

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA REINGENIERÍA DEL ESQUEMA DE
GENERACIÓN PARA EL CAMPO CARICARE – OCCIDENTAL DE COLOMBIA
LLC**

RAFAEL DARIO LEAL BÁRCENAS

**ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
BUCARAMANGA**

2013

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA REINGENIERÍA DEL ESQUEMA DE
GENERACIÓN PARA EL CAMPO CARICARE – OCCIDENTAL DE COLOMBIA
LLC**

RAFAEL DARIO LEAL BARCENAS

**Trabajo de grado para optar por el título de
INGENIERO MECÁNICO**

Director

OMAR ARMANDO GELVEZ AROCHA

Codirector

MARTÍN CIFUENTES MÉNDEZ

**ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
BUCARAMANGA**

2013

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	16
1. IMPORTANCIA Y OBJETIVOS DEL PROYECTO DE GRADO	20
1.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	20
1.2 JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN AL PROBLEMA	21
1.3 OBJETIVOS DEL TRABAJO DE GRADO	21
1.3.1 Objetivo General	21
1.3.2 Objetivos Específicos	21
2. RESEÑA HISTÓRICA DE LA COMPAÑÍA	23
3. JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN	27
3.1 PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS	27
3.1.1 Interconexión eléctrica S.A. -ISA-	27
3.1.2 Generación actual	28
3.1.3 Generación mediante turbinas de gas	30
3.1.4 Generación mixta	31
4. VIDA ECONÓMICA Y DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA ESPERADA	32
4.1 VIDA ECONÓMICA DEL PROYECTO	32
4.2 DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA ESPERADA	32
5. INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A.	35
5.1 ESTRATEGIA DE SOLUCIÓN APLICADA	35
5.2 CÁLCULO DE LA ENERGÍA A COMPRAR	35
5.3 DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS	36

5.3.1	Costos año 0	37
5.3.2	Costos a lo largo del resto de la vida del proyecto	37
5.3.3	Flujo de caja de la alternativa	38
5.3.4	Valor presente neto de la alternativa	38
5.4	DIFICULTADES TÉCNICAS DE LA ALTERNATIVA	39
6.	ESQUEMA DE GENERACIÓN ACTUAL	41
6.1	ESTRATEGIA DE SOLUCIÓN APLICADA	41
6.2	ESTADO ACTUAL DEL ESQUEMA DE GENERACIÓN	42
6.3	ANÁLISIS DE COSTOS	44
6.3.1	Costos por compra de energía a Genser Power	44
6.3.2	Proyección de los costos de Genser Power	46
6.3.3	Análisis de la producción de gas en el campo	46
6.3.4	Energía producida por los generadores CAT	47
6.3.5	Energía comprada a ISA	47
6.3.6	Costos por compra de energía ISA	48
6.3.7	Costos por uso de crudo como combustible	49
6.3.8	Flujo de caja de la alternativa	50
6.3.9	Valor presente neto de la alternativa	51
7.	GENERACIÓN MEDIANTE EL USO DE TURBINAS DE GAS	52
7.1	ESTRATEGIA DE SOLUCIÓN APLICADA	52
7.2	ANÁLISIS DEL GAS DISPONIBLE EN EL CAMPO	53
7.2.1	Propiedades termodinámicas de interés	53
7.2.2	Proceso de extracción del gas	53
7.2.3	Propiedades del gas	56
7.3	SELECCIÓN DE LA TURBINA A EMPLEAR	59
7.3.1	Selección del fabricante	59
7.3.1.1	Planteamiento de alternativas	59
7.3.1.2	Planteamiento de los requerimientos y Q.F.D. de los fabricantes	60

7.3.1.3 Resultado obtenido	61
7.3.2 Selección del modelo	61
7.3.2.1 Cálculo de la cantidad de turbinas requeridas para cada modelo	61
7.3.2.2 Cálculo del flujo de combustible requerido para operación normal	66
7.4 DIFICULTADES TÉCNICAS DE LA ALTERNATIVA	70
8. GENERACIÓN MIXTA	71
8.1 ESTRATEGIA DE SOLUCIÓN APLICADA	71
8.2 SELECCIÓN DE LA TURBINA A EMPLEAR	72
8.2.1 Cálculo del número de unidades	72
8.2.2 Validación de los cálculos para el modelo SGT-100 en condiciones normales	75
8.2.3 Validación de los cálculos para el modelo SGT-100 en condiciones normales reduciendo la cantidad tentativa en una unidad	77
8.2.4 Análisis el modelo SGT-100 en condiciones de emergencia	78
8.2.5 Validación de los cálculos para el modelo SGT-300 en condiciones normales	79
8.2.6 Validación de los cálculos para el modelo SGT-400 en condiciones normales	81
8.2.7 Modelo sugerido	82
8.3 CÁLCULO DE LA ENERGÍA QUE SE DEBE COMPRAR A ISA	82
8.4 ANÁLISIS DE COSTOS	83
8.4.1 Costos por generación por turbinas	83
8.4.1.1 Costo por adquisición del equipo	84
8.4.1.2 Costo por obra civil	84
8.4.1.3 Costos por operación	87
8.4.1.4 Costos por mantenimiento	88
8.4.1.5 Costos por uso de crudo como combustible	89
8.4.2 Costos por compra de energía a ISA	93

8.4.3 Flujo de caja de la alternativa	95
8.4.4 Valor presente neto de la alternativa	96
9. SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS	97
9.1 COMPARACIÓN DE COSTOS	97
9.2 CRITERIOS DE EVALUACIÓN	97
9.3 DESPLIEGUE DE LA FUNCIÓN CALIDAD	98
9.4 ALTERNATIVA RECOMENDADA	99
10. PERIODO DE RETORNO DE LA INVERSIÓN	100
CONCLUSIONES	102
RECOMENDACIONES	103
BIBLIOGRAFÍA	104
ANEXOS	105

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Vista aérea CARICARE.	26
Figura 2. Alternativas de solución.	27
Figura 3. Subestación ISA Caricare	28
Figura 4. Planta Genser Power	29
Figura 5. Turbina de Gas.	30
Figura 6. Histórico de la demanda de potencia.	33
Figura 7. Histórico de la demanda de energía.	33
Figura 8. Estrategia de Solución.	35
Figura 9. Flujo de caja ISA.	38
Figura 10. Estrategia de solución.	41
Figura 11. Generación y consumo de potencia en la Facilidad.	43
Figura 12. Potencia suministrada a la Facilidad.	43
Figura 13. Potencia consumida en la Facilidad.	44
Figura 14. Proyección de la producción de gas	46
Figura 15. Flujo de caja generación actual.	50
Figura 16. Estrategia de Solución.	52
Figura 17. SCADA de la facilidad en iFIX.	54
Figura 18. Código para determinar el número de unidades en EES.	63
Figura 19. η y η_e Vs. N para la SGT-100.	64
Figura 20. η y η_e Vs. N para la SGT-300.	65
Figura 21. η y η_e Vs. N para la SGT-400.	65
Figura 22. Curva SGT-100 no. 1.	67
Figura 23. Curva SGT-300 no. 1.	68
Figura 24. Curva SGT-400 no. 1.	69
Figura 25. Estrategia de solución.	71
Figura 26. Código en EES para determinar el número de unidades.	72
Figura 27. η y η_e Vs. N para la SGT-100.	73

Figura 28. η y η_e Vs. N para la SGT-300.	74
Figura 29. η y η_e Vs. N para la SGT-400.	74
Figura 30. Curva SGT-100 no. 2.	77
Figura 31. Curva SGT-100 no. 3.	78
Figura 32. Curva SGT-100 no. 3.	79
Figura 33. Curva SGT-300 no. 2.	80
Figura 34. Curva SGT-400 no. 3.	82
Figura 35. Módulos adicionales turbina SGT-100	90
Figura 36. Flujo de caja generación mixta.	95
Figura 37. Periodos de pago de la alternativa.	100

