

**EVALUACIÓN DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE
GENERACIÓN CON GAS EN EL CAMPO DE PRODUCCIÓN CASABE DE LA
GERENCIA DE OPERACIONES Y DESARROLLO DEL RÍO (YONDÓ,
ANTIOQUIA) ECOPETROL S.A.**

**VLADIMIR ORLANDO MURILLO DELGADO
MANUEL BYRON PAYARES VÁSQUEZ**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESPECIALIZACION SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2016**

**EVALUACIÓN DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE
GENERACIÓN CON GAS EN EL CAMPO DE PRODUCCIÓN CASABE DE LA
GERENCIA DE OPERACIONES Y DESARROLLO DEL RÍO (YONDÓ,
ANTIOQUIA) ECOPETROL S.A.**

**VLADIMIR ORLANDO MURILLO DELGADO
MANUEL BYRON PAYARES VÁSQUEZ**

**Monografía como requisito para optar el título de Especialista en
SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**Director:
GABRIEL ORDÓÑEZ PLATA
Doctor en Ingeniería Industrial: Área Ingeniería Eléctrica**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESPECIALIZACIÓN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA, COLOMBIA
2016**

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. OBJETIVOS.....	18
1.1 OBJETIVO GENERAL	18
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	18
2. ANTECEDENTES.....	19
3. MARCO CONCEPTUAL	21
3.1 CONFIGURACIÓN SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN ACTUAL....	23
3.2 CAUSAS DE FALLA	26
3.3 COSTO ENERGÉTICO	27
4. DESARROLLO DEL PROYECTO DE GENERACIÓN	31
4.1 GENERALIDADES	31
4.1.1 Fase 1	32
4.1.2 Fase 2.....	33
4.2 TECNOLOGÍAS PERMITIDAS PARA LOS CENTROS DE GENERACIÓN ...	34
4.3 ENERGÍA HORARIA MÍNIMA INSTALADA (EHMI)	34
4.4 ENERGÍA HORARIA MÍNIMA CONTRATADA (EHMC).....	35
4.5 CAPACIDAD MÍNIMA DE TRANSFORMACIÓN.	35
4.6 EFICIENCIA.....	35
4.7 CARACTERIZACIÓN DE CARGAS PARA CADA CENTRO DE GENERACIÓN.....	36
4.8 MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	36
4.8.1 Componentes del sistema de medición de energía eléctrica	37
4.8.2 Clasificación de los puntos de medición	37
4.8.3 Requisitos de exactitud.....	38
4.9 MEDICIÓN DE GAS	41
4.10 SUMINISTRO Y ESPECIFICACIONES DEL GAS.....	42
4.11 CENTRO DE GENERACIÓN CASABE	42

4.11.1 Localización del centro de generación Casabe.....	43
4.11.2 Configuración del centro de generación Casabe	43
4.11.3 Energía horaria mínima a instalar	44
4.11.4 Energía horaria mínima contratada.....	45
4.11.5 Sistema de distribución de energía eléctrica del centro de generación Casabe	45
4.11.6 Características de la carga	46
4.11.7 Modos de operación	47
4.11.8 Combustible de operación	47
4.12 CENTRO DE GENERACIÓN CASABE SUR.....	49
4.12.1 Localización	49
4.12.2 Configuración del centro de generación Casabe Sur.....	49
4.12.3 Energía horaria mínima a instalar	51
4.12.4 Energía horaria mínima contratada.....	51
4.12.5 Sistema de distribución de energía eléctrica.....	51
4.12.6 Características de la carga	52
4.12.7 Modos de operación del centro de generación Casabe Sur	53
4.12.8 Combustible de operación	53
4.13 TARIFA UNITARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	55
4.13.1 Reajustes de la tarifa unitaria.....	56
4.14 CÁLCULO DE DISPONIBILIDAD	57
4.14.1 Disponibilidad del periodo de liquidación (DPL).....	57
4.15 LIQUIDACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	58
4.15.1 Energía eléctrica facturada en el período (EFP).....	58
4.15.2 Hora con disponibilidad 100%.....	58
4.15.3 Cálculo de la energía eléctrica a penalizar (EP) por disponibilidad inferior a 97%.....	59
4.15.4 Tarifa para la energía eléctrica a penalizar (TEP).....	59
4.15.5 Valor de la liquidación del periodo (VL)	59
5. NORMAS Y ASPECTOS LEGALES APLICABLES	60

5.1 ASPECTOS AMBIENTALES	60
5.1.1 Aprovechamiento del gas.....	60
5.1.2 Emisiones de gases contaminantes.....	62
5.1.3 Niveles máximos de ruido permitidos en los centros de generación de energía eléctrica	63
5.2 PROCESO DE GENERACIÓN Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA	65
6. MODELADO DE LOS CENTROS DE GENERACIÓN	68
6.1 CENTRO DE GENERACIÓN CASABE	68
6.2 CENTRO DE GENERACIÓN CASABE SUR.....	74
6.3 ESCENARIOS OPERATIVOS	80
6.3.1 Escenario operativo base.....	80
6.4 PERFILES DE TENSIÓN.....	84
6.5 HUECOS DE TENSIÓN ANTE FALLAS	85
7. CONCLUSIONES	88
BIBLIOGRAFÍA	95

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación de los campos de Producción	22
Figura 2. Diagrama unifilar del sistema de distribución de energía eléctrica del campo Casabe	25
Figura 3. Pérdidas de Producción por fallas eléctricas en el año 2014.....	26
Figura 4. Pérdidas de producción por fallas eléctricas en el año2015	27
Figura 5. Comportamiento de la producción de crudo del activo Casabe <i>versus</i> el consumo de energía eléctrica.....	28
Figura 6. Intensidad Energética <i>versus</i> el costo anual de la energía eléctrica	29
Figura 7. Costo de la energía eléctrica por barril <i>versus</i> costo total de levantamiento del barril.....	29
Figura 8. Ubicación CG Casabe	43
Figura 9. Diagrama unifilar CG Casabe	44
Figura 10. Localización de las ERTC campo Casabe.....	47
Figura 11. Esquema de recolección de gas hacia generación.....	48
Figura 12. Punto de conexión del gas combustible para centro de generación Casabe.....	48
Figura 13. Ubicación Centro de Generación Casabe Sur	49
Figura 14. Diagrama unifilar centro de generación Casabe Sur	50
Figura 15. Trazado de la línea eléctrica centro de generación Casabe Sur	52
Figura 16. Esquema de recolección de gas de anulares en Casabe Sur	54
Figura 17. Localización de las ERTC Casabe Sur	55
Figura 18. Evaluación de los niveles de ruido en uno de los centros de generación de energía eléctrica.....	65
Figura 19. Modelo en NEPLAN generadores de 500 kW.....	69
Figura 20. Modelo en NEPLAN transformador de 4 MVA del CG Casabe	69

Figura 21. Curva de daño transformador 4 MVA Centro de Generación Casabe (Categoría II acorde a IEEE Std C57.109-1993)	70
Figura 22. Modelo cable XLPE MT.	71
Figura 23. Soportabilidad de conductor y pantalla cable MV 90 Cu 1/0 35 kV aislamiento al 100% (área del conductor 53,5 mm ²).....	72
Figura 24. Modelo cable XLPE BT.....	73
Figura 25. Soportabilidad de conductor cable XLPE Cu 500 kcmil (área del conductor 253 mm ²).....	73
Figura 26. Modelado del centro de generación Casabe	74
Figura 27. Modelo en NEPLAN generadores de 1200 kW.....	75
Figura 28. Modelo en NEPLAN transformador de 4 MVA del CG Casabe Sur	76
Figura 29. Modelo en NEPLAN transformador de 3 MVA del CG Casabe Sur	77
Figura 30. Curva de daño transformador 3 MVA Centro de Generación Casabe (Categoría II acorde a IEEE Std C57.109-1993)	78
Figura 31. Soportabilidad de conductor y pantalla cable MV 90 Cu 1/0 35 kV aislamiento al 100% (área del conductor 53,5 mm ²).....	79
Figura 32. Modelo centro de generación Casabe Sur.....	80
Figura 33. Potencia importada desde I01-ECP01.....	82
Figura 34. Potencia inyectada desde centro de generación Casabe.....	82
Figura 35. Potencia importada desde I13A-ET005	83
Figura 36. Potencia inyectada desde centro de generación Casabe Sur	83

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Sistema de distribución de energía eléctrica del campo Casabe	23
Tabla 2. Cortes eléctricos generales y diferida asociada	27
Tabla 3. Costo promedio de la tarifa de energía eléctrica y participación de la energía eléctrica en el <i>lifting cost</i>	30
Tabla 4. Clasificación de puntos de medición	38
Tabla 5. Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida	39
Tabla 6. Plazo entre calibración y puesta en servicio de elementos del SM.....	41
Tabla 7. Frecuencia de mantenimiento de acuerdo al PM.....	41
Tabla 8. Rango de tensión suministrada por el centro de generación Casabe	44
Tabla 9. Energía horaria mínima instalada en el centro de generación Casabe	45
Tabla 10. Energía horaria mínima contratada en el centro de generación Casabe	45
Tabla 11. Rango de tensión suministrada por el centro de generación Casabe Sur.....	51
Tabla 12. Energía horaria mínima contratada en el centro de generación Casabe Sur.....	51
Tabla 13. Energía horaria contratada en el centro de generación Casabe Sur	51
Tabla 14. Tarifa del kWh para cada centro de generación	55
Tabla 15. Tarifa reajustada año 2016 centro de generación Casabe Sur	57
Tabla 16. Tarifa de energía reajustada año 2016 centro de generación Casabe	57
Tabla 17. Estándares máximos de niveles de emisión de ruido en dB(A)	64
Tabla 18. Parámetros de los generadores 500 kW	68
Tabla 19. Parámetros generadores 1200 kW	75
Tabla 20. Perfiles de tensión en escenarios operativos.....	84

Tabla 21. Huecos de tensión para falla trifásica en S/E ET005 (GRB)	85
Tabla 22. Huecos de tensión para falla trifásica en S/E ECP001	85
Tabla 23. Huecos de tensión para falla trifásica en S/E Producción	85
Tabla 24. Huecos de tensión para falla trifásica en S/E PIA CASABE	86
Tabla 25. Huecos de tensión para falla trifásica en S/E CASABE SUR.....	86
Tabla 26. Huecos de tensión para falla trifásica en S/E PEÑAS BLANCAS	86
Tabla 27. Huecos de tensión para falla trifásica en fin del Circuito 1	86
Tabla 28. Resultados Escenario 4	87

LISTA DE ABREVIATURAS

AVR	<i>Automatic Voltage Regulator (Regulador Automático de Tensión)</i>
BIL	<i>Basic Insulation Level (Nivel Básico de Aislamiento)</i>
BOPD	<i>Barrels Of Oil Per Day (Barriles de petróleo por día)</i>
BTU	<i>British Thermal Unit (Unidad Térmica Británica)</i>
CG	<i>Centro de Generación</i>
CREG	<i>Comisión de Regulación de Energía y Gas</i>
DPS	<i>Dispositivo de protección contra sobretensiones</i>
EFP	<i>Energía Facturada en el Período</i>
EHMC	<i>Energía Horaria Mínima Contratada</i>
EHMI	<i>Energía Horaria Mínima Instalada</i>
ERTC	<i>Estación de Recolección y Tratamiento de Crudo</i>
EP	<i>Energía Penalizada</i>
ESP	<i>Electrical Sumersible Pump (Bombeo Electrosumergible)</i>
ESPCP	<i>Electrical Sumersible Progressing Cavity Pump (Bombeo electrosumegrible con cavidades progresivas)</i>
IPP	<i>Índice de Precios del Productor</i>
MT	<i>Media tensión</i>
NTC	<i>Norma Técnica Colombiana</i>
PBE	<i>Penalización por Baja Eficiencia</i>
PCP	<i>Progressing Cavity Pump (Bombeo por Cavidades Progresivas)</i>
PSI	<i>Pound per Square Inch (Libra por pulgada cuadrada)</i>
SDL	<i>Sistema de Distribución Local</i>
SIN	<i>Sistema de Interconexión Nacional</i>
STR	<i>Sistema de Transmisión Regional</i>
TAP	<i>Tarifa del Contrato Aplicable al Periodo</i>
VFD	<i>Variable Frequency Drive (Variador de Frecuencia).</i>

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE GENERACIÓN CON GAS EN EL CAMPO DE PRODUCCIÓN CASABE DE LA GERENCIA DE OPERACIONES Y DESARROLLO DEL RÍO (YONDÓ, ANTIOQUIA) ECOPETROL S.A.*

AUTORES: VLADIMIR ORLANDO MURILLO DELGADO
MANUEL BYRON PAYARES VÁSQUEZ**

PALABRAS CLAVES: Industria del petróleo, consumo de energía, fuentes de energía, confiabilidad de sistemas de potencia, generación distribuida.

DESCRIPCIÓN:

Evitar pérdidas de producción por fallas eléctricas y la reducción de costos por consumo de energía eléctrica son temas relevantes en la industria en general, y en la del petróleo en particular, por su impacto en la economía.

El aprovechamiento de los recursos primarios asociados a la extracción de petróleo, como el gas natural, para ser usados como combustible para la generación de energía eléctrica, tiene varias ventajas importantes: reducción del desperdicio de gas - consecuentemente el no pago de regalías por quema o venteo - niveles relativamente bajos de emisiones, reducción de costos por compra de energía y aumento de la confiabilidad de los sistemas de potencia, aunque en este último aspecto aún se deben hacer esfuerzos que dependen de las singularidades de cada caso.

El concepto de generación distribuida de energía eléctrica permite el uso local de la generación eléctrica, es decir, cerca de donde se halla la demanda, y debe apuntar a lograr la autonomía energética, de forma que la conexión al sistema de distribución local sea considerada sólo en caso de respaldo. Los beneficios que se logran a partir de la implementación de proyectos como los abordados en esta monografía, es razón para que sean considerados seriamente como casos de estudios para lograr subsanar los baches reglamentarios y técnicos que existen.

* Monografía.

**Facultad de Ingenierías Físico- Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. Director: Dr. Gabriel Ordóñez Plata.

ABSTRACT

TITLE: ASSESSMENT OF THE ELECTRICITY GENERATION WITH GAS IN THE FIELD "CASABE" OWNED BY ECOPETROL S.A.

AUTHORS: Vladimir Orlando Murillo Delgado, Manuel Byron Payares Vásquez **

KEYWORDS: Petroleum industry, energy consumption, energy sources, power system reliability, distributed power system.

DESCRIPTION

Avoid production losses due to power failures and reducing electric power consumption costs are important issues in the industry in general, and in the oil industry in particular for its impact on the economy. Currently the reduction of the contribution of the consumption of electricity in the costs incurred by companies in the oil industry is a challenge, taking into include factors such as low oil prices and the effect of climatic events on energy rates

The use of primary resources associated with oil extraction, such as natural gas, for use as fuel for power generation, has several important advantages: reducing waste gas - consequently nonpayment of royalties for burning or venting - relatively low emissions, reduced energy purchase costs and increase the reliability of power systems, although the latter still must make efforts that depend on the peculiarities of each case.

The concept of distributed generation of electricity allows local use of electricity generation, i.e., close to where the demand is, and should aim to achieve energy independence, so that the connection to the local distribution system is considered only if backup. The benefits achieved from the implementation of projects such as those addressed in this monograph is reason to be seriously considered as case studies to achieve overcome the regulatory and technical potholes that exist.

* Monograph

** Faculty of Physical-Mechanical Engineerings. School of Electrical Engineering, Electronic and Telecommunication. Systems Specialization Power Distribution. Director: PhD Gabriel Ordóñez Plata.

INTRODUCCIÓN

El suministro de energía eléctrica de manera continua, confiable, y eficiente es primordial en los procesos productivos actuales. En sectores críticos para la economía, como el de la actividad petrolera, una perturbación debida a fallas eléctricas en activos claves en la operación puede generar pérdidas considerables de producción.

Actualmente la reducción del aporte que tiene el consumo de energía eléctrica en los costos que asumen las empresas de la industria petrolera constituye un desafío, si se tienen en cuenta factores tales como: los bajos precios del petróleo y el efecto de los fenómenos climáticos en las tarifas de energía. El aprovechamiento de los recursos naturales que se captan o extraen directamente de yacimientos, como por ejemplo, el gas asociado a la extracción del petróleo crudo, para la producción de electricidad, representa una alternativa viable en la reducción de los costos por consumo eléctrico en la extracción, transporte y tratamiento de hidrocarburos.

Este trabajo se centra en la evaluación del suministro de energía eléctrica usando el gas asociado a la producción de un campo petrolero. En el desarrollo de esta monografía serán caracterizados los sistemas de distribución eléctrica del caso estudiado. Se mostrarán los modos de falla más recurrentes y las pérdidas de producción que ocasionan. Asimismo, se examinará la interrelación entre los sistemas de generación y el sistema de distribución eléctrica.

Este trabajo está dividido en varios capítulos de la siguiente manera:

En el capítulo 1 se exponen el objetivo general y los objetivos específicos planteados para el desarrollo del estudio.

En el capítulo 2 se relata el desarrollo de la actividad petrolera en el campo, desde el otorgamiento de la concesión a inicios del siglo XX que le dio origen, las diferentes etapas y transformaciones presentadas en su desarrollo, sus actuales condiciones y las últimas iniciativas del uso del gas como combustible para la generación de energía eléctrica.

En el capítulo 3 se expone la configuración del sistema eléctrico, su topología y la caracterización de sus alimentadores, circuitos y líneas. Se recopilan y clasifican las fallas, las causas que las originaron y las pérdidas de producción que ocasionaron en los años 2014 y 2015.

El capítulo 4 se realiza una descripción del desarrollo de los dos proyectos de generación y sus características más importantes.

En el capítulo 5 se señalan las normas, regulaciones, y aspectos legales aplicables.

Finalmente, en el capítulo 6, por medio de simulaciones, se evalúa el efecto que tendría la ocurrencia de fallas en nodos estratégicos del sistema, y cuál sería el aporte de los centros de generación ante las fallas planteadas, considerando varios posibles escenarios operativos.

1. OBJETIVOS

A continuación se establecen el objetivo general y los objetivos específicos de esta monografía.

1.1 OBJETIVO GENERAL

Caracterizar las condiciones para la suplencia de la demanda de energía en los aspectos técnicos, operativos y de mercado en el campo de explotación Casabe propiedad de Ecopetrol S.A. S.A.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir las fases del desarrollo del proyecto para suministro de energía eléctrica usando el gas extraído en el campo de explotación Casabe.
- Caracterizar la configuración del sistema de distribución eléctrica existente en el campo.
- Plantear estrategias para garantizar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica, considerando la operación de los centros de generación de energía eléctrica.
- Evaluar el efecto de la conexión de los centros de generación de energía eléctrica, considerando diferentes escenarios operativos.
- Evaluar el efecto que tiene el uso de la generación de energía eléctrica en el costo del levantamiento del crudo.
- Establecer el cumplimiento de la normatividad y los aspectos legales en materia operativa, técnica, de seguridad industrial y ambiental, aplicados en el desarrollo del proyecto de generación de energía eléctrica.

2. ANTECEDENTES

El campo Casabe está ubicado en el municipio de Yondó, el cual pertenece a la región del Magdalena Medio en el departamento de Antioquia. A partir de 1931 con la Ley 37 se inicia el otorgamiento de concesiones en el país. A comienzos de 1936, la compañía holandesa *Shell* inició sus operaciones en Colombia. En ese año, se fundó la compañía colombiana de petróleo El Cóndor, denominada después Shell Cóndor S.A. En la concesión Yondó, 46880 hectáreas, fue otorgada a *Shell* en 1938.

En junio de 1941 se construyó el primer pozo petrolero (Casabe 1), el primero perforado en el área de la concesión Yondó, dándose inicio a la explotación del hidrocarburo, frente al puerto de Barrancabermeja, su producción inicial llegó a los 430 barriles diarios el 20 de octubre de 1941. Después, el presidente Alfonso López Pumarejo abrió la válvula del oleoducto que transportaría los primeros cinco mil barriles extraídos de ese pozo y con los cuales comenzaba la producción comercial de la concesión otorgada por el gobierno colombiano. Casabe se convertía, así, en uno de los campos más importantes del país. [1] Los siete generadores de la primera planta eléctrica producían la energía necesaria para impulsar las 396 unidades de bombeo que extraían el petróleo de los pozos y movían la maquinaria industrial y los equipos caseros.

A finales de 1974, *Shell* tomó la decisión de negociar la entrega anticipada de la concesión, en razón a la limitación de las exportaciones de crudo. Al iniciarse la administración del campo por parte de la Empresa Colombiana de Petróleos, se habían producido 310 millones de barriles de petróleo y quedaban 190 millones por producir [1].

