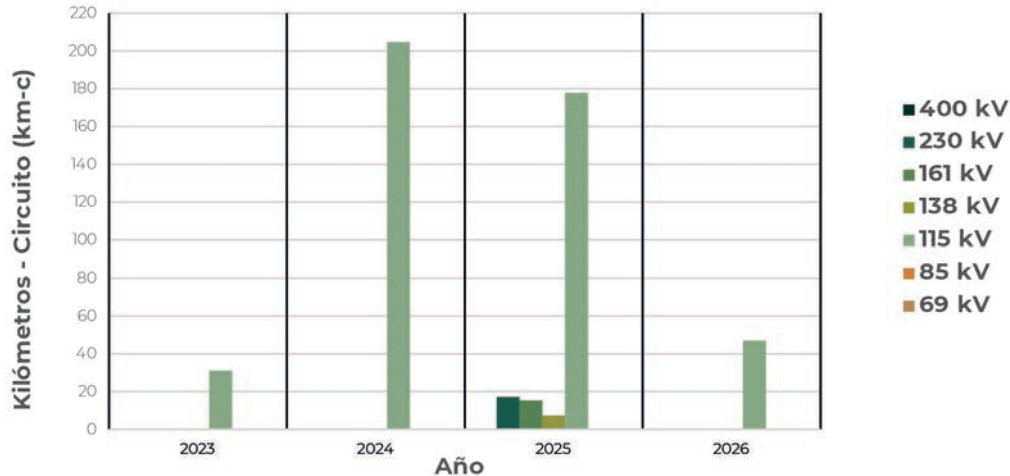
**FIGURA 5.8 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDAS POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA**



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.



**FIGURA 5.9 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDAS POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos del CENACE.

### Proyectos de capacidad de transformación

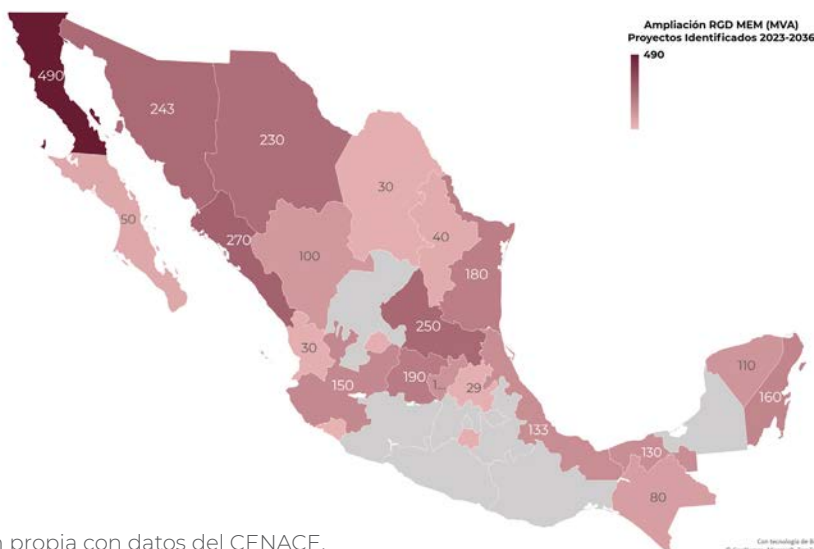
Los proyectos de ampliación de las RGD del MEM instruidos por SENER a CFE Distribución, sin contar los que ya entraron en operación, constituyen un total de 3,094.4 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución será en los estados de Baja California, Sinaloa, San Luis Potosí, Sonora y Chihuahua. En la Figura 5.10 se puede observar el detalle por entidad federativa.

En el estado de Baja California se tienen instruidos un total de 15 proyectos, 10 en San Luis Potosí, nueve en Sinaloa, nueve en Sonora y nueve en Chihuahua.

En la Figura 5.11 se muestran las adiciones de bancos de transformación por año y nivel de tensión. La mayoría de los bancos tienen relaciones de transformación de 115 kV hacia niveles inferiores a 69 kV, con un total de 2,674.4 MVA. Le siguen los bancos de transformación de 230 kV, con 260.0 MVA, luego los de 161 kV con 130.0 MVA y finalmente los de 138 kV con solo 30 MVA.

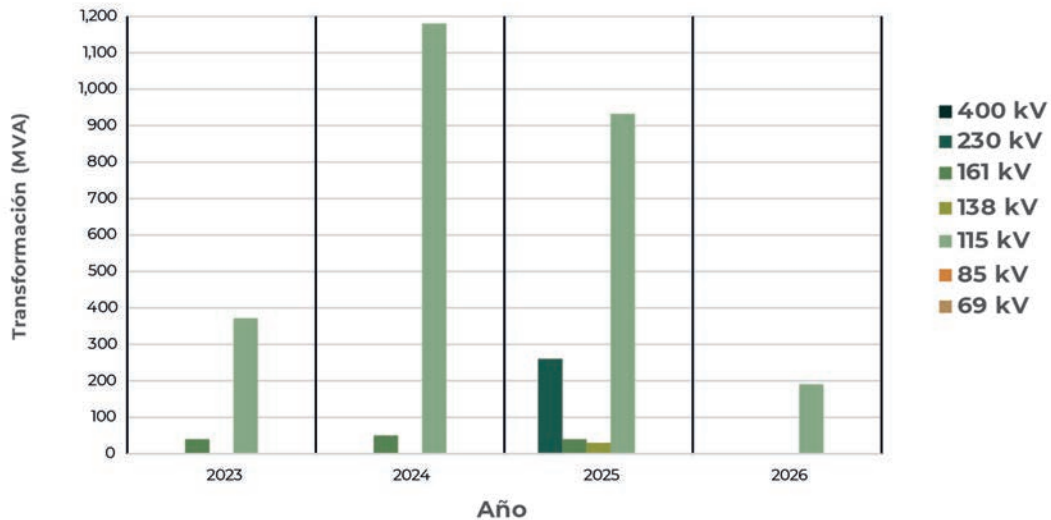
En 2025 se verán las mayores adiciones de bancos de transformación, con un total de 1,262.5 MVA, seguido por 2024 con 1,230 MVA.

**FIGURA 5.10 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDOS POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos del CENACE.

**FIGURA 5.11 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDOS POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos del CENACE.

