

## 2. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

A continuación se realiza una descripción general del Proyecto, con el fin de enmarcarlo en la realidad socioeconómica de Centroamérica. En el presente capítulo se presentarán los antecedentes del mismo, las ventajas que la línea eléctrica proporcionará a los habitantes de las zonas de estudio, así como los objetivos, soluciones técnicas justificadas y la necesidad de emprenderlo.

### 2.1. DATOS GENERALES

El nombre del proyecto objeto de estudio es **ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL DEL SISTEMA DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE LOS PAÍSES DE AMÉRICA CENTRAL (SIEPAC), TRAMO PANAMÁ.**

### 2.2. ANTECEDENTES

En octubre de 1993, en la XIV Cumbre de Presidentes de los Países de América Central, celebrada en Guatemala, se suscribió el protocolo de Tratado de Integración Económica de Centroamérica, en el cual se establecen las normas de la participación de los países en las políticas económicas de la región. Dentro de este contexto de la integración centroamericana, el desarrollo del Proyecto SIEPAC representó un hito muy importante.

El Proyecto SIEPAC se inició en el año 1987 impulsado por el Grupo ENDESA de España y las seis empresas eléctricas estatales de Centro América. A excepción de Costa Rica, en donde el Estado aún mantiene el control del sector eléctrico, dichas empresas fueron divididas y privatizadas. Estas empresas eran: el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) de Guatemala, la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) de El Salvador, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) de Honduras, el Instituto Nicaragüense de Energía (INE), el Instituto Costarricense de Energía (ICE) de Costa Rica y el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) de Panamá.

Una vez privatizado el sector eléctrico de algunos países de la región, éste quedó dividido en las siguientes áreas: generación, transmisión y distribución. El compromiso del SIEPAC fue transferido a la empresa de transmisión eléctrica de cada país, quedando a cargo las siguientes empresas: Instituto Nacional de Electrificación (INDE) de Guatemala, la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) de El Salvador, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) de Honduras, la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL) y la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA) de Panamá.

Estas empresas forman parte medular del órgano de gestión, cuya finalidad es el desarrollo del Mercado y de tomar las decisiones necesarias para lograr los objetivos integrales del proyecto SIEPAC.

Se inicia, en 1987 con una primera reunión de las agencias y agentes gubernamentales responsables del sector eléctrico de los seis países del istmo centroamericano, y contó desde su inicio con el apoyo del Gobierno de España, que patrocinó el estudio de un proyecto de interconexión que conectaría todos los países con una red troncal a 230 kV, y que debería construirse para el año 1992. En esta reunión fue firmado por todos los Presidentes un Protocolo de Acuerdo en el que se formalizó el compromiso y vinculación de las Empresas Eléctricas al Proyecto y se decidió la realización de los estudios necesarios para su materialización.

Con posterioridad a esta reunión, el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), organismo que reúne a las máximas autoridades regionales del sector, hizo suyas las resoluciones de la reunión de Madrid y encomendó la Secretaría Ejecutiva del Proyecto, al Grupo ENDESA de España, con el objetivo de que se hiciera cargo de los aspectos organizativos del Proyecto, procurara la realización de los estudios económico-financieros del mismo y convocara a los coordinadores técnicos.

Como antecedentes técnicos se utilizaron en un principio los estudios realizados hasta la fecha por las propias empresas eléctricas nacionales, apoyadas por la Comisión Económica para América Latina, así como los datos existentes de la realidad misma de las interconexiones presentes entre los diferentes países.

Una vez concluidos estos estudios, se presentaron al BID y al Banco Internacional de Recursos y Finanzas (BIRF), al igual que a la Cumbre de Presidentes Centroamericanos de julio de 1988.

Analizados por estos organismos ciertos aspectos del Proyecto, tales como la oportunidad de la construcción de la línea, su nivel de voltaje, y la necesidad de considerar un desarrollo gradual del sistema, dado su elevado coste de inversión, durante la IV Cumbre Presidencial de julio de 1989, se decidió reformular el Proyecto para adaptarlo a las necesidades y posibilidades económicas de los países, reprogramándolo en tres etapas con una duración total aproximada de diez años.

Se ha de mencionar, para evitar confusiones, que el Proyecto nació con el nombre de SIPAC, sin embargo, esta denominación hoy en día se ha modificado y ha pasado a llamarse SIEPAC, ya que se ha incluido el concepto de interconexión eléctrica en el propio nombre del Proyecto que antes no poseía.