A partir de 1976, Ecopetrol S.A. S.A. inició los primeros estudios tendientes a mejorar las condiciones de producción del campo, para lo cual se reformaron las

instalaciones, se adquirieron modernos equipos y se realizaron nuevos estudios de los yacimientos. [1]

Con el proyecto de recuperación secundaria iniciado por Ecopetrol, a partir de junio de 1985, y con las inversiones realizadas, se le devolvió a Casabe la posición destacada que tenía en el concierto petrolero nacional, elevando su producción de 3500 barriles por día a cerca de 12500 barriles diarios para 1991.[1]

En el año 2004, Ecopetrol S.A. S. A. y *Schlumberger* forjaron una alianza para revitalizar el campo Casabe, utilizando métodos actualizados de manejo de yacimientos de alta complejidad. La alianza logró revertir la declinación de la producción; desde marzo de 2010, se incrementó, pasando de 5200 a más de 16000 barriles diarios. [2] Ante las nuevas expectativas de crecimiento de producción, la demanda de energía eléctrica, que actualmente es de 17 MW, superará los 23 MW. Los sistemas de levantamiento que están siendo utilizados en el campo son muy sensibles a las fallas eléctricas, razón por la cual se requiere confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

El descubrimiento de pozos gasíferos en el campo y el desarrollo de facilidades para su explotación y aprovechamiento, establecieron las condiciones justas para el desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica.

En diciembre de 2007 Ecopetrol S.A. S.A. firmó cinco contratos para el suministro de energía eléctrica por medio de centros de generación con gas para los campos de Tibú, Cantagallo, Yariguí, El Centro y Casabe, para los cuales se adelantó un concurso abierto. El contrato de generación en campo Casabe inició con el suministro de energía el 1 de marzo de 2009 con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2013, con una capacidad de 1 MW.

3. MARCO CONCEPTUAL

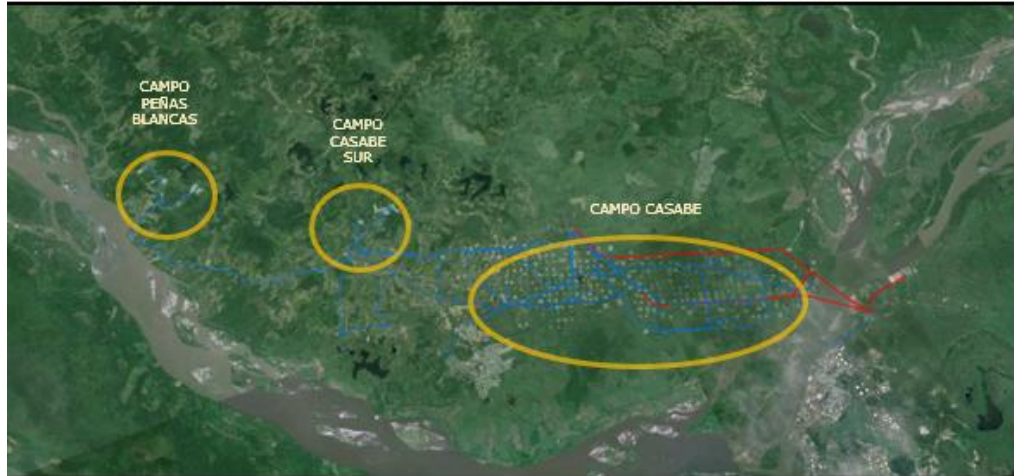
El activo Casabe de Ecopetrol S.A. se encuentra ubicado entre el municipio Yondó y sus veredas en el departamento de Antioquia al occidente de Barrancabermeja, está conformado por tres campos cuya producción promedio diaria es de 21880 BOPD* distribuidos así:

1. Campo Casabe con un área aproximada de 50km² y una producción promedio diaria de 16862 BOPD* En este campo se ubican la Subestación Eléctrica de Producción y la Subestación Eléctrica de Planta de Inyección de Casabe.
2. Campo Casabe Sur con un área aproximada de 4km² y una producción promedio diaria de 2983 BOPD¹ En este Campo se ubica la Subestación Eléctrica Principal de Casabe Sur.
3. Campo Peñas Blancas con un área aproximada de 4km² y una producción promedio diaria de 2036 BOPD¹ En este Campo se ubica la Subestación Eléctrica Principal de Peñas Blancas.

La Figura 1 muestra la ubicación de los campos que conforman el Activo Casabe.

* Información extraída del reporte final de Producción del 31 de diciembre del año 2015.

Figura 1. Ubicación de los campos de Producción



El suministro de energía eléctrica de estos tres Campos se hace desde la Subestación ECP001 ubicada en Termobarranca y la Subestación Eléctrica ET005 en la Refinería de Barrancabermeja, teniendo disponibilidad de tres tipos diferentes de suministro de energía eléctrica:

1. Energía no regulada, suministrada a través del interruptor I01 con interconexión al Sistema de Transmisión Regional (STR) de 115 kV de ESSA, aguas arriba de la Subestación Eléctrica ECP001 en las Subestación Eléctrica de Termobarranca.
2. Energía generada contratada, suministrada a través del interruptor I01 con interconexión a los generadores de energía de ESSA, aguas arriba de la Subestación Eléctrica ECP001.
3. Energía generada directamente, suministrada a través del interruptor I13A con interconexión al sistema eléctrico de generación de energía eléctrica de la refinería aguas arriba de la subestación eléctrica ET005 de la refinería o a través del interruptor I01 con interconexión eléctrica aguas arriba entre la subestación ECP001 de Termobarranca y la subestación ET005 de la refinería de Barrancabermeja.

3.1 CONFIGURACIÓN SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN ACTUAL

Actualmente, el sistema eléctrico de distribución del activo Casabe maneja dos niveles de tensión: a 34,5 kV y 6,9 kV, los cuales operan como se muestra en la Tabla 1.

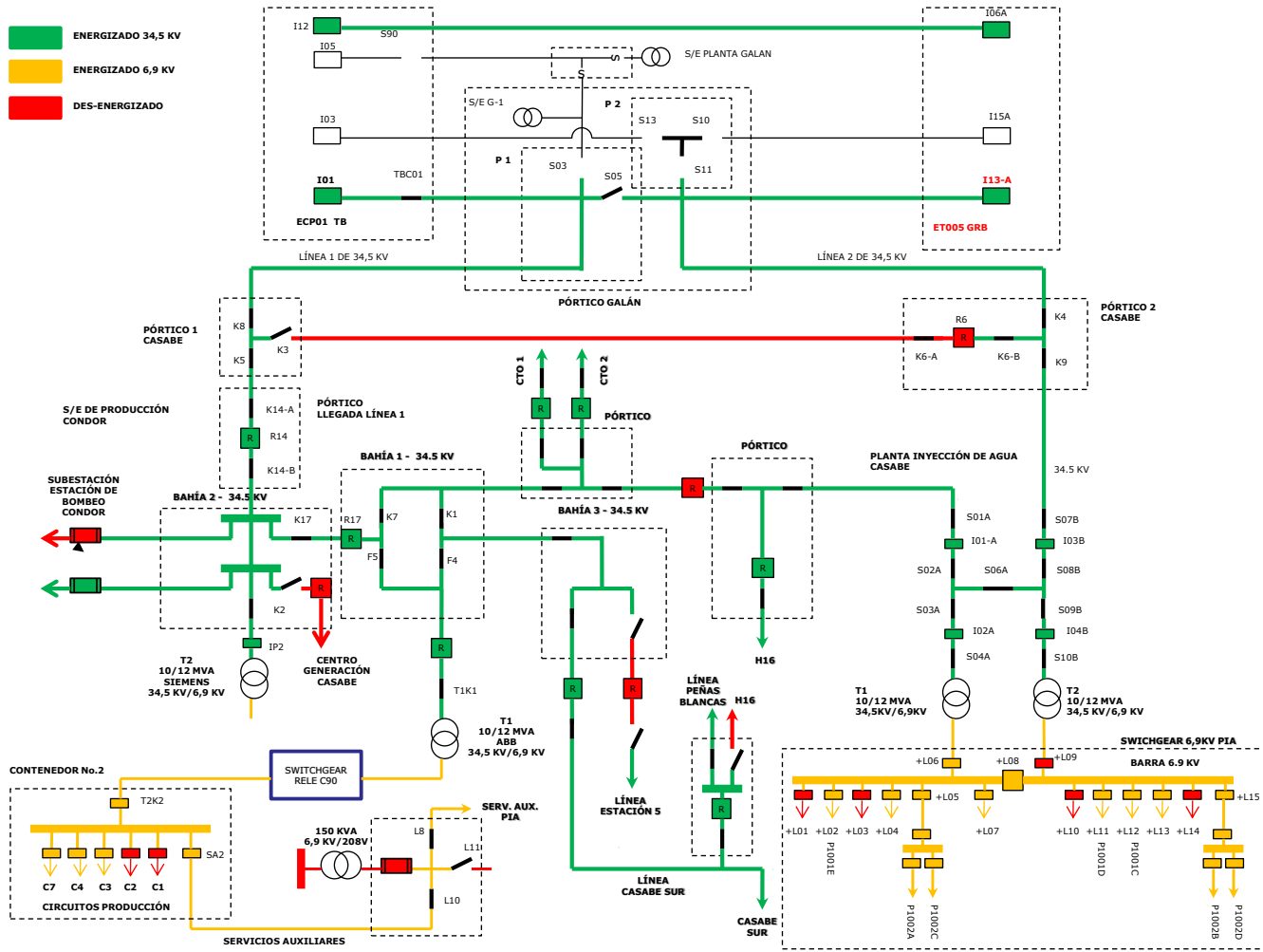
Tabla 1. Sistema de distribución de energía eléctrica del campo Casabe

Nivel de Tensión	Línea/Circuito	Configuración
34,5 kV	Línea 1	Línea eléctrica principal que interconecta la Subestación ECP001 de Termobarranca con la Subestación de Producción en el campo Casabe. Cruza el río Magdalena a través de dos (2) torres tipo castillete. Longitud estimada de 9,5 km. En caso de contingencia o de falla de la Línea 2 sólo se puede distribuir a través de esta Línea el 80% de 17 MVA que corresponde a la carga total del activo Casabe (Campos Casabe, Casabe Sur y Peñas Blancas).
	Línea 2	Línea eléctrica principal que interconecta la Subestación Eléctrica ET005 de la Refinería de Barrancabermeja con la Subestación Eléctrica de Planta de Inyección de Agua de Casabe a través de cuatro (4) torres tipo <i>cara de gato</i> . Longitud estimada de 7,0 km. En caso contingencia o de falla de la Línea 1 es capaz de suplir toda la carga del activo Casabe.
	Enlace Pórtico 1 a Pórtico 2	Línea eléctrica de interconecta las líneas 1 y 2 desde los pórticos de maniobra 1 y 2 ubicados en el costado occidental del río Magdalena en el campo Casabe. Longitud estimada de 820 m.
	Enlace PIA - Producción	Línea eléctrica de interconecta la Subestación Eléctrica de Producción y la Subestación Eléctrica de Planta de Inyección en el campo Casabe. Longitud estimada de 2,5 km.
	Línea Estación 5	Línea eléctrica que interconecta la Estación 5 con la Subestación Eléctrica de Producción en el campo Casabe. Longitud estimada de 4,7 km. La carga promedio de la Estación 5 es de 400 kVA.
	Línea de Casabe Sur	Línea eléctrica que interconecta la Subestación Principal de Casabe Sur con la Subestación de Producción en Casabe. Longitud estimada de 6,6 km.
	Línea Peñas Blancas	Línea eléctrica que interconecta la Subestación Principal de Peñas Blancas con el Pórtico de Maniobra del PC11. El Pórtico de Maniobra del PC11 se encuentra ubicado en la línea de Casabe Sur. Longitud estimada de 11,0 km.
	Circuito H16	Circuito que alimenta los pozos de captación de agua desde la Subestación Eléctrica de Planta de Inyección de Agua de Casabe. La longitud estimada de este circuito es de 13,7 km. La carga promedio es de 900 kVA.

Nivel de Tensión	Línea/Circuito	Configuración
	Circuito 1	Circuito que alimenta los pozos de producción del lado norte del campo Casabe desde la Subestación Eléctrica de Producción. La longitud estimada de este circuito es de 9,8 km. La carga promedio es de 1,1 MVA.
	Circuito 2	Circuito que alimenta los pozos de producción del lado norte del campo Casabe desde la Subestación Eléctrica de Producción. La longitud estimada de este circuito es de 13,6 km. La carga promedio es de 1,4 MVA.
6,9 kV	Circuito 3	Circuito que alimenta la zona Industrial del campo Casabe desde la Subestación Eléctrica de Producción del campo Casabe. La longitud estimada es de 4,7 km. La carga promedio es de 400 kVA.
	Circuito 4	Circuito que alimenta los pozos de producción del lado sur del campo Casabe desde la Subestación Eléctrica de Producción. La longitud estimada de este circuito es de 4,0 km. La carga promedio es de 600 kVA.
	Circuito 7	Circuito que alimenta los pozos de producción del lado sur del campo Casabe desde la Subestación Eléctrica de Producción. La longitud estimada de este circuito es de 9,1 km. La carga promedio es de 1,0 MVA.

La Figura 2 muestra el diagrama unifilar del sistema eléctrico del Campo Casabe con sus líneas y circuitos asociados.

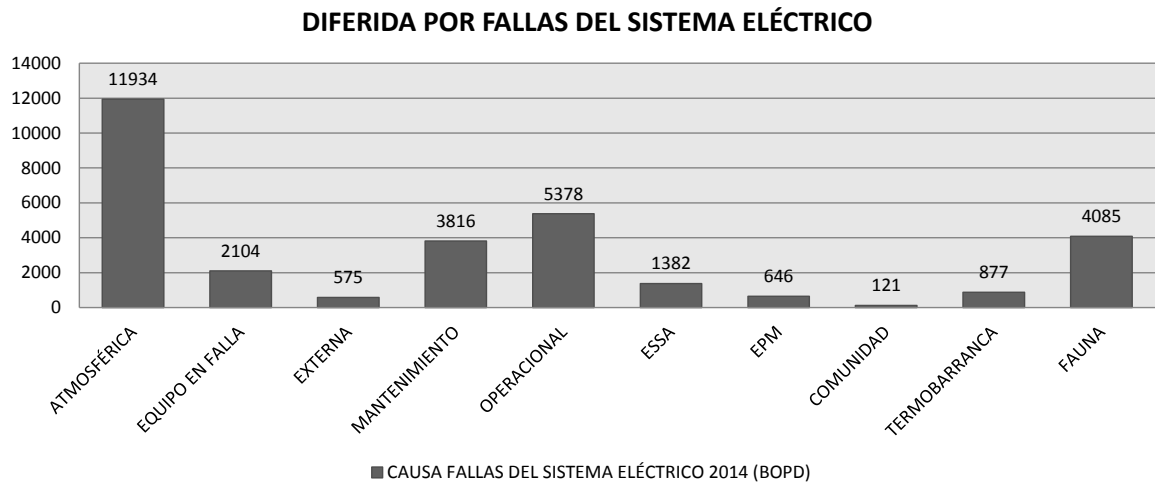
Figura 2. Diagrama unifilar del sistema de distribución de energía eléctrica del campo Casabe



3.2 CAUSAS DE FALLA

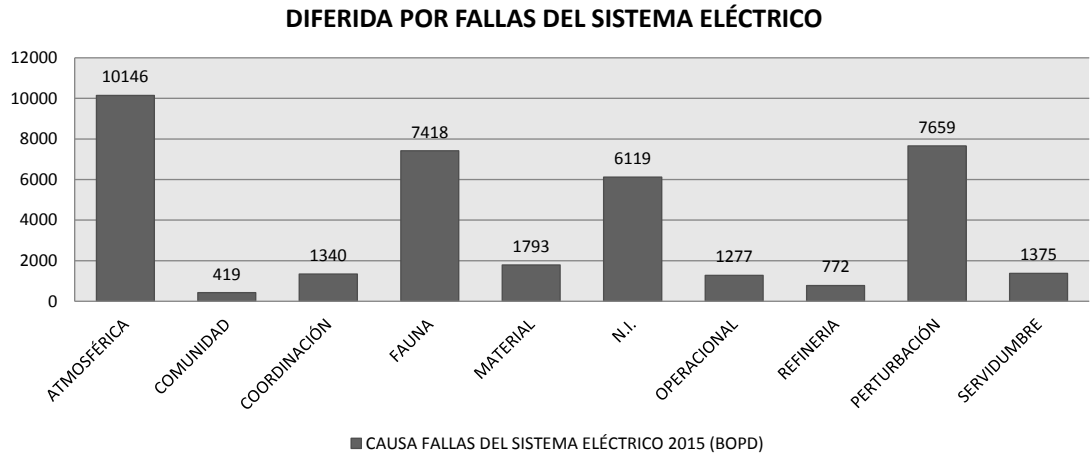
Durante los últimos dos (2) años se han presentado fallas en el sistema eléctrico del activo Casabe que han representado pérdidas significativas de producción de crudo. En el año 2015 las pérdidas atribuibles a eventos en el sistema eléctrico representaron el 4,7% de todas las pérdidas de producción en general y en el año 2014 el 4,1%*. En las figuras 3 y 4 se muestra el tipo de causa y de las pérdidas de producción que afectaron el sistema eléctrico del activo Casabe durante los dos años anteriores.

Figura 3. Pérdidas de Producción por fallas eléctricas en el año 2014



* La información fue extraída de los archivos de información guardados en AVOCET de los reportes de producción del activo Casabe y de los consumos de energía eléctrica reportados en estadística y al Comité de Energía Eléctrica.

Figura 4. Pérdidas de producción por fallas eléctricas en el año 2015



En la Tabla 2 se muestran las cantidades de *Blackouts* o cortes eléctricos generales debido a problemas en la fuente por fallas en el STR de la ESSA, en el sistema eléctrico de la refinería de Barrancabermeja, en las unidades de generación de Termobarranca y a la apertura del interruptor principal I01 de la subestación eléctrica ECP001 en Termobarranca del activo Casabe, los cuales han impactado directamente en la producción de los campos Casabe, Casabe Sur y Peñas Blancas.

Tabla 2. Cortes eléctricos generales y diferida asociada

AÑO	BLACKOUTS	DIFERIDA (BOPD)*
2014	24	16507
2015	21	15483

3.3 COSTO ENERGÉTICO

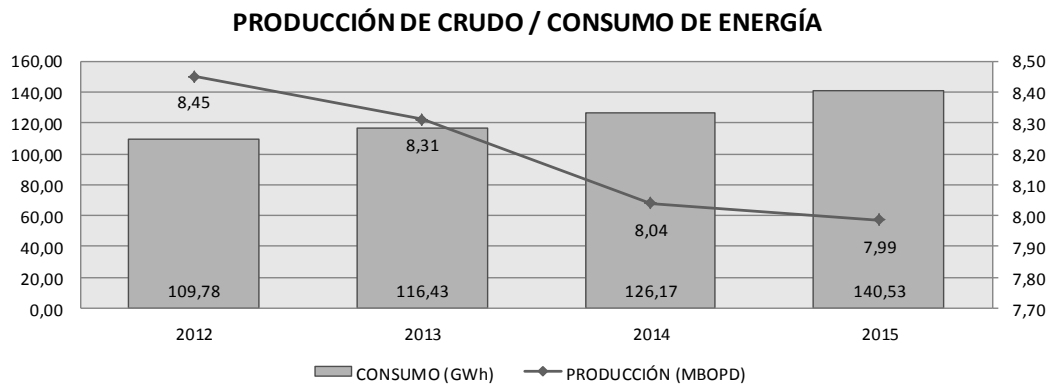
Actualmente los costos que asumen empresas colombianas por el consumo de energía eléctrica en sus procesos de producción representan una de las barreras para la competitividad de sus productos en el mercado extranjero. En algunas

* Producción diferida o producción pérdida.

empresas el servicio de energía eléctrica puede llegar a representar el 20% de sus costos de producción y en otras, dependiendo del sector donde se desarrollen, pueden llegar hasta el 35% [3]. En los campos de producción del activo Casabe de Ecopetrol S.A. tal situación es muy similar.

El campo Casabe es un campo maduro en desarrollo y debido a la reducción de su producción se usa un sistema de recobro secundario por medio de la inyección de agua al yacimiento y la implementación de sistemas de extracción de crudo como ESP (*Electrical Sumergible Pump*) o ESPCP (*Electric Submersible Progressive Cavity Pump*) que demandan un alto consumo de energía eléctrica para su funcionamiento. Para el activo Casabe el consumo de energía eléctrica y la producción de crudo han tenido, durante los últimos cuatro (4) años, el comportamiento es mostrado en la Figura 5.

