



**EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN SUR DE LA
SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE PUTUMAYO GERENCIA SUR
DE ECOPETROL S.A**

**ALEXANDER CARRASCAL PÉREZ
FABIO FRANCISCO ESQUIVEL TRIANA
ROMÁN ALBERTO JÁCOME PÉREZ**



**SISTEMA DE BIBLIOTECAS UNAB
ADQUISICIONES**

B. Jardín B. Bosque B. Caldas CEDIM Precio \$ 20000
Clasificación TP/82.12/C176e Ejemplar 1
Proveedor _____
Compra Donación Canje UNAB
Fecha de Ingreso: 06 16 MM 06 AA 2014

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGÉTICOS
BUCARAMANGA**

2012

**EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN SUR DE LA
SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE PUTUMAYO GERENCIA SUR
DE ECOPETROL S.A**

**ALEXANDER CARRASCAL PÉREZ
FABIO FRANCISCO ESQUIVEL TRIANA
ROMÁN ALBERTO JÁCOME PÉREZ**

**Monografía de Grado para optar al título de:
Especialista en Gerencia de Recursos Energéticos**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGÉTICOS
BUCARAMANGA**

2012

NOTA DE ACEPTACIÓN

Aprobado por el Comité Curricular del Programa de Ingeniería en Energía en cumplimiento de los requisitos exigidos por la Universidad Autónoma de Bucaramanga para optar al Título de Especialista en Gerencia de Recursos Energéticos.

JURADO CALIFICADOR 1

JURADO CALIFICADOR 2

Bucaramanga, agosto de 2012

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	14
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	15
1.1 TITULO DEL PROYECTO.....	15
1.2 JUSTIFICACIÓN.....	15
1.3 OBJETIVOS, METAS Y ALCANCES DEL PROYECTO A CORTO, MEDIANO Y LARGO PLAZO.....	16
2. MARCO DE REFERENCIA.....	18
2.1 ANTECEDENTES.....	18
2.2 EXPLORACIONES Y LA ENTRADA DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN EL PUTUMAYO: 1937-1963.....	18
2.3 EXPLOTACIÓN Y AUGE DE LA PRODUCCIÓN 1963-1971.....	19
2.4 DECAIMIENTO DE LA PRODUCCIÓN 1971-1978.....	24
2.5 REVERSIÓN DE LA CONCESIÓN E INICIO DE LA ADMINISTRACIÓN DE ECOPETROL 1979-2012.....	25
3. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	28
3.1 LISTADO DE PLANTAS DE GENERACIÓN SUR.....	29
3.2 DIFERIDAS AÑO 2010 (BARRILES DE CRUDO.....	31
3.3 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ACTUAL.....	32
3.4 CONFIABILIDAD DE LA EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO	32
3.4.1 Zonas urbana y rural.....	33
4. ESTUDIO TÉCNICO DEL PROYECTO.....	36
4.1 LOCALIZACIÓN.....	36
4.1.1 Macro Localización (localización a nivel de región.....	36
4.1.2 Micro Localización.....	36
4.2 INGENIERÍA DEL PROYECTO.....	37
4.2.1 Especialidad Civil.....	37
4.2.2 Especialidad Eléctrica.....	38

4.2.2.1 Proyección Del Sistema Eléctrico Para El Área Sur	40
4.2.2.2 Esquemático línea troncal desde la subestación La Hormiga a la batería Colón y ramales a pozos Acaé y San Miguel	41
4.2.2.3 Esquemático sistema eléctrico área Sur – SOP	42
4.2.2.4 Diagrama Unifilar Del Sistema Electrico Sin Area Sur.....	43
4.2.2.5 Diagrama Unifilar Del Sistema Eléctrico Del Área Sur.....	44
4.2.3 Especialidad Mecánica	45
4.2.4 Instrumentación	46
4.3 IDENTIFICACIÓN Y SELECCIÓN DE PROCESOS.....	46
4.3.1 Red Yarumo – La Hormiga	46
4.3.2 Red La Hormiga Colón	46
4.3.3 Red De Distribución – Pozos Campo Loro	46
4.3.4 Red Troncal De Distribución Pozos Acaé Y San Miguel.....	47
4.3.5 Subestación Yarumo	47
4.3.6 Subestación De La Hormiga	47
4.3.7 Subestación Batería Colon	47
4.4 CARGAS PROYECTADAS.....	48
4.4.1 Pozos A La Batería Colón.....	48
4.4.2 Pozos Batería Loro	49
4.4.3 Carga Total Proyectada.....	49
4.5 ANALISIS REALIZADOS	49
4.6 CASO BASE-SISTEMA ORIGINAL PROYECTADO	50
5. MARCO LEGAL Y REGULATORIO	52
5.1. EVALUACIÓN DE ASPECTOS AMBIENTALES	53
5.2 MATRIZ DE IMPACTOS Y ASPECTOS AMBIENTALES.....	54
5.3 PROCEDIMIENTOS PARA REALIZAR CONTROL AMBIENTAL	55
5.3.1 Control de Material Particulado y Gases	55
5.3.2 Control al Ruido Ambiente.....	55
5.3.3 Control de Vertimientos al Sistema de Aguas Lluvias	56
5.4 RECURSOS NATURALES REQUERIDOS.....	56

5.4.1 Captaciones.....	56
5.4.2 Vertimientos.....	56
5.4.3 Permisos Ambientales Requeridos.....	57
5.5 IMPACTO SOCIAL	57
5.5.1 Componente Socio-Económico	57
5.6 ACCIONES CON LA COMUNIDAD.....	57
5.7 PROGRAMA DE GESTIÓN SOCIAL.....	58
6. EVALUACIÓN FINANCIERA.....	59
6.1 FLUJO DE FONDOS	59
6.2 PAUTAS DEL ANÁLISIS	62
6.3 ESCENARIOS POSIBLES.....	67
6.4 FLUJO DE CAJA	69
6.5 EL VALOR PRESENTE NETO, TIR, TIRM.....	70
6.6 ANALISIS DE SENSIBILIDAD	71
6.7 BENEFICIOS ESTIMADOS POR ELECTRIFICACION	74
CONCLUSIONES.....	76
BIBLIOGRAFIA.....	77

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Producción desde el año 1985 – 2012	27
Figura 2. Departamento del Putumayo	36
Figura 3. Ubicación de obras	37
Figura 4. Vista aérea Instalaciones de la batería Colon	37
Figura 5. Proyección Del Sistema Eléctrico Para El Área Sur	40
Figura 6. Esquemático línea troncal desde la subestación La Hormiga a la batería Colón y ramales a pozos Acaé y San Miguel	41
Figura 7. Esquemático sistema eléctrico área Sur – SOP	42
Figura 8. Diagrama unifilar del sistema eléctrico del SIN área Sur	43
Figura 9. Diagrama Unifilar Del Sistema Eléctrico Del Área Sur (Ecopetrol) Proyectado	44
Figura 10. Especificación técnica CAT 3406	64
Figura 11. Especificación técnica CAT 1825	65
Figura 12. Comparativos costo de Energía	68
Figura 13. Tarifas de Energía	68
Figura 14. Flujo de caja Proyecto	70
Figura 15. Grafico comportamiento VPN respecto al \$/Galón ACPM y precio WTI crudo.....	72
Figura 16. VPN respecto al \$/Galón ACPM y precio WTI crudo	73

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Histórico de producción distrito sur.....	26
Tabla 2. Pozos a electrificar área sur	28
Tabla 3. Listado plantas de generación Área Sur.....	30
Tabla 4. Diferidas de producción	31
Tabla 5. Costos asociados a las fallas de los equipos y pérdidas de producción..	31
Tabla 6. Índices de calidad del servicio	34
Tabla 7. Resultados por circuito primario de distribución circuitos rurales	34
Tabla 8. Información entregada por el departamento de ingeniería de Ecopetrol .	39
Tabla 9. Pozos a la batería colón	48
Tabla 10. Pozos batería loro.....	49
Tabla 11. Carga total proyectada.....	49
Tabla 12. Flujo de cargas	51
Tabla 13. Aspectos ambientales.....	53
Tabla 14 Inversión fija.....	60
Tabla 15. Depreciación.....	60
Tabla 16. Calculo Depreciación	61
Tabla 17 Inversión preoperativa	61
Tabla 18. Inversión total	61
Tabla 19. Caso 1. Situación actual (sin proyecto.....	63
Tabla 20. Caso 2. Proyecto de electrificación.....	63
Tabla 21. Diferida anual por mantenimiento	66
Tabla 22. Pautas para la evaluación del proyecto	69
Tabla 23 Flujo de caja	69
Tabla 24. Variables análisis de sensibilidad	72
Tabla 25. Valor presente neto del comportamiento de las variables de sensibilidad	73

LISTA DE ANEXOS

Pág.

Anexo A. Identificación y valoración de riesgos.....	79
Anexo B. Estudio Financiero.....	91

GLC

EEBP Empresa de Energía del

ACRS Aluminum Conductor Steel Reinforced

API American Petroleum Institute

BES Sistema Bomba Electro sumergible

BM Unidad Bombeo Mecánico

BPD Barriles producción Día

EEBP Empresa de Energía del Bajo Putumayo

FES Frecuencia de Fallas Anuales Promedio

Has Hectáreas

IPP Índice proyectado de Precios

KUSD Miles de dólares

KW-h Kilovatio – Hora

MSNM Metros sobre el Nivel del Mar

MVA Megavatios amperios

N Periodo de vida del proyecto

STN Sistema de Transmisión Nacional

STR Sistema de Transmisión Regional

SIU Sistema de Información Universitaria

V Voltios

VPR Vicepresidencia De Exploración y Producción

VPN Valor Presente Neto

WACC weigthed average cost of capital

IPP índice de Precios al Productor

TIR Tasa de interés representativa

TIRM Tasa de interés representativa modificada

RESUMEN

Dentro del marco estratégico del grupo empresarial ECOPETROL S.A 2012-2020 de cumplir con un millón de barriles de petróleo equivalente al 2015 y un millón trescientos mil barriles limpios equivalentes de crudo por día al 2020. La Superintendencia de Operaciones Putumayo alineada a este objetivo, ha visto la necesidad de buscar alternativas que permitan disminuir las diferidas e incrementar la producción de hidrocarburos para cumplir con el marco estratégico de la empresa.

En el área sur de la Superintendencia de Operaciones Putumayo, se ha encontrado la oportunidad de optimizar los costos de levantamiento del crudo y reducir las pérdidas por fallas en las unidades de generación.

Actualmente, los sistemas de generación en el área sur, no son confiables para la operación, sumado al cierre de la refinería Orito en marzo de 2012 para el abastecimiento con combustible diesel a estas unidades de generación.

Con el desarrollo del proyecto de electrificación del área sur de la Superintendencia de Operaciones Putumayo, se busca eliminar el consumo de ACPM, disminución de emisiones atmosféricas, obtener ahorros en costos de mantenimiento de los motores diesel, generadores; reducción de la diferida de producción, mantenimiento por problemas eléctricos y mecánicos de los generadores y motores de combustión.

SUMMARY

Within the strategic framework 2012-2020 ECOPETROL S.A business group to meet with one million barrels of oil equivalent in 2015 and one million three hundred thousand barrels of clean oil per day equivalent to 2020. The Superintendent of Operations Putumayo aligned to this objective, has seen the need to seek alternatives to reduce deferred and increase oil production to meet the company's strategic framework.

In the area south of the Putumayo Operations Superintendent, has found the opportunity to optimize the costs of rising oil and reduce losses from failures in the generation units.

Currently, generation systems in the southern area are unreliable for the operation, plus the closure of the refinery Orito in March 2012 to supply diesel fuel to these generating units.

With the development of electrification project in the area south of the Putumayo Superintendent of Operations, is to eliminate the diesel fuel consumption, reduced air emissions, savings in maintenance costs of diesel engines, generators, reduction of deferred production maintenance of electrical and mechanical problems of the generators and engines.

INTRODUCCIÓN

Dentro del sector de hidrocarburos del mercado global, uno de los indicadores más relevantes son los costos de levantamiento “**Lifting Cost**” que son los costos incurridos en la puesta del crudo en superficie y que miden la efectividad de cada empresa. Con el ingreso de ECOPETROL S.A. en la Bolsa de valores se introduce en un mercado global que le implica estar a un nivel competitivo internacional, que le obliga a buscar ser más eficiente en la producción, cumplir sus compromisos sociales y ambientales.

En la actualidad los costos de levantamiento de los campos de área Sur de la Superintendencia de Operaciones Putumayo de la Gerencia Sur de Ecopetrol, están por fuera del valor del benchmarking, debido a los elevados costos de generación, las fallas frecuentes de los equipos, hurtos de combustible y por los impactos al medio por emisión de gases, a lo anterior, se le suma los sobre costos por suministro y transporte de ACPM por cierre de la refinería de Orito situación que afecta directamente el costo de levantamiento.

En esta monografía se evaluará la factibilidad técnico – económica de la interconexión al STR de las empresas de energía del Bajo Putumayo de los campos del área sur, a través de una red de 16.5 Km, la construcción de una subestación ubicada en la batería Colon y un centro de generación de respaldo.

Con la ejecución de proyecto se busca garantizar el suministro confiable de energía eléctrica para el desarrollo del crudo de los campos Loro, Colon, Acaé y San Miguel y proyectar la solución de energía eléctrica de las nuevas cargas en la estación Colon, además de la reducción aproximada del 25 % de costos de levantamiento del crudo comparado con el sistema actual, en actividades de mantenimiento de equipos, compra de ACPM y pérdidas de producción.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 TITULO DEL PROYECTO

EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE ELECTRIFICACION SUR DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE PUTUMAYO GERENCIA SUR DE ECOPETROL S.A

1.2 JUSTIFICACIÓN

Con la implementación de este proyecto, se busca aumentar la confiabilidad y disponibilidad de energía en las facilidades de producción de las baterías Loro y Colón del área Sur, mediante la construcción de una red de distribución de energía eléctrica a las instalaciones de producción y procesamiento del área Orito y una fuente de respaldo equivalente, garantizando en los dos casos disponibilidad acorde con las condiciones operativas.

La operación de las instalaciones productivas con energía eléctrica, en lugar del combustible Diesel (Plantas Eléctricas), le generara ahorros a la operación al eliminar prácticamente el consumo de ACPM, significando ahorros en la operación (la energía comprada al sistema nacional es más económica que la autogeneración diesel), disminución de costos de mantenimiento de equipos de generación y la reducción de la producción diferida por problemas eléctricos y/o mecánicos. .

La evaluación del proyecto de ampliación permitirá determinar su pertinencia, eficiencia, y eficacia para garantizar una asignación óptima de los recursos disponibles, teniendo en cuenta el costo de los recursos y la magnitud del impacto que producen.

1.3 OBJETIVOS, METAS Y ALCANCES DEL PROYECTO A CORTO, MEDIANO Y LARGO PLAZO

El Objetivo del Proyecto es la construcción de la red de energía eléctrica a nivel de 34,5 kV, con lo que se conseguirá la conexión al sistema de transmisión regional (STR) que mejorara ostensiblemente la confiabilidad y disponibilidad de energía en las facilidades de producción de las baterías Loro y Colón del área Sur, atendiendo un sistema de generación local para emergencia y transmisión. También se espera la disminución de las diferidas, reducción de consumo de combustible, costos operativos y emisión de emisiones al ambiente que le permitirán cumplir con los pronósticos de producción de la Superintendencia de Operaciones Putumayo.

El suministro de energía a la red del área sur combinara diferentes conexiones, unas local con el STR y otra con el STN. Estas actuaran como fuente principal y la autogeneración diesel queda de respaldo. El alcance inicial del diseño es suministrar energía eléctrica a las facilidades de producción existentes de forma confiable, con altos índices de continuidad en la prestación del servicio, que permitan disminuir las diferidas por parada de estaciones y pozos, mejorando los indicadores del área.

Se establecen segmentos que se pueden ejecutar en forma independiente durante las siguientes fases de los mismos, estos son:

- ✓ Línea eléctrica de interconexión al Sistema de Transmisión Regional STR desde la Subestación La Hormiga perteneciente a la Electrificadora del Bajo Putumayo hasta la batería Colón, con una longitud aproximada 16.5 km, que permitirá el suministro de energía, del sistema interconectado, aumentando la confiabilidad del sistema eléctrico de Ecopetrol en la zona Sur de la Superintendencia de Operaciones del Putumayo.

- ✓ Diseño y construcción patio subestación, centro de control de potencia y centro de generación de respaldo en la Batería Colón: Se aplicaran los criterios de las especialidades civiles, eléctricas y mecánicas, con el fin de diseñar y construir la subestación eléctrica, el centro de generación y el cuarto eléctrico.

- ✓ Diseño y construcción de líneas ramales a pozos y subestaciones asociadas: las líneas de distribución a pozos, se construirán teniendo en cuenta los estándares de ingeniería de Ecopetrol S.A.

Para cumplir la MEGA de Ecopetrol y Superintendencia de Operaciones del Putumayo, se prevé en los años siguientes una optimización de la operación actual. Es necesario garantizar el suministro de energía eléctrica a un menor costo y mayor confiabilidad del sistema, para asegurar los volúmenes previstos.

2. MARCO DE REFERENCIA

2.1 ANTECEDENTES

2.2 EXPLORACIONES Y LA ENTRADA DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN EL PUTUMAYO: 1937-1963

En el año de 1937 la empresa Anglo Saxon Petroleum realizó los primeros trabajos de exploración en la cuenca del Putumayo. En 1941 la compañía Norteamericana Texas Petroleum Company, filial de la Texaco inició su propia campaña exploratoria en la región (Caquetá y Putumayo): "La exploración sur", compuesta por un grupo de geólogos colombianos, que durante ocho años abrieron trochas y tumbaron monte en una búsqueda que resultó infructuosa. Como resultado entre 1948 y 1949 se perforaron 4 pozos con regulares resultados (Cáceres y Teatín, 1985:03). En 1954 la comisión se internó más al sur, en zonas colindantes con el Ecuador, al parecer más promisorias. (Texas, 1991) El 15 de julio de 1956 la Texas Petroleum CO. y el gobierno realizan un contrato de exploración y explotación del petróleo nacional que se pudiera hallar en una extensión de 199.704 has con 703.1450 metros cuadrados, en jurisdicción de los municipios de Pasto, El Valle, Mocoa, Funes y Puerres del Departamento de Nariño, que se conoció como concesión Orito.

Es necesario recordar que por ese entonces, y desde 1953 el Putumayo había sido anexado al Departamento de Nariño en el mandato de Rojas Pinilla. Después de una movilización en el año de 1957 se deroga el decreto y se logra la desanexión del Putumayo, en parte motivada por la disputa de las regalías petroleras que se empezarían a recibir. Los datos de esta concesión son extractados del Contrato 5738 del 25 de Octubre de 1956, Ministerio de Minas y Petróleos.

Durante el año de 1959, tras los efectivos resultados de las exploraciones, la Texas obtiene junto con su asociada la "Colombian Gulf Oil Company", encargada de los trabajos prácticos sobre el terreno, una concesión para explorar y explotar una extensión de un 10.000 km² por 30 años (Ramírez, R., 2000) Poco después, la concesión se extendió a la región fronteriza con el Ecuador de acuerdo con el gobierno ecuatoriano (Brücher, 1969:159) La concesión era de un total de un millón seiscientos mil hectáreas (16mil km²), la más extensa en el territorio nacional, otorgada hasta ese entonces.

Por resolución No. 128 de 1966 de la Junta Directiva del Incora, parte del área de influencia de colonización fue sustraída de la reserva forestal de la Amazonia. Por resolución No. 168 de 1968 también de esa misma entidad se destinó la **sustracción a una colonización espacial**, "reservando al mismo tiempo un globo de terreno de 4.200 has a favor de la Texas Petroleum Company y ubicado dentro del área sustraída" (el decreto además sustrae de la reserva una zona en jurisdicción del Municipio de Santa Rosa, Cauca). El gobierno nacional otorgó a la Texas y a la Gulf Oil Company el 50% a cada una de seis concesiones de explotación por un total de 940.000 has por 30 años y prorrogables por 10 más, repartidos así: Orito, 94.000 hectáreas (39 pozos), Acaé, 98.000 has, Churuyaco, 95.000 has, San Miguel, 75.000 has, Caimán, Tambor, Mandur y Río Mocoa, 578.000 has¹.