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Costos ISA.	36
Tabla 2. Costos ISA a lo largo de la vida del proyecto.	36
Tabla 3. Costos ISA año 0.	37
Tabla 4. Costos anuales ISA.	37
Tabla 5. Valor presente ISA.	39
Tabla 6. Atentados a torres llanos norte.	40
Tabla 7. Facturación mensual Genser Power.	45
Tabla 8. Cargos contables energía Genser Power.	45
Tabla 9. Proyección costos mensuales Genser Power.	46
Tabla 10. Costos por compra de energía año 0.	48
Tabla 11. Costos por compra de energía.	48
Tabla 12. Valor presente neto de la compra de energía.	49
Tabla 13. Costos por uso de crudo como combustible.	50
Tabla 14. Cromatografía del combustible que llega a la planta de gas.	55
Tabla 15. Poder calorífico del combustible.	56
Tabla 16. Cromatografía del gas tratado.	57
Tabla 17. Propiedades y composición del combustible.	58
Tabla 18. Fabricantes y turbinas estudiados.	59
Tabla 19. Q.F.D. Fabricantes.	60
Tabla 20. Potencia nominal de las turbinas.	63
Tabla 21. Cargas normal y de emergencia como función del número de turbinas.	64
Tabla 22. Capacidades y número de unidades requeridas para cada modelo.	66
Tabla 23. Cantidades de gas demandadas para generación por turbinas.	70
Tabla 24. Carga normal y de emergencia como función del número de unidades.	73
Tabla 25. Capacidades y número de unidades requeridas para cada modelo.	75

Tabla 26. Primera aproximación SGT-100.	76
Tabla 27. Primera aproximación SGT-300.	77
Tabla 28. SGT-100 en condiciones de emergencia.	79
Tabla 29. Primera aproximación SGT-300.	80
Tabla 30. Primera aproximación SGT-400.	81
Tabla 31. Costos de operación año 0.	87
Tabla 32. Costos por operación.	88
Tabla 33. Costos por mantenimiento para una turbina.	89
Tabla 34. Proyección de la producción de gas.	89
Tabla 35. Demanda anual de petróleo esperada.	92
Tabla 36. Costo anual por el uso de crudo.	93
Tabla 37. Costo de oportunidad por uso de crudo.	93
Tabla 38. Costos por compra de energía año 0.	94
Tabla 39. Costos por compra de energía generación mixta.	94
Tabla 40. Valor presente neto por compra de energía.	95
Tabla 41. Valor presente generación mixta.	96
Tabla 42. Comparación de costos.	97
Tabla 43. Q.F.D. alternativas de generación.	98
Tabla 44. Resultados Q.F.D.	99
Tabla 45. Periodo de retorno de la inversión.	100

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. ACUERDO DE CONFIDENCIALIDAD	106
ANEXO B. PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS	111
ANEXO C. FACTURA CRC ISA	112
ANEXO D. RESUMEN ATENTADOS A TORRES 2002 A 2012	115
ANEXO E. GENERADOR GE JENBACHER TYPE 3	116
ANEXO F. GENERADOR CAT 3412C	118
ANEXO G. GENERADOR CAT C27	124
ANEXO H. PLANO UNIFILAR CRC	130
ANEXO I. FACTURA GENSER POWER	131
ANEXO J. ENERGÍA GENSER POWER	132
ANEXO K. PLANO PLANTA DE GAS	133
ANEXO L. CROMATOGRAFÍA ENTRADA PLANTA DE GAS	134
ANEXO M. CROMATOGRAFÍA ENTRADA GENERADORES	135
ANEXO N. GAS TURBINE SGT-100	136
ANEXO Ñ. GAS TURBINE SGT-300	140
ANEXO O. GAS TURBINE SGT-400	144
ANEXO P. PLANO BLOQUE DE ANCLAJE CENTRILIFT	148
ANEXO Q. PLANO DIMENSIONES SGT-100	149
ANEXO R. PROPIEDADES CRUDO CRC	152
ANEXO S. HISTÓRICO DE LA DEMANDA DE POTENCIA	153
ANEXO T. CERTIFICACIÓN DEL PROYECTO OXY	156

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA REINGENIERÍA DEL ESQUEMA DE GENERACIÓN PARA EL CAMPO CARICARE – OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC.*

AUTOR: LEAL BÁRCENAS, Rafael Dario.**

PALABRAS CLAVES: Generación, gas natural, petróleo, turbinas de gas, generadores Diesel, evaluación de proyectos, análisis de costos, campo petrolero, CARICARE, OXY, ISA.

DESCRIPCIÓN:

Acogiéndose a las políticas mundiales de ahorro de energía y reducción de la contaminación ambiental, las compañías petroleras, a través de sus departamentos de generación, están siempre en la búsqueda y desarrollo de mejoras que permitan reducir tanto el consumo de energía en las instalaciones, así como los costos por generación y compra de energía. Estas mejoras pueden ir desde aspectos tan sencillos, como promover el ahorro de energía apagando las luces en las habitaciones, hasta plantear la posibilidad de adquirir nuevos equipos para generación de energía.

En este proyecto se estudia la factibilidad de la reingeniería del esquema de generación eléctrica para el campo CARICARE – OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC. En otras palabras se estudiaron las posibilidades de realizar modificaciones técnicas a dicho esquema identificando y evaluando, de manera técnica y económica, una serie de posibles alternativas para generación, que cumplieran con la satisfacción de la demanda de energía, las restricciones de costos, impacto medioambiental y la confiabilidad.

La metodología de trabajo implementada fue la siguiente: se plantearon cuatro alternativas de solución (comprarle toda la energía a ISA, conservar el esquema actual de generación, utilizar únicamente turbinas de gas o implementar un arreglo de turbinas de gas asistidas por la conexión a ISA), se determinó la vida económica del proyecto, se desarrolló un estudio técnico para determinar la cantidad y el tipo de equipos requeridos por cada alternativa, se determinaron los costos asociados a cada alternativa, se realizó una evaluación técnica y económica para determinar la alternativa recomendada y finalmente, se calculó el tiempo en el cual se recuperaría la inversión. Este estudio, dio como alternativa sugerida al esquema de generación por turbinas de gas apoyadas por ISA.

* Proyecto de Grado.

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Ing. Omar Armando Gélvez Arocha. Ing. Martín Cifuentes Méndez.

ABSTRACT

TITLE: FEASIBILITY ANALYSIS OF A REENGINEERING PROYECT FOR THE POWER GENERATION ARRANGEMENT ON OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC - CARICARE FACILITY.*

AUTHOR: LEAL BÁRCENAS, Rafael Dario.**

KEY WORDS: Power Generation, natural gas, petroleum, gas turbines, Diesel generators, project evaluation, cost analysis, oilfield, CARICARE, OXY, ISA.

DESCRIPTION:

According to international agreements on energy saving and low environmental impact, Oil companies, through their generation departments, are always developing and looking for new enhancements in order to reduce costs related to power consumption, generation and purchase. These improvements can go from something really simple, like promoting people to turn off the lights every time they leave a room, to more complex projects like acquiring brand new power generation equipment.

In the following document a feasibility analysis of a reengineering project for the power generation arrangement of the OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC – CARICARE FACILITY was done. In other words, the author studied how feasible it is to modify the mentioned arrangement by identifying and evaluating (under technical and economical parameters) a given amount of possible alternatives for power generation that fulfilled power demand satisfaction, cost restrictions, low environmental impact and high reliability.

The working strategy for this project was implemented as follows: first of all, four possible solution strategies were developed (purchasing the whole energy to ISA, keeping the actual generation arrangement, using only gas turbines or implementing a gas turbine arrangement assisted by ISA). After that, the expected economic life of the project was determined. Then a technical analysis was done in order to determine the amount and type of required equipment for each alternative. Next, costs related to each alternative were calculated. After that a technical-economical evaluation was performed in order to determine the best option and finally, the time needed to get back the invested money was calculated. As a result of this project, the gas turbine arrangement assisted by ISA was suggested.

* Bachelor's degree Project.

** Universidad Industrial de Santander. Physical – Mechanical Engineering Faculty. Mechanical Engineering School. Eng. Omar Armando Gélvez Arocha. Eng. Martín Cifuentes Méndez.

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera se ha caracterizado por llevar a cabo sus operaciones bajo condiciones sumamente agrestes tales como: locaciones apartadas, geografías complicadas o de difícil acceso, zonas con presencia de organizaciones al margen de la ley, entre otras. Estas dificultades representan un gran desafío para los ingenieros que trabajan en este sector, debido a que se requiere de un elevado nivel de planeación, confiabilidad en la ejecución y diseño de obras, que garanticen una producción estable en un campo petrolero. Un claro ejemplo de estos retos es la generación y distribución de energía. La cual es requerida para mover las unidades de bombeo, producción y los equipos encargados de mejorar la calidad de vida del personal.

