

# Negocio Transmisión

Red Inteligente de Transmisión Eléctrica



Instituto Costarricense de Electricidad  
PROCESO EXPANSIÓN DE LA RED

## **Plan de Expansión de la Transmisión 2019 – 2029**



septiembre 2019

## Contenido

Índice General.....	2
Índice de Gráficas.....	3
Índice de Tablas.....	4
<i>Resumen Ejecutivo</i> .....	5
<b>1. Introducción</b> .....	7
<b>2. Consideraciones Generales</b> .....	8
2.1 Alcance.....	8
2.2 Información solicitada para la presente actualización .....	8
2.3 Metodología.....	9
2.4 Programas utilizados .....	10
2.5 Abreviaturas.....	10
2.6 Criterios .....	10
<b>3. Descripción del Sistema de Transmisión de Costa Rica al año 2019.</b> .....	12
3.1 Evolución del sistema de transmisión .....	12
3.1.1 Evolución de las líneas de transmisión 230 y 138 kV .....	12
3.1.2 Evolución de la capacidad de transformación .....	13
3.2 Plan de Expansión del Sistema de Transmisión 2019 - 2029 .....	14
3.3 Crecimiento Período 2019-2029.....	18
3.4 Variaciones en el Plan de Expansión de Transmisión.....	20
3.4.1 Estudios relevantes periodo comprendido 2017-2019. ....	20
3.4.2 Obras nuevas .....	21
3.4.3 Obras finalizadas y en operación. ....	22
3.4.4 Obras reprogramadas. ....	23
3.4.5 Obras retiradas.....	25
3.4.6 Resumen de las variaciones en el Plan de Expansión de Transmisión. ....	26
3.5 Obras de transmisión prioritarias.....	27
3.6 Red de transmisión al año 2029.....	27
<b>4. Analisis de costos del Plan de Expansión de Transmisión</b> .....	28
4.1 Costos del Plan de Expansión de Transmisión .....	28
4.1.1 Costos de inversión del sistema de transmisión .....	28
4.1.2 Costos operativos del sistema de transmisión .....	30
4.1.3 Costos totales del sistema de transmisión .....	31
4.2 Costo Promedio Incremental de Largo Plazo de Transmisión (CPILPT) .....	33
4.2.1 Modelo de cálculo.....	33
4.2.2 Actualización de los CPILPT .....	34
<b>5. Aprobación</b> .....	36
<b>6. Vigencia</b> .....	37
<b>7. Responsables</b> .....	38
<b>8. Anexos</b> .....	39
<b>9. Bibliografía</b> .....	45

## Índice de Gráficas

Gráfica 1. Evolución de las líneas de transmisión de Costa Rica, periodo 2006 – 2019. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019).....	12
Gráfica 2. Evolución de la capacidad de transformación sistema de transmisión de Costa Rica, periodo 2006 – 2019. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019).....	13
Gráfica 3 Distribución de obras de transmisión en función de la fecha de entrada en operación, periodo 2019 – 2029. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019).....	26
Gráfica 4. Comportamiento de los costos de inversión proyectados en el sistema de transmisión, periodo 2019 – 2029. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019).....	29
Gráfica 5. Comportamiento de los costos operativos proyectados del sistema de transmisión, periodo 2019 – 2029. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019).....	31
Gráfica 6. Comportamiento de costos totales anuales proyectados del sistema de transmisión, periodo 2019 – 2029. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019).....	32
Gráfica 7. Comportamiento de costos totales acumulados proyectados del sistema de transmisión, periodo 2019 – 2029. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019).....	32

## Índice de Tablas

Tabla 1. Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2019 - 2029. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019).....	15
Tabla 2. Incrementos en kilómetros de líneas y en MVA del sistema de transmisión para el periodo 2019 – 2029. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019).....	18
Tabla 3. Incremento porcentual en MVA en transformación, para el periodo 2019 - 2029. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019).....	19
Tabla 4. Incremento porcentual en km de líneas de transmisión, para el periodo 2019 - 2029. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019).....	19
Tabla 5. Obras nuevas entre el PET 2017-2027 y el PET 2019-2029. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019) .....	21
Tabla 6. Obras finalizadas entre el PET 2017-2027 y el PET 2019-2029. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019).....	22
Tabla 7. Obras reprogramadas entre el PET 2017-2027 y el PET 2019-2029. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019) .....	23
Tabla 8. Obras retiradas entre el PET 2017-2027 y el PET 2019-2029. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019).....	25
Tabla 9. Costos de inversión del Plan de Expansión de Transmisión, periodo 2019 – 2029. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019).....	28
Tabla 10. Costos de administración, operación y mantenimiento del Plan de Expansión de Transmisión, periodo 2019 - 2029. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019).....	30
Tabla 11. Costos totales del Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2019 - 2029. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019).....	31
Tabla 12. Cálculo de los Costos Promedio Incrementales de Largo Plazo de Transmisión. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019).....	34
Tabla 13. Comparación CPILPT entre los Planes de Expansión de la Transmisión 2017 y 2019. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019).....	35
Tabla 14. Tarifa vigente publicada. (Autoridad Reguladora de Servicios Públicos, Abril 2019).....	35

# Resumen Ejecutivo

El presente documento considera la actualización del Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2019 – 2029, con fechas oficiales a junio 2019, donde se cuenta con un cronograma actualizado de la entrada en operación de las obras de transmisión en el periodo comprendido entre noviembre 2017 a junio de 2019, el cual se puede ver en la Tabla 1.

La actualización de este informe está compuesta por 91 obras de transmisión en total, en donde 18 obras entraron en servicio, 13% corresponden a obras incorporadas y 13% a obras retiradas. Del restante de obras el 1% corresponde a obras cuya fecha de entrada en servicio presentaron adelanto de 6 meses o menos, 10% mantuvieron su fecha y 43% de obras presentaron atrasos de 6 meses o más.

A partir de los estudios técnicos elaborados durante los años 2017 y 2019 para el presente Plan de Expansión, se determinó que los proyectos de transmisión que resultan prioritarios para asegurar la suficiente capacidad de transporte, son los siguientes:

- Incremento de la capacidad de transporte de líneas de 138 kV y 230 kV (2019 y 2020).
- Anillo Sur (2020).
- Anillo de Miravalles (2023).
- Refuerzo de transmisión Norte – Centro (2026).

En todos los proyectos listados anteriormente se deben respetar las fechas establecidas en el presente plan y como un esfuerzo adicional siempre que sea factible, se buscará la manera de adelantar su entrada en operación.

El análisis de costos incluye la inversión anualizada, así como un estimado de los costos operativos incrementales del sistema de transmisión.

Todos los costos se muestran en dólares constantes de los Estados Unidos de América, tomando como referencia la actualización de las premisas económicas para el período

2018-2027 emitida por la (Gerencia Servicios Corporativos, ICE, 2018) para el periodo 2019 – 2029, véase Anexo 5.

Adicionalmente, se realizó la actualización del Costo Promedio Incremental de Largo Plazo de Transmisión como una señal de eficiencia de las inversiones.



Desde la perspectiva de inversiones, para el quinquenio 2019 – 2023 se tiene una inversión total anual de \$174 millones, mientras que para el periodo 2024 – 2029 alcanzaría los \$83 millones.

El Plan de Expansión de Transmisión 2019 – 2029 tiene un costo total acumulado de inversión de \$257 millones de dólares al 2029 de los cuales \$88.5 millones corresponden a inversiones por parte del ICE. El valor presente neto de las inversiones del plan es de \$206.2 millones.

En cuanto a los costos operativos, para el periodo 2019 – 2029 se requiere de un acumulado de \$159.4 millones para operar el sistema de transmisión, cuyo valor presente es de \$99.7 millones

Como conclusión, el costo total acumulado requerido para satisfacer las necesidades de expansión y operación del sistema de transmisión en el periodo 2019 – 2029 alcanza los \$416.7 millones.

En la actualización del Costo Promedio Incremental de Largo Plazo de Transmisión de energía dio un valor de \$19.7/MWh y es un 3% mayor que el estimado en 2017 de \$19.1/MWh, mientras que el de potencia se calculó en \$163.7/kW y es un 11% mayor que el estimado en 2017 el cual fue de \$147.9/kW.

En ambos casos, el cambio presentado obedece, a la disminución en la inversión total en el horizonte 2019 – 2029 y principalmente a la reducción en la proyección de la demanda a largo plazo.

Este valor no debe ser utilizado como una señal de ajuste tarifario bajo ninguna circunstancia, pero sí puede ser un indicador de eficiencia de las inversiones en el horizonte considerado en función de la demanda incremental atendida.

# 1. Introducción

La red de transporte permite trasegar grandes bloques de electricidad desde las centrales de generación que son constituidos como los puntos de inyección hasta los puntos del sistema en donde es extraída por las empresas distribuidoras.

Por tal motivo, el presente documento corresponde a la actualización del Plan de Expansión de la Transmisión de Costa Rica en el periodo comprendido entre el 2019 - 2029, en el cual se enmarca el proceso de Planificación de la Transmisión acorde a lo establecido en el procedimiento interno (Negocio de Transmisión ICE, Marzo 2008).

En Costa Rica las inversiones en transmisión, tienen el propósito de satisfacer las necesidades de sus clientes actuales y futuros, garantizando el cumplimiento de los criterios técnicos, económicos, financieros y ambientales vigentes en todo momento.

Lo anterior implica que el dimensionamiento de la red de transmisión sea en términos de capacidad (MW), pero la valoración de beneficios económicos se realice a partir de valores de energía.

Otro aspecto importante en el desarrollo y planificación de las redes, tomando en consideración que la planificación se realiza de manera centralizada, es que las expansiones de la red van a maximizar el beneficio social.

En Costa Rica esta tarea la realiza el Instituto Costarricense de Electricidad por medio del Negocio de Transmisión, quien tiene la responsabilidad de planear las expansiones de la red de transmisión.

## 2. Consideraciones Generales

### 2.1 Alcance

Los proyectos a incluirse dentro del Plan de Expansión de la Transmisión comprenden:

1. Proyectos que representen un aumento de capacidad (MVA) tanto en subestaciones como en líneas de transmisión y que tengan nivel de pre-factibilidad.
2. Proyectos que representen un aumento en infraestructura del sistema de transmisión perteneciente al ICE, tanto en subestaciones (barras, módulos) como en líneas (km) y que tengan nivel de pre-factibilidad.
3. Remplazo de transformadores de potencia basados en su condición.
4. Traslado de módulos, transformadores, reactores y bancos de capacitores.
5. Reconstrucciones de líneas por condición.
6. Conexiones al sistema de transmisión perteneciente al ICE.
7. Proyectos de generación amparados a la ley 7200 y la ley 7508 que resulten adjudicados a través del proceso licitatorio correspondiente.
8. Proyectos ICE generación incluidos dentro del Plan de Expansión de la Generación Vigente, que cuenten con ubicación espacial.
9. Proyectos de desarrolladores externos al ICE para extracción o inyección de energía que cuenten con asignación nacional o regional de conexión.

Exclusiones:

Proyectos desarrollados por entes externos al ICE para extracción o inyección de energía que cuenten únicamente con solicitud de conexión preliminar.

### 2.2 Información solicitada para la presente actualización

La información base utilizada fue el Plan de Inversiones de Transmisión junio 2019, el Plan de Expansión de Transmisión 2017- 2027 y el Plan de Expansión de la Generación 2018-2034.

Para la presente revisión del plan de expansión de transmisión se hizo una actualización de las fechas de entrada en operación de las obras de transmisión. Las mismas fueron



actualizadas a partir de información recopilada del seguimiento de los proyectos, por parte del Proceso Expansión de la Red.

Las obras de conexión incluidas en el plan están alineadas a las fechas asociadas a los proyectos comprendidos en el Plan de Expansión de Generación 2018 - 2034, incluido en el Anexo 4.

Los avances en la integración de la planificación relacionados con el tema de crecimiento de la demanda, magnitud y espacialidad se incorporan paulatinamente en las actualizaciones de los estudios técnico económicos de los proyectos existentes, en etapas de pre-factibilidad, factibilidad y análisis de nuevos proyectos.

La información contenida en este documento corresponde a una recopilación de obras en las etapas de pre inversión e inversión, por iniciativa del ICE u otros agentes del mercado eléctrico; por lo que no supone un compromiso entre las partes. El uso de su contenido deberá ser exclusivamente de carácter informativo, sin establecer, o modificar condiciones contractuales particulares de cada obra entre el ICE y terceros. Por lo tanto, el uso de esta información con otros fines o sin la autorización del Negocio de Transmisión del ICE, son de exclusiva responsabilidad de quien lo realiza.

## **2.3 Metodología**

La metodología empleada pretende analizar de manera integral el sistema de transmisión de Costa Rica, tomando en consideración escenarios de demanda máxima, media y mínima en época seca y lluviosa incluyendo el sistema de América Central y el equivalente del sistema de México con escenarios sin y con transferencias regionales en sentido Norte – Sur y Sur - Norte de 300 MW.

Además, se construyeron escenarios futuros, tomando en consideración, la información oficial establecida en los planes de expansión de la generación y transmisión vigentes del ICE, véase Anexo 3 y Anexo 4, en donde, los parámetros de los nuevos elementos de red, fueron propuestos por el área de Planeamiento de la Red del Negocio de Transmisión del ICE.

El desarrollo planteado en este documento, busca generar propuestas de expansión de en todo el país, en donde se toman en consideración la infraestructura establecida en los documentos (Planificación y Desarrollo Eléctrico ICE, Mayo 2019), (Negocio de Transmisión ICE, Noviembre 2017), proyectos de consumo determinados por empresas distribuidoras o usuarios de alta tensión y proyectos de transmisión en etapa de pre factibilidad.

## 2.4 Programas utilizados

---

Para llevar a cabo la actualización del presente documento se utilizaron los siguientes programas:

- PSS/E de Siemens, versión 33.5: Programa especializado para simulación de sistemas de potencia.
- (PSS/E-lab): Programa desarrollado para optimizar los tiempos de procesamiento de información, desarrollado por el Centro de Investigación en Sistemas de Potencia; perteneciente, a Ingeniería y Construcción del ICE.
- SDDP de PSR: Programa utilizado para operación óptima del sistema eléctrico según el algoritmo de Programación Dinámica Estocástica Dual.