2.3 EXPLOTACIÓN Y AUGE DE LA PRODUCCIÓN 1963-1971

En 1963 el 26 de marzo se perforó el primer pozo. El pozo Orito 1 debe su nombre al hecho de estar ubicado en el territorio Siona de Oritos, junto al río Orito - Pungo tributario del río Putumayo, a 35km de distancia de Puerto Asís.

¹ ROMO, Franco 1978. Aspectos socioeconómicos de la zona petrolera del Valle del Guamués. Tesis de maestría Facultad de Agronomía Universidad Nacional. Bogotá.

El 29 de Julio, del pozo Orito 1, situado en la anticlinal de Orito, el petróleo fluyó desde los 1900 metros de profundidad, con una productividad inicial de 1.411bpd de 37° API, esto despertó enormes expectativas por su tamaño calidad del hidrocarburo², puesto que junto a los hallazgos de San Miguel, se pensó que eran los mayores yacimientos del país (para 1970 se planeó producción diaria de 25.000 hasta 30.000 toneladas de producción diaria, equivalente al total de producción colombiana en 1966) El cálculo de las reservas recuperables de Orito fue de 350 millones de barriles de crudo. Solo en 1968 se inicia formalmente la producción petrolera en estos pozos, puesto que "el descubrimiento de petróleo en Orito requería de una estructura poderosa. Por eso, Texaco decidió partir un tiempo mientras planeaba su ejecución".

Los estudios de ingeniería y el diseño del oleoducto estuvieron a cargo de la Williams Brothers Company y tuvieron una duración de nueve meses. El oleoducto se extendería en un trayecto de 310 Km, ascendería desde los 328 m.s.n.m. en Orito a los 3505 m.s.n.m. en la punta de la cordillera central, en Alisales y volvería a descender a los 3 m.s.n.m. en el puerto de Tumaco.³

Las válvulas estacionales en el trayecto del oleoducto se situarían en Orito, Guamués, Alisales y Páramo, éstas se cerrarían y las unidades de bombeo reducirían la velocidad para marchar en vacío en caso de una interrupción del flujo de petróleo. Se inició una de las operaciones más insólitas en la historia de la nación y de la industria petrolera. Comenta Domínguez, que primeramente se envió por barco por los afluentes del Amazonas un aparejo de perforación y 10 explanadoras abrieron una senda de 40 kilómetros de largo hasta el sitio de la perforación en Oritos, tarea que llevó 93 días. El camino fue destruido por una lluvia de 500 mm." Por barco también llegaron al puerto de Tumaco, los tractores,

² La escala API es un indicador de la calidad del hidrocarburo, los valores superiores a 30 son considerados como de muy buena calidad

³ Publicación de Texaco pertenecientes a ECOPEPETROL, publicados en el informe de Cáceres y Teatín

camiones, planchones, remolcadores, maquinaria de movimiento de tierra, implementos eléctricos y más de 6000 tubos para la instalación de los pozos y la construcción del oleoducto. El trayecto de Tumaco a Orito se hizo con remolcadores, pasando obstáculos como la ausencia de carreteras, los constantes derrumbes, los abruptos ascensos y descensos. Las características de la selva que, como antes fue dicho, impiden la consolidación de trochas o carreteras por las constantes lluvias que arrasan con estas, la densidad del bosque que impedía el paso de la maquinaria pesada, entre otros obstáculos, impedían el transporte de personal y equipos a los sitios previamente demarcados.

Por estas razones se tomó la decisión de realizar los trabajos por vía aérea, labor que se denominó "Operación Putumayo". Con una flotilla de siete (7) helicópteros y avionetas de la empresa Helicol, esta operación fue calificada como la mayor operación aérea después de la segunda guerra mundial. La compañía, filial de Avianca proporcionó "tres helicópteros Bell 204 B y cuatro 47J – B-2 más pequeños que los anteriores; el 204 B de turbina a gas puede transportar una carga máxima de 1.800kilos"⁴. Esta maquinaria provenía de Barranquilla, otra parte entró por Perú, el río Amazonas, Leticia y de allí al río Putumayo.⁵ Posteriormente, también se usó el avión sueco Fairchild Porter Stol que aterrizaba y desapegaba en una pista de chonta de 50 mts. Pintado de amarillo, de trompa rectangular y chata fue bautizado como "La Machaca", un insecto del Putumayo del que su picadura sólo se cura haciendo el amor o se corría el riesgo de muerte. La operación era riesgosa debido a las condiciones climáticas, la alta pluviosidad, los peñascosos lugares a llegar, el alto volumen de pasajeros y la calidad de la carga. Volaban con la cantidad exacta de gasolina para llegar al lugar de trabajo para que junto a la carga, no se excediera el peso permitido. La navegación aérea se realizaba por tiempo y rumbo, a causa de la neblina el radar era un instrumento "de tercera mano". Se acomodaron con exactitud desde el aire la tubería del

⁴ DOMÍNGUEZ, C. y GÓMEZ, A. 1990. La economía extractiva en la Amazonía colombiana. COAMA, Bogotá citando a la Revista progreso, Julio – Agosto de 1967, pp21-28/88

⁵ Revista Time, febrero 09 de 1968, pp17-18, citada por Domínguez, 1969

oleoducto y las estructuras de las torres de hasta 30 metros de altura. Las actividades tenían como base a Santana, a 20 km de Puerto Asís, desde donde se coordinaron las actividades de exploración e instalación de pozos. A finales de 1971 se habían transportado más de 200.000 toneladas de carga, medio millón de pasajeros, se cumplieron 249.142 vuelos y más de 100.000 horas de vuelo. Los pilotos serán colombianos en su totalidad, calificados como suicidas por los americanos, quienes se negaron a participar de la operación por los riesgos presentados y tres más osados, venidos de la guerra de Vietnam fracasaron en el intento.

En 1966 se inició la construcción del oleoducto, operación a cargo de la Hannibal Corporation. El oleoducto se inauguró el 10 de mayo de 1969, unos meses antes de lo presupuestado. Se une a una línea de 58 km procedente de los campos Acaé, San Miguel, Loro y Hormiga y, otra línea con los campos Churuyaco, Sucumbíos, San Antonio y Caribe. Tanto en Orito como en el terminal de Tumaco se dispone de tanques de almacenamiento para 240 mil y 900 mil barriles. El diámetro del oleoducto varía así: 18" en trayecto de 50 km, 14" en 245 km, 10" en 9.6 km. Su capacidad de bombeo es de 120.000 bpd, cuenta con 4 estaciones de bombeo y 4 de reducción de presión. Su costo aproximado fue de US\$ 60'000.000⁶.

La refinería de Orito, con capacidad para procesar entre 1.000 y 1.200 bpd, inició operaciones el 12 de octubre de 1968. Es una planta de destilación atmosférica que produce gasolina (bencina y motor), queroseno, JP-1, ACPM, aceite, grasas e hidrocarburos derivados. Se preveía que garantizaría el abastecimiento del sector sur de Colombia y de la Armada en la región hasta 1996.

⁶ CÁCERES, Humberto y TEATÍN Plutarco. 1985. Cuenca del Putumayo provincia petrolera meridional de Colombia. ECOPETROL, División de Exploración, Departamento de geología

El distrito de producción fue nombrado por la Texas "Distrito Putumayo". Hasta 1971 la empresa perforó 62 pozos exploratorios y encontró otros campos de menor potencial como Loro, San Antonio, Sucumbíos, Churuyaco, Sucio, Caribe, Caimán, San Miguel, Temblón y la Hormiga. Cuando inició la explotación de los campos del Putumayo la concesión era de 2.200.000 has. Desde tiempo atrás la Texas y la Gulf buscaron adecuar una política petrolera beneficiosa para ellos iniciar los trabajos en la zona petrolífera más rica del momento en el país. Fueron contratados bajo el decreto ley 2140 de 1955 en la dictadura de Rojas Pinilla, el Estado recibiría el 3.5% de producción como regalías, el ministro de Minas de ese entonces Prado Parra denunció que las compañías debían pagar U\$8 centavos por barril y se les deducían por exenciones U\$29 centavos, entonces se les regalaba el petróleo y se les encimaban U\$21 centavos. El gobierno de Lleras Restrepo buscó renegociar estos términos pero las compañías se negaron. La nacionalización del recurso petrolero en Perú y Bolivia junto a la exigencia de devolución de la mitad de las concesiones en Ecuador permitieron que las compañías cedieran y que la concesión se ajustara a la ley 10 de 1961. Las compañías darían a la nación un 11.5% como regalías aunque las exenciones continuaban vigentes, entonces de U\$30,6 centavos por barril se deducían los mismos U\$29 centavos de exención y la nación recibiría solo U\$1,5 centavos por barril, al tomar en cuenta las restantes exenciones, el petróleo del Putumayo sale gratuito para las compañías. El Putumayo recibió regalías por estos pozos desde el año de 1969

Durante la época comprendida entre los años de 1963 y 1970, el desarrollo de la región tuvo una cierta coherencia. La explotación del petróleo fue elemento dinámico y articulador regional, aún antes de empezado el proceso de explotación prevista para 1970, lo que determinó importantes transformaciones en la estructura de la región de Putumayo y Nariño.

2.4 DECAIMIENTO DE LA PRODUCCIÓN 1971-1978

El nivel más alto de producción del campo Orito fue alcanzado en 1971 con una cifra de producción, que varía según las 2.3 fuentes, de 86.340 bpd (Texas, 1991:31) a 71.436 (Ecopetrol, s.f.). Desde este mismo año la actividad colonizadora adquirió una dinámica propia, independiente de la actividad petrolera puesto que pasados dos ó tres años de emplear más de 1000 personas en la construcción de obras de infraestructura el 80% de la población se queda cesante.

En esta década y luego del gran auge, se presentó una significativa caída de la producción petrolera en el Putumayo (Tabla 1. Histórico de Producción) Durante esta primera etapa manejada por la Texas sucedieron cambios significativos, por ejemplo, la atracción directa de mano de obra empleada en la empresa como indirecta, principalmente de colonos, que tuvo como resultado una creciente diferenciación social y división del trabajo, la monetización de las relaciones de intercambio incluso con los indígenas sionas y kofanes. Las nuevas relaciones también se reflejaron en el crecimiento de los territorios ocupados articulados al régimen agrario y una mayor articulación de la región con el país. En el largo plazo y con las condiciones que la empresa – enclave repetía ahora en el Putumayo, estos cambios significaron una difícil integración de los nuevos pobladores, la disminución de los bosques no intervenidos y la grave afectación medio ambiental que incluso en la actualidad continúa perjudicando las condiciones de vida de los habitantes de la región. La caída de la producción en el Putumayo coincidió con el hallazgo del hidrocarburo en la colindante región ecuatoriana, en la que se pensaba había una mayor cantidad del recurso. Al terminar la construcción de las obras de infraestructura la empresa desplazó su maquinaria, equipos, técnicos y campamentos por vía aérea y terrestre al vecino país. Con sus labores también trasladó los mismos cambios, resultado de su presencia y la estructura de relaciones que se habían configurado en la región putumayense en torno a la

explotación de petróleo y a las condiciones de la empresa. Desde 1976 se inició la entrega gradual de la infraestructura a Ecopetrol.

2.5 REVERSIÓN DE LA CONCESIÓN E INICIO DE LA ADMINISTRACIÓN DE ECOPETROL 1979-2012

En 1977 la Texas traspasó el 50% del contrato para la exploración y explotación de petróleo en el Putumayo a la Sociedad Petrolera del Río Panamá; en 1980 la Texas traspasó el restante 50% a esta misma sociedad y en 1981 la petrolera renunció al contrato y cedió todos sus derechos a ECOPETROL. Justamente en este período, la organización sindical tomó fuerza; debido a estas transacciones y posteriormente, debido a que en el traspaso de la concesión se veían comprometidas las garantías de laborales adquiridas por medio de las empresas contratistas y directamente con la empresa. Los trabajadores iniciaron una lucha apoyados por la comunidad para conservar su trabajo con la nueva administración.

Las labores de ECOPETROL al adquirir los pozos se centraron en lograr detener la declinación de la producción en todos los campos a la vez que se buscaba controlar el recurso petrolero que venía siendo agotado vertiginosamente. Se introdujeron algunos controles ambientales ausentes en la etapa de la Texas, que además de aplicados a su producción buscaron subsanar los efectos ambientales de la anterior explotación.

Hacia finales de los años setenta empezó a emerger la economía de la coca que cobró auge en la mitad de la década de los ochenta. Con el decaimiento de la explotación de crudo, el crecimiento de las propiedades agrarias y su agotamiento y la disminución de la demanda de mano de obra en el sector petrolero, dicha economía cobró fuerza como alternativa de empleo y de producción rentable, que no se veía impedida por la escasez de medios de transporte para su comercialización y además aprovechaba la infraestructura establecida por la

industria petrolera (pistas, carreteras, pueblos establecidos, incluso funcionarios “comprados”).

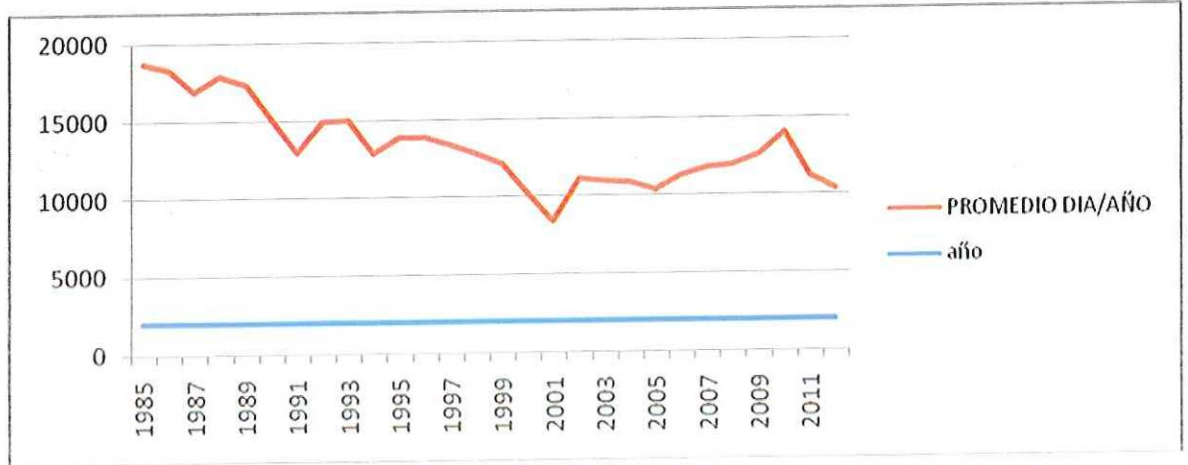
La principal riqueza de Orito es el petróleo. Este campo contiene más de 150 pozos en explotación. Aún así, el ACPM y la gasolina que se consumen en el Putumayo como en el sur de Colombia, para esta misma época e incluso en la actualidad, tienen el precio más alto del país, lo que es atribuido al alto precio del transporte en la región, a su vez provocado por los altos costos del combustible.

Tabla 1. Histórico de producción distrito sur

AÑO	TOTAL ANUAL	PROMEDIO (BPD, Barriles por día)
1969	16041165	48027
1970	23532354	64472
1971	26074315	71436
1972	21094384	57635
1973	18150144	49726
1974	16098440	44105
1975	15396806	42183
1976	11454630	34224
1977	10796985	29581
1978	9425938	25824
1979	8195860	22454
1980	6821051	18637
1981	6828597	18708
1982	6357889	17419
1983	5915532	16207
1984	6079789	16657
1985	6001676	16443

Fuente: Ecopetrol, Histórico de producción.

La producción desde el año 1985 al 2012 se relaciona en la siguiente abajo.
 Figura 1. Producción desde el año 1985 – 2012.



1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
18880	16340	14870	16890	15240	13050	10920	12800	13080	10820	11780	11820	11290	10780	10050
2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012		
8180	6380	9150	8950	8820	8350	9250	9780	9940	10800	12060	9140	8360		

Fuente: Ecopetrol Departamento de Producción Orito

3. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

El sistema actual de producción en el área Sur de la Superintendencia de Operaciones de Putumayo está soportado por unidades de autogeneración de electricidad localizadas en la batería Loro y unidades independientes para los pozos productores con sistemas de extracción operados eléctricamente. Las unidades de generación utilizan motores diesel como máquina motriz.

El combustible para operar estas plantas era suministrado por la Refinería de Orito, cerrada en Marzo de 2012 por razones técnicas y de operación. Este cierre representa un sobre costo a la operación, ya que para asegurar la generación de energía, el diesel para autoconsumo deberá ser comprado a un comercializador, lo que aumenta los costos de energía de ⁷440 \$/kw-h a 654 \$/kw-h.

Los sistemas de producción en el área Sur de la Superintendencia de Operaciones de Putumayo están soportados por 16 pozos de producción, de los cuales está electrificado Acáe-4 (temporalmente inactivo), conectado al sistema eléctrico de la batería Colón a 480 V. No hay pozos en flujo natural, 5 con motor de combustión y 9 pozos con unidades de generación. Se proyecta electrificar 15 pozos, debido a que Loro-4 actualmente está inactivo.

Tabla 2. Pozos a electrificar área sur

POZO	Sistema de Levantamiento	Potencial (BPD)	Subestación
ACAE 3: CAB	BM	82	1
ACAE 4: PEP	PCP	0	2
ACAE 5: CAB	BM	78	3

⁷ FUENTE REFINERIA SOP

POZO	Sistema de Levantamiento	Potencial (BPD)	Subestación
ACAE 6: CAB	BES	104	4
ACAE 7: CAB	BES	47	5
ACAE 8A: CAB	BES	265	6
ACAE 10: CAB	BES	116	7
ACAE 11: CAB	BM	87	7
ACAE 14: CAB	BM	71	8
LORO 5A: CAB	BES	36	9
LORO 7A: CAB	BES	579	10
LORO 8: CAB	BES	146	11
SAN MIGUEL 5	BM	58	12
LORO 4: CAB	BM	0	13
LORO 9: CAB	BM	38	12
LORO 11: CAB	BES	111	13
Potencial pozos no electrificados		1818	

Fuente: Ecopetrol, Histórico de producción

Al tener un sistema de suministro de energía eléctrica centralizado (centro de generación en las instalaciones de la Batería Colón de la SOP), habrá una disminución de los costos de operación y mantenimiento de las unidades localizadas en los pozos las cuales solo operaran cuando se presenten contingencias del sistema eléctrico interconectado.

3.1 LISTADO DE PLANTAS DE GENERACIÓN SUR

En la tabla abajo se relaciona el listado de las plantas de generación actuales ubicadas en los pozos y baterías.

Tabla 3. Listado plantas de generación Área Sur

ubicación	modelo	Potencia Nominal (KW)	Generación Real (KW)	Porcentaje de carga (%)
Acae-6	CAT 3406	275	137	50
Acae-10	CUMMIS NTA 855	320	107	33
Acae-11	CAT 3406	210	52	25
Batería Loro	CAT 3406	275	140	51
Acae-8A	CAT 3406	320	120	38
Loro-8	CAT 3406	275	173	63
Batería La Hormiga	CUMMIS NTA 855	90	35	39
Loro-11	CAT 3406	175	61	35
Loro-7A / Loro-5A	CAT 3406	600	251	42
Acae-7	CUMMIS NTA 855	360	68	19
Loro-7A / Loro-5A	CAT 3406	591	0	0
TOTAL		2625	955	36

Fuente: Ecopetrol, Histórico de producción

Como se observa el potencial de generación de energía eléctrica es 2.625 KW, del cual solo se aprovecha 955 KW, que corresponde al 36% de la carga instalada. De las 11 unidades de generación, 10 son de operación permanente y una (1) de stand by.

3.2 DIFERIDAS AÑO 2010 (BARRILES DE CRUDO)

En la tabla abajo se relación datos de las pérdidas de producción asociados a las fallas y mantenimiento de los equipos de generación.

Tabla 4. Diferidas de producción.