Debido a que la energía eléctrica es un recurso de alta criticidad, es común ver que en la gran mayoría de los complejos petroleros la generación se desarrolla de la manera más autónoma posible. Esta situación se vive actualmente en el campo CARICARE (CRC o CPF1) propiedad de OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC. En estas instalaciones, el gas (generado a manera de subproducto de la extracción del petróleo) es utilizado como combustible para generación eléctrica en una batería de generadores a pistón para reducir la dependencia de la conexión a la red nacional interconectada de energía. Por estas razones la generación representa un costo considerable en los gastos de la compañía. En consecuencia una de las funciones del departamento de generación, es buscar diferentes alternativas de solución para reducir el consumo y/o los costos relacionados con el suministro de electricidad. Para garantizar la operatividad del campo, asegurando la disponibilidad y la calidad de energía.

Este proyecto es producto de un estudio técnico económico desarrollado por parte del autor para OXY. Con el objetivo de calcular y proyectar los costos actuales del esquema de generación, al igual que evaluar la factibilidad de implementar otras

metodologías en materia de producción de energía. El estudio siguió la siguiente metodología de trabajo: Inicialmente se plantearon cuatro alternativas de solución (comprarle toda la energía a ISA -INTERCONEXIÓN ELEÉCTRICA S.A.-, conservar el esquema actual de generación, utilizar únicamente turbinas de gas o implementar un arreglo de turbinas de gas complementadas con una conexión a ISA), con las cuales se podría satisfacer la demanda de energía del campo. Para más adelante, calcular el periodo de vida del proyecto a manera de referencia para el análisis económico. Luego se procedió a determinar la viabilidad de cada una de las alternativas realizando selección de los equipos, las instalaciones y demás elementos requeridos (estudio técnico). Posteriormente se determinaron los costos asociados a cada alternativa. Después se realizó una evaluación bajo criterios técnicos y económicos para determinar la alternativa recomendada y finalmente, se determinó el tiempo en el cual se recupera la inversión.

El presente trabajo explica con mayor detalle el desarrollo del proyecto anteriormente descrito. Por esta razón consta de la siguiente organización para facilitar su comprensión:

1. *Importancia y objetivos del proyecto.* En este capítulo se presenta el problema en torno al cual se desarrolló el proyecto, la justificación del mismo y los objetivos generales y específicos que se cumplieron para llevar a cabo el proyecto.
2. *Reseña histórica de la compañía.* A manera de antesala se realiza una breve presentación de la manera en como Occidental de Colombia LLC, se ha desarrollado en las últimas décadas en nuestro país a través de los momentos más relevantes de su historia.
3. *Justificación de la solución.* Esta sección plantea de manera superficial las alternativas que se evaluaron para solucionar la

problemática enunciada, realizando una breve descripción de las mismas, plateando las ventajas y desventajas que implica, a primera vista, trabajar con cada una de las opciones.

4. *Vida económica y demanda de potencia y energía esperada.* En este capítulo se determinó vida económica del proyecto y la cantidad potencia que se espera que cada una de las alternativas debería suplir, para establecer los criterios de evaluación más relevantes para cada una de las alternativas.
5. *Interconexión eléctrica S.A.* Esta parte del libro ilustra acerca de la evaluación técnico-económica que se le aplicó a esta alternativa, el cálculo del valor presente neto y los riesgos asociados a esta opción.
6. *Esquema de generación actual.* En esta sección se realizó un análisis del esquema de generación actual en el campo, la manera en cómo se determinaron los costos asociados a esta alternativa por compra de energía a Genser Power, compra de energía a ISA entre otros, la proyección de los mismos durante el horizonte de pagos, los problemas asociados a esta alternativa, la manera de mitigarlos y el cálculo del valor presente neto de esta opción.
7. *Generación mediante turbinas de gas.* Se realizó un estudio acerca de la factibilidad de implementar este esquema de generación en la facilidad. Mediante el estudio técnico que se realizó de las disponibilidades ofrecidas por el campo, la selección de equipos y la cantidad de los mismos, se demostró que esta opción no resulta viable en Caricare.
8. *Generación mixta.* En este capítulo del libro se analizó la posibilidad de implementar un arreglo de turbinas apoyadas por ISA para suplir

la demanda del campo. Se estudiaron los costos generados por la compra de energía a ISA, adquisición de equipos, obra civil, mantenimiento y operación de los mismos, entre otros. Luego se proyectaron dichos costos a lo largo de la vida económica del proyecto y se calculó el valor presente neto de la alternativa.

9. *Selección de alternativas.* Mediante el uso del despliegue de la función calidad (Q.F.D.) y el estudio realizado a las alternativas, se procedió a determinar la alternativa de generación más conveniente para el campo.

10. *Periodo de retorno de la inversión.* Esta sección ilustra acerca de cómo se determinó el tiempo en el cual se recupera la inversión realizada, si se implementa una alternativa de generación diferente a la utilizada actualmente en el campo.

11. *Conclusiones.*

12. *Recomendaciones.*

13. *Bibliografía.*

14. *Anexos.* En esta sección se presenta toda la información complementaria referente al proyecto como lo son los catálogos de equipos, planos, análisis cromatográficos, facturas, tablas de datos, certificados entre otros.

1. IMPORTANCIA Y OBJETIVOS DEL PROYECTO

1.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

Dentro de los principales recursos que se necesitan para ejercer una actividad industrial, la energía eléctrica juega un papel vital. Esta se puede obtener mediante la instalación de equipos para su generación (como generadores diesel, a gas, hidráulicos, eólicos entre otros) o sencillamente comprándola a las empresas distribuidoras. En el caso de los campos petroleros ubicados en los llanos orientales las condiciones agrestes del terreno, el aislamiento geográfico y los problemas de orden público hacen que la generación de energía se lleve a cabo, en gran parte, al interior de los campos. Utilizando equipos electrógenos que usan como combustible el petróleo extraído o alguno de sus derivados obtenidos de la refinación del mismo.

Occidental Petroleum Corporation -OXY- lleva trabajando en nuestro país a través de su filial "Occidental de Colombia LLC" por más de cuatro décadas como socio de Ecopetrol en el Campo "La Cira Infantas" y como explotador del distrito "Llanos Norte", el cual comprende de momento los Campos "Caño Limón" y "Caricare" - CPF1-. En la Facilidad de Producción Caricare, el consumo actual de energía es alrededor de 12MW (Megavatios), potencia que es suministrada por una planta que consta de nueve grupos electrógenos a gas General Electric Jenbacher conectados en paralelo, una conexión a la red de ISA mediante una subestación y doce generadores CAT diesel que actualmente se encuentran en "stand-by" para utilizar en caso de emergencia. De este esquema la mayor parte de la generación de energía proviene de los grupos GE. Estos generadores no son propiedad de la OXY, en consecuencia su uso representa costos por operación, mantenimiento, espacio subutilizado y sobre todo por valor de arrendamiento.

1.2 JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN AL PROBLEMA

Con el ánimo de dar solución a la problemática mencionada en el punto anterior, la Escuela de Ingeniería Mecánica de la UIS, pretende desarrollar un ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA REINGENIERÍA DEL ESQUEMA DE GENERACIÓN PARA EL CAMPO CARICARE – OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC a través del proyecto desarrollado durante la práctica empresarial que realiza el autor. De esta manera se busca explorar nuevas posibilidades en materia de generación energética con la finalidad de determinar si los costos, en los que la compañía ha estado incurriendo en materia de generación, son justificables o si existe la posibilidad de adoptar un nuevo esquema que permita reducir los gastos de la compañía en energía sin sacrificar calidad y confiabilidad del sistema de generación.

1.3 OBJETIVOS DEL TRABAJO DE GRADO

1.3.1 Objetivo General

- Fortalecer las relaciones existentes entre la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER y la industria del petróleo, específicamente con OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC, desarrollando un estudio de factibilidad de incremento en la generación de energía para el campo Caricare, aplicando los conocimientos adquiridos por el autor durante su formación como ingeniero mecánico.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Realizar un estudio de factibilidad para la reingeniería del esquema de generación para el campo Caricare – Occidental de Colombia LLC. El correcto desarrollo de este proyecto implicará:
 1. Analizar la demanda de energía del campo petrolero CARICARE-OXY.

