

Evaluación Técnico-Económica de la Alternativa más Favorable para Garantizar el Suministro
Eléctrico a los Pozos del Campo Ébano

Mario Eduardo Rueda Rangel

Trabajo de grado para optar al título de Máster en Ingeniería de Petróleos y Gas
Énfasis en Ingeniería de Gas

Director

José Alejandro Amaya Palacio

Doctor en Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas - Énfasis en Ingeniería de Gas

Bucaramanga

2026

Contenido

	Pág.
Introducción	9
1. Descripción del Problema	9
2. Objetivos	11
2.1 Objetivo General.....	11
2.2 Objetivos Específicos.....	11
3. Justificación	11
4. Marco de Referencia	12
5. Comparación Técnica de las Alternativas para Suministro de Energía (Pros y Contras de Cada Alternativa)	15
6. Identificación de los pozos Candidatos a ser conectados a la Red Eléctrica Nacional Estudio de Demanda y Carga.....	20
7. Análisis Costo Beneficio de las Alternativas Evaluadas – Componentes Económicos y Financieros.....	25
7.1 Gastos Operativos Asociados al Suministro de Energía	25
7.2 Inversión y Gastos Operativos Asociados a Conectar los Pozos a la Red Nacional.....	27
7.3 Evaluación Económica, Sensibilidad al monto de Inversión en el Proyecto y Escenarios Evaluados ..	30

7.4 Cálculo del Costo Nivelado de Energía, Sensibilidades y Escenarios Evaluados	36
8. Conclusiones	44
9. Recomendaciones	45
Referencias Bibliográficas	46
Apéndices.....	47

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. <i>Arreglo de pozo Operando con Generador GLP</i>	17
Figura 2. <i>Arreglo Pozo Operando conectado a Red Eléctrica Nacional</i>	19
Figura 3. <i>Ubicación Geográfica Trazado Estimado de Red Eléctrica pozo Ébano-1040.....</i>	21
Figura 4. <i>Modelo Dictamen CFE comunicando viabilidad de Conexión a la Red</i>	24
Figura 5. <i>Precios GLP reales y proyección</i>	26
Figura 7. <i>Tarifas MXN/kWh reales y proyección</i>	29

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Pros y Contras de Suministro de Energía a pozos con Generadores GLP</i>	15
Tabla 2. <i>Pros y Contras Conexión de Pozos a la Red Eléctrica Nacional</i>	18
Tabla 3. <i>Pozos identificados a ser conectados a la Red Eléctrica Nacional</i>	20
Tabla 4. <i>Normas para Construcción de Línea Eléctrica y Subestaciones</i>	25
Tabla 5. <i>Precios GLP MXN/L Reales 2023 a 2025 y Proyección 2026 a 2030</i>	27
Tabla 5. <i>Presupuesto de Inversión Conexión de pozos a Red Eléctrica Nacional</i>	27
Tabla 7. <i>Tarifas MXN/kWh, Reales 2023 a 2025 y Proyección 2026 a 2030</i>	29
Tabla 8 <i>Evaluación Económica</i>	30
Tabla 9. <i>Flujo de Caja del Proyecto</i>	33
Tabla 10. <i>Análisis de Sensibilidad</i>	34
Tabla 11. <i>Escenarios del Proyecto</i>	35
Tabla 12 <i>LCOE Alternativa Generadores GLP</i>	37
Tabla 13 <i>LCOE Conexión a la Red Eléctrica Nacional</i>	38
Tabla 14 <i>Sensibilidad LCOE Conexión a la Red a la Inversión</i>	39
Tabla 15. <i>LCOE-R Generadores GLP</i>	41
Tabla 16. <i>LCOE-R Red Eléctrica</i>	42

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice A <i>Especificaciones Técnicas del Proceso de Licitación para el proceso constructivo</i>	47
Apéndice B. <i>Presupuesto Detallado para la conexión de 19 pozos a la Red Eléctrica Nacional</i>	56
Apéndice C. <i>Presupuesto Detallado para la adquisición, conexión e importación de 19 generadores GLP</i>	58
Apéndice D. <i>Promedio Ponderado de Tarifas de kWh/MXN</i>	60

Resumen

Título: Evaluación Técnico-Económica de la Alternativa más Favorable para Garantizar el Suministro Eléctrico a los Pozos del Campo Ébano*

Autor: Mario Eduardo Rueda Rangel**

Palabras claves: Evaluación Económica, Alternativas, Energía.

Descripción

El Campo Ébano comenzó su producción de petróleo en el año 1903. A pesar de llevar tantos años en producción debido a su extensión, 1569 km², y a la dispersión de los pozos a lo largo del área varios de los pozos se encuentran alejados de la Red Eléctrica Nacional y operan con Generador que utiliza como combustible Gas Licuado de Petróleo (GLP). La Operación con Generador GLP debido a la renta y al consumo de GLP tiene un costo importante y está impactando la economía del campo Ébano reduciendo la vida útil y productiva de los pozos. Los pozos de más bajo potencial de producción se están volviendo no rentables y ha sido necesario suspenderlos y/o cerrarlos. El cierre operativo de un pozo tiene un impacto directo en las reservas del campo lo que se traduce en detrimento económico.

El suministro de Energía es uno de los componentes que más impacto tiene en los gastos operacionales. Por esta razón, cualquier ahorro que se logre en este aspecto contribuye a mejorar la economía del campo Ébano.

El suministro de Energía a través de la Red Eléctrica Nacional surge como una alternativa en busca de reducir el gasto operativo. Durante el desarrollo del presente trabajo de aplicación, se realizó una evaluación técnica y económica comparando 2 opciones de suministro de energía para 19 pozos del campo Ébano. Una opción es continuar suministrando la energía a través de Generadores a GLP y la otra es hacer la inversión necesaria y ejecutar el proyecto de conectar esos 19 pozos a la red Eléctrica Nacional.

Las conclusiones principales de la evaluación realizada son:

- Económicamente es más viable conectar los 19 pozos a la Red Eléctrica Nacional.
- Los Indicadores Económicos, Valor Presente Neto, Tasa Interna de Retorno y Tiempo de Recuperación de la Inversión, son favorables para los intereses de los socios del Campo Ébano en todos los escenarios evaluados.
- El Costo Nivelado de Energía (LCOE) confirma que la alternativa de suministro de energía a través de la red eléctrica nacional es la más recomendada para los 19 pozos.
- Es recomendable, continuar identificando más pozos en el campo, con potencial de ser conectados a la Red Eléctrica Nacional.

* Trabajo de Grado de Maestría

** Facultad de Ingeniería de Petróleos, Escuela Fisicoquímicas, José Alejandro Amaya Palacio

Abstract

Title: Techno-Economic Evaluation of the Most Favorable Alternative to Guarantee Electrical Power Supply for Wells in the Ebano Field*

Author: Mario Eduardo Rueda Rangel**

Keywords: Economic Evaluation, Alternatives, Energy.

Description

The Ebano Field began its oil production in 1903. Despite its long production history, its extensive area of 1,569 km² and the wide geographic dispersion of its wells have resulted in several locations being isolated from the National Electrical Grid. Therefore, these wells currently operate using power generators fueled by Liquefied Petroleum Gas (LPG). Due to rental costs and fuel consumption, LPG-based power generation represents a significant OPEX burden, negatively impacting the field's economic performance and reducing the productive life of the wells. Low-potential wells are becoming uneconomical, being necessary their suspension or shut-in. The operational closure of a well has a direct impact on field reserves, leading to economic detriment.

Energy supply is one of the most critical components of operating expenditures (OPEX). Therefore, any cost reduction achieved in this area contributes to the overall economic optimization of Ebano Field.

Connecting to the National Electrical Grid comes as a viable alternative to reduce operating costs. The present thesis provides a techno-economic evaluation comparing two power supply options for 19 wells in the Ebano Field: maintaining the current LPG-powered generation vs. executing the required capital investment (CAPEX) to connect these wells to the National Electrical Grid.

The main conclusions of this evaluation are:

- Connecting the 19 wells to the National Electrical Grid is the most economically and viable alternative.
- The economic indicators—Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), and Payback Period—are favorable for the Ebano Field partners across all evaluated scenarios.
- The Levelized Cost of Energy (LCOE) shows that the Connection of the 19 wells to the national power grid is the most favorable for the 19 wells.
- It is recommended to continue identifying additional wells within the field that possess the potential for grid connection to further optimize the assets' profitability.

* Master's Degree Thesis

*** Facultad de Ingeniería de Petróleos, Escuela Fisicoquímicas, José Alejandro Amaya Palacio

1. Introducción

La eficiencia energética y la garantía del suministro energético en un campo Petrolero son componentes fundamentales en el costo de levantamiento de los pozos. Influyen la viabilidad económica de un campo petrolero al punto que si es muy costoso desde el punto de vista energético mantener los pozos operando es posible que la mejor alternativa sea dejar los pozos fuera de línea para no afectar la economía del campo Petrolero.

Por eso, buscar e implementar alternativas de suministro energético se vuelve fundamental en la operación eficiente de los campos Petroleros. En este proyecto de tesis se revisará un caso puntual aplicado al Campo Ébano, que se ubica en México, específicamente entre los estados de San Luis de Potosí, Tamaulipas y Veracruz.

2. Descripción del Problema

El campo Ébano está ubicado en la cuenca Tampico Misantla al noreste de México. Geográficamente se encuentra a 20 km al oeste de la ciudad de Tampico, Tamaulipas. Actualmente, el campo Ébano es operado por la empresa DS Servicios Petroleros como se establece en el Contrato de Exploración y Extracción CNH-M4-EBANO/2018, (Comisión Nacional de Hidrocarburos, Pemex Exploración y Producción, DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V. y D&S Petroleum, S.A. de C.V., 2018).

A pesar, de que el campo lleva produciendo desde el año 1903, por su amplia extensión (1569 km²), varios de los pozos aún operan con Generador en sitio cuyo combustible es Gas

Licuado del Petróleo (GLP). Los gastos asociados a la renta y mantenimiento de los generadores más el gasto asociado a la compra del GLP ha ocasionado que los pozos de menor potencial de producción del campo sean económicamente inviables, generando un impacto económico no deseado al campo, este es el problema que se desea solucionar.

Por lo tanto, esta propuesta se enfoca en evaluar técnica y económicamente la alternativa más favorable para el suministro eléctrico de los pozos del campo Ébano.

3. Objetivos

2.1 Objetivo General

Evaluar Técnica y Económicamente cuál es la alternativa más favorable para garantizar el suministro eléctrico de los pozos del Campo Ébano.

2.2 Objetivos Específicos

Determinar si es técnicamente viable, realizar la conexión eléctrica de pozos en el campo Ébano a la Red Nacional que es operada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Elaborar el presupuesto de inversión para conectar los pozos del campo Ébano que hayan sido identificados con posibilidad de ser conectados a la Red Eléctrica Nacional.