Más adelante el Instituto de Cooperación Iberoamericana (ICI), dependiente del Ministerio de Asuntos Exteriores de España, firmó un acuerdo de cooperación con el Grupo ENDESA con el objeto de aunar esfuerzos para la realización del Proyecto, al tiempo que se incluyó esta cooperación en el marco de las realizaciones del V Centenario a través de la Sociedad Estatal correspondiente.

En el año 1991 ENDESA presentó al BID el esquema para desarrollar el proyecto reformado, para cuyo análisis se prepararon, conjuntamente con el BID, los Términos de Referencia del Proyecto y la propuesta de trabajo de los estudios complementarios, aprobados ambos en la reunión de presidentes y coordinadores del Proyecto SIEPAC, celebrada en Madrid en septiembre de 1992.

Paralelamente, y también en Madrid, se constituyó la sociedad SIEPAC, S.A., en julio de 1993, integrada por el Grupo ENDESA de España, y las empresas centroamericanas interesadas en el proyecto, es decir el INDE de Guatemala, la CEL de El Salvador, la ENEE de Honduras, el INE de Nicaragua, el ICE de Costa Rica y el antiguo IRHE de Panamá, cuyo principal objeto es la construcción y explotación del sistema eléctrico de interconexión.

Por último tras la correspondiente negociación se ha reformulado el Proyecto en la última reunión de los coordinadores nacionales, realizada en enero de 1997 coincidiendo con la misión de análisis del BID, habiéndose decidido a partir de los análisis realizados por los consultores externos, que la línea definitiva sea una línea en simple circuito a 230 kV. Decisión esta última que supone una modificación del alcance inicial del Proyecto.

La adopción de la tensión de 230 kV supone una modificación del EsIA que se ha realizado en base al análisis de una línea de esta tensión que discurre por la traza ya estudiada.

El Proyecto SIEPAC se fundamenta en la creación y puesta en marcha del mercado eléctrico centroamericano mayorista de electricidad (el Mercado) para después, lograr el desarrollo de las obras de infraestructura de transmisión regional.

El Mercado, es un espacio comercial de ámbito regional, en el que los agentes habilitados para ello, puedan libremente realizar transacciones de compraventa de electricidad, ya sea dentro o fuera de su país, accediendo sin discriminación alguna a las redes de transmisión con el pago de un peaje. El Mercado evolucionará gradualmente y operará como una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional, y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes.

### 2.3. OBJETIVOS

El propósito del Proyecto SIEPAC es mejorar la situación actual de los sistemas eléctricos de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá; ya que mediante la interconexión entre ellos, es posible el transporte de toda la energía potencialmente intercambiable, reforzando y estabilizando los sistemas.

Para llevar a cabo este propósito se creará un eje troncal eléctrico, constituido por una línea de transmisión que transportará la energía eléctrica a un voltaje de 230 kV y que unirá los sistemas eléctricos centroamericanos.

Dicho propósito cumplirá con los siguientes objetivos:

- Establecer un mercado eléctrico regional en Centroamérica (Tratado del Mercado Eléctrico).
- Crear y poner en funcionamiento la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), como entidad reguladora.
- Crear y poner en funcionamiento el Ente Operador Regional (EOR), como operador del sistema eléctrico y administrador del mercado de transacciones regionales.
- Construir una línea de transmisión regional en 230 kV y de 1.829 km de longitud que atravesará el territorio de los 6 países (Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá) y que se interconectará con los sistemas eléctricos nacionales.

#### 2.4. NECESIDAD DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO

Según los datos existentes, en un futuro inmediato los países centroamericanos se encontrarán con serias dificultades para satisfacer sus respectivas demandas de energía. Para dar respuesta de forma individual a esta demanda, se requerirían inversiones económicas significativas, que pueden verse condicionadas o limitadas por la crisis económica que atraviesa la región, por lo que se considera necesario y urgente, realizar un proyecto conjunto de interconexión eléctrica a escala regional, que permita acometer el problema de forma conjunta, buscando soluciones globales.

En la actualidad, los sistemas eléctricos de los países centroamericanos, se encuentran unidos mediante dos interconexiones débiles, formando dos subsistemas separados; el primero de los cuales une Guatemala con El Salvador, y el segundo, el resto de los países (Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá), lo que impide realizar intercambios energéticos compartidos entre todos ellos. Estas interconexiones existentes entre cada par de países son enlaces sencillos, con capacidad limitada de transferencia, cuya finalidad era conectar subestaciones fronterizas cuando los sistemas eléctricos nacionales se fueron expandiendo.