#### 5.4.4 PROYECTOS DE REFUERZO DE LA RNT INSTRUIDOS PARA INTERCONEXIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL

Los proyectos del plan de fortalecimiento de la política energética nacional con base en el PND 2019-2024 y en el artículo 33 fracciones I, V y XXIX de la LOAPF, instruidos por SENER, constituyen un total de 182.2 km-c de Líneas de Transmisión, de los cuales 172.4 km-c serán construidos en el estado de

Baja California y 10 km-c en el estado de Yucatán. En la Figura 5.12 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para el estado de Baja California las contribuciones estarán dadas por los proyectos “CFE20-GCC Obras de Refuerzo C.C.C. González Ortega” y “CFE20-ESL Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado”. Por otro lado, la aportación en el estado de Yucatán está asociada al proyecto “CFE20-MDC Obras de Refuerzo C.C.C. Mérida”. En la Figura 5.13 se detallan las adiciones de Líneas de Transmisión por año de entrada en operación y nivel de tensión.



**FIGURA 5.12 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT ASOCIADAS AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA POR ENTIDAD FEDERATIVA**

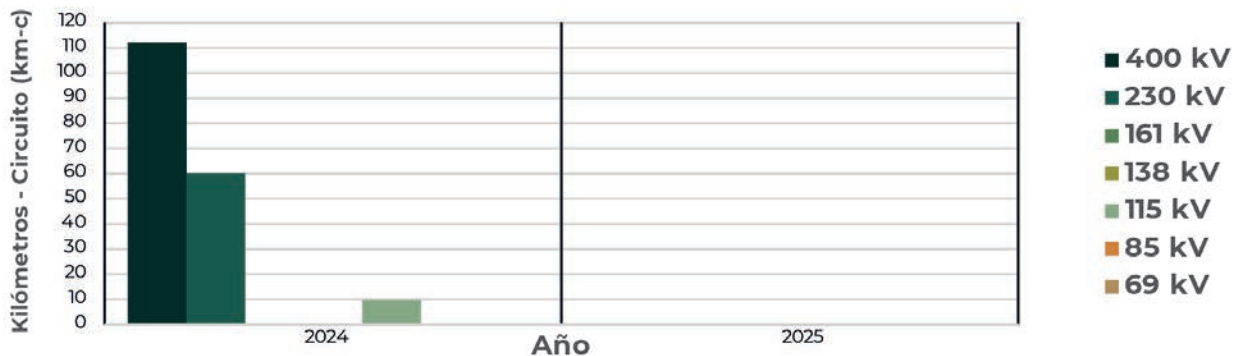


**FUENTE:** Elaboración propia con datos del CENACE.

Las adiciones de red de transmisión asociados a los Proyectos del Plan de Fortalecimiento de la Industria Eléctrica se dan en 2024, con un total de 172.4 km-c en los niveles de 400, 230 y 161 kV motivado por los

proyectos “CFE20-GCC Obras de Refuerzo C.C.C. González Ortega” y “CFE20-ESL Obras de Refuerzo C.C.C San Luis Río Colorado”.

**FIGURA 5.13 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT ASOCIADAS AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos del CENACE.



Los proyectos del Plan de Fortalecimiento de la política energética nacional con base al PND 2019-2024 y al artículo 33 fracciones I, V y XXIX de la LOAPF contemplan el incremento de 665 MVA de capacidad de transformación, de los cuales 565 MVA se encuentran en el estado de Baja California, motivados por el proyecto “CFE20-ESL Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado” y 100 MVA en Baja California Sur derivados del proyecto “CFE20-PCC Obras de Refuerzo C.C.C. Baja California Sur”.

En la figura 5.14 se puede observar el detalle por entidad federativa.

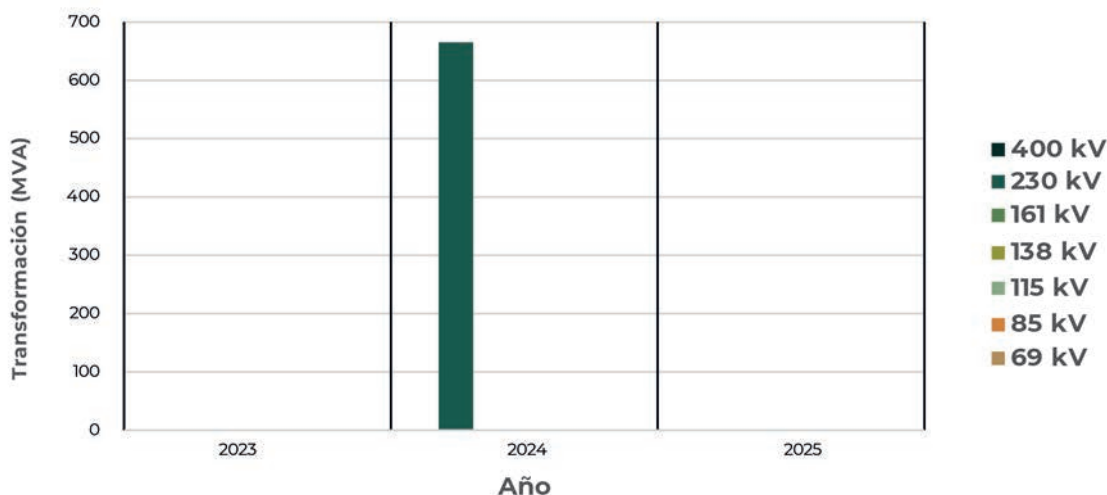
En la Figura 5.15 se muestran las adiciones de capacidad de transformación por año y nivel de tensión. Los 665 MVA de incremento de transformación serán en el nivel de 230 kV hacia niveles inferiores de tensión y todos ellos están previstos para el año 2024.

**FIGURA 5.14 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE LA RNT ASOCIADAS AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL POR ENTIDAD FEDERATIVA**



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

**FIGURA 5.15 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT ASOCIADAS AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN**



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

Los proyectos del Plan de Fortalecimiento de la política energética nacional con base al PND 2019-2024 y al artículo 33 fracciones I, V y XXIX de la LOAPF constituyen un total de 196.0 MVar de compensación dinámica (STATCOM) y fija en derivación (capacitores y reactores), los cuales se ubicarán en los estados de Campeche, Yucatán y Baja California. En la Figura 5.16 se puede observar el detalle por entidad federativa.

Para el estado de Campeche las contribuciones corresponden al proyecto “P20-VAC Obras de Refuerzo C.C.C. Valladolid” con un monto de 100

MVar. Para Yucatán se contempla la adición de 75 MVar derivados del proyecto “CFE20-MDC Obras de Refuerzo C.C.C. Mérida” y para el estado de Baja California se adicionan 21 MVar del proyecto “CFE20- ESL Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado”.