Realizar el Análisis Económico entre seguir operando los pozos con generador GLP en sitio vs. la inversión de conectarlos a la Red Eléctrica Nacional y su posterior operación.

Determinar el Costo Nivelado de Energía (LCOE) para las alternativas de suministro de Energía evaluadas: Generadores GLP y Conexión a la Red Eléctrica Nacional.

4. Justificación

Desarrollar la evaluación Técnica y Económica de conectar pozos a la Red Eléctrica Nacional y compararla contra la situación actual, que es operar los pozos cada uno con un generador GLP en sitio, suministrará los indicadores económicos y energéticos necesarios para decidir si es económicamente rentable el proyecto de conectar los pozos a la Red Eléctrica Nacional.

Los componentes de mayor impacto en el gasto operativo de los pozos son la renta del generador en sitio y el consumo de GLP. **Por lo tanto, reducir o eliminar estos gastos dará viabilidad económica a los pozos de menor potencial de producción en el campo Ébano.** De esta manera se prolongará la vida productiva de los pozos y el impacto en la disminución de las reservas del campo Ébano será mitigado.

5. Marco de Referencia

La siguiente es la descripción general de las dos alternativas de suministro de energía a evaluar y comparar:

Generación de Energía in situ con GLP: La práctica actual se basa en el uso de grupos electrógenos de gas que utilizan Gas Licuado del Petróleo (GLP) como combustible. Estos generadores son equipos de 30kW, 440V y 60Hz, y requieren mantenimiento periódico, que incluye repuestos, consumibles, cambio de aceite y filtros y revisión de componentes tal como se detalla en el Manual de Operación y Mantenimiento de los Generadores (Power Electronics, 2023).

Suministro a través de la Red Eléctrica Nacional (CFE): La alternativa consiste en la conexión directa a la red operada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Esto requiere la determinación de la viabilidad técnica que se describe en el documento (Comisión Federal de Electricidad, 2025), su construcción debe realizarse según las normas de referencia establecidas en (Secretaría de Energía (SENER), 2025) y la elaboración de un presupuesto de inversión. La interconexión elimina los costos variables de GLP y los costos fijos de renta y mantenimiento de

generadores y traería consigo los costos asociados al consumo de energía eléctrica que se pagaría a la CFE a través de una factura que se recibirá de forma mensual.

Para realizar la evaluación técnica y económica de las alternativas se definió un proyecto denominado:

“Conexión a la Red Eléctrica Nacional de un determinado número de pozos del Campo Ébano”

La evaluación del proyecto asumió que se sacarán de servicio un determinado número de generadores GLP. Se estimó la inversión necesaria para conectar los pozos identificados a la Red Eléctrica Nacional y sus gastos operativos.

Desde el punto de vista económico se calculó el *Valor Presente del Proyecto, la Tasa Interna de Retorno y el tiempo de pago de la Inversión.*

La selección de los pozos a ser conectados a la Red Eléctrica Nacional se realizó teniendo en cuenta los siguientes parámetros principales:

- Presupuesto de inversión disponible al interior de DSSP.
- Ubicación geográfica de los pozos en el Campo Ébano.
- Pozos que están operando y que produzcan al menos 10 barriles de petróleo por día (bopd).
- Pozos con reservas probadas produciendo de al menos 18,250 barriles de petróleo.

Finalmente, y tomando como referencia lo descrito en el ejemplo del documento (Heal, Geoffrey, Bruce, Usher and Wagner, Gernot, 2025) de *Columbia Business School*. “*Orsted’s Case for Offshore Wind*” se incluyó el concepto y uso del Costo Nivelado de Energía (LCOE) para las dos Alternativas de suministro de Energía para los pozos:

- Suministro de Energía a través de Generadores GLP.
- Conexión a la Red Eléctrica Nacional.

El concepto LCOE es un indicador que permite comparar bajo las mismas condiciones el costo por unidad de energía proveniente de diferentes fuentes. Es una metodología utilizada para evaluar proyectos de energía de gran escala.

El *Costo Nivelado de Energía (LCOE)* se define como el ingreso promedio constante por unidad de energía generada que se requeriría para recuperar los costos de construcción y operación de una planta de generación durante su vida útil económica asumida. En términos financieros, es el precio teórico de equilibrio en el cual el *Valor Presente Neto (VPN)* del proyecto es igual a cero.

Este indicador es fundamental en la planeación energética, ya que permite la comparación directa entre tecnologías con estructuras de costos diferentes. Se calcula con la siguiente fórmula que está descrita en el documento (Heal, Geoffrey, Bruce, Usher and Wagner, Gernot, 2025) de *Columbia Business School. “Orsted’s Case for Offshore Wind”*:

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Dónde

- I_t : Inversión inicial (CAPEX).
- M_t : Gastos de operación y mantenimiento (OPEX).
- F_t : Costo del combustible (en el caso del GLP).
- E_t : Energía generada/consumida en el año t .

- r : Tasa de descuento (WACC de la empresa).
- n : Vida útil del proyecto.

Entre más bajo sea el LCOE de la Alternativa de Suministro de Energía evaluada más conveniente será la alternativa. Es una relación inversamente proporcional.

6. Comparación Técnica de las Alternativas para Suministro de Energía (Pros y Contras de Cada Alternativa)

7.

En la presente propuesta de trabajo de aplicación, debido a la dispersión de pozos en el campo, el tamaño del área contractual, más de 1,500 km², y la ubicación de la Red Eléctrica Nacional se compararon únicamente 2 alternativas para el suministro de energía a los pozos: Generadores GLP en sitio para cada pozo o conexión a la red eléctrica nacional.

A continuación, se describen los pro y contras de cada alternativa:

Tabla 1.

Pros y Contras de Suministro de Energía a pozos con Generadores GLP

Generador GLP en sitio para Cada Pozo	
Pros	Contras
• Las paradas para mantenimiento solo afectan la producción del pozo que se esté interviniendo. • Personal competente familiarizado con la operación y mantenimiento de los equipos. • Cadena de suministro de repuestos y consumibles establecida y funcionando.	• Mantenimientos recurrentes por equipo al menos cada 250 horas para cambio de aceite y filtros. Varias partes móviles susceptibles a daños por vibración, condiciones climáticas adversas (alta temperatura y polvo). Estos dos aspectos combinados afectan la confiabilidad del suministro en un +/-10%.

Generador GLP en sitio para Cada Pozo**Pros**

- Estandarización de equipos y repuestos.

Contras

- Después de 5 años de operación continua cada generador requiere un mantenimiento mayor.
- Calidad del combustible. En las noches, cuando la temperatura disminuye parte del GLP se condensa ocasionando paradas del generador.
- Gran Cantidad de equipos dispersos por todo el campo que afecta el tiempo de respuesta y representa un riesgo de seguridad física (exposición a hurtos y sabotaje).
- Necesidad de contar con varias cuadrillas de mantenimiento para atender mantenimientos preventivos, predictivos y correctivos.
- Alto costo Operativo en comparación con el suministro a través de red Eléctrica.

La siguiente imagen ilustra el arreglo típico de un pozo que opera con Generador GLP en sitio:

Figura 1.

Arreglo de pozo Operando con Generador GLP



Tabla 2.*Pros y Contras Conexión de Pozos a la Red Eléctrica Nacional*

Conexión a la Red Eléctrica Nacional	
Pros	Contras
• Equipos Estáticos que requieren bajo mantenimiento. Un transformador puede tener hasta 20 años de vida útil. • Mantenimiento repartido entre usuario y la Comisión Federal de Electricidad (CFE). • En caso de falla de la red eléctrica, el tiempo de respuesta por parte de CFE es inferior a 2 horas porque no solo se afecta el campo Ébano sino el suministro a la población. • Cuadrillas especializadas de mantenimiento de la empresa se pueden enfocar en otras actividades porque la mayoría de las actividades de mantenimiento corresponden al personal de CFE. El mantenimiento que le corresponde a la empresa es básicamente mantener la subestación y la red libre de maleza para evitar fallas por generación de arco eléctrico. • Reducción en gastos operacionales en comparación con suministro de energía a través de Generadores GLP.	• Una falla en la red normalmente afecta más de 1 pozo. • Inversión inicial considerable. • Trámite interno y externo para obtener aprobación técnica y financiera del proyecto.

- CFE garantiza una confiabilidad en el suministro de energía mayor o igual a 95%.

La siguiente imagen muestra el arreglo típico de un pozo que opera conectado a la red eléctrica nacional:

Figura 2.

Arreglo Pozo Operando conectado a Red Eléctrica Nacional



8. Identificación de los pozos Candidatos a ser conectados a la Red Eléctrica Nacional

Estudio de Demanda y Carga

El primer paso que se realizó fue una revisión en el campo para identificar los pozos que se encuentran más cercanos a la red eléctrica nacional y que potencialmente podrían ser conectados a la mencionada red.

Después de identificar los pozos se definió un trazado para la ampliación de la red eléctrica, ubicación de las subestaciones, derechos de vía, censo de predios y propietarios.

Con base en la disponibilidad de presupuesto, capacidad constructiva y el trabajo multidisciplinario de los departamentos de Producción, Mantenimiento y Proyectos de DSSP, se definieron 19 pozos para la presente evaluación. Los pozos identificados se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 3.