Los dos subsistemas se podrían unir eventualmente mediante una línea a 230 kV entre Honduras y El Salvador, y se tendría un solo sistema operando a 230 kV. No obstante, esta solución se ha descartado, pues no constituye una solución a medio o largo plazo, dado que carece de la capacidad de transporte suficiente para satisfacer las necesidades que se requerirán en el futuro.

El sistema de interconexión existente ha sido muy útil para apoyo mutuo en emergencias y para intercambiar excedentes de energía, básicamente hidráulica; sin embargo, no permiten concertar transacciones firmes, y los límites de transferencia son reducidos (unos 50 MW) ya que la salida imprevista del enlace, deja un sistema deficitario y muy posiblemente sujeto a apagones. Además, existe un rezago en el mantenimiento del sistema, el cual queda marcado por una menor confiabilidad y un aumento en las pérdidas de energía. Existen varios países en los que encontramos subestaciones con sobrecarga y falta de atención a la demanda actual, por la poca capacidad en redes y subestaciones.

La capacidad limitada de las actuales líneas de interconexión, impide que se puedan concertar transacciones de compra-venta de electricidad de carácter firme, que pudieran justificar la instalación de plantas generadoras de mayor tamaño que el necesario para atender el mercado de cada país.

El desarrollo de los actuales sistemas eléctricos de potencia se ha sustentado en la construcción de líneas de interconexión entre subsistemas, o sistemas de menor dimensión o escala. Las interconexiones entre diferentes subsistemas se ha incentivado en la medida en que ha resultado necesario reducir los costos de producción de energía eléctrica, y aumentar los requisitos de seguridad y calidad de servicio.

## 2.5. VENTAJAS APORTADAS POR EL PROYECTO

Las ventajas que se obtienen con las interconexiones son tan grandes, que el alcance de los sistemas eléctricos interconectados ha superado ampliamente el ámbito nacional, a través de la construcción de líneas de interconexiones internacionales, dando lugar a los actuales grandes sistemas eléctricos, en algunos casos de ámbito continental.

El Proyecto implica notables ventajas económicas derivadas de la optimización de los sistemas eléctricos por economías de escala, ya que permite optimizar el sistema eléctrico centroamericano como un conjunto único, que respetando la autonomía de sus diversos componentes nacionales, posibilita la adopción de soluciones comunes frente a problemas globales, como incrementos generalizados de la demanda o desarrollo de grandes proyectos supranacionales, o bien problemas locales o temporales, como un mal año hidrológico en una cierta zona del istmo, que no justifican el desarrollo de nuevas centrales al ser un problema circunstancial, pero que se da periódicamente, con la problemática que ello conlleva para el país o zona afectada, ya que en ocasiones se han producido y producen problemas de suministro, con cortes de la corriente.

Los beneficios económicos de las interconexiones son siempre muy importantes, debido a que, por múltiples razones, permiten reducir la necesidad de equipamiento y los costes de explotación. Estas razones pueden agruparse, de acuerdo con los conceptos básicos que se mejoran desde el corto al largo plazo, en la forma siguiente:

1.- Razones de carácter técnico:

- Mayor fiabilidad de la cobertura de la demanda:* al apoyarse conjuntamente los sistemas ante situaciones de fallo de grandes grupos o centrales, se permite cubrir la demanda desde los sistemas vecinos, con lo que se evitan cortes de suministro, muy costosos para la industria y la sociedad en general, y en cierta medida limitante del desarrollo económico
- Aumento importante de la fiabilidad de la red de transmisión en áreas fronterizas:* por el apoyo mutuo de las redes de transmisiones nacionales. Muy claro en países cuya forma geográfica hace que las áreas limítrofes sean las más desabastecidas, al encontrarse alejadas de los centros de producción y de reparto de potencia.
- Mayor estabilidad y garantía de la frecuencia:* por el aumento de la inercia en los sistemas interconectados.

- Mayor estabilidad y garantía de la tensión:* debido al aumento de la potencia de cortocircuito.