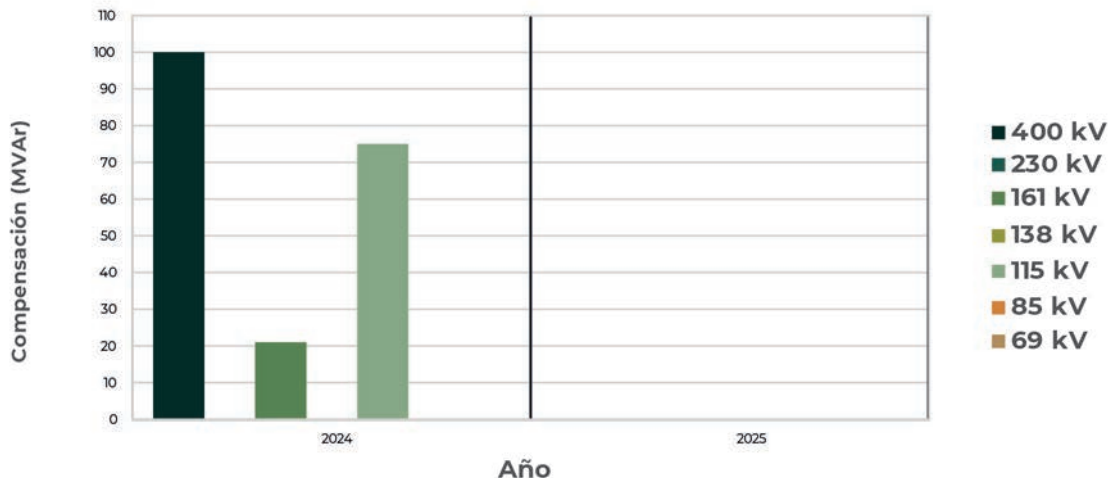
En la Figura 5.17 se presentan las adiciones de Compensación de potencia reactiva por año y nivel de tensión. En 2024 se tiene la mayor adición de Compensación de potencia reactiva con 175 MVar en los niveles de 400 y 115 kV y en 2024 se incorporarán 21 MVar en 161 kV.

**FIGURA 5.16 CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA (MVar) DE AMPLIACIÓN DE LA RNT ASOCIADOS AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL POR ENTIDAD FEDERATIVA**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos del CENACE.

**FIGURA 5.17 CAPACIDAD (MVar) DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA DE AMPLIACIÓN DE LA RNT ASOCIADOS AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos del CENACE.

## 5.5 PROPUESTA 2023 DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN Y LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN

Para el ejercicio de planeación del PAMRNT 2023-2037 se han identificado diversos proyectos con el objetivo de satisfacer el suministro de la demanda de energía eléctrica, preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN, reducir los costos del Suministro Eléctrico, contribuir al cumplimiento de las metas de producción de Energía Limpia, asegurando la Confiabilidad en condiciones

de viabilidad económica, operar con eficiencia energética, minimizando las congestiones en la red de transmisión y las pérdidas de energía eléctrica e incorporar tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes.

### 5.5.1 PROYECTOS IDENTIFICADOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT

El CENACE ha identificado 11 proyectos de ampliación de la Red Nacional de Transmisión, los cuales se muestran en el Cuadro 5.3.

**CUADRO 5.3 PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS EN PAMRNT 2023-2037**

GCR	PEM	PROYECTO	FECHA NECESARIA	EJERCICIO DE PLANEACIÓN EN EL QUE SE IDENTIFICA	ATIENDE PROBLEMÁTICAS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ZONA DE DISTRIBUCIÓN / ESTADO
Oriental	P23-OR1	Suministro de energía eléctrica en Tabasco	dic-29	2023	Chontalpa, Villahermosa y Los Ríos / Tabasco
Occidental	P23-OC1	Compensación Reactiva en la red de 400 KV Gerencia Occidental	abr-27	2023	Manzanillo, Colima, Carapan y Guadalajara Poniente / Colima, Jalisco, Michoacán
	P23-OC2	Incremento en la Transformación de la Zona Colima	abr-27	2023	Manzanillo y Colima / Colima
Noroeste	P23-NO1	Eliminar restricción de capacidad de transmisión en LT Marina - Venadillo y LT Marina -Mazatlán Norte	abr-28	2023	Mazatlán / Sinaloa
	P23-NO2	Eliminar restricción de capacidad de transmisión LT Culiacán Poniente - Tres Ríos	abr-28	2023	Culiacán / Sinaloa
Norte	I23-NT1	Red de transmisión para la integración de la generación Noroeste-Norte	abr-28	2023	GCR Norte, Noroeste y Noreste / Sonora, Chihuahua, Durango y Coahuila
	P23-NT1	Soporte de Tensión zona La Laguna red de 115 kV	abr-27	2023	Laguna / Coahuila
	P23-NT2	Soporte de Tensión zona Durango red de 115 kV	abr-27	2023	Durango / Durango
Baja California	P23-BC1	Incremento en la confiabilidad de suministro de la SE Victoria Potencia	abr-25	2023	San Luis Río Colorado / Sonora
	P23-BC2	Incremento en la capacidad de transformación en la zona Ensenada	abr-27	2023	Ensenada / Baja California
Baja California Sur	P23-BS1	Incremento en la capacidad de transmisión entre las zonas La Paz-Los Cabos	abr-28	2023	Los Cabos y La Paz / Baja California Sur