Pozos identificados a ser conectados a la Red Eléctrica Nacional

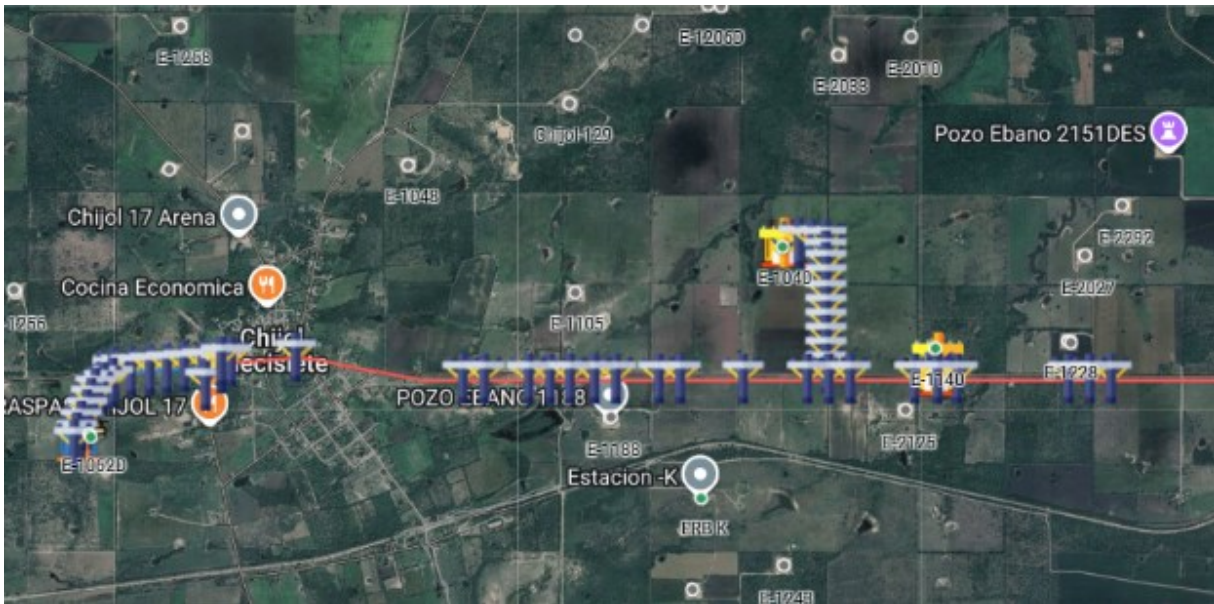
No.	Pozo
1	Ebano-1046
2	Ebano-1262
3	Ebano-2099DES
4	Ebano-2287DES
5	Ebano-1140
6	Ebano-1040
7	Ebano-1245
8	Ebano-1245D

No.	Pozo
9	Ebano-2108DES
10	Ebano-1182
11	Ebano-1205
12	Ebano-1253
13	Ebano-1253D
14	Ebano-1174D
15	Ebano-1062
16	Ebano-1062D
17	Sábalo-43
18	Ebano-2056
19	Corcovado-1005

En la siguiente imagen se ilustra un ejemplo de la forma como se ubicó en Google Maps el trazado estimado para la línea eléctrica que se construiría, el derecho de vía y la ubicación de la subestación (este ejercicio fue realizado para los 19 pozos identificados).

Figura 3.

Ubicación Geográfica Trazado Estimado de Red Eléctrica pozo Ébano-1040



Cada uno de los pozos opera con Bombeo de Cavidades Progresivas para levantar los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie. El equipo de Bombeo es energizado por motores de 40 HP (30 kW aprox). Normalmente, como regla del “dedo gordo” cada motor en operación continua está cargado entre el 55 y 70% de su capacidad nominal. La potencia restante se deja como margen operativo para arranques posteriores a mantenimientos de generadores o de red eléctrica, porque en este momento el requerimiento de potencia es mayor o para las ocasiones en que por las condiciones del pozo, como, por ejemplo, incremento en la producción de agua y/o sólidos, el requerimiento de potencia comienza a incrementar. Con base en esta información y en las mediciones eléctricas realizadas en cada pozo, para efectos del análisis de carga y demanda requerida a la red se estableció para cada uno de los 19 pozos un consumo promedio al día de 504 kWh. El cálculo se muestra a continuación:

$30 \text{ kW} \times 24 \text{ horas} = 720 \text{ kWh/día}$ para un motor cargado y operando al 100% de su capacidad

$720 \text{ kWh/día} \times 0.7$ (límite superior de carga operativa real) = 504 kWh/día.

Finalmente, se presentó a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) cada uno de los proyectos de ampliación y/o construcción de la Red Eléctrica necesarios para conectar a la red los 19 pozos. Esta entidad, con base en la normatividad eléctrica aplicable, capacidad de la red y evaluaciones internas emitió su concepto de viabilidad para cada nueva subestación y/o ramal eléctrico a construir. La carga adicional que se conectará a la red en cada nueva subestación será de 25 kW.

De igual forma se le consultó a CFE en una reunión presencial sobre la confiabilidad del suministro eléctrico futuro y los profesionales de la entidad respondieron lo siguiente:

CFE, a nivel nacional, gestiona la confiabilidad del suministro **mediante el Código de Red 2.0**. Para un usuario industrial o de servicios como **DSSP**, la CFE asegura la continuidad mediante tres pilares:

- *Esquemas de Protección y Relevación:* En zonas petroleras, CFE utiliza relevadores de sobre corriente y re-cierres automáticos para despejar fallas transitorias causadas por vegetación o descargas atmosféricas. Para el caso específico del campo Ébano, CFE ha informado que la confiabilidad es de un 95%.
- *Monitoreo de Calidad de la Potencia:* CFE vigila que los centros de carga no inyecten distorsión armónica excesiva, lo cual es crítico en campos con variadores de frecuencia como los que se utilizan para operar las bombas de cavidades progresivas en los pozos del campo Ébano.
- *Redundancia de Circuitos:* La zona del campo Ébano, en cercanías al Municipio de Pánuco Veracruz, se alimenta de subestaciones que buscan mantener un enlace radial o en anillo para que, ante una falla en una línea de media tensión, se pueda seccionar y restablecer el servicio por una vía alterna.

Finalmente, CFE emite un dictamen de viabilidad técnica para cada subestación a construir como el que se ilustra en la siguiente imagen:

Figura 4.

Modelo Dictamen CFE comunicando viabilidad de Conexión a la Red

		DIVISION DE DISTRIBUCION GOLFO CENTRO ZONA TAMPICO OFICIO DE PRESUPUESTO DE OBRA	
		Oficio No. : 2117/2025 Solicitud No. 00002100/2025	
DS SERVICIOS PETROLEROS SA DE CV		Asunto : Presupuesto de cargos por obra(s) específica(s) y de ampliación.	Fecha Oficio: 2025.09.12

Con relación a la solicitud de servicio de energía eléctrica bajo el régimen de aportaciones No 00002100 de fecha 2025.09.09 para su servicio a nombre de DS SERVICIOS PETROLEROS SA DE CV que se localiza en CAMINO DE COLONIA CHIJOL 17 A ESTACION MENDEZ KM 2+900 (EBANO 1040H), Número: S/N, en la colonia CHIJOL 17 entre ES. MENDEZ KM 2+900 y , Municipio de PANUCO, Estado de VERACRUZ, con el presente, nos permitimos comunicarle el resultado de los estudios que hemos realizado:

1.- CARACTERÍSTICAS

De acuerdo con las necesidades expresadas en su solicitud, las características del servicio que proporcionaremos serán las siguientes:

Carga conectada inicial	28 kVA 25 kW
Carga conectada final	28 kVA 25 kW
Demanda inicial	28 kVA 25 kW
Demanda final	28 kVA 25 kW
Tensión de suministro	33 kV
Tolerancia en la tensión	± 5 %
Frecuencia	60 HERTZ
Tolerancia en la frecuencia	± 0,5 %
Número de fases e hilos	3F4H
Tarifa	H-M4
La medición de energía y potencia se efectuará en el nivel de	Media Tensión

Para la emisión de los dictámenes de viabilidad, CFE tiene en cuenta las especificaciones técnicas que se establecen en las siguientes normas y/o lineamientos:

Tabla 4.*Normas para Construcción de Línea Eléctrica y Subestaciones*

Norma Oficial Mexicana	
Numero	Descripción
NOM-022-STPS-2015	Electricidad estática en los centros de trabajo-condiciones de seguridad
NOM-001-SEDE -2018	Instalaciones eléctricas
NOM-008-SCFI-2002	Sistema general de unidades de medida.
DCCIAMBT	Construcción de instalaciones aéreas en media y baja tensión

En el **Apéndice A**, del presente documento, se incluyen las principales especificaciones técnicas del proceso constructivo de la red eléctrica, postes, distancias de seguridad, tipos de conductores, herrajes, excavaciones, obras civiles, entre otras.

9. Análisis Costo Beneficio de las Alternativas Evaluadas – Componentes Económicos y Financieros

Para realizar la evaluación Económica de las alternativas es necesario identificar los gastos operativos e inversiones de cada una.

7.1 Gastos Operativos Asociados al Suministro de Energía

Los costos que a continuación se describen son tomados de los Contratos que tiene suscritos DSSP con sus diferentes proveedores:

- Costo de Renta del Generador = 4,195 USD/mes.
- Consumo promedio diario de GLP por Generador = 125 Litros/día.

- Cuadrilla Eléctrica para operación y mantenimiento de Generadores = 10,205 USD/mes. Una cuadrilla atiende el mantenimiento de 15 a 20 Generadores.
- Precio del GLP puesto en sitio y cargado en los cilindros: Se revisó el histórico de los pagos que DSSP ha hecho a su proveedor bajo el contrato (Gasificadora del Golfo y DS Servicios Petroleros, 2021) años 2023, 2024 y 2025. Esos precios se contrastaron con los que publica la Secretaría de Energía en su página web <https://www.gob.mx/cne/documentos/precios-maximos-aplicables-de-gas-lp-399897>. Posteriormente se realizó una proyección de precios mediante para los siguientes 5 años mediante una regresión utilizando Excel. Los resultados de la regresión se muestran a continuación:

Figura 5.

Precios GLP reales y proyección

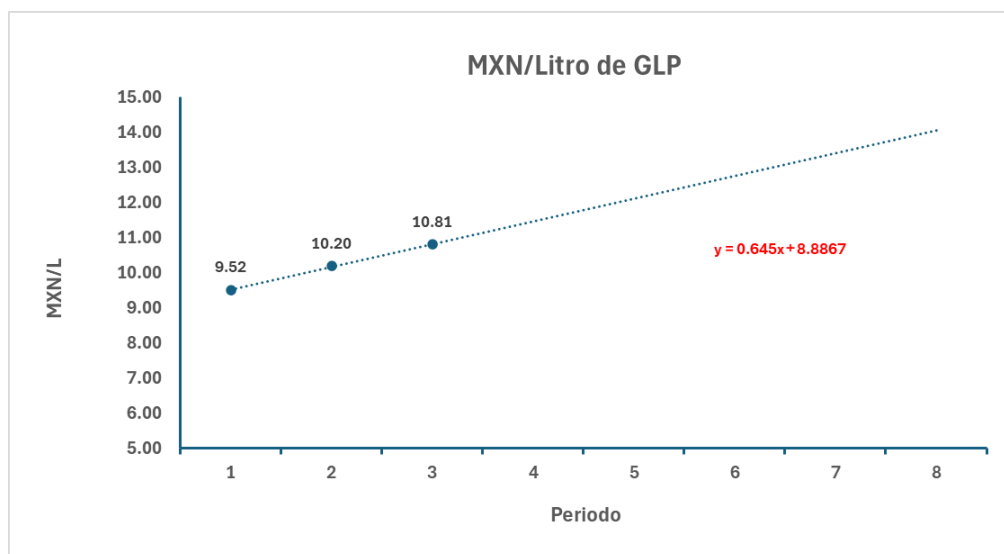


Tabla 5.*Precios GLP MXN/L Reales 2023 a 2025 y Proyección 2026 a 2030*

Periodo	Año	MXN/Litro de GLP
1	2023	9.52
2	2024	10.20
3	2025	10.81
4	2026	11.47
5	2027	12.11
6	2028	12.76
7	2029	13.40
8	2030	14.05

7.2 Inversión y Gastos Operativos Asociados a Conectar los Pozos a la Red Nacional

El presupuesto de inversión que a continuación se describe, es un estimado Clase III basado en proyectos similares desarrollados en el campo Ébano, procesos de licitación realizados con anterioridad y en un sondeo mercado específico para los pozos seleccionados a conectar a la Red Eléctrica Nacional. Este presupuesto puede tener una variación de +/-30%. El presupuesto se compone de los siguientes rubros principales:

Tabla 6.*Presupuesto de Inversión Conexión de pozos a Red Eléctrica Nacional*

Rubro	Valor en MXN
Estudio de Factibilidad, MXN (Ingeniería y Dictamen de CFE)	2,394,000
Derecho de Vía, MXN	868,955
Red Eléctrica, MXN	3,811,200
Nicho de Medición incluyendo instrumento, MXN	342,000

Rubro	Valor en MXN
Subestaciones, MXN	2,451,000
Variadores de Frecuencia, Conexiones y Cableado, MXN	712,500
Total, en MXN	10,579,655
Total, en USD	615,096

El detalle del presupuesto se encuentra en el **Apéndice B** del presente documento. En ese detalle se puede ver la fuente utilizada para obtener la información del costo estimado.