## 2.- Ahorros en los costos de explotación

- Reducción de pérdidas:* especialmente en sistemas que comparten una frontera de gran longitud y con zonas eléctricamente complementarias.
- Menores reservas de operación en cada sistema:* al posibilitar que se compartan las centrales de reserva, tanto primaria como secundaria, lo que permite reducir a largo plazo la construcción de centrales, al apoyarse en las de los países vecinos, y posibilitar la creación de centrales supranacionales, compartidas por varios.
- Intercambios económicos de energía:* al posibilitar que la producción se realice en cada momento en las centrales de mínimo coste, reduciendo la factura energética conjunta. Hecho de sumo interés en sistemas abastecidos con fuentes energéticas importadas (centrales térmicas de fuel, etc.). Este concepto es aplicable a aspectos ambientales al posibilitar que la producción se realice en la central que genere los menores impactos.
- Mejor aprovechamiento de excedentes:* al permitir la producción en diferentes períodos, ajustándose ésta a las modificaciones periódicas de la demanda, adaptándose la producción a éstas.
- Mejora de utilización de las centrales:* por la posibilidad de integración de las curvas de carga de los distintos sistemas que presentan diferencias horarias, estacionales, climáticas, etc., aprovechando la diversificación del mercado para una mejor explotación del conjunto de las centrales de generación.

## 3.- Menor necesidad de equipamiento futuro

- Menores necesidades de potencia instalada:* por la complementariedad de los sistemas y el desplazamiento horario de sus curvas de carga, dado que se permite el apoyo mutuo, compartiendo la generación.

- ❑ *Posible escalonamiento de la construcción de nuevas centrales generadoras:* al contar, como ya se ha mencionado, con las centrales de reserva de otros sistemas.
  
- ❑ *Economías de escala:* al ser posible la construcción de centrales con grupos de mayor tamaño, al planificar en un ámbito supranacional, lo que permite optimizar recursos.

La posibilidad de obtener todos o parte de estos beneficios depende de la capacidad de la interconexión. La obtención de los beneficios denominados anteriormente técnicos exige una capacidad de interconexión relativamente baja, pero si además se quieren obtener los posibles beneficios derivados del ahorro de costes de explotación o de futuro equipamiento, dicha capacidad de interconexión deberá aumentarse.

Cuando la capacidad de la interconexión es relativamente baja, el valor económico de los beneficios que se obtienen es proporcional a dicha capacidad, y en general superan ampliamente los costes de inversión en las líneas de interconexión. No obstante, a medida que aumenta la capacidad, los beneficios se reducen, y a partir de un determinado valor se produce una saturación de los beneficios obtenidos.

La consideración del fenómeno anterior, junto con el obligado contraste del valor económico de los beneficios previstos con los costes de la línea de interconexión, permiten adelantar la existencia de una capacidad óptima para dos o más sistemas predeterminados.

La comparación de los ahorros económicos obtenidos con los costes de inversión que exige la construcción de una línea de interconexión, permite obtener la capacidad óptima bajo el punto de vista económico del conjunto de la red de interconexión, objetivo de los estudios realizados hasta el presente, y que para el caso en estudio han dado como resultado óptimo el actual diseño del Proyecto SIEPAC, basado en una línea de simple circuito a 230 kV.

## 2.6. TRAZADO DE LAS DISTINTAS ALTERNATIVAS

Hasta 1997, el análisis de alternativas, se ha basado en el método de aproximaciones sucesivas y en el trabajo de gabinete, cobrando los condicionantes técnicos relativa importancia frente a los ambientales.

Estas condicionantes estaban marcadas por la ubicación de las subestaciones y en la definición de los puntos de cruce de las fronteras. En total, dos puntos de paso obligado, el constituido por la subestación de Veladero y el de paso fronterizo entre Costa Rica y Panamá.

La definición de un corredor básico para la línea SIEPAC, se fundamentó en los siguientes condicionantes:

- La línea debería eludir las zonas y parajes más sensibles desde el punto de vista ambiental.
- Los centros de transformación deberían situarse lo más próximo posible a los principales centros de reparto de potencias.
- La longitud de la línea debía de ser la menor posible.

Una vez definido el corredor básico, que habría de discurrir próximo a la costa del Pacífico, puesto que a pesar de ser la zona donde se concentra la mayor parte de la población, es la costa de menor valor ecológico, se procedió a definir el trazado.

En el caso del tramo del SIEPAC correspondiente a Panamá, la existencia de líneas de interconexión y la carretera Panamericana CA-1, se convertían en puntos clave, de manera que si el trazado de la línea se diseñase paralelo a las mismas, se estaría minimizando el impacto ambiental que pudiese producir la construcción de la misma. Se constituye entonces, en el año 1997, la alternativa 1.

Posteriormente, en 2003, y de un análisis más pormenorizado del trazado definido en 1997, surge la alternativa 2, que dista poco de la alternativa 1.