## 2.5 Abreviaturas

---

ICE: Instituto Costarricense de Electricidad.

L.T: Línea de Transmisión.

S.T: Subestaciones de Transmisión.

PEG: Plan de Expansión de la Generación.

PET: Plan de Expansión de la Transmisión.

PG: Proyecto de generación.

RMER: Reglamento de Mercado Eléctrico Regional.

CPILPT: Costos Promedio Incrementales de Largo Plazo de Transmisión

## 2.6 Criterios

---

Los criterios utilizados para llevar a cabo la actualización del Plan de Expansión de la Transmisión 2019 -2029 consideran:

- La normativa emitida por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos; específicamente, con lo indicado en la Norma Técnica para la Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN).

- Los criterios de evaluación corresponden a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño definidos en el capítulo 16 del RMER.

Los criterios para llevar a cabo la clasificación de los proyectos fueron los siguientes:

- Obras nuevas: Se refieren a las obras de transmisión que son incluidas por primera vez en el Plan de Expansión de la Transmisión.
- Obras finalizadas: Son las obras de transmisión que fueron incluidas en el plan de expansión anterior y al actualizarlo, reflejen que ya entraron en operación.
- Obras reprogramadas: Se considerará que una obra ha sido reprogramada, cuando esta se encuentre en la etapa de Pre inversión o cuando se encuentre en la etapa constructiva y presente algún cambio de fecha aprobadas por el Negocio de Transmisión.
- Obras retiradas: Se refieren a las obras de transmisión que fueron incluidas en el plan de expansión anterior y al actualizarlo, reflejen que deben ser retiradas por cambios en el PEG vigente o porque el sistema de transmisión no lo requiere.

### 3. Descripción del Sistema de Transmisión de Costa Rica al año 2019.

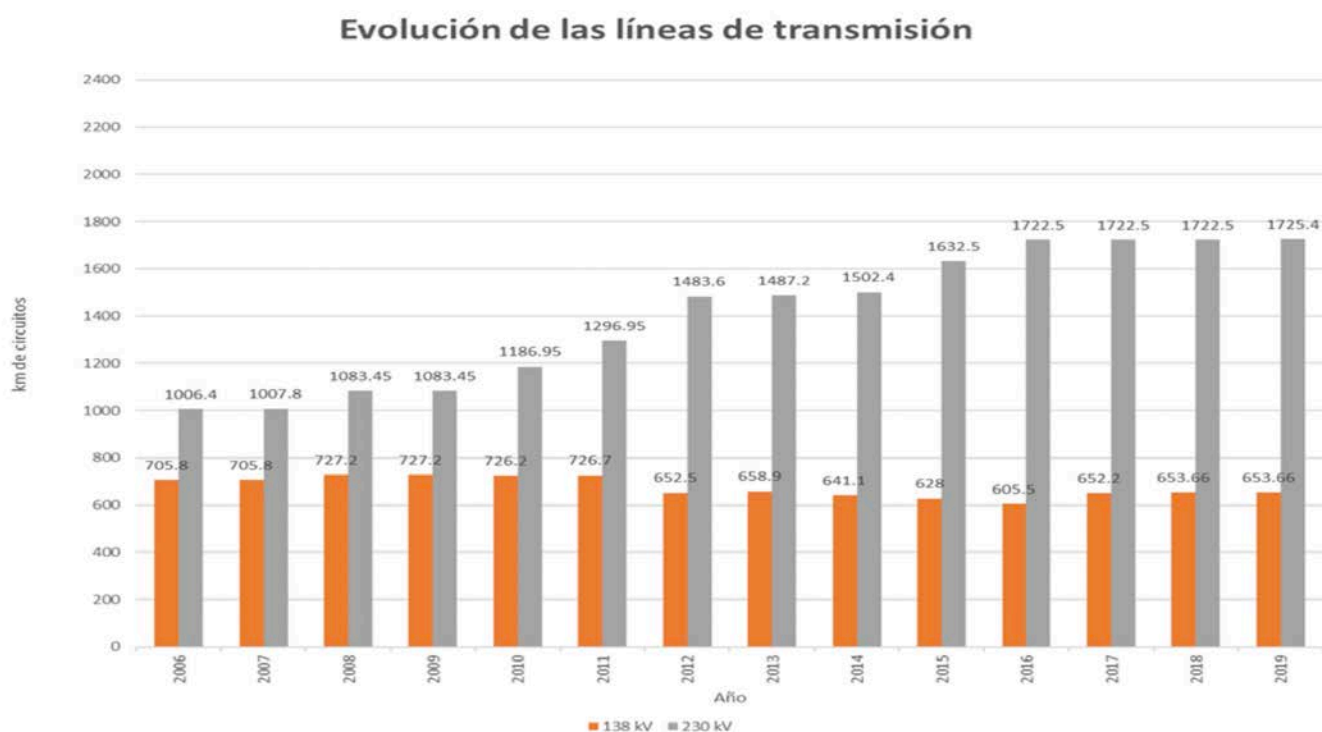
#### 3.1 Evolución del sistema de transmisión.

En este apartado, se analizará la evolución del sistema de transmisión en términos de longitud de líneas, así como en aumento de capacidad en MVA, entre los años 2006 a 2019.

En el Anexo 1 y Anexo 2, se pueden encontrar los mapas de Costa Rica con información asociada a la red de transmisión para los años 2019 y 2029.

##### 3.1.1 Evolución de las líneas de transmisión 230 y 138 kV.

La evolución presentada en el sistema de transmisión en cuanto a la longitud de líneas se detalla en las Gráfica 1, con cierre a junio de 2019.



Gráfica 1. Evolución de las líneas de transmisión de Costa Rica, periodo 2006 – 2019. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019)

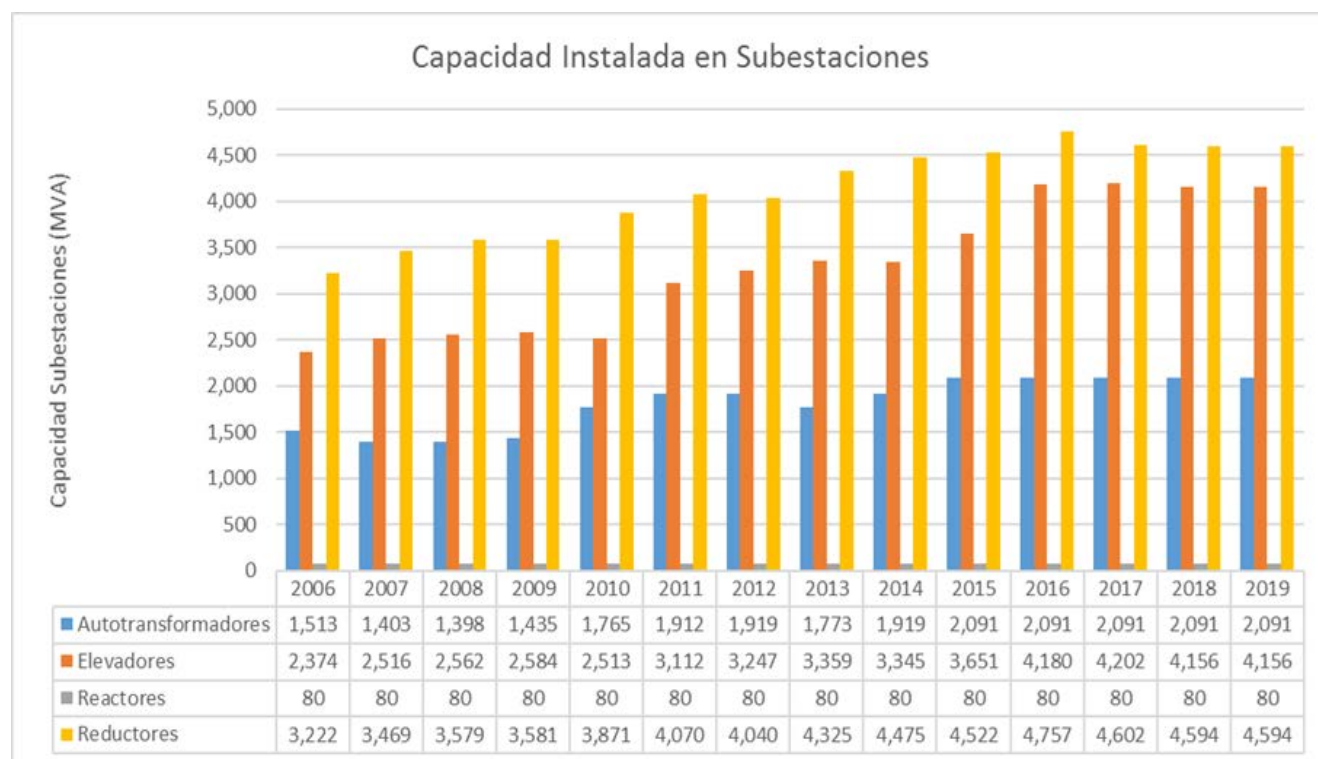
En la actualidad la red cuenta con un total de 2379 km de líneas de transmisión, distribuidos en 1725.4 km de enlaces en 230 kV y 653.6 km en 138 kV.

La tendencia mostrada entre los años 2017 y 2018, evidencian un aumento de los kilómetros de líneas de 138 kV, esto se debe principalmente al desvío de las líneas de transmisión Caja – Colima / Caja – Heredia en 138 kV.

Mientras que el aumento identificado entre los años 2018 y 2019 en las líneas de transmisión en 230 kV, obedecen a los desvíos de las líneas de transmisión Lindora – San Miguel y Río Claro – Frontera con Panamá respectivamente, véase Gráfica 1.

### 3.1.2 Evolución de la capacidad de transformación.

La evolución presentada en el sistema de transmisión en cuanto a capacidad de transformación se detalla en la Gráfica 2, con cierre a junio de 2019.



Gráfica 2. Evolución de la capacidad de transformación sistema de transmisión de Costa Rica, periodo 2006 – 2019. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019)

En cuanto a transformación, el sistema posee una capacidad de 10921 MVA, de los cuales 4594 MVA corresponden a transformadores reductores, 4156 MVA a elevadores, 2091 MVA a autotransformadores y 80 MVA a reactores para control de tensión. Durante los últimos dos años 2018 y 2019 el comportamiento de la cantidad de MVA en el sistema se ha mantenido estable.

### **3.2 Plan de Expansión del Sistema de Transmisión 2019 - 2029**

---


La Tabla 1 muestra la actualización del Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2019 - 2029. Las fechas mostradas corresponden a la entrada en servicio de las obras de transmisión con corte a junio de 2019.

En el caso de líneas existentes donde hay un aumento de capacidad de transporte se incluye el cálculo de capacidades en estado estable y estado de emergencia para el día y la noche en MVA.

En el caso de líneas futuras donde no se cuenta con el diseño y la selección definitiva del conductor necesario para este modelado, no se incluye esta información y se brinda únicamente la capacidad en estado estable durante el día con la que se formuló el proyecto y se dimensionó la obra.



Tabla 1. Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2019 - 2029. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019)

Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2019 – 2029							 Negocio de Transmisión Red Inteligente de Transmisión Eléctrica
Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
2019	1	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Miravalles - Mogote *	230	Certificación de capacidad 390 MVA. Capacidad estado estable día 390 MVA, noche 447 MVA. Capacidad emergencia día 489 MVA, noche 578 MVA.
				LT	Mogote - Pailas*	230	Certificación de capacidad 380 MVA. Capacidad estado estable día 380 MVA, noche 438 MVA. Capacidad emergencia día 475 MVA, noche 566 MVA.
				LT	Río Claro - Progreso	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA. Capacidad estado estable día 300MVA, noche 362 MVA. Capacidad emergencia día 372 MVA, noche 389 MVA.
		PG Pailas 2	ICE	ST	Pailas	230	Ampliación de la subestación para la conexión del módulo de línea para la conexión del PG Pailas 2. Traslado de los módulos de línea.
	2	Transformación de Energía	ICE	ST	Moín	230	Traslado de Modulo de reserva, obras civiles ( tanque colector de aceite)
	3	Interconexión APM Terminals	APM	LT	Moín - Reventazón	230	670 MVA. Derivación de la LT Moín - Reventazón para la conexión de la nueva barra (1 km, 2 circuitos)
				ST	Río Blanco	230	ST Río Blanco (doble barra, 2 módulos de línea, 2 de transformador y prevista de 4 adicionales, 80 MVA.
	4	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Liberia - Frontera	230	Incremento de la capacidad de transporte de 250 MVA a 390 MVA. Capacidad estado estable día 390MVA, noche 442 MVA. Capacidad emergencia día 485 MVA, noche 566 MVA.
				LT	Caja - Colima	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA. Capacidad estado estable día 190MVA, noche 222 MVA. Capacidad emergencia día 231 MVA, noche 277 MVA.
				LT	Caja - Heredia	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA. Capacidad estado estable día 190MVA, noche 222 MVA. Capacidad emergencia día 231 MVA, noche 277 MVA.
				LT	Colima - Heredia	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA. Capacidad estado estable día 190MVA, noche 222 MVA. Capacidad emergencia día 231 MVA, noche 277 MVA.
				LT	Lindora - La Caja #2 **	230	Incremento de la capacidad de transporte de 380 MVA a 432 MVA. Capacidad estado estable día 432 MVA, noche 501 MVA.
				LT	Garita - Lindora	230	Incremento de la capacidad de transporte de 470 MVA a 528 MVA. Capacidad estado estable día 528 MVA, noche 627 MVA. Capacidad emergencia día 607 MVA, noche 738 MVA.
		Reemplazo de transformadores de potencia basados en su condición	ICE	ST	Escazú	138	Sustitución del transformador 03-92, 138/34.5 kV,30 MVA por 45 MVA.
2020	1	Renovación de Transformadores de Potencia	ICE	ST	Anonos	138	Reconfiguración y ampliación de la subestación (Módulo de línea de transmisión, 3 de transformador, 8 de línea de distribución y 1 transformador, 45 MVA). BID CCLIP 02
		Reemplazo de transformadores de potencia basados en su condición	ICE	ST	Caja	230	Sustitución del Autotransformador 12-81, 230/138 kV con capacidad de 100MVA por 110 MVA.
				ST	Desamparados	138	Sustitución del transformador 7-91, 138/34,5/13,8 kV con capacidad de 45 MVA por otro a 75 MVA. BID CCLIP 2747
				ST	Naranjo	138	Sustitución de la Movil 138/34,5/13,8 kV por transformador de 45 MVA
		Tejona	ICE	ST	Tejona	230	Ampliación de la subestación para conectar el transformador (2 -03), (55 MVA), proveniente de ST Arenal.
		UAT Florida Bebidas	Florida Bebidas	ST	Belén	230	Módulo para conexión del UAT.