Causa	Diferida
Mantenimiento preventivo generador GSU	672,00
Falla planta eléctrica GSU	1.368,10
Mantenimiento. Generador eléctrico	5,00
Falla mecánica GSU	190,50
Mantenimiento mecánico GSU	140,00
Mantenimiento mecánico	8,00
Total general	2383.60

Fuente: Reportes diarios de producción área sur.

Tabla 5. Costos asociados a las fallas de los equipos y pérdidas de producción. Los costos asociados a las fallas de los equipos y las pérdidas de producción en el área sur se relacionan en el cuadro abajo.

ACTIVIDAD	COSTO \$	KUSD
Mantenimiento asociado a motores diesel	676.200.948	338,10
Diferidas de producción (2.383,6 barriles de crudo)	143.016.000	71,51
TOTAL RESUMEN COSTOS	819.216.948	409.61

Fuente: Autores

3.3 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ACTUAL

La energía que actualmente consume los campos del área Sur esta soportada por:

Interconexión a 13.2 KVA: la Batería Colón está conectada al sistema de distribución de la EEBP, con la limitante de carga del circuito, por lo que algunos procesos dentro de la batería se soportan con plantas de generación.

Los sistemas de levantamiento están soportados por autogeneración de electricidad que utilizan plantas de generación diesel, en pozos con sistema de extracción BES y motores de combustión diesel en pozos de bombeo mecánico; estos sistemas de generación distribuida, permiten alimentar las cargas eléctricas de forma puntual, no presenta respaldo, es decir, si la unidad de generación falla, las cargas ya sean las unidades de levantamiento o los equipos de la batería, salen de operación, generando diferidas de producción que afectan los indicadores del campo y la Superintendencia de Operaciones de Putumayo.

La Batería Colón está ubicada en el Sur del departamento del Putumayo, distante del municipio de La Hormiga 20 km, por una vía que está en obra de pavimentación, cuenta con infraestructura eléctrica del Sistema Interconectado Nacional – SIN a 34.5 KV.

3.4 CONFIABILIDAD DE LA EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO

En el informe adelantado por la Superintendencia delegada para Energía y Gas- Dirección técnica de Gestión de Energía en Febrero de 2006, para el registro, calculo y reporte de los indicadores de calidad del servicio, la empresa aplica un procedimiento completamente manual y la responsabilidad de las etapas del mismo están asignadas a diferentes dependencias con lo cual la calidad de la información tiene un alto riesgo de no ser la mejor, aparte de dejar a la empresa

Tabla 6. Índices de calidad del servicio

Índice	Unidades	Ecuación
Tasa de fallas por usuario	Fallas/años-usuario	$\lambda_{\text{usuario}} = N_f / (T * N_u)$
Tasa de fallas por Km de Red	Fallas/año-km	$\lambda_{\text{km}} = N_f / (T * \text{km})$
Tiempo medio de atención al usuario	Horas/Falla	$r = \sum t_{\text{trs}_i} / (N_f * 60)$

Nomenclatura:

T: Tiempo total de las observaciones (3 años)

N_f : Número de fallas por CP, zona o sector en el tiempo T

N_u : Número de usuarios por CP, zona o sector

km: km de red primaria por CP, zona o sector

t_{trs} : Tiempo de atención en la falla i [minutos]

Tabla 7. Resultados por circuito primario de distribución circuitos rurales

CP	N_f	λ_{usuario}	λ_{km}	r
1	986	0.503	7,25	4,75
2	1180	0,160	5,05	4,36
3	1809	0,192	5,42	4,93
4	2593	0,218	4,72	3,69
5	1741	0,294	7,67	3,22
6	1252	0,230	5,82	5,60
7	2402	0,184	7,48	4,99
8	1312	0,241	4,08	5,86
9	1280	0.235	5,95	5,72
10**	4804	0.88	22,33	11,62

*Afectados por atentados terroristas

CP: Circuito Primario

Estos índices corresponden a promedios estadísticos que son “estimadores” de los valores medios ó “esperados” de la correspondiente variable aleatoria.

Un cálculo en forma exacta de las tasas de fallas debe considerar la variación anual en la cantidad de usuarios y km de red. Sin embargo, no se encontraron registros confiables de los km de red primaria en los años anteriores al 2010, pero se conoce que el crecimiento anual de usuarios es del 1.6%, lo cual indica que la red debe crecer en un porcentaje mucho menor. Entonces, como las tasas de crecimiento de usuarios y km de red son muy pequeñas, existe poco error en el cálculo de las tasas de fallas con los datos de usuarios y km de red correspondientes al año 2012.

En la tabla 20; la sumatoria de fallas en el suministro de energía esperada en el año fue de 54,74, dato que se relaciona en el análisis financiero.

4. ESTUDIO TÉCNICO DEL PROYECTO

4.1 LOCALIZACIÓN

4.1.1 Macro Localización (localización a nivel de región). El área Sur de la Superintendencia de Operaciones Putumayo está ubicada en los municipios colombianos de la Hormiga, la Dorada y San Miguel, los cuales son área de influencia de los campos Loros, Acaé y San Miguel.

Figura 2. Departamento del Putumayo



4.1.2 Micro Localización. El proyecto se localiza principalmente en la batería Colon en donde se construirá una subestación y un centro de generación de respaldo, además la construcción de la línea eléctrica de Interconexión al Sistema de Transmisión Regional STR desde la Subestación La Hormiga perteneciente a la Electrificadora del Bajo Putumayo hasta la Batería Colón, con una longitud aproximada 16.5 km; por último la construcción de las líneas y Ramales a pozos hacia las Subestaciones Asociadas.

Figura 4. Ubicación de obras



4.2 INGENIERÍA DEL PROYECTO

4.2.1 Especialidad Civil. En el área sur la Superintendencia de Operaciones Putumayo dispone de espacio suficiente en la batería Colón para la construcción de la subestación, centro de control y distribución de potencia eléctrica a 34.5 kV, área dispuesta se presenta a continuación.

Figura 4. Vista aérea Instalaciones de la batería Colón



Para las líneas a pozos debe tenerse en cuenta que no se recomienda fijar apoyos en zonas erosionables a menos que se haga un estudio de la conformación de terrenos y se realice el estudio de las medidas a tomar para mitigar o eliminar los problemas de erosión y estabilidad del terreno.

Con respecto a las subestaciones de pozos se debe tener en cuenta que su ubicación no interfiera con los anclajes de los equipos de workover y ubicarlos a las distancias establecidas en la normatividad vigente con respecto a la cabeza de pozo.

4.2.2 Especialidad Eléctrica. Para la construcción de las líneas, se debe tener en cuenta los siguientes lineamientos:

- Utilizar los estándares de **ECOPETROL S.A** para la construcción de líneas eléctricas, en cuanto a los tipos de estructuras en poste, sistema de seccionamiento, retención, suspensión, guardas y protecciones.
- Las redes de la troncal y ramales de pozos serán en poste de concreto.
- Buscar alternativas de ruta de tal forma que se disminuya los impactos en la zona de influencia, no se incurra en condiciones inseguras y sea económicamente viable.

Mediante el cálculo de confiabilidad se debe evaluar los seccionamientos requeridos para este tipo de redes eléctricas.

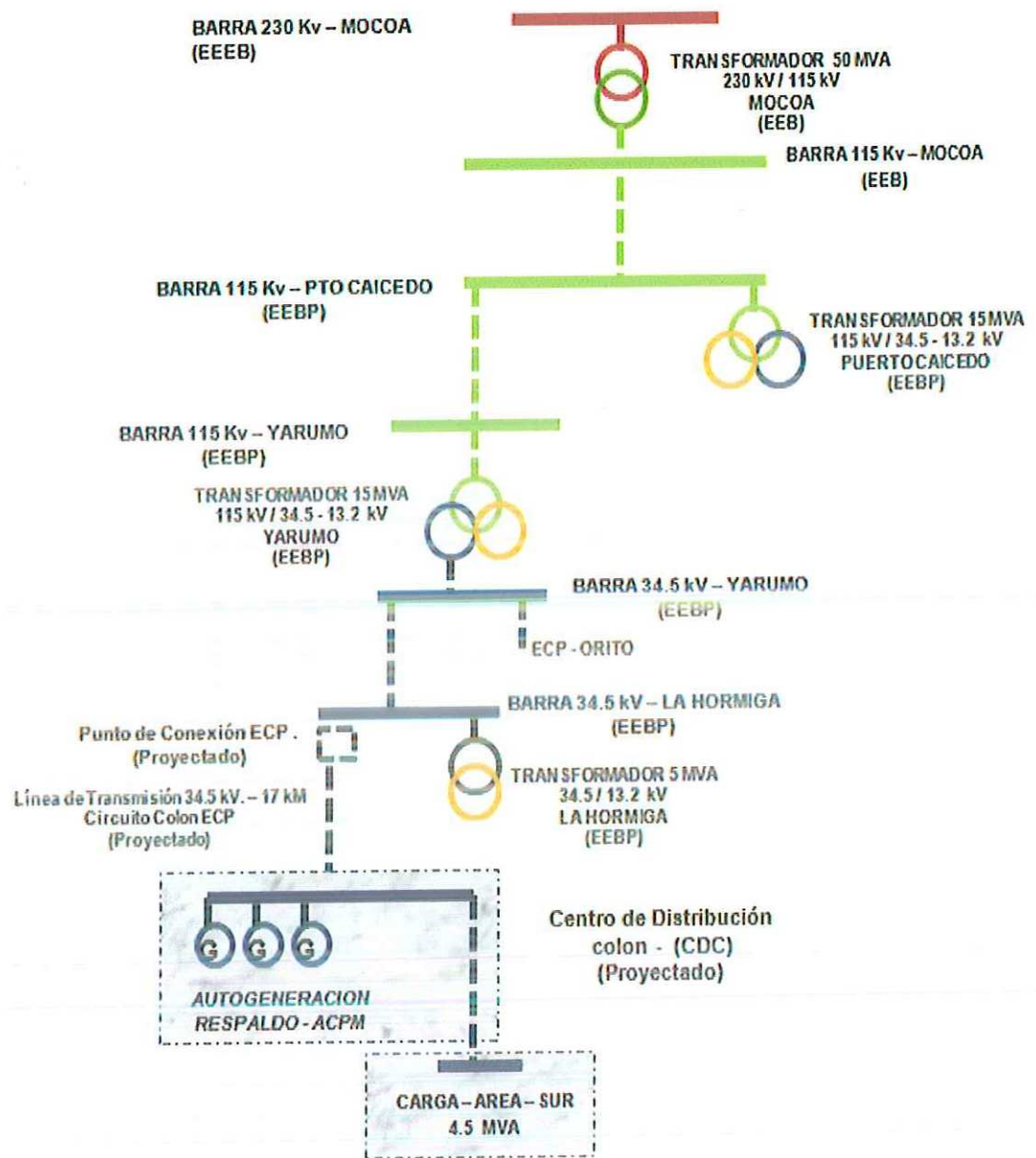
La proyección de demanda de energía eléctrica en el área sur se relaciona en la Tabla 3.

Tabla 8. Información entregada por el departamento de ingeniería de Ecopetrol

AÑO		1	2	3	4	5	6	7	8
Carga Actual	Cantidad / Etapa	1	0	0	0	0	0	0	0
	Carga (kW) / Unidad	600	0	0	0	0	0	0	0
	Carga Total (kW)	600	0	0	0	0	0	0	0
	Consumo kW - h Factor de Operación (80%)	480	0	0	0	0	0	0	0
Pozos Bombeo Mecanico	Cantidad / Etapa	0	0	8	0	0	0	0	0
	Carga (kW) / Unidad	0	0	80	0	0	0	0	0
	Carga Total (kW)	0	0	640	0	0	0	0	0
	Consumo kW - h Factor de Operación (80%)	0	0	512	0	0	0	0	0
Pozos BES (a Electrificar)	Cantidad / Etapa	0	0	8	0	0	0	0	0
	Carga (kW) / Unidad	0	0	180	0	0	0	0	0
	Carga Total (kW)	0	0	1440	0	0	0	0	0
	Consumo kW - h Factor de Operación (80%)	0	0	1152	0	0	0	0	0
Planta de inyeccion de Agua -PIA Orito	Cantidad / Etapa	1	0	0	0	0	0	0	0
	Carga (kW) / Unidad	1000	0	0	0	0	0	0	0
	Carga Total (kW)	1000	0	0	0	0	0	0	0
	Consumo kW - h Factor de Operación (90%)	900	0	0	0	0	0	0	0
AÑO		1	2	3	4	5	6	7	8
Centro de Distribucion y Maniobras de Media Tension	Cantidad / Etapa	0	0	1	0	0	0	0	0
	Carga (kW) / Unidad	0	0	300	0	0	0	0	0
	Carga Total (kW)	0	0	300	0	0	0	0	0
	Consumo kW - h Factor de Operación (20%)	0	0	60	0	0	0	0	0
Motores UBH	Cantidad / Etapa	0	0	1	0	0	0	0	0
	Carga (kW) / Unidad	0	0	224	0	0	0	0	0
	Carga Total (kW)	0	0	224	0	0	0	0	0
	Consumo kW - h Factor de Operación (80%)	0	0	179	0	0	0	0	0
Total Carga Instalada	MW	1,6	0	2,6	0	0	0	0	0
Carga Total Acumulada	MW	1,6	1,6	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
Total Carga Instalada Acumulada (MVA)	MVA	1,78	1,78	4,67	4,67	4,67	4,67	4,67	4,67
Total Consumo Proyectado	MW-h	1,38	1,38	3,28	3,28	3,28	3,28	3,28	3,28

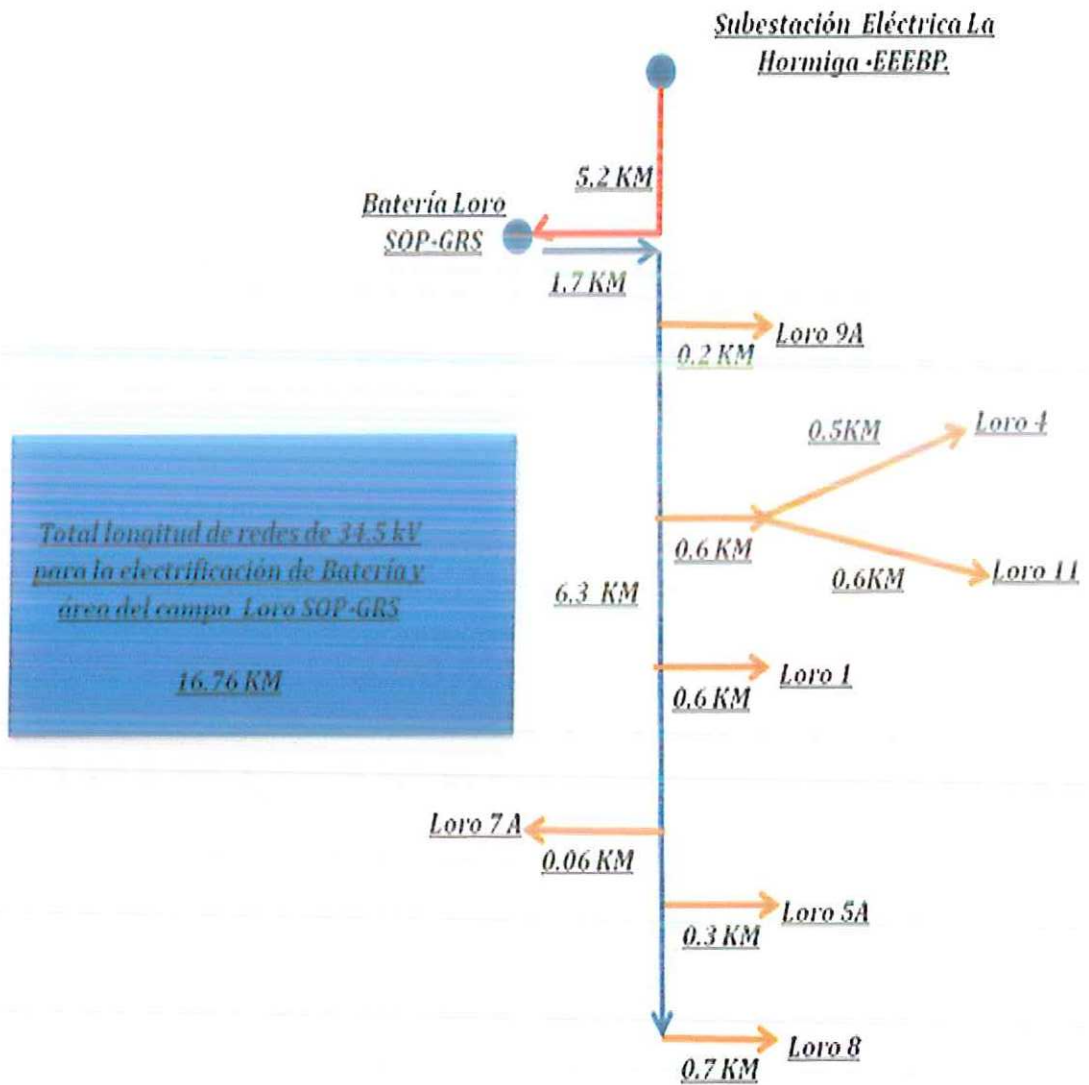
4.2.2.1 Proyección Del Sistema Eléctrico Para El Área Sur

Figura 5. Proyección Del Sistema Eléctrico Para El Área Sur



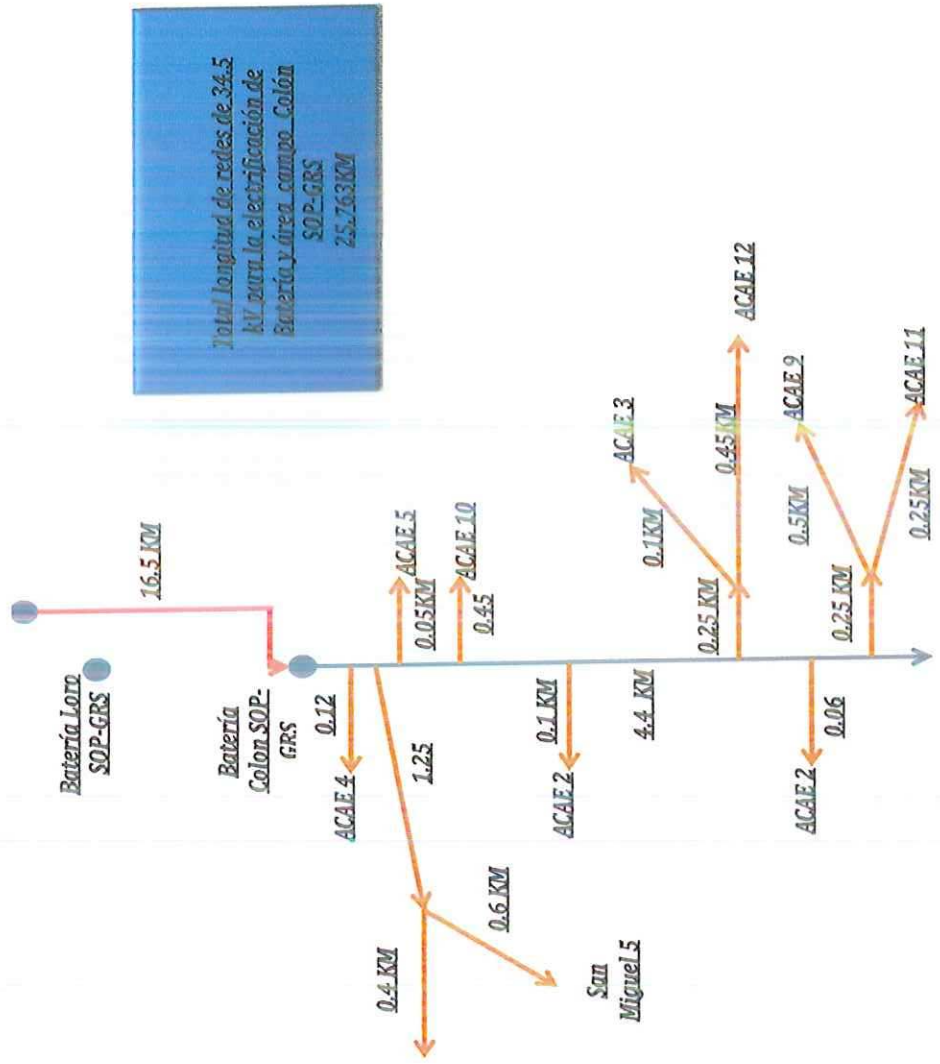
4.2.2.2 Esquemático línea troncal desde la subestación La Hormiga a la batería Colón y ramales a pozos Acaé y San Miguel.