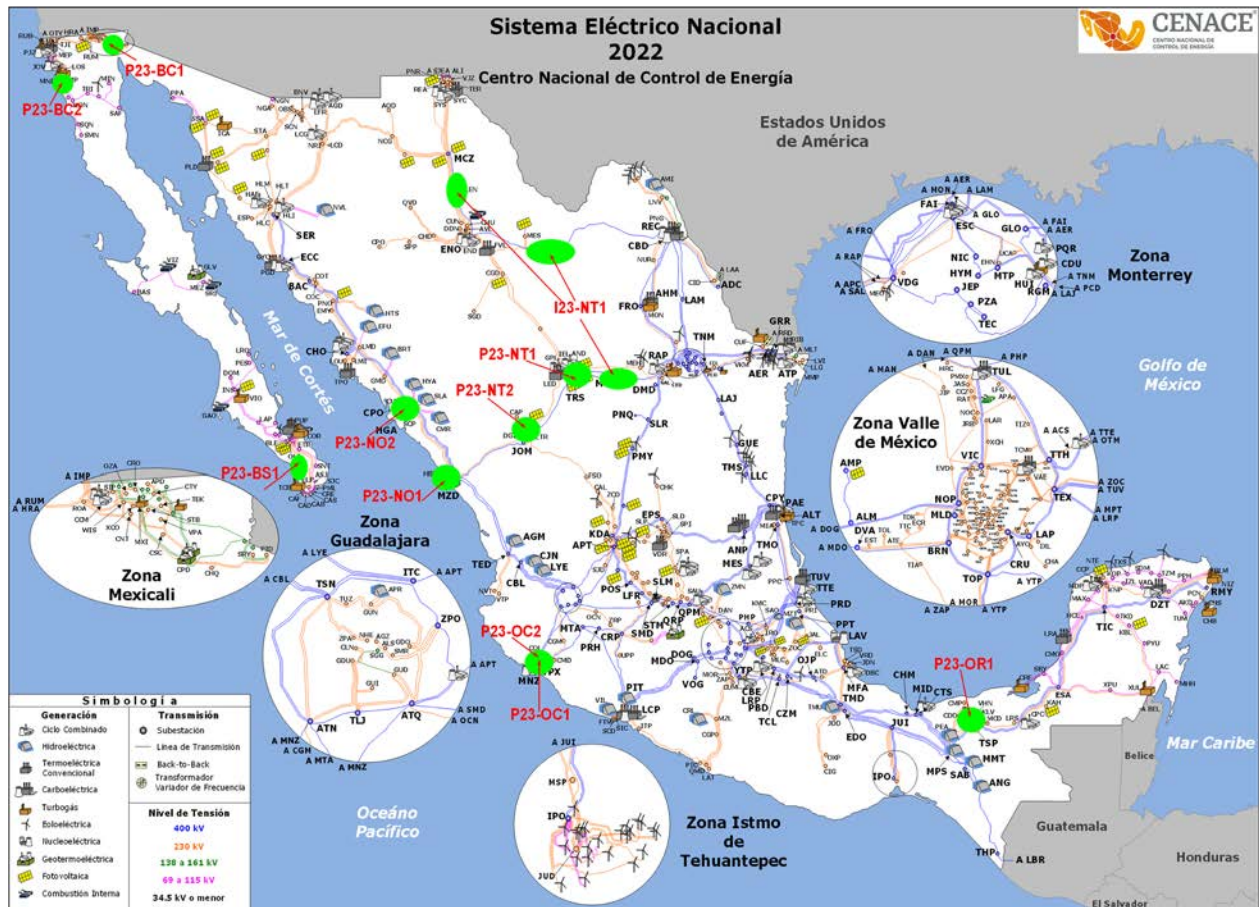
**FUENTE:** Elaboración propia con información del CENACE.



En la Figura 5.18 se presenta el área de influencia de cada uno de los proyectos de ampliación de la RNT, en donde los círculos verdes hacen alusión a

las obras de ampliación. Los textos en rojo indican el PEM, definido para cada uno en el Cuadro 5.3.

**FIGURA 5.18 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS EN PAMRNT 2023-2037**



FUENTE: CENACE.

Los proyectos de ampliación de la RNT identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2023-2037 constituyen un total de 1,293.3 km-c de líneas de transmisión, de los cuales la mayor aportación provendrá de los estados de Coahuila, Chihuahua y Baja California Sur. En la Figura 5.19 se puede observar el detalle por entidad federativa.

El Proyecto “I23-NT1 Red de Transmisión para la Integración de la Generación Noroeste-Norte” adiciona 1,069 km-c de líneas de transmisión, en los estados de Coahuila y Chihuahua. El Proyecto “P23-BS1 Incremento en la capacidad de transmisión

entre las zonas La Paz-Los Cabos”, adiciona 140 km-c de líneas de transmisión.

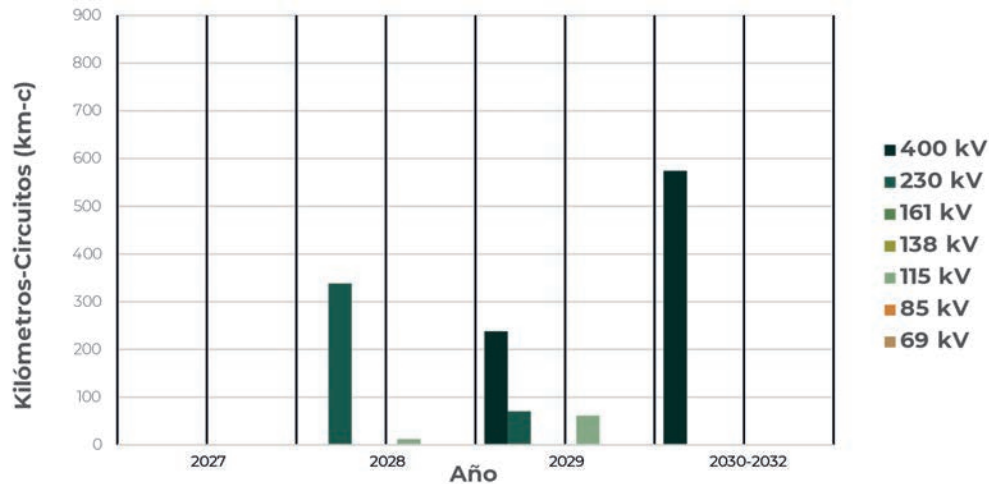
En la Figura 5.20 se detallan las adiciones de líneas de transmisión por año de entrada en operación y nivel de tensión. Se adiciona red de transmisión en 400, 230 y 115 kV, siendo el mayor incremento en el año 2028, 2029 y 2030 con 812 km-c en 400 kV, 408 km-c en 230 kV y 73.3 km-c en 115 kV motivados principalmente por el proyecto “I23-NT1 Red de Transmisión para la Integración de la Generación Noroeste-Norte”.

**FIGURA 5.19 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADAS POR ENTIDAD FEDERATIVA**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos del CENACE.

**FIGURA 5.20 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADAS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos del CENACE.

Los proyectos de ampliación de la RNT identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2023-2037, constituyen de un total de 2,225.0 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de Chihuahua, Chiapas, Colima y Baja California con 1,625, 300, 200 y 100 MVA, respectivamente. En la Figura 5.21 se puede observar el detalle por entidad federativa.

El Proyecto “I23-NT1 Red de Transmisión para la Integración de la Generación Noroeste-Norte” adiciona 1,500 MVA de transformación, en los estados de Coahuila y Chihuahua. El proyecto “P23-OR1 Suministro de Energía en Tabasco”, adiciona 300 MVA de transformación, El proyecto “P23-OC2 Incremento de la transformación en la zona Colima”, adiciona 200 MVA de transformación y el proyecto “P23-BC2 Incremento de la transformación en la zona Ensenada” adiciona 100 MVA de transformación.