Para el cálculo del costo del kWh, se tuvieron en cuenta las tarifas históricas de los años 2023, 2024 y 2025 que ha pagado DSSP a la CFE por concepto de consumo de energía en algunas de las instalaciones del campo Ébano que ya cuentan con suministro eléctrico y se contrastaron con las tarifas históricas que se encuentran disponibles en la página web de la CFE <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCRECasa/Tarifas/TarifaDAC.aspx>. Por ejemplo, la tarifa por consumo de energía para la Región Norte y Noreste de México, que es la que aplica para Pánuco, en el mes de noviembre 2025 fue de 7.23 MXN/kWh.

Con las tarifas históricas del kWh, se calculó un promedio ponderado (ANEXO 4), de acuerdo con el consumo y posteriormente, se realizó una proyección de tarifas para los siguientes 5 años mediante una regresión utilizando Excel. Los resultados de la regresión se muestran a continuación:

Figura 6.

Tarifas MXN/kWh reales y proyección

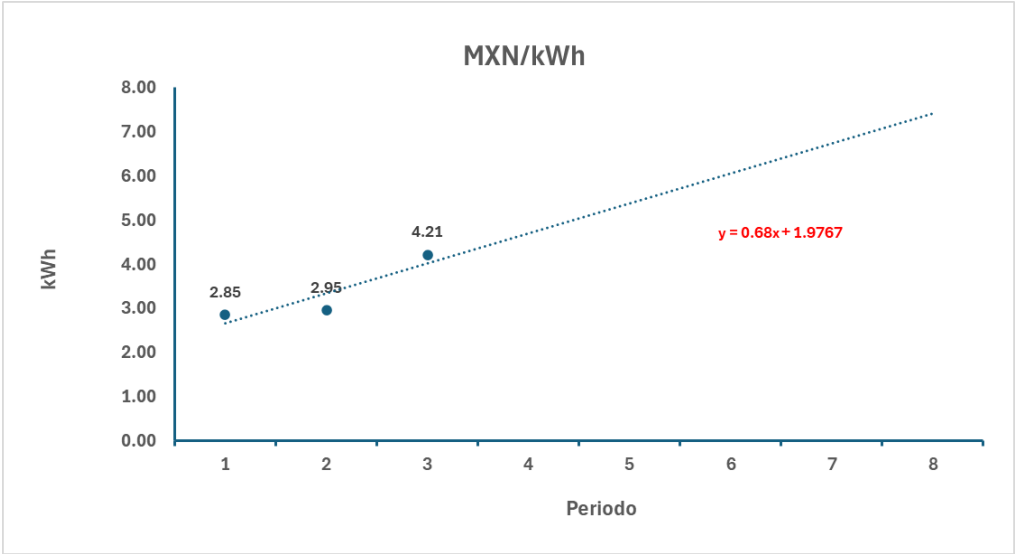


Tabla 7.

Tarifas MXN/kWh, Reales 2023 a 2025 y Proyección 2026 a 2030

Periodo	Año	MXN/kWh
1	2023	2.85
2	2024	2.95
3	2025	4.21
4	2026	4.70
5	2027	5.38
6	2028	6.06
7	2029	6.74
8	2030	7.42

Posteriormente, habiendo definido la tarifa por kWh y con base en el consumo de energía estimado para cada pozo, se definió el gasto por concepto de consumo de energía que debe pagarse a la CFE en cada año del Proyecto.

El mantenimiento de las 19 Subestaciones y Redes Eléctricas se estima en 5,103 USD/mes y este gasto se mantuvo constante para los 5 años del proyecto en su mayoría corresponden al personal directo de DSSP que ejecuta esta labor y a los consumibles, herramientas e instrumentos que utiliza el personal para mantener la red eléctrica y las subestaciones. Es relevante mencionar que aguas arriba del Transformador de 34.5 kV / 480 V el mantenimiento es responsabilidad de CFE y está incluido en el costo del kWh que CFE facturará mensualmente a DSSP. Por esta razón y el hecho de que la red eléctrica no cuenta con componentes móviles los costos de mantenimiento de una Red Eléctrica son menores a los de un Generador GLP.

- Las variables económicas utilizadas en la evaluación fueron:
- Tasa de Descuento Efectiva Anual: 13.5% (Según Costo Capital de DSSP).
- Tasa de Cambio: 17.2 MXN/USD.

El proyecto fue evaluado en un horizonte de **5 años**. Es importante resaltar que el contrato CEE suscrito tiene vigencia hasta el año 2048.

7.3 Evaluación Económica, Sensibilidad al monto de Inversión en el Proyecto y Escenarios Evaluados

Evaluación Económica del Proyecto 19 Pozos del Campo Ébano Conectados a Red Eléctrica Nacional vs. Continuar operándolos con Generador GLP en Sitio:

Tabla 8

Evaluación Económica

Alternativa	Rubro	Valor
Conexión a Red	Consumo promedio/día por Pozo (kWh)	504
Eléctrica Nacional	Tarifa kWh proyectada año 1, MXN	\$ 4.70
	Tarifa kWh proyectada año 2, MXN	\$ 5.38
	Tarifa kWh proyectada año 3, MXN	\$ 6.06
	Tarifa kWh proyectada año 4, MXN	\$ 6.74
	Tarifa kWh proyectada año 5, MXN	\$ 7.42
Generador en Sitio a	Tasa de Cambio (MXN/USD)	\$ 17.20
Través de Generador (GLP)	Costo Mensual Mantenimiento de Redes Eléctricas y Subestaciones para 19 pozos (USD)	\$ 5,103
	# de Pozos a Conectar	19
	Inversión Estimada para el proyecto de conectar 19 pozos a la Red Eléctrica Nacional	-\$ 615,000
Parámetros	Costo Renta por Generador por mes (USD)	\$ 4,195
Económicos	Consumo promedio de GLP por pozo (L)	125
	Costo por litro de GLP año 1 (MXN/L)	11.47
	Costo por litro de GLP año 2 (MXN/L)	12.11
	Costo por litro de GLP año 3 (MXN/L)	12.76
	Costo por litro de GLP año 4 (MXN/L)	13.40
	Costo por litro de GLP año 5 (MXN/L)	14.05
	Costo Cuadrilla para Mantenimiento Eléctrico (1 cuadrilla mantiene entre 15 y 20 generadores) por mes incluye camioneta, 2 técnicos electricistas, herramienta y consumibles (USD)	\$ 10,205
	Tasa de Descuento (Efectiva Anual)	13.50%
	Valor Presente Neto a 5 años	\$ 971,040

Alternativa	Rubro	Valor
	Tasa Interna de Retorno del proyecto	83.89%
	Valor Presente de los Ahorros (VPI) USD	\$ 5,954,735
	Relación Costo Beneficio (VPI/VPIn) USD	\$ 9.68
	Tiempo de Pago de la Inversión en años	3.12

Flujo de Caja del proyecto: A continuación, se presenta el flujo de caja del proyecto:

Tabla 9.*Flujo de Caja del Proyecto*

Flujo de Caja	Periodo en Años					
	0	1	2	3	4	5
Inversión, USD	-\$550,000					
Gastos Operativos Conexión a Red Nacional, USD		-\$ 61,236	-\$ 61,236	-\$ 61,236	-\$ 61,236	-\$ 61,236
Costo Energía Conexión a Red Eléctrica Nacional, USD		-\$ 954,424	-\$1,092,608	-\$1,230,792	-\$1,368,976	-\$1,507,160
Costo Renta Generadores, USD		\$ 956,460	\$ 956,460	\$ 956,460	\$ 956,460	\$ 956,460
Costo Cuadrilla Mantenimiento, USD		\$ 122,460	\$ 122,460	\$ 122,460	\$ 122,460	\$ 122,460
Costo GLP, USD		\$ 578,085	\$ 610,426	\$ 642,934	\$ 675,442	\$ 707,950
Ingresos, USD	\$ -	\$1,657,005	\$1,689,346	\$1,721,854	\$1,754,362	\$1,786,870
Egresos, USD		-\$1,015,660	-\$1,153,844	-\$1,292,028	-\$1,430,212	-\$1,568,396
Flujo de Caja, USD	-\$550,000	\$ 641,345	\$ 535,502	\$ 429,826	\$ 324,150	\$ 218,474
Flujo de Caja acumulado, USD	-\$550,000	\$ 91,345	\$ 626,847	\$1,056,673	\$1,380,823	\$1,599,297
Ingresos, USD en Valor Presente (Ahorros), USD		\$1,459,916	\$1,311,375	\$1,177,630	\$1,057,148	\$ 948,666

Sensibilidad a la inversión

Utilizando como referencia el documento (Jeffery, 2026) de North West University - Kellogg School of Management, se realizaron escenarios de sensibilidad del Valor Presente del Proyecto (VPN) y de la Tasa Interna de Retorno (TIR) a la variable que puede tener el mayor impacto en el proyecto, la cual es la inversión inicial necesaria para conectar los 19 pozos a la Red Eléctrica Nacional.

La inversión inicial es un presupuesto estimado y en la ejecución de proyectos es difícil pronosticar atrasos en la ejecución o demoras en la entrega de materiales que pueden ocasionar sobre costo. Mientras que se tiene más certeza en las tarifas del kWh y en los precios de GLP porque se cuenta con datos históricos reales que permitieron hacer una estimación futura para los 5 años del proyecto.

La siguiente tabla muestra la sensibilidad del VPN y la TIR a las variaciones en la inversión inicial:

Tabla 10.