Figura 6. Esquemático línea troncal desde la subestación La Hormiga a la batería Colón y ramales a pozos Acaé y San Miguel



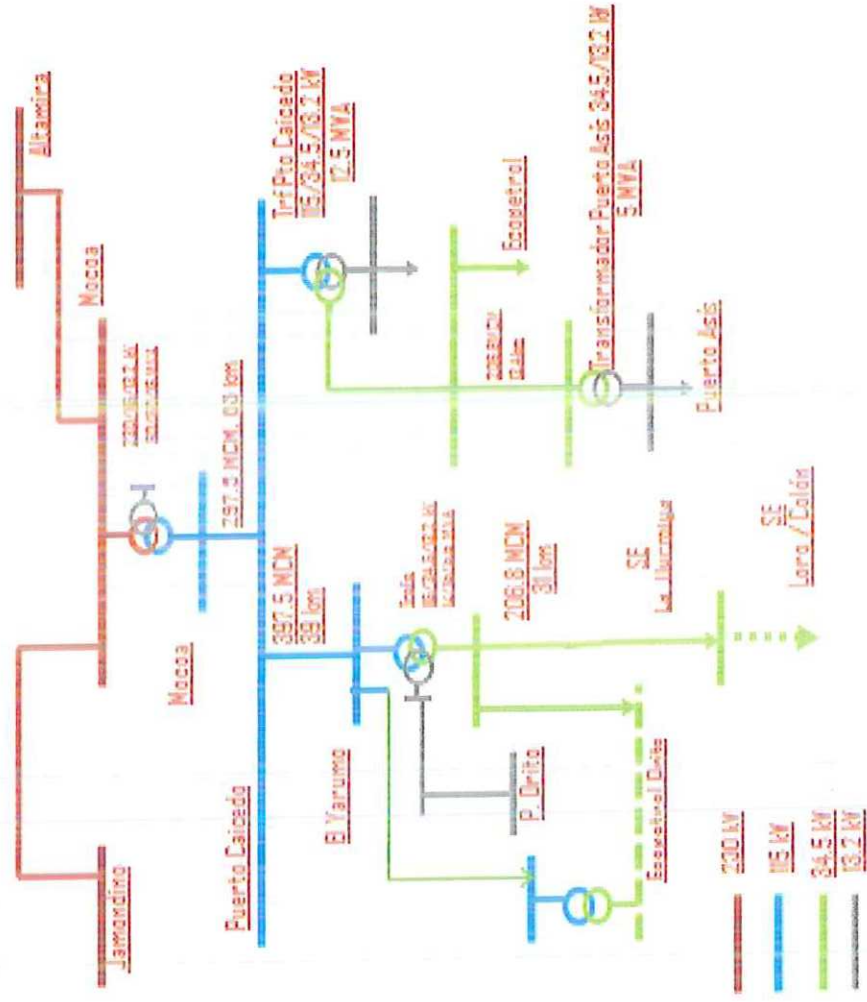
4.2.2.3 Esquemático sistema eléctrico área Sur – SOP

Figura 7. Esquemático sistema eléctrico área Sur – SOP



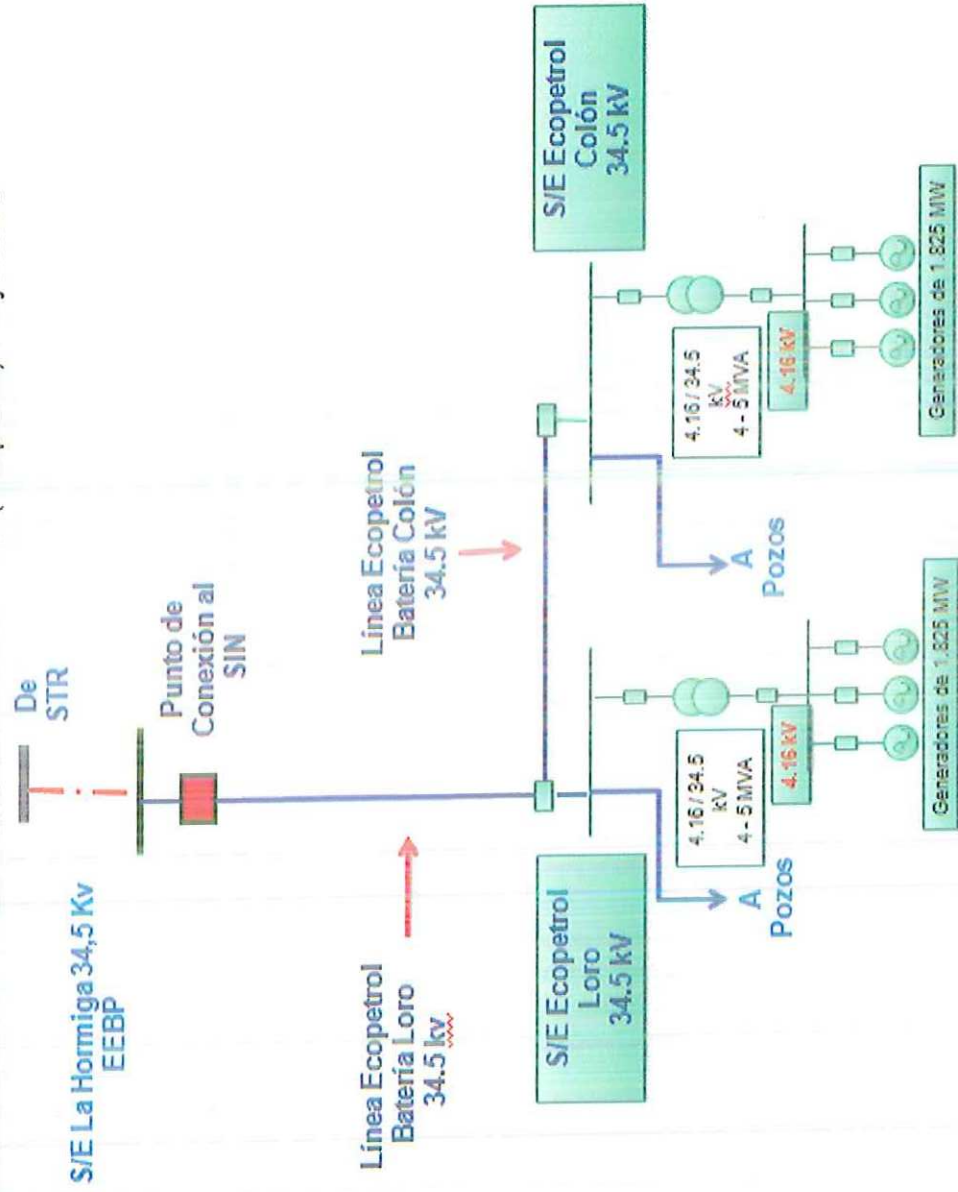
4.2.2.4 Diagrama Unifilar Del Sistema Electrico Sin Area Sur

Figura 8. Diagrama unifilar del sistema eléctrico del SIN área Sur.



4.2.2.5 Diagrama Unifilar Del Sistema Eléctrico Del Área Sur (Ecopetrol) Proyectado

Figura 9. Diagrama Unifilar Del Sistema Eléctrico Del Área Sur (Ecopetrol) Proyectado



Para el sistema de interconexión a pozos a 34.5 kV, se tendrán en cuenta los estándares de ECOPETROL S.A., además considerando la topografía ondulada de la zona del proyecto, se estima que no se requiere de la utilización de estructuras especiales para absorber los grandes esfuerzos que se tendrían en una línea sobre terreno más accidentado. Se podrán utilizar estructuras típicas normalizadas del tipo en poste sencillo o en H y determinarlas de acuerdo con los el diseño que se defina con posterioridad. En principio se estiman vanos de orden de los 180 m entre cada par de estructuras, como máximo.

Es necesario que todos los herrajes por utilizar en la línea sean galvanizados en caliente para contrarrestar los efectos de la corrosión y que sean capaces de soportar los esfuerzos mecánicos y eléctricos que se presentan en la línea. En casos de requerirse estructuras en H y teniendo en cuenta el análisis estructural (árbol de cargas) se deberán instalar diagonales de arriostramiento para minimizar los efectos de los esfuerzos de torsión que se ejercen en las diferentes estructuras. Cada estructura deberá ir con su respectiva puesta a tierra, conectados firmemente al cable guarda y a la varilla de puesta a tierra de la estructura, y señalización indicado el numero de estructura en cada punto.

Se estima que la excavación para la hincada de los postes será de 2 m (10 % longitud del poste mas 0,6 m). Esta altura de excavación podrá aumentar en algunos sitios en que se encuentre terreno blanco a esta profundidad. En estos casos, la sobre excavación hecha deberá llenarse con material de préstamo o recebo debidamente compactado hasta alcanzar la altura reglamentaria para hincada de la potería.

4.2.3 Especialidad Mecánica. Se deben contemplar los estándares y normatividad para la construcción de las Facilidades especialmente diseño y construcción de tanques de almacenamiento de combustible para la generación de

respaldo, así como el sistema de aire y refrigeración de los generadores, además las intervenciones mecánicas del sistema contra incendio.

4.2.4 Instrumentación. Se requiere asesoramiento técnico de Ingeniería y Facilidades GTD para la Configuración del sistema de control eléctrico de las subestaciones.

4.3 IDENTIFICACIÓN Y SELECCIÓN DE PROCESOS

El sistema eléctrico a 34.5 kV para el suministro de energía eléctrica para la batería Colon y los campos estará compuesto principalmente por las siguientes redes:

4.3.1 Red Yarumo – La Hormiga. Esta línea tiene una longitud de 31 km y se encuentra construida en conductor ACSR 266.8 MCM entre las subestaciones Yarumo 115/34.5 kV y la Hormiga de propiedad de la EEBP. Esta línea toma energía de la subestación Yarumo a través de un transformador tridevanado 115/34.5/13.2 kV con capacidad de 15/12/5,6 MVA.

4.3.2 Red La Hormiga Colón. Esta red que se encuentra en proceso de diseño y construcción tendrá una longitud de 16.5 km e interconectará las subestaciones La Hormiga 34.5 kV y la Batería Colón de Ecopetrol – Superintendencia de operaciones de Putumayo.

4.3.3 Red De Distribución – Pozos Campo Loro. Esta red, cuya troncal principal tiene una longitud aproximada de 12.5 km, se ha proyectado construir en conductor ACSR 4/0 AWG, al igual que las diferentes redes ramales a las subestaciones de los pozos que se derivan de esta troncal.

La mencionada red troncal de distribución a los pozos se proyecta montar en doble circuito sobre las mismas estructuras de la red La Hormiga – Batería Colón.

4.3.4 Red Troncal De Distribución Pozos Acaé Y San Miguel. Esta red, que suministra energía a las subestaciones de los pozos tiene longitud aproximada de 4.1 km, está proyectada construirse en conductor ACSR 4/0 AWG, incluyendo los ramales a las diferentes subestaciones de pozos que alimentan de esta red.

4.3.5 Subestación Yarumo. Esta subestación se alimenta del sistema de transmisión Nacional a nivel de 115 kV. Está conformada con un transformador tridevanado 115/34.5/13.2 kV con capacidad 15/12/5.6 MVA. Desde la mencionada subestación se suministra energía al área urbana del municipio de Orito con una carga de 5 MVA a nivel de 13.2 kV, la carga de las instalaciones de Ecopetrol 2 MVA a nivel de 34.5 kV y la línea eléctrica hacia la subestación La Hormiga a 34.5 kV.

4.3.6 Subestación De La Hormiga. Se alimenta desde la subestación Yarumo a nivel de 34.5 kV. Incluye un transformador de 5 MVA relación 34.5/13.2 kV para alimentar la carga del área de la localidad La Hormiga la cual es de 1 MVA aproximadamente. De esta subestación a nivel de 34.5 kV se suministrará la energía requerida por la Batería Colón y las subestaciones asociadas con los sistemas de levantamiento de los pozos de producción de crudo de los campos Loro, Acae y San Miguel.

4.3.7 Subestación Batería Colon. Esta subestación alimentará la Batería Colón y los campos de producción Loro y Acae a nivel de 34.5 kV. Tendrá un centro de generación de energía de respaldo compuesto por tres unidades diesel de 1.8 MW a 4.16 kV cada una, con dos transformadores elevadores de 2.5 MVA, con relación 4.16/34.5 kV.

4.4 CARGAS PROYECTADAS

Las cargas eléctricas y sus potencias a ser alimentadas por el sistema eléctrico descrito se incluyen en la siguiente tabla,

4.4.1 Pozos A La Batería Colón.

Tabla 9. Pozos a la batería colón

POZO	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	CARGA DE DISEÑO (KW)
ACAÉ-3:CAB	BM	150
ACAÉ-4:PEP	PCP	150
ACAÉ-5:CAB	BM	150
ACAÉ-6:CAB	BES	150
ACAÉ-7:CAB	BES	150
ACAÉ-8A:CAB	BES	150
ACAÉ-10:CAB	BES	150
ACAÉ-11:CAB	BM	150
ACAÉ-14:CAB	BM	150
LORO-5A:CAB	BES	150
LORO-7A:CAB	BES	150
LORO-8:CAB	BES	150
SAN MIGUEL-5	BM	150
LORO-11:CAB	BES	150
	TOTAL (KW)	2100

Fuente: Ecopetrol, Histórico de producción

4.4.2 Pozos Batería Loro

Tabla 8. Pozos batería loro

POZO	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	CARGA DE DISEÑO (KW)
LORO-9D:CAB	BM	150
LORO-4: CAB	BM	150
	TOTAL (KW)	300

Fuente: Ecopetrol, Histórico de producción

4.4.3 Carga Total Proyectada.

Tabla 9. Carga total proyectada.

DESCRIPCION	CARGA DE DISEÑO (KW)
Total cargas de pozos (kW)	2400
Carga Batería Colón (kW)	750
Carga Auxiliares subestación (kW)	300
Carga Planta Inyección de Agua (KW)	1000
Total carga proyectada Área Sur (kW)	4450

Fuente: Ecopetrol, Histórico de producción

4.5 ANALISIS REALIZADOS

Para analizar el sistema eléctrico descrito se plantean las alternativas que se describen más adelante. Para cada alternativa se efectúa un flujo de cargas para verificar la cargabilidad de los elementos del sistema: líneas y transformadores y

para verificar que los perfiles de voltaje en los diferentes nodos del sistema de encuentren dentro de los rangos normales (95% a 110%).

Para todos los casos se tiene en cuenta las siguientes consideraciones:

En la subestación Yarumo el transformador de potencia mantiene la tensión secundaria 34.5 kV en l 100%. Esto se logra con el cambiador de tomas bajo carga de este transformador.

La carga del municipio de Orito es de 5 MVA

La carga de circuito de Ecopetrol a Orito es de 2 MVA

La carga del área de la Hormiga es de 1 MVA

Las cargas de los pozos se suponen con un factor de potencia del 85%.

4.6 CASO BASE-SISTEMA ORIGINAL PROYECTADO

El sistema originalmente proyectado es alimentar las cargas relacionadas en los numerales anteriores desde la Subestación La Hormiga construyendo una línea de 16.5 Km hasta la Batería Colón para el suministro de energía a esta batería y saliendo de esta con dos circuitos a 34.5 kV, uno para alimentar los sistemas de levantamiento de los pozos Loro y el otro para los pozos Acae y San Miguel. Todos los circuitos anteriores en conductores ACSR 4/0 AWG.

El circuito hacia los pozos Loro se monta sobre las mismas estructuras (doble circuito) del circuito La Hormiga – Batería Colón.

El sistema anterior se corrió en el software NEPLAN con resultados resumen consolidados en la siguiente tabla:

Tabla 11. Flujo de cargas

NODO	NIVEL DE TENSION		CARGABILIDAD
	kV	(%)	
S/E Yarumo	34.58	100.2	Ningún elemento del sistema: línea o transformador presenta sobrecarga
S/E La Hormiga	31.95	92.6	
S/E Batería Colón	30.38	88.1	
S/E Pozo Loro 9D (Nodo más distante de circuito)	30.19	87.5	
S/E Pozo Acaé 11 (Nodo más distante de circuito)	30.32	87.9	

Fuente: Ecopetrol, Histórico de producción

5. MARCO LEGAL Y REGULATORIO

La legislación que fundamenta la transformación en la prestación de los servicios públicos domiciliarios aparece con la Constitución Política de Colombia de 1991 y en concordancia con ésta, se promulgan La Ley Eléctrica (Ley 143 de 1994), ésta establece el régimen de las actividades de generación, transmisión, interconexión, distribución y comercialización de energía, con el objeto de abastecer la demanda de electricidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera y asegurar una operación eficiente, segura y confiable de las actividades del sector. Para ello se creó la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la cual diseñó, reglamentó e implementó el actual marco institucional y regulatorio del sector eléctrico colombiano.

A finales de 1994, la CREG emite las primeras resoluciones para el sector eléctrico aplicables a las actividades de: Generación (CREG 055 de 1994), Transmisión (CREG 001 y 002 de 1994), Distribución (CREG 003 de 1994) y Comercialización (CREG 054 de 1994).

La Resolución CREG 131 de 1998 establece los límites de potencia o energía mensuales para que un usuario pueda contratar el suministro de energía en el mercado competitivo en alguno de estos segmentos, así:

- **Usuarios no regulados** o grandes usuarios, son aquellos con una demanda de potencia superior a los 100 KW o su equivalente en consumo de energía de 55 MWh/mes. La Ley otorgó a la CREG la facultad de reducirlo gradualmente, hasta donde se encontrara adecuado. Inicialmente se fijó como límite 2 MW, el cual se fue reduciendo hasta el valor vigente antes mencionado.

Los usuarios no regulados pueden establecer con el comercializador de energía un contrato bilateral y los precios de venta y cantidades de energía son libres y acordados entre las partes. Los demás cargos se ajustan a la regulación respectiva. Para el proyecto Ecopetrol S.A. comprara a través de un comercializador la energía STR a nivel de 34,5 kV o sea cargo por uso.

⁸Los Cargos por Uso de los STR y/o SDL, se liquidan por el distribuidor a los usuarios de los mismos así:

- **Usuarios No Regulados:** A través del correspondiente comercializador, mediante los cargos monomios horarios (\$/kWh) aprobados para el respectivo Nivel de Tensión al cual está conectado el usuario, dichos cargos son aplicados al consumo horario registrado en el medidor ubicado en la frontera comercial.

5.1. EVALUACIÓN DE ASPECTOS AMBIENTALES

Una vez hecha la evaluación y el análisis de los aspectos ambientales a los que tiene lugar el Proyecto, nos permitimos dar los siguientes conceptos:

Tabla 13. Aspectos ambientales

ITEM	Valoración
Impacto del proyecto sobre el aire, agua, tierra (ruido y otros)	El proyecto no causará impactos ambientales nuevos, simplemente se presentarán impactos ambientales inherentes a la etapa de construcción.
Determinación y aplicación de permisos ambientales en vigencia	La Planta cuenta actualmente con los permisos ambientales vigentes para operar. El proyecto no requiere permisos ambientales para el montaje de las Torres de energía.
Localización del sitio muy próxima a un	El proyecto se llevará a cabo en zona rural de la

⁸Una visión del mercado eléctrico colombiano.