En la Figura 5.22 se muestran las adiciones de Bancos de Transformación por año y nivel de tensión. Para bancos con relaciones de transformación de 400 kV hacia 230 kV y 115 kV se agregará un total de 1,925 MVA. Mientras que para bancos con relaciones de

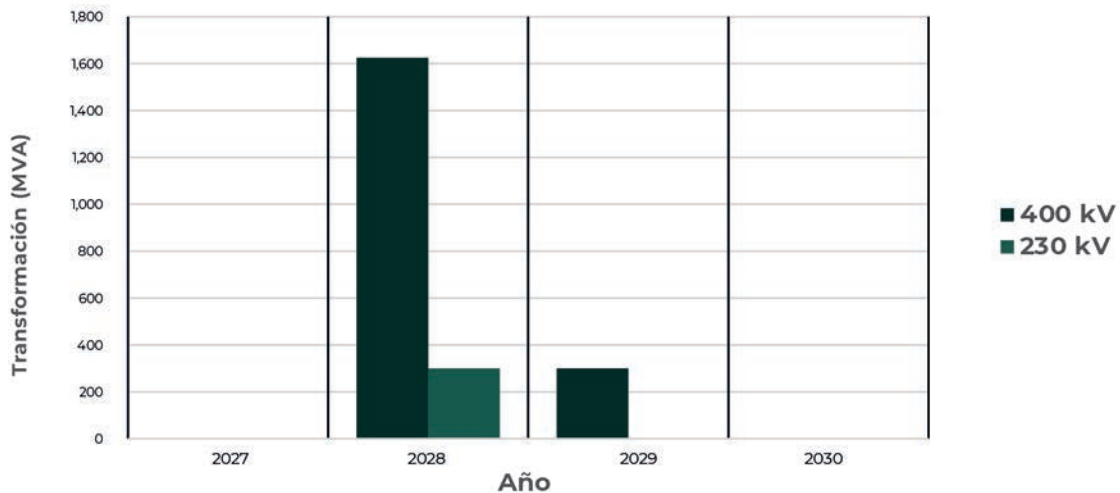
transformación de 230 kV hacia tensiones entre 161 kV y 69 kV se adicionarán 300 MVA de capacidad. En 2028 se verán las mayores adiciones de Bancos de Transformación, con un total de 1,925 MVA, seguido por 2029 con 300 MVA.

**FIGURA 5.21 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS POR ENTIDAD FEDERATIVA**



**FUENTE:** Elaboración propia con información del CENACE.

**FIGURA 5.22 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos del CENACE.

Los proyectos de ampliación de la RNT identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2023-2037 constituyen un total de 1,088.3 MVAR de compensación de potencia reactiva dinámica (STATCOM) y fija en derivación (capacitores y

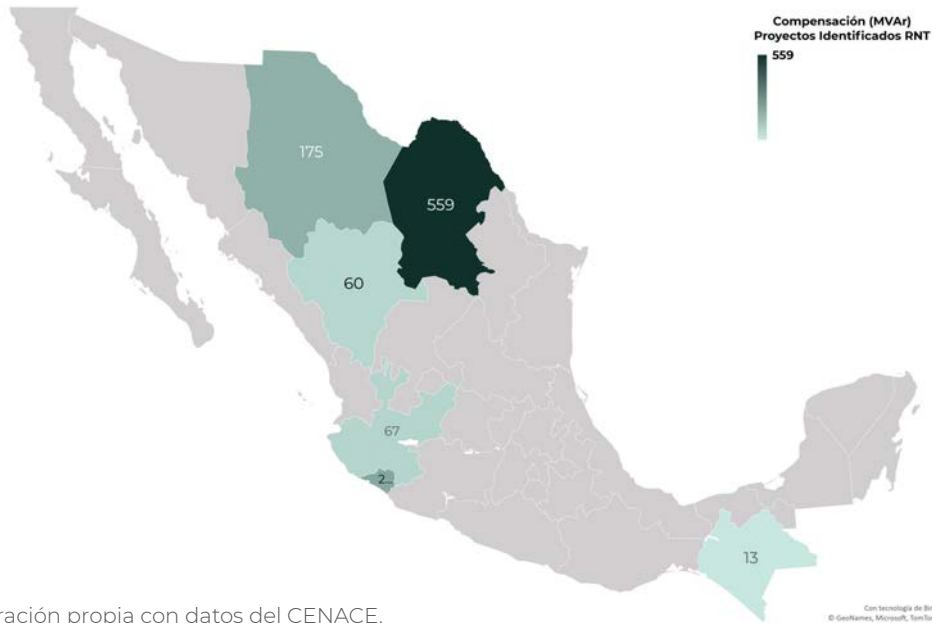
reactores), de los cuales la mayor contribución será en los estados de Chihuahua y Baja California. En la Figura 5.23 se puede observar el detalle por entidad federativa.



El Proyecto “I23-NT1 Red de Transmisión para la Integración de la Generación Noroeste-Norte” adiciona 666.7 MVar a la RNT, en los estados de Coahuila y Chihuahua. El proyecto identificado “P23-OC1 Compensación Reactiva en la Red de 400 kV de la Gerencia Occidental aporta 266.7 MVar a la RNT en los estados de Colima y Jalisco.

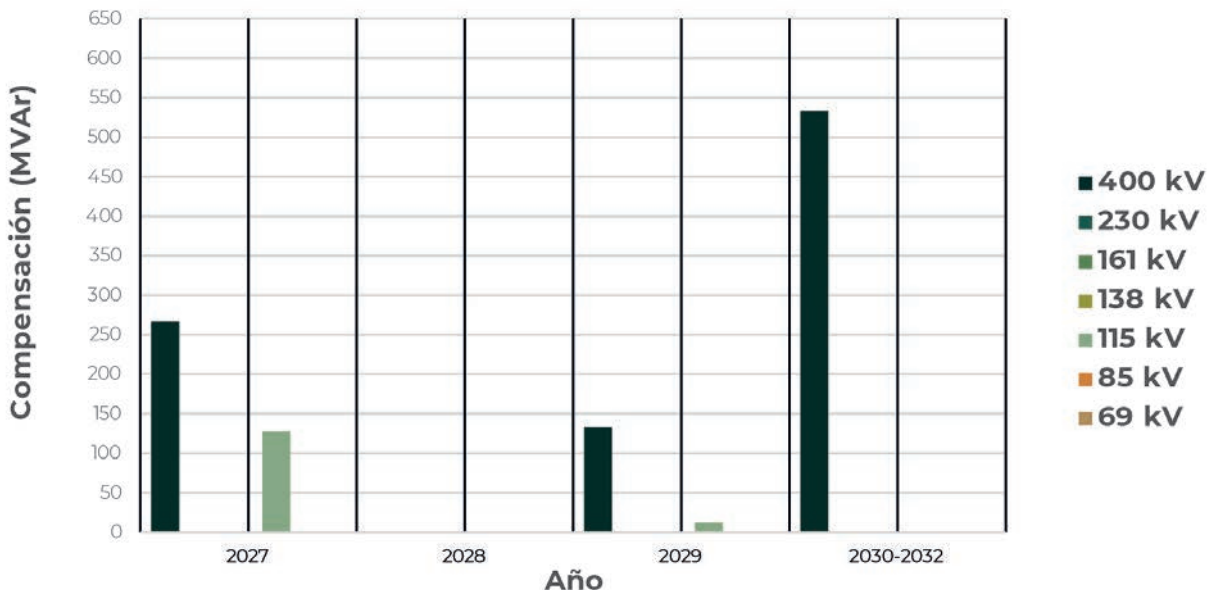
En la Figura 5.24 se presentan las adiciones de Compensación de potencia reactiva por año y nivel de tensión. En 400 kV se adicionarán 933.3 MVar y en 115 kV se adicionarán 140.0 MVar. En 2027 se verán las mayores adiciones de Compensación de potencia reactiva, con un total de 394.2 MVar.