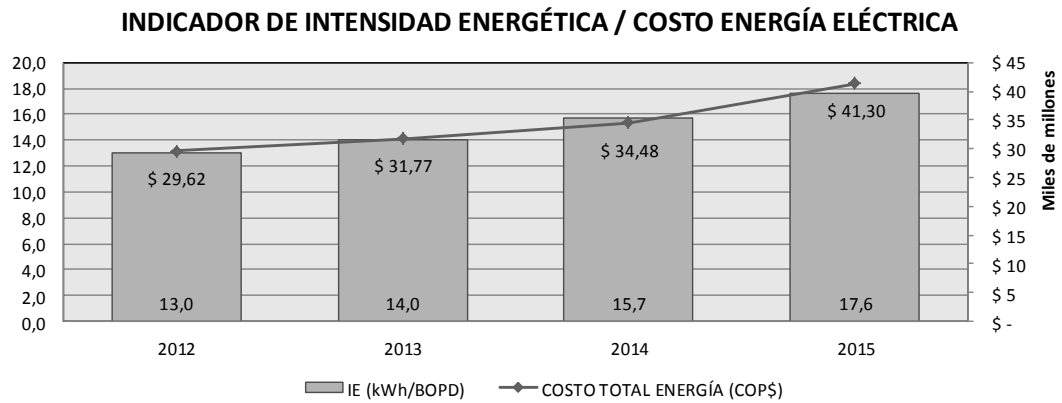
Figura 5. Comportamiento de la producción de crudo del activo Casabe *versus* el consumo de energía eléctrica*



* La información fue extraída de los archivos de información guardados en AVOCET de los reportes de producción del activo Casabe y de los consumos de energía eléctrica reportados en estadística y al Comité de Energía Eléctrica.

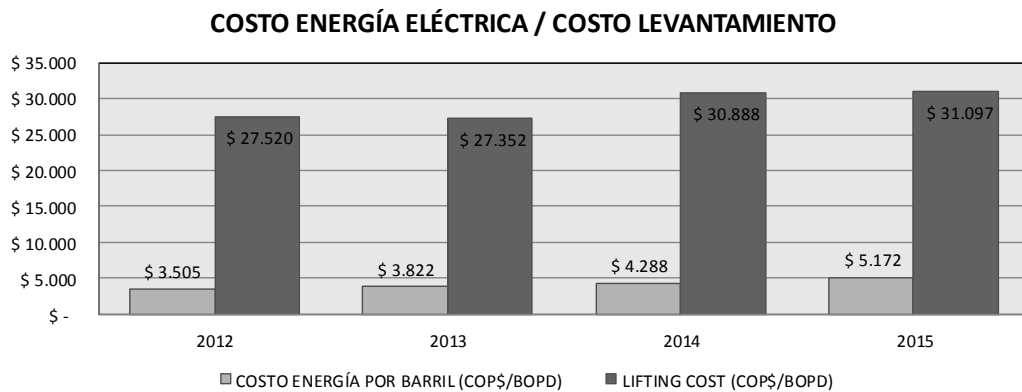
Debido al comportamiento natural del campo Casabe, el indicador de Intensidad Energética (IE) [4] ha ido en aumento y por consiguiente el costo que se paga por el consumo de la energía eléctrica también (ver Figura 6).

Figura 6. Intensidad Energética versus el costo anual de la energía eléctrica *



La Figura 7 muestra el costo de energía eléctrica por barril comparado con el costo total por levantamiento del barril.

Figura 7. Costo de la energía eléctrica por barril versus costo total de levantamiento del barril**



* La información de los costos totales facturados por energía eléctrica fue extraída de los estados financieros reportados en SAP.

** La información de los costos totales facturados por energía eléctrica fue extraída de los estados financieros reportados en SAP.

Teniendo en cuenta lo anterior, las tarifas promedio de energía por año y el porcentaje de incidencia de la energía eléctrica dentro del costo de levantamiento o *Lifting Cost* son los mostrados en la Tabla 3.

Tabla 3. Costo promedio de la tarifa de energía eléctrica y participación de la energía eléctrica en el *lifting cost*

AÑO	TARIFA ENERGÍA (COP\$/kWh)	PORCENTAJE DE INCIDENCIA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL <i>LIFTING COST</i>
2012	\$ 269,8	12,7%
2013	\$ 272,8	14,0%
2014	\$ 273,2	13,9%
2015	\$ 293,9	16,6%

4. DESARROLLO DEL PROYECTO DE GENERACIÓN

En este capítulo se describen los principales aspectos y especificaciones técnicas concernientes al desarrollo de los proyectos de generación en los campos Casabe y Casabe Sur.

4.1 GENERALIDADES

En agosto de 2013 Ecopetrol S.A. inició el proceso de evaluación y selección con el objeto de contratar el suministro de energía eléctrica en sitio mediante generación con gas para los campos de la Gerencia Regional Magdalena Medio.

En abril de 2014 se suscribe el contrato para la construcción y operación de cuatro centros de generación y en junio de 2014 se firma el acta de Inicio para la construcción de los dos centros de generación en el campo Casabe, nombrados: Casabe y Casabe Sur, con una capacidad de 3 MVA y 4 MVA, respectivamente.

El Centro de Generación Casabe está ubicado en un hangar existente en las instalaciones de la Estación de Bombeo Cóndor, a un costado de la Subestación de Producción, cuenta con área disponible rectangular de 25 metros por 45 metros.

El centro de generación Casabe Sur está ubicado entre un área operativa denominada “*Clúster* Norte de producción” y la estación de recolección y tratamiento de crudo Casabe Sur. El centro de generación fue construido en un área rectangular con una extensión de 30 metros por 70 metros.

El desarrollo del proyecto se definió en dos fases. La Fase 1, planeada con una duración de 9 meses para cada centro de generación. La Fase 2 con una duración de 10 años o hasta el 2024 para el centro de generación Casabe Sur. Para el

centro de generación Casabe, la Fase 2 tiene una duración de 8 años o hasta el año 2022, contados a partir de la finalización de la Fase 1.

4.1.1 Fase 1. Esta etapa comprendió: ingeniería, adquisición, montaje, pruebas, operación experimental y puesta en servicio definitiva de los centros de generación. La finalización de la puesta en servicio se formaliza con la suscripción de un acta de acuerdo, en la que conste el cumplimiento de las especificaciones técnicas del proyecto, asimismo de la presentación de la certificación RETIE de las instalaciones, y los soportes de las pruebas de aceptación de los diferentes equipos que componen los centros de generación. La fecha de celebración de la mencionada acta determina la finalización de la Fase 1.

4.1.1.1 Operación experimental y puesta en servicio. Esta etapa comprendió la revisión de seguridad antes de la puesta en servicio de todos los sistemas necesarios para la generación eléctrica. A partir de los resultados de esta revisión y de la clasificación de los pendientes hallados (impeditivos o no impeditivos) y de la verificación de que hayan sido subsanados cabalmente, se procedió a la autorización de la puesta en línea de los generadores y la coordinación de maniobras, las cuales se registran y formalizan en un procedimiento generado *ad hoc* para la conexión del centros de generación al sistema eléctrico existente. De esta manera se inicia la etapa de operación experimental.

Además de los aspectos de seguridad y disciplina operativa revisados, la conexión inicial de los centros de generación estuvo condicionada a la verificación del cumplimiento de las condiciones técnicas, de seguridad industrial y operativa incluidas en el RETIE y el Reglamento de Salud Ocupacional del sector eléctrico. El lapso mínimo de la etapa de operación experimental se estableció en 15 días calendario, y durante la misma, como parte de los requisitos para dar por terminada esta fase, los centros de generación debieron operar con una

disponibilidad del 100% y generando como mínimo el 50% de la energía horaria mínima contratada (EHMC), para la definición de EHMC...ver sección 2.4.

Adicionalmente a los requisitos mencionados, el cliente se reservó el derecho de dar por terminada la Fase 1 del proyecto si en su concepto las pruebas realizadas a los equipos son insuficientes para la puesta en servicio y/o si los resultados de las mismas permitieron vislumbrar un desempeño inapropiado de los centros de generación que conlleve pérdidas de producción o si durante la etapa de puesta en servicio experimental no se cumplía el indicador de disponibilidad o si la tasa de fallas o salidas no previstas de los centros de generación fuese mayor o igual a una salida por cada quince días.

4.1.2 Fase 2. Esta etapa comprende: operación y mantenimiento del centro de generación. El plazo para esta fase se inicia al terminar la Fase 1 y hasta la fecha de terminación de acuerdo al plazo del estipulado en cada contrato. Para cada centro de generación debe haber en el sitio del centro de generación, como mínimo un operador por turno, con las competencias y experiencia determinadas en las especificaciones técnicas contractuales. Acorde con lo anterior, el número de operadores suficiente para completar los turnos y contemplar descansos del personal se estableció en cuatro.

El proveedor será autónomo en materia de planeación de sus mantenimientos, sin embargo, para su ejecución, siempre debe informar al cliente de la necesidad de realizarlos y asegurar la coordinación de todas las maniobras operativas entre los sistemas existentes y los centros de generación.

El contratista se hace cargo de la operación y del mantenimiento de todos los equipos que forman parte de cada centro de generación y sus elementos complementarios, a partir de la fecha de puesta en servicio y hasta la fecha de terminación de acuerdo al plazo del contrato estipulado en la minuta del mismo.

Todos los trabajos de mantenimiento deben incluir las acciones preventivas, medidas correctivas e inspecciones que mantengan en un apropiado grado de seguridad y confiabilidad a equipos, repuestos, herramientas, documentos, sistemas de información, bienes muebles e inmuebles, instalaciones y facilidades externas de los centros de generación.

Las paradas de mantenimiento deberán realizarse de acuerdo con el plan de mantenimiento suministrado por el contratista y sin excepción deberán ser coordinadas con el operador del campo respectivo.

4.2 TECNOLOGÍAS PERMITIDAS PARA LOS CENTROS DE GENERACIÓN

Las tecnologías consideradas para la generación de energía eléctrica a partir del gas natural de los pozos, son aquellas que utilicen turbinas o motores de combustión y cuya respuesta transitoria ante fallas permita confiabilidad en la selectividad de la coordinación de protecciones. En el caso de los centros de generación construidos, se implementaron motores de combustión a gas y se aceptaron equipos con rango de velocidad entre 900 rpm y hasta 1800 rpm, sin embargo, por requerimiento del cliente para aquellos equipos mayores a 1200 rpm debió demostrarse que son nuevos.

4.3 ENERGÍA HORARIA MÍNIMA INSTALADA (EHMI)

Es la energía mínima establecida por Ecopetrol S.A. en Megawatt-hora (MWh) que debe ser instalada en cada centro de generación. Para cumplir este requisito se debieron instalar los equipos y los elementos necesarios, a fin de que sumen como mínimo el valor de capacidad de generación determinado a un nivel de tensión de 34,5 kV.

Para la verificación del cumplimiento de la energía horaria mínima instalada (EHMI) para cada centro de generación, se hará la medición en el punto de frontera [14] del centro de generación con el sistema eléctrico de Ecopetrol.

4.4 ENERGÍA HORARIA MÍNIMA CONTRATADA (EHMC)

Es la energía horaria mínima que Ecopetrol S.A. se compromete a reconocer, siempre y cuando se cumpla los requisitos de disponibilidad establecidos. Ecopetrol S.A. pagará esta EHMC bajo la modalidad de “pague lo contratado”, también denominada *“Take or Pay”*.

4.5 CAPACIDAD MÍNIMA DE TRANSFORMACIÓN.

Debe ser como mínimo la sumatoria de los kVA (kilovoltamperes) nominales de los generadores eléctricos. Los transformadores deben tener conexión estrella aterrizada en el secundario (lado carga).

4.6 EFICIENCIA

La eficiencia eléctrica está definida como las variables de energía de entrada (*Input*) en forma de gas, dividida por la energía entregada (*Output*) en kWh, expresadas ambas en unidades BTU equivalentes.

La eficiencia energética de los centros de generación debe ser igual o superior al 34%. Este valor fue medido por el contratista con supervisión del cliente durante la fase de pruebas y puesta en servicio de cada máquina a plena carga durante 12 horas. También se medirá en cada momento de la Fase 2 en que se realicen mantenimientos mayores o cambios de máquinas. En caso de que se determine una eficiencia ponderada inferior a 34%, se calculará la mayor cantidad de gas que sería consumido en un período de 30 días. Dicho valor será aplicado a lo

largo del contrato como penalización por baja eficiencia (PBE) en cada liquidación mensual a una tarifa de dos punto cinco (2,5) dólares por Mega BTU (MBTU), a la tasa representativa del mercado (TRM) del mes en liquidación.

4.7 CARACTERIZACIÓN DE CARGAS PARA CADA CENTRO DE GENERACIÓN

Las cargas asociadas al Centro de Generación Casabe Sur son: la Planta de Inyección de Agua Casabe Sur con motores de 900 HP controlados mediante variadores de velocidad y pozos productores tipo PCP (*Progressing Cavity Pump*), accionados estos últimos por motores eléctricos de capacidad máxima de 100 HP. El Centro de Generación Casabe alimentará cargas de inyección donde existen varios motores de 2200 HP y 1500 HP con arranque directo, motores de 600 HP y 250 HP con variadores de velocidad, motores de 50 HP y 150 HP con arranque directo, pozos de producción con motores de 30 HP a 60 HP, motores de bombas de despacho de crudo y líneas eléctricas de distribución a 34,5 kV.

No obstante las cargas y la demanda definida para cada centro de generación, dentro del diseño se debe permitir la ampliación la capacidad de generación de manera modular, además se debe tener en cuenta que dicha ampliación, eventualmente puede ser requerida en una ubicación geográfica diferente a la localización actual de los centros de generación, esto con el objetivo de suplir la demanda adicional de energía para otros centros de consumo en el área de interés del campo Casabe.

4.8 MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los sistemas de medición de energía eléctrica de los centros de generación cumplen con lo establecido en el Código de Medida, el cual hace parte de la Resolución CREG 025 de 1995, modificada con la Resolución CREG 038 de 2014.

La instalación del equipo de medida es al mismo nivel de tensión en el que se entrega la energía contratada (34,5 kV). Los equipos del sistema de medición, tales como: transformadores de medida de tensión y de corriente y el medidor de energía eléctrica, deben contar con protocolos de prueba y calibración expedidos por una entidad certificada de orden nacional.

4.8.1 Componentes del sistema de medición de energía eléctrica. Los sistemas de medición de energía eléctrica instalados en cada centro de generación cumplen lo determinado por el Anexo 1 la Resolución 038 de 2014 (Componentes del Sistema de Medición).

Para cada centro de generación el sistema de medición está compuesto por:

- a) Transformadores de medida de tensión
- b) Transformadores de medida de corriente
- c) Bloques o borneras de pruebas
- d) Medidor de energía activa y reactiva
- e) Medidor de energía activa y reactiva de respaldo
- f) Sistema de comunicación para lectura remota
- g) Un panel o caja de seguridad para el medidor y el registro de datos.

4.8.2 Clasificación de los puntos de medición. La Resolución CREG 038 de 2014, en el Artículo 6, hace una clasificación en la que se definen los “Tipos de Puntos de Medición” de acuerdo con el consumo o transferencia de energía por la frontera o por la capacidad instalada en el punto de conexión, según lo mostrado en la Tabla 4.

Tabla 4. Clasificación de puntos de medición

Tipo de puntos de medición	Consumo o transferencia de energía, C, [MWh-mes]	Capacidad Instalada, CI, [MVA]
1	$C \geq 15.000$	$CI \geq 30$
2	$15.000 > C \geq 500$	$30 > CI \geq 1$
3	$500 > C \geq 50$	$1 > CI \geq 0,1$
4	$50 > C \geq 5$	$0,1 > CI \geq 0,01$
5	$C < 5$	$CI < 0,01$

Fuente: Resolución CREG 038 de 2014

La Resolución 038 de 2014 establece que en caso de divergencia en la determinación del tipo de medición, que conduzca a más de una opción al aplicar los criterios de clasificación (consumo de energía y capacidad Instalada) se debe optar por la opción de mayor exigencia.

Para los casos estudiados, los centros de generación Casabe y Casabe Sur, se clasifican en tipo de medición 2.

4.8.3 Requisitos de exactitud. Los medidores de energía activa serán Clase 0,5, según la norma NTC 2147 y en concordancia con la Resolución 038 de 2014. El medidor de energía cuenta con una certificación expedida por el Operador de Red de la zona.

El sistema de medición de energía eléctrica contará con tres PT y tres CT con una clase precisión de 0,5.

Tabla 5. Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida

TPM	In. Clase Medidor Activa	In. Clase Medidor reactiva	Clase de exactitud TC	Clase de exactitud TT
1	0,2 S	2	0,2 S	0,2
2 y 3	0,5 S	2	0,5 S	0,5
4	1	2	0,5	0,5
5	1 o 2	2 o 3	--	--

Fuente: Resolución CREG 038 de 2014

El sistema de medida debe contar adicionalmente con los siguientes requisitos:

- a) Los CT y PT serán utilizados exclusivamente para la medición. Los circuitos de tensión y corriente dispondrán de secundarios dedicados exclusivamente a los sistemas de medición de energía eléctrica. La cargabilidad de los secundarios debe estar de acuerdo con las exigencias del Código de Medida. La carga de los circuitos de corriente y de tensión destinados a medición, deberá estar comprendido entre el 20% y el 100% de la potencia de exactitud correspondiente, teniendo en cuenta posibles ampliaciones del centro de generación.
- b) La medida contará con una bornera corto-circuitable para la conexión de los cableados secundarios.
- c) Los circuitos de medición contarán con los elementos necesarios que permitan separar y/o intercalar equipos de medición en forma individual, con la instalación en servicio para su verificación *in situ* (intercalación de instrumento patrón) y/o remplazo sin afectación de los restantes.
- d) La supervisión de los equipos de medida y comunicaciones es responsabilidad del propietario de la subestación, donde estén instalados los equipos de medida.
- e) Se deberá mantener archivos con la hoja de vida técnica conteniendo registros de inspecciones, reparaciones, calibraciones y certificaciones de cada uno.

Esta información podrá ser solicitada en cualquier momento, con el fin de resolver reclamaciones o auditar la calidad de los equipos.

- f) Cuando por cualquier causa se retiren los sellos de seguridad o se cambien los parámetros internos en los medidores electrónicos de energía, éstos deberán ser nuevamente certificados.
- g) Los equipos deben operar en buenas condiciones ambientales.
- h) Los equipos se deben operar y conservar en buenas condiciones ambientales y mantenerlos bajo adecuados niveles de seguridad física. Se debe velar por la integridad de los sellos de seguridad o parámetros internos en medidores electrónicos. Asimismo, es obligación reportar oportunamente cualquier anomalía que se observe sobre los mismos ya sea por causas externas o internas. Se deberá permitir el libre acceso al personal autorizado para efectos de pruebas de certificación y/o revisión técnica.
- i) Se debe asegurar el buen funcionamiento de los sistemas de comunicación para permitir la lectura o telemedida de los registros.
- j) La energía generada deberán ser registradas en forma horaria, el primer minuto de cada hora de forma que permitan el cálculo de la energía horaria. Las lecturas diarias se deben transmitir al operador de red de diariamente.
- k) Los transformadores de medida deberán usar valores normalizados de corriente y tensión y deberán cumplir con las normas NTC 2205 y NTC 2207 respectivamente y someterse a los ensayos de rutina y especiales conforme a las mismas normas.
- l) El Representante de Frontera debe establecer un plan anual de mantenimiento y recalibraciones. Debe incluirse la calibración de los medidores y transformadores de medida. Los plazos entre la calibración y la puesta en servicio se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6. Plazo entre calibración y puesta en servicio de elementos del SM

Elemento	Plazo (Meses)
Medidor estático de energía activa o reactiva	12
Transformador de tensión y de corriente	18

Fuente: Resolución CREG 038 de 2014

La frecuencia para la ejecución de los mantenimientos es mostrada en la Tabla 7.