ITEM	Valoración
asentamiento urbano	Superintendencia de Operaciones del Putumayo y no se encuentran asentamientos urbanos, alrededor de 1 Km.
Supervisión del agua subterránea local	El Proyecto no contempla actividades que afecten negativamente el subsuelo y por lo tanto no se impactaran las aguas subterráneas.
Requerimientos de contención	En la etapa de construcción se contemplara canalizar los residuos líquidos de lavado hacia el alcantarillado de aguas aceitosas y los residuos sólidos se contendrán en tabiques de madera.
Problemas ambientales existentes con el lugar elegido	El proyecto será realizado en el lugar donde se lleva a cabo actualmente el proceso industrial.
Uso del sitio pasado / actual	El proyecto será realizado en el lugar donde se lleva a cabo actualmente el proceso industrial.
Evaluación del estado del PMA	Diseñar un Plan Manejo Ambiental específico para las actividades que se realizaran durante construcción y durante la operación, se regirá por los parámetros establecidos en el Plan de Manejo Ambiental aprobado según Auto 2692 de 2008 emitido por el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.
Evaluación del estudio del impacto ambiental	Construir la matriz de aspectos e impactos ambientales de las diferentes actividades durante la construcción.
Evaluación del estado de los planes de contingencia en la etapa de construcción y operación	se establecerán los planes de contingencia que se requieran para la etapa de construcción y operación de los Turbinas, los cuales estarán alineados al Plan de Manejo Emergencias

5.2 MATRIZ DE IMPACTOS Y ASPECTOS AMBIENTALES:

En el Anexo 1 se evidencia la Matriz de Impactos y Aspectos Ambientales.

5.3 PROCEDIMIENTOS PARA REALIZAR CONTROL AMBIENTAL

Basado en la matriz de Aspectos e Impactos Ambientales del Proyecto se consideran los siguientes controles a ejecutar durante el desarrollo del proyecto:

5.3.1 Control de Material Particulado y Gases. Dada las características del proyecto, la generación de material particulado no es abundante en ninguno de los componentes. El control de este material será de tipo personal, por tanto es indispensable que durante las actividades en que se produzca, el personal de labor y el que trabaje durante las actividades civiles debe ser dotado con protectores respiratorios para partículas.

En cualquier caso, los controles previos de la maquinaria deberán hacerse de tal manera que cumplan las normas ambientales, en particular los vehículos que utilizan ACPM como combustible. La Empresa Ejecutora deberá garantizar que estos vehículos se encuentren al día en el cumplimiento de emisión de gases.

5.3.2 Control al Ruido Ambiente. Como medida para el control del ruido ambiente, es necesario que el equipo automotor utilizado durante la obra cumpla con la revisión técnico mecánico que lo acredita para ingresar a laborar dentro de la refinería, al respecto el vehículo deberá cumplir con la norma colombiana NTC-4194 (Mediciones del nivel de presión sonora emitida por vehículos automotores en estado estacionario). Con el fin de tomar medidas correctivas, cada uno de los trabajadores involucrados en las actividades evaluadas como impactantes por su nivel de ruido, deberán poseer protectores auditivos de acuerdo con los niveles de ruido de las diferentes áreas y con las restricciones medicas si las tiene. Los niveles máximos de presión sonora (ruido) no deben exceder los 75 dB de acuerdo a lo previsto en la Resolución 0627 de 2006 del Ministerio del Medio Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.

5.3.3 CONTROL DE VERTIMIENTOS AL SISTEMA DE AGUAS LLUVIAS.

Durante la realización de las diferentes actividades se realizará permanente limpieza del área. Para esta actividad se deberá limitar el uso de agua y de ser utilizada en abundancia se debe previamente hacer las adecuaciones con el fin de conducir las hasta un sistema colector de aguas lluvias de cada una de las plantas donde se ejecutan los trabajos. El retiro de escombros y residuos es necesaria antes de realizar la limpieza con agua, con el fin de evitar el arrastre de estos residuos hacia el sistema de conducción de aguas lluvias.

Con el propósito de asegurar un mínimo impacto en los cuerpos de agua por vertimientos de aguas lluvias accidentalmente contaminadas, se requiere cumplir juiciosamente con el programa de mantenimiento preventivo a los equipos de control ambiental como separadores y cajas de aguas lluvias.

5.4 RECURSOS NATURALES REQUERIDOS

5.4.1 CAPTACIONES

Para la prueba hidrostática se tomará el agua del Sistema de Contra incendios, para lo cual se solicitará antes de la ejecución de la misma un permiso al ente responsable.

5.4.2 VERTIMIENTOS

El vertimiento del agua residual de la construcción de la Subestación y tendido de la línea no representa afectación al medio ambiente, ya que solo se utilizara para mezclado, preparación y limpieza en general. Toda esta agua se verterá a los sistemas existentes de recolección de aguas lluvias del proyecto para su envío a la planta de tratamiento de aguas residuales industriales de la antigua refinería

y el agua residual domestica proveniente de la batería sanitaria instalada se le realizará tratamiento anaeróbico.

5.4.3 PERMISOS AMBIENTALES REQUERIDOS:

Para la ejecución del Proyecto no se requiere el trámite de Licencia Ambiental y por ende no se realizará Estudio de Impacto Ambiental, de acuerdo con lo establecido en el decreto 1220 de 2005 y debido a que no se realizará captación de agua ni vertimiento en cuerpos hídricos, ni se intervienen cauces. Con relación a la tala de árboles requerida para el desarrollo del proyecto se realizará la solicitud respectiva a la Unidad HSE, en donde se incluirá el inventario forestal, los volúmenes de los árboles y la cantidad de especies nativas a sembrar en compensación de especie con el objetivo solicitar aprobación.

5.5 IMPACTO SOCIAL

5.5.1 COMPONENTE SOCIO-ECONÓMICO

Durante las visitas de campo realizadas se observó la ausencia de comunidades (viviendas), en el área de influencia directa del proyecto, sin embargo se encuentran viviendas localizadas en la ruta a seguir por la línea.

El Proyecto requiere de gestión social para la compra de algunos terrenos y pagos de servidumbres.

5.6 ACCIONES CON LA COMUNIDAD

Con la ejecución del Proyecto: **Evaluación de línea de transmisión área Sur**, se estima la generación de 100 puestos de trabajo temporales que benefician directamente a los miembros de la comunidad cercana al área de influencia.

5.7 PROGRAMA DE GESTIÓN SOCIAL.

Durante la ejecución de las actividades del proyectos se realizara acercamiento con la comunidad aledaña, vereda el dique, con el objetivo de dar a conocer las actividades propias del proyectos y sus posibles afectaciones, de igual manera se darán a conocer los planes de mitigación previstos en caso de presentarse afectación.

6. EVALUACIÓN FINANCIERA

Los métodos de valoración de proyectos son una herramienta práctica cuando se trata de evaluar decisiones de inversión. Para proyectos de explotación de recursos naturales la metodología de opciones reales es más de adecuada ya que se fundamenta en que la decisión de inversión se puede hacer ahora, más adelante o no hacerlo.

El proceso de evaluación del proyecto consiste en determinar hasta qué punto se justifica el sacrificio de la inversión, por efecto de los resultados que se espera obtener al confrontar las salidas con las entradas, es decir está orientada a determinar la rentabilidad. Para el proyecto las inversiones son realizadas directamente por ECOPETROL S.A.

La evaluación del proyecto de electrificación sur de la superintendencia de operaciones de putumayo gerencia sur de ECOPETROL S.A se define en dos grandes actividades: el flujo de fondos y la aplicación de criterios de evaluación para establecer la rentabilidad del proyecto.

6.1 FLUJO DE FONDOS

Las variables involucradas dentro del flujo de caja para la evaluación de proyectos incluyen:

- ✓ Las distribuciones correspondientes a las inversiones que se realizan en el período inicial del proyecto, así como inversiones destinadas a reposición de activos, mantenimiento y operación. En este caso no existe inversión inicial por parte de ECOPETROL S.A, ya que estas inversiones están incluidas dentro del valor de tarifa por KW-H ofertada.

Tabla 13. Inversión fija

ITEM	CONCEPTO	VALOR
1	Análisis cortocircuito y coord. protecciones	\$12.938.640,00
2	Generadores de 1825 kW 4.16 kV	\$2.683.047.360,50
3	Transformadores	\$901.111.200,00
4	Celdas "Fase 1"	\$1.032.095.544,08
5	Conductores	\$232.340.098,08
6	Cables de guarda	\$374.546.252,00
7	Postes de concreto	\$1.013.202.000,00
8	Celdas "Fase 2"	\$874.752.079,96
9	Subestación eléctrica 34.5/4.16 kv con centro de generación de respaldo	\$5.812.197.773,01
10	Líneas eléctricas (troncal y ramales a pozo) 34.5 KV	\$5.530.000.000,00
11	Punto de conexión al SIN	\$450.000.000,00
12	Subestaciones en Pozos	\$4.277.230.506,00
13	Acondicionamiento del sistema SCADA en celdas	\$660.100.000,00
14	Compresores de aire	\$109.533.000,00
15	Tanques de combustible	\$71.920.000,00
TOTAL		\$24.035.014.453,63
TOTAL (KUSD)		-12991,90

Tabla 14. Depreciación

ITEM	CONCEPTO	COSTO ADQUISICION
1	Generadores de 1825 kW 4.16 kV	\$2.683.047.360,50
2	Transformadores	\$901.111.200,00
3	Celdas "Fase 1"	\$1.032.095.544,08
4	Conductores	\$232.340.098,08
5	Cables de guarda	\$374.546.252,00
6	Postes de concreto	\$1.013.202.000,00
7	Celdas "Fase 2"	\$874.752.079,96
8	Subestación eléctrica 34.5/4.16 kv con centro de generación de respaldo	\$5.812.197.773,01
9	Líneas eléctricas (troncal y ramales a pozo) 34.5 KV	\$5.530.000.000,00
10	Punto de conexión al SIN	\$450.000.000,00
11	Subestaciones en Pozos	\$4.277.230.506,00
12	Acondicionamiento del sistema SCADA en celdas	\$660.100.000,00
13	Compresores de aire	\$109.533.000,00
14	Tanques de combustible	\$71.920.000,00
15		
TOTAL		\$24.022.075.813,63
TOTAL (KUSD)		12984,91

Tabla 15. Calculo Depreciación.

1	2	3	4	5	6	7	8
1623,11	1623,11	1623,11	1623,11	1623,11	1623,11	1623,11	1623,11

Tabla 16. Inversión preoperativa

ITEM	CONCEPTO	VALOR
1	Diseños SMA	\$121.330.162,00
2	Gestión inmobiliaria, Tramites Ambientales(servidumbres, daños)	\$300.000.000,00
3	Desarrollo de Ingeniería	\$110.233.918,13
4	Gestoria Tecnica	\$376.740.000,00
5	Publicidad	\$36.904.820,00
TOTAL		\$ 945.208.900
TOTAL (KUSD)		-510,92

Tabla 17. Inversión total

CONCEPTO	VALOR
Inversión Fija (KUSD)	-12991,90
Inversión Preoperativa (KUSD)	-510,92
Inversión Capital de trabajo (KUSD)	
TOTAL (KUSD)	-13502,82

- ✓ Los costos generados durante el período de funcionamiento del proyecto. Están incluidos dentro de la tarifa.
- ✓ Los ingresos generados por la reducción de diferidas de producción, optimización de los trabajos de mantenimiento operación.
- ✓ Los gastos por el pago del suministro de energía eléctrica durante los períodos de operación del proyecto.

- ✓ Los valores de los activos fijos en el momento de liquidar el proyecto, se incluyen dentro de la tarifa, pues los activos son propiedad de ECOPETROL S.A.
- ✓ Los costos de inversión, operación y mantenimiento del proyecto estarán incluidos dentro de la evaluación del valor de kilovatio hora (\$/kw-h) ofertado.

El indicador de rentabilidad utilizado para la evaluación del proyecto es el Valor presente Neto, VPN, utilizando como tasa de interés mínima la del costo ponderado del capital del proyecto, WACC (weight average cost of capital).

Las pérdidas de producción asociadas a las fallas y mantenimiento de equipos de generación, durante el 2010 ascienden a 2383 barriles de crudo.

6.2 PAUTAS DEL ANÁLISIS

Para el análisis y evaluación del proyecto se consideran dos escenarios;

⁹ *caso 1. Situación actual y caso 2. Proyecto de electrificación*.

⁹ Excel Estudio financiero

Tabla 18. Caso 1. Situación actual (sin proyecto)

CONCEPTO	AÑOS							
	1	2	3	4	5	6	7	8
WTI (descontando ajuste por calidad y ajuste por transporte)	60	60	60	60	60	60	60	60
Tasa de cambio utilizada (\$/US\$)	1850	1900	1914	1923	1933	1942	1951	1961
CASO 1. SITUACION ACTUAL								
Potencial de producción de pozos del Área Sur (BOPD)	1818	1229	1030	874	739	624	496	371
Declinación %		-32%	-16%	-15%	-15%	-16%	-21%	-25%
Producción diferida anual por mantenimiento y fallas Generadores Diesel (BOPY)	2383	1995	1673	1419	1200	1013	826	639
Costo de la producción diferida anual por Generación Diesel (KUSD)	143,00	120,00	100,00	85,00	72,00	61,00	50,00	38,00
Costo de compra de ACPM a comercializador mayorista (\$/galón) \$7.873								
Tarifa de generación de energía con diesel en máquina de 545 kW (\$/kWh) \$622,6	654	687	721	757	795	835	877	921
Tarifa de generación de energía con diesel en máquina de 1825 kW (\$/kW) \$547,0	574	603	633	665	698	733	770	809
Potencia atendida con generadores diesel locales de 545 MW	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
Costos por mantenimiento mayor de equipos Diesel KUSD	752	722	627	602	602	602	602	602
Costo anual de la energía atendida con generadores diesel locales de 545 KUSD	12.828	13.121	13.670	14.283	14.927	15.602	16.308	17.044
COSTOS TOTAL CASO 1. (KUSD)	13.723	13.963	14.397	15.250	15.881	16.545	17.240	17.964

Tabla 19. Caso 2. Proyecto de electrificación

CASO 2. PROYECTO DE ELECTRIFICACION								
TARIFA DE ENERGÍA ELECTRICA COMPRADA AL STR								
Tarifa de compra de energía al STR a 34.5 kV \$	257,64	270,52	284,04	298,25	313,16	328,82	345,26	362,52
Potencia atendida desde el STR (MW)	0	4,20	4,20	4,20	4,20	4,20	4,20	4,20
Costo anual de la energía atendida desde el STR (\$)		5.167	5.385	5.627	5.880	6.144	6.420	6.709
Potencia atendida con generadores diesel locales de 545 kW	4,20	0	0	0	0	0	0	0
Costo anual de la energía atendida con generadores diesel locales de 545 kW KUSD	12.828	0	0	0	0	0	0	0
Potencia atendida con plantas diesel locales de 1825 kW o motores diesel CAT 3406	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo anual de energía atendida con plantas diesel locales de 1825 kW o motores CAT	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo anual de la energía con proyecto KUSD	12.828	5.167	5.385	5.627	5.880	6.144	6.420	6.709
COSTO TOTAL CASO 2. (KUSD)	12.828,00	5.167,00	5.385,00	5.627,00	5.880,00	6.144,00	6.420,00	6.709,00

La evaluación financiera considera como base las pautas descritas a continuación:

- ✓ Valor (kw-h) actual del centro de generación en máquina de 545 kw, se calcula a partir del consumo de combustible referencia manual CAT 3406 40,6 Gal/Hrs; valor de Galón diesel \$ 7873

$$= (40,6 * 7873) / 545 = 622,62 \text{ (kw-h)}$$

✓ Valor (kw-h) actual del centro de generación en máquina de 1825 kw, se calcula a partir del consumo de combustible referencia manual GEN CAT 1825 126,8 Gal/Hrs; valor de Galón diesel \$ 7873
 $= (126,8 * 7873) / 1825 = 547,01 \text{ (kw-h)}$

Figura 10. Especificación técnica CAT 3406

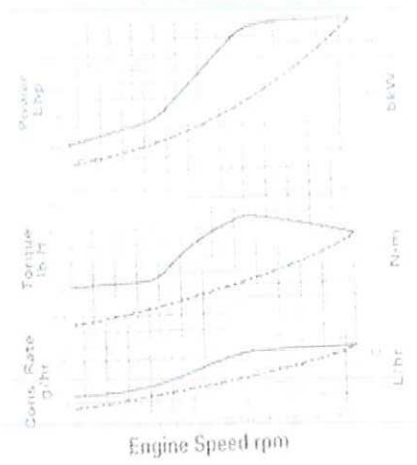


3406E DITA MARINE ENGINE - 336-597 bkW

TMI - DM2343-03

PERFORMANCE CURVES

E Rating - 2300 rpm
 597 bkW (800 bhp) 811 mlp



Speed rpm	Prop Demand Curve Data				Max Power Curve Data			
	Power kW	Torque Nm	Fuel Cons g/bkW-hr	Fuel Rate L/hr	Power kW	Torque Nm	Fuel Cons g/bkW-hr	Fuel Rate L/hr
2300	597	1000	127	292	597	1000	127	292
2000	520	870	130	260	520	870	130	260
1800	480	800	132	240	480	800	132	240
1600	440	730	134	220	440	730	134	220
1400	400	660	136	200	400	660	136	200
1200	360	590	138	180	360	590	138	180
1000	320	520	140	160	320	520	140	160

E RATING - Flaring and vessels subject to wave motion will limit fuel flow. Fuel flow may vary according to operating conditions.

Figura 11. Especificación técnica CAT 1825

PRIME 1825 ekW 2281 kVA
60 Hz 1800 rpm 12 470 Volts



TECHNICAL DATA

Open Generator Set - 1800 rpm/60 Hz/12 470 Volts	DM8264	
EPA Certified for Stationary Emergency Application (EPA Tier 2 emissions levels)		
Generator Set Package Performance Genset Power rating @ 0.8 pf Genset Power rating with fan	2281.25 kVA 1825 ekW	
Fuel Consumption 100% load with fan 75% load with fan 50% load with fan	480.9 L/hr 378.8 L/hr 269.9 L/hr	127.0 Gal/hr 100.1 Gal/hr 71.3 Gal/hr
Cooling System ¹ Air flow restriction (system) Air flow (max @ rated speed for radiator arrangement) Engine Coolant capacity with radiator/exp. tank Engine coolant capacity Radiator coolant capacity	0.12 kPa 2480 m ³ /min 475.0 L 233.0 L 242.0 L	0.48 in. water 87590 cfm 125.5 gal 61.6 gal 63.9 gal
Inlet Air Combustion air inlet flow rate	180.0 m ³ /min	6356.6 cfm
Exhaust System Exhaust stack gas temperature Exhaust gas flow rate Exhaust flange size (internal diameter) Exhaust system backpressure (maximum allowable)	392.8 °C 408.1 m ³ /min 203.2 mm 6.7 kPa	721.0 °F 14411.9 cfm 8.0 in 26.9 in. water
Heat Rejection Heat rejection to coolant (total) Heat rejection to exhaust (total) Heat rejection to aftercooler Heat rejection to atmosphere from engine Heat rejection to atmosphere from generator	715 kW 1645 kW 612 kW 127 kW 88.0 kW	40662 Btu/min 93551 Btu/min 34904 Btu/min 7222 Btu/min 4890.8 Btu/min
Alternator ¹ Motor starting capability @ 30% voltage dip Frame Temperature Rise	3588 ekVA 2750 105 °C	189 °F
Lube System Sump refill with filter	401.3 L	106.0 gal
Emissions (Nominal) ² NOx g/hp-hr CO g/hp-hr HC g/hp-hr PM g/hp-hr	5.01 g/hp-hr .27 g/hp-hr .14 g/hp-hr .027 g/hp-hr	

¹ For ambient and altitude capabilities consult your Cat dealer. Air flow restriction (system) is added to existing restriction from factory.
² For ambient and altitude capabilities consult your Cat dealer. Air flow restriction (system) is added to existing restriction from factory.

- ✓ Potencial de producción de pozos del área Sur operados eléctricamente 1818 (BOPD).
- ✓ Producción diferida anual por mantenimiento y fallas generadores diesel 2383 (BOPY).