Análisis de Sensibilidad

Sensibilidad del VPN a cambios en la Inversión Inicial							
Inversión Inicial, USD	-\$500,000	-\$ 550,000	-\$ 615,000	-\$ 650,000	-\$ 700,000	-\$ 750,000	-\$ 800,000
VPN, USD	1,086,040	1,036,040	971,040	936,040	886,040	836,040	786,040
Sensibilidad de la TIR a cambios en la Inversión Inicial							
Inversión Inicial, USD	-\$500,000	-\$ 550,000	-\$ 615,000	-\$ 650,000	-\$ 700,000	-\$ 750,000	-\$ 800,000
TIR	108.74%	96.70%	83.89%	78.01%	70.58%	64.10%	58.39%

Escenarios del Proyecto:

Se definieron 3 escenarios para evaluar el proyecto. El primero el más probable, el segundo el “pesimista” donde la inversión inicial se incrementa en 30% y el tercer escenario el “optimista” donde la inversión se reduce en un 10%. La tabla 11 resume los resultados de cada escenario:

Tabla 11.*Escenarios del Proyecto*

Variable de entrada	Resumen de Escenarios					
	Escenario Mas Probable		Escenario Optimista		Escenario Pesimista	
Inversión, USD	-\$	615,000	-\$	550,000	-\$	800,000
Variables Económicas de Salida						
Valor Presente Neto, USD	\$	971,040	\$	1,036,040	\$	786,040
Tasa Interna de Retorno, %		83.89%		96.70%		58.39%
Tiempo de recuperación de la inversión, años		3.12		2.97		3.55

Como se puede apreciar en la evaluación Técnica y Económica realizada el Proyecto de Conectar 19 pozos del Campo Ébano a la Red Eléctrica Nacional en lugar de continuar operándolos con Generador local a GLP es atractivo. Inclusive en el escenario más pesimista, si la inversión se incrementa un 30% con respecto al escenario más probable, el proyecto no generaría pérdidas en los primeros 5 años. Por el contrario, el valor presente neto es 786,040 USD, la TIR es de 58.39% y la inversión se recupera en 3 años y medio aproximadamente.

Con base en la evaluación realizada, DSSP decidió aprobar la ejecución del proyecto y actualmente, abril de 2026, se encuentra adelantando un proceso de licitación para las obras de construcción civil y eléctricas necesarias.

7.4 Cálculo del Costo Nivelado de Energía, Sensibilidades y Escenarios Evaluados

Las siguientes tablas muestran el cálculo del Costo Nivelado de Energía (LCOE) de las 2 alternativas evaluadas: Suministro de Energía a través de Generadores alimentados con GLP y Suministro de Energía a través de la Red Eléctrica Nacional:

Tabla 12*LCOE Alternativa Generadores GLP*

Variables para LCOE Generadores GLP	Periodo en Años					
	0	1	2	3	4	5
Inversión, USD (Costo en el mercado de 19 Generadores GLP de 30 kW)	\$ 357,062					
Costo Renta u Operación de Generadores, USD		\$ 956,460	\$ 956,460	\$ 956,460	\$ 956,460	\$ 956,460
Costo Cuadrilla Mantenimiento, USD		\$ 122,460	\$ 122,460	\$ 122,460	\$ 122,460	\$ 122,460
Costo GLP, USD		\$ 578,085	\$ 610,426	\$ 642,934	\$ 675,442	\$ 707,950
Total, Inversión y Gastos en Presente, USD	\$ 357,062	\$ 1,459,916	\$ 1,311,375	\$ 1,177,630	\$ 1,057,148	\$ 948,666
Energía Generada, kWh		3495240	3495240	3495240	3495240	3495240
Energía Generada en Presente, kWh		3079507	2713222	2390504	2106171	1855657
Tasa de Descuento	13.50%					
Vida Útil del Proyecto, Años	5					
LCOE, USD/kWh				0.520		

Tabla 13*LCOE Conexión a la Red Eléctrica Nacional*

Variables para LCOE Conexión a la Red		Periodo en Años					
Eléctrica Nacional	0	1	2	3	4	5	
Inversión, USD (Detalle de la inversión en el Anexo 3).	\$ 615,000						
Gastos Operativos Conexión a Red Nacional, USD		\$ 61,236	\$ 61,236	\$ 61,236	\$ 61,236	\$ 61,236	
Costo Energía Conexión a Red Eléctrica Nacional, USD		\$ 954,424	1,092,608	\$ 1,230,792	\$ 1,368,976	\$ 1,507,160	
Total, Inversión y Gastos en Presente, USD	\$ 615,000	\$ 894,855	\$ 895,685	\$ 883,658	\$ 861,821	\$ 832,677	
Energía Generada, kWh		3495240	3495240	3495240	3495240	3495240	
Energía Generada en Presente, kWh		3079507	2713222	2390504	2106171	1855657	
Tasa de Descuento, %	13.50%						
Vida Útil del Proyecto, Años	5						
LCOE, USD/kWh				0.410			

Para ambas alternativas se asumió una vida útil de 5 años y que tanto los generadores como la red eléctrica están en capacidad de suministrar la misma cantidad de energía expresada en kWh.

El LCOE de la alternativa de conectar los pozos a la Red Eléctrica Nacional es menor en un 21% al de la alternativa de Generación con Generadores GLP ($0.410 \text{ USD/kWh} < 0.52 \text{ USD/kWh}$).

En el caso de la alternativa de Suministro de Energía a través de la red eléctrica Nacional se realizó una sensibilidad del LCOE a variaciones en la Inversión Inicial. Porque la inversión inicial puede tener cambios en caso de atrasos o adelantos en el proceso constructivo de la red eléctrica nacional. La siguiente tabla muestra el resultado de la sensibilidad realizada:

Tabla 14

Sensibilidad LCOE Conexión a la Red a la Inversión

Sensibilidad del LCOE de la Alternativa Conexión a la Red Eléctrica a cambios en la Inversión Inicial							
Inversión Inicial,	\$500,000	\$550,000	\$ 615,000	\$650,000	\$700,000	\$750,000	\$800,000
USD							
LCOE	0.401	0.405	0.410	0.413	0.417	0.421	0.426
(USD/kWh)							

Para incorporar la variable de confiabilidad de las 2 alternativas de suministro de energía evaluadas se incorporó el concepto de Costo de Energía no suministrada y una vez determinado ese costo se determinó el Costo Nivelado de Energía Ajustado por confiabilidad (LCOE-R). En este Indicador, LCOE-R, se adiciona en el numerador el costo de la energía que se espera que la fuente no vaya a generar de acuerdo con su confiabilidad esperada.

Para el cálculo, de ese costo, en cada uno de los años del proyecto, se utilizaron las siguientes variables:

Generación con Generadores GLP:

- Confiabilidad: 90%.
- USD/kWh (tomado del LCOE calculado): 0.52 USD/kWh.

Generación a través de la Red Eléctrica:

- Confiabilidad: 95%.
- USD/kWh (tomado del LCOE calculado): 0.41 USD/kWh.

Las siguientes Tablas muestran en el LCOE-R (Costo nivelado de energía ajustado por confiabilidad) de cada alternativa.

Tabla 15.*LCOE-R Generadores GLP*

Variables para LCOE-R Generadores		Periodo en Años					
GLP	0	1	2	3	4	5	
Inversión, USD (Costo Mercado de 19 Generadores GLP de 30 kW)	\$ 357,062						
Costo Renta u Operación de Generadores, USD		\$ 956,460	\$ 956,460	\$ 956,460	\$ 956,460	\$ 956,460	
Costo Cuadrilla Mantenimiento, USD		\$ 122,460	\$ 122,460	\$ 122,460	\$ 122,460	\$ 122,460	
Costo GLP, USD		\$ 578,085	\$ 610,426	\$ 642,934	\$ 675,442	\$ 707,950	
Ajuste gasto por confiabilidad (90%). Energía no generada. Costo del kWh 0.52 USD/kWh		\$ 181,752	\$ 181,752	\$ 181,752	\$ 181,752	\$ 181,752	
Total Inversión y Gastos en Presente, USD	\$ 357,062	\$ 1,620,050	\$ 1,452,463	\$ 1,301,936	\$ 1,166,669	\$ 1,045,161	
Energía Generada, kWh		3495240	3495240	3495240	3495240	3495240	
Energía Generada en Presente, kWh		3079507	2713222	2390504	2106171	1855657	
Tasa de Descuento	13.50%						

Variables para LCOE-R Generadores		Periodo en Años					
GLP	0	1	2	3	4	5	
Vida Útil del Proyecto, Años	5						
LCOE-R, USD/kWh			0.572				

Tabla 16.

LCOE-R Red Eléctrica

Variables para LCOE-R Conexión a la Red		Periodo en Años					
Eléctrica Nacional	0	1	2	3	4	5	
Inversión, USD	\$ 1,100,000						
Gastos Operativos Conexión a Red Nacional, USD		\$ 61,236	\$ 61,236	\$ 61,236	\$ 61,236	\$ 61,236	
Costo Energía Conexión a Red Eléctrica Nacional, USD		\$ 954,424	\$ 1,092,608	\$ 1,230,792	\$ 1,368,976	\$ 1,507,160	
Ajuste gasto por confiabilidad (95%). Energía no generada. Costo del kWh 0.41 USD/kWh		\$ 71,652	\$ 71,652	\$ 71,652	\$ 71,652	\$ 71,652	
Total Inversión y Gastos en Presente, USD	\$ 1,100,000	\$ 957,985	\$ 951,306	\$ 932,663	\$ 904,997	\$ 870,718	
Energía Generada, kWh	\$ -	3,495,240	3,495,240	3,495,240	3,495,240	3,495,240	

Variables para LCOE-R Conexión a la Red		Periodo en Años				
Eléctrica Nacional	0	1	2	3	4	5
Energía Generada en Presente, kWh		3,079,507	2,713,222	2,390,504	2,106,171	1,855,657
Tasa de Descuento, %	13.50%					
Vida Útil del Proyecto, Años	5					
LCOE-R, USD/kWh				0.471		

El LCOE-R de la alternativa de conectar los pozos a la Red Eléctrica Nacional es menor en un 17.6% al de la alternativa de Generación con Generadores GLP ($0.471 \text{ USD/kWh} < 0.572 \text{ USD/kWh}$).

10. Conclusiones

Para un periodo de 5 años, la Alternativa de conectar los pozos a la red eléctrica Nacional contribuye en **25%** de ahorro en gastos operacionales en comparación con el suministro de energía a través de Generadores GLP. Se pasa de gastar 8.609 MMUSD a 6.460 MMUSD en suministro de Energía, 2.8 MMUSD de ahorro.

La Tasa Interna de Retorno del Proyecto, en el escenario más probable es **83.89%** superior a la tasa de descuento que utiliza DS Servicios Petroleros para evaluar sus proyectos de inversión (83.89% vs. 13.5%).

El Valor Presente Neto del Proyecto en el escenario más probable es de **971,040 USD** e inclusive en el escenario pesimista el proyecto mantiene un Valor Presente Neto positivo importante **786,040 USD**.