**Tabla 1. Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2019 - 2029. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019)**

**Continuación**

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
2020	2	L.T Tanque - Tejona 34,5 kV	ICE	LT	Tanque - Tejona	34,5	Reconstrucción de la línea Tanque – Tejona 34,5 kV a 36 MVA en circuito sencillo. Capacidad estado estable día 40,5 MVA, noche 44,3 MVA, emergencia día 41,9 MVA, noche 46 MVA.
		Anillo Sur	ICE	LT	Pirris - Tejar	230	Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito. Capacidad de 345 MVA. Longitud aproximada de 19.7 km entre LT Tarbaca - El Este.
				LT	Higuito - El Este	230	Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito. Capacidad de 600 MVA. Longitud aproximada de 19.7 km entre LT Tarbaca - El Este.
				ST	Higuito	230	ST Higuito (interruptor y medio, 2 salidas de línea, 1 de transformador, 45 MVA).
				LT	Higuito - El Este	230	Derivación de la LT Tarbaca - Pirris para conectar la ST Higuito. Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito. Capacidad de 600 MVA. Longitud aproximada entre el entronque y la subestación Higuito será de 5,8 km.
				LT	Tarbaca - Higuito	230	Derivación de la LT Tarbaca - Pirris para conectar la ST Higuito. Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito. Capacidad de 600 MVA. Longitud aproximada entre el entronque y la subestación Higuito será de 5,8 km.
				LT	Tarbaca - Higuito	230	Reconstrucción de la LT Tarbaca - Pirris 230 kV. Capacidad de 600 MVA. Longitud aproximada entre la derivación a ST Higuito y la torre 70 será de 1.5 km. Consiste en el cambio del conductor del circuito norte a un bundle 2x636 MCM.
				LT	El Este - Tejar	230	1- Reconstrucción de la L.T El Este -Tejar. Línea de transmisión en configuración de doble circuito. Capacidad de 348 MVA. Longitud aproximada 14 km. 2- Derivación de la L.T El Este - Tejar a la s.t tejar. Línea de transmisión en configuración de doble circuito. Capacidad de 348 MVA. Longitud aproximada entre la derivación y la S.T Tejar será de 2 km.
				ST	Tejar	230	Dos Módulos uno para salidas de línea de transmisión y otro de enlace de barras tecnología GIS
		Interconexión CoopeGuanacaste	ICE	ST	Guayabal	69	Sustitución del transformador 1-97, 138/24,9 kV 30 MVA, por uno nuevo 138/69 kV 45 MVA. BID CCLIP 2747.
	3	Interconexión CoopeGuanacaste	CoopeGuanacaste	ST	Guayabal	69	Construcción del módulo de baja tensión del transformador 138 / 69 kV.
	3	Tejona	ICE	ST	Tejona	230	Ampliación de la subestación para conectar el transformador (6-02), (55 MVA), proveniente de ST Arenal.
		Interconexión CoopeGuanacaste	ICE	ST	Nuevo Colón	230	Instalación de un transformador 230/69-34,5/13,8 kV, 60 MVA. BID CCLIP 2747.
			CoopeGuanacaste			230	Ampliación de la subestación para la construcción del módulo de baja tensión del transformador 230 / 69 kV.
		Remplazo de transformadores de potencia basados en su condición	ICE	ST	Caja	230	Instalación del Transformador 3_230 / 34.5 / 13.8, 45 MVA .BID CCLIP 2747.
			ICE	ST	Alajuelita	138	Sustitución del transformador 11-81, 138/34.5 kV con capacidad de 75 MVA por otro de 75 MVA. BID CCLIP 2747.
ST				Heredia	138	Sustitución de los transformadores 4-81, 6-81, 138/34.5 kV con capacidad de 30 MVA por dos de 45 MVA. BID CCLIP 2747.	
4	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	San Isidro - Palmar	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA. Capacidad estado estable día 300 MVA, noche 377 MVA. Capacidad emergencia día 376 MVA, noche 491 MVA.	
	LT		Río Macho - San Isidro	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA. Capacidad estado estable día 300 MVA, noche 386 MVA. Capacidad emergencia día 386 MVA, noche 521 MVA.		
	Remplazo de transformadores de potencia basados en su condición		ST	Caja	230	Sustitución del Autotransformador 10-77, 230/138 kV con capacidad de 100MVA por otro monofásico a 110 MVA. BID CCLIP 2747.	
2021	1	Remplazo de transformadores de potencia basados en su condición	ICE	ST	Caja	230	Sustitución del Autotransformador 11-77, 230/138 kV con capacidad de 100MVA por otro monofásico a 110 MVA. BID CCLIP 2747.
				ST	Coronado	230	Instalación del Transformador #2_230 / 34.5 / 13.8, 45 MVA .BID CCLIP 2747.
		PH San Rafael	Grupo H Solís GHS	ST	San Isidro	34,5	Módulo para línea de conexión de la planta
	2	PH Río Bonilla 1320 - PH Río Bonilla 510	Hidrodesarrollos del Río Platanares	ST	Angostura	34,5	Módulo para línea de conexión de ambas plantas
	3	Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	ST	Guayabal	24,9	Instalación de 2 módulos para la conexión de 2 bancos de capacitores. Cada uno para 6 MVar.
						138	Instalación de barra principal y auxiliar 138 kV

**Tabla 1. Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2019 - 2029. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019)**

**Continuación**

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
2021	4	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Caja - Coco	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA. Capacidad estado estable día 190 MVA, noche 222 MVA. Capacidad emergencia día 231 MVA, noche 277 MVA.
				LT	Caja - Garita	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA. Capacidad estado estable día 190 MVA, noche 222 MVA. Capacidad emergencia día 231 MVA, noche 277 MVA.
				LT	Coco - Garita	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA. Capacidad estado estable día 190 MVA, noche 222 MVA. Capacidad emergencia día 231 MVA, noche 277 MVA.
		Reemplazo de transformadores de potencia basados en su condición	ICE	ST	Cañas	230	Sustitución del autotransformador 9-77, 230/138 kV, 110 MVA.
2022	3	Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	LT	Cañas - Filadelfia ***	138	Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 200 MVA. Capacidad para operar a 230 kV será 300 MVA y en 138 kV a 200 kV.
				LT	Filadelfia - Guayabal ***	138	Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 200 MVA. Capacidad para operar a 230 kV será 300 MVA y en 138 kV a 200 kV.
2023	4	Anillo de Miravalles	ICE	ST	Fortuna	230	ST Fortuna (interruptor y medio, 4 salidas de línea), traslado e instalación del reactor de línea de 20 MVar de la ST Cañas.
				LT	Mogote - Miravalles	230	380 MVA. Derivación de la línea en la ST Fortuna (1 km, 2 circuitos). Capacidad estado estable día 380 MVA, noche 439 MVA. Capacidad emergencia día 475 MVA, noche 566 MVA.
			EPR	LT	Ticuantepé - Cañas	230	338 MVA. Derivación de la LT SIEPAC en la ST Fortuna (0.5 km, 2 circuitos)
2024	1	Moín Ampliación 12	ICE	ST	Moín	230	Ampliación de la barra A 230 kV
							Instalación de Transformador 1 y 2. 230/34.5/13.8, 45 MVA
						138	Desmantelamiento de la Barra A_ 138 kV
2025							
2026	1	Borinquén 1	ICE	ST	Borinquén	230	ST Borinquén (interruptor y medio, 3 salidas de línea, 1 para la conexión de la planta)
	3	Refuerzo de Transmisión Norte-Centro	ICE	ST	Garabito	230	Ampliación de la subestación para la conexión de un módulo de línea
				ST	San Rafael	230	ST San Rafael (interruptor y medio, 6 salidas de línea).
				LT	Garabito - San Rafael	230	600 MVA . Nueva línea de transmisión (70 km, 1 circuito).
				LT	Lindora - Tarbaca 1 y 2	230	343 MVA. Derivación de las líneas Lindora - Tarbaca 1 y 2 en la ST San Rafael (1 km, 2 líneas de 2 circuitos)
				ST	La Caja	230	Ampliación de la subestación para la conexión de dos módulos de línea (uno en cada barra)
				LT	Lindora - San Miguel 1	230	Derivación de la LT Lindora - San Miguel 1 en la ST La Caja (1 km, 2 circuitos), 380 MVA.
2027							
2028							
2029							

**Notas aclaratorias**

\* Para la línea de transmisión Miravalles - Mogote, si bien no se da un incremento en la capacidad en estado estable durante el día, la certificación representa un aumento en las capacidades de emergencia.

\*\* Para la línea Lindora La Caja #2 se encuentra pendiente el cálculo de capacidades de emergencia.

\*\*\*Información de carácter informativo, se excluye al ICE de cualquier responsabilidad del uso de esta tabla con otros fines o sin la autorización del ICE.

### 3.3 Crecimiento Período 2019-2029

En la Tabla 2 se observa el incremento en MVA y km de líneas de transmisión para el periodo 2019-2029.

**Tabla 2. Incrementos en kilómetros de líneas y en MVA del sistema de transmisión para el periodo 2019 – 2029. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019)**

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema				Incrementos	
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de las obras de transmisión	MVA	km
2019	1	PG Pailas 2	ICE	ST	Pailas	230	Ampliación de la subestación para la conexión del módulo de línea para la conexión del PG Pailas 2.	70	
	3	Interconexión APM Terminals	APM	LT	Moín - Reventazón	230	670 MVA. Derivación de la LT Moín - Reventazón para la conexión de la nueva barra (1 km, 2 circuitos)		1
				ST	Río Blanco	230	ST Río Blanco (interruptor y medio, 2 módulos de línea, 2 de transformador y prevista de 4 adicionales, 80 MVA.	80	
	4	Remplazo de transformadores de potencia basados en su condición	ICE	ST	Escazú	138	Sustitución del transformador 03-92, 138/34.5 kV, 30 MVA por 45 MVA.	15	
2020	1	Renovación de Transformadores de Potencia	ICE	ST	Anonos	138	Reconfiguración y ampliación de la subestación (Módulo de línea, 3 de transformador, 8 de línea de distribución y 1 transformador, 45 MVA). BID CCLIP 02	45	
		Remplazo de transformadores de potencia basados en su condición	ICE	ST	Caja	230	Sustitución del Autotransformador 12-81, 230/138 kV con capacidad de 100MVA por 110 MVA.	10	
	2	Anillo Sur	ICE	LT	Pirris - Tejar	230	Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito. Capacidad de 345 MVA. Longitud aproximada de 19.7 km entre LT Tarbaca - El Este.		19,7
				ST	Higuito	230	ST Higuito (interruptor y medio, 2 salidas de línea, 1 de transformador, 45 MVA).	45	
				LT	Higuito - El Este	230	Derivación de la LT Tarbaca - Pirris para conectar la ST Higuito. Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito. Capacidad de 600 MVA. Longitud aproximada entre el entronque y la subestación Higuito será de 5,8 km.		5,8
	3	Interconexión CoopeGuanacaste	ICE	ST	Guayabal	69	Sustitución del transformador 1-97, 138/24.9 kV 30 MVA, por uno nuevo 138/69 kV 45 MVA. BID CCLIP 2747.	15	
		Interconexión CoopeGuanacaste	ICE	ST	Nuevo Colón	230	Instalación de un transformador 230/69-34,5/13,8 kV, 60 MVA. BID CCLIP 2747.	60	
		Remplazo de transformadores de potencia basados en su condición	ICE	ST	Caja	230	Instalación del Transformador 3_230 / 34.5 / 13.8, 45 MVA .BID CCLIP 2747.	45	
				ST	Heredia	138	Sustitución de los transformadores 4-81, 6-81, 138/34.5 kV con capacidad de 30 MVA por dos de 45 MVA. BID CCLIP 2747.	15	
	4	Remplazo de transformadores de potencia basados en su condición	ICE	ST	Caja	230	Sustitución del Autotransformador 10-77, 230/138 kV con capacidad de 100MVA por otro monofásico a 110 MVA. BID CCLIP 2747.	10	
2021	1	Remplazo de transformadores de potencia basados en su condición	ICE	ST	Caja	230	Sustitución del Autotransformador 11-77, 230/138 kV con capacidad de 100MVA por otro monofásico a 110 MVA. BID CCLIP 2747.	10	
				ST	Coronado	230	Instalación del Transformador 2_230 / 34.5 / 13.8, 45 MVA .BID CCLIP 2747.	45	
2023	4	Anillo de Miravalles	ICE	LT	Mogote - Miravalles	230	380 MVA. Derivación de la línea en la ST Fortuna (1 km, 2 circuitos). Capacidad estado estable día 380 MVA, noche 439 MVA. Capacidad emergencia día 475 MVA, noche 566 MVA.		1
			EPR	LT	Ticuantepé - Cañas	230	338 MVA. Derivación de la LT SIEPAC en la ST Fortuna (0.5 km, 2 circuitos)		0,5
2024	1	Moín Ampliación 12	ICE	ST	Moín		Instalación de Transformador 1 y 2_230 / 34.5 / 13.8, 45 MVA	90	
2026	1	Borinquén 1	ICE	ST	Borinquén	230	ST Borinquén (interruptor y medio, 3 salidas de línea, 1 para la conexión de la planta)	65	
	3	Refuerzo de Transmisión Norte-Centro	ICE	LT	Garabito - San Rafael	230	600 MVA . Nueva línea de transmisión (70 km, 1 circuito).		70
				LT	Lindora - Tarbaca 1 y 2	230	343 MVA. Derivación de las líneas Lindora - Tarbaca 1 y 2 en la ST San Rafael (1 km, 2 líneas de 2 circuitos)		1
				LT	Lindora - San Miguel 1	230	Derivación de la LT Lindora - San Miguel 1 en la ST La Caja (1 km, 2 circuitos), 380 MVA.		1

En los resultados alcanzados se observa un crecimiento del 6% en la capacidad de transformación, incluyendo la instalación de auto transformación y transformadores reductores y elevadores, véase Tabla 3.