Tabla 20. Diferida anual por mantenimiento

Causa	Diferida
Mantenimiento preventivo generador GSU	672,00
Falla planta eléctrica GSU	1.368,10
Mantenimiento. Generador eléctrico	5,00
Falla mecánica GSU	190,50
Mantenimiento mecánico GSU	140,00
Mantenimiento mecánico	8,00
Total general	2383.60

Fuente: Ecopetrol, Histórico de producción

- ✓ Costo de la producción diferida anual por generación diesel.
- ✓ Costo anual de la energía atendida con generadores diesel locales.
- ✓ Tarifa de compra de energía al STR a 34.5 KV. (\$/KWh).
- ✓ Potencia atendida desde el STR 4.2 (MW).
- ✓ Valor del Crudo por Barril (USD 60/ barril)¹⁰. Ya está incluido en este valor un descuento por calidad de USD 6,88 y un descuento por transporte de USD 3,42. Este valor, de acuerdo con el modelo de maduración de proyectos de ECOPETROL S.A. se considera invariable durante todo el ejercicio.

¹⁰Fuente Propia Ecopetrol, Proyecciones hasta el 2021

- ✓ El valor del dólar se proyecta para los 8 años en \$1922¹¹. Este valor promedio, de acuerdo con el modelo de maduración de proyectos de ECOPETROL S.A. se considera invariable durante todo el ejercicio.
- ✓ La tasa de retorno mínima, TRM, es de 11,1%.
- ✓ El WACC es de 12,20% para ECOPETROL S.A.
- ✓ 12. Índice de Precios al Productor, IPP, proyectado anual 4%, para todos los años del ejercicio.
- ✓ Frecuencia de fallas anuales en promedio, FES: 54.74

6.3 ESCENARIOS POSIBLES

Se plantea suministrar hasta 4 MVA de energía eléctrica a 34.5 KV para la Batería Colón y 17 pozos de los campos Loro y Colón del área Sur. Incluye: construcción de subestación eléctrica y centro de generación de respaldo en Batería Colón, línea 34,5 KV desde S/E Hormiga de la EEBP hasta la Batería Colón, ramales a 34,5 KV a pozos y subestaciones eléctricas en pozos.

En el primer periodo del proyecto los costos anuales de Energía son soportados por la infraestructura actual de acuerdo a la necesidad de potencia requerida 4.2 MW. La Compra energía con tarifa a la EEPB (257 \$/Kw-h) y tarifa con generación diesel con maquina de 545 y 1845 kW-h (622,6 y 547,01 \$/kW-h). La reducción se enmarca dentro del concepto de menor costo de la tarifa de energía y ahorros representativos durante el los periodos del proyecto.

¹¹ Fuente Propia Ecopetrol, Proyección hasta el 2021

Figura 12. Comparativos costo de Energía

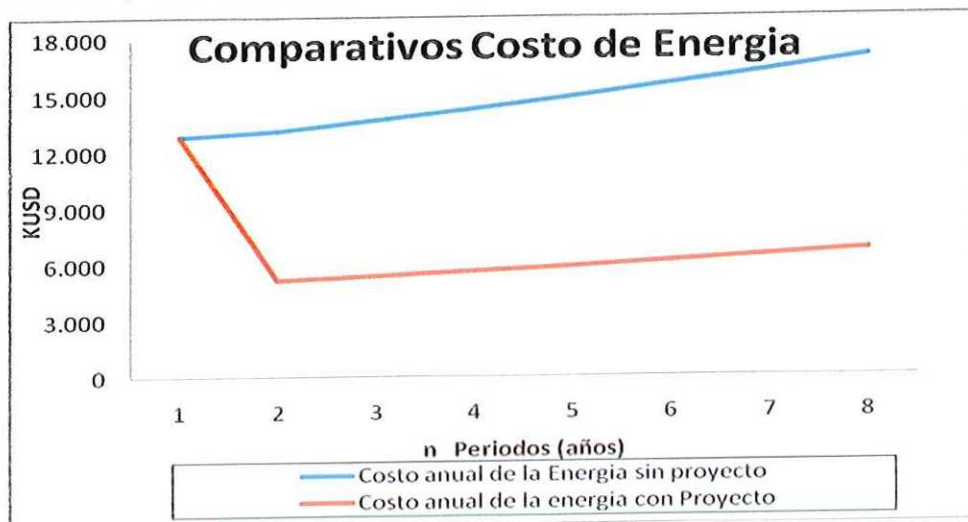
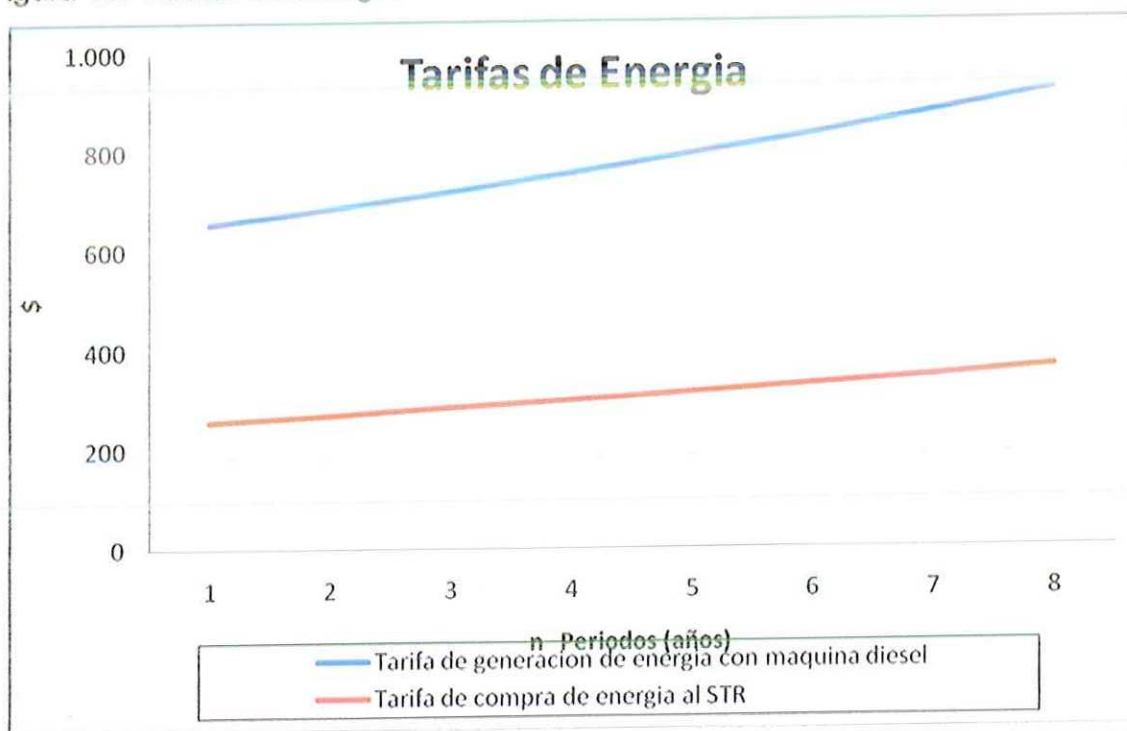


Figura 13. Tarifas de Energía



Los beneficios esperados incluyen la reducción de hasta el 41% de ahorros en la tarifa de energía comprada al STR comparada con la tarifa de generación de energía con maquina diesel

Las pautas utilizadas para esta evaluación se tabulan a continuación

Tabla 21. Pautas para la evaluación del proyecto

PAUTA	DESCRIPCION	UNIDAD	VALOR
1	Tarifa de generación de energía con diesel en máquina kW-h	\$	622,6
2	Tarifa de compra de energía al STR a 34.5 kV	\$	257,64
3	Potencia atendida con generadores diesel proyecto	MW	4.2
4	Costo de compra de ACPM a comercializador mayorista	\$/Galón	7873
5	Potencial de producción de pozos	BPPD	1818
6	Diferida anual por mantenimiento y fallas generadores diesel	BOPY	2383
7	Costo promedio de la producción diferida anual por generación diesel	KUSD	813,75
8	Costo promedio anual de la energía atendida con generadores diesel locales sin proyecto	KUSD	14723
9	Costo promedio anual de la energía con proyecto	KUSD	6770
10	Rentabilidad exigida por ECOPETROL S.A	%	12.20
11	IPP del proyecto	%	4

6.4 FLUJO DE CAJA

Tabla 12. Flujo de caja

CONCEPTO	AÑOS									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	
AHORRO CON PROYECTO	-13502,82	895,00	8.796,00	9.012,00	9.623,00	10.001,00	10.401,00	10.820,00	11.255,00	
IMPUESTO		-313,25	-3078,60	-3154,20	-3368,05	-3500,35	-3640,35	-3787,00	-3939,25	
FLUJO NETO	-13502,82	581,75	5717,40	5857,80	6254,95	6500,65	6760,65	7033,00	7315,75	
PRECIOS CORRIENTES										
INFLACION		3,4%	3,2%	3,0%	2,8%	2,6%	2,4%	2,2%	2,0%	
INFLACION ACUMULADA		103,4%	106,71%	109,91%	112,99%	115,93%	118,71%	121,32%	123,75%	
AHORRO CON PROYECTO	-13502,82	925,43	9.386,11	9.905,09	10.872,79	11.593,68	12.346,76	13.126,71	13.927,54	
IMPUESTO		-323,90	-3.285,14	-3.466,78	-3.805,48	-4.057,79	-4.321,37	-4.594,35	-4.874,64	
FLUJO NETO	-13502,82	601,53	6.100,97	6.438,31	7.067,31	7.535,89	8.025,39	8.532,36	9.052,90	
(1+TIOcon) ⁿ		1,16	1,20	1,23	1,27	1,30	1,33	1,36	1,39	
VALOR PRESENTE NETO	-13502,82	518,49	5095,72	5220,86	5574,82	5793,81	6025,53	6268,27	6520,28	

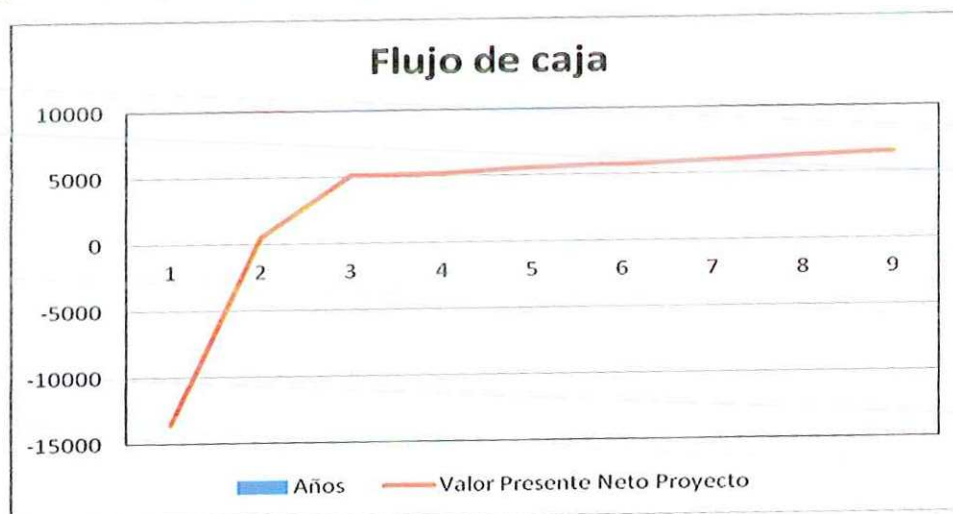
6.5 EL VALOR PRESENTE NETO, TIR, TIRM

¹²El valor presente neto para la evaluación del proyecto se calcula a partir de la sumatoria del VALOR PRESENTE NETO anual

$$VPN = -3502,82 + 518,49 + 5095,72 + 5220,86 + 5574,82 + 5793,81 + 6025,53 + 6268,27 + 6620,28$$

$$VPN = 27514,96 \text{ KUSD}$$

Figura 14. Flujo de caja Proyecto



¹² Excel Estudio financiero (flujo de caja)

La TIRreal se calcula por formula porque se considera el factor inflación

$$\text{TIRreal} = ((1 + \text{TIRcorriente})^8 / (\text{Inflación Acumulada año 8})^{1/8}) - 1;$$

¹³TIRcorriente; se calcula por Excel matemáticas financieras, fx = TIR (C13:K13)

TIRcorriente: 27,20%

¹⁴ Inflación Acumulada año 8; se calcula Σ Inflación Acumulada año 8

Inflación Acumulada año 8: 123,75%

$$\text{TIRreal} = ((1 + 27,20\%)^8 / (123,75\%)^{1/8}) - 1;$$

TIRreal= 23,85%

TIRM: se calcula por Excel matemáticas financieras, fx = TIRM (C13:K13; Tasa financiamiento 12,20%; Tasa reinversión 8%)

TIRM: 18,31%

Para la evaluación financiera se tuvo en cuenta que se presentará una falla semanal en el STR, de acuerdo a lo expuesto en el numeral 3.4.

DIFERIDAS		
Tiempo de arranque y estabilización de generadores de emergencia	5 minutos	0,00347 días
Número de fallas de suministro de energía por electrificadora esperado al año	54,74 (una falla semanal)	

6.6 ANALISIS DE SENSIBILIDAD

El análisis de sensibilidad muestra las variables propuestas que son significativas para EL PROYECTO DE ELECTRIFICACION SUR DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE PUTUMAYO GERENCIA SUR DE ECOPETROL S.A, que son:

¹³ Excel Estudio financiero (flujo de caja)

¹⁴ Excel Estudio financiero (flujo de caja)

- WTI (descontando ajuste por calidad y ajuste por transporte)
- Costo de compra de ACPM a comercializador mayorista (\$ /galón).

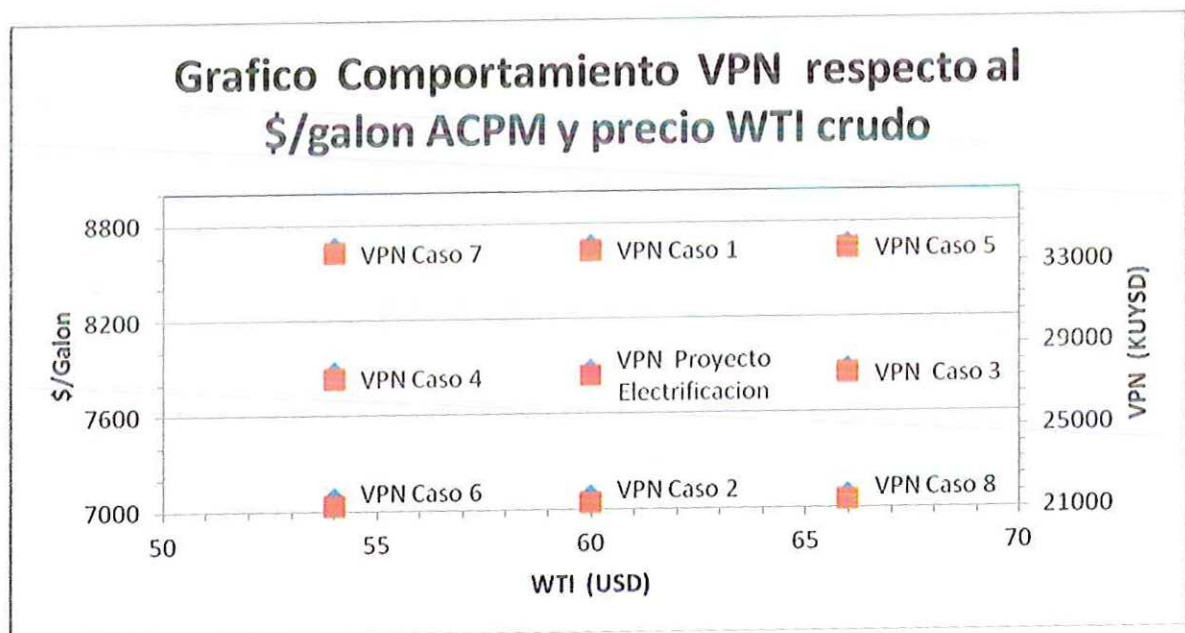
Tales cambios pueden ser valores absolutos específicos o como porcentajes respecto del valor previsto.

Se plantean 8 escenarios diferentes en los cuales se estiman unos comportamientos diferentes en el resultado del VPN cuyas variables sufren incrementos o decrementos en su valor.

Tabla 22. Variables análisis de sensibilidad.

Variables para	proyecto	caso 1	caso 2	caso 3	caso 4	caso 5	caso 6	caso 7	caso 8
WTI (descontando ajuste por calidad y ajuste por transporte) USD	60,00	60,00	60,00	66,00	54,00	66,00	54,00	54,00	66,00
Costo de compra de ACPM a comercializador mayorista (\$ /galón)	7873,00	8660,30	7085,70	7873,00	7873,00	8660,30	7085,70	8660,30	7085,70
VALOR PRESENTE NETO (KUSD)	27514,96	33602,48	21328,95	27553,77	27477,30	33641,29	21291,29	33564,82	21367,76

Figura 15. Grafico comportamiento VPN respecto al \$/Galón ACPM y precio WTI crudo



De los 8 casos propuestos se realiza la siguiente clasificación:

➤ Optimista

Casos 2, 6 y 8; Se plantea Costo de compra de ACPM al comercializador mayorista -10% del caso base \$ 7085,70/Galón a pesar de la variación del precio de venta de crudo WTI; coincidentalmente el VPN es relativamente igual para estos casos aproximado obteniendo un margen mayor de rentabilidad.

➤ Pesimista

Casos 1,5 y 7; Para estos casos se plantea Costo de compra de ACPM al comercializador mayorista con un +10% del caso base \$ 8060,30/Galón. A pesar de la variación del precio de venta de crudo WTI, el VPN tiene un comportamiento similar pero en este caso se obtiene un margen menor de rentabilidad.

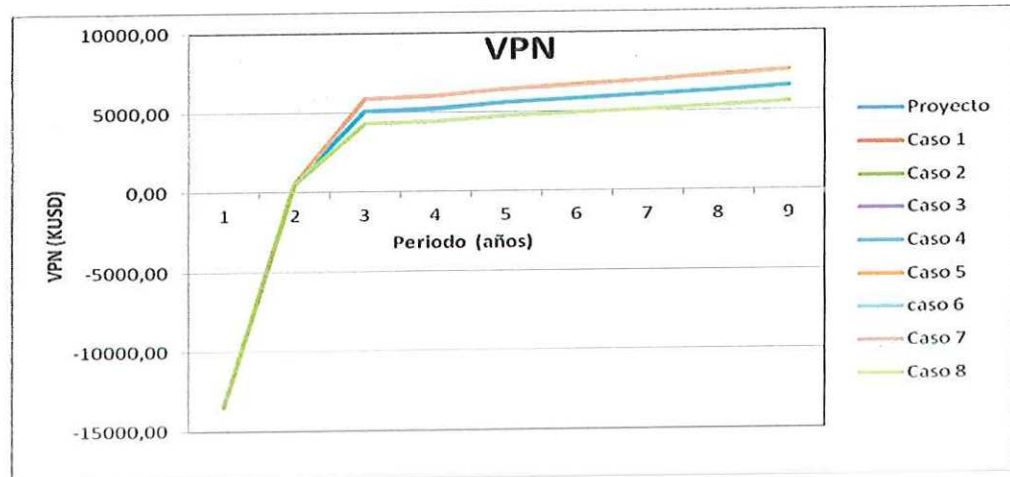
➤ Probable

Para los casos 3,4; la variable precio de compra de combustible al comercializador se mantiene constante en \$ 7873,00/galón y aunque el precio del barril WTI sufre modificaciones positivas y negativas, el VPN tiende a mantenerse igual.