Tabla 7. Frecuencia de mantenimiento de acuerdo al PM

Tipo de Punto de Medición	Frecuencia [años]
1	2
2 y 3	4
4 y 5	10

Fuente: Resolución CREG 038 de 2014

4.9 MEDICIÓN DE GAS

Los equipos y accesorios requeridos para la medición del gas suministrado, fueron aprobados por el cliente. El contador de gas debe ser calibrado por una entidad certificada para tal fin. El proveedor del gas tiene homologado para fiscalización y transferencia de gas bajo custodia medidores tipo platina de orificio, diafragma o ultrasónico de acuerdo con las especificaciones AGA 3/API 14.3 para una alta calidad y exactitud. El contratista cuenta con un medidor particular ajustado a los volúmenes, presiones y demás características del gas para la operación del centro de generación. La precisión del sistema de medición debe estar en $\pm 1,5\%$.

La instalación del medidor de gas del proveedor del servicio de generación estuvo condicionada a la verificación del cumplimiento de los requisitos técnicos: revisión de los certificados de calibración, aprobación de las condiciones de instalación y pruebas pre-operacionales para comprobar la coherencia de los datos obtenidos entre los medidores (cliente y operador).

4.10 SUMINISTRO Y ESPECIFICACIONES DEL GAS

El gas es suministrado en un punto establecido para cada centro de generación. El gas será el proveniente directamente de los pozos de los campos. Las cromatografías realizadas y presentadas por el cliente son de referencia, sin embargo, es del constructor la responsabilidad de los estudios necesarios y suficientes para el diseño del sistema de tratamiento del gas que garantice que sus equipos operen correctamente.

El gas es suministrado en las condiciones aproximadas de cromatografía y presión indicadas en el desarrollo del proyecto de ingeniería de las facilidades para el suministro de gas para los centros de generación en el campo Casabe, no obstante lo anterior, es posible que se presenten variaciones en las especificaciones del gas suministrado y este podría contener trazas de crudo, por lo tanto es necesario que se disponga del equipo necesario para evitar la afectación de las máquinas.

Las cromatografías suministradas corresponden a muestras tomadas periódicamente en las diferentes estaciones de tratamiento de crudo y contiene los valores promedio de cada uno de los componentes del gas en las muestras, con base en estas cromatografías, se determina el contenido de condensados, información que fue tenida en cuenta en los diseños de las facilidades para el gas.

4.11 CENTRO DE GENERACIÓN CASABE

El Centro de Generación Casabe cuenta con 6 generadores de 500 kW, 480 V y factor de potencia de 0,8. La conexión al sistema eléctrico del campo Casabe se encuentra en la Subestación de Producción por medio de un transformador elevador trifásico de 4 MVA, 0,48/34,5 kV.

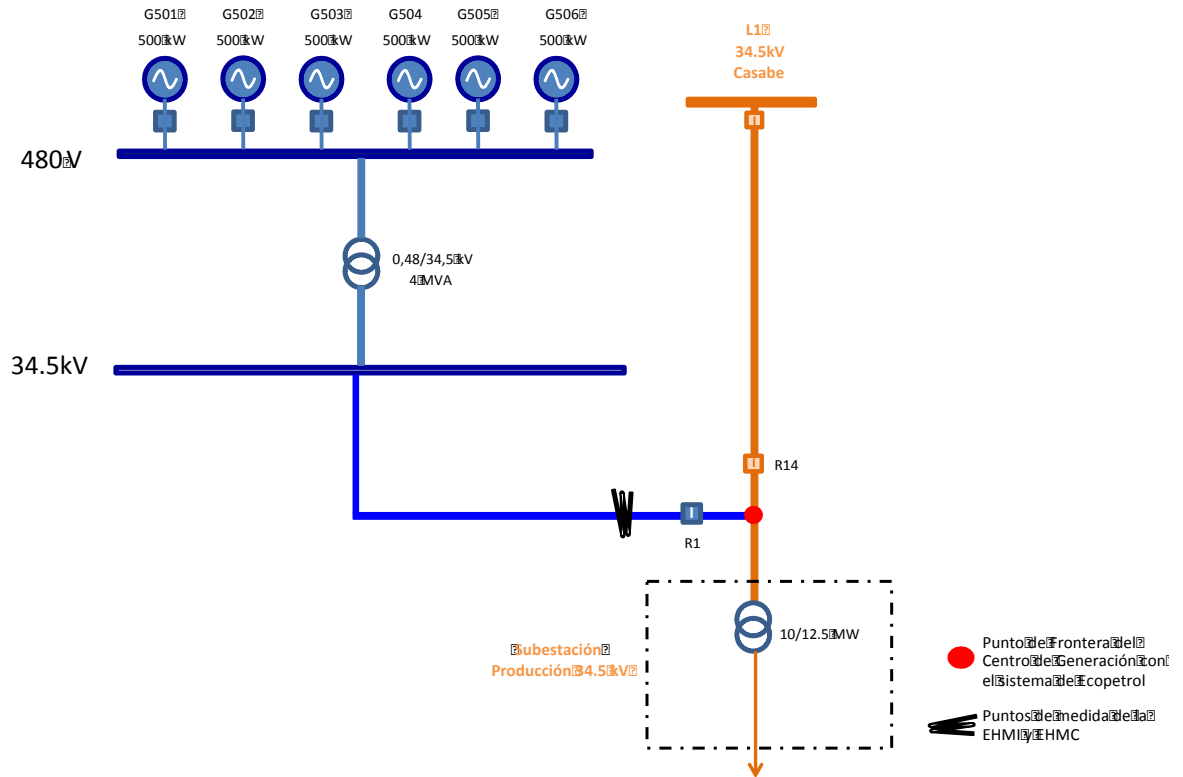
4.11.1 Localización del centro de generación Casabe. Está ubicado en el municipio de Yondó, Antioquia, a una altitud promedio de 90 metros sobre el nivel del mar (msnm) con una temperatura entre 25°C y 40°C, con promedio de 33°C. El centro de generación está ubicado en la Subestación de Producción, tal como se indica en la Figura 8 (sin escala), con un área rectangular disponible de 25 metros por 45 metros.

Figura 8. Ubicación CG Casabe



4.11.2 Configuración del centro de generación Casabe. El punto de frontera está a un nivel de 34,5 kV como se indica en el esquema mostrado en la Figura 9. El reconectador (R1), es el elemento de interposición entre el sistema eléctrico existente y el centro de generación. El reconectador (R14) junto con sus protecciones ya se encuentra instalado, sin embargo, se cuenta con sistemas de control y de protecciones eléctricas entre el centro de generación y el R14 (ubicado aproximadamente a 100 m del centro de generación) con el objeto de permitir su operación remota. La conexión del reconectador R1 al transformador y al reconectador R14, se hizo con cable aislado a 34,5 kV.

Figura 9. Diagrama unifilar CG Casabe



El sistema de generación debe suministrar el 100% de la energía en un rango de tensión comprendido entre 32 775 V a 36 225 V, de acuerdo a lo indicado en la Tabla 8

Tabla 8. Rango de tensión suministrada por el centro de generación Casabe

Centro de Generación	Tensión de entrega
Centro de Generación Casabe	De 32 775 V a 36 225 V

4.11.3 Energía horaria mínima a instalar. La energía horaria mínima a instalar (EHMI) se define como la capacidad de generación mínima en Megawatts (MW) que se debe instalar para cada uno de los centros de generación.

El centro de generación Casabe debe contar con una capacidad mínima que permita generar continuamente la energía horaria mínima instalada (EHMI). La Tabla 9 muestra los valores definidos de la EHMI para cada vigencia durante el período previsto del desarrollo del proyecto.

Tabla 9. Energía horaria mínima instalada en el centro de generación Casabe

CAMPO CASABE	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
EHMI MWh	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0

El centro de generación debe contar con facilidades para su crecimiento modular en caso de requerirse más energía de la contratada.

4.11.4 Energía horaria mínima contratada. La energía horaria mínima a contratar (EHMC), es aquella entendida como la energía mínima horaria consumida bajo la modalidad de “pague lo contratado”, también denominado *Take or Pay*. En la Tabla 10 se muestra la EHMC definida para cada vigencia, de acuerdo a lo establecido contractualmente. La EHMC determina el referente para el reconocimiento de la energía generada y establece el umbral contractual de generación acordado.

Tabla 10. Energía horaria mínima contratada en el centro de generación Casabe

CAMPO CASABE	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
EHMC MWh	2,7	2,7	2,7	2,7	2,3	1,8	1,8	1,4

4.11.5 Sistema de distribución de energía eléctrica del centro de generación Casabe. La red eléctrica para la entrega de energía es subterránea a 34,5 kV. Se instalaron equipos de protección y medida en una estructura tipo pórtico existente, en la que se encuentra el punto de conexión del centro de generación con el sistema eléctrico y se define la frontera operativa entre el centro de generación y el sistema eléctrico existente.

El sistema de distribución del centro de generación está compuesto por: dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS), banco de ductos para media tensión, cárcamos de baja tensión, cajas de inspección y bandejas portacables. Todos los elementos metálicos de la estructura tipo pórtico tiene puntos de conexión al cable de guarda. Los postes de concreto son de 14 m, 750 kg. El cable de guarda es de acero galvanizado diámetro 5/16”.

Hay equipos de interrupción bajo falla con sus respectivos sistemas de control y seccionadores de corte visible aguas arriba y abajo del mismo. La capacidad mínima de interrupción de los elementos de corte es la establecida en el estudio de cortocircuito y la capacidad nominal será mínimo de 600 A y con un nivel de aislamiento (BIL) mínimo de 170 kV.

Las redes asociadas al centro de generación se diseñaron y construyeron de acuerdo con los lineamientos de la Norma Técnica Colombiana 2050 (NTC 2050) y las exigencias del RETIE.

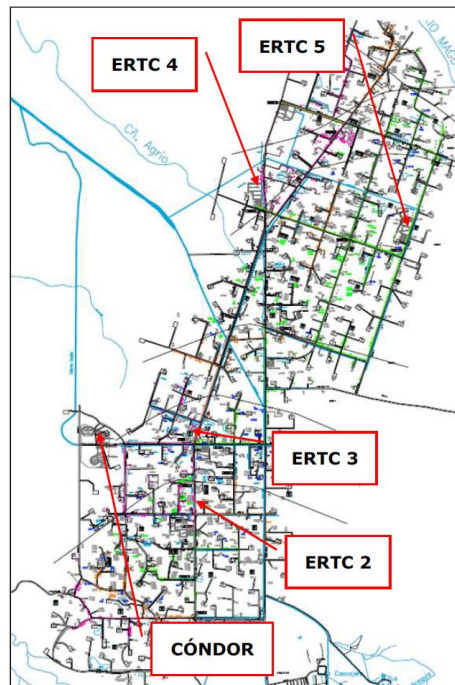
4.11.6 Características de la carga. Los valores y tipos de consumo relacionados pueden con la dinámica del comportamiento del yacimiento. Lo cual modificaría, primordialmente, las condiciones de puesta en servicio sistemas de levantamiento, inyección y captación. El centro de generación Casabe alimenta cargas de inyección con motores de 2200 HP y 1500 HP con arranque directo, motores de 250 HP y 600 HP con variadores de velocidad, motores de 50 Hp y 150 con arranque directo, cargas de pozos de producción con motores de 30 HP a 60 HP, motores de bombas de despacho de crudo y líneas eléctricas de distribución a 34,5 kV. El operador de red garantiza un factor de potencia mayor o igual a 0,8, en el evento de que este valor sea inferior, la energía reactiva requerida para llevar el factor de potencia a 0,8 se considerara como energía activa y será sumada a la Energía Horaria Generada por el centro de generación en el horario donde existió el evento. En Casabe, el centro de generación trabajará en sincronismo con la red

de Ecopetrol, por la EHMI se restringirá el arranque un motor de 2200 HP en modo isla.

4.11.7 Modos de operación. Dependiendo del escenario operativo, el cliente le indicará al contratista la forma de operar si es modo red o modo isla, por lo que el contratista implementará el control remoto del interruptor R14 de 34,5 kV de la subestación de producción de manera que le permita la operación de dichos interruptores remotamente cuando se presenten entradas, salidas o cambios en el modo de operación programados en el centro de generación Casabe.

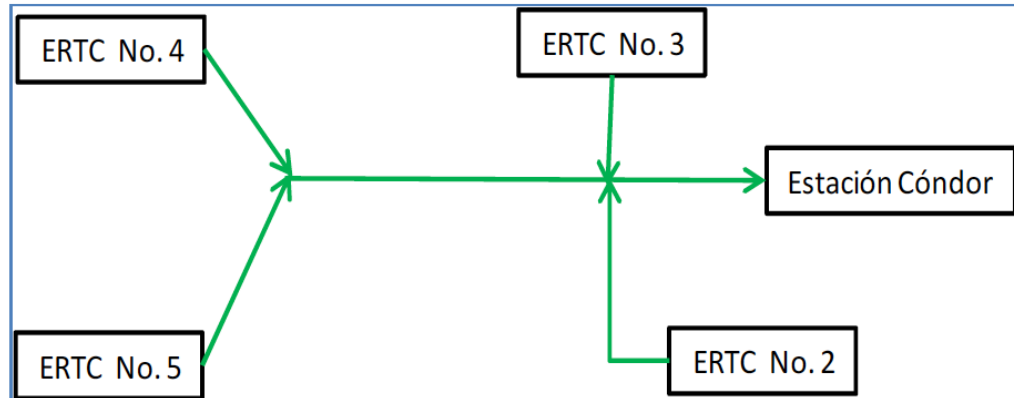
4.11.8 Combustible de operación. El gas combustible suministrado para la generación de energía eléctrica proviene de la producción de los pozos. El gas entregado es transportado desde las estaciones de recolección y tratamiento de crudo (ERTC) del campo Casabe: Estación 2, Estación 3, Estación 4 y Estación 5, tal como se muestra en la Figura 10.

Figura 10. Localización de las ERTC campo Casabe



En la Figura 11 es mostrado el esquema de recolección de gas en campo Casabe para generación de energía eléctrica.

Figura 11. Esquema de recolección de gas hacia generación



El suministro del gas se hace en punto cercano al área del centro de generación en la Estación Córdor. El sistema local del suministro de gas está compuesto por: compresores, pulmones de gas, válvulas de conexión, tubería desde el punto de entrega hasta su punto de utilización y medidores de flujos. La distancia que hay desde el punto de entrega al centro de generación es aproximadamente 20 metros (ver Figura 12).

Figura 12. Punto de conexión del gas combustible para centro de generación Casabe



Las cromatografías suministradas corresponden a muestras tomadas semanalmente en las diferentes estaciones y contiene los valores promedio de cada uno de los componentes del gas en las muestras. La presión del gas en el punto de entrega al centro de generación oscila entre los 4 -15 PSI.

4.12 CENTRO DE GENERACIÓN CASABE SUR

A continuación se presentaran las características más relevantes del centro de generación de Casabe Sur.

4.12.1 Localización. El centro de generación Casabe Sur está ubicado en el municipio de Yondó, Antioquia, a una altitud promedio de 90 metros sobre el nivel del mar (msnm), temperatura entre 25°C y 40°C, promedio 33°C. Se encuentra en un área cerca del *Clúster* Norte de producción y de la estación de recolección y tratamiento de crudo Casabe Sur, como se indica en la Figura 13.

Figura 13. Ubicación Centro de Generación Casabe Sur

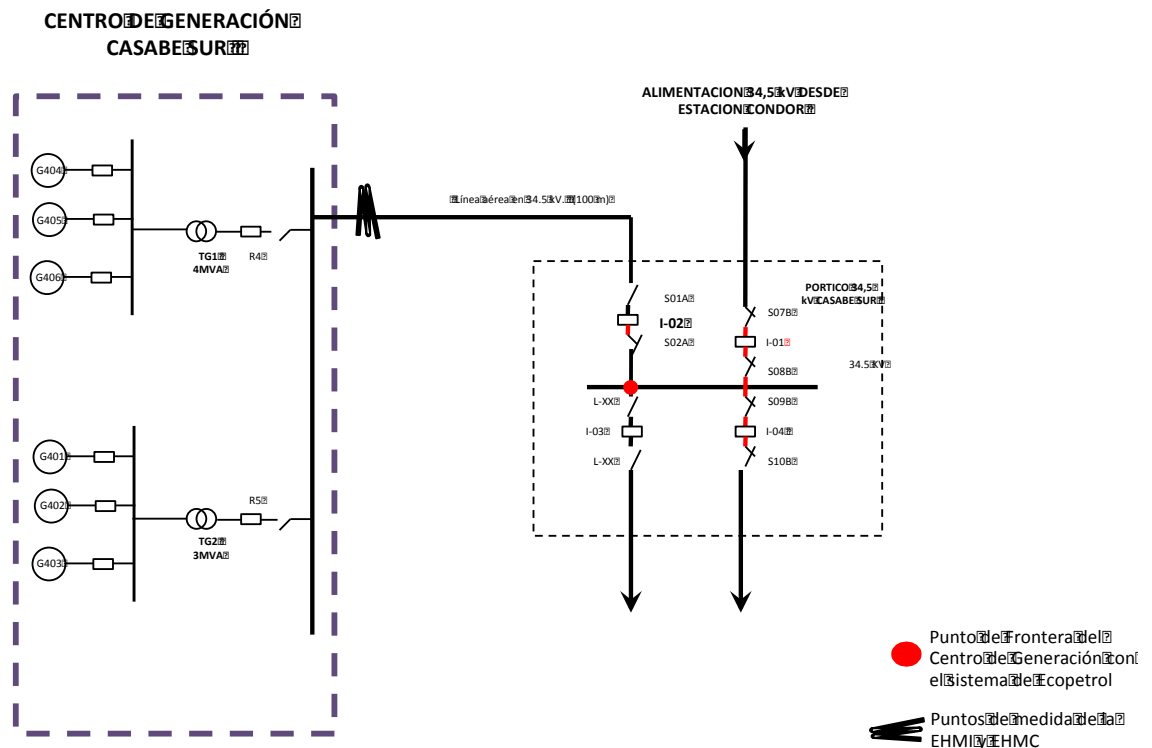


4.12.2 Configuración del centro de generación Casabe Sur. El centro de generación Casabe Sur cuenta con 4 generadores de 1200 kW, 480 V y factor de potencia de 0,8 y 2 generadores de 500 kW, 480 V y factor de potencia de 0,8.

El centro de generación Casabe Sur tiene dos transformadores elevadores 0,48/34,5 kV de 3 y 4 MVA. Al transformador de 4 MVA se conectan tres generadores de 1200 kW, mientras que al transformador de 3 MVA se conectan dos generadores de 500 kW y un generador de 1200 kW.

La conexión a la red es en el pódico del *Clúster* Norte. La energía se debe ser entregada a nivel de 34,5 kV a través del reconectador I-02 de 34,5 kV en el pódico Casabe Sur (ver diagrama unifilar de la Figura 14).

Figura 14. Diagrama unifilar centro de generación Casabe Sur



El sistema de generación deberá suministrar el 100% de la energía en un rango de tensión comprendido entre 32 775 V a 36 225 V y el cliente le indicará el nivel de tensión con la que debe operar.

Tabla 11. Rango de tensión suministrada por el centro de generación Casabe Sur

Centro de generación	Tensión de entrega
Centro de generación Casabe Sur	De 32 775 V a 36 225 V

4.12.3 Energía horaria mínima a instalar. El contratista debe instalar en el centro de generación Casabe Sur una capacidad mínima que permita generar continuamente la energía horaria mínima instalada (EHMI). El centro de generación debe contar con facilidades para su crecimiento modular en caso de requerirse más energía de la contratada.

Tabla 12. Energía horaria mínima contratada en el centro de generación Casabe Sur

CG CASABE SUR	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
EHMI MWh	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0

4.12.4 Energía horaria mínima contratada. La Tabla 13 muestra la energía horaria mínima contrata en MWh establecida por vigencias para el desarrollo del proyecto de generación correspondiente a Casabe Sur.