2. Estudiar la disponibilidad energética existente en el Campo.
3. Proponer diferentes alternativas de solución técnica para incrementar la disponibilidad de potencia.
4. Desarrollar un estudio técnico que permita realizar la correcta selección de equipos requeridos por cada planteamiento propuesto.
5. Evaluar mediante un estudio económico los costos de las diferentes alternativas factibles tales como:
 - Costos por compra de equipos.
 - Costos por montaje.
 - Costos de mantenimiento.
 - Costos de operación.
6. Entregar un informe técnico a la compañía que contenga los análisis de las alternativas propuestas y la selección de la mejor propuesta de solución.

2. RESEÑA HISTÓRICA DE LA COMPAÑÍA¹

La expectativa nace en abril de 1983, cuando se inicia la perforación del pozo Caño Limón-1 y en mayo se observan las primeras muestras de hidrocarburos. El 18 de junio del mismo año, el pozo CLM-1 alcanza una profundidad total de 10,176 pies y entre el 9 y el 13 de julio se realizan las primeras pruebas de producción, con un resultado de una tasa de producción diaria de 10,690 barriles (BLS).

En 1984, Caño Limón se consolidó como el campo de explotación más importante del país, Se realizan las primeras obras de infraestructura para el transporte de materiales para la construcción de las Facilidades y el campamento. El personal aumentó a 400 empleados directos. Se pasó del campamento de carpas a contenedores en Caño Limón-1 y posteriormente al complejo habitacional llamado hoy Campamento Caño Limón.

El 7 de diciembre de 1985, se inicia la producción comercial de petróleo. Ese mismo año se inicia la construcción del Oleoducto Caño Limón – Coveñas en el que participaron cerca de 5,000 trabajadores.

Se concreta la sede única en Bogotá con la compra del edificio Colón, y en octubre se inicia la construcción de las plantas de tratamiento de PF1, PF2 y Planta de Fuerza. Para facilitar una rápida comercialización, recibo, almacenamiento y cargue de crudo, llega al Golfo de Morrosquillo el buque de Jarmada, una Unidad Flotante de Almacenamiento de crudo (FSU, en inglés floating storage unit) con una capacidad de 2 millones 500 mil barriles.

En 1987 Ecopetrol se encarga de la operación del Oleoducto Caño Limón-Coveñas y su terminal marítimo (FSU).

¹ OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC. OXY. Manual del empleado rol mensual. 2010. P. 66-72.

Con la perforación del pozo Caño Yarumal-1 continúa la búsqueda de las verdaderas dimensiones del yacimiento Caño Limón. Hasta ese año, ya se habían declarado comerciales las áreas de La Yuca, Redondo, Caño Verde y Matanegra.

En 1988, Caño Limón cumplía la promesa de ser un gigante fuera de serie. Se termina la perforación del pozo Matanegra 11 y en Octubre, Ecopetrol declara la comercialidad de Caño Yarumal, otra de las 11 áreas que hoy día conforman el campo Caño Limón.

El 4 de diciembre de 1988 se inaugura la Planta de Fuerza (Power Plant) de 32 MW en PF2, que se suman a los 4MW de PF1. Gracias a esta capacidad instalada de 36 MW el campo funciona generando su propia energía.

Se identifican reservas potenciales de 13 millones de barriles en el campo Redondo de Caño Limón. Se logran los niveles más altos de producción y entrega de crudo al oleoducto.

En 1992, es nombrado como Presidente de OXYCOL Steve Newton.

El 25 de julio de 1993, Occidental celebra la producción de los primeros 500 millones de barriles, la mayor producción a esa fecha de un campo petrolero en Colombia. Se cumplen 10 años del descubrimiento de Caño Limón.

En Septiembre se perfora el pozo Matanegra-16 que sería el mayor pozo inyector de agua en Colombia. Tiene un récord de 115´692,980 barriles de agua (BW) inyectados desde esa fecha.

El caudal máximo del oleoducto se alcanzó el primero de mayo con 254,102 Bbls.

El Consejo Colombiano de Seguridad concede a la Compañía el premio Cruz Esmeralda en reconocimiento a su excelencia en los programas (HES). Se elaboró el Plan de Abandono de Pozos dando cumplimiento a requerimientos del gobierno y políticas de casa matriz, OOGC.

En 1998, el petróleo de Caño Limón se cotiza a los niveles más bajos, menos de US\$10 por barril. Es nombrado como Presidente de Occidental de Colombia el ingeniero Guimer Dominguez egresado de la UIS.

En septiembre se ejecuta un intercambio de activos a nivel mundial con la compañía holandesa Shell. Como consecuencia, los activos de Shell en la Asociación Cravo Norte son transferidos a Occidental Andina, LLC.

Debido a la disminución en la producción de petróleo del campo de Caño Limón se vende el FSU Coveñas. Como alternativa se construye la TLU-3 (Tanker Loading Unit) que entra en funcionamiento el 17 de julio.

En 2002 como consecuencia de la perforación de nuevos pozos contemplados en el Plan de Desarrollo y Expansión Oxy invierte US\$MM 4.65 para la ampliación de la facilidad PF-2.

En 2003 Occidental llegó a la meta de la producción de 1,000 millones de barriles de petróleo, además se celebran 20 años del descubrimiento de CLM.

En abril de 2003 la Empresa adoptó la Política de Derechos Humanos y Seguridad con el fin de reafirmar su respeto a los derechos humanos de acuerdo con los Principios Voluntarios sobre Seguridad y Derechos Humanos de 2000.

El 16 y 17 de diciembre de 2004 se llevó a cabo la Ryder Scott Review en Colombia, que buscaba evaluar el desarrollo del campo petrolífero de Caño

Limón. Este mismo año se inicia proyecto de ampliación de la Planta de Fuerza con la instalación de dos unidades nuevas de 8 MW en P.P. y 12 MW en GPF1. Para este mismo año se sobrepasa una cifra record de 3'000,000 en MW generados.

En el 2005 el campo alcanzó una producción de 103,000 BOPD.

Otro generador de 8 MW es instalado para obtener una capacidad máxima de 68 MWH entre Power Plant y GPF1 cubriendo el 48% de los requisitos del campo.

CARICARE: Para finales del 2005 el grupo de Operaciones adelanta la perforación del pozo Cosecha G con el propósito de confirmar si Caricare se extiende hacia ese bloque exploratorio. De los resultados de este pozo, dependerá la magnitud del desarrollo de este campo que actualmente intenta despegar ya que el 3 de octubre del mismo año, Ecopetrol aceptó la comercialidad de este campo.

En abril de 2005, cuando se terminó la perforación de ese pozo se encontraron gratas sorpresas y por tanto se decidió perforar un pozo adicional: Rondón 1N.

Figura 1. Vista aérea CARICARE.



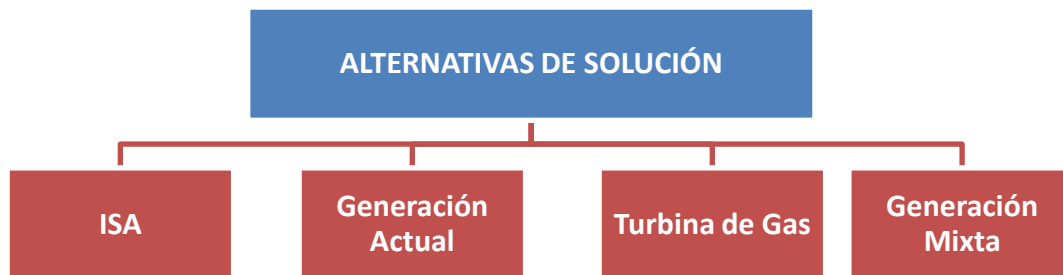
Fuente. Archivo OXY.

3. JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN

3.1 PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS

A continuación se mencionan y se hará una breve descripción de las alternativas que se plantearon para la generación de energía, las cuales se estudiaron durante el desarrollo de este proyecto de grado.

Figura 2. Alternativas de solución.



Fuente: El Autor

3.1.1 Interconexión eléctrica S.A. -ISA-

Esta opción planteó la posibilidad de utilizar la conexión a las líneas de 230kV Bucaramanga – Palos – Arauca – Caño Limón y de 34.5kV Caño Limón – Caricare, mediante la subestación “ISA Caricare” y se estudió la posibilidad de comprar, en lugar de generar, la energía requerida para la operación de la planta.