Es en este mismo año, cuando se introduce un cambio significativo en el trazado, ya que se reubica el punto de interconexión entre los países de Costa Rica y Panamá.

A continuación, se analizan las 3 alternativas propuestas para, una vez seleccionada la idónea, pormenorizar en el componente ambiental del trazado en la justificación ambiental propiamente dicha.

- ✓ **Alternativa 1:** Trazado del año 1997. Longitud de la línea 142 km. Las coordenadas UTM del punto de interconexión con Costa Rica son (299.000 m E, 946.500 m N), en la población de Paso Canoas Arriba. El área de estudio se extiende, desde la interconexión, hasta su finalización en la subestación de Veladero, 2 km a cada lado del trazado de la línea. Predominan en el área de afección las tierras bajas y las colinas con menos de 600 m de altitud donde se desarrollan las actividades agropecuarias y se producen los asentamientos humanos. La carretera Panamericana se constituye como la arteria terrestre más importante del país.
- ✓ **Alternativa 2:** Trazado del año 2003. No se producen grandes modificaciones con respecto a la alternativa 1. Longitud de la línea 140 km. Mejor ubicación de los puntos de apoyo trazados en la alternativa 1. El terreno afectado coincide con el de la alternativa 1.
- ✓ **Alternativa 3:** Nuevo trazado en 2003. Se modifica el punto de interconexión entre países. Las coordenadas UTM del punto de interconexión con Costa Rica (294.800 m E, 961.400 m N), en la comunidad de los Planes. Longitud de la línea 145,6 km. El área afectada se modifica en su tramo final. Afección a terrenos menos poblados, con una menor capacidad productiva.
- ✓ **Alternativa 4:** Nuevo trazado mayo del 2003. Se modifican puntos de interconexión en la frontera (294.559,191 m E, 961.315,026 m N) y se aleja de los poblados en los Algarrobos que va en expansión hacia la línea SIEPAC anterior (trazado 3). También se modifica la interconexión en la subestación de Veladero a la nueva coordenada (427.698,000 m E, 912.262,000 m N) y en el pre-pórtico con coordenadas (427.661,000 m E, 912.101,000 m N).

### Trazado de las distintas alternativas



La adecuada selección de la trayectoria se fundamentará en la minimización del impacto ambiental, cuidando con especial interés el factor social del proyecto, pero sin olvidar los condicionantes técnicos y económicos.

Se cotejarán las diferentes alternativas con un análisis de ventajas y desventajas.

ALTERNATIVA	LONGITUD (km)	Nº PTOS. DE INFLEXIÓN	PTO. INTERCONEXIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS
1	140	9	Población Paso Canoas Arriba Este: 299000 m; Norte: 946500 m	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Trazado paralelo a líneas existentes y a la carretera CA-1.</li> <li>• Es de las tres alternativas, la de menor longitud.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Línea trazada en gabinete.</li> <li>• Atraviesa la zona sur de la comarca Ngöbe Buglé.</li> <li>• El trazado atraviesa el Parque Arqueológico de Nancito.</li> </ul>
2	142	8	Población Paso Canoas Arriba Este: 299000 m; Norte: 946500 m	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Técnicamente factible.</li> <li>• Menor número de puntos de inflexión que la alternativa 1.</li> <li>• Correcta ubicación de los puntos de apoyo verificada con trabajo de campo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Atraviesa la zona sur de la comarca Ngöbe Buglé.</li> <li>• El trazado atraviesa el Parque Arqueológico de Nancito.</li> <li>• Para la interconexión la línea atraviesa la población de Paso Canoas, extensamente poblada.</li> </ul>
3	145,6	10	Comunidad de los Planes 294.559,191 m E, 961.315,026 m N	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Técnicamente factible.</li> <li>• La comunidad de los Planes está menos habitada que Paso Canoas Arriba.</li> <li>• Las tierras que se afectan son menos fértiles.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Atraviesa la zona sur de la comarca Ngöbe Buglé.</li> <li>• El trazado atraviesa el Parque Arqueológico de Nancito.</li> <li>• Impacto paisajístico.</li> <li>• Necesidad de caminos de para acceder a la línea.</li> </ul>
4	150.9	25	Frontera Costa Rica-Panamá, comunidad Los Planes 294.559,191 m E, 961.315,026 m N	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Técnicamente factible.</li> <li>• La comunidad de los Planes está menos habitada que Paso Canoas Arriba.</li> <li>• Las tierras que se afectan son menos fértiles.</li> <li>• Gran proyecto hidroeléctrico Boruca próximo al punto de interconexión.</li> <li>• Se aleja de centro urbanos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Posee mayores puntos de inflexión.</li> <li>• Atraviesa la zona sur de la Comarca Ngöbe Buglé.</li> <li>• El trazado atraviesa el Parque Arqueológico de Nancito.</li> <li>• Impacto paisajístico.</li> <li>• Necesidad de caminos para acceder a la línea.</li> </ul>