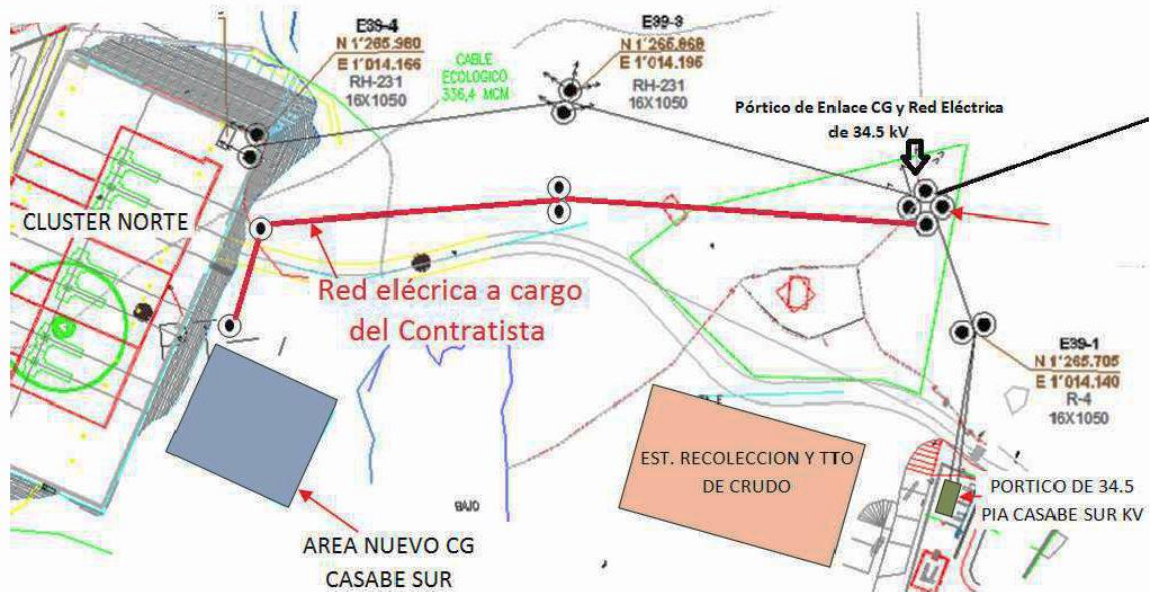
Tabla 13. Energía horaria contratada en el centro de generación Casabe Sur

CG CASABE SUR	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
EHMC MWh	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,2	2,7	2,3	2,3	2,3

4.12.5 Sistema de distribución de energía eléctrica. El trazado de la línea aérea a 34,5 kV que permite la conexión del centro de generación Casabe Sur al sistema de distribución existente, va desde una estructura tipo pórtico ubicada en el área operativa llamada *Clúster* Norte hasta el pórtico de llegada construido dentro del área del centro de generación (ver Figura 15). La longitud de la línea eléctrica es de aproximadamente 200 metros, está soportada en postes de concreto 14 m - 750 kg; su apantallamiento está construido en cable de guarda de acero

galvanizado diámetro 5/16". La capacidad mínima de interrupción de los elementos de corte se estableció en el estudio de cortocircuito y la capacidad nominal será como mínimo de 600 A y nivel de aislamiento (BIL) mínimo de 170kV.

Figura 15. Trazado de la línea eléctrica centro de generación Casabe Sur



4.12.6 Características de la carga. Las cargas asociadas al centro de generación Casabe Sur son: la Planta de Inyección de Agua Casabe Sur con motores de 900 HP controlados mediante variadores de velocidad y pozos productores tipo PCP (Bombeo de Cavidades Progresivas) accionados estos últimos por motores eléctricos de capacidad máxima de 100HP, cargas de pozos de producción con motores de 100 HP a 75 HP y líneas eléctricas de distribución a 34,5 kV.

El operador de red garantiza un factor de potencia mayor o igual a 0,8, en el evento de que este valor sea inferior, la energía reactiva requerida para llevar el factor de potencia a 0,8 se considerará como energía activa y será sumada a la

energía horaria generada por el centro de generación en el horario donde existió el evento.

4.12.7 Modos de operación del centro de generación Casabe Sur.

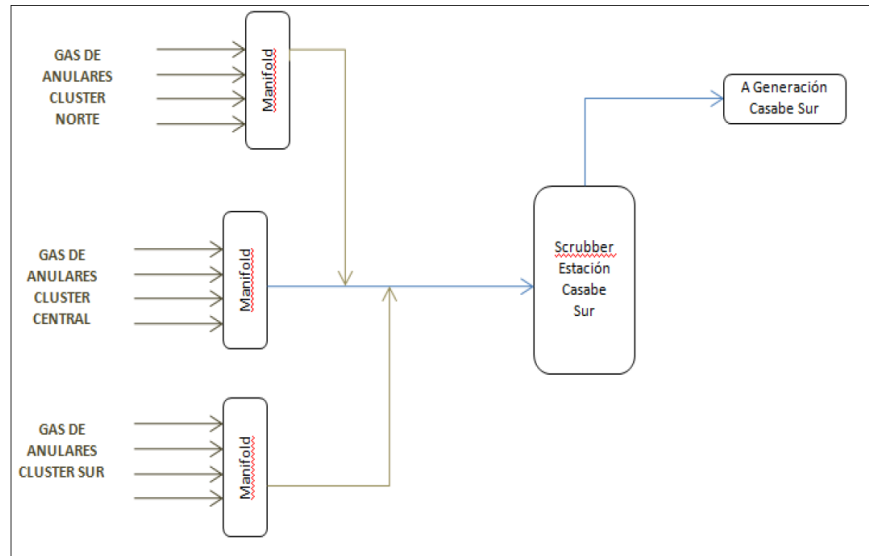
Dependiendo del escenario, el cliente le indicará al contratista la forma de operar si es modo red o modo isla, por lo que el contratista implementará el control remoto del interruptor I-02 de 34,5 kV del pórtico Casabe Sur, de manera que le permita su operación remotamente cuando se presenten entradas, salidas o cambios en el modo de operación programados en el centro de generación Casabe Sur.

4.12.8 Combustible de operación. Ecopetrol S.A. suministrará el gas en el área operativa denominada *Clúster* Central de Casabe Sur. El gas que Ecopetrol S.A. se compromete a suministrar será el asociado a la producción de los pozos.

El campo Casabe Sur está compuesto por la ERTC Casabe Sur y por los *clústeres* de producción Norte, Central y Sur. El modo en que lleva a cabo el suministro, consiste en recoger el gas de anulares* de los *Clústeres* Norte, Sur y Central. Las líneas de anulares entregarán el gas en un cabezal, que lo dirigirá hacia el *scrubber* ubicado en la ERTC de Casabe Sur. De este *scrubber* saldrá una línea para llevar el gas hacia una zona ubicada en el costado oriental de la estación, en donde se localiza el sistema de generación del campo. Adicionalmente existe un brazo sencillo de medición en la línea que dirige el gas al sistema de generación de Casabe Sur. El esquema de recolección de gas de anulares para el suministro al centro de generación Casabe Sur es mostrado en la Figura 16.

* El gas anular se acumula en el espacio anular entre la tubería y la boca de un pozo de petróleo. Los flujos anulares de gas tienen lugar cuando la presión hidrostática es insuficiente para restringir el gas. Si el pozo produce suficiente gas anular, puede ser recolectado.

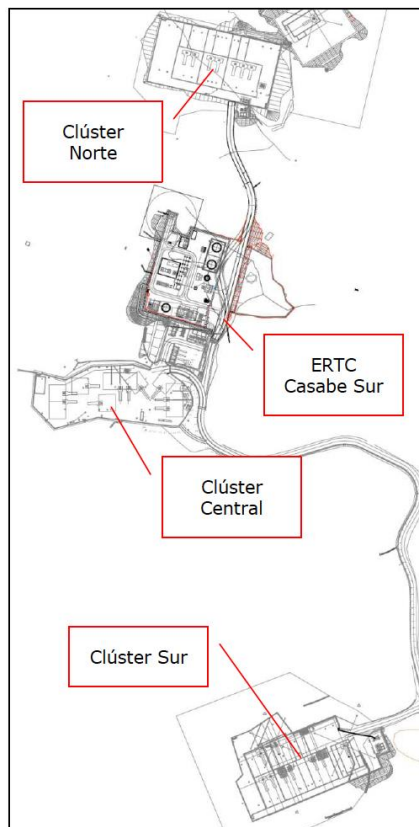
Figura 16. Esquema de recolección de gas de anulares en Casabe Sur



Las obras correspondientes al suministro y distribución del gas desde el punto de conexión hasta los generadores, estuvieron a cargo del contratista.

La localización de las ERTC del proceso de recolección y suministro de gas en centro de generación Casabe Sur se muestra en la Figura 17.

Figura 17. Localización de las ERTC Casabe Sur



4.13 TARIFA UNITARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La definición de las tarifas de la energía eléctrica suministrada por los centros de generación, fue el resultado de la negociación directa entre las partes. El valor ofertado de la tarifa del kilovatio hora (kWh) de energía para cada caso, se muestra en la Tabla 14.

Tabla 14. Tarifa del kWh para cada centro de generación

CENTRO DE GENERACIÓN	VALOR OFERTADO TARIFA DEL KILOVATIO (kWh) DE ENERGÍA ELÉCTRICA (PESOS COLOMBIANOS)*
CG Casabe	110
CG Casabe Sur	95

* Esta tarifa corresponde al valor ofertado para el año 2013.

4.13.1 Reajustes de la tarifa unitaria. El valor de la tarifa (\$/kWh) se reajustará anualmente en el mes de enero de cada año de acuerdo al incremento del Índice de Precios del Productor (IPP) del año inmediatamente anterior. Los valores de referencia de este índice corresponderán a los publicados por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) o la autoridad que haga sus veces. Para el reajuste se utilizará la ecuación (1)

$$T_i = T_0 \frac{IPP \text{ año } i}{IPP \text{ año inicial}} \quad (1)$$

Donde:

T_i : Tarifa nueva a calcular (Tarifa para el nuevo año del contrato).

T_0 : Tarifa de la oferta (Tarifa que presentó el contratista en su oferta).

***IPP año i*:** Valor del IPP en el mes de enero del nuevo año del contrato.

***IPP año inicial*:** Valor del IPP en el mes de enero del año en que se presentó la oferta.

De acuerdo con lo anterior para la determinación de la tarifa para el año 2016, se debe considerar la siguiente información como de datos de entrada:

- Valor de la tarifa inicial (2013): 95 \$kWh
- IPP enero 2013: 94,46
- IPP enero 2016:110,77

Las tarifas reajustadas para cada centro de generación son mostradas en las tablas 15 y 16.

Tabla 15. Tarifa reajustada año 2016 centro de generación Casabe Sur

DESCRIPCIÓN	VALOR TARIFA INICIAL	IPP AÑO 2013	IPP AÑO 2016	VALOR TARIFA 2016 REAJUSTADA
Suministro de energía eléctrica en sitio mediante generación con gas para el campo casabe sur	\$95,00	94,46	110,77	\$111,40

Tabla 16. Tarifa de energía reajustada año 2016 centro de generación Casabe

DESCRIPCIÓN	VALOR TARIFA INICIAL	IPP AÑO 2013	IPP AÑO 2016	VALOR TARIFA 2016 REAJUSTADA
Suministro de energía eléctrica en sitio mediante generación con gas para el campo casabe	\$110,00	94,46	110,77	\$128,99

4.14 CÁLCULO DE DISPONIBILIDAD

La disponibilidad es uno de los parámetros más relevantes en la determinación del reconocimiento de la energía eléctrica generada. Acorde con lo anterior, los centros de generación deben cumplir con las condiciones de eficiencia y disponibilidad acordadas, esto es, una eficiencia mayor o igual al 34 % y una disponibilidad no inferior al 97 %

4.14.1 Disponibilidad del periodo de liquidación (DPL). Es un porcentaje calculado mensualmente que expresa la proporción del tiempo que el centro de generación estuvo en capacidad de generar la energía horaria mínima contratada (EHMC). Ecopetrol S.A. requiere que este porcentaje sea mínimo del 97%. Para cada mes serían admisibles un número de horas de indisponibilidad asumidas por Ecopetrol S.A. (NHIE) para cada centro de generación, equivalentes como máximo al 3% de indisponibilidad.

La fórmula para calcular la disponibilidad del periodo de liquidación (DPL) está dada por la Ecuación 2

$$DPL = \frac{\text{Horas Período} - \text{Indisponibilidad Horaria}}{\text{Horas Período}} \quad (2)$$

Donde:

Horas Período (HP): es el producto que resulta de multiplicar el número de días del periodo de liquidación por 24 horas.

Indisponibilidad horaria: es cada hora durante la cual por razones propias del contratista, el centro de generación no estuvo en capacidad de generar la energía eléctrica horaria mínima contratada (EHMC).

Independientemente de si Ecopetrol S.A. consume la EHMC, todo evento de indisponibilidad cuya duración sea de fracción de hora será considerado como un evento de una (1) hora de indisponibilidad. Las indisponibilidades de más de una (1) hora que tengan fracciones de hora en su tiempo total serán aproximadas al siguiente entero mayor.

4.15 LIQUIDACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La energía eléctrica suministrada será liquidada de acuerdo a los factores que se muestran a continuación:

4.15.1 Energía eléctrica facturada en el período (EFP). Es la sumatoria de la energía liquidada hora a hora en el periodo según los numerales 4.15.2 “Hora con disponibilidad 100%” y 4.15.3 “Hora con indisponibilidad”.

4.15.2 Hora con disponibilidad 100%. La energía eléctrica horaria mínima contratada (EHMC) se liquidará aunque no haya sido efectivamente consumida. Si en una determinada hora se consume una mayor cantidad de energía que la EHMC, esta energía suplementaria será liquidada adicionalmente.

4.15.3 Cálculo de la energía eléctrica a penalizar (EP) por disponibilidad inferior a 97%. Se aplicará la ecuación 3 para calcular de la disponibilidad del periodo de liquidación de un centro de generación con lo cual se definirá la disponibilidad del periodo de liquidación. Si la disponibilidad del periodo de liquidación (DPL) es inferior a 97% la energía eléctrica a penalizar (EP) será calculada con la siguiente fórmula:

$$EP = EHMC \times 0,97 - DPL \times HP \quad (3)$$

En caso de presentarse ausencia de suministro de gas, el lapso de interrupción de suministro de gas no se tendrá en cuenta para el cálculo de la disponibilidad del centro de generación y no se aplicará penalización.

4.15.4 Tarifa para la energía eléctrica a penalizar (TEP). La tarifa de la energía eléctrica a penalizar será la diferencia entre la tarifa de compra al Sistema de Distribución Local (SDL) y la correspondiente del contrato para el periodo de liquidación. La tarifa que se define para el SDL es de \$230/kWh a pesos de 2012 y será indexada anualmente con el IPP.

4.15.5 Valor de la liquidación del periodo (VL). Se le pagará al contratista la sumatoria de la energía facturada en el periodo (EFP) por la tarifa del contrato aplicable al periodo (TAP); se descontará la penalización por disponibilidad que corresponde a la energía penalizada (EP) multiplicada por la diferencia entre la tarifa del SDL y la tarifa aplicable del contrato; y adicionalmente se descontará la penalización, si aplicara, por concepto de eficiencia, definida en la Fase 1, de la siguiente forma:

$$VL = EFP \times TAP - EP \times TEP - PBE \quad (4)$$

PBE: Penalización por baja eficiencia...véase Sección 6.6

5. NORMAS Y ASPECTOS LEGALES APLICABLES

En este capítulo se describirán los lineamientos de obligado cumplimiento en el desarrollo de los proyecto de generación de energía eléctrica, en relación con la normatividad y los aspectos legales en materia ambiental, operativa, técnica y de seguridad industrial.

5.1 ASPECTOS AMBIENTALES

El desarrollo del proyecto de generación eléctrica a partir de gas en el Campo Casabe tiene como objeto cumplir las regulaciones exigidas por el Ministerio de Minas y Energía en lo concerniente a la prohibición de quema y desperdicio de gas natural [5] y las del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial en relación con la emisión de contaminantes a la atmósfera [6] y [7] y la emisión de ruido y ruido ambiental [8] y [9].

En procura de tales propósitos, fueron desarrollados los proyectos de manejo de gas de producción y generación de energía eléctrica a fin de lograr los objetivos que se relacionan sumariamente a continuación:

- Protección de ecosistemas en atención a las prácticas e iniciativas de Ecopetrol S.A.
- Evitar el pago de multas por incumplimiento de las regulaciones.
- Mejoramiento en la confiabilidad de autogeneración de energía eléctrica en los campos de Casabe.

5.1.1 Aprovechamiento del gas. La Resolución 181495 de septiembre 2 de 2009 del Ministerio de Minas y Energía incluye dentro de alcance [5]: *“Regular y controlar las actividades relativas a la exploración y explotación de hidrocarburos, maximizar su recuperación final y evitar su desperdicio.”*

Las actividades relacionadas en [5] incluyen los procesos de producción de gas natural a partir de la explotación de hidrocarburos. A Las compañías que desarrollen actividades en dicho sector se les impone implementar estrategias para el tratamiento y la comercialización del gas y tomar las medidas para disminuir las emisiones atmosféricas.

De manera particular, con relación al manejo del gas producido, en el artículo 52 de la resolución se establece [5]:

Prohibición de quema de gas y desperdicio. Se prohíbe la quema, el desperdicio o emisión de gas a la atmosfera. En toda circunstancia, se deben proveer las facilidades para su utilización, ya sea por reinyección al yacimiento o reciclamiento, el almacenamiento subterráneo o en superficie o la comercialización.

Se exceptúa el volumen de gas que por razones de seguridad deba quemarse o el gas operacional que sea inviable o antieconómico recuperarlo, en cuyo caso deberá justificarse técnicamente tal situación y aprobarse previamente por el Ministerio de Minas y Energía.

Las excepciones para la quema o emisión de gas a la atmósfera a las que se hace mención son las siguientes [5]:

Parágrafo 3. Excepcionalmente se podrá quemar gas, previa autorización del Ministerio de Minas y Energía, quien autorizara el volumen máximo de gas a quemar, así como el tiempo máximo durante el cual se pueda realizar la quema. Acorde con lo establecido en párrafos anteriores, es claro que la omisión de las disposiciones incluidas en la Resolución 181945 de 2009 [5], tiene como consecuencia el pago de regalías por el gas desperdiciado en caso de que sea

demostrado un injustificado manejo de gas en forma de emisiones (venteos a la atmósfera o quema).

No obstante las excepciones señaladas en párrafos anteriores, la resolución [5] es taxativa en lo relacionado con la infraestructura y facilidades que las compañías deben desarrollar para evitar el desperdicio de gas, en este sentido lo que la resolución juzga como “desperdicio” se registra en su artículo 53 [5]:

Desperdicio. Se considera desperdicio cuando:

- Exista almacenamiento ineficiente de petróleo o gas.
- La producción de petróleo o gas exceda la capacidad disponible de facilidades de almacenamiento, transporte y comercialización.

5.1.2 Emisiones de gases contaminantes. La contaminación del aire proviene de una mezcla de fuentes de emisión que van desde chimeneas industriales y vehículos automotores hasta el uso de productos de limpieza y pinturas domésticas. Incluso la vida animal y vegetal puede desempeñar un papel importante en la contaminación del aire. En general, las fuentes de emisión se agrupan en cuatro categorías principales: fuentes fijas, fuentes móviles, fuentes de área y fuentes naturales [6]

5.1.2.1 Fuentes Fijas. En [10] las fuentes fijas se definen como: “Son aquellas que operan en un punto fijo, es decir, el foco de emisión no se desplaza en forma autónoma en el tiempo, ejemplo de este tipo de fuentes son las chimeneas industriales y domésticas.”

En Colombia la resolución 909 de 2008 [7] establece la definición de fuente fija como: *“la fuente de emisión situada en un lugar determinado e inamovible, aun cuando la descarga de contaminantes se produzca en forma dispersa.”*

De acuerdo a lo establecido en esta resolución [7], se deberá realizar el monitoreo de las fuentes de emisión relacionadas con la actividad de generación eléctrica, es decir, los equipos de generación eléctrica impulsados por motores de combustión interna con capacidad igual o superior a 1 MW deben cumplir con los estándares que fijan los límites de emisión admisibles de contaminantes al aire para actividades relacionadas con la generación eléctrica.

La Resolución 1309 de 2010 [8] modifica el párrafo 5º del artículo 4º de la Resolución 909 de 2008 [7], cambiando los valores de los límites admisibles de los contaminantes emitidos por los motores de combustión interna con capacidad igual o superior a 1 MW, además, amplía su rango aplicación de “generación eléctrica” [7] a “actividades industriales” [8].

El centro de generación Casabe Sur consta de 4 generadores de 1,2 MW para los cuales es aplicable lo determinado en las resoluciones citadas en [7] y [8]. Para respaldar el cumplimiento normativo, se debe presentar a la autoridad ambiental de la jurisdicción en la que se desarrolla la actividad de generación eléctrica del activo campo Casabe, los documentos que contengan los resultados de las mediciones hechas a cada máquina.

5.1.3 Niveles máximos de ruido permitidos en los centros de generación de energía eléctrica. La Resolución 0627 del 7 de abril de 2006 Ministerio del Medio Ambiente, Vivienda y Seguridad y Desarrollo Territorial [9] establece la Norma Nacional de Emisión de Ruido y Ruido ambiental. Para acatar los lineamientos establecidos en esta resolución [9] se realizaron los estudios y las obras para la insonorización de los equipos, de manera que el ruido a que se expongan los operadores en cada centro de generación sea igual o inferior a 75 dB en el interior del cuarto de operaciones.