El Costo Nivelado de Energía (LCOE) de la alternativa de Conectar los pozos a la Red Eléctrica Nacional es menor en un **21%** ($0.41 \text{ USD/kWh} < 0.52 \text{ USD/kWh}$) al de la alternativa de Generadores GLP. Inclusive si la inversión inicial se incrementa hasta 800,000 USD (escenario pesimista), el LOCE de la alternativa de Conectar los pozos a la red sigue siendo menor en un **18%** ($0.426 \text{ USD/kWh} < 0.52 \text{ USD/kWh}$) al de la alternativa de Generadores GLP. Así mismo, una vez se incluye la variable confiabilidad en el cálculo del Costo Nivelado de Energía Ajustado por confiabilidad (LCOE-R), el LOCE-R de la alternativa de Conecta los pozos a la red es menor en un 17.6% al de la alternativa de Generación con Generadores GLP ($0.471 \text{ USD/kWh} < 0.572 \text{ USD/kWh}$).

11. Recomendaciones

La evaluación Económica del Proyecto de Conectar 19 pozos del Campo Ébano a la Red Eléctrica Nacional en lugar de continuar operándolos con Generador GLP en sitio es económicamente viable.

Los Indicadores Económicos del Proyecto VPN, TIR y Tiempo de Recuperación de la Inversión, en los 3 escenarios evaluados, evidencian resultados satisfactorios para los intereses de los socios del Campo Ébano.

Conectar Pozos a la Red Eléctrica Nacional extenderá la vida útil y productiva de los pozos porque los costos operativos son menores en comparación con el suministro de energía a través de generadores GLP. Extender la vida útil productiva de los pozos tienen un impacto directo en las reservas comerciales del campo y se traduce en un mayor valor del Campo Ébano.

Es recomendable, continuar identificando pozos en el campo que cumplan con los criterios de selección establecidos (producción, ubicación con respecto a la red eléctrica nacional y reservas remanentes) con el fin de ejecutar una segunda fase de este proyecto.

Para las futuras campañas de Perforación se sugerirá al Departamento de Geociencias de DSSP que, para la ubicación de las locaciones de nuevos pozos, además del potencial en producción, ubicación geológica y trayectoria, tenga en cuenta si su ubicación en superficie está cercana o no a la Red Eléctrica Nacional. El nuevo pozo que se vaya a perforar, que esté más cerca a la Red Eléctrica Nacional debería tener un punto adicional en su evaluación inicial, sobre aquellos que se ubican en zonas remotas del campo sin posibilidad de ser conectados a la red eléctrica nacional.

12. Referencias Bibliográficas

- Comisión Federal de Electricidad. (2025, agosto). *Oficio Tipo de Respuesta sobre viabilidad de conexión a la Red de Comisión Federal de Electricidad.*
- Comisión Federal de Electricidad, México. (2025, noviembre). *Factura de Energía de CFE Estación Chijol 17.*
- Comisión Nacional de Hidrocarburos, Pemex Exploración y Producción, DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V. y D&S Petroleum, S.A. de C.V. (2018, agosto). *Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos Bajo la Modalidad de Producción Compartida.*
- Gasificadora del Golfo y DS Servicios Petroleros. (2021, agosto). *Contrato para el Suministro de Gas Licuado del Petróleo.*
- Heal, Geoffrey, Bruce, Usher and Wagner, Gernot. (2025). *Columbia Business School. Orsted's Case for Offshore Wind.*
- Jeffery, M. (2026). How to Perform Sensitivity Analysis with a Data Table. *Document authorized to be used by Carlos E. Vecino A. for education purposes.*
- Power Electronics. (2023, noviembre). *Manual de Operación y Mantenimiento del Variador SD300.*
- Secretaría de Energía. (2026, marzo). *Precios Máximos Vigentes del 29 de marzo al 04 de abril de 2026.* Secretaria de Energía <https://www.gob.mx/cne/documentos/precios-maximos-aplicables-de-gas-lp-399897>
- Secretaria de Energía (2025, noviembre). *NORMA Oficial Mexicana Nom-001-Sede-2012, Instalaciones Eléctricas.*

13. Apéndices

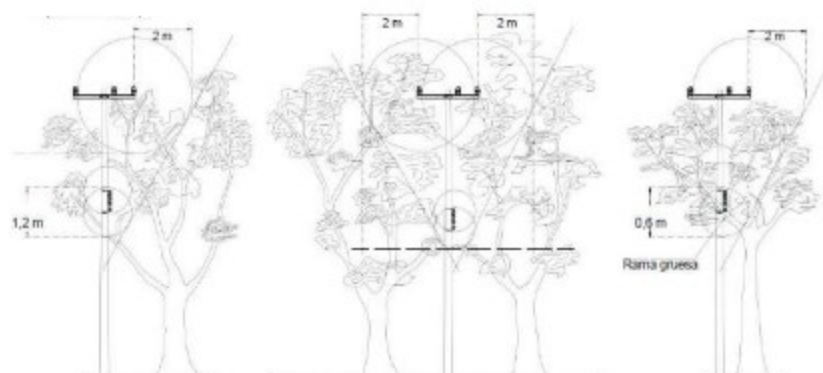
Apéndice A Especificaciones Técnicas del Proceso de Licitación para el proceso constructivo

Alcance de los trabajos.

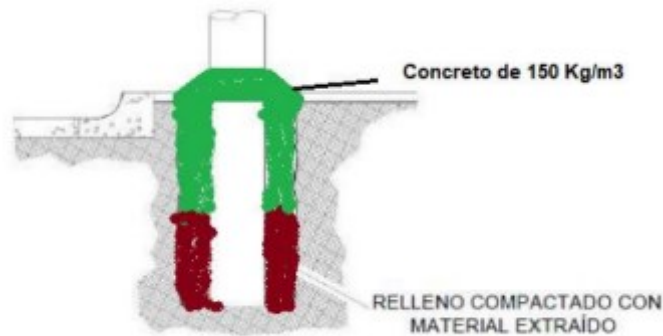
Contempla la instalación completa de la estructura eléctrica de acuerdo con el tipo y cruceta especificada. Se deberá realizar el transporte interno, izaje y montaje de la estructura en el sitio designado, considerando cimentación, fijación y aseguramiento para garantizar su estabilidad y correcto funcionamiento. La ejecución deberá incluir mano de obra, herramienta, equipo, maquinaria y todo lo necesario para su correcta instalación.

El alcance incluye de igual forma, las siguientes actividades:

- Revisión de las condiciones del sitio y preparación del área para la instalación, incluyendo poda y despalme con herramientas manuales.
- En caso de encontrarse con árboles cercanos a menos de 2 m de la ubicación del poste y de la instalación para el cableado, se realizará la poda, siempre y cuando se cuenten con los permisos necesarios de los propietarios, el cuál será gestionado por DSSP. La distancia que debe de haber entre las ramas y los conductores desnudos de media tensión es mínimo de 2 m y de 1 m utilizando cable semiaislado.



- Izaje, colocación, nivelación y aplome de la estructura, verificando su verticalidad y alineación con el trazo de la línea.
- Excavación, habilitado y/o colado de cimentación, asegurando resistencia y profundidad adecuada. Para ello, se excavará el 50% de la profundidad total del empotramiento y compactará al 95% el restante. La excavación en la parte superior tendrá las siguientes medidas de 0.5*0.5*0.6 m. Finalizado el proceso de alineación de la excavación con concreto de $f'c = 150$ kg/cm², formando un cono de al menos 0.2 m en la parte superior.



La profundidad de la cepa para empotrar postes está en función del tipo de terreno, de la altura, resistencia del poste y de su diámetro en el empotramiento. El diámetro de la cepa es de 50 cm como mínimo en todos los casos.

EMPOTRAMIENTO POR TIPO DE SUELO (cm)			
Altura (m) y resistencia (kg) del poste	Blando	Normal	Duro
	Arena, arcilla suelta y arcilla con arena	Tierra común	Tepetate, grava y roca
7 – 600	140	120	100
9 – 450	160	140	120
12 – 750	190	170	150
13 – 600	200	180	160
14 – 700	210	190	170
15 – 800	220	200	180

Datos de ESPECIFICACIÓN CFE DCCIAMBT Construcción de líneas aéreas de media y baja tensión página 68

- Se debe incluir el montaje de cruceta con pernos, herrajes y fijaciones correspondientes y demás ensambles de acuerdo con el tipo de estructura de acuerdo con el DCCIAMBT.
- Se debe asegurar el cumplimiento de los requerimientos de claro o luz entre cada poste, durante toda la ejecución de la obra y antes de realizar la instalación de cableado aéreo.

- Se incluye la limpieza final del área de trabajo, retiro de excedentes de excavación, escombros, empaques, materiales sobrantes y cualquier residuo generado durante la ejecución.
- Se incluyen todos los equipos necesarios para maniobras en altura tales como grúa con canastilla o “manlift”.

Tendido e instalación de cable de aluminio ASCR 53.5 MM2 (1/0 AWG)

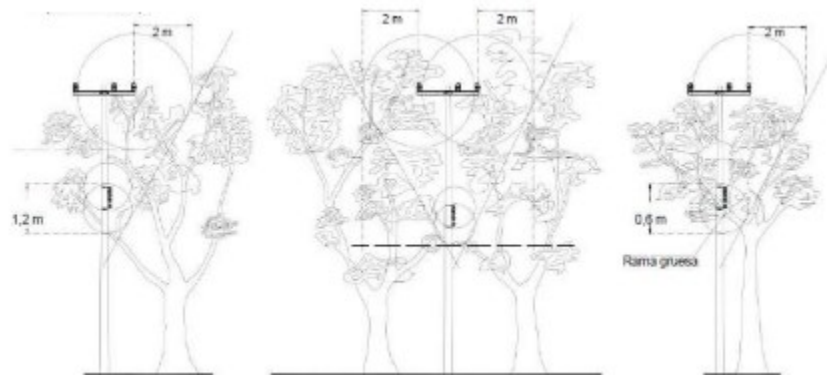
Unidad: Metro (m)

Alcance de los trabajos.

Se deberá ejecutar el tendido e instalación completa del cable de aluminio ASCR 53.5 mm² (1/0 AWG) a lo largo de la línea de 33 kV, incluyendo transporte interno, izaje y colocación del cable en la estructura correspondiente. La ejecución debe garantizar continuidad eléctrica, tensión mecánica adecuada y correcta fijación conforme a lo indicado en proyecto, incluyendo mano de obra, herramientas, equipo y todos los elementos necesarios para su correcta instalación.

El alcance comprende, de manera enunciativa más no limitativa, las siguientes actividades:

- Inspección y preparación de la ruta de tendido, incluyendo verificación de obstáculos, limpieza del trazado y adecuación del terreno cuando sea necesario.
- En caso de encontrarse con árboles cercanos a menos de 2 m del trazo del cableado siempre y cuando se cuenten con los permisos de los propietarios, los cuáles serán gestionados por DSSP. La distancia que debe haber entre las ramas y los conductores desnudos de media tensión debe ser mínimo de 2 m y de 1 m utilizando cable semiaislado.