Tabla 23. Valor presente neto del comportamiento de las variables de sensibilidad

VALOR PRESENTE NETO Proyecto	-13502,82	518,49	5095,72	5220,86	5574,82	5793,81	6025,53	6268,27	6520,28	27514,96
VALOR PRESENTE NETO Caso 1	-13502,82	518,49	5848,26	6011,63	6405,57	6663,95	6935,07	7216,04	7506,28	33602,48
VALOR PRESENTE NETO Caso 2	-13502,82	518,49	4321,17	4419,07	4733,07	4912,66	5105,57	5309,49	5512,25	21328,95
VALOR PRESENTE NETO Caso 3	-13502,82	526,60	5102,67	5226,65	5580,04	5797,86	6029,01	6271,17	6522,59	27553,77
VALOR PRESENTE NETO Caso 4	-13502,82	510,38	5088,77	5215,06	5570,19	5789,75	6022,06	6265,37	6518,54	27477,30
VALOR PRESENTE NETO Caso 5	-13502,82	526,60	5855,21	6017,42	6410,78	6668,00	6938,55	7218,94	7508,60	33641,29
VALOR PRESENTE NETO Caso 6	-13502,82	510,38	4314,22	4413,28	4728,43	4908,60	5102,09	5306,60	5510,52	21291,29
VALOR PRESENTE NETO Caso 7	-13502,82	510,38	5841,31	6005,84	6400,94	6659,89	6931,60	7213,15	7504,55	33564,82
VALOR PRESENTE NETO Caso 8	-13502,82	526,60	4328,12	4424,87	4738,28	4916,71	5109,05	5312,39	5514,57	21367,76

Figura 16. VPN respecto al \$/Galón ACPM y precio WTI crudo



Este análisis nos permite concluir que indierentemente de las variaciones que sufra el mercado, es muy atractivo el desarrollo del proyecto, ya que finalmente es el delta que hay entre el precio del Kw/hr Vs el precio del Galón de ACPM lo que apalanca el proyecto, en otras palabras cada vez que esa diferencia se haga mayor, se hará mas viable y presentara mejor rentabilidad el proyecto.

6.7 BENEFICIOS ESTIMADOS POR ELECTRIFICACION

- ✓ Reducción de costos de la energía de 622,6 (\$/kw-h) a 257 (\$/kw-h) (valores promedio de unidades de generación diesel y energía comprada del STR).
- ✓ Reducción en Costos de Mantenimiento de generadores Diesel, 75% menos en costos directos de mantenimiento (fuente ELLIPSE).
- ✓ Reducción en Costos de Operación (Motores diesel).

- ✓ Reducciones diferidas de producción asociados a fallas eléctricas de unidades de generación.
- ✓ Reducción del total de costos de transporte para distribución de ACPM.
- ✓ Incremento confiabilidad del sistema.
- ✓ Reducción en las paradas de mantenimiento preventivo equipos BES y BM.

CONCLUSIONES

Con la puesta en operación del proyecto de electrificación del área Sur, Ecopetrol S.A. optimizará los costos de la energía de 622,6 (\$/kw-h) a 257 (\$/kw-h) (valores promedio de unidades de generación diesel y energía comprada del STR).

Los Costos de Mantenimiento de generadores Diesel disminuirán en un 75% los costos directos de mantenimiento (fuente ELLIPSE), una vez Ecopetrol S.A. se conecte al Sistema de Transmisión Regional.

La optimización es generalizada con la ejecución del proyecto, entre ellas mencionamos, la reducción en Costos de Operación y la disminución de diferidas de producción asociadas a fallas eléctricas.

El proyecto de Electrificar el área Sur de Ecopetrol (Baterías Loro y Colon), genera un VPN de 26.654,44 KUSD.

Los impactos ambientales y sociales con la ejecución del proyecto, deben asegurarse para evitar desviaciones en el programa de trabajo, es decir, realizar de manera oportuna todas las consultas y socializaciones de las obras con las comunidades, además del seguimiento a los compromisos adquiridos.

BIBLIOGRAFIA

CÁCERES, Humberto y TEATÍN Plutarco. 1985. Cuenca del Putumayo provincia petrolera meridional de Colombia.

DOMÍNGUEZ, C. y GÓMEZ, A. 1990. La economía extractiva en la Amazonía colombiana. COAMA, Bogotá citando a la Revista progreso, Julio – Agosto de 1967, pp21-28/88

ECOPETROL, División de Exploración,

Ecopetrol, Proyecciones hasta el 2021

Publicación de Texaco pertenecientes a ECOPETROL, publicados en el informe de Cáceres y Teatín

Refinería Sop

Reseña Histórica ECOPETROL S.A

Revista Credencial, Historia. La Industria Petrolera en Colombia. Fernando

Revista Time, febrero 09 de 1968, pp17-18, citada por Domínguez, 1969

ROMO, Franco 1978. Aspectos socioeconómicos de la zona petrolera del Valle del Guamués. Tesis de maestría Facultad de Agronomía Universidad Nacional. Bogotá.

VILLEGAS, Jorge. "Petróleo, Oligarquía e Imperio". Ediciones Tercer Mundo, [1968] 1975; "Petróleo Colombiano, Ganancia Gringa", Ediciones Hombre Nuevo Mayorga García. Ed. 151 de 2002

ANEXOS

Anexo A. Identificación y valoración de riesgos

R.M.	Catg.	Sub-Categoría	Fuente de identificación	Descripción del Riesgo	Causa básica identificada	Controles existentes	Manejo del riesgo	Pers.	Inst.	Amb.	Econ.	Tiempo	Imag. Cile	Otra	Criterio de valoración (probabil. - impacto)	Val. Riesgo	Estado actual del Riesgo	
R-01	HSE y Seguridad Física.		TR-02	Cesión HSE inadecuada, deficiente o inoportuna durante el ciclo de vida del proyecto (Planificación, ejecución y cierre - si aplica).	La persona o profesional asignado no cumple con el perfil requerido o la experiencia necesaria para el manejo del tema.												Latente	
R-02	HSE y Seguridad Física.		TR-02	Retrasos en la elaboración del Plan de manejo HSE y/o no contemplar dentro de este plan los riesgos específicos del proyecto, por parte del contratista.	Las responsabilidades definidas para el responsable HSE difieren entre DHS y lineamientos de GTD sobre su alcance.												Latente	
R-03	Legislativo, normativo, contable y tributario.		TR-01	Demoras en la emisión de actos administrativos por parte de las autoridades ambientales para licencias y permisos ambientales (aprovechamiento forestal) por falta de seguimiento a los trámites y/o mayores tiempos contemplados en el cronograma en la generación de la repuesta por parte de la autoridad ambiental competente, que generan atrasos en el inicio de la ejecución del Proyecto.	Falta de seguimiento a los trámites de permisos o licencias requeridas.			0 N	0 N	0 N	0 N	C+M	0 N	0 N		M	Latente	
R-04	HSE y Seguridad Física.		TR-01	Incendios, explosiones, excesos de voltaje por descargas atmosféricas que ocasionan daños en equipos o problemas operacionales.	Descargas atmosféricas durante la ejecución de actividades.			B+M	B3-L	0 N	0 N	0 N	0 N	0 N		M	Latente	
R-05	Logística y Transporte		TR-01	Dificultades para acceder a predios donde ya se constituyeron derechos inmobiliarios por cambios de posesión por parte de propietarios, poseedores o tenedores que obligan a realizar realineamientos o amparos policivos.	Cambios de posesión por parte de propietarios, poseedores o tenedores			0 N	0 N	0 N	0 N	0 N	BS-M	0 N	0 N		M	Latente

R. Id.	Categ.	Sub-Categoría	Fuente de identificación	Descripción del Riesgo	Causas básicas identificadas	Control en la fuente	Manej. del riesgo	Para.	Inst.	Amb.	Econ.	Tiempo	Imag. Cte.	Otra	Criterio de valoración (probabi. - impacto)	Val. Riesgo	Estado actual del Riesgo
R-06	Logística y Transporte		TR-01	Falta de oportunidad en la disponibilidad de predios por presencia de nuevas construcciones en las demarcas inmobiliarias que conlleve a nuevos procesos de indemnización	La información con la cual se adquirieron los derechos inmobiliarios corresponde a un trazado de hace dos (2) años.			0 N	0 N	0 N	0 N	B5-M	0 N	0 N		M	Latente
R-07	Ejecución y Montaje		TR-01	Suspensión o estancamiento de actividades por alta pluviosidad en la zona que atrasan la ejecución de las obras, dadas las características del proyecto (eléctrico).	Alta pluviosidad en la zona.			0 N	0 N	0 N	C1-N	C4-M	0 N	0 N		M	Latente
R-08	Compras y Contratación		TR-01	Proceso declarado desierto por falta de interés de proponentes dadas las condiciones propias de la zona que atrasan la ejecución.	Falta de interés de proponentes por condiciones propias de la zona.			0 N	0 N	0 N	0 N	C4-M	0 N	0 N		M	Latente
R-09	Compras y Contratación		TR-01	Demoras en la Evaluación de las propuestas por aclaraciones y/o ajustes requeridos en pliegos de especificaciones por inconsistencias o ambigüedades presentadas en especificaciones técnicas que generan demoras en el proceso de contratación.	Inconsistencias o ambigüedades presentadas en especificaciones técnicas por deficiencias durante el proceso de contratación.			0 N	0 N	0 N	0 N	C3-M	0 N	0 N		M	Latente
R-10	HSE y Seguridad Física.		TR-01	Mechuones, pilotes, atornillados por inadecuado manejo de equipos (herramientas) y uso inadecuado de elementos de protección personal; inadecuado soporte de equipos de elevación de cargas.	Inadecuado manejo de cargas (equipos, herramientas) y uso inadecuado de elementos de protección personal; inadecuado soporte de equipos de elevación de cargas.			EC-L	0 N	0 N	0 N	0 N	0 N	0 N		L	Corrido-No Aplica

R. Id.	Categ.	Sub-Categoría	Fuente de identificación	Descripción del Riesgo	Causa básica identificada	Controles existentes	Etiquetas del riesgo	Pers.	Inst.	Amb.	Econ.	Tiempo	Impg. Chile	Otra	Criterio de valoración (probabil. - Impacto)	Val. Riesgo	Estado actual del Riesgo
R-11	HSE y Seguridad Física.		TR-01	Radiaciones no ionizantes por largos periodos de exposición al sol, falta de hidratación y de pausas laborales durante la jornada de la salud del personal y su desempeño laboral.	Largos periodos de exposición al sol, falta de puntos de hidratación y de pausas laborales durante la jornada.			B3-L	0 N	0 N	0 N	0 N	0 N	0 N		L	Cerrado-No Aplica
R-12	HSE y Seguridad Física.		TR-01	Picadura o microclima de animales ponzoñosos y/o venenosos: avispas, serpientes, que generan incapacidades.	Presencia de animales ponzoñosos y/o venenosos en las zonas a intervenir.			B3-L	0 N	0 N	0 N	0 N	0 N	0 N		L	Cerrado-No Aplica
R-13	HSE y Seguridad Física.		TR-01	Amenazas contra la integridad física de las personas vinculadas al Proyecto por grupos al margen de la ley en la zona o incumplimientos de la Comunidad.	Presencia de grupos al margen de la ley e incumplimientos de la Comunidad.			0 N	0 N	0 N	C2-L	0 N	0 N	0 N		L	Latente
R-14	HSE y Seguridad Física.		TR-01	Amenaza a la infraestructura existente por grupos al margen de la ley, dado la alta vulnerabilidad por condiciones de la zona, zonas alejadas y con poca vigilancia de autoridades, ocasionando daños a la infraestructura existente.	Alta vulnerabilidad dadas las condiciones de la zona: zonas alejadas y con poca vigilancia de autoridades.			B4-M	0 N	0 N	C2-L	0 N	0 N	0 N		M	Latente
R-15	Eploción y Montaje		TR-01	Suspensión de suministro de energía por fallas electromecánicas en equipos (transformador, cableado entre cables y tableros) que generan paradas y pérdidas económicas.	Fallas en el transformador, cables y celdas.			0 N	0 N	0 N	C2-L	0 N	0 N	0 N		L	Latente
R-16	Puesta en marcha y entrega.		TR-01	Demoras o dificultades en la puesta en marcha de los circuitos por fallas en equipos o en las conexiones que generan paradas en las baterías.	Fallas en equipos, en conexiones o en procedimientos para el arranque de los sistemas.			0 N	0 N	0 N	C2-L	C2-L	0 N	0 N		L	Latente

R. I.L.	Catag.	Sub-Categoría	Fuente de identificación	Descripción del Riesgo	Causa básica identificada	Controles existentes	Magn. del riesgo	Pers.	Inst.	Amb.	Econ.	Tiempo	Imag. Cile	Otra	Criterio de valoración (probabil. - impacto)	Val. Riesgo	Estado actual del Riesgo	
R-17	RSE		TR-01	Paros, bloqueos por parte de la Comunidad por incumplimiento con la contratación de mano de obra calificada y no calificada, contratación de servicios y expectativas generadas en Proyecto con alcances anteriores que generen atrasos en el proyecto.	Causa básica identificada			0 N	0 N	0 N	0 N	0 N	B4-M	0 N		M	Latente	
R-18	Logística y Transporte		TR-01	Déficiencias de equipos adquiridos con anticipación por inadecuado almacenamiento, obsolescencia, sub o sobredimensionamiento en los equipos sobredimensionamiento por cambio de alcance				0 N	0 N	0 N	CS-H	CS-H	0 N	0 N		H	Latente	
R-19	Ejecución y Montaje		TR-01	Diferencias por obras de migración al sistema	Obras de emigración al sistema			0 N	0 N	0 N	B3-L	0 N	0 N	0 N		L	Latente	
R-20	Ejecución y Montaje		TR-01	Déficiencias en la integridad de los equipos durante el transporte desde Ocho hasta el sitio de la obra	almacenamiento, transporte, seguridad en las vías			0 N	0 N	0 N	B4-M	0 N	0 N	0 N		M	Latente	
R-21	Legislativo, normativo, contable y tributario.		TR-02	No se puede realizar la interconexión a la red nacional en el tiempo estimado según cronograma, por dependencia de la aprobación del PVA y por las posibles comunidades que se encuentran dentro del área de influencia del proyecto.														Latente

R Id.	Catag.	Sub-Categoría	Fuente de Identificación	Descripción del Riesgo	Causa básica identificada	Controles existentes	Plano del riesgo	Pers.	Instit.	Amb.	Econ.	Tiempo	Inegi-Cie	Otra	Criterio de valoración (probabil. - Impacto)	Val. Riesgo	Estado actual del Riesgo
R-22	Legislativo, normativo, contable y tributario.		TR-02	No se pueda realizar la interconexión entre los 17 pozos a electrificar, por dependencia de la aprobación del PMA (Instrumento ambiental en PMA, el cual se encuentra en proceso de ejecución/proceso de ejecución) y las posibles comunidades que se donde se tenga un conjunto de equipos instalados, sin encontrar en el área de influencia del proyecto, ningún tipo de funcionalidad.	Causa básica identificada												Latente
R-23	Técnicos (Estudios e ingenierías)		TR-02	Demoras en los entregables de ingeniería, en el tiempo estimado según cronograma para el proyecto.	Demoras en la entrega de las ingenierías por parte de SPI y/o el contratista.			0 N	0 N	0 N	0 N	C3-M	C3-M	0 N		M	Latente
R-24	Técnicos (Estudios e ingenierías)		TR-02	Destacados en la estimación de costos, puesto que no se tiene la Ingeniería de Detalle actualizada de todo el proyecto y los costos asociados a las líneas y las subestaciones se efectuaron con datos típicos.	Destacados en la entrega de las ingenierías de Detalle, faltante se tiene la Ingeniería de Detalle actualizada de todo el proyecto y los costos asociados a las líneas y las subestaciones se efectuaron con datos típicos.												Latente

PLAN DE TRATAMIENTO					
M. Id.	Acción de tratamiento	Estado actual de la acción	Medio de Verificación de la Acción.	Responsable	Observaciones
M-01	1. Validar las hojas de vida de los HSE del contratista y de la gerencia administrativa, por parte del área de DHS.	Abierta			
M-02	1. Asignar un responsable HSE para el proyecto, el cual tenga experiencia en la ejecución de proyectos de electrificación, por parte de la gerencia administrativa y del contratista que va a ejecutar las obras en campo. 2. Verificar y validar con DHS, todos los requerimientos HSE, se deben tener en cuenta en trabajos eléctricos e incluirlos a nivel contractual. (Certificados de competencias en trabajos eléctricos) 3. Realizar taller de constructibilidad con el contratista, con el fin de actualizar los SAES, incluyendo áreas no cubiertas en el anterior como interconexiones con Subestación la Hormiga y Batería Colón. 4. Con la información anteriormente recolectada, el contratista debe desarrollar el Plan HSE y una vez el proyecto se encuentre en ejecución, garantizar el cumplimiento del mismo.	Abierta			
M-03	Validar la resolución que emite el MADS, a través de la acto administrativo, solicitado a corporamazonia.	Abierta		Profesional DHS	
M-04	1. Cumplimiento de reglamento de seguridad industrial. 2. Suspender actividades en caso de condiciones climáticas adversas. 3. Uso de equipos detectores de tormentas - exigirlo al contratista dentro de las especificaciones. 4. Instalación de apantallamiento interno (DPS) en celdas y externo (pararrayos). Ver SAFOP. 5. Establecer procedimientos para puesta en marcha; apagadas normales y de emergencia de los equipos.	Abierta		Gilberto Peña Líder de Construcción	

PLAN DE TRATAMIENTO					
M. id.	Acción de tratamiento	Estado actual de la acción	Medio de Verificación de la Acción.	Responsable	Observaciones
M-05	<ol style="list-style-type: none"> 1. Identificar posibles áreas con dificultad para ingreso en el recorrido de entrega de predios a realizarse con el Contratista y la Interventoría. 2. Realizar amparos policivos para acceder a las áreas ya adquiridas; apenas se realice la sanción de fase 3. 4. Realizar inventario de las servidumbres negociadas y legalizadas por escrituras para formalizar escrituras que solo fueron echas por palabra. 	Abierta		Cesar Devrúa Líder de Gestión Inmobiliaria	
M-06	<ol style="list-style-type: none"> 1. Hacer verificación del trazado y actualización de información con mínimo un mes de anticipación al inicio de la construcción con el fin de proceder a indemnizar en los casos en que corresponda. 	Abierta		Cesar Devrúa Líder de Gestión Inmobiliaria	
M-07	<ol style="list-style-type: none"> 1. Establecer contingencias de tiempo para el proyecto y reflejarlas en el cronograma. 2. Realizar análisis de rendimiento de obra para la zona y reflejarlo en cronograma y presupuesto. 	Abierta		Gilberto Peña Líder de Construcción Edgar Perez Profesional de Programación y Control	
M-08	<ol style="list-style-type: none"> 1. Desde la planeación del contrato, en las especificaciones considerar las condiciones propias de la zona. 2. Durante el proceso incluir como requisito la visita de obra de los oferentes con el fin de hacer ajustes al proceso si se requiere. 3. Verificar la existencia de oferentes precalificados mediante estudios de mercado, asegurar que la visita de obra se haga en el sitio de interés 	Abierta		Gilberto Peña Líder de Construcción Esperanza Leon Profesional	

PLAN DE TRATAMIENTO					
M. Id.	Acción de tratamiento	Estado actual de la acción	Medio de Verificación de la Acción.	Responsable	Observaciones
M-09	<p>1. Establecer desde el inicio ANS para la respuesta a temas técnicos. Definir personal responsable para resolver inquietudes (Hermes Llanes, Profesional de Ingeniería y Confabilidad).</p> <p>2. Asegurar la calidad de la información para el proceso de contratación, con requisitos más estrictos, en donde se exija proponentes con experiencia en tendido de redes eléctricas.</p> <p>3. Realizar reunión con Clara Castañeda (Profesional de DAB) para efectuar la validación de las estrategias de contratación, inicialmente planteadas.</p> <p>4. Mantener acercamientos permanentes con DAB para verificar el estado de la contratación y resolver inquietudes que surjan dentro del proceso, de manera oportuna.</p>	Abierta		<p>Esperanza León Profesional de Planeación y Contratación</p> <p>Hermes Llanes Profesional de Ingeniería y Confabilidad</p>	
M-10	<p>Definir y socializar a todo el personal involucrado, un análisis de riesgos de trabajo. ATS. (factores de riesgo y análisis de entorno del V - presencia de redes de media tensión).</p> <p>Protección de elementos a utilizar.</p> <p>Hacer verificación previa de equipos a utilizar para halar cargas (donde no entran grúas).</p>	Cerrada - No aplica		Gilberto Peña Lider de Construcción	
M-11	<p>Sensibilización al personal sobre la importancia de realizar hidratación permanente.</p> <p>Uso obligatorio de EPP, Bloqueador solar, pausas durante la jornada.</p> <p>Verificación de instalación de puntos de hidratación.</p>	Cerrada - No aplica		Gilberto Peña Lider de Construcción	
M-12	<p>Hacer limpieza previa del terreno que se va a intervenir.</p> <p>Identificar centros de atención cercanos y verificar la disponibilidad de suero antiofídico y de una ambulancia cerca al área.</p> <p>Verificar el uso de elementos de protección personal.</p> <p>Emplear repelentes frente a insectos.</p> <p>Mantener disponibilidad de suero antiofídico y de una ambulancia en el área.</p> <p>Mayor precaución en áreas donde se sabe que pueda haber presencia de animales (zonas alejadas).</p>	Abierta		Gilberto Peña Lider de Construcción	