Así mismo, en las zonas externas al cuarto de operaciones, trabajadores y personas que se encuentren en las áreas en las que están instalados los generadores o en aquellas áreas adyacentes a estos, no deben estar expuestas a un ruido superior a 75 dB. Por áreas adyacentes se entienden las áreas industriales y/o administrativas ubicadas fuera del centro de generación. La Tabla 17 muestra los estándares máximos permisibles para diferentes sectores y sus correspondientes actividades.

Tabla 17. Estándares máximos de niveles de emisión de ruido en dB(A)

Sector	Subsector	Estándares emisión de ruido en dB(A)	
		Día	Noche
Sector A. Tranquilidad y silencio	Hospitales, bibliotecas, guarderías, sanatorios, hogares geriátricos.	55	50
Sector B. Tranquilidad y ruido moderado	Zonas residenciales o exclusivamente destinadas para desarrollo habitacional, hotelería y hospedajes.	65	55
	Universidades, colegios, escuelas, centros de estudio e investigación.		
	Parques en zonas urbanas diferentes a los parques mecánicos al aire libre.		
Sector C. Ruido intermedio restringido	Zonas con usos permitidos industriales, como industrias en general, zonas portuarias, parques industriales, zonas francas.	75	75
	Zonas con usos permitidos comerciales, como centros comerciales, almacenes, locales o instalaciones de tipo comercial, talleres de mecánica automotriz e industrial, centros deportivos y recreativos, gimnasios, restaurantes, bares, tabernas, discotecas, bingos, casinos.	70	60
	Zonas con usos permitidos de oficinas.	65	55
	Zonas con usos institucionales.		
	Zonas con otros usos relacionados, como parques mecánicos al aire libre, áreas destinadas a espectáculos públicos al aire libre.	80	75
	Sector D. Zona suburbana o rural de tranquilidad y ruido moderado	Residencial suburbana.	55
Rural habitada destinada a explotación agropecuaria.			
Zonas de recreación y descanso, como parques naturales y reservas naturales.			

Fuente: Resolución 0627 de 2006

Para la evaluación del cumplimiento de lo establecido en [9] se realizaron mediciones situando el equipo de medición lo más cerca de la fuente del ruido (generadores); en las áreas adyacentes y el cuarto de operadores. A partir de los resultados fue elaborado un informe donde se demuestra el cumplimiento de la anterior disposición [9]. Este informe debe reportarse a las autoridades ambientales definidas. En las fotos 1 y 2 de la Figura 18, se muestra la evaluación de niveles presión sonora – sonometría, realizadas en uno de los centros de generación.

Figura 18. Evaluación de los niveles de ruido en uno de los centros de generación de energía eléctrica



5.2 PROCESO DE GENERACIÓN Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La Ley 143 de 1994, Artículo 11, define al autogenerador como [11]: *“aquella persona natural o jurídica que produce energía para atender sus propias necesidades. Por lo tanto no usa la red pública para fines distintos a los de obtener respaldo del SIN”*.

Por otro lado, la resolución CREG 024 de 1995 establece la definición de generador como [12]: *“Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica, que tiene por lo menos una central conectada al SIN con una capacidad efectiva*

total en la central superior a los 20 MW o aquellos que tienen por lo menos una central de capacidad efectiva total menor o igual a 20 MW conectada al SIN, que soliciten ser despachados centralmente”. Acorde con la definición anterior, todo generador con una capacidad efectiva inferior a 10 MW no es despachado centralmente y simplemente se conecta a la red para despacho local. Por el contrario, un generador con una capacidad efectiva entre 10 MW y 20 MW tiene la opción de escoger si se despacha centralmente o no [13].

El Congreso de la Republica de Colombia expidió en mayo de 2014 la Ley 1715 [14] por la cual regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. En la Ley 175 se define la generación distribuida [14] como la producción de energía eléctrica, cerca de los centros de consumo, conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL). Recogiendo lo establecido en [11] y [14], los casos estudiados en este trabajo encajan en las definiciones de autogenerador y de generación distribuida por los siguientes aspectos: la capacidad de generación instalada, el modo de operación con el SIN y la ubicación cercana a los centros de consumo para las necesidades operativas del activo de producción.

Dentro del alcance del proyecto se contempla la posibilidad del incremento de capacidad de generación, para tal fin, se estableció la arquitectura modular de los centros de generación, por otra parte, la ubicación de los centros de generación y la topología del sistema eléctrico de distribución existente, hace posible implementar un escenario en el que los dos centros de generación operen sincronizados, supliendo toda la demanda e incluso generando excedentes. A pesar de las condiciones antes descritas, que hacen posible que Ecopetrol S.A. pueda suplir las necesidad energéticas de su activo de producción y logre generar energía excedente, en la actualidad no existe un marco regulatorio que contemple la inclusión de la generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional

(SIN) [15], lo cual representa vacíos en materia regulatoria que deben ser subsanados de tal manera que destraben el estado restrictivo existente.

6. MODELADO DE LOS CENTROS DE GENERACIÓN

El modelo de los centros de generación se incluyó en la red modelada en el software NEPLAN versión 5.53 que se ha utilizado recientemente para estudios eléctricos del campo Casabe.

6.1 CENTRO DE GENERACIÓN CASABE

El centro de generación Casabe cuenta con 6 generadores de 500kW, 480V y FP igual a 0,8. La conexión a la red es en la Subestación Eléctrica de Producción por medio de un transformador elevador 0,48/34,5kV. Los parámetros de los generadores, suministrados por el fabricante son los que se muestran en la Tabla 18.

Tabla 18. Parámetros de los generadores 500 kW

Parámetro	Xd (%)	Xd' (%)	Xd'' (%)	X2 (%)	X0 (%)	R (%)
Valor	440	22,1	12,7	14,1	No disponible	1,9

El parámetro de reactancia de secuencia cero no es suministrado en los catálogos. Sin embargo, este valor es de poca relevancia dada la puesta a tierra con resistencia de los generadores, además a nivel de 34,5 kV no tiene incidencia alguna debido al grupo de conexión del transformador. El modelo implementado en NEPLAN se muestra en la Figura 19. El valor de la resistencia de puesta a tierra se calculó como $4,8 \Omega$ (480V/100A).

Figura 19. Modelo en NEPLAN generadores de 500 kW

Rating		Generator type:	
Ur .. kV:	0,48	Thermal	
Sr .. MVA:	0,625		
Pr .. MW:	0,5		
Cos(phi):	0,8		

Short Circuit					
xd sat. .. %:	440	x(0) .. %:	5	pUr .. %:	0
xd' sat. .. %:	22,1	RG .. Ohm:	0,007	lkk .. kA:	0
xd'' sat. .. %:	12,7	X/R:	6,69	mue:	0
x(2) .. %:	14,1	R(2) .. pu:	0	Ufmax/Ufr:	1,3
		Tdc .. s:	0		

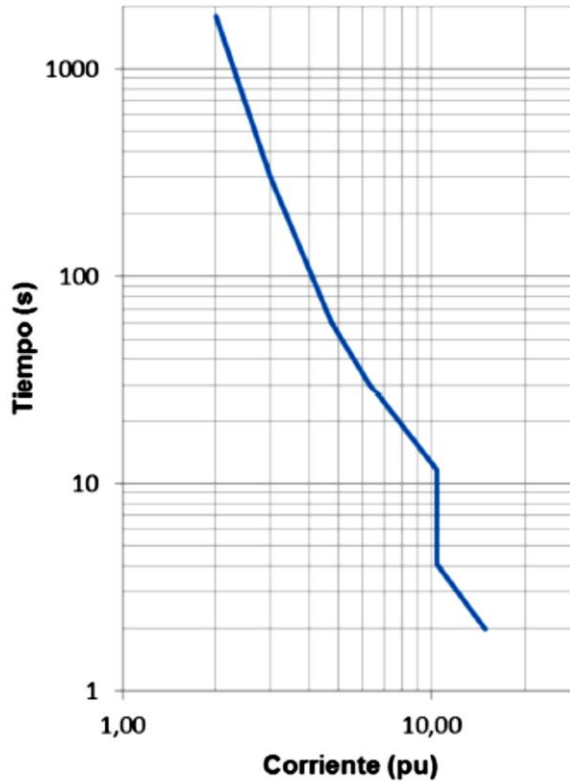
Para el modelado del transformador elevador se utilizaron los datos incluidos en el protocolo de pruebas de fábrica el cual fue suministrado por el contratista. Los parámetros del modelo implementado en NEPLAN se muestran en la Figura 20.

Figura 20. Modelo en NEPLAN transformador de 4 MVA del CG Casabe

Un1 .. kV:	34,5	Un2 .. kV:	0,48	Sr .. MVA:	4		
Ur1 .. kV:	36	Ur2 .. kV:	0,48				
URr(1) .. %:	0,6329	kW:	25,3	URr(0) .. %:	0,6329	kW:	25,3
Ukr(1) .. %:	6,72	Ukr(0) .. %:	6,72				
X(1)/R(1):	10,57	X(0)/R(0):	10,57				
I0 .. %:	0,309	U01(0) .. %:	0	LMUNS .. pu:	323,624		
P fe .. kW:	5,065	U02(0) .. %:	0	LMSAT .. pu:	0		
				KP .. pu:	0		
<input type="checkbox"/> On-load tapchanger				phiresA .. pu:	0		
<input type="checkbox"/> Switchable				phiresB .. pu:	0		
<input type="checkbox"/> Autotransformer				phiresC .. pu:	0		
Vector Group:	YNd7						

La curva de soportabilidad del transformador de 4MVA acorde a estándar IEEE Std C57.109-1993 ante fallas pasantes se muestra en la Figura 21.

Figura 21. Curva de daño transformador 4 MVA Centro de Generación Casabe (Categoría II acorde a IEEE Std C57.109-1993)



El cable de media tensión a utilizar es 1/0 Cu XLPE 35 kV con aislamiento al 100%. Para la resistencia del cable se tomó un valor de catálogo de fabricante. La reactancia de secuencia positiva fue calculada a partir de la siguiente ecuación:

$$X_1 = \frac{2\pi 60}{1000} \left[0,05 + 0,2 \ln \frac{DMG}{r} \right] \Omega/km \quad (5)$$

Donde:

DMG: distancia media geométrica (se asume disposición plana sobre bandeja).

r : radio del conductor

Los parámetros de secuencia cero del cable dependen de la trayectoria de retorno el cual para este caso es a través de la pantalla, la tierra, la bandeja y el cable de

puesta a tierra de la bandeja. Un cálculo exacto de estos parámetros es dispendioso y no se justifica ya que no tiene mayor incidencia en los cálculos. Por este motivo, se tomarán los parámetros de secuencia cero iguales a los de secuencia positiva. Las capacitancias de secuencia positiva y de secuencia cero fueron calculadas a partir de la siguiente ecuación:

$$C_1 = C_0 = \frac{\epsilon_r}{18 \ln \frac{r_0}{r_i}} \mu F / km \quad (6)$$

Donde:

r_0 : radio del conductor incluyendo la pantalla semiconductor.

r_i : radio externo del aislamiento

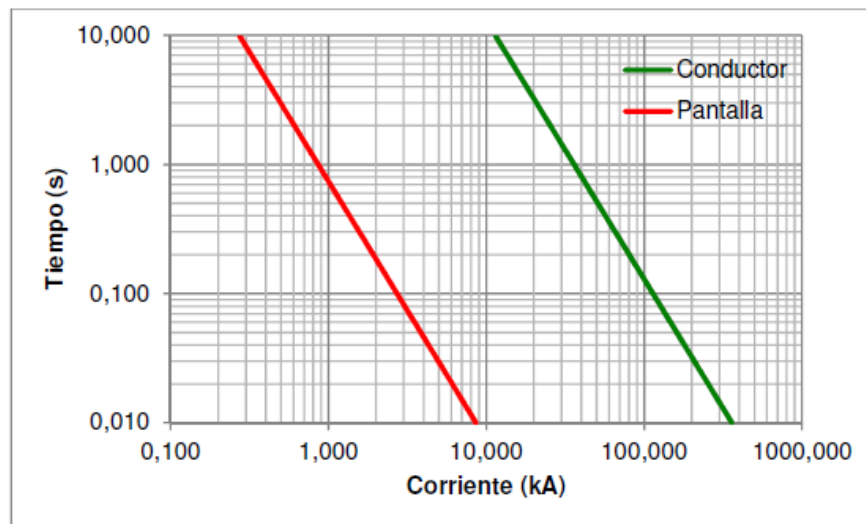
La longitud del cable MT es de aproximadamente 86 m según información suministrada por el constructor. El modelo del cable MT implementado en NEPLAN se muestra en la Figura 22.

Figura 22. Modelo cable XLPE MT.

Name:	CABLE_MV_GEN_CASABE		
Type:	...		
Length .. km:	0.086	Units: Ohm/km	
Number of lines:	1	EMT model: PI	
R(1) .. Ohm/km:	0,42	R(0) .. Ohm/km:	0,42
X(1) .. Ohm/km:	0,1951	X(0) .. Ohm/km:	0,1951
C(1) .. uF/km:	0,12	C(0) .. uF/km:	0,12
B(1) .. uS/km:	45,239	B(0) .. uS/km:	45,239
G(1) .. uS/km:	0		
Ir max (low) .. A:	200		
Ir max (med) .. A:	200		
Ir max (high) .. A:	200		
Reduction factor:	1	<input type="checkbox"/> Asymmetric Pi with sections	
IER max .. A:	200	<input checked="" type="checkbox"/> Switchable	

Las curvas de soportabilidad del cable y pantalla se muestran en la Figura 23. Se considera temperatura de operación del cable de 90 °C y máxima de cortocircuito de 250 °C. Para la pantalla se considera temperatura de operación 85 °C, máxima de cortocircuito de 200 °C y una soportabilidad de 860A/1s.

Figura 23. Soportabilidad de conductor y pantalla cable MV 90 Cu 1/0 35 kV aislamiento al 100% (área del conductor 53,5 mm²).



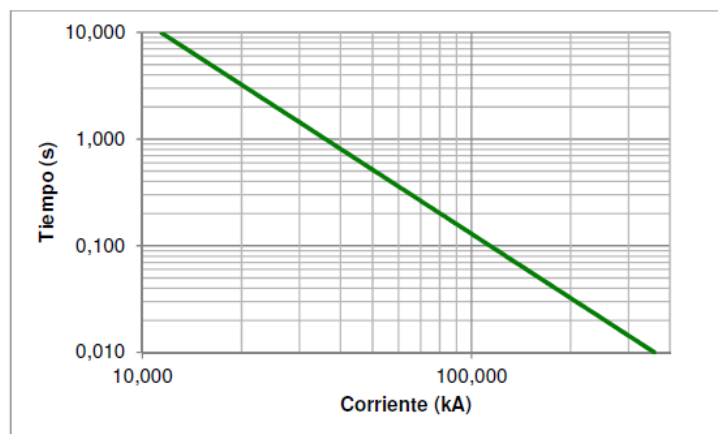
Para conexión de cada uno de los generadores a la barra de baja tensión del transformador de 4 MVA, se usó cable tipo extraflexible de 500 kcmil (3 por fase). Se asume que su aislamiento es XPLE. El modelo implementado en NEPLAN se muestra en la Figura 24.

Figura 24. Modelo cable XLPE BT.

Length .. km:	<input type="text" value="0.03"/>	Units:	<input type="text" value="Ohm/km"/>
Number of lines:	<input type="text" value="3"/>	EMT model:	<input type="text" value="PI"/>
R(1) .. Ohm/km:	<input type="text" value="0.09"/>	R(0) .. Ohm/km:	<input type="text" value="0.09"/>
X(1) .. Ohm/km:	<input type="text" value="0.128"/>	X(0) .. Ohm/km:	<input type="text" value="0.128"/>
C(1) .. uF/km:	<input type="text" value="0"/>	C(0) .. uF/km:	<input type="text" value="0"/>
B(1) .. uS/km:	<input type="text" value="0"/>	B(0) .. uS/km:	<input type="text" value="0"/>
G(1) .. uS/km:	<input type="text" value="0"/>		
I _r max (low) .. A:	<input type="text" value="430"/>		
I _r max (med) .. A:	<input type="text" value="430"/>		
I _r max (high) .. A:	<input type="text" value="430"/>		
Reduction factor:	<input type="text" value="1"/>	<input type="checkbox"/> Asymmetric Pi with sections	
I _E r max .. A:	<input type="text" value="430"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Switchable	

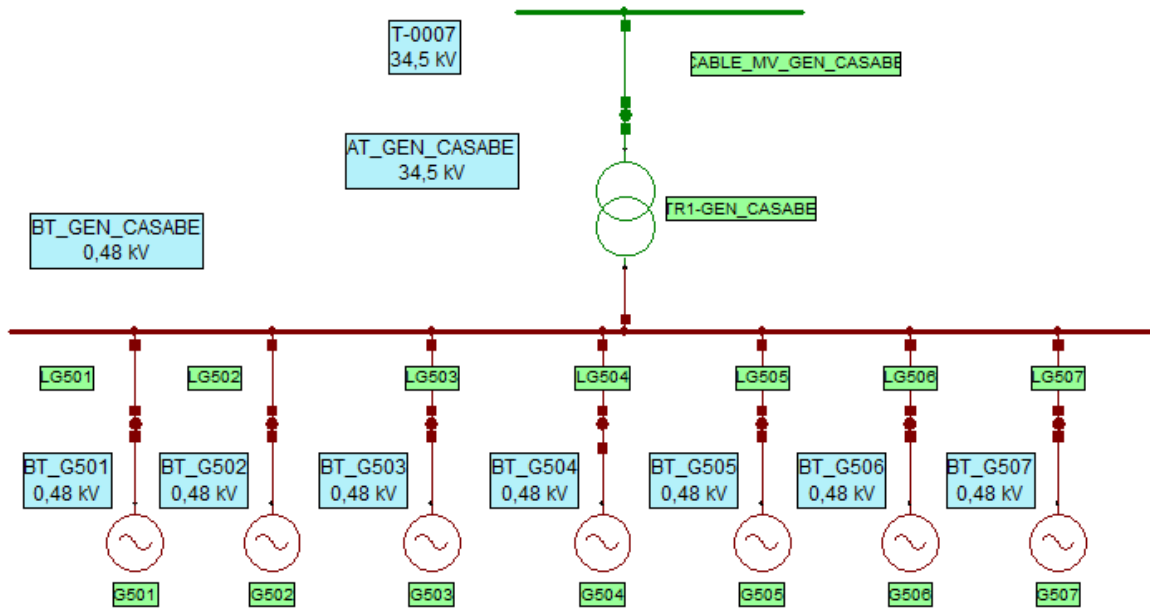
Los parámetros de secuencia cero no tienen mayor relevancia ya que a nivel de 480 V, la impedancia de falla está determinada por la resistencia de puesta a tierra de los generadores. La Figura 25 muestra la curva de soportabilidad del conductor.

Figura 25. Soportabilidad de conductor cable XLPE Cu 500 kcmil (área del conductor 253 mm²)



El modelado en NEPLAN del unifilar para el centro de generación Casabe se muestra en la Figura 26.

Figura 26. Modelado del centro de generación Casabe



6.2 CENTRO DE GENERACIÓN CASABE SUR

El centro de generación Casabe Sur cuenta con 4 generadores de 1200kW, 480V y factor de potencia igual a 0,8 y 2 generadores de 500kW, 480V y factor de potencia igual a 0,8. La conexión a la red es en el pórtico del Clúster Norte.

Los parámetros de los generadores de 1200 kW, suministrados por el fabricante son los se muestran en la Tabla 19. Los parámetros de los generadores de 500 kW son idénticos a los del centro de generación Casabe (ver Tabla 18 y Figura 19).

Tabla 19. Parámetros generadores 1200 kW

Parámetro	Xd (%)	Xd' (%)	Xd'' (%)	X2 (%)	X0 (%)	R (%)
Valor	460	22,7	11,9	13,3	No disponible	1,7

El parámetro de reactancia de secuencia cero no es suministrado en los catálogos. Sin embargo, este valor es de poca relevancia dada la puesta a tierra con resistencia de los generadores, además a nivel de 34,5 kV no tiene incidencia alguna debido al grupo de conexión de los transformadores elevadores. El modelo implementado en NEPLAN se muestra en la Figura 27. El valor de la resistencia de puesta a tierra se calculó como $4,8 \Omega$ (480V/100A).