Clasificación de Transformación	Instalado 2019	Crecimiento 2029	%
	MVA	MVA	
Autotransformación	2091	30	1%
Elevadores	4156	135	3%
Reductores	4594	455	10%
Reactores	80	0	0%
<b>Total</b>	<b>10921</b>	<b>620</b>	<b>6%</b>

Tabla 3. Incremento porcentual en MVA en transformación, para el periodo 2019 - 2029. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019).

En el caso de las líneas de transmisión el incremento, asociado al plan de expansión, es del 4% y considera exclusivamente infraestructura a nivel de 138 kV y 230 kV, véase Tabla 4.

Líneas de Transmisión	Instalado 2019	Crecimiento 2029	%
	km	km	
Nivel 230 kV	1723	100	6%
Nivel 138 kV	652	0	0%
<b>Total</b>	<b>2375</b>	<b>100</b>	<b>4%</b>

Tabla 4. Incremento porcentual en km de líneas de transmisión, para el periodo 2019 - 2029. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019)

### 3.4 Variaciones en el Plan de Expansión de Transmisión

La principal variación en el plan de expansión de la transmisión fue la eliminación de la transmisión sur-centro que estaba asociada a la planta Diquís y el desplazamiento del proyecto Borinquen 2.

#### 3.4.1 Estudios relevantes periodo comprendido 2017-2019.

En el periodo comprendido entre noviembre 2017 a junio de 2019 se realizaron los estudios detallados a continuación. Los resultados obtenidos fueron incorporados en el Plan de Expansión de la Transmisión 2019-2029, asociado al presente documento.

- Transmisión Sur – Centro: Se analizó el comportamiento del sistema de transmisión sin la conexión del PH Diquís y la transmisión asociada.
- Proyecto Anillo de Miravalles: Se finalizó la actualización del estudio de factibilidad y se dio inicio al proceso de conexión regional, tomando en consideración las últimas disposiciones emitidas por la Comisión Regional de Interconexiones Eléctricas.
- Comportamiento del sistema de transmisión hasta el 2039: Se consideró la sustitución de la planta Diquís por proyectos de generación renovables (fuentes eólica y solar) sin una ubicación definida a partir del año 2028.
- Proyecto Norte – Centro: Se inició el proceso de actualización del estudio de factibilidad.
- Estudio de factibilidad técnica y económica: Barras de Alta Tensión de las Subestaciones Cóbano, Colorado y Juanilama.  
Además, se atendieron 15 solicitudes de conexión preliminares cuya señal fue considerada para fines indicativos en la formulación y el dimensionamiento de las obras de transmisión en el mediano y largo plazo.



### 3.4.2 Obras nuevas

En el presente plan de expansión de la transmisión, se han identificado e incorporado los siguientes proyectos u obras de transmisión detallados en la Tabla 5.

Tabla 5. Obras nuevas entre el PET 2017-2027 y el PET 2019-2029.  
(Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019)

Nombre del Proyecto	Elemento del sistema				Entrada en operación	
	Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de las obras de transmsión	Año	Trim
Reemplazo de transformadores de potencia basados en su condición	ST	Escazú	138	Sustitución del transformador 03-92, 138/34.5 kV,30 MVA por 45 MVA.	2019	4
		Naranjo	138	Sustitución de la Movil 138/34,5/13,8 kV por transformador de 45 MVA	2020	1
		Desamparados	138	Sustitución del transformador 7-91, 138/34,5/13,8 kV con capacidad de 45 MVA por otro a 75 MVA. BID CCLIP 2747		1
		Caja	230	Sustitución del Autotransformador 12-81, 230/138 kV con capacidad de 100MVA por 110 MVA.		1
				Instalación del Transformador 3, 230 / 34.5 / 13.8, 45 MVA .BID CCLIP 2747.		3
				Sustitución del Autotransformador 10-77, 230/138 kV con capacidad de 100MVA por otro monofásico a 110 MVA. BID CCLIP 2747.	4	
	ST	Coronado	230	Instalación del Transformador 2, 230 / 34.5 / 13.8, 45 MVA .BID CCLIP 2747.	2021	1
	ST	Caja	230	Sustitución del Autotransformador 11-77, 230/138 kV con capacidad de 100MVA por otro monofásico a 110 MVA. BID CCLIP 2747.		1
Tejona	LT	Tanque - Tejona	34,5	Reconstrucción de la LT Tanque - Tejona	2020	2
Moín Ampliación 12	ST	Moín	230	Ampliación de la barra A 230 kV	2024	1
				Instalación de Transformador 1 y 2, 230 / 34.5 / 13.8, 45 MVA		
				Desmantelamiento de la Barra A, 138 kV		

Los proyectos identificados en la Tabla 5 corresponden en mayor proporción a sustitución o instalación de transformadores de potencia requeridos por el sistema de transmisión, según lo establecido en el plan de sustitución o reemplazo de transformación que mantiene el Negocio de Transmisión.

Además, se incorporó la reconstrucción de la L.T Tanque – Tejona 34.5 kV y las obras asociadas a la ampliación #12 de la subestación Moín 230 kV.

### 3.4.3 Obras finalizadas y en operación.

Desde noviembre de 2017 a junio de 2019 entraron en servicio 19 obras asociadas a los proyectos de transmisión que son detallados en la Tabla 6.

**Tabla 6. Obras finalizadas entre el PET 2017-2027 y el PET 2019-2029.**  
(Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019)

Nombre del Proyecto	Elemento del sistema				Entrada en operación	
	Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de las obras de transmisión	Año	Trim
Cariblanco - Trapiche	ST	General	230	Reconfiguración y ampliación de la subestación (interruptor y medio, 2 salidas de línea y 2 módulos para la planta General)	2017	4
Anillo Sur	ST	El Este	230	Reconstrucción de la subestación El Este (interruptor y medio, 4 salidas de línea, 2 de transformador).	2018	1
	ST	San Miguel	230	Ampliación de la subestación para la conexión del módulo de línea en la ST San Miguel.		1
	LT	San Miguel - El Este	230	347 MVA. LT San Miguel - El Este circuito 2 (20.2 km)		1
	LT	El Este - Tejar	230	348 MVA. Reconstrucción del tramo El Este -Tejar (14 km, 2 circuitos). Derivación a la ST Tejar (2 km, 2 circuitos)		1
	ST	El Este	230	Instalación de 2 transformadores 230/34.5 kV (90 MVA). BID CCLIP 13 y 14		1
Renovación de Transformadores de Potencia	ST	San Isidro	230	Sustitución del transformador #2 (45 MVA), módulo de línea de distribución, Módulo de reserva y ampliación de la barra. BID 08		2
Incremento de la capacidad de transporte	LT	Arenal - Miravalles	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 380 MVA		2
PE Altamira	ST	Tejona	34,5	Módulo para línea de conexión		2
PE Campos Azules	ST	Tejona	34,5	Módulo para línea de conexión		2
PH Los Negros 2	ST	Mogote	230	Ampliación de la subestación para la conexión del módulo para la instalación de un transformador y la línea de conexión		2
Incremento de la capacidad de transporte	LT	Pailas - Liberia	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 380 MVA		2
Cóbano	ST	Santa Rita	34.5 y 24.9	5 módulos de media tensión.		3
Incremento de la capacidad de transporte	LT	Liberia - Cañas	230	Incremento de la capacidad de transporte de 310 MVA a 390 MVA		4
Incremento de la capacidad de transporte	LT	Miravalles - Mogote *	230	Certificación de capacidad 390 MVA. Capacidad estado estable día 390 MVA, noche 439 MVA. Capacidad emergencia día 475 MVA, noche 566 MVA.	2019	1
	LT	Mogote - Pailas*	230	Certificación de capacidad 380 MVA. Capacidad estado estable día 380 MVA, noche 439 MVA. Capacidad emergencia día 475 MVA, noche 566 MVA.		1
	LT	Río Claro - Progreso	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA		1
PG Pailas 2	ST	Pailas	230	Ampliación de la subestación para la conexión del módulo de línea para la conexión del PG Pailas 2		1
Transformación de Energía	ST	Moín	230 y 138	Modulo de reserva, obras civiles ( tanque colector de aceite)		2

### 3.4.4 Obras reprogramadas.

La actualización efectuada del plan de expansión de la transmisión contempla las reprogramaciones a las obras en incluidas en el PET 2017 – 2027.

En la revisión efectuada se observa que un total de 43% de las obras de transmisión presentaron reprogramaciones, en donde, 5% corresponde a reprogramaciones menores a 6 meses, 8% a iguales 6 meses y 30% a mayores a 6 meses, véase Tabla 6.

**Tabla 7. Obras reprogramadas entre el PET 2017-2027 y el PET 2019-2029.**  
(Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019)

Nombre del Proyecto	Elemento del sistema				PET 2017		PET 2019	
	Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de las obras de transmisión	Año	Trim	Año	Trim
Interconexión APM Terminals	LT	Moín - Reventazón	230	670 MVA. Derivación de la LT Moín - Reventazón para la conexión de la nueva barra (1 km, 2 circuitos)	2018	3	2019	3
	ST	Río Blanco	230	ST Río Blanco (interruptor y medio, 2 módulos de línea, 2 de transformador y prevista de 4 adicionales, 80 MVA).	2018	3	2019	3
Incremento de la capacidad de transporte	LT	Liberia - Frontera	230	Incremento de la capacidad de transporte de 250 MVA a 390 MVA	2018	4	2019	4
	LT	Caja - Colima	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA	2018	4	2019	4
	LT	Caja - Heredia	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA	2018	4	2019	4
	LT	Colima - Heredia	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA	2018	4	2019	4
	LT	Lindora - La Caja #2	230	Incremento de la capacidad de transporte de 380 MVA a 450 MVA	2018	4	2019	4
	LT	Garita - Lindora	230	Incremento de la capacidad de transporte de 470 MVA a 550 MVA	2018	4	2019	4
Tejona	ST	Tejona	230	Ampliación de la subestación para conectar 1 transformador (55 MVA)	2018	3	2020	1
Renovación de Transformadores de Potencia	ST	Anonos	138	Reconfiguración y ampliación de la subestación (Módulo de línea, 3 de transformador, 8 de línea de distribución y 1 transformador, 45 MVA). BID CCLIP 02	2019	1	2020	1
Interconexión CoopeGuanacaste	ST	Guayabal	69	Sustitución del transformador 1-97, 138/24,9 kV 30 MVA, por uno nuevo 138/69 kV 45 MVA. BID CCLIP 2747.	2019	3	2020	2
Anillo Sur	LT	Pirris - Tejar	230	345 MVA. LT Tarbaca - El Este (19.7 km, 2 circuitos).	2019	4	2020	2
	ST	Higuito	230	ST Higuito (interruptor y medio, 2 salidas de línea, 1 de transformador, 45 MVA).	2019	4	2020	2
	LT	Higuito - El Este	230	600 MVA. LT Tarbaca - El Este (19.7 km, 2 circuitos).	2019	4	2020	2
	LT	Higuito - El Este	230	600 MVA. Derivación de la LT Tarbaca - Pirris a la ST Higuito (5.8 km, 2 circuitos).	2019	4	2020	2

**Continuación**

Anillo Sur	LT	Tarbaca - Higuito	230	600 MVA. Cambio de conductor de la LT Tarbaca - Pirrís (1.5 km)	2019	4	2020	2
	LT	Tarbaca - Higuito	230	600 MVA. Derivación de la LT Tarbaca - Pirrís a la ST Higuito (5.8 km, 2 circuitos).	2019	4	2020	2
	ST	Tejar	230	Módulos para 2 salidas de línea tecnología GIS	2019	4	2020	2
Tejona	ST	Tejona	230	Ampliación de la subestación para conectar 1 transformador (55 MVA)	2019	2	2020	3
Interconexión CoopeGuanacaste	ST	Guayabal	69	Construcción de una nueva barra a 69 kV.	2019	4	2020	3
	ST	Nuevo Colón	230	Instalación de un transformador 230/69-34,5/13,8 kV, 60 MVA. BID CCLIP 2747.	2019	2	2020	3
	ST	Nuevo Colón	231	Ampliación de la subestación para la instalación de un transformador 230/69-34,5/13,8 kV y la construcción de una nueva barra de 69 kV	2019	2	2020	3
Remplazo de transformadores de potencia basados en su condición	ST	Alajuelita	138	Sustitución del transformador 11-81, 138/34.5 kV con capacidad de 75 MVA por otro de 75 MVA. BID CCLIP 2747.	2020	2	2020	3
	ST	Heredia	138	Sustitución de los transformadores 4-81, 6-81, 138/34.5 kV con capacidad de 30 MVA por dos de 45 MVA. BID CCLIP 2747.	2020	2	2020	3
Incremento de la capacidad de transporte	LT	San Isidro - Palmar	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA	2019	4	2020	4
	LT	Río Macho - San Isidro	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA	2019	4	2020	4
PH San Rafael	ST	San Isidro	34,5	Módulo para línea de conexión de la planta	2019	1	2021	1
PH Río Bonilla 1320 y 510 se unen	ST	Angostura	34,5	Módulo para línea de conexión de la planta	2019	1	2021	2
Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ST	Guayabal	138	Instalación de barra principal y auxiliar	2019	4	2021	3
	ST	Guayabal	24,9	Instalación de 2 módulos para la conexión de 2 bancos de capacitores. Cada uno para 6 MVar.	2018	3	2021	3
Incremento de la capacidad de transporte	LT	Caja - Coco	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA. Capacidad estado estable día 190 MVA, noche 222 MVA. Capacidad emergencia día 231 MVA, noche 277 MVA.	2019	2	2021	4
	LT	Caja - Garita	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA. Capacidad estado estable día 190 MVA, noche 222 MVA. Capacidad emergencia día 231 MVA, noche 277 MVA.	2019	2	2021	4
	LT	Coco - Garita	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA. Capacidad estado estable día 190 MVA, noche 222 MVA. Capacidad emergencia día 231 MVA, noche 277 MVA.	2019	2	2021	4
Remplazo de transformadores de potencia basados en su condición	ST	Cañas	230	Sustitución del autotransformador 9-77, 230/138 kV, 110 MVA.	2020	3	2021	4
Anillo de Miravalles	ST	Fortuna	230	ST Fortuna (interruptor y medio, 4 salidas de línea), traslado e instalación del reactor de línea de la ST Cañas.	2023	3	2023	4
	LT	Mogote - Miravalles	230	380 MVA. Derivación de la línea en la ST Guayabo (1 km, 2 circuitos)	2023	3	2023	4
	LT	Ticuantepé - Cañas	230	338 MVA. Derivación de la LT SIEPAC en la ST Guayabo (0.5 km, 2 circuitos)	2023	3	2023	4
Borinquén 1	ST	Borinquén	230	ST Borinquén (interruptor y medio, 3 salidas de línea, 1 para la conexión de la planta)	2024	1	2026	1
Borinquén 2	ST	Borinquén	230	Módulo para línea de conexión	2026	1	2030	1

### 3.4.5 Obras retiradas.

Entre noviembre de 2017 a junio del 2019, un 13% de las obras de transmisión identificadas se eliminaron, debido al retiro de proyectos de generación del (Planificación y Desarrollo Eléctrico ICE, Mayo 2019), provocando que los refuerzos identificados en planes de expansión anteriores para estos proyectos, fueran excluidos.