ALTERNATIVA	LONGITUD (km)	Nº PTOS. DE INFLEXIÓN	PTO. INTERCONEXIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS
				en expansión como Los Algarrobos.	

En función de las alternativas analizadas, y con el apoyo de los estudios realizados por el IRHE en junio de 1994 y ENDESA en abril de 2002 se eligió la alternativa 4 como la más viable por los siguientes motivos:

- Técnicamente resulta viable.
- El trazado no atraviesa reservas naturales.
- El problema de su paso por la Comarca Ngöbe-Buglé y el Parque Arqueológico de Nancito no presenta inconvenientes ambientales directos de grandes magnitudes.
- El área de afección, en su mayoría, está constituida por terrenos de actividad ganadera y son pocas las zonas de producción agrícola afectadas; presentan baja densidad.
- Se aleja de centros poblados en expansión como Los Algarrobos.
- La futura puesta en marcha del Proyecto Hidroeléctrico de Costa Rica, favorece la reubicación del punto de interconexión entre los países.
- No se prevén efectos de interferencias entre la línea de transmisión y las emisiones de radio y televisión.

SOLUZIONA S.A., estudió la posibilidad de evitar que el trazado de la línea incidiera sobre la Comarca de Ngöbe-Buglé, para así evitar, por un lado, el impacto social sobre la comunidad, y por el otro, el impacto sobre el patrimonio arqueológico.

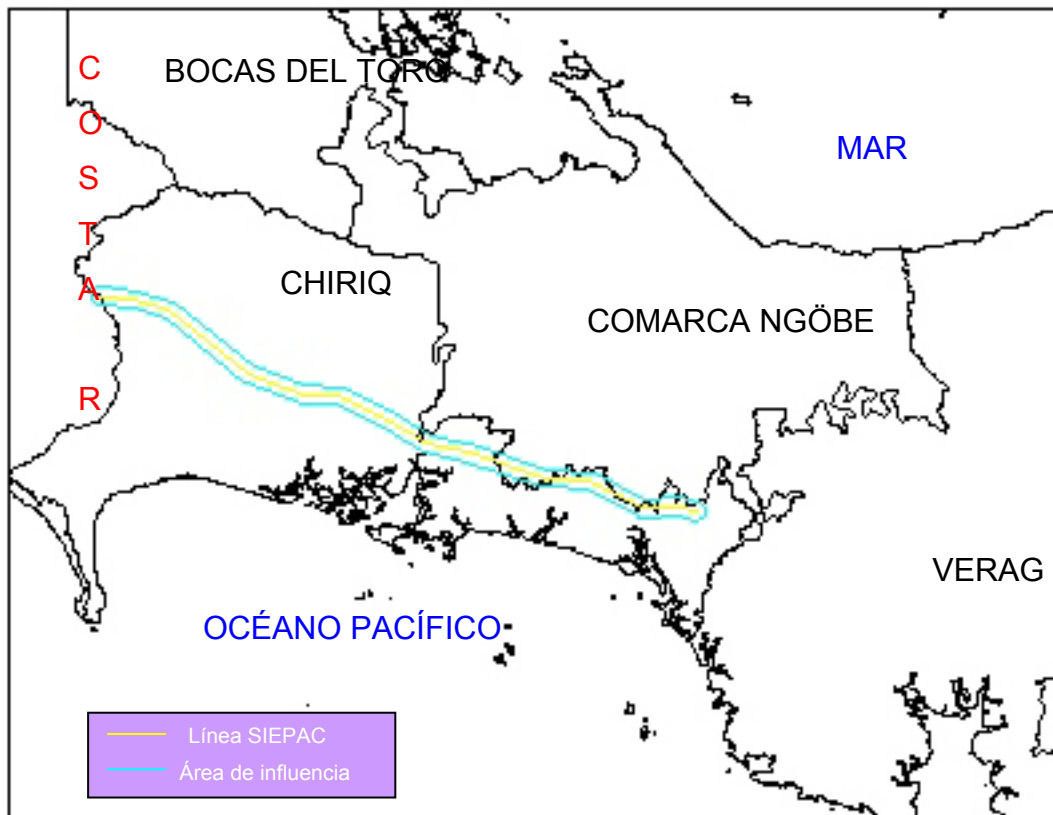
La conclusión a la que se llegó tras un minucioso análisis, fue la imposibilidad de contemplar tal modificación, ya que desplazar la línea SIEPAC hacia el sur del país, conllevaría afectar a las zonas donde habita el manglar.