Figura 27. Modelo en NEPLAN generadores de 1200 kW

The image shows a software interface for configuring a generator model. It is divided into two main sections: 'Rating' and 'Short Circuit'.
Rating Section:
 - Ur .. kV: 0,48
 - Sr .. MVA: 1,5
 - Pr .. MW: 1,2
 - Cos(phi): 0,8
 - Generator type: Thermal (dropdown menu)
Short Circuit Section:
 - xd sat. ... %: 460
 - xd' sat. ... %: 22,7
 - xd'' sat. ... %: 11,9
 - x(2) ... %: 13,3
 - x(0) ... %: 0,03
 - RG .. Ohm: 0,00261
 - X/R: 7
 - R(2) .. pu: 0
 - Tdc .. s: 0
 - pUr .. %: 0
 - lkk .. kA: 0
 - mue: 0
 - Ufmax/Ufr: 1,3

El centro de generación Casabe Sur tiene dos transformadores elevadores 0,48/34,5 kV de 3 y 4 MVA. Al transformador de 4 MVA se conectan tres generadores de 1200 kW mientras que al transformador de 3 MVA se conectan dos generadores de 500 kW y un generador de 1200 kW.

Para el modelado de los transformadores se utilizaron los datos incluidos en el protocolo de pruebas de fábrica el cual fue suministrado por el constructor. Los

parámetros del modelo implementado en NEPLAN para el transformador de 4 MVA son mostrados en la Figura 28, mientras que los utilizados para el transformador de 3 MVA se muestran en la Figura 29. La curva de daño del transformador de 3MVA acorde a estándar IEEE Std C57.109-1993 ante fallas pasantes se muestra en la Figura 30.

Figura 28. Modelo en NEPLAN transformador de 4 MVA del CG Casabe Sur

Un1 .. kV:	<input type="text" value="34,5"/>	Un2 .. kV:	<input type="text" value="0,48"/>	Sr .. MVA:	<input type="text" value="4"/>
Ur1 .. kV:	<input type="text" value="36"/>	Ur2 .. kV:	<input type="text" value="0,48"/>		
URr(1) .. %:	<input type="text" value="0,6329"/> kW: <input type="text" value="25,3"/>	URr(0) .. %:	<input type="text" value="0,6329"/> kW: <input type="text" value="25,3"/>		
Ukr(1) .. %:	<input type="text" value="6,72"/>	Ukr(0) .. %:	<input type="text" value="6,72"/>		
X(1)/R(1):	<input type="text" value="10,57"/> ...	X(0)/R(0):	<input type="text" value="10,57"/> ...		
IO .. %:	<input type="text" value="0,309"/>	U01(0) .. %:	<input type="text" value="0"/>	LMUNS .. pu:	<input type="text" value="323,6245"/>
P fe .. kW:	<input type="text" value="5,065"/>	U02(0) .. %:	<input type="text" value="0"/>	LMSAT .. pu:	<input type="text" value="0"/>
				KP .. pu:	<input type="text" value="0"/>
<input type="checkbox"/> On-load tapchanger				phiresA .. pu:	<input type="text" value="0"/>
<input type="checkbox"/> Switchable				phiresB .. pu:	<input type="text" value="0"/>
<input type="checkbox"/> Autotransformer				phiresC .. pu:	<input type="text" value="0"/>
Vector Group:	<input type="text" value="YNd7"/>				

Figura 29. Modelo en NEPLAN transformador de 3 MVA del CG Casabe Sur

Name: **TR2-GEN_CBE_SUR**

Type: ...

3-phase transformer 3 x 1-phase transformer

Un1 .. kV: Un2 .. kV: Sr .. MVA:

Ur1 .. kV: Ur2 .. kV:

URr(1) .. %: kW: URr(0) .. %: kW:

Ukr(1) .. %: Ukr(0) .. %:

X(1)/R(1): ... X(0)/R(0): ...

I0 .. %: U01(0) .. %: LMUNS .. pu:

P fe .. kW: U02(0) .. %: LMSAT .. pu:

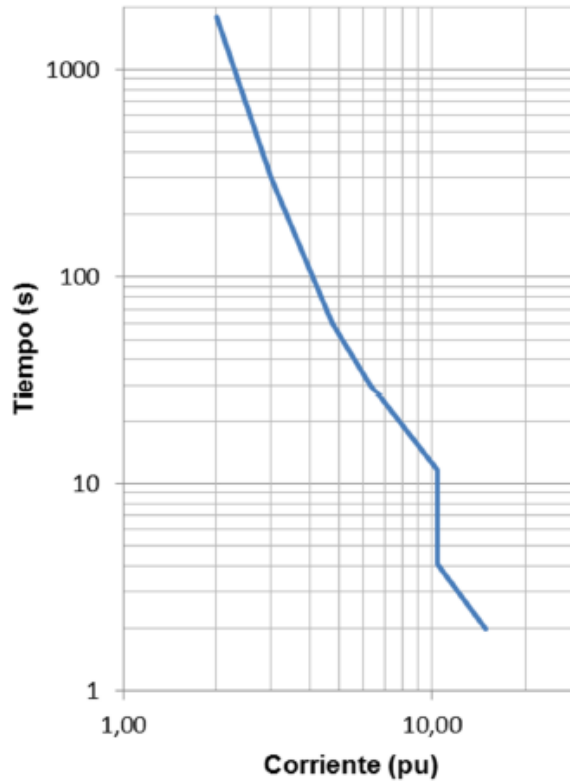
On-load tapchanger KP .. pu:

Switchable phiresA .. pu:

Autotransformer phiresB .. pu:

Vector Group: ▼ phiresC .. pu:

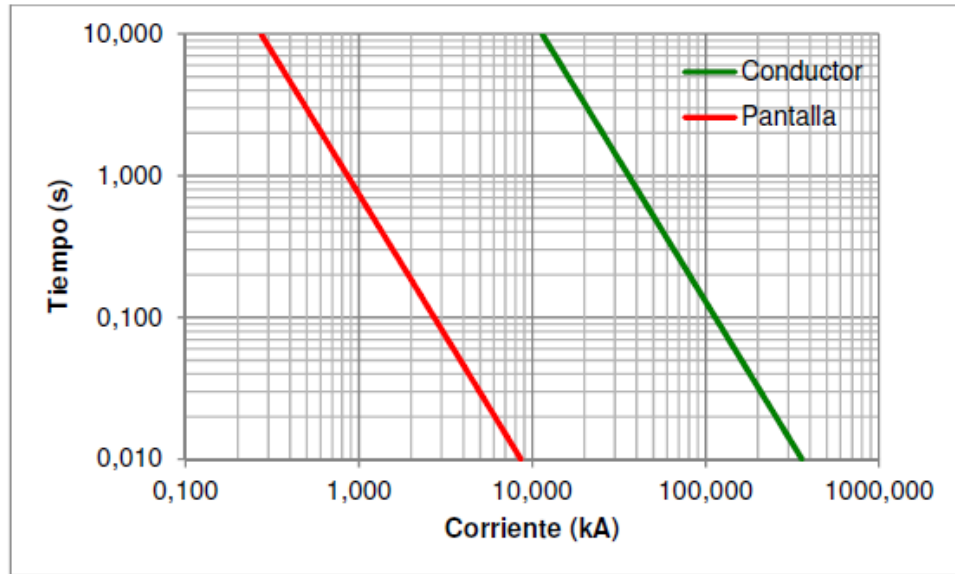
Figura 30. Curva de daño transformador 3 MVA Centro de Generación Casabe (Categoría II acorde a IEEE Std C57.109-1993)



Los parámetros de los cables de conexión de los generadores a la barra de baja tensión del transformador son los mostrados en la Figura 24 (CG Casabe) con variación en la longitud y el número de circuitos (2 circuitos para generadores de 500 kW y 5 circuitos para generadores de 1200 kW).

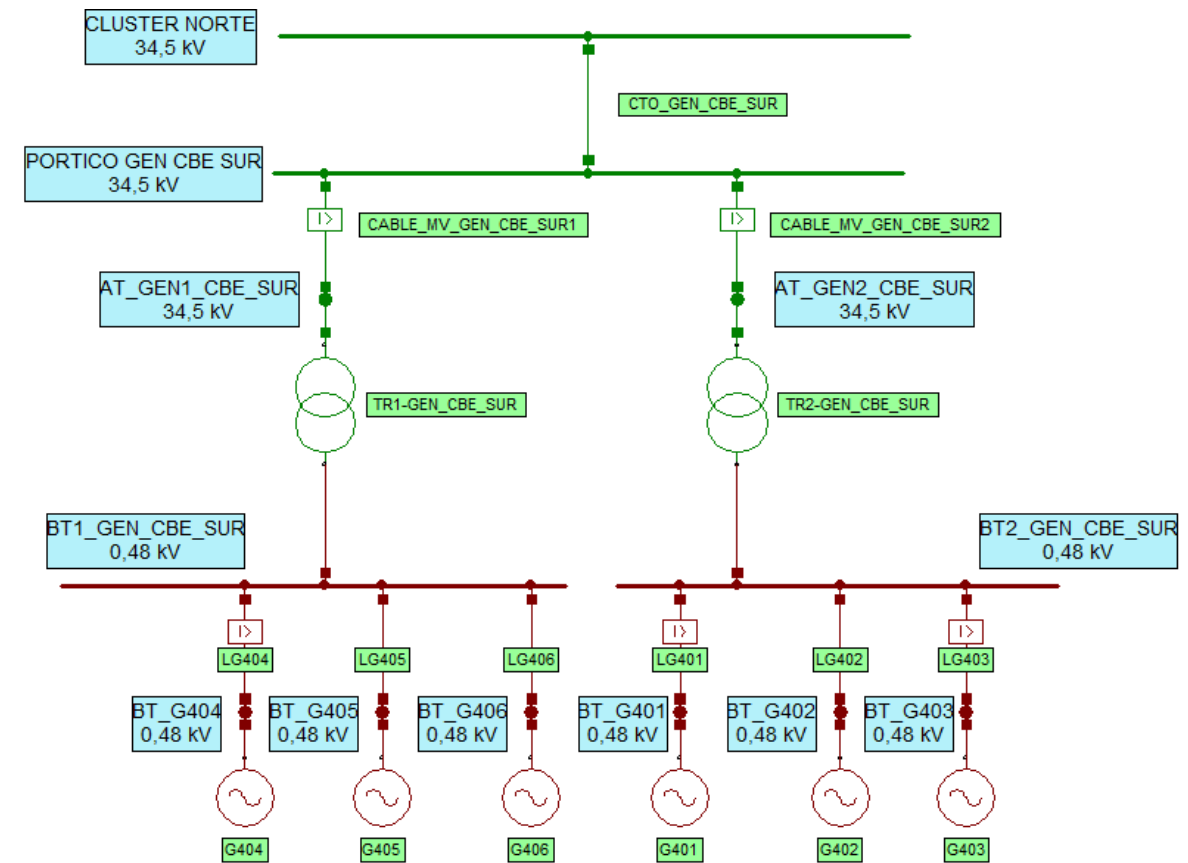
La conexión de los transformadores es en cable XLPE 1/0 Cu 35 kV. Los parámetros utilizados son los que se muestran en la Figura 22 (CG Casabe) con variaciones en la longitud de los conductores y la curva de soportabilidad la mostrada en la Figura 31.

Figura 31. Soportabilidad de conductor y pantalla cable MV 90 Cu 1/0 35 kV aislamiento al 100% (área del conductor 53,5 mm²).



La Figura 32 muestra el unifilar modelado en NEPLAN para el Centro de Generación Casabe-Sur.

Figura 32. Modelo centro de generación Casabe Sur



6.3 ESCENARIOS OPERATIVOS

El alcance del este capítulo es actualizar los estudios eléctricos de flujo de cargas, con motivo de la conexión de los centros de generación Casabe y Casabe Sur con el objetivo de trazar planteamientos para garantizar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica mediante la obtención de los perfiles de tensión con la conexión de los centros de generación.

6.3.1 Escenario operativo base. El escenario operativo considerado es el siguiente: Subestación de producción alimentada desde el interruptor I01 a través de la interconexión entre ECP01-ET005 y el centro de generación Casabe con 6

generadores en línea. La carga de la subestación de producción es la asociada a los Circuitos 1, 2, Estación 5, transformador de producción (EPM, Zona Industrial, Circuitos 4 y 7) y estación de bombeo Cóndor. En caso de falla en Línea 1 o interconexión ECP01-ET005, debe operar por protecciones el reconectador R14 y formarse una isla con el centro de generación Casabe alimentando el Circuito 1, el resto de las cargas deben ser deslastradas.

El Sistema de Inyección (PIA y Pozos de Captación), Peñas Blancas y Casabe Sur alimentados desde el interruptor I13A en ET005. En caso de una falla en el Circuito H16, Peñas Blancas o Casabe Sur, deben operar los reconectores H16 y de entrada al Pórtico de Casabe Sur para formar una isla con el centro de generación Casabe Sur alimentando los Clústeres Sur, Central, PIA Casabe Sur y Estación de Tratamiento Casabe Sur.

La potencia importada desde la red externa a través de los interruptores I01 e I13A dependerá de la potencia generada por los centros de generación. Asumiendo una generación de 2,7 MW en Casabe y una generación de 3,6 MW en Casabe Sur, las figuras 33, 34 ,35 y 36 ilustran la condición de flujo de cargas.

No se considera aporte de generación desde las unidades de Termobarranca por haber culminado el contrato.

Figura 33. Potencia importada desde I01-ECP01

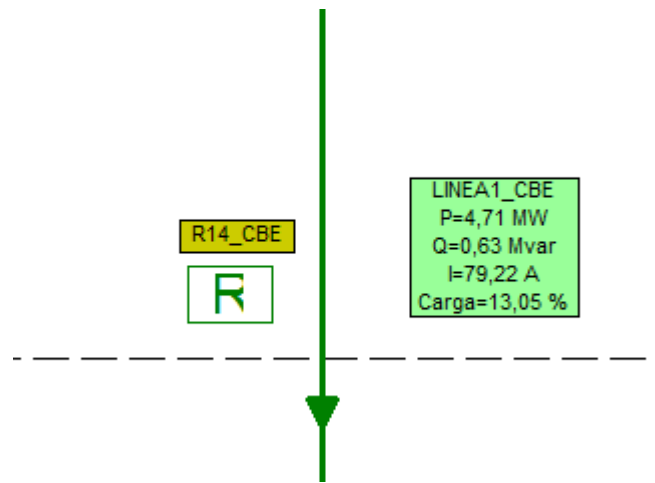


Figura 34. Potencia inyectada desde centro de generación Casabe

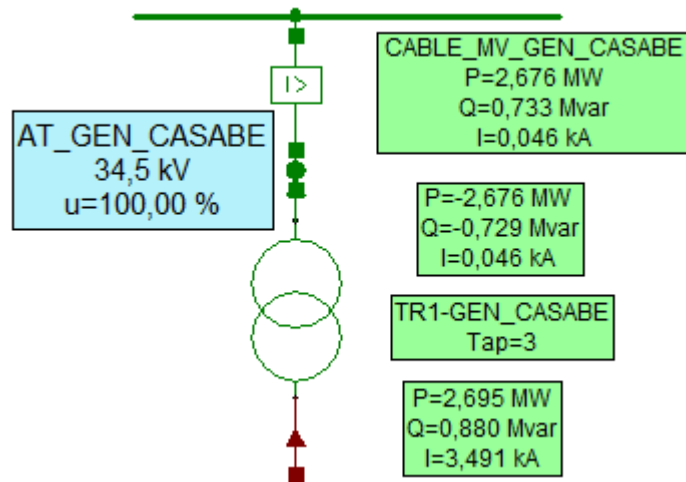


Figura 35. Potencia importada desde I13A-ET005

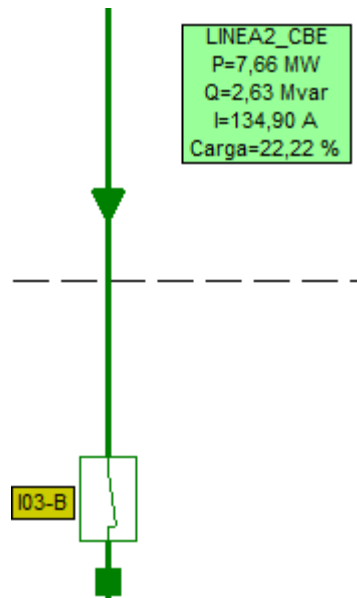
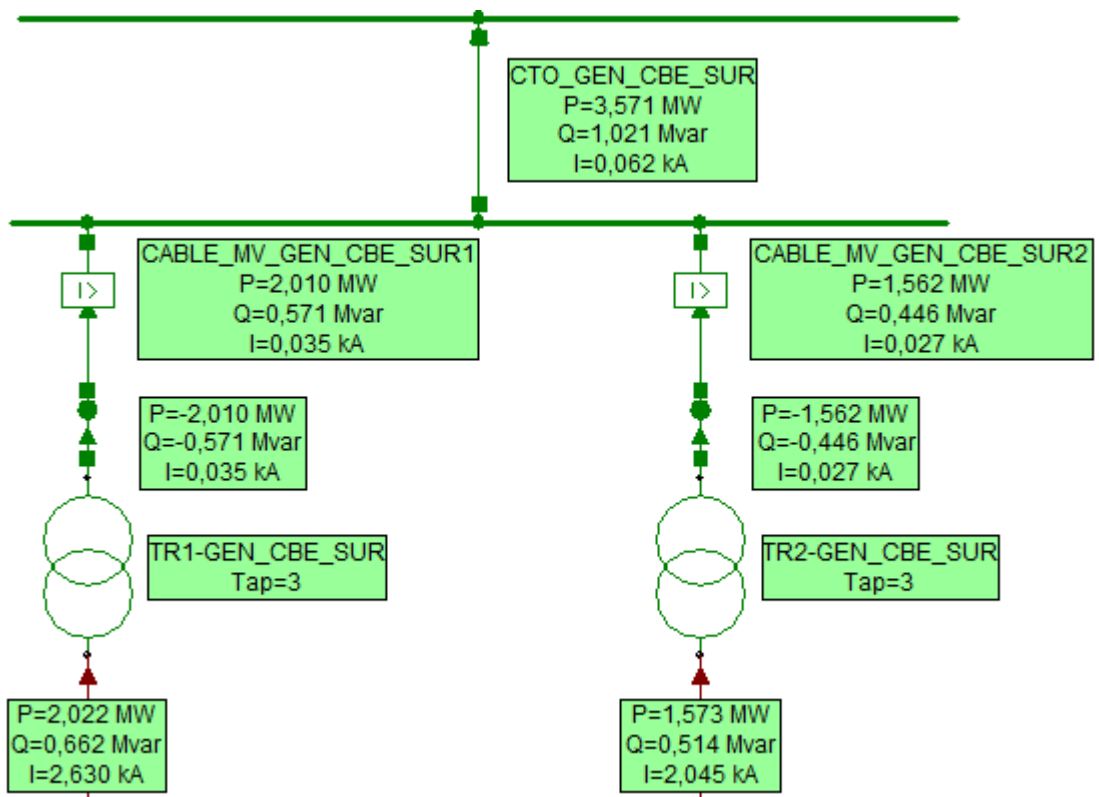


Figura 36. Potencia inyectada desde centro de generación Casabe Sur



6.4 PERFILES DE TENSIÓN

La Tabla 20 muestra los perfiles de tensión bajo las siguientes condiciones:

Escenario 1. Caso base descrito en anteriormente. Se asume los generadores operando con el AVR en modo factor de potencia constante con objetivo 0,95. Generadores de 500 kW operando a 450 kW y generadores de 1200 kW operando a 625 kW.

Escenario 2. Ambos centros de generación fuera de servicio con la topología del caso base.

Escenario 3. Se asume los generadores operando con AVR en modo tensión constante con objetivo 105%. Las potencias activas generadas las mismas que las del Escenario 1. La topología de la red es la del caso base.

Tabla 20. Perfiles de tensión en escenarios operativos

NODO	ESCENARIO1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
S/E PRODUCCIÓN	99,98%	99,18%	100,52%
S/E PIA CASABE	99,91%	99,41%	100,34%
S/E CASABE SUR	99,99%	98,16%	101,20%
S/E PEÑAS BLANCAS	99,32%	97,75%	100,27%
FIN CIRCUITO 1 (S/E 193)	99,94%	99,14%	100,47%
FIN CIRCUITO 2 (S/E 202)	100,00%	99,20%	100,53%
FIN CIRCUITO 4 (S/E 451)	100,78%	99,95%	101,33%
FIN CIRCUITO 7 (S/E 762)	99,34%	98,50%	99,90%

No se presentan inconvenientes con los niveles de tensión en la red de 34,5 kV y 6,9 kV, sin embargo, a nivel de 480V, es necesario verificar el *tap* de algunos transformadores ya que se presentan valores cerca al límite operativo considerado de 105% (504 V).