Figura 3. Subestación ISA Caricare



Fuente: Archivo OXY

- **Ventajas**

- No hay que comprar equipos
- El mantenimiento queda en manos de ISA
- No se ocupa espacio
- No se generan emisiones por parte de OXY durante la generación de energía
- Altas pérdidas de producción en las salidas prolongadas por el mantenimiento de línea o subestación.

- **Desventajas**

- Baja confiabilidad por atentados
- Se incrementan los costos por compra de energía
- Se desperdicia el gas generado
- Dependencia de ISA

3.1.2 Generación actual

En esta alternativa se planteó la idea de no generar modificaciones al esquema de generación actual y conservar la planta de generación “Genser Power”. Esta planta cuenta actualmente con once equipos GE Jenbacher, con capacidad para

producir 1.05 MW cada uno a partir del gas obtenido como subproducto de la extracción del crudo (consumo aproximado actual por generador: 180 MSCFD). Estos generadores se encuentran en la Facilidad en calidad de arriendo a G.P.

Figura 4. Planta Genser Power



Fuente: Archivo OXY.

- **Ventajas**

- Aprovechamiento del gas producido
- Niveles de emisiones aceptables
- No representan un costo por adquisición de equipos
- Buena confiabilidad

- **Desventajas**

- Costos por arrendamiento de equipos
- Baja eficiencia
- Costos de energía variables de acuerdo al mercado y/o negociaciones del MW entre OXY – G.P.

3.1.3 Generación mediante turbinas de gas

La implementación de un sistema de generación por turbinas de gas buscó sustituir totalmente a los once generadores GE junto con la conexión a ISA, por uno o más de estos equipos, de tal forma que se pudiera suplir la demanda total de energía, utilizando el gas natural que se obtiene de la actividad petrolera en el campo. Para esta alternativa se realizó una evaluación de las disponibilidades que la Facilidad ofrece (gas, instalaciones y equipos entre otros), de los requerimientos que esta propuesta demanda (equipos, líneas de energía, tuberías, etc.) y se realizó una posterior selección de la turbina que mejor se adapta a estas condiciones.

Figura 5. Turbina de Gas.



Fuente: <http://dim.usal.es/eps/mmt/?p=1030>

- **Ventajas**
 - Aprovechamiento del gas producido
 - Alta potencia generada
 - Niveles de emisiones aceptables
 - Relativamente compactas²
 - Alta confiabilidad
 - Se evitarían los costos por alquiler de equipos

² Si se comparan con los generadores movidos por motores a gas de la segunda alternativa.

- **Desventajas**
 - Inversión inicial elevada
 - Necesidad de construir instalaciones adecuadas para su montaje
 - Cambio de negociación del sistema actual de energía
 - Pérdidas de producción durante una parada de planta

3.1.4 Generación mixta

En esta alternativa se propuso la posibilidad de evaluar un esquema de generación que combinara lo planteado en la primera y la tercera alternativa. De esta manera, se analizó cuál es la cantidad óptima de turbinas de gas que pueden operar en el campo, para generar una parte de la energía y comprar la cantidad restante a ISA. Esto con el ánimo de evitar el alquiler de equipos, reducir los costos de generación con la compra de energía.

- **Ventajas**
 - Alta potencia generada
 - Niveles de emisiones aceptables
 - Alta confiabilidad
 - Aprovechamiento del gas producido
 - Inversión en equipos moderada
- **Desventajas**
 - Necesidad de construir instalaciones adecuadas para su montaje
 - Dependencia de la producción de gas en el campo
 - Cambio en el contrato con ISA
 - Posibles penalizaciones por incumplimientos con G.P.

4. VIDA ECONÓMICA Y DEMANDA DE POTENCIA ESPERADA

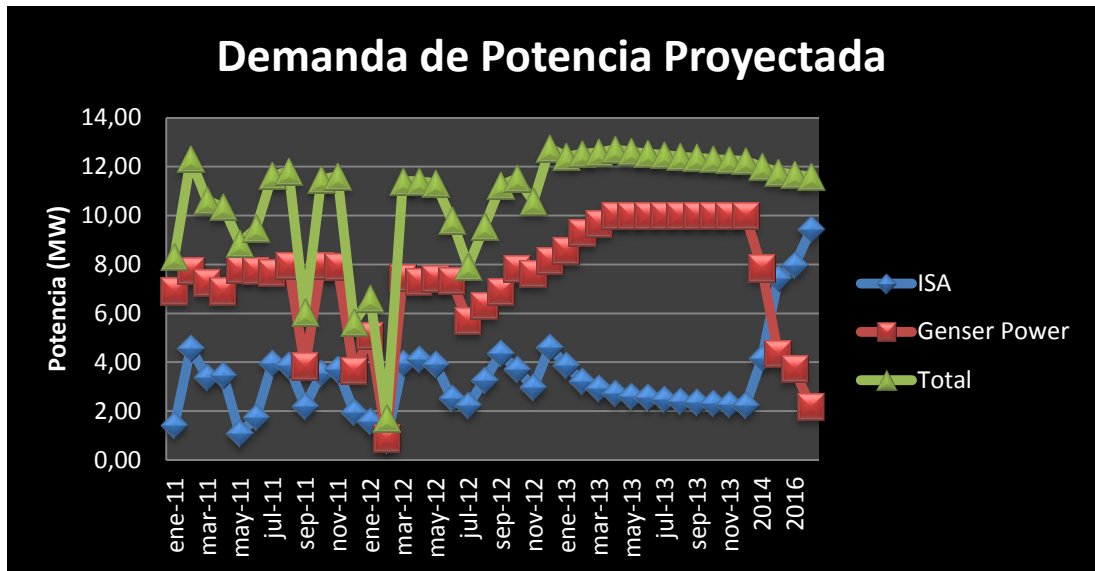
4.1 VIDA ECONÓMICA DEL PROYECTO

Una vez planteadas las alternativas de solución se procedió a determinar la vida económica del proyecto, es decir el periodo de vigencia durante el cual va a funcionar el proyecto. De esta manera se estableció un periodo de tiempo en el cual evaluar financieramente las diferentes alternativas. Para esto fue necesario determinar un punto de partida y un punto final. Como año inicial, o año cero, se eligió el año dos mil quince. Esta decisión está fundamentada en dos razones: La primera fue que se tuvo en cuenta que en caso de ser elegida una alternativa diferente al esquema de generación actual, sería prudente dejar un tiempo adicional en el cual se realice una revisión del diseño conceptual, el diseño en detalle, obras civiles, compra, instalación y puesta en marcha de los equipos. La segunda razón tenida en cuenta es la existencia de un contrato para generación vigente con la contratista Genser Power, el cual se vence en a finales de dicho año. En cuanto a la selección del punto final del proyecto, se tuvo en cuenta las proyecciones de la obtención de gas del campo establecidas en el anexo B, donde aparece que producción de gas termina en el año dos mil veintiséis, por lo que la vida tentativa del campo sería de once años, pero por fines prácticos se optó por elegir una vida útil de diez años únicamente. Es decir desde el dos mil quince hasta el dos mil veinticinco.

4.2 DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA ESPERADA

Utilizando el histórico de la demanda de potencia proyectada por la compañía para la facilidad (anexo S), se procedió a elaborar la siguiente gráfica en la cual se muestra el consumo de potencia durante los últimos años y la proyección esperada por la compañía para los siguientes cuatro años:

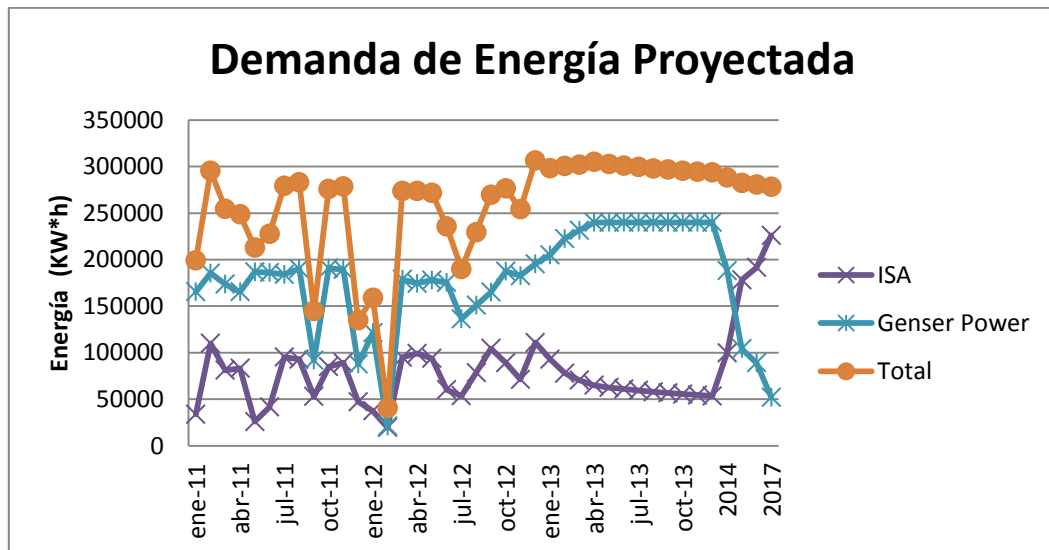
Figura 6. Histórico de la demanda de potencia.