- Izaje y sujeción del cable en las crucetas o elementos de soporte de las estructuras existentes, asegurando la separación y tensión adecuadas.
- Uso de poleas, guías y tensado mecánico para garantizar un tendido seguro y uniforme del cable.

Instalación de retenidas sencilla, a poste, estaca y banquetta

La retenida de acuerdo con su tipo en el DCCIAMBT en los puntos definidos del proyecto, incluyendo todas las herramientas, equipo y mano de obra necesarios para su correcta colocación y funcionamiento, incluyendo de igual forma todo el transporte interno hasta el sitio de instalación. La instalación debe garantizar estabilidad mecánica de la línea, seguridad y correcta tensión del cableado conforme a lo indicado en proyecto.

El alcance comprende, de manera enunciativa más no limitativa, las siguientes actividades:

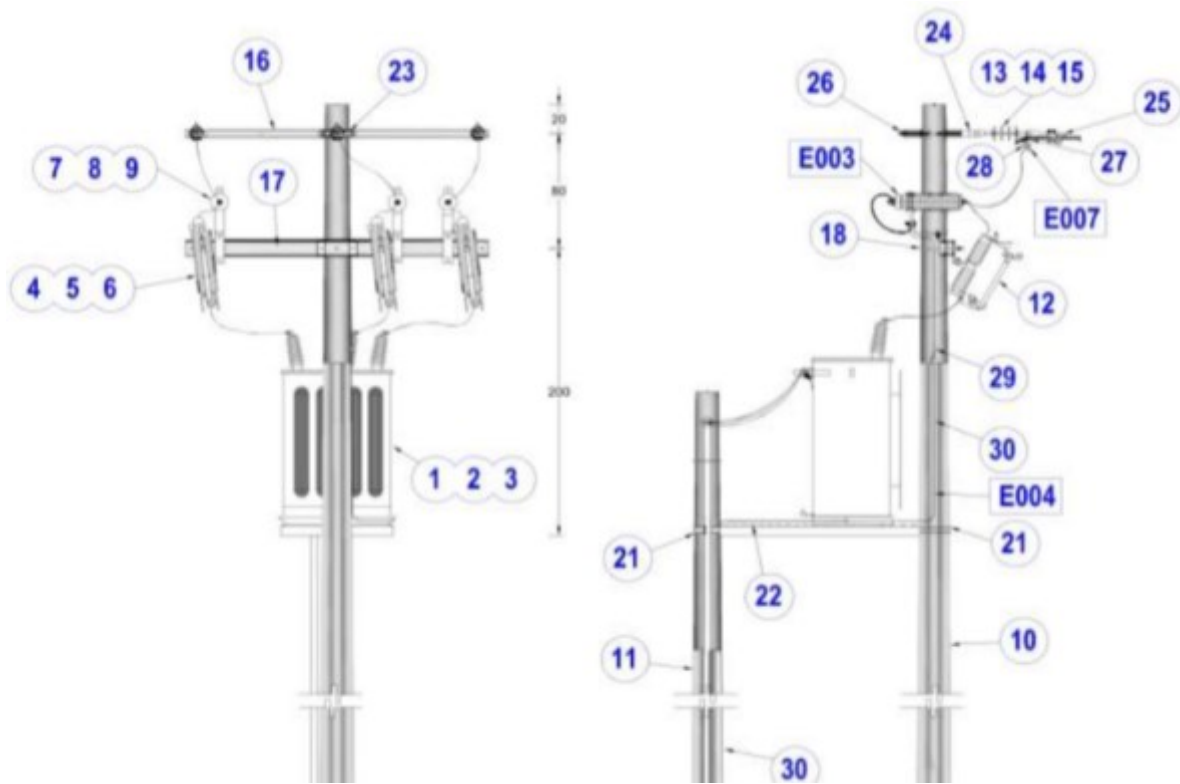
- Instalación de las retenidas basado en el tipo de estructura (y de acuerdo con la ingeniería APC), el tipo de conductos entre otras variables de acuerdo con el DCCIAMBT.
- Se incluye la preparación del área de instalación, incluyendo limpieza, deshierbe y adecuación del terreno cuando sea necesario. Se incluye toda excavación con herramienta manual para la instalación de anclas.

- Se realizará la colocación de anclas y fijación de la retenida, asegurando la correcta orientación, tensión y alineación con la línea principal y poste, de acuerdo con DCCIAMBT.
- Instalación de herrajes, pernos, tensores y demás accesorios requeridos para el montaje seguro de la retenida.
- Verificación de la tensión mecánica y estabilidad de la retenida después de su instalación.
- Se deberá asegurar que el ángulo de la retenida de ancla debe ser de 45° con respecto al piso, para toda retenida de ancla sencilla.
- Las estructuras de tempestad llevarán dos retenidas de ancla sencilla con cable AG-8 independientemente del calibre de los conductores de las fases, formando un ángulo de 60° con respecto al piso.
- Limpieza del área de trabajo, retiro de materiales sobrantes, escombros y residuos generados durante la instalación.
- Se incluyen todos los equipos necesarios para maniobras en altura, como es grúa con canastilla, entre otros.

Servicio de instalación de poste y base para transformadores

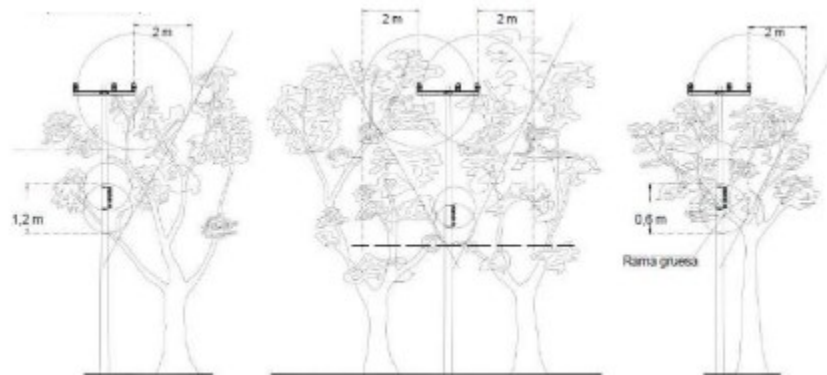
Unidad: SERVICIO (SER)

Se deberá ejecutar la instalación completa de poste auxiliar y base metálica para transformador elevado, formando una estructura tipo H con la estructura de la línea eléctrica.

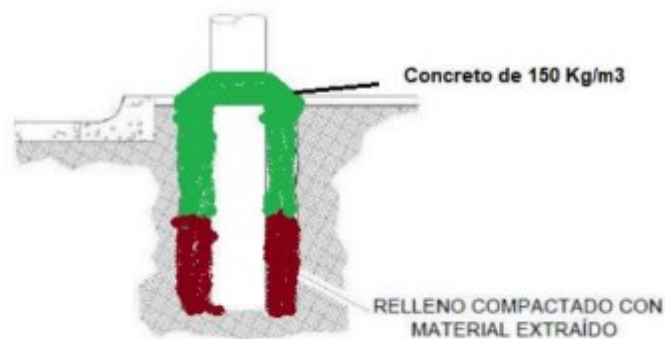


El alcance comprende, de manera enunciativa más no limitativa, las siguientes actividades:

- Preparación del área de instalación, incluyendo limpieza y adecuación del sitio para el montaje del transformador.
- Revisión de las condiciones del sitio y preparación del área para la instalación, incluyendo poda y despalde con herramientas manuales.
- En caso de encontrarse con árboles cercanos a menos de 2 m de la ubicación del poste y de la instalación para el cableado, se realizará la poda, siempre y cuando se cuenten con los permisos necesarios con los propietarios, el cuál será gestionado por DSSP. La distancia que debe de haber entre las ramas y los conductores desnudos de media tensión es de 2 m y de 1 m utilizando cable semiaislado.



- Izaje, colocación, nivelación y aplome del poste soporte para completar estructura H (PC-7-500), verificando su verticalidad y alineación con el trazo de la línea.
- Excavación, habilitado y/o colado de cimentación, asegurando resistencia y profundidad adecuada. Para ello, se excavará el 50% de la profundidad total del empotramiento y compactará al 95% el restante, por medio de apisonado. La excavación en la parte superior tendrá las siguientes medidas de 0.5*0.5*0.6 m. Finalizado el proceso de alineación se completará el resto de la excavación con concreto de $f'c = 150 \text{ kg/cm}^2$, formando un cono de al menos 0.2 m en la parte superior.



La profundidad de la cepa para empotrar postes está en función del tipo de terreno, de la altura, resistencia del poste y de su diámetro en el empotramiento. El diámetro de la cepa es de 50 cm como mínimo en todos los casos.

EMPOTRAMIENTO POR TIPO DE SUELO (cm)			
Altura (m) y resistencia (kg) del poste	Blando	Normal	Duro
	Arena, arcilla suelta y arcilla con arena	Tierra común	Tepetate, grava y roca
7 – 600	140	120	100
9 – 450	160	140	120
12 – 750	190	170	150
13 – 600	200	180	160
14 – 700	210	190	170
15 – 800	220	200	180

Datos de ESPECIFICACIÓN CFE DCCIAMBT Construcción de líneas aéreas de media y baja tensión página 68

Construcción de nicho para acometida eléctrica a pie de calle

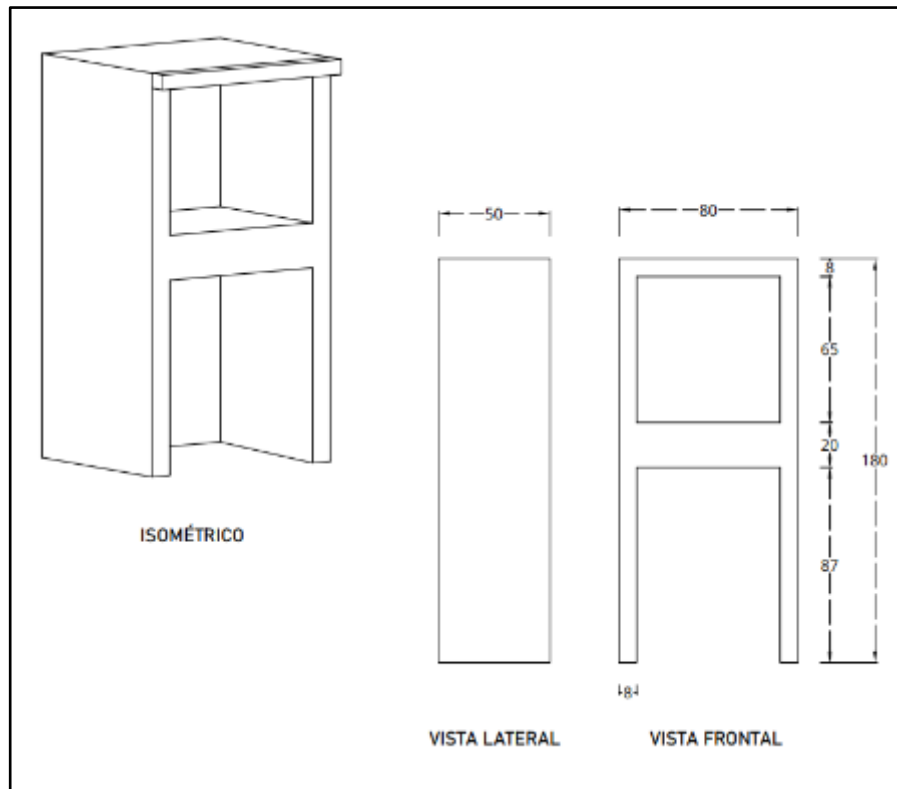
Unidad: SERVICIO (SER)

Se deberá construir el murete trifásico o nicho para acometida eléctrica a pie de calle, incluyendo suministro de materiales, herramientas, equipo y mano de obra necesarios para su correcta ejecución. La obra deberá garantizar la protección, accesibilidad y correcta instalación de los conductores eléctricos y dispositivos asociados, cumpliendo con los requerimientos de seguridad y diseño establecidos en proyecto, ver figura de medidas generales del murete.