PLAN DE TRATAMIENTO					
M. Id.	Acción de tratamiento	Estado actual de la acción	Medio de Verificación de la Acción.	Responsable	Observaciones
M-13	<ol style="list-style-type: none"> 1.Exigir cumplimiento de políticas de contratación y RSE por parte del Contratista. 2.Solicitar al Contratista un sistema de vigilancia permanente en obra; y establecerlo contractualmente. 3.Acatar recomendaciones de seguridad de ECP. 4.Avisar a Coordinación de Seguridad sobre traslados y estadía. 	Abierta		Seguridad Fisica Raul Ignacio Buitrago Forero.	
M-14	<ol style="list-style-type: none"> 1.Avisar a Coordinación de Seguridad Fisica sobre los desplazamientos. 2.Hacer monitoreo del área con el apoyo de Seguridad Fisica 3.Definir planes de emergencia en caso que se presente un evento. 	Abierta		Seguridad Fisica Raul Ignacio Buitrago Forero	
M-15	<ol style="list-style-type: none"> 1.Establecer un programa de mantenimiento preventivo e inspecciones y monitores de condición 2.Para pozos con alto flujo, mantener autogeneración como respaldo. 	Abierta			
M-16	Establecer programa de puesta en marcha de la batería y hacer un análisis conjunto de esta operación entre ECP, Interventoría y el Proveedor de equipos, contratista de montaje; un mes antes de realizar la ejecución del proyecto.	Abierta			

PLAN DE TRATAMIENTO					
M. Id.	Acción de tratamiento	Estado actual de la acción	Medio de Verificación de la Acción.	Responsable	Observaciones
M-17	<ol style="list-style-type: none"> 1. Con el contratista ya seleccionado para Subestación Colon, realizar reunión con la Comunidad y explicar el nuevo alcance del Proyecto y la estrategia de ejecución. 2. Asegurar la contratación de la mano de obra no calificada acorde con el área de influencia directa del proyecto y aseguramiento de socialización del proyecto para no crear falsas expectativas 3. Incluir cláusulas contractuales y/o mecanismos para exigir al Contratista el cierre de todos los compromisos sociales antes de la liquidación de los contratos (presentación de paz y salvo de compromisos con proveedores, con trabajadores, etc.). 4. No iniciar socialización hasta tanto no se sancione el Proyecto y se firme acta de inicio. La socialización la realizará ECP inicialmente. 5. Implementar el Servicio Nacional de Empleo. 	Abierta		Gilberto Peña Líder de Construcción	
M-18	<ol style="list-style-type: none"> 1. Revisión de equipos adquiridos para determinar su estado de funcionalidad. 2. Contratar con los fabricantes los respectivos estudios, mantenimientos preventivos de los equipos. 	Abierta		Líder del proyecto Rafael Otoyá	
M-19	Coordinar las paradas de los sistemas con los periodos programados para hacer mantenimiento preventivo al pozo	Abierta		Hermes Llanes Profesional de Ingeniería y Contabilidad Gilberto Peña Líder de construcción	

PLAN DE TRATAMIENTO					
M. Id.	Acción de tratamiento	Estado actual de la acción	Medio de Verificación de la Acción.	Responsable	Observaciones
M-20	<p>1.Coordinar con seguridad física los desplazamientos de los diferentes equipos adquiridos.</p> <p>2.El contratista debe asegurar los procedimientos de embalaje, cargue y descargue de equipos.</p> <p>3. Asegurar contractualmente, que los daños en el proceso de transporte, deben ser asumidos por el contratista.</p> <p>4. Una vez lleguen los equipos a campo, efectuar la revisión de los mismos y realizar acta de conformidad en la entrega.</p>	Abierta		Seguridad Física	
M-21	Este riesgo debe ser aceptado por el tomador de la decisión	Abierta			
M-22	Este riesgo debe ser aceptado por el tomador de la decisión	Abierta			

PLAN DE TRATAMIENTO					
M. id.	Acción de tratamiento	Estado actual de la acción	Medio de Verificación de la Acción.	Responsable	Observaciones
M-25	<p>1. Garantizar la dedicación exclusiva de los profesionales en el proyecto y el cumplimiento de las fechas inicialmente estipuladas por la SPI.</p> <p>2. Seguimiento a la información generada, por parte de campo; con un trabajo conjunto.</p>	Abierta		<p>Wilmer Vanegas Profesional de Ingeniería.</p> <p>Hermes Llanes Profesional de Ingeniería y Confiabilidad.</p>	
M-26	Este riesgo debe ser aceptado por el tomador de la decisión.	Abierta		<p>Wilmer Vanegas Profesional de Ingeniería.</p> <p>Carlos Quevedo Profesional de Costos.</p> <p>Favio Fortiqua Profesional de Etsaconcol</p>	

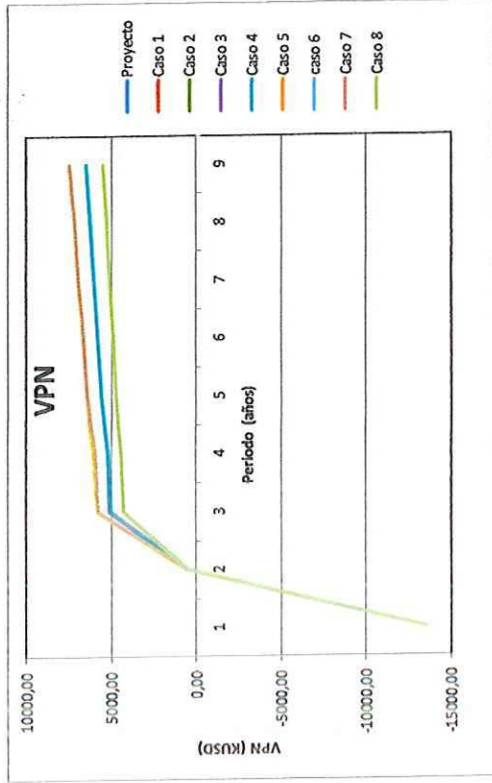
Anexo B. Estudio Financiero

Análisis Sensibilidad

Variables para	proyecto	caso 1	caso 2	caso 3	caso 4	caso 5	caso 6	caso 7	caso 8
WTI (descontando ajuste por calidad y ajuste por transporte) USD	60.00	60.00	60.00	66.00	54.00	66.00	54.00	54.00	66.00
Costo de compra de ACPM a comercializador mayorista (\$/galón)	7873.00	8660.30	7085.70	7873.00	7873.00	8660.30	7085.70	8660.30	7085.70
VALOR PRESENTE NETO (KUSD)	27514.96	33602.48	21328.95	27553.77	27477.30	33641.29	21291.29	33564.82	21367.76

VALOR PRESENTE NETO Proyecto	-13502.82	518.49	5095.72	5220.86	5574.82	5793.81	6025.53	6288.27	6520.28	27514.96
VALOR PRESENTE NETO Caso 1	-13502.82	518.49	5848.26	6011.63	6405.57	6663.95	6935.07	7216.04	7506.28	33602.48
VALOR PRESENTE NETO Caso 2	-13502.82	518.49	4321.17	4419.07	4733.07	4912.66	5105.57	5309.49	5512.25	21328.95
VALOR PRESENTE NETO Caso 3	-13502.82	526.60	5102.67	5226.65	5580.04	5797.86	6029.01	6271.17	6522.59	27553.77
VALOR PRESENTE NETO Caso 4	-13502.82	510.38	5088.77	5215.06	5570.19	5789.75	6022.06	6265.37	6518.54	27477.30
VALOR PRESENTE NETO Caso 5	-13502.82	526.60	5855.21	6017.42	6410.78	6668.00	6938.55	7218.94	7508.60	33641.29
VALOR PRESENTE NETO Caso 6	-13502.82	510.38	4314.22	4413.28	4728.43	4908.60	5102.09	5306.60	5510.52	21291.29
VALOR PRESENTE NETO Caso 7	-13502.82	510.38	5841.31	6005.84	6400.94	6659.89	6931.60	7213.15	7504.55	33564.82
VALOR PRESENTE NETO Caso 8	-13502.82	526.60	4328.12	4424.87	4738.28	4916.71	5109.05	5312.39	5514.57	21367.76

Grafico Comportamiento VPN respecto al \$/galon ACPM y precio WTI crudo



Ventas

CONCEPTO	AÑOS							
	1	2	3	4	5	6	7	8
WPI (descontando ajuste por calidad y ajuste por transporte)	60	60	60	60	60	60	60	60
Tasa de cambio utilizada (\$/US\$)	1850	1900	1914	1923	1933	1942	1951	1961
CASO 1. SITUACION ACTUAL								
Potencial de producción de pozos del Área Sur (BOPD)	1818	1229	1030	874	739	624	496	371
Declinación %		-32%	-16%	-15%	-15%	-16%	-21%	-25%
Producción diferida anual por mantenimiento y fallas Generadores Diesel (BOPY)	2383	1895	1673	1419	1200	1013	826	639
Costo de la producción diferida anual por Generación Diesel (KUSD)	143,00	120,00	100,00	85,00	72,00	61,00	50,00	38,00
Costo de compra de ACPM a comercializador mayorista (\$ /galón)		\$7.873						
Tarifa de generación de energía con diesel en máquina de 545 kW (\$/kWh)	654	687	721	757	795	835	877	921
Tarifa de generación de energía con diesel en máquina de 1825 kW (\$/kW)	574	603	633	665	698	733	770	809
Potencia atendida con generadores diesel locales de 545 MW	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
Costos por mantenimiento mayor de equipos Diesel KUSD	752	722	627	882	882	882	882	882
Costo anual de la energía atendida con generadores diesel locales de 545 KUSD	12.828	13.121	13.670	14.283	14.927	15.602	16.308	17.044
COSTOS TOTAL CASO 1.	13.723	13.963	14.397	15.250	15.881	16.545	17.240	17.964
CASO 2. PROYECTO DE ELECTRIFICACION								
TARIFA DE ENERGÍA ELECTRICA COMPRADA AL STR								
Tarifa de compra de energía al STR a 34.5 kV \$	257,64	270,52	264,04	298,25	313,16	328,82	345,26	362,52
Potencia atendida desde el STR (MW)	0	4,20	4,20	4,20	4,20	4,20	4,20	4,20
Costo anual de la energía atendida desde el STR (\$)		5.167	5.385	5.627	5.880	6.144	6.420	6.709
Potencia atendida con generadores diesel locales de 545 kW	4,20	0	0	0	0	0	0	0
Costo anual de la energía atendida con generadores diesel locales de 545 kW KUSD	12.828	0	0	0	0	0	0	0
Potencia atendida con plantas diesel locales de 1825 kW o motores diesel CAT 3406	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo anual de energía atendida con plantas diesel locales de 1825 kW o motores CAT	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo anual de la energía con proyecto KUSD	12.828	5.167	5.385	5.627	5.880	6.144	6.420	6.709
COSTO TOTAL CASO 2.	12.828,00	5.167,00	5.385,00	5.627,00	5.880,00	6.144,00	6.420,00	6.709,00
AHORRO CON PROYECTO (KUSD)	895,00	8.796,00	9.012,00	9.623,00	10.001,00	10.401,00	10.820,00	11.255,00

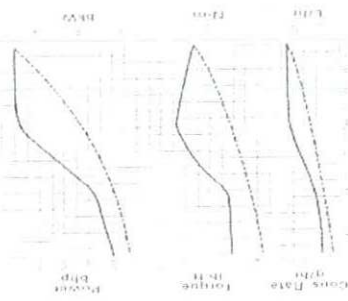
Tarifa de Generación



3406E DITA MARINE ENGINE - 336-597 kW

PERFORMANCE CURVES

E Rating - 2300 rpm
597 kW (800 bhp) @ 11 rpm



Typical Operating Curve Data

Speed rpm	Power kW	Temp °C	Rate gph	Fuel Cons. Rate gph	Temp °C	Rate gph	Fuel Cons. Rate gph
2300	180	175	140	140	175	140	140
2200	170	175	135	135	175	135	135
2100	160	175	130	130	175	130	130
2000	150	175	125	125	175	125	125
1900	140	175	120	120	175	120	120
1800	130	175	115	115	175	115	115

PRIME 1825 ekW 2281 kVA
60 Hz 1800 rpm 12 470 Volts



TECHNICAL DATA

Open Generator Set - 1800 rpm/60 Hz/12 470 Volts 1FA Tier 2 emissions level	OPTIONAL
Generator Set Package Performance	2281.25 kVA 1825 ekW
Generator Power rating @ 0.8 pf	1825.0 kW
Generator Power rating @ 0.9 pf	1642.5 kW
Generator Power rating @ 1.0 pf	1458.8 kW
Total Connected Load	127.0 Gal/hr 1407 Gal/hr
100% load with fan	71.3 Gal/hr
75% load with fan	
50% load with fan	
Air flow restriction (system)	0.12 kPa
Air flow (max @ rated speed for radiator arrangement)	0.48 m ³ /min 17250 cfm
Engine Coolant capacity with radiator/resp. tank	4750.0 L 1255.0 gal
Radiator coolant capacity	242.0 L 63.3 gal
Inlet Air	
Combustion air inlet flow rate	180.0 m ³ /min 6256.6 cfm
Exhaust System	
Exhaust gas temperature	320.0 °C 721.0 °F
Exhaust gas flow rate	408.1 m ³ /min 14417.0 cfm
Exhaust flange size (internal diameter)	203.2 mm 8.0 in
Exhaust system backpressure (maximum allowable)	6.7 kPa
Heat Rejection	
Heat rejection to coolant (total)	715 kW 40622 Btu/min
Heat rejection to exhaust (total)	1645 kW 90551 Btu/min
Heat rejection to aftercooler	612 kW 33006 Btu/min
Heat rejection to atmosphere from engine	18.0 kW 990.0 Btu/min
Heat rejection to atmosphere from alternator	18.0 kW 990.0 Btu/min
Alternator	
Motor starting capability @ 30% voltage dip	2288 kVA 1825 kW
Frame	100-F
Temperature Rise	100-F
Lube System	
Sump refill with filter	401.2 L
Emissions (Nominal)	
NOx g/hp-hr	5.21 g/hp-hr
HC g/hp-hr	1.4 g/hp-hr
PM g/hp-hr	0.027 g/hp-hr

Tarifa de generación de energía con diesel en máquina de 545 kW
El consumo de combustible referencia manual CAT 3406 40,6 Gal/Hr y GEN CAT 1825 KW para estudio caso asume 43,1 Gal/Hr Y 126,8 Gal/Hr por horas de trabajo equipo y tendencias de consumo

Tarifa de generación de energía con diesel en máquina de 545 kW \$ 622,62

Tarifa de generación de energía con diesel en máquina de 1825 kW \$ 547,01

Inversión fija

ITEM	CONCEPTO	VALOR
1	Análisis cortocircuito y coord. protecciones:	\$12.868.640,00
2	Generadores de 1825 KW 4,16 KV	\$2.683.047.360,50
3	Transformadores	\$901.111.200,00
4	Celdas "Fase 1"	\$1.032.065.544,08
5	Conductores	\$232.340.068,08
6	Cables de guarda	\$374.545.252,00
7	Postes de concreto	\$1.013.202.000,00
8	Celdas "Fase 2"	\$874.752.079,96
9	Subestación eléctrica 34,5/4,16 kv con centro de generación de respaldo	\$5.812.197.773,01
10	Líneas eléctricas (troncal y ramales a pozo) 34,5 KV	\$5.530.000.000,00
11	Punto de conexión al SIN	\$450.000.000,00
12	Subestaciones en Pozos	\$4.277.230.506,00
13	Acondicionamiento del sistema SCADA en celdas	\$680.100.000,00
14	Compresores de aire	\$108.533.000,00
15	Tanques de combustible	\$71.920.000,00
TOTAL		\$24.035.014.453,63
TOTAL (KUSD)		\$12991,90

ITEM	CONCEPTO	COSTO ADQUISICION	DEPRECIACION								
			1	2	3	4	5	6	7	8	
1	Generadores de 1825 KW 4,16 KV	\$2.683.047.360,50	1623,11	1623,11	1623,11	1623,11	1623,11	1623,11	1623,11	1623,11	1623,11
2	Transformadores	\$901.111.200,00									
3	Celdas "Fase 1"	\$1.032.065.544,08									
4	Conductores	\$232.340.068,08									
5	Cables de guarda	\$374.545.252,00									
6	Postes de concreto	\$1.013.202.000,00									
7	Celdas "Fase 2"	\$874.752.079,96									
8	Subestación eléctrica 34,5/4,16 kv con centro de generación de respaldo	\$5.812.197.773,01									
9	Líneas eléctricas (troncal y ramales a pozo) 34,5 KV	\$5.530.000.000,00									
10	Punto de conexión al SIN	\$450.000.000,00									
11	Subestaciones en Pozos	\$4.277.230.506,00									
12	Acondicionamiento del sistema SCADA en celdas	\$680.100.000,00									
13	Compresores de aire	\$108.533.000,00									
14	Tanques de combustible	\$71.920.000,00									
15											
TOTAL		\$24.022.073.813,63									
TOTAL (KUSD)		12984,91									

Inversión Preoperativa

ITEM	CONCEPTO	VALOR
1	Diseños SMA	\$121.330.162,00
2	Gestión inmobiliaria, Trámites Ambientales(servidumbres, daños)	\$300.000.000,00
3	Desarrollo de Ingeniería	\$110.233.918,13
4	Gestoría Técnica	\$376.740.000,00
5	Publicidad	\$36.904.820,00
TOTAL		\$ 945.208.900
TOTAL (KUSD)		-510,92

Inversión Total

CONCEPTO	VALOR
Inversión Fija	(KUSD) -12991,90
Inversión Preoperativa	(KUSD) -510,92
Inversión Capital de trabajo	(KUSD)
TOTAL	(KUSD) -13502,82

Tiempo

n 8 años

Flujo de Caja

Precios constantes del año 0 Ireal= 12,2%

CONCEPTO	AÑOS								
	0	1	2	3	4	5	6	7	8
AHORRO CON PROYECTO	-13502,82	885,00	8.796,00	9.012,00	9.623,00	10.001,00	10.401,00	10.820,00	11.255,00
IMPUESTO		-313,25	-3078,80	-3154,20	-3388,05	-3500,35	-3640,35	-3787,00	-3939,25
FLUJO NETO	-13502,82	581,75	5717,40	5857,80	6254,95	6500,65	6760,65	7033,00	7315,75
PRECIOS CORRIENTES		3,4%	3,2%	3,0%	2,8%	2,6%	2,4%	2,2%	2,0%
INFLACION ACUMULADA		103,4%	106,71%	109,91%	112,99%	115,93%	118,71%	121,32%	123,75%
AHORRO CON PROYECTO	-13502,82	925,43	9.388,11	9.905,09	10.872,79	11.593,68	12.346,76	13.128,71	13.927,54
IMPUESTO		- 323,90	- 3.285,14	- 3.466,78	- 3.805,48	- 4.057,79	- 4.321,37	- 4.594,35	- 4.874,64
FLUJO NETO (1+TICorr) ^h	-13502,82	601,53	6.100,97	6.438,31	7.067,31	7.535,89	8.025,39	8.532,36	9.052,90
VALOR PRESENTE NETO	-13502,82	518,49	5095,72	5220,86	5574,82	5753,81	6025,53	6288,27	6520,28

VPN 27514,96

TIR real

23,85%

TIR corr

27,20%

WACC - ECP	12,20%	8%
VPN	27.514,96	KUSD
TIR real	23,85%	
TIR	27,20%	
TIRM	18,31%	