El retiro de las barras auxiliares en las subestaciones de Cóbano, Juanilama y Colorado se fundamenta en el resultado alcanzado en el estudio llamado “ (Negocio de Transmisión , Estudio de factibilidad técnica y económica: Barras de Alta Tensión de las Subestaciones Cóbano, Colorado y Juanilama, Febrero 2019). En la Tabla 8 se puede observar la obras que fueron retiradas.

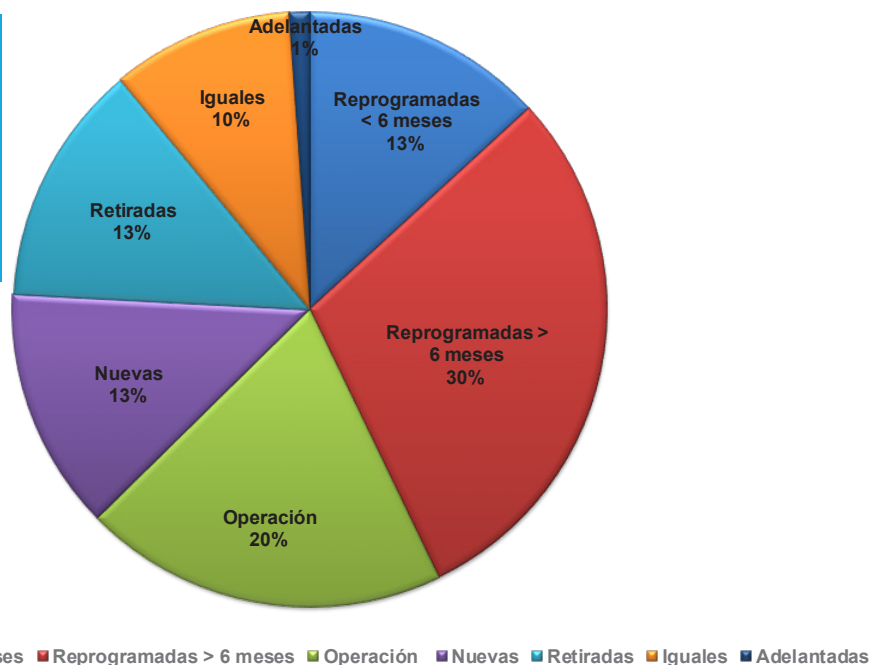
Tabla 8. Obras retiradas entre el PET 2017-2027 y el PET 2019-2029.  
(Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019)

Nombre del Proyecto	Elemento del sistema			
	Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de las obras de transmisión
Barras Auxiliares	ST	Cóbano	138	Instalación de barra auxiliar
	ST	Colorado	138	Instalación de barra auxiliar
	ST	Juanilama	138	Instalación de barra auxiliar
Refuerzo de transmisión Sur - Centro	LT	Diquís-Rosario	230	600 MVA por circuito. Nueva línea de transmisión (130 km, 2 circuitos).
	LT	Higuito - El Este	230	600 MVA. Derivación de la LT Tarbaca - El Este en la ST Rosario (2 km, 2 líneas de 2 circuitos)
	LT	Pirris - Tejar	230	345 MVA. Derivación de la LT Tarbaca - El Este en la ST Rosario (2 km, 2 líneas de 2 circuitos)
	LT	Río Macho - San Isidro	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 600 MVA
	ST	Rosario	230	ST Rosario (interruptor y medio, 6 salidas de línea).
	LT	San Isidro - Palmar	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 600 MVA
Transmisión PH Diquís	ST	Diquís	230	ST Diquís (interruptor y medio, 6 salidas de línea, 4 para la conexión de la planta, 1 de transformador reductor 30 MVA)
	LT	San Isidro - Palmar	230	600 MVA. Derivación de la LT San Isidro - Palmar en la ST Diquís (2 km, 2 circuitos)
Refuerzo de transmisión Sur - Centro	LT	Garabito-Colón #2	230	600 MVA tendido segundo circuito (70 km).

### 3.4.6 Resumen de las variaciones en el Plan de Expansión de Transmisión.

El nuevo Plan de Expansión de Transmisión está compuesto por 91 obras con cierre a junio de 2019, distribuido de la manera que se muestra a continuación, véase Gráfica 3.

Gráfica 3 Distribución de obras de transmisión en función de la fecha de entrada en operación, periodo 2019 – 2029. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019)



El 13% de obras fue incorporado por primera vez al plan de expansión de la transmisión. Por otra parte, de las obras que conformaban el plan del 2017, solo el 20% de las obras planificadas entró en operación y un 13 % fueron retiradas.

Del restante 54%, 1% corresponde a obras cuya fecha de entrada en servicio se adelantó 6 meses, 10% mantuvo la fecha programada de entrada en operación, 13% de obras presentaron reprogramaciones igual o menor a 6 meses y un 30% mayores a 6 meses.



### **3.5 Obras de transmisión prioritarias**

---

A partir de los estudios técnicos elaborados durante los años 2017 y 2019, para el presente Plan de Expansión se determinó que los proyectos de transmisión que resultan prioritarios para asegurar la suficiente capacidad de transporte y la operación segura del sistema, son los siguientes:

- Incremento de la capacidad de transporte de líneas de 138 kV y 230 kV (2019 y 2020).
- Anillo Sur (2020).
- Anillo de Miravalles 230 kV (2023).
- Refuerzo de transmisión Norte - Centro (2026).

En todos los proyectos listados anteriormente se deben respetar las fechas establecidas en el presente plan y como un esfuerzo adicional siempre que sea factible, se buscará la manera de adelantar su entrada en operación.

### **3.6 Red de transmisión al año 2029**

---

En el Anexo 2, se muestra el mapa del sistema de transmisión de Costa Rica para el año 2029.

## 4. Análisis de costos del Plan de Expansión de Transmisión

### 4.1 Costos del Plan de Expansión de Transmisión

El análisis de costos del Plan de Expansión de Transmisión debe ver de manera integral todos los costos en que se incurre sobre la red nacional independientemente del responsable de las diferentes expansiones.

El análisis de costos incluye la inversión anualizada, así como un estimado de los costos operativos incrementales del sistema de transmisión.

Todos los costos se muestran en dólares constantes de los Estados Unidos de América, tomando como referencia la actualización de las premisas económicas para el período 2018-2027 emitida por la (Gerencia Servicios Corporativos, ICE, 2018) para el periodo 2019 – 2029, véase Anexo 5.

#### 4.1.1 Costos de inversión del sistema de transmisión

Desde la perspectiva de inversión, como es claro en el detalle del Plan de Expansión de Transmisión, existe gran cantidad de involucrados en el desarrollo del sistema de transmisión y el efecto de cada uno debe ser considerado. Por ello se obtuvieron los costos de inversión a ser realizados por el ICE en ese periodo (para las obras en pre-factibilidad, factibilidad y ejecución) y un estimado de las erogaciones hechas por actores externos.

En la Tabla 9, se observa los costos de inversión del Plan de Expansión de Transmisión 2019 – 2029.

Año	Demanda proyectada en potencia (MW)	Demanda proyectada en energía (GWh)	Costos de Inversión del sistema de transmisión				
			(millones USD @2019)				
			Inversión anual ICE	Inversión anual externa	Total anual	Inversión acumulada ICE	Inversión acumulada total
2019	1681	11054	5,17	45,86	51,03	5,17	51,03
2020	1707	11306	14,96	9,89	24,85	20,13	75,88
2021	1744	11578	44,32	4,19	48,51	64,45	124,39
2022	1770	11858	11,69	10,81	22,50	76,14	146,89
2023	1805	12130	3,94	23,55	27,49	80,08	174,38
2024	1834	12402	4,11	34,31	38,42	84,19	212,79
2025	1874	12671	4,31	38,73	43,04	88,50	255,83
2026	1908	12940	0,00	1,45	1,45	88,50	257,29
2027	1942	13210	0,00	0,00	0,00	88,50	257,29
2028	1970	13481	0,00	0,00	0,00	88,50	257,29
2029	2010	13756	0,00	0,00	0,00	88,50	257,29

Tabla 9. Costos de inversión del Plan de Expansión de Transmisión, periodo 2019 – 2029. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019)

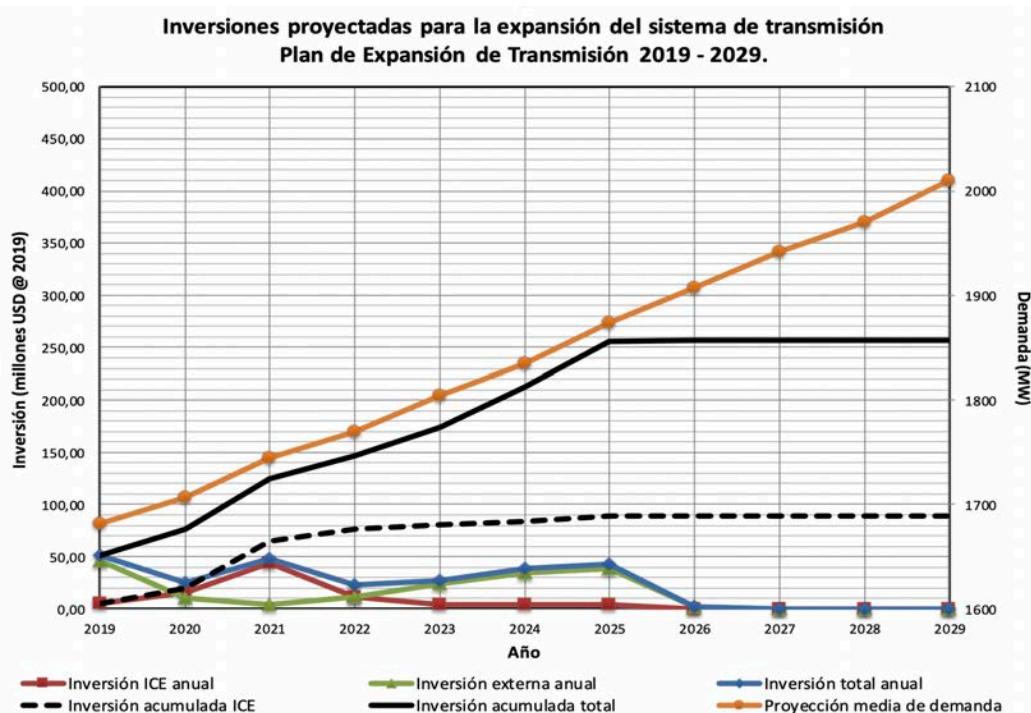
Con respecto al plan anterior, la inversión acumulada para el periodo 2017-2027 reportada fue de \$389 millones, el monto para el periodo 2019-2029 se reduce a \$257.2 millones.

Los mayores impactos con respecto al plan de transmisión anterior se presentan producto del retiro de los refuerzos de transmisión asociados al proyecto Sur-Centro, que tenía una inversión total de \$164.1 millones, el cual incluía obras asociadas principalmente al P.H Diquís, con un monto de \$24 millones y al retiro de las inversiones asociadas a los proyectos de barras auxiliares que tenían una inversión total de \$ 4.5 millones.

En el periodo comprendido 2019-2021 se presenta un pico de inversión en el año 2021 producto de reprogramaciones en el proyecto Península de Nicoya; además se identificaron inversiones asociadas a los proyectos de remplazo de transformadores de potencia basados en su condición y al Refuerzo de Transmisión Norte – Centro.

Para el periodo comprendido entre el 2022 – 2023, se observa un comportamiento estable con las inversiones asociadas a los proyectos de Transformación de Energía, Península de Nicoya y Anillo de Miravalles, mientras que para los años 2024 – 2026, nuevamente se presenta un pico de inversión mayor producto de proyectos como Borinquen I y el proyecto Refuerzo Transmisión Norte – Centro.

En el quinquenio comprendido entre los años 2019 - 2023, la inversión en transmisión total acumulada fue de \$174 millones, en donde la inversión efectuada por parte del ICE alcanza un máximo de \$80 millones y por parte de entidades externas al ICE asciende a los \$94 millones, véase la Gráfica 4.



Gráfica 4. Comportamiento de los costos de inversión proyectados en el sistema de transmisión, periodo 2019 - 2029. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019)

El Plan de Expansión de Transmisión 2019 – 2029 tiene un costo total acumulado de inversión de \$257.2 millones de dólares al 2029 de los cuales \$88.5 millones corresponden a inversiones por parte del ICE. El valor presente neto de las inversiones del plan es de \$206.7 millones.