Se refiere por lo tanto la justificación ambiental, y el posterior Estudio de Impacto Ambiental, a la alternativa 4, puesto que tras el análisis correspondiente ha resultado la más factible.

## 2.7. TRAZADO PROPUESTO

A continuación, se describe el trazado del tramo de Panamá propuesto por SOLUZIONA S.A.

El trazado ha sido definido sobre la base a los estudios previos entregados por la Empresa Propietaria de la Red (EPR), las giras de campo y aspectos ambientales y sociales. Se han considerado diferentes variables ambientales de manera tal que el trazado, en su conceptualización y diseño, produzca el menor impacto y esté expuesto a los mínimos riesgos naturales.



El trazado de la ruta que atraviesa el Istmo de Panamá tiene su origen en la frontera Costa Rica-Panamá. Inicia el recorrido con orientación nordeste y una longitud de 1,05 km hasta llegar a comunidad de Los Planes en el Distrito de Renacimiento. Con rumbo sureste se recorre una distancia de 15,1 km hasta llegar a la comunidad de La Primavera en el Distrito de Bugaba,

conservando el rumbo y a una distancia de 30 km, se localiza la comunidad de Buena Vista en el Distrito de David, pasando las comunidades de La Maquenca, Bajo Frío, Guacá Arriba, Guabal, Camarón Arriba, Loma Alta, entre otras.

De allí, recorriendo una distancia de 13,4 km se localiza el siguiente vértice en las cercanías de la Empresa Refrescos Nacionales, se continúa con la misma alineación hasta pasar por la comunidad de Charco Azul hasta llegar al cerro Los Añiles a una distancia de 10,8 km del punto anterior.

Con rumbo sureste y recorriendo aproximadamente 21,9 km, luego de pasar por las comunidades de Las Maltes, Las Vueltas, Madroñal de los distritos de Gualaca, David y San Lorenzo, la orientación de la línea cambia a noreste y se extiende por unos 8,9 km hasta llegar a la comunidad de Potrero de Nance en el Distrito de San Lorenzo.

Nuevamente, con rumbo sureste la línea se extiende, aproximadamente, por 13,8 km hasta la comunidad de Quebrada de Piedra en el Distrito de Mironó en la Comarca Ngöbe-Buglé, pasando por las comunidades de Cucuria en el Distrito de Besiko, Hato Corotú y Rabo de Puerco en el Distrito de Mironó.

La siguiente alineación se orienta con rumbo nordeste, con una distancia de 10,4 km hasta localizar a la comunidad de El Macano en el Distrito de San Félix.

Se retorna a la orientación Sureste y se recorre una distancia de 10,6 km hasta la comunidad de Hato San José en el Distrito de Remedios. Se continúa con orientación nordeste y con una longitud de 13,1 km se llega a las cercanías de la comunidad El Barniz, para luego recorrer 1,6 km con rumbo sureste y llega Sub estación de Veladero, en el Distrito de Tolé.

Finalmente, la interconexión de la línea de 230 kV con la Sub estación de Veladero se hace mediante un tramo de 0,16 km con rumbo suroeste.

A continuación, se muestran los puntos en coordenadas UTM, zona 17 que definen el trazado de la línea de interconexión para Panamá.