Fuente. Archivo OXY.

Asumiendo un funcionamiento pleno de veinticuatro horas al día y un mes comercial de treinta días, se puede expresar la gráfica anterior en términos de energía así:

Figura 7. Histórico de la demanda de energía.



Fuente. Archivo OXY.

Como se puede apreciar en el periodo de tiempo comprendido entre el 2011 y 2012, la demanda presentó un comportamiento irregular debido al proceso de expansión de la facilidad y al incremento del número de pozos en las plataformas exteriores a esta. Lo anterior causó un tránsito de entrada y salida de equipos para generación que influyeron de esta manera en el comportamiento de la facilidad. A partir de los últimos meses de 2012 (Noviembre en adelante), se puede ver que la demanda presenta un comportamiento estable, debido a que se presentó una notoria reducción en la actividad exploratoria y que el número de pozos en operación llegó a un punto cercano al tope de lo previsto. De esta manera el campo logró estabilizar la producción, lo que implicó una demanda de potencia mayor y más estable (aproximadamente 12MW).

Utilizando este análisis como referencia, se decidió que la potencia nominal que el esquema sugerido debería estar en capacidad satisfacer, tendría que ser de aproximadamente 13MW. Esta decisión fue tomada teniendo en cuenta dos argumentos principalmente:

- La demanda del campo tiende a permanecer estable.
- Es necesario disponer de una cantidad adicional de potencia, para garantizar que la facilidad esté en capacidades de responder a una contingencia o futura expansión.

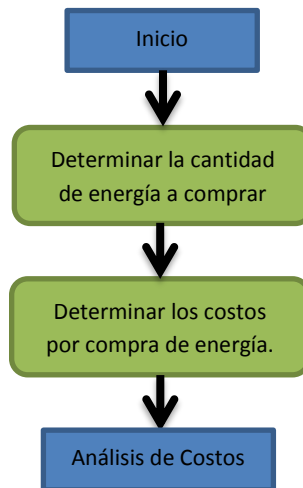
5. INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A.

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos del estudio, realizado a la alternativa de generación que plantea la compra de toda la energía requerida a ISA.

5.1 ESTRATEGIA DE SOLUCIÓN APLICADA

A continuación se presentan las tareas y sub-tareas que se siguieron para desarrollar el estudio técnico económico de la alternativa.

Figura 8. Estrategia de Solución.



Fuente. El autor.

5.2 CÁLCULO DE LA ENERGÍA A COMPRAR

Se procedió a determinar la cantidad de energía que el campo demanda, con la intención de determinar los costos que la compra de toda la energía a ISA implicaría. Para esto se convirtió la potencia demandada (13 MW) a energía, se

asumió que el consumo es constante durante las veinticuatro horas del día y que un mes consta de treinta días.

$$kW * h = 13 MW * (1Mes) * \frac{30 \text{ días}}{1Mes} * \frac{24h}{1día} * 1,000 \quad (5.1)$$

$$kW * h = 9'360,000$$

5.3 DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS

En base a la factura entregada por ISA en el mes de marzo del 2013 (ver anexo C), se pudo determinar los diferentes costos que son tenidos en cuenta para la facturación de la energía. Estos actualmente son:

Tabla 1. Costos ISA.

CONCEPTO	PRECIO PROMEDIO (\$/kWh)
Generación	107.0492
Transmisión	20.2273
Pérdidas	1.7152
Comercialización	0.9332
Restricciones	2.7536

Fuente. Archivo OXY.

En base a estas cifras y tomando un valor de inflación del 4% se pueden determinar los costos a futuro para la vida del proyecto.

Tabla 2. Costos ISA a lo largo de la vida del proyecto.

CONCEPTO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Generación	107.0492	111.3312	115.7844	120.4158	125.2324	130.2417	135.4514	140.8694	146.5042	152.3644	158.4590	164.7973	171.3892
Transmisión	20.2273	21.0364	21.8778	22.7530	23.6631	24.6096	25.5940	26.6177	27.6825	28.7898	29.9413	31.1390	32.3846
Pérdidas	1.7152	1.7838	1.8552	1.9294	2.0065	2.0868	2.1703	2.2571	2.3474	2.4413	2.5389	2.6405	2.7461
Comercialización	0.9332	0.9705	1.0093	1.0497	1.0917	1.1354	1.1808	1.2280	1.2771	1.3282	1.3814	1.4366	1.4941
Restricciones	2.7536	2.8637	2.9783	3.0974	3.2213	3.3502	3.4842	3.6235	3.7685	3.9192	4.0760	4.2390	4.4086

Fuente. El autor.

5.3.1 Costos año 0

Asumiendo que los costos permanecerán constantes a lo largo del año 0 (2015), se calcularon los costos por compra de energía para este periodo de tiempo utilizando los costos determinados en la tabla 2.

Tabla 3. Costos ISA año 0.

CONCEPTO	PRECIO PROMEDIO (\$/kWh)	kWh	VALOR
Generación	115.7844	9'360,000	\$ 1,083'741,984
Transmisión	21.8778	9'360,000	\$ 204'776,208
Pérdidas	1.8552	9'360,000	\$ 17'364,672
Comercialización	1.0093	9'360,000	\$ 9'447,048
Restricciones	2.9783	9'360,000	\$ 27'876,888
		Total mes	\$ 1,343'206,800
		Total año	\$ 16,118'481,600

Fuente. El autor.

5.3.2 Costos a lo largo del resto de la vida del proyecto

Repitiendo el procedimiento realizado en el punto anterior, se determinaron los costos totales y se proyectó el monto a pagar por el resto de la vida del proyecto.

Tabla 4. Costos anuales ISA.

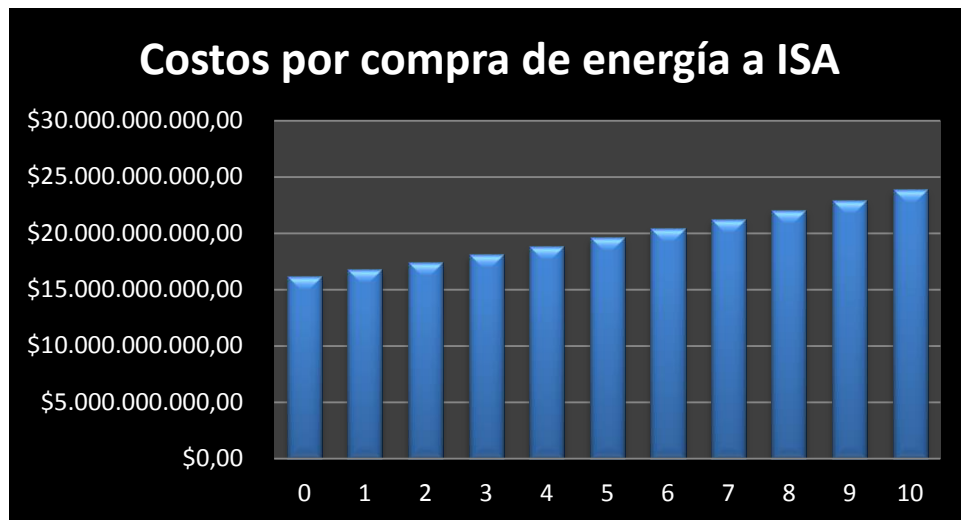
Año	Costo Total (\$/kWh)	kWh	Valor
1	149.2453	9'360,000	\$ 16,763'232,096
2	155.2151	9'360,000	\$ 17,433'748,800
3	161.4237	9'360,000	\$ 18,131'109,984
4	167.8806	9'360,000	\$ 18,856'360,224
5	174.5959	9'360,000	\$ 19,610'589,024
6	181.5797	9'360,000	\$ 20,395'031,904
7	188.8429	9'360,000	\$ 21,210'834,528
8	196.3966	9'360,000	\$ 22,059'266,112
9	204.2525	9'360,000	\$ 22,941'629,568
10	212.4226	9'360,000	\$ 23,859'306,432

Fuente. El autor.