#### 4.1.2 Costos operativos del sistema de transmisión

Los costos operativos del sistema de transmisión corresponden a los costos incrementales de operación y mantenimiento del sistema, estimados con un valor de 7.7% de la inversión anual correspondiente.

Los costos de operación del Plan de Expansión de Transmisión 2019 – 2029 se muestran a continuación.

Año	Demanda proyectada en potencia (MW)	Demanda proyectada en energía (GWh)	Costos incrementales de operación del sistema de transmisión (millones USD @2019)		Costos totales anuales (millones USD @2019)	Costos totales acumulados (millones USD @2019)
			Costo adicional O&M (*)	Costo adicional acumulado		
2019	1681	11054	3,93	3,93	54,96	54,96
2020	1707	11306	5,84	9,77	30,69	85,65
2021	1744	11578	9,58	19,35	58,09	143,74
2022	1770	11858	11,31	30,66	33,81	177,55
2023	1805	12130	13,43	44,09	40,91	218,46
2024	1834	12402	16,39	60,47	54,80	273,27
2025	1874	12671	19,70	80,17	62,74	336,00
2026	1908	12940	19,81	99,98	21,26	357,27
2027	1942	13210	19,81	119,79	19,81	377,08
2028	1970	13481	19,81	139,60	19,81	396,89
2029	2010	13756	19,81	159,42	19,81	416,70

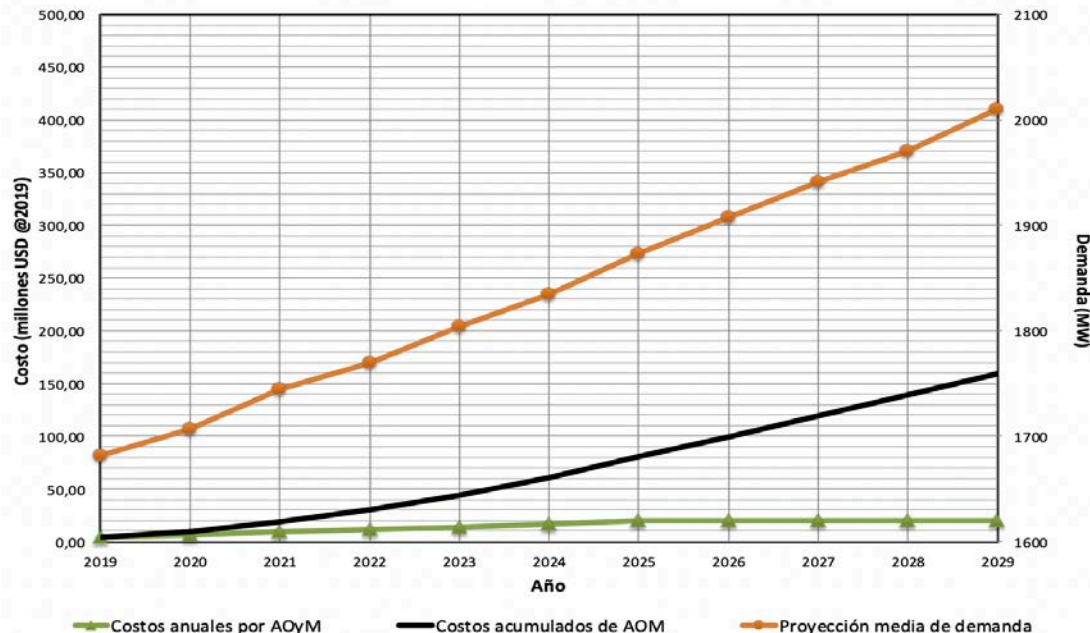
Tabla 10. Costos de administración, operación y mantenimiento del Plan de Expansión de Transmisión, periodo 2019 - 2029. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019)

(\*) El dato de demanda utilizado en esta valoración no considera las pérdidas del sistema.

Desde la perspectiva de costos, tomando como base los datos de 2019, la Gráfica 5 muestra el comportamiento proyectado de los costos adicionales requeridos para atender las necesidades del sistema de transmisión para el periodo 2019 – 2029, a nivel de operación.

Para el periodo 2019 – 2029 se requiere de un acumulado de \$159.4 millones para operar el sistema de transmisión, cuyo valor presente es de \$99.7. millones.

**Costos proyectados para la operación del sistema de transmisión  
Plan de Expansión de Transmisión 2019 - 2029.**



Gráfica 5. Comportamiento de los costos operativos proyectados del sistema de transmisión, periodo 2019 – 2029. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019)

#### 4.1.3 Costos totales del sistema de transmisión

El comportamiento de los costos totales anuales y acumulados asociados a la expansión y la operación del sistema de transmisión se muestran en la Tabla 11.

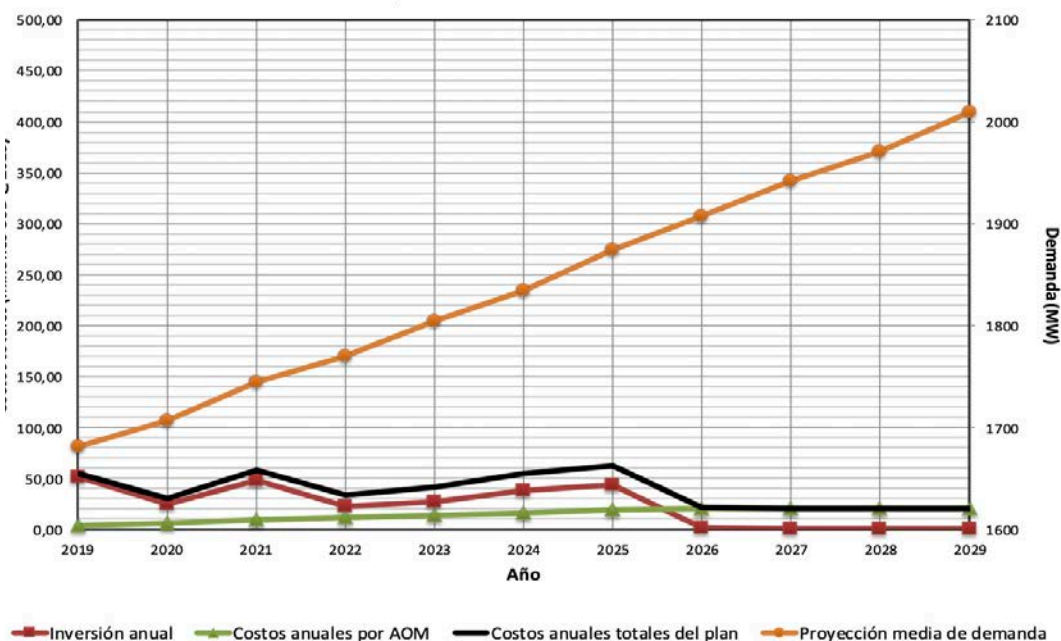
Año	Demanda proyectada en potencia (MW)	Demanda proyectada en energía (GWh)	Costos acumulados del sistema de transmisión (millones USD @ 2019)				
			Inversión anual	Operación y mantenimiento anual (*)	Inversión acumulada	Operación y mantenimiento acumulado	Total acumulado
2019	1681	11054	51,0	3,9	51,0	3,9	55,0
2020	1707	11306	24,8	5,8	75,9	9,8	85,7
2021	1744	11578	48,5	9,6	124,4	19,3	143,7
2022	1770	11858	22,5	11,3	146,9	30,7	177,6
2023	1805	12130	27,5	13,4	174,4	44,1	218,5
2024	1834	12402	38,4	16,4	212,8	60,5	273,3
2025	1874	12671	43,0	19,7	255,8	80,2	336,0
2026	1908	12940	1,5	19,8	257,3	100,0	357,3
2027	1942	13210	0,0	19,8	257,3	119,8	377,1
2028	1970	13481	0,0	19,8	257,3	139,6	396,9
2029	2010	13756	0,0	19,8	257,3	159,4	416,7

Tabla 11. Costos totales del Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2019 - 2029. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019).

(\*) El dato de demanda utilizado en esta valoración no considera las pérdidas del sistema.

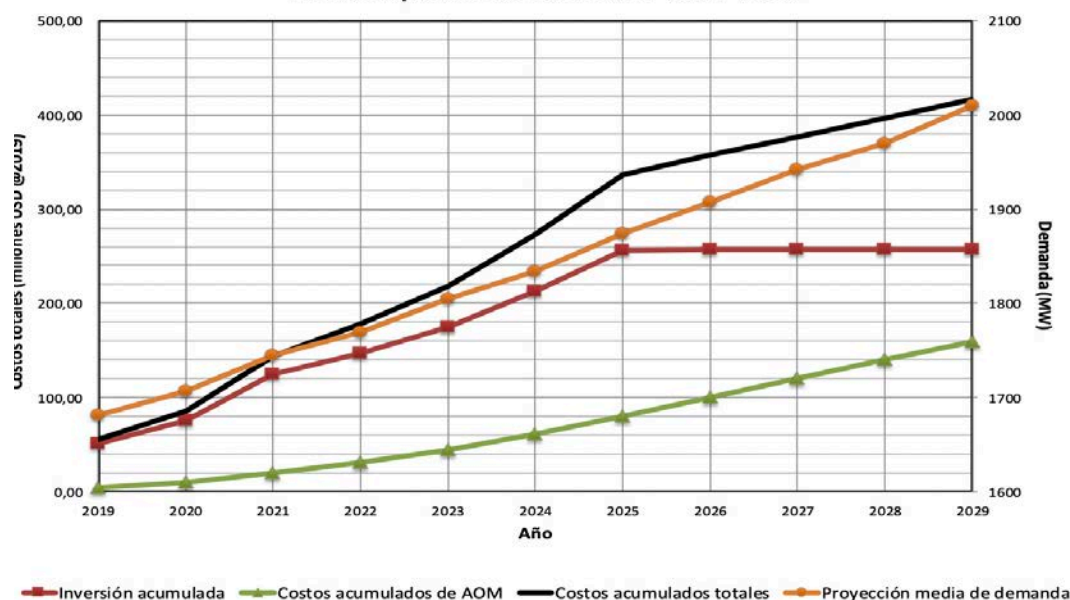
De forma resumida, se observa que el costo total en el sistema de transmisión para satisfacer las necesidades de expansión y operación para el periodo 2019 – 2029 alcanza los \$416.7 millones acumulados, véase Gráfica 6 y Gráfica 7.

**Costos totales anuales del sistema de transmisión  
Plan de Expansión de Transmisión 2019 - 2029.**



Gráfica 6. Comportamiento de costos totales anuales proyectados del sistema de transmisión, periodo 2019 - 2029. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019)

**Costos totales acumulados del sistema de transmisión  
Plan de Expansión de Transmisión 2019 - 2029.**



Gráfica 7. Comportamiento de costos totales acumulados proyectados del sistema de transmisión, periodo 2019 - 2029. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019)



## 4.2 Costo Promedio Incremental de Largo Plazo de Transmisión (CPILPT)

### 4.2.1 Modelo de cálculo

Los valores de Costo Promedio Incremental de Largo Plazo aplicados a la transmisión pueden ser utilizados como una señal de eficiencia de las inversiones y costos de operación de la red en el horizonte considerado en función de la demanda incremental atendida.

Para la presente actualización se consideró el modelo de Costo Incremental de Largo Plazo de Transmisión detallado a continuación.

$$CPILPT_k = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{(CT_{k+t} - CT_{k+t-1})}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{(Q_{k+t} - Q_{k+t-1})}{(1+i)^t}} = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{(IA_{k+t} + O_{k+t})}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{(Q_{k+t} - Q_{k+t-1})}{(1+i)^t}}$$

Donde:

k: año de referencia para el cálculo del CPILP

T: horizonte de cálculo

CTt: Costo total anual de transmisión \$

IA: costo de inversión anualizado a 30 años \$

O: costo de operación adicional anual a un 5.2% de la inversión \$

Q: Demanda total anual MWh

τ: Periodo de amortización Años

i: tasa de descuento económica %

El modelo mostrado utiliza las siguientes consideraciones:

- Los costos de inversión y operación corresponden a valores totales, independientemente de la entidad que los ejecuta. En otras palabras, incluyen tanto los costos en que incurre el ICE como otros entes públicos y privados para desarrollar infraestructura de transmisión.

- La inversión anual y los costos de operación son suficientes para garantizar la atención de la demanda proyectada al horizonte analizado. Esto implica que no hay energía no servida causada por una falta de inversión o una operación deficiente del sistema de transmisión nacional en el largo plazo.
- La tasa de descuento económica se tomó de la información publicada en el documento llamado (Mideplan, Julio 2019).
- La información utilizada para obtener el indicador de AOM/VA fue la generada por la CIER mediante. (PricewaterhouseCoopers AG Ltda., Noviembre 2018).

## 4.2.2 Actualización de los CPILPT

La aplicación del modelo mostrado en apartado 4.2.1 a partir de la información de demanda en energía y potencia, así como de los costos detallados anteriormente da como resultado los CPILPT del sistema de transmisión de la Tabla 12.

Año	Demanda proyectada en energía (GWh)	Demanda incremental en energía (GWh)	Demanda proyectada en potencia (MW)	Demanda incremental en potencia (MW)	Inversión total anual (millones USD @2019)	Costo anual equivalente de inversión (millones USD @2019)	Costo adicional de operación (millones USD @2019)	Costo total incremental (millones USD @2019)
2019	11054	---	1681	---	51,03	---	---	---
2020	11306	251	1707	25,3	24,85	6,34	3,06	9,40
2021	11578	272	1744	37,5	48,51	3,08	1,49	4,58
2022	11858	281	1770	25,4	22,50	6,02	2,91	8,93
2023	12130	272	1805	35,1	27,49	2,79	1,35	4,14
2024	12402	271	1834	29,7	38,42	3,41	1,65	5,06
2025	12671	270	1874	39,3	43,04	4,77	2,31	7,07
2026	12940	269	1908	34,0	1,45	5,34	2,58	7,93
2027	13210	270	1942	33,9	0,00	0,18	0,09	0,27
2028	13481	272	1970	28,6	0,00	0,00	0,00	0,00
2029	13756	274	2010	39,6	0,00	0,00	0,00	0,00
VAN=		1783,66	---	214,26	206,27	23,64	11,43	35,07

(\*) El dato de demanda utilizado en esta valoración no considera las pérdidas del sistema.