El alcance comprende, de manera enunciativa más no limitativa, las siguientes actividades:

- Preparación del área de trabajo, incluyendo limpieza, nivelación y delimitación del espacio para el nicho.
- Excavación y nivelación de área para la construcción del nicho, incluye conformado de área con compactación mediante apisonado (herramienta manual).
- Construcción/instalación del murete o del nicho con las dimensiones y características indicadas, asegurando resistencia y durabilidad, de acuerdo con el plano entregado por DSSP.
- Fabricación del murete en concreto hidráulico de $f'c=200$ kg/cm². Acabado aparente natural, armado de malla electrosoldada 6-6/10-10 con refuerzo de varilla de 9.525 mm (3/8")
- Incluye base en triplay de 1/2" en pared de fondo en parte superior (64 x 65 cm).

- Limpieza del área de trabajo, retiro de materiales sobrantes, escombros y residuos generados durante la construcción.
- Se debe incluir el suministro de material para la obra civil arena, grava, concreto y cemento.



Apéndice B.*Presupuesto Detallado para la conexión de 19 pozos a la Red Eléctrica Nacional*

Pozo	kW a contratar	Estudio de Factibilidad - Ingeniería y Dictamen de CFE, MXN (Cotización formal CFE)	Derecho de Vía, MXN (Referencia de proyectos similares)	Distancia Red Eléctrica, km	No. de postes Requeridos	Red Eléctrica, MXN	Nicho de Medición incluyendo instrumento, MXN (Sondeo de mercado)	Subestación, MXN (Sondeo de mercado)	Variador de Frecuencia, Conexiones y Cableado, MXN (Cotización formal de compras anteriores)	Total, Inversión
Ebano-1046	25	\$ 126,000	\$ 70,805	0.896	1	\$ 25,000	\$ 18,000	\$ 129,000	\$ 37,500	\$ 406,305
Ebano-1262	25	\$ 126,000	\$ 17,000	0.1	1	\$ 25,000	\$ 18,000	\$ 129,000	\$ 37,500	\$ 352,500
Ebano- 2099DES	25	\$ 126,000	\$ 55,675	0.655	7	\$ 290,400	\$ 18,000	\$ 129,000	\$ 37,500	\$ 656,575
Ebano- 2287DES	25	\$ 126,000	\$ 17,000	0.04	1	\$ 25,000	\$ 18,000	\$ 129,000	\$ 37,500	\$ 352,500
Ebano-1140	25	\$ 126,000	\$ 5,100	0.096	2	\$ 57,600	\$ 18,000	\$ 129,000	\$ 37,500	\$ 373,200
Ebano-1040	25	\$ 126,000	\$ 16,320	0.321	4	\$ 98,000	\$ 18,000	\$ 129,000	\$ 37,500	\$ 424,820
Ebano-1245	25	\$ 126,000	\$ 13,260	0.181	3	\$ 70,000	\$ 18,000	\$ 129,000	\$ 37,500	\$ 393,760
Ebano- 1245D	25	\$ 126,000	\$ 40,460	0.484	7	\$ 290,400	\$ 18,000	\$ 129,000	\$ 37,500	\$ 641,360
Ebano- 2108DES	25	\$ 126,000	\$ 11,900	0.2	3	\$ 70,000	\$ 18,000	\$ 129,000	\$ 37,500	\$ 392,400
Ebano-1182	25	\$ 126,000	\$ 42,500	0.2	1	\$ 25,000	\$ 18,000	\$ 129,000	\$ 37,500	\$ 378,000

Pozo	kW a contratar	Estudio de Factibilidad - Ingeniería y Dictamen de CFE, MXN (Cotización formal CFE)	Derecho de Vía, MXN (Referencia de proyectos similares)	Distancia Red Eléctrica, km	No. de postes Requeridos	Red Eléctrica, MXN	Nicho de Medición incluyendo instrumento, MXN (Sondeo de mercado)	Subestación, MXN (Sondeo de mercado)	Variador de Frecuencia, Conexiones y Cableado, MXN (Cotización formal de compras anteriores)	Total, Inversión
Ebano-1205	25	\$ 126,000	\$ 43,775	0.12	7	\$ 290,400	\$ 18,000	\$ 129,000	\$ 37,500	\$ 644,675
Ebano-1253	25	\$ 126,000	\$ 43,775	0.12	7	\$ 290,400	\$ 18,000	\$ 129,000	\$ 37,500	\$ 644,675
Ebano- 1253D	25	\$ 126,000	\$ 23,715	0.279	4	\$ 98,000	\$ 18,000	\$ 129,000	\$ 37,500	\$ 432,215
Ebano- 1174D	25	\$ 126,000	\$ 89,675	1.092	16	\$ 610,000	\$ 18,000	\$ 129,000	\$ 37,500	\$ 1,010,175
Ebano-1062	25	\$ 126,000	\$ 20,145	0.278	4	\$ 98,000	\$ 18,000	\$ 129,000	\$ 37,500	\$ 428,645
Ebano- 1062D	25	\$ 126,000	\$ 85,000	0.383	4	\$ 980,000	\$ 18,000	\$ 129,000	\$ 37,500	\$ 1,375,500
Sábalo-43	25	\$ 126,000	\$ 3,400	0.77	7	\$ 290,400	\$ 18,000	\$ 129,000	\$ 37,500	\$ 604,300
Ebano-2056	25	\$ 126,000	\$ 11,050	2.77	2	\$ 57,600	\$ 18,000	\$ 129,000	\$ 37,500	\$ 379,150
Corcovado- 1005	25	\$ 126,000	\$ 258,400	0.644	5	\$ 120,000	\$ 18,000	\$ 129,000	\$ 37,500	\$ 688,900
Subtotales en MXN		\$ 2,394,000	\$ 868,955			\$ 3,811,200	\$ 342,000	\$ 2,451,000	\$ 712,500	\$ 10,579,655
Subtotales en USD		\$ 139,186	\$ 50,521			\$ 221,581	\$ 19,884	\$ 142,500	\$ 41,424	\$ 615,096

Apéndice C.**Presupuesto Detallado para la adquisición, conexión e importación de 19 generadores GLP**

Descripción	Proveedor	Unidad	\$	Precio	Cantidad	Total USD
MotoGenerador eléctrico de 30 KV 220/440 V para gas natural y GLP (Cotización formal)	AISIAI TECHNOLOGY	Pieza	USD	\$ 15,500	\$ 19	\$ 294,500
Conector de perno dividido marca BURNDY modelo KSA6 para conectar cable de aluminio calibre 6 awg y cable de cobre 10 awg (Cotización formal)	Tecnoelétrica	Pieza	M.N	\$ 73	\$ 100	\$ 426
CINTA ELECTRICA CAMBRICA SCOTCH 2510 (Cotización formal)	Tecnoelétrica	Pieza	M.N	\$ 228	\$ 8	\$ 106
CINTA AISLANTE SCOTCH # 23 VULCANIZABLE (Cotización formal)	Tecnoelétrica	Pieza	M.N	\$ 374	\$ 8	\$ 174
CINTA AISLANTE SCOTCH SUPER 33 (Cotización formal)	Tecnoelétrica	Pieza	M.N	\$ 70	\$ 8	\$ 33
Cable en aluminio especificación 600/1000V XLPE con 3 conductores calibre 6 awg aislamiento de cable xhhw-2 y conductor de tierra calibre 8 awg (aislado o desnudo), con armadura opcional de aluminio AIA, recubrimiento exterior de PVC. bajo estándar ASTM b800 y b803 (Cotización formal)	COYSE	m	M.N	\$ 96	\$ 350	\$ 1,953
Conector glándula API 65 de aluminio macho 1" para cable de 1/2" a 5/8" con contratuerca de 1" NPT. (Cotización formal)	Tecnoelétrica	Pieza	M.N	\$ 395	\$ 35	\$ 803

Apéndice D.*Promedio Ponderado de Tarifas de kWh/MXN*

mes	MXN/kWh	Consumo kWh	Tarifa ponderada por año con base en consumo de cada mes, MXN/kWh
ene-23	2.85	1320	2.85
feb-23	2.73	1480	
mar-23	3.02	1360	
abr-23	2.74	1160	
may-23	3.05	1240	
jun-23	2.68	1080	
jul-23	2.65	1240	
ago-23	2.53	1160	
sep-23	2.69	1360	
oct-23	3.02	1200	
nov-23	3.03	1400	
dic-23	3.15	1480	
ene-24	3.19	1360	2.95

mes	MXN/kWh	Consumo kWh	Tarifa ponderada por año con base en consumo de cada mes, MXN/kWh
feb-24	3.53	1340	
mar-24	3.13	1430	
abr-24	3.02	1480	
may-24	2.89	1380	
jun-24	2.76	1350	
jul-24	2.54	1220	
ago-24	2.51	1180	
sep-24	2.73	1140	
oct-24	2.83	1220	
nov-24	2.99	1120	
dic-24	3.13	1080	
ene-25	3.03	1080	4.21
feb-25	3.15	1040	
mar-25	3.34	1000	
abr-25	3.36	880	
may-25	3.51	840	
jun-25	3.58	880	

mes	MXN/kWh	Consumo kWh	Tarifa ponderada por año con base en consumo de cada mes, MXN/kWh
jul-25	3.70	800	
ago-25	3.50	1200	
sep-25	3.60	1480	
oct-25	5.15	1100	
nov-25	7.23	1050	
dic-25	7.23	1020	