**FIGURA 5.23 CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA (MVar) DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS POR ENTIDAD FEDERATIVA**



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

**FIGURA 5.24 CAPACIDAD (MVar) DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN**



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.



## 5.5.2 PROYECTOS IDENTIFICADOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM

Con el fin de atender el requerimiento de energía eléctrica hasta 2028, en común acuerdo entre el CENACE y CFE Distribución, los requerimientos existentes y futuros del suministro de energía eléctrica en las RGD del MEM se requiere la entrada en operación de nuevas Subestaciones Eléctricas a lo largo del país o el incremento en la capacidad de transformación de las existentes. Los proyectos

propuestos de ampliación de las RGD del MEM resuelven los problemas de saturación esperados en los bancos de transformación alta/media tensión de acuerdo con el Pronóstico de la demanda del Mercado Eléctrico elaborado por el CENACE. En el Cuadro 5.4 y en la Figura 5.25 se muestran los 25 proyectos identificados de ampliación de las RGD del MEM, para atender el crecimiento de la demanda pronosticado en el corto plazo y mediano plazo.

**CUADRO 5.4 PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM IDENTIFICADOS EN PAMRNT 2023-2037**

GCR	PEM	NOMBRE DEL PROYECTO	FECHA NECESARIA	ATIENDE PROBLEMÁTICAS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ZONA DE DISTRIBUCIÓN / ESTADO
<b>Oriental</b>	D23-OR1	Tuxtla Oriente Banco 1	may-27	Tuxtla Gutiérrez / Chiapas
	D23-OR2	Nacajuca Banco 1	may-28	Chontalpa / Tabasco
	D23-OR3	Apizaco II Banco 2	ago-27	Tlaxcala / Tlaxcala
	D23-OR4	Lomas Banco 1	dic-27	Puebla / Puebla
<b>Occidental</b>	D23-OC1	Amatitán Banco 1 (Sustitución)	ago-27	Minas / Jalisco
	D23-OC2	Huanacastle Banco 1	dic-27	Vallarta / Nayarit
	D23-OC3	El Salto Banco 2	jun-26	Chapala / Jalisco
<b>Noroeste</b>	D23-NO1	Agua Zarca Banco 1	abr-27	Nogales / Sonora
	D23-NO2	Navojoa Centenario Banco 1	abr-27	Navojoa / Sonora
	D23-NO3	Flores Magón Banco 1	abr-27	Los Mochis / Sinaloa
	D23-NO4	Villas del Cedro Banco 2	abr-27	Culiacán / Sinaloa
	D23-NO5	Zona Dorada Banco 1	abr-28	Culiacán / Sinaloa
	D23-NO6	Del Mar Banco 2	abr-27	Mazatlán / Sinaloa
<b>Noreste</b>	D23-NE1	Providencia Banco 1	abr-28	Valles / San Luis Potosí
	D23-NE2	Acuña Dos Banco 2	jun-28	Piedras Negras / Coahuila
	D23-NE3	Calzada del Sol Banco 1	ago-28	Monterrey / Nuevo León
	D23-NE4	San Martín Banco 2	may-27	Monterrey / Nuevo León
	D23-NE5	Matamoros Banco 4 (Sustitución)	abr-27	Monterrey / Nuevo León
	D23-NE6	Bajío Banco 1	jun-28	Sabinas / Coahuila
	D23-NE7	Tamuín Dos Banco 1	jun-28	Valles / San Luis Potosí
<b>Baja California</b>	D23-BS1	Valle de Puebla Banco 2	abr-27	Mexicali / Baja California
	D23-BS2	San Simón Banco 2	abr-27	Ensenada / Baja California
<b>Baja California Sur</b>	D23-BC1	Villa Constitución Banco 1 (sustitución)	abr-28	Constitución / Baja California Sur
	D23-BC2	Puerto Los Cabos Banco 1	abr-28	Los Cabos / Baja California Sur
<b>Peninsular</b>	D22-PE1	Conkal Banco 1	abr-27	Mérida / Yucatán

**FUENTE:** Elaboración propia con datos del CENACE.



**FIGURA 5.25 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM EN PAMRNT 2023-2037**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos del CENACE.

Los proyectos de ampliación de las RGD del MEM identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2023-2037 contemplan 110.4 km-c de líneas de transmisión, los cuales son necesarios para conectar a la RNT las nuevas Subestaciones Eléctricas que adicionarán capacidad de transformación de alta a media tensión.