5.3.3 Flujo de caja de la alternativa

En base a los cálculos realizados en los puntos anteriores, se determinó el flujo de caja de la inversión a lo largo de la vida del proyecto.

Figura 9. Flujo de caja ISA.



Fuente. El autor.

5.3.4 Valor presente neto de la alternativa

Con una tasa de interés bancario de aproximadamente 14.2% efectivo anual y la siguiente fórmula, se calculó el valor presente de los costos de esta alternativa durante la vida prevista para el proyecto. De esta manera se obtuvo el valor presente neto de la alternativa.

$$P = F \left(\frac{1}{1+i} \right)^n \quad (5.2)$$

Dónde:

- P es el valor presente.
- n es el número de periodos.
- i es la tasa de interés por cada periodo de tiempo que transcurre.

- F es el valor futuro a después de una serie de periodos de tiempo determinados.

Tabla 5. Valor presente ISA.

Año	Valor Futuro	Valor Presente
0	\$ 16,118'481,600	\$ 16,118'481,600
1	\$ 16,763'232,096	\$ 14,678'837,210
2	\$ 17,433'748,800	\$ 13,367'758,040
3	\$ 18,131'109,984	\$ 12,173'797,700
4	\$ 18,856'360,224	\$ 11,086'474,190
5	\$ 19,610'589,024	\$ 10,096'250,530
6	\$ 20,395'031,904	\$ 9,191'492,555
7	\$ 21,210'834,528	\$ 8,373'268,707
8	\$ 22,059'266,112	\$ 7,625'392,949
9	\$ 22,941'629,568	\$ 6,944'313,643
10	\$ 23,859'306,432	\$ 6,324'071,564
Valor Presente Neto		\$ 115,980'138,688

Fuente. El autor.

Como se puede apreciar el valor presente de los costos de esta alternativa es de \$115,980'138,688.

5.4 DIFICULTADES TÉCNICAS DE LA ALTERNATIVA

Luego de determinar el valor presente de la alternativa, se identificaron los inconvenientes que ésta plantea y que afectan su confiabilidad negativamente: los atentados terroristas y las altas pérdidas por mantenimiento de línea. Estos representan una dificultad en la medida que la destrucción de una torre dejaría fuera de línea a la red de suministro, con la cual se pretende alimentar a la instalación. Aunque estas eventualidades son enteramente fortuitas, su potencial destructivo es altamente considerable y por lo tanto se deben tener en cuenta al

momento de realizar la selección de la mejor alternativa. A continuación se muestra el resumen de los atentados a torres durante los últimos años.

Tabla 6. Atentados a torres llanos norte.



OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLANOS NORTE

ATENTADOS A TORRES												
Año	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Atentados	7	9	4	11	0	0	0	2	2	14	14	0
Total que afecta producción	7	9	4	11	0	0	0	2	2	10	14	0
Atentados 230 kV	6	9	4	11	0	0	0	2	0	5	4	0
Atentados 34.5 kV CRC	0	0	0	0	0	0	0	0	2	9	4	0
Atentados Línea OXY 34.5 kV	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0
Pérdidas (BO)	1'136,067	1'179,954	337,794	680,792	0	0	0	37,823	9,170	31,414	0	0
									Total (BO)	3'448,375.77		

Fuente. Teamsite generación OXY.

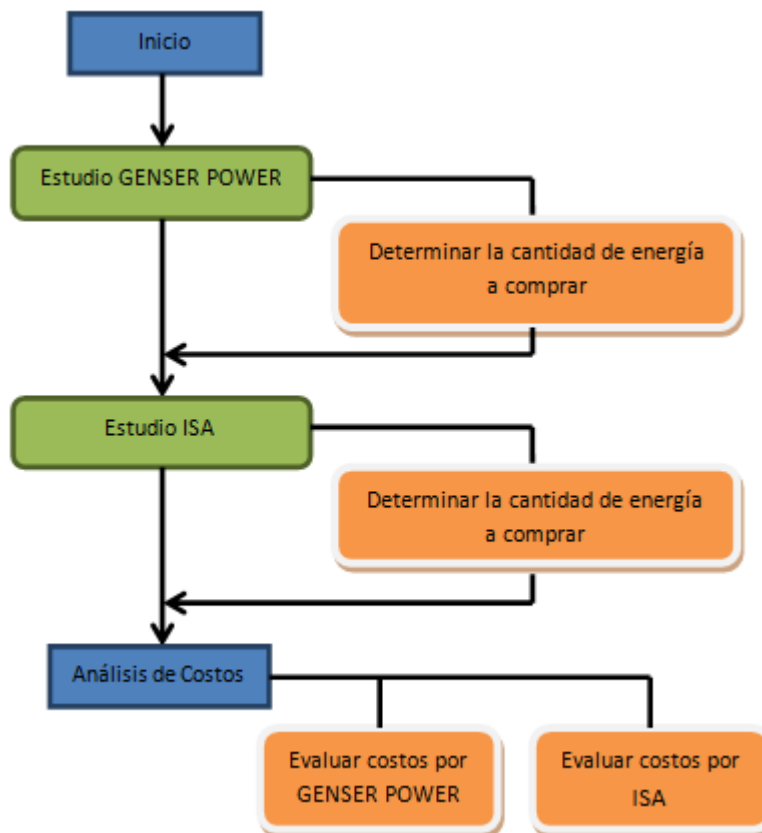
6. ESQUEMA DE GENERACIÓN ACTUAL

En este capítulo se analiza el esquema de generación empleado actualmente en el campo CARICARE-OXY, con el ánimo de obtener los costos que implica mantener esta alternativa.

6.1 ESTRATEGIA DE SOLUCIÓN APLICADA

A continuación se presentan las tareas y sub-tareas que se siguieron para desarrollar el estudio técnico-económico de la alternativa.

Figura 10. Estrategia de solución.



Fuente. El autor.

6.2 ESTADO ACTUAL DEL ESQUEMA DE GENERACIÓN

En la actualidad la energía demandada por la facilidad CRC es suministrada normalmente a partir de dos fuentes: la planta de Genser Power (a través de once generadores GE Jenbacher Type 3, ver anexo E) y un circuito de la Interconexión Eléctrica S.A. denominado ISA 5, el cual sale desde la subestaciones de ISA en Caño Limón hacia Caricare, a un nivel de tensión de 34.5 KV. En la última subestación se tiene un transformador de 18.75 MVA con el cual se realiza la reducción de tensión de 34.5 KV a 4.16 KV, de la subestación salen dos circuitos (ISA 1 e ISA 2), los cuales se comunican con la barra de 4.16 KV del sistema eléctrico en CRC (ver diagrama unifilar en el anexo H). Del total de la potencia demanda (12.3 MW aproximadamente) la planta de gas está en capacidad de aportar cerca de 8.1 MW, los restantes 4.2 MW son comprados a ISA mediante su conexión en paralelo, la cual permite suplir la energía que G.P. deja de producir al sacar alguno de sus equipos a mantenimiento. También existen y están en stand-by los generadores a Diesel (a través de doce generadores CAT 3412C y C27, ver plano unifilar anexo H). Este sistema de generación está en capacidad de suministrar aproximadamente 6.12 MW, pero generalmente está fuera de línea por tratarse de un sistema de respaldo. El esquema de generación se puede expresar en términos de las siguientes cifras:

Figura 11. Generación y consumo de potencia en la Facultad.