6.5 HUECOS DE TENSIÓN ANTE FALLAS

Las tensiones de fase en diferentes nodos, ante fallas trifásicas, se muestran en las Tablas 21 a 27. Los escenarios considerados son los mismos descritos anteriormente. El cálculo de las tensiones se realiza utilizando el método de superposición con flujo de carga.

Tabla 21. Huecos de tensión para falla trifásica en S/E ET005 (GRB)

FALLA TRIFÁSICA EN S/E ET005			
NODO	ESCENARIO1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
S/E ET005	0,00 kV	0,00 kV	0,00 kV
S/E ECP001	0,47 kV	0,01 kV	0,50 kV
S/E PRODUCCIÓN	1,71 kV	0,05 kV	1,81 kV
S/E PIA CASABE	2,55 kV	1,45 kV	2,62 kV
S/E CASABE SUR	5,03 kV	1,45 kV	5,26 kV
S/E PEÑAS BLANCAS	4,41 kV	1,44 kV	4,60 kV

Tabla 22. Huecos de tensión para falla trifásica en S/E ECP001

FALLA TRIFÁSICA EN S/E ECP001			
NODO	ESCENARIO1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
S/E ET005	12,4 kV	12,32 kV	12,39 kV
S/E ECP001	0,00 kV	0,00 kV	0,00 kV
S/E PRODUCCIÓN	1,27 kV	0,03 kV	1,35 kV
S/E PIA CASABE	13,25 kV	12,68 kV	13,32 kV
S/E CASABE SUR	13,97 kV	12,52 kV	14,44 kV
S/E PEÑAS BLANCAS	13,89 kV	12,47 kV	14,01 kV

Tabla 23. Huecos de tensión para falla trifásica en S/E Producción

FALLA TRIFÁSICA EN S/E DE PRODUCCIÓN			
NODO	ESCENARIO1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
S/E ET005	17,23 kV	17,19 kV	17,21 kV
S/E ECP001	12,50 kV	12,48 kV	12,49 kV
S/E PRODUCCIÓN	0,00 kV	0,00 kV	0,00 kV
S/E PIA CASABE	17,41 kV	17,13 kV	17,48 kV
S/E CASABE SUR	17,79 kV	16,92 kV	18,01 kV
S/E PEÑAS BLANCAS	17,59 kV	16,85 kV	17,76 kV

Tabla 24. Huecos de tensión para falla trifásica en S/E PIA CASABE

FALLA TRIFÁSICA EN S/E PIA CASABE			
NODO	ESCENARIO1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
S/E ET005	14,73 kV	14,70 kV	14,71 kV
S/E ECP001	14,83 kV	14,64 kV	14,83 kV
S/E PRODUCCIÓN	15,05 kV	14,45 kV	15,13 kV
S/E PIA CASABE	0,00 kV	0,00 kV	0,00 kV
S/E CASABE SUR	2,84 kV	0,06 kV	3,01 kV
S/E PEÑAS BLANCAS	2,16 kV	0,06 kV	2,29 kV

Tabla 25. Huecos de tensión para falla trifásica en S/E CASABE SUR

FALLA TRIFÁSICA EN S/E CASABE SUR			
NODO	ESCENARIO1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
S/E ET005	18,14 kV	18,13 kV	18,11 kV
S/E ECP001	18,14 kV	18,06 kV	18,14 kV
S/E PRODUCCIÓN	18,13 kV	17,82 kV	18,21 kV
S/E PIA CASABE	12,43 kV	12,42 kV	12,41 kV
S/E CASABE SUR	0,00 kV	0,00 kV	0,00 kV
S/E PEÑAS BLANCAS	2,98 kV	2,97 kV	2,97 kV

Tabla 26. Huecos de tensión para falla trifásica en S/E PEÑAS BLANCAS

FALLA TRIFÁSICA EN S/E PEÑAS BLANCAS			
NODO	ESCENARIO1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
S/E ET005	18,92 kV	18,80 kV	18,90 kV
S/E ECP001	18,90 kV	18,72 kV	18,91 kV
S/E PRODUCCIÓN	18,84 kV	18,47 kV	18,93 kV
S/E PIA CASABE	15,30 kV	14,84 kV	15,33 kV
S/E CASABE SUR	9,69 kV	8,23 kV	9,82 kV
S/E PEÑAS BLANCAS	0,00 kV	0,00 kV	0,00 kV

Tabla 27. Huecos de tensión para falla trifásica en fin del Circuito 1

FALLA TRIFÁSICA EN FIN CIRCUITO 1			
NODO	ESCENARIO1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
S/E ET005	18,01 kV	17,94 kV	18,00 kV
S/E ECP001	14,57 kV	14,40 kV	14,56 kV
S/E PRODUCCIÓN	5,42 kV	5,01 kV	5,45 kV
S/E PIA CASABE	18,10 kV	17,81 kV	18,17 kV
S/E CASABE SUR	18,38 kV	17,59 kV	18,59 kV
S/E PEÑAS BLANCAS	18,19 kV	17,52 kV	18,37 kV

La Tabla 28 muestra los resultados obtenidos considerando el Circuito Casabe Sur en servicio (Peñas Blancas y Casabe Sur alimentados desde la Subestación de Producción con toda la generación conectada a Línea 1 con AVR en modo tensión constante objetivo 105%, Escenario 4).

Tabla 28. Resultados Escenario 4

FALLA TRIFÁSICA EN S/E ET005		
NODO	ESCENARIO 2	ESCENARIO 4
S/E ET005	0,00 kV	0,00 kV
S/E ECP001	0,01 kV	1,16 kV
S/E PRODUCCIÓN	0,05 kV	4,23 kV
S/E PIA CASABE	1,45 kV	1,45 kV
S/E CASABE SUR	1,45 kV	5,72 kV
S/E PEÑAS BLANCAS	1,44 kV	5,09 kV

7. CONCLUSIONES

A continuación se muestran las conclusiones obtenidas a partir del contraste entre el planteamiento inicial del alcance de este estudio y los resultados observados:

En lo operativo, los Centros de Generación permiten la disminución de pérdidas a través de las Líneas principales de alimentación. Actualmente existe restricción de cargabilidad en el transporte de Energía Eléctrica a través de las Líneas 1 y 2 de 34,5 kV que salen de Termobarranca y Refinería respectivamente, dicha restricción está dada por el deterioramiento y calibre del conductor a la altura de las Torres Eléctricas en el cruce con el Río Magdalena. Sin embargo, ésta restricción se compensa con la Generación en sitio en los Campos Casabe y Casabe Sur, permitiendo la reducción de consumo de Energía sobre las Líneas 1 y 2 por consiguiente la reducción de pérdidas de Energía Eléctrica sobre las Líneas.

La operación normal de los Centros de Generación debe ser siempre en sincronismo con el Sistema Eléctrico de 34,5 kV, por ello la implementación de protecciones por deslastre ante una falla o pérdida de flujo de energía desde las fuentes principales de Termobarranca y Refinería a través de las Líneas Eléctricas 1 y 2 es necesaria para garantizar la continuidad de la Generación de Energía. La selección de cargas importantes y a deslastrar debe realizarse de acuerdo a la potencia eléctrica demandada y a la producción de crudo de cada una de ellas, de esta forma se garantiza en gran proporción la continuidad del servicio de Energía Eléctrica para mitigar las pérdidas de Producción, que para el año 2014 fueron de 21998 BOPD y para el año 2015 fueron de 11881 BOPD, las cuales pudieron ser mitigadas o reducidas.

A mayor disponibilidad de gas, mayores oportunidades de ampliación de los Centros de Generación se puede presentar, por consiguiente, mayor respaldo se

puede obtener a todas las cargas que alimentan los Centros de Generación sin recurrir al deslastre.

Es necesario mantener un combustible de calidad con fluido y presión estable hacia los Centros de Generación de Casabe y Casabe Sur que garantice la operación continua de las máquinas para que éstas garanticen la confiabilidad y respaldo que se espera de ellas.

En lo económico, los costos liquidados por ECOPETROL S.A. en el Campo Casabe por concepto de Energía Eléctrica suministrada a través de Termobarranca, el STR y la obtenida de los centros de generación, se han venido ajustando en los últimos años con el IPP total nacional. Es evidente que la regla de ajuste lleva a que la tarifa final de la energía eléctrica aumente en situaciones de inflación de precios al productor. La ventaja que se obtiene con la implementación de la generación eléctrica, es que el valor de referencia para la tarifa de la energía eléctrica generada con gas, es muy inferior con respecto al de la tarifa de la energía eléctrica comprada al SDL.

En calidad de Energía Eléctrica, se observa gracias a las simulaciones en NEPLAN que con los Centros de Generación los huecos de tensión debidos a fallas externas al Sistema Eléctrico de Casabe se mitigan, esto es favorable para aquellas cargas como variadores de velocidad en los pozos de producción que permiten tolerancia de trabajo continuo ante la presencia de huecos de tensión de hasta un 30% de caída y una duración máxima de 500 ms, en la simulaciones realizadas, el cálculo de los huecos de tensión corresponde al instante en que ocurre la falla. La efectividad en la mitigación del hueco dependerá adicionalmente del modo de operación y tipo del control de los generadores (AVR) y de su sistema de excitación. El impacto sobre los pozos de producción depende de la soportabilidad de los variadores de velocidad (VFD).

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] NULLVALUE, CASABE O LA ODISEA PETROLERA En El Tiempo, 12 de mayo, 1991. Disponible en la Web: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-81704>.
- [2] AMAYA, Mauro, et al. Casabe: Revitalización de un campo maduro. Traducción del artículo publicado En *Oilfield Review* Primavera de 2012:22, no 1. 5 p.
- [3] CIDET. Costos de energía, afectan industrias Colombianas, 18, marzo, 2013. Disponible en la Web en: <http://www.cidet.org.co/corporativo/noticias/costos-de-energia-afectan-industrias-colombianas>
- [4] Guía ARPEL No MP01-2013, Índices de Energía en la Industria del Petróleo y Gas, José Manuel Perea Gaitán e Ignacio Botello Martínez, REPSOL, Febrero de 2013, pág. 17
- [5] COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 181495. (2, septiembre, 2008). Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos. Pág. 1-22. Diario Oficial No. 47.462 de 4 de septiembre de 2009.
- [6] CATEGORÍAS DE FUENTE. Disponible en la Web en:<http://www2.inecc.gob.mx/publicaciones/libros/457/categorias.pdf>
- [7] COLOMBIA. MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE, VIVIENDA Y SEGURIDAD Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución No. 909. (5, junio, 2008). Por la cual se establecen las normas y estándares de emisión

admisibles de contaminantes a la atmósfera por fuentes fijas y se dictan otras disposiciones. Pág. 1-36. Diario Oficial 47051 de julio 15 de 2008.

- [8] COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución número 1309 de 2010, (13, julio, 2010). Por la cual se modifica la Resolución 909 del 5 de junio de 2008. Diario oficial No. 47.771 de 15 de julio de 2010.

- [9] COLOMBIA. MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE, VIVIENDA Y SEGURIDAD Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución No. 0627. (7, abril, 2006). Por la cual se establece la norma nacional de emisión de ruido y rudo ambiental. Pág. 1-30. Diario Oficial 46239 de abril 12 de 2006.

- [10] http://datateca.unad.edu.co/contenidos/358007/Contenido_en_linea_Caraterizacion/leccin_7_fuentes_de_contaminantes_atmosfricos_fuentes_mviles_fijas_puntuales_y_de_rea.html

- [11] COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 143 (11, julio, 1194). Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, trasmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. Diario Oficial. Bogotá, D.C., No. 41.434 del 12 de julio de 1994.

- [12] COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. RESOLUCIÓN No. 024. (13, julio, 1195). Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el sistema interconectado nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación. Publicación Diario Oficial No 48.294 del día 26 de diciembre de 2011.

- [13] Taller de discusión: Proceso de reglamentación Ley 1715 de 2014 Excedentes, respuesta de la demanda, incentivos y ZNI. (1, agosto, 2014: Medellín).Presentación. Unidad de Planeación Minero Energética UPME.
- [14] COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 1715 (13, mayo, 2014). Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. Diario Oficial. Bogotá, D.C., No. 49.150 de 13 de mayo de 2014.
- [15] González D., Luna G. y Rivas, E. (2015). Evaluación del impacto de la generación distribuida mediante índices normalizados con base en la normatividad colombiana y estándares IEEE. En: Ingeniería, Vol. 20, No. 2.
- [16] Charles J. Mozina. Apagones en sistemas de potencia - Minimizando su impacto en instalaciones de cogeneración industrial.
- [17] IEEE Application Guide for IEEE STD 1547TM, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.
- [18] Viera, Julián. Criterios de conexión de Generación Distribuida: Perspectiva del Distribuidor. Artículo disponible en la Web en: <http://iie.fing.edu.uy/epim2010/myreview/myPapers/p81.pdf>
- [19] Agüero, J.L., Barbieri B., Beroqui M. FORMACIÓN DE ISLAS ELÉCTRICAS CONFORMADAS POR UN GENERADOR, PARTE DE UNA DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA Y PLANTAS INDUSTRIALES. COMITÉ 38 ANÁLISIS Y TÉCNICOS DE SISTEMAS DE POTENCIA. IX Encuentro Regional Latino-Americano del Cigré, 27 a 31 de mayo de 2001.

- [20] CARRILLO, Marcela Andrea y PINTO, Fabián Leonardo. EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL USO DEL GAS DE PRODUCCIÓN PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A LOS SISTEMAS DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE EN UN CAMPO COLOMBIANO. Trabajo de Grado presentado para optar al título de ingeniero de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de Petróleos, 2012. Pág. 1-187.
- [21] PABÓN, Martha Liliana y QUIROGA, Elizabeth. diseño de las FACILIDADES DE SUPERFICIE PARA LA CAPTACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DEL GAS PRODUCIDO EN UN CAMPO - CASO PRÁCTICO. Trabajo de Grado presentado para optar al título de ingeniero de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de Petróleos, 2008. Pág. 37-53.
- [22] RICO, Naydú Yesenia. ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE CON CAVIDADES PROGRESIVAS (ESPCP) EN UN CAMPO DE ECOPETROL S.A. S.A. Trabajo de Grado presentado para optar al título de ingeniero de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de Petróleos, 2012. Pág. 25-47.
- [23] COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. RESOLUCIÓN No. 038. (20, marzo, 2014). Por la cual se modifica el código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes. Pág. 1-65. Publicación Diario Oficial No.49.151, el día:14/mayo/2014

- [24] SHIRLEY, Kathy. Electrical Submersible Progressing Cavity Pump System [online]. Articles Pumps [Stuart Roosa Dr., Calremore]: Baner Hughes Centrilift, Abril de 2008. Disponible en la Web: <http://www.pumpsandsystems.com/topics/pumps/progressing-cavity/electrical-submersible-progressing-cavity-pump-systems>
- [25] MENDOZA MINDIOLA, Myriam. Historia de la Superintendencia de Operaciones Casabe – Cantagallo. Empresa Colombiana de Petróleos. 1996.

BIBLIOGRAFÍA

AGÜERO, J.L., Barbieri B., Beroqui M. Formación de islas eléctricas conformadas por un generador, parte de una distribuidora eléctrica y plantas industriales. comité 38 análisis y técnicos de sistemas de potencia. IX Encuentro Regional Latino-Americano del Cigré, 27 a 31 de mayo de 2001.

AMAYA, Mauro, et al. Casabe: Revitalización de un campo maduro. Traducción del artículo publicado En *Oilfield Review* Primavera de 2012:22, no 1. 5 p.

CARRILLO, Marcela Andrea y PINTO, Fabián Leonardo. Evaluación técnico financiera del uso del gas de producción para el suministro de energía eléctrica a los sistemas de bombeo electro sumergible en un campo colombiano. Trabajo de Grado presentado para optar al título de ingeniero de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de Petróleos, 2012. Pág. 1-187.

CATEGORÍAS DE FUENTE. Disponible en la Web en:<http://www2.inecc.gob.mx/publicaciones/libros/457/categorias.pdf>

CIDET. Costos de energía, afectan industrias Colombianas, 18, marzo, 2013. Disponible en la Web en: <http://www.cidet.org.co/corporativo/noticias/costos-de-energia-afectan-industrias-colombianas>

COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 143 (11, julio, 1194). Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. Diario Oficial. Bogotá, D.C., No. 41.434 del 12 de julio de 1994.

COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 1715 (13, mayo, 2014). Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. Diario Oficial. Bogotá, D.C., No. 49.150 de 13 de mayo de 2014.

COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución número 1309 de 2010, (13, julio, 2013). Por la cual se modifica la Resolución 909 del 5 de junio de 2008. Diario oficial No. 47.771 de 15 de julio de 2010.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. RESOLUCIÓN No. 024. (13, julio, 1195). Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el sistema interconectado nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación. Publicación Diario Oficial No 48.294 del día 26 de diciembre de 2011.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. RESOLUCIÓN No. 038. (20, marzo, 2014). Por la cual se modifica el código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes. Pág. 1-65. Publicación Diario Oficial No.49.151, el día:14/mayo/2014

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 181495. (2, septiembre, 2008). Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos. Pág. 1-22. Diario Oficial No. 47.462 de 4 de septiembre de 2009.

COLOMBIA. MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE, VIVIENDA Y SEGURIDAD Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución No. 909. (5, junio, 2008). Por la cual se establecen las normas y estándares de emisión admisibles de contaminantes a

la atmósfera por fuentes fijas y se dictan otras disposiciones. Pág. 1-36. Diario Oficial 47051 de julio 15 de 2008.

COLOMBIA. MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE, VIVIENDA Y SEGURIDAD Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución No. 0627. (7, abril, 2006). Por la cual se establece la norma nacional de emisión de ruido y rudo ambiental. Pág. 1-30. Diario Oficial 46239 de abril 12 de 2006.

GONZÁLEZ D., Luna G. y Rivas, E. (2015). Evaluación del impacto de la generación distribuida mediante índices normalizados con base en la normatividad colombiana y estándares IEEE. En: Ingeniería, Vol. 20, No. 2.

GUÍA ARPEL No MP01-2013, Índices de Energía en la Industria del Petróleo y Gas, José Manuel Perea Gaitán e Ignacio Botello Martínez, REPSOL, Febrero de 2013, pág. 17

IEEE Application Guide for IEEE STD 1547TM, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.

MENDOZA MINDIOLA, Myriam. Historia de la Superintendencia de Operaciones Casabe – Cantagallo. Empresa Colombiana de Petróleos. 1996.

MOZINA, Charles J. Apagones en sistemas de potencia - Minimizando su impacto en instalaciones de cogeneración industrial.

NULLVALUE, CASABE O LA ODISEA PETROLERA En El Tiempo, 12 de mayo, 1991. Disponible en la Web: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-81704>.

PABÓN, Martha Liliana y QUIROGA, Elizabeth. Diseño de las facilidades de superficie para la captación y distribución del gas producido en un campo - caso práctico. Trabajo de Grado presentado para optar al título de ingeniero de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de ingeniería de Petróleos, 2008. Pág. 37-53.

RICO, Naydú Yesenia. Estudio de prefactibilidad para la implementación del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible con cavidades progresivas (espcp) en un campo de ECOPETROL S.A. S.A. Trabajo de Grado presentado para optar al título de ingeniero de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de ingeniería de Petróleos, 2012. Pág. 25-47.

SHIRLEY, Kathy. Electrical Submersible Progressing Cavity Pump System [online]. Articles Pumps [Stuart Roosa Dr., Calremore]: Baner Hughes Centrilift, Abril de 2008. Disponible en la Web: <http://www.pumpsandsystems.com/topics/pumps/progressing-cavity/electrical-submersible-progressing-cavity-pump-systems>

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA UPME. Taller de discusión: Proceso de reglamentación Ley 1715 de 2014 Excedentes, respuesta de la demanda, incentivos y ZNI. (1, agosto, 2014: Medellín).Presentación.

UNIVERSIDAD NACIONAL ABIERTA Y A DISTANCIA – UNAD. Lección 7. Fuentes de contaminantes atmosféricos: fuentes móviles, fijas, puntuales y de área. Disponible en: http://datateca.unad.edu.co/contenidos/358007/Contenido_en_linea_Caraterizacion/leccin_7_fuentes_de_contaminantes_atmosfricos_fuentes_mviles_fijas_puntuales_y_de_rea.html

VIERA, Julián. Criterios de conexión de Generación Distribuida: Perspectiva del Distribuidor. Artículo disponible en la Web en:
<http://iie.fing.edu.uy/epim2010/myreview/myPapers/p81.pdf>