CPILPT Capacidad	163,7	USD/kW
CPILPT Energía	19,7	USD/MWh

Tabla 12. Cálculo de los Costos Promedio Incrementales de Largo Plazo de Transmisión. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019).

El CPILPT en potencia indica que transportar 1 kW más de demanda para el periodo 2019 – 2029 tiene un costo promedio de \$163.7. El CPILPT en energía indica que transportar 1 MWh de más de demanda para ese mismo periodo tiene un costo promedio de \$19.7.

A nivel comparativo se calculó el CPILPT para los planes de expansión de la transmisión 2017 y 2019 con el nuevo modelo para emplearlos como comparación, véase Tabla 13.

Plan de Expansión	Periodo	CPILPT Potencia USD/kW	CPILPT Energía USD/MWh	% Variación CPILPT Potencia	% Variación CPILPT Energía
2017	2017-2027	147,9	19,1	-10%	-15%
2019	2019-2029	163,7	19,7	10%	3%

Tabla 13. Comparación CPILPT entre los Planes de Expansión de la Transmisión 2017 y 2019. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019)

En ambos casos, el cambio presentado obedece, a la disminución en la inversión total en el horizonte 2019 – 2029 y principalmente a la reducción en la proyección de la demanda a largo plazo. Otro aspecto importante a ser considerado es el cambio de la tasa social de descuento utilizada en este documento.

Por otra parte, el costo incremental promedio de largo plazo (aproximación del costo marginal de largo plazo), fue de 0,1966 \$/kWh; mientras que el costo establecido en el reglamento emitido por la (Autoridad Reguladora de Servicios Públicos, Abril 2019) para la tarifa actual fue de 0.0230 \$/kWh para el servicio de transmisión en el 2019, que corresponde al costo marginal de corto plazo de transmisión, véase Tabla 14.

El resultado refleja una expectativa de que la tarifa de transmisión se mantenga constante con tendencia a la baja en el periodo cubierto por el Plan de Expansión de la Transmisión.

ICE Sistema de Transmisión		Rige desde el 1/abril/2019 al 31/12/2019	Rige desde el 1/enero/2020 al 31/12/2020	Rige desde el 1/ene/2021
► Tarifa T-TE Usuarios del servicio de transmisión				
<u>Por consumo de energía</u>	cada kWh	¢ 12,52	¢ 11,28	¢ 11,11
► Tarifa T-TEb Usuarios del servicio de transmisión \$/kWh				
<u>Por consumo de energía</u>	cada kWh	\$ 0,0230	\$ 0,0207	\$ 0,0204

Tabla 14. Tarifa vigente publicada. (Autoridad Reguladora de Servicios Públicos, Abril 2019).

## 5. Aprobación

El presente documento fue elaborado por el Área de Planeamiento del Sistema del Proceso Expansión de la Red.

Aprobado por:

Ing. Armando Muñoz Gómez.  
Director Proceso Expansión de la Red

Ing. Armando Muñoz Gómez.  
Director General Negocio de Transmisión.

***Se autoriza la reproducción total o parcial de este documento, bajo la condición de que se acredite la fuente.***

## 6. Vigencia

Esta actualización del plan de expansión de transmisión tiene una vigencia de 8 meses y será actualizado a más tardar el 30 de mayo de 2020.

## 7. Responsables

Equipo de trabajo Área Planificar el Sistema – Proceso Expansión de la Red:

Ing. Cristian Monge Figueroa  
Ing. Felipe Rojas Rojas  
Ing. Marco L. Arauz Centeno  
Ing. Gustavo Obando Vargas  
Ing. Eduardo Alfaro Alfaro (coordinador)

Apoyo:

- Ing. José Carlos López Mora  
Coordinador Área Seguimiento y Control de Proyectos – Proceso Expansión de la Red.
- Ing. Christian Valerio Mena  
Coordinador Área Diseño Básico – Proceso Expansión de la Red.

Colaboración:

- Geógr. Carlos Castillo Alfaro  
Sistemas de información Geográfica - Área Diseño Básico – Proceso Expansión de la Red.
- Carolina Hernández Carmona  
Diseño Gráfico – Proceso Gestión de la Calidad.

Comentarios y sugerencias favor comunicarse con:

**Ing. Armando Muñoz Gómez**  
**Director Proceso Expansión de la Red**  
(506) 2000-7083  
Correo electrónico: [armunoz@ice.go.cr](mailto:armunoz@ice.go.cr)

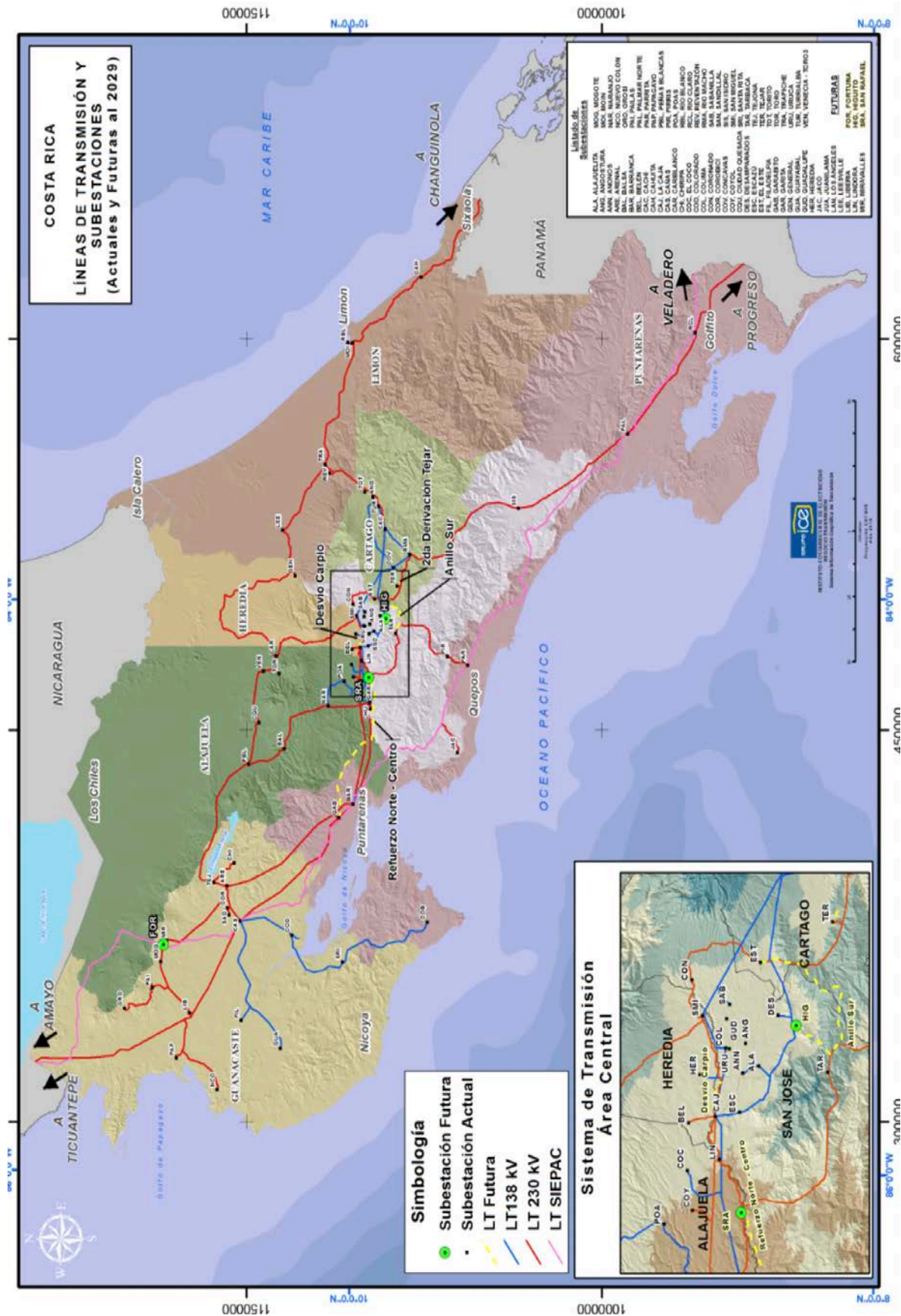




## 2.Mapa del sistema de transmisión (2029).

## Anexo 2

**Red de transmisión  
año 2029. (Negocio  
de Transmisión ICE,  
Junio 2019).**



3. Plan de Expansión  
vigente 2017-2027

**Anexo 3**  
Plan de Expansión  
de Transmisión  
2017-2027. Fuente:  
Negocio de  
Transmisión

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de las obras de transmisión que entran en servicio
2017	4	Cariblanco - Trapiche	ICE	ST	General	230	Reconfiguración y ampliación de la subestación (interruptor y medio, 2 salidas de línea y 2 módulos para la planta General)
2018	1	Anillo Sur	ICE	ST	El Este	230	Reconstrucción de la subestación El Este (interruptor y medio, 4 salidas de línea, 2 de transformador).
				ST	San Miguel	230	Ampliación de la subestación para la conexión del módulo de línea en la ST San Miguel.
				LT	San Miguel - El Este	230	347 MVA. LT San Miguel - El Este circuito 2 (20.2 km)
				LT	El Este - Tejar	230	348 MVA. Reconstrucción del tramo El Este - Tejar (14 km, 2 circuitos). Derivación a la ST Tejar (2 km, 2 circuitos)
				ST	El Este	230	Instalación de 2 transformadores 230/34.5 kV (90 MVA). BID CCLIP 13 y 14
		PH Los Negros 2	ESPH	ST	Mogote	230	Módulo para línea de conexión. Conexión temporal.
	2	Renovación de Transformadores de Potencia	ICE	ST	San Isidro	230	Sustitución del transformador #2 (45 MVA), módulo de línea de distribución, Módulo de reserva y ampliación de la barra. BID 08
		Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Arenal - Miravalles	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 390 MVA. Capacidad estado estable día 390MVA, noche 448 MVA. Capacidad emergencia día 491 MVA, noche 581 MVA.
				LT	Pailas - Liberia	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 380 MVA. Capacidad estado estable día 380MVA, noche 439 MVA. Capacidad emergencia día 475 MVA, noche 566 MVA.
				LT	Miravalles - Mogote *	230	Certificación de capacidad 380 MVA. Capacidad estado estable día 380 MVA, noche 439 MVA. Capacidad emergencia día 475 MVA, noche 566 MVA.
				LT	Mogote - Pailas *	230	Certificación de capacidad 380 MVA. Capacidad estado estable día 380 MVA, noche 439 MVA. Capacidad emergencia día 475 MVA, noche 566 MVA.
		PE Altamira	Inversiones Guanacaste	ST	Tejona	34,5	Módulo para línea de conexión
		PE Campos Azules	Inversiones Eólicas Campos Azules	ST	Tejona	34,5	Módulo para línea de conexión
		PH Los Negros 2	ESPH	ST	Mogote	230	Ampliación de la subestación para la conexión del módulo para la instalación de un transformador y la línea de conexión
	3	Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	ST	Guayabal	24,9	Módulo para la conexión de 1 banco de capacitores. 12 MVAr.
		Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Río Claro - Progreso	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA. Capacidad estado estable día 300MVA, noche 371 MVA. Capacidad emergencia día 372 MVA, noche 477 MVA.
		Cóbano	ICE	ST	Santa Rita	34.5 y 24.9	5 módulos de media tensión.
		Interconexión APM Terminals	APM	LT	Moín - Reventazón	230	670 MVA. Derivación de la LT Moín - Reventazón para la conexión de la nueva barra (1 km, 2 circuitos)
				ST	Río Blanco	230	ST Río Blanco (interruptor y medio, 2 módulos de línea, 2 de transformador y prevista de 4 adicionales, 80 MVA).
		Tejona	ICE	ST	Tejona	230	Ampliación de la subestación para conectar 1 transformador (55 MVA)
				LT	Liberia - Frontera	230	Incremento de la capacidad de transporte de 250 MVA a 390 MVA. Capacidad estado estable día 390MVA, noche 442 MVA. Capacidad emergencia día 485 MVA, noche 566 MVA.
				LT	Caja - Colima	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA. Capacidad estado estable día 190MVA, noche 222 MVA. Capacidad