PTOS. DE INFLEXIÓN	NOMBRE	COORDENADAS CARTESIANAS (UTM)		COORDENADAS GEOGRÁFICAS		DISTANCIA (m)
		ESTE (m)	NORTE (m)	Latitud	Longitud	
PI-1	FRONTERA	294.559,191	961.315,026	8° 41' 31,4655" N	82° 52' 2,0456" W	1.058,0358
PI-2	LOS PLANES	295.572,377	961.619,811	8° 41' 41,5470" N	82° 51' 28,9558" W	6.555,3859
PI-3	DOMINICAL	301.907,332	959.934,157	8° 40' 47,68" N	82° 48' 1,4830" W	8.496,6197
PI-4	LA PRIMAVERA	310.236,577	958.255,962	8° 39' 54,3170" N	82° 43' 28,7920" W	9.473,59
PI-4B	VOLANTE	317.660,000	952.370,000	8° 36' 43,8080" N	82° 39' 25,1427" W	8.348,20
PI-5B	MACANO ARRIBA	326.000,000	952.000,000	8° 36' 32,9134" N	82° 34' 52,3276" W	5.656,85
PI-6B	GUABAL	330.000,000	948.000,000	8° 34' 23,2408" N	82° 32' 40,9754" W	7.838,99
PI-7A	CERRO GUACÁ	335.545,000	942.459,000	8° 31' 23,5841" N	82° 29' 38,9299" W	13.377,95
PI-8A	CERVECERÍA	322.932,000	938.000,000	8° 28' 59,3390" N	82° 25' 36,8343" W	846,7875
PI-8B	CHARCO AZUL	343.775,000	937.920,000	8° 28' 56,8353" N	82° 25' 9,2607" W	4.803,2307
PI-8C	CERRO QUITIÑO	348.550,000	937.400,000	8° 28' 40,4667" N	82° 22' 33,0678" W	5.188,3971
PI-9	CERRO LOS AÑILES	353.422,463	935.617,146	8° 27' 42,9797" N	82° 19' 53,5477" W	9.964,1762

PTOS. DE INFLEXIÓN	NOMBRE	COORDENADAS CARTESIANAS (UTM)		COORDENADAS GEOGRÁFICAS		DISTANCIA (m)
		ESTE (m)	NORTE (m)	Latitud	Longitud	
PI-10	RÍO CHORCHA	362.636,000	931.823,000	8° 25' 40,4530" N	82° 14' 51,8897" W	
						6.356,5669
PI-11	MADROÑAL	367.860,363	928.201,954	8° 23' 43,0954" N	82° 12' 0,7131" W	
						5.571,6409
PI-12	CORRALES	373.191,000	926.581,000	8° 22' 50,8455" N	82° 9' 6,2807" W	
						8.957,3604
PI-13	RÍO FONSECA	381.983,868	924.872,254	8° 21' 56,0225" N	82° 4' 18,6634" W	
						8.896,6695
PI-14	BRUJO	390.183,000	921.419,000	8° 20' 4,2913" N	81° 59' 50,3275" W	
						4.860,4877
PI-15	RABO DE PUERCO	394.512,000	919.209,000	8° 18" 52,6848" N	81° 57' 28,6352" W	
						10.409,9342
PI-16	MACANO	404.911,000	918.732,000	8° 18' 37,9321" N	81° 51' 48,6629" W	
						1.681,8145
PI-17	SAN FÉLIX	406.401,000	917.952,000	8° 18' 12,6403" N	81° 50' 59,9007" W	
						8.893,0878
PI-18	EL MARÍA	413.218,000	912.241,000	8° 15' 7,1458" N	81° 47' 16,6874" W	
						4.313,1363
PI-19	NANCITO	417.530,000	912.340,000	8° 15' 10,6396" N	81° 44' 55,7534" W	
						8.677,5698
PI-20	BARNIZ	426.191,000	912.876,000	8° 15' 28,5938" N	81° 40' 12,6888" W	
						1.627,2815
PI-21	VELADERO	427.698,000	912.262,000	8° 15' 8,6826" N	81° 39' 23,3968" W	
						165,1969
PI-22	PRE PÓRTICO	427.661,000	912.101,000	8° 15' 3,4383" N	81° 39' 24,5975" W	
DISTANCIA TOTAL (m)						150.960,924

Fuente: Datos suministrados por ETESA.

<b>2.</b>	<b>DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO .....</b>	<b>77</b>
<b>2.1.</b>	<b>DATOS GENERALES .....</b>	<b>77</b>
<b>2.2.</b>	<b>ANTECEDENTES.....</b>	<b>77</b>
<b>2.3.</b>	<b>OBJETIVOS .....</b>	<b>80</b>
<b>2.4.</b>	<b>NECESIDAD DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO .....</b>	<b>81</b>
<b>2.5.</b>	<b>VENTAJAS APORTADAS POR EL PROYECTO.....</b>	<b>82</b>
<b>2.6.</b>	<b>TRAZADO DE LAS DISTINTAS ALTERNATIVAS .....</b>	<b>86</b>
<b>2.7.</b>	<b>TRAZADO PROPUESTO .....</b>	<b>92</b>