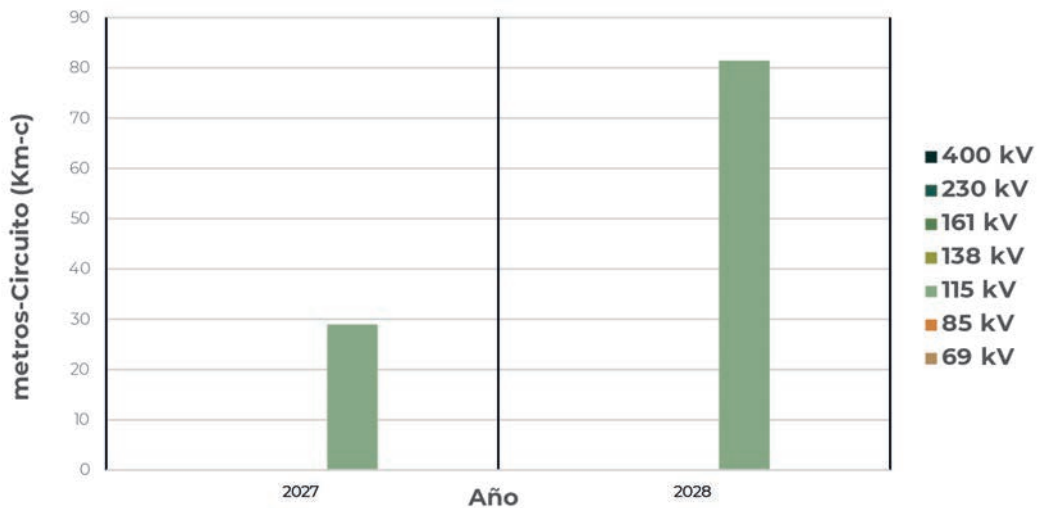
Los estados en donde se tendrán adiciones son: San Luis Potosí, Yucatán y Tabasco. Todas las adiciones de líneas de transmisión serán en el nivel de tensión de 115 kV, con un total de 110.4 km-c. En las Figuras 5.26 y 5.27 se puede observar el detalle por entidad federativa y año y nivel de tensión, respectivamente.

**FIGURA 5.26 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADAS POR ENTIDAD FEDERATIVA, ASOCIADAS A PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RGD DEL MEM**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos del CENACE.

**FIGURA 5.27 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADAS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN, ASOCIADAS A PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RGD DEL MEM**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos del CENACE.

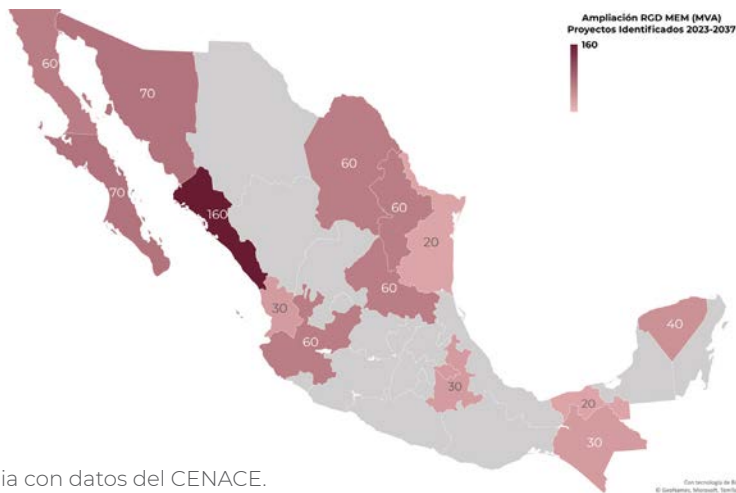
Los proyectos de ampliación de las RGD del MEM identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2023-2037 comprenden 800.0 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución se ubicará en los estados de Sinaloa, Sonora y Baja California Sur. En la Figura 5.28 se puede observar el detalle por entidad federativa.

Se identificaron tres proyectos en el estado de Sonora y tres en Sinaloa. Se identificaron dos proyectos en cada uno de los siguientes estados: Jalisco, San Luis Potosí, Coahuila, Nuevo León, Baja California y Baja California Sur. Para los siguientes estados solo se identifica un proyecto en cada uno

de ellos: Chiapas, Tabasco, Tlaxcala, Puebla, Nayarit, Tamaulipas y Yucatán.

En la Figura 5.29 se muestran las adiciones de bancos de transformación por año y nivel de tensión. Del total de proyectos identificados (25) solo uno de ellos es en el nivel de tensión de 230 kV, con un banco de 40 MVA. El resto de los proyectos se ubican en el nivel de 138 kV hacia niveles inferiores a 69 kV, con un total de 760.0 MVA. En 2027 se verán las mayores adiciones de bancos de transformación, con un total de 480.0 MVA, seguido por 2028 con 320.0 MVA.

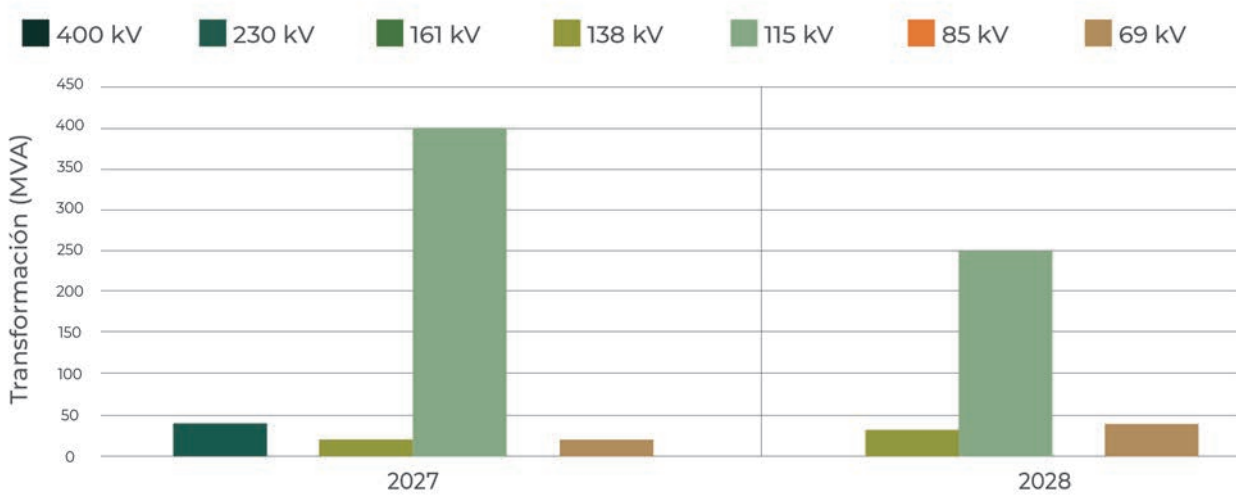
**FIGURA 5.28 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM IDENTIFICADOS POR ENTIDAD FEDERATIVA**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos del CENACE.



**FIGURA 5.29 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM IDENTIFICADOS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos del CENACE.

### 5.5.3 PROYECTOS IDENTIFICADOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT

El CENACE identificó tres proyectos de modernización de la RNT. El primer proyecto permitirá incrementar la Confiabilidad del Compensador Estático de Var (CEV) de la subestación Pie de la Cuesta, por lo que se asegura se mantengan los niveles actuales de capacidad de transmisión a la

zona de Distribución Acapulco. El segundo proyecto permitirá satisfacer el crecimiento de la demanda y el suministro de energía eléctrica en la región del Puerto de Veracruz. El tercer proyecto permitirá atender el suministro de la zona Puerto Peñasco, así como mantener la operación de la Central Fotovoltaica Puerto Peñasco. En el Cuadro 5.5 y en la Figura 5.30 se muestran los proyectos.