3. Plan de Expansión de Transmisión 2017-2027. (Negocio de Transmisión ICE, Junio 2019)

continuación

2019	1	Renovación de Transformadores de Potencia	ICE	ST	Anonos	138	Reconfiguración y ampliación de la subestación (Módulo de línea, 3 de transformador, 8 de línea de distribución y 1 transformador, 45 MVA). BID CCLIP 02
		PH Río Bonilla 1320 - PH Río Bonilla 510	Hidrodesarrollos del Río Plataneros	ST	Angostura	34,5	Módulo para línea de conexión de ambas plantas
		PH San Rafael	Grupo H Solís GHS	ST	San Isidro	34,5	Módulo para línea de conexión de la planta
	2	Transformación de Energía	ICE	ST	Moín	230 y 138	Módulos para transformador, traslado del autotransformador de la ST Leesville, autotransformador #3 (110 MVA)
		Tejona	ICE	ST	Tejona	230	Ampliación de la subestación para conectar 1 transformador (55 MVA)
		Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Caja - Coco - Garita	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA. Capacidad estado estable día 190 MVA, noche 222 MVA. Capacidad emergencia día 231 MVA, noche 277 MVA.
				LT	Caja - Garita	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA. Capacidad estado estable día 190 MVA, noche 222 MVA. Capacidad emergencia día 231 MVA, noche 277 MVA.
			ICE	LT	Caja - Garita	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA. Capacidad estado estable día 190 MVA, noche 222 MVA. Capacidad emergencia día 231 MVA, noche 277 MVA.
	2	Interconexión CoopeGuanacaste	CoopeGuanacaste	ST	Nuevo Colón	230	Ampliación de la subestación para la instalación de un transformador 230/69, nueva barra de 69 kV
		PG Pailas 2	ICE	ST	Pailas	230	Ampliación de la subestación para la conexión del módulo de línea para la conexión del PG Pailas 2.
	3	Interconexión CoopeGuanacaste	CoopeGuanacaste	ST	Guayabal	69	Instalación de un transformador 138/69, nueva barra de 69 kV
	4	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	San Isidro - Palmar	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA. Capacidad estado estable día 300 MVA, noche 377 MVA. Capacidad emergencia día 376 MVA, noche 491 MVA.
				LT	Río Macho - San Isidro	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA. Capacidad estado estable día 300 MVA, noche 386 MVA. Capacidad emergencia día 386 MVA, noche 521 MVA.
		Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	ST	Guayabal	138	Instalación de barra principal y auxiliar, modernización de la barra de 24.9 kV
		Anillo Sur	ICE	LT	Pirris - Tejar	230	345 MVA. LT Tarbaca - El Este (19.7 km, 2 circuitos).
				ST	Higuito	230	ST Higuito (interruptor y medio, 2 salidas de línea, 1 de transformador, 45 MVA).
				LT	Higuito - El Este	230	600 MVA. LT Tarbaca - El Este (19.7 km, 2 circuitos).
				LT	Higuito - El Este	230	600 MVA. Derivación de la LT Tarbaca - Pirris a la ST Higuito (5.8 km, 2 circuitos).
				LT	Tarbaca - Higuito	230	600 MVA. Cambio de conductor de la LT Tarbaca - Pirris (1.5 km)
				LT	Tarbaca - Higuito	230	600 MVA. Derivación de la LT Tarbaca - Pirris a la ST Higuito (5.8 km, 2 circuitos).
				ST	Tejar	230	Módulos para 2 salidas de línea tecnología GIS
	1	UAT Florida Bebidas	Florida Bebidas	ST	Belén	230	Módulo para conexión del UAT.
	2	Plan de sustitución de transformadores 138 kV	ICE	ST	Alajuelita	138	Sustitución del transformador 11-81, 138/34.5 kV, 75 MVA.
	3	Plan de sustitución de transformadores 138 kV	ICE	ST	Heredia	138	Sustitución de los transformadores 1/4/6-81, 138/34.5 kV, 3x45 MVA.
2020	3	Plan de sustitución de transformadores 138 kV	ICE	ST	Cachí	138	Sustitución del transformador 9-73, 138/34.5 kV, 45 MVA.
				ST	Cañas	230	Sustitución del autotransformador 9-77, 230/138 kV, 110 MVA.
				ST	Cañas	230	Sustitución del autotransformador 9-77, 230/138 kV, 110 MVA.
2021	3	Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	LT	Cañas - Filadelfia ***	138	Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 200 MVA
				LT	Filadelfia - Guayabal ***	138	Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 200 MVA
				ST	Cóbano	138	Instalación de barra auxiliar
				ST	Colorado	138	Instalación de barra auxiliar
2022	3	Anillo de Miravalles	ICE	ST	Guayabo	230	ST Guayabo (interruptor y medio, 4 salidas de línea), traslado e instalación del reactor de línea de la ST Cañas.
				LT	Mogote - Miravalles	230	380 MVA. Derivación de la línea en la ST Guayabo (1 km, 2 circuitos). Capacidad estado estable día 380 MVA, noche 439 MVA. Capacidad emergencia día 475 MVA, noche 566 MVA.
				EPR	Ticuantepe - Cañas	230	338 MVA. Derivación de la LT SIEPAC en la ST Guayabo (0.5 km, 2 circuitos)
				ST	Juanilama	138	Instalación de barra auxiliar
2023	4	Barras de Alta Tensión	ICE	ST	Cóbano	138	Instalación de barra auxiliar
				ST	Colorado	138	Instalación de barra auxiliar
2024	1	Borinquen 1	ICE	ST	Borinquen	230	ST Borinquen (interruptor y medio, 3 salidas de línea, 1 para la conexión de la planta)
				ST	Borinquen	230	ST Borinquen (interruptor y medio, 3 salidas de línea, 1 para la conexión de la planta)
2025	1	Borinquen 2	ICE	ST	Borinquen	230	Módulo para línea de conexión
				ST	Garabito	230	Ampliación de la subestación para la conexión de un módulo de línea
2026	3	Transmisión Garabito - Colón	ICE	ST	Colón	230	ST Colón (interruptor y medio, 6 salidas de línea).
				LT	Garabito - Colón	230	600 MVA. Nueva línea de transmisión (70 km, 1 circuito).
				LT	Lindora - Tarbaca 1 y 2	230	343 MVA. Derivación de las líneas Lindora - Tarbaca 1 y 2 en la ST Colón (1 km, 2 líneas de 2 circuitos)
				ST	La Caja	230	Ampliación de la subestación para la conexión de dos módulos de línea (uno en cada barra)
				LT	Lindora - San Miguel 1	230	380 MVA. Derivación de la LT Lindora - San Miguel 1 en la ST La Caja (1 km, 2 circuitos)
				ST	Diquís	230	ST Diquís (doble barra - doble interruptor, 4 salidas de línea, 4 para la

4. Plan de Expansión  
de Generación (PEG  
2018-2034)

Anexo 4

Plan de Expansión  
de Generación  
vigente 2018-2034.  
(Planificación y  
Desarrollo Eléctrico  
ICE, Mayo 2019).

PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION 2018-2034									
Año	DEMANDA				OFERTA				
	Energía GWh	% crec	Pot MW	% crec	Mes	Proyecto	Fuente	Potencia MW	Cap Instalada MW
Capacidad efectiva instalada a Dic2017:									3,530
2018	11,216	1.8%	1,714	1.3%	1	Tejona	Eólic	-3	3,527
					4	Los Negros II	Hidro	28	3,555
					7	PS Cooperativo	Solar	6	3,561
					8	Río Naranjo	Eólic	9	3,570
2019	11,433	1.9%	1,739	1.4%	1	Barranca	Térm	-36	3,534
					1	El Cacao	Eólic	21	3,556
					1	San Antonio Gas	Térm	-37	3,519
					1	Valle Escondido	Solar	5	3,524
					3	Pallas 2	Geot	55	3,579
2020	11,693	2.3%	1,765	1.5%	1	Tejona	Eólic	-7	3,572
2021	11,974	2.4%	1,804	2.2%	2	San Rafael	Hidro	7	3,579
					4	Río Bonilla 1320	Hidro	6	3,584
					10	Río Bonilla 510	Hidro	6	3,591
2022	12,264	2.4%	1,830	1.5%					3,591
2023	12,545	2.3%	1,866	2.0%					3,591
2024	12,826	2.2%	1,897	1.6%	1	Tejona	Eólic	-10	3,581
2025	13,105	2.2%	1,938	2.1%					3,581
2026	13,383	2.1%	1,973	1.8%	1	Borinquen 1	Geot	55	3,636
2027	13,661	2.1%	2,008	1.8%					3,636
2028	13,942	2.1%	2,038	1.5%	1	Eólico	Eólic	50	3,686
					1	Miravalles1	Geot	-42	3,643
					1	Solar	Solar	50	3,693
2029	14,226	2.0%	2,079	2.0%	1	Eólico	Eólic	50	3,743
					1	Miravalles1- Modern	Geot	35	3,778
					1	Solar	Solar	100	3,878
2030	14,513	2.0%	2,108	1.4%	1	Borinquen 2	Geot	55	3,933
					1	Miravalles2	Geot	-42	3,891
2031	14,804	2.0%	2,146	1.8%	1	Miravalles2- Modern	Geot	35	3,926
2032	15,094	2.0%	2,177	1.5%					3,926
2033	15,375	1.9%	2,219	1.9%	1	Eólico	Eólic	50	3,976
2034	15,645	1.8%	2,253	1.5%	1	Eólico	Eólic	100	4,076

## 5. Premisas Económicas 2018-2027

### Anexo 5

Premisas económicas 2018 - 2027. (Gerencia Servicios Corporativos, ICE, 2018).

Instituto Costarricense de Electricidad Premisas económicas 2018-2027										
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Inflación de Costa Rica (final del año)	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
Inflación de EE.UU. (final del año)	2,1%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Tipo de cambio de venta final a diciembre de cada año (USD/CRC)	590,55	602,23	611,09	620,07	629,19	638,44	647,83	657,36	667,02	676,83
Variación de tipo de cambio final (USD/CRC)	3,5%	2,0%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
Tipo de cambio de venta promedio (USD/CRC)	582,59	598,65	608,85	617,80	626,88	636,10	645,45	654,94	664,57	674,35
Variación de tipo de cambio promedio (USD/CRC)	2,4%	2,8%	1,7%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%

#### Notas:

La inflación, tanto de Costa Rica como de los Estados Unidos de América (EE.UU.), se refiere al Índice de Precios al Consumidor (IPC) de cada país.

Las estimaciones de inflación local para el período 2018-2027, se realizaron considerando los objetivos inflacionarios planteados por el BCCR.

En la inflación proyectada para EE.UU. entre 2018-2027, se utilizó encuestas de firmas especializadas y meta de inflación de la Fed.

Para la proyección del tipo de cambio para el año 2018 se utilizó expectativas de devaluación según encuesta del BCCR. Para la estimación 2019-2027 se tomó como base la expectativa de inflación para el periodo.



## 9. Bibliografía

Autoridad Reguladora de Servicios Públicos. (Abril 2019). RE-0025-IE-2019. San José, Costa Rica: GACETA 63, ALCANCE N°72. Obtenido de [https://www.imprentanacional.go.cr/pub/2019/03/29/ALCA72\\_29\\_03\\_2019.pdf](https://www.imprentanacional.go.cr/pub/2019/03/29/ALCA72_29_03_2019.pdf)

Gerencia Servicios Corporativos, ICE. (2018). Premisas Económicas 2018-2027. San José, Costa Rica: Instituto Costarricense de Electricidad. Obtenido de <http://energia.digital.ice/uentexred/SitePages/Página%20Admin%20PI.aspx?RootFolder=%2Ffuente%2Fexred%2FAdministrativos%20PI%2FMetodolog%C3%ADa%20de%20Valoraci%C3%B3n%20Econ%C3%B3mica%2FPremisas%20para%20evaluaciones%20Econ%C3%B3micas%20%2D%20Financieras%20>

Mideplan. (Julio 2019). Metodología sobre el cálculo de precios sociales para el análisis económico de proyectos de inversión Pública en Costa Rica. San José, Costa Rica: Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica.

Negocio de Transmisión. (Febrero 2019). Estudio de factibilidad técnica y económica: Barras de Alta Tensión de las Subestaciones Cóbano, Colorado y Juanilama. San José, Costa Rica: Instituto Costarricense de Electricidad. Obtenido de [http://energia.digital.ice/uentexred/\\_layouts/15/WopiFrame.aspx?sourcedoc=%7bC026FBE7-AC43-40BA-B3B7-F3971217D938%7d&file=Estudio%20de%20factibilidad%20t%C3%A9cnica%20y%20econ%C3%B3mica%20Barras%20de%20Alta%20Tensi%C3%B3n%20C%C3%B3bano%20Colorado%20y%20](http://energia.digital.ice/uentexred/_layouts/15/WopiFrame.aspx?sourcedoc=%7bC026FBE7-AC43-40BA-B3B7-F3971217D938%7d&file=Estudio%20de%20factibilidad%20t%C3%A9cnica%20y%20econ%C3%B3mica%20Barras%20de%20Alta%20Tensi%C3%B3n%20C%C3%B3bano%20Colorado%20y%20)

Negocio de Transmisión ICE. (Julio 2019). Informe de identificación de restricciones en la red de transmisión en el mediano y largo plazo. San José, Costa Rica: Instituto Costarricense de Electricidad. Obtenido de <http://energia.digital.ice/uentexred/Plan%20de%20Expansión%20de%20la%20Transmisión%20Vigente/Forms/AllItems.aspx?RootFolder=%2Ffuente%2Fexred%2FPlan%20de%20Expansión%20de%20la%20Transmisión%20Vigente%2FEstudios%20Asociados&FolderCTID=0x01200034DADB53C14351>

Negocio de Transmisión ICE. (Junio 2019). Plan de Expansión de la Transmisión 2019 - 2029. San José, Costa Rica: Instituto Costarricense de Electricidad.

Negocio de Transmisión ICE. (Marzo 2008). Procedimiento para elaborar el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de Electricidad TE-2120-PR-15-001. San José, Costa Rica: Instituto Costarricense de Electricidad. Obtenido de [http://energia.digital.ice/uentexred/Lists/Normativa%20Institucional%20para%20Proyectos/AllItems.aspx?&p\\_Title=TE%2d2010%2dET%2d145%2d001&&PageFirstRow=1&&View=%7bEE9F1038-B4AE-4D22-8ACF%205BC454605298%7d&InitialTabId=Ribbon%2EListItem&VisibilityContext](http://energia.digital.ice/uentexred/Lists/Normativa%20Institucional%20para%20Proyectos/AllItems.aspx?&p_Title=TE%2d2010%2dET%2d145%2d001&&PageFirstRow=1&&View=%7bEE9F1038-B4AE-4D22-8ACF%205BC454605298%7d&InitialTabId=Ribbon%2EListItem&VisibilityContext)

Negocio de Transmisión ICE. (Noviembre 2017). Plan de Expansión de la Transmisión 2017 - 2027. San José, Costa Rica: Instituto Costarricense de Electricidad. Obtenido de <https://www.grupoice.com/wps/portal/ICE/Electricidad/proyectos-energeticos/planes-de-expansion>

Planificación y Desarrollo Eléctrico ICE. (Mayo 2019). Plan de Expansión de la Generación Eléctrica. San José, Costa Rica: Instituto Costarricense de Electricidad. Obtenido de <https://www.grupoice.com/wps/portal/ICE/Electricidad/proyectos-energeticos/planes-de-expansion>

PricewaterhouseCoopers AG Ltda. (Noviembre 2018). Costos DAOMGc e Indicadores. CIER. Obtenido de [www.pwc.com/co](http://www.pwc.com/co)