**CUADRO 5.5 PROYECTOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT DEL PAMRNT 2023-2037**

GCR	PEM	NOMBRE DEL PROYECTO	FECHA NECESARIA	CRITERIO APLICABLE
Central	M22-OR1	Modernización parcial del CEV Pie de la Cuesta (+150/-50 MVar): Controlador, Protecciones, Válvula de Tiristores y Sistema de Enfriamiento	jul-26	b
Oriental	M23-OR1	Modernización de Líneas de Transmisión Subterráneas en la Zona de Carga Veracruz	dic-24	b
Noroeste	M23-NO1	Modernización de arreglo de barras en la SE Puerto Peñasco en 115 kV	abr-25	d

Categorías aplicables

Proyectos motivados por la Violación de Capacidades Interruptivas de Interruptores en AT y/o Equipamiento serie asociado.

- Equipo Obsoleto (por vida útil o refaccionamiento).
- Equipo con Daño.
- Cambio de arreglo de SE o reconfiguración de la topología.
- Cambio de Equipo por imposibilidad tecnológica.
- Escalar especificaciones no acordes a su entorno.

**FUENTE:** Elaboración propia con datos del CENACE.



**FIGURA 5.30 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS PROYECTOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT DEL PAMRNT 2023-2037**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos del CENACE.

## 5.6 PROYECTOS EN ESTUDIO DE MODERNIZACIÓN DE CFE

CFE Transmisión ha identificado ocho proyectos de modernización de la RNT que se encuentran en

proceso de revisión; los cuales se catalogan como proyectos de modernización en estudio, los cuales tienen pendiente completar la información técnica y económica para la revisión del CENACE, estos se presentan en el Cuadro 5.6 y en la Figura 5.31.

**CUADRO 5.6 PROYECTOS EN ESTUDIO DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT PROPUESTOS POR CFE TRANSMISIÓN DEL PAMRNT 2023-2037**

GCR	NOMBRE DEL PROYECTO	WPEM	FECHA NECESARIA	FECHA FACTIBLE	CRITERIO APLICABLE
Norte	Modificación de Arreglo de Buses 115 kV, Zona de Operación de Transmisión Camargo y Laguna	M22-NT1	nov-23	nov-24	d
Norte	Recalibración Buses 115 kV, Zona de Operación de Transmisión Chihuahua y Laguna.	M22-NT2	dic-22	mar-23	b
Noreste	Proyecto de mejora para completar el esquema de construcción en anillo entre las SE Laredo Poniente y Narciso Mendoza	M22-NE1	abr-22	jul-23	d
Noreste	Modernización de Cable de Guarda Convencional por Cable de Fibra Óptica en la LT Carbón Dos - A3840 - Lampazos y Lampazos - A3890 - Escobedo.	M22-NE2	sep-22	sep-23	f
Noreste	Cambio de Arreglo de la SE Saltillo en 115 kV y modernización de equipo de Protección, Control y Medición.	M22-NE3	sep-23	sep-23	d
Noreste	Sustitución de cable conductor de las Líneas de Transmisión en enlaces Río Bravo – Matamoros y Falcón Mexicano – Reynosa.	M22-NE4	nov-22	mar-25	c y d
Baja California	Modernización de arreglo de barras en la SE Ruiz Cortines en 161 kV	M22-BC3	abr-23	abr-25	d
Baja California Sur	Modernización de arreglo de barras en la SE Cabo San Lucas Dos en 115 kV	M22-BS1	abr-23	abr-25	d

Categorías aplicables

- Proyectos motivados por la Violación de Capacidades Interruptivas de Interruptores en AT y/o Equipamiento serie asociado.
- Equipo Obsoleto (por vida útil o refaccionamiento).
- Equipo con Daño.
- Cambio de arreglo de SE o reconfiguración de la topología.
- Cambio de Equipo por imposibilidad tecnológica.
- Escalar especificaciones no acordes a su entorno.

**FUENTE:** Elaboración propia con información del CENACE.

**FIGURA 5.31 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS PROYECTOS EN ESTUDIO DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT PROPUESTOS POR CFE TRANSMISIÓN DEL PAMRNT 2023-2037**



**FUENTE:** Elaboración propia con información del CENACE.

## 5.7 PROYECTOS INDICATIVOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT 2028-2037

Se realizaron los estudios de energía entre las regiones del SEN y como resultado de la optimización de los recursos de generación se definieron refuerzos de transmisión entre distintas regiones del país.

Entre las más relevantes se tiene los enlaces entre el Sistema Interconectado Nacional con los Sistemas de Baja California y Baja California Sur.

Además, se han identificado los reforzamientos de transmisión entre las zonas Nuevo Laredo y Reynosa, Veracruz y Poza Rica, Puebla y Veracruz, Morelos y Acapulco, Oaxaca y Pinotepa, Puebla y Centro.

A continuación, se presenta un listado de los proyectos indicativos para la ampliación de la RNT en el periodo 2028 a 2037, en el Cuadro 5.7, en donde se indica el resumen de las metas físicas de cada uno de los proyectos indicativos de ampliación de la RNT 2028-2037.

**CUADRO 5.7 PROYECTOS INDICATIVOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT 2028-2037 DEL PAMRNT 2023-2037, CON METAS FÍSICAS**

NOMBRE DEL PROYECTO	kmc	MVA	MVA <sub>r</sub>
<b>I23-BC1 Integración de los Sistemas Interconectados de la península de Baja California</b>	2,738.0	1,781.0	4,091.0
<b>I23-SIN1 Interconexión del Sistema Interconectado Baja California al SIN</b>	847.0	2,000.0	396.0
<b>Refuerzo Nuevo Laredo-Reynosa</b>	225.0	-	-
<b>Refuerzo Veracruz-Poza Rica</b>	150.0	-	-
<b>Refuerzo Puebla-Veracruz</b>	255.0	-	-
<b>Refuerzo Morelos - Acapulco</b>	300.0	-	-
<b>Refuerzo Oaxaca - Pinotepa</b>	170.0	-	-
<b>Refuerzo Puebla - Centro</b>	180.0	-	-

**FUENTE:** Elaboración propia con información del CENACE.





**Torre de transmisión,** Alto Lucero, Veracruz.  
Comisión Federal de Electricidad.