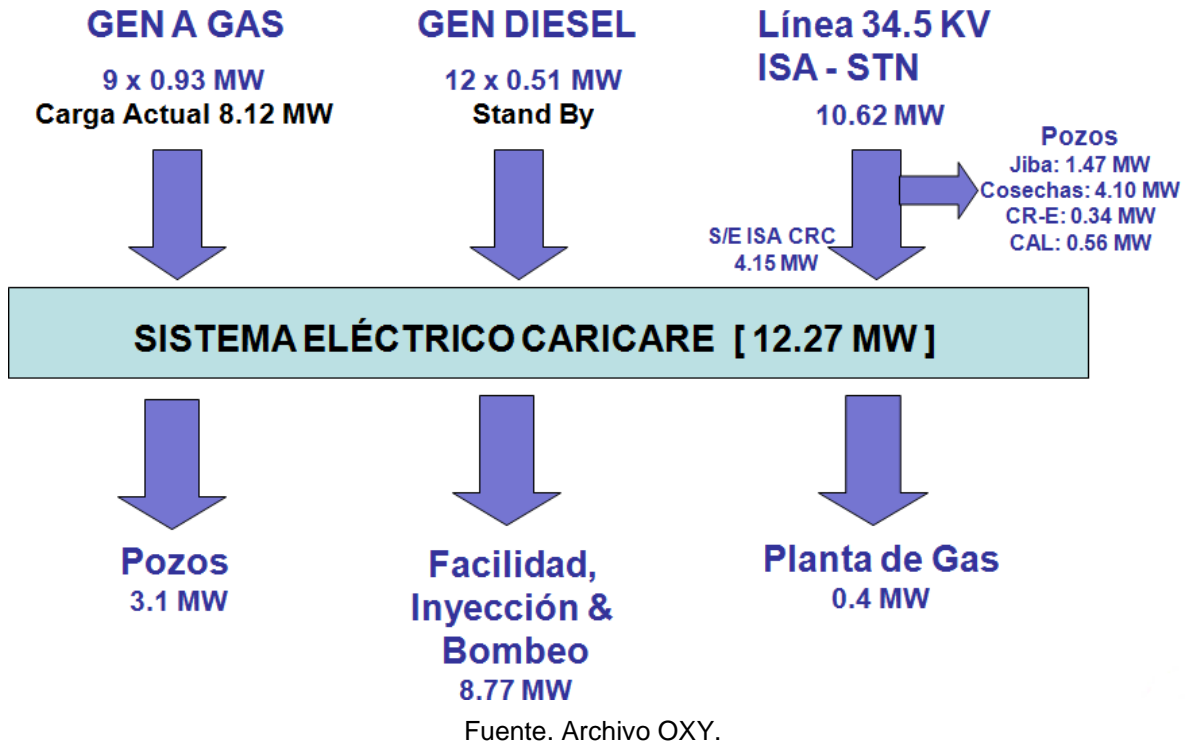


Figura 12. Potencia suministrada a la Facultad.

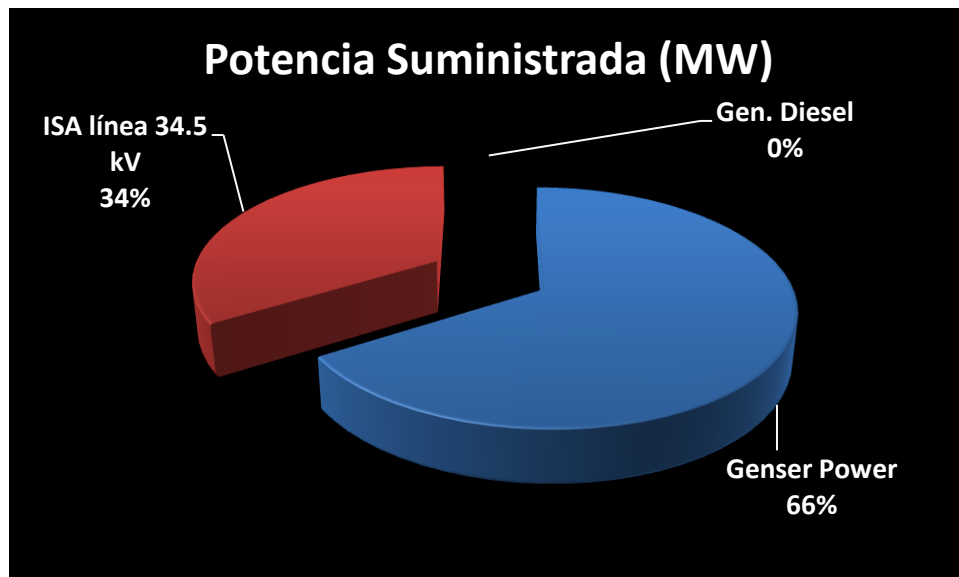
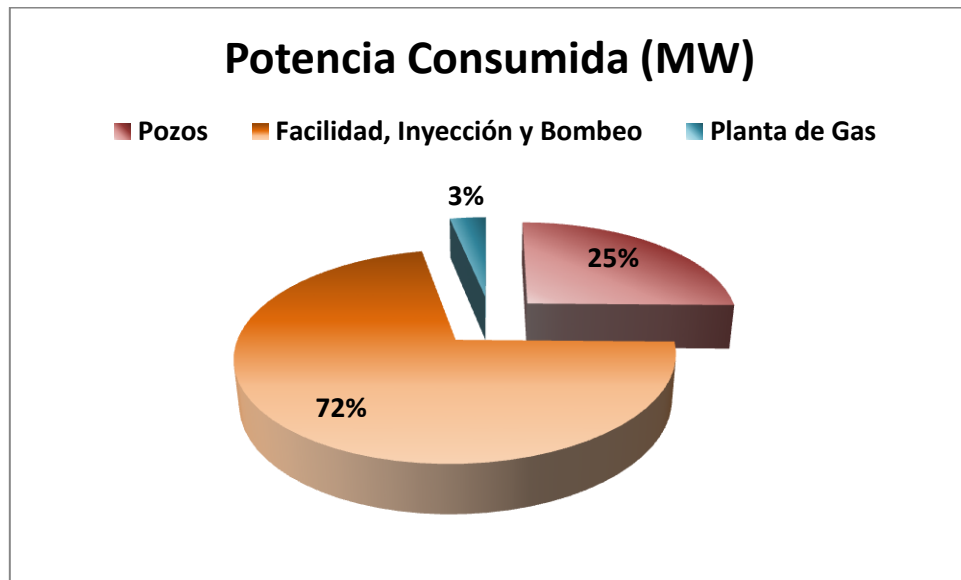


Figura 13. Potencia consumida en la Facilidad.



Fuente. Archivo OXY.

6.3 ANÁLISIS DE COSTOS

A continuación se presentan los cálculos realizados para determinar los costos por compra de energía tanto a Genser Power como a ISA.

6.3.1 Costos por compra de energía a Genser Power

Como se puede apreciar en el anexo del contrato con Genser Power (anexo I), existen dos tipos de costos que conforman la facturación mensual por la compra de energía. La facturación consta de un costo fijo, el cual representa la cantidad mínima de energía que OXY debe comprar a Genser Power y un costo de carácter variable denominado "Energía Adicional", que representa el precio de la mayor cantidad de energía que OXY puede comprar a G.P. Este contrato tiene un periodo establecido de 4 años (vigencia del contrato).

Tabla 7. Facturación mensual Genser Power.

Tarifa	Primer Año	Segundo Año	Tercer Año	Cuarto Año
Energía Mínima Garantizada (US\$/MWh)	\$ 80.00	\$ 82.40	\$ 84.87	\$ 87.42
Cargo Fijo Mensual Mínimo Garantizado (US\$)	350,400	360,912	247,826	191,446
Mínimo Garantizado (MW)	6	6	4	3
Energía Adicional (US\$/MWh)	\$ 78.00	\$ 80.34	\$ 82.75	\$ 85.23

Fuente. Archivo OXY.

De la facturación sobresalen dos hechos que son de vital importancia para el análisis de costos: Primero, el mínimo garantizado disminuye a medida que pasa el tiempo, y segundo que los costos tanto fijos como variables se incrementan anualmente en aproximadamente un 3%. En cuanto al estado del contrato, al realizar una revisión de los cargos contables por energía (ver anexo J), se puede ver con claridad que actualmente el contrato con OXY está en el año 3 aproximadamente.

Tabla 8. Cargos contables energía Genser Power.

ENERGIA GENSER POWER								
FRONTERA	RONDON							
CARGO CONTABLE	1141258-01010801							
2012	POTENCIA GAS (MW)	ENERGIA GAS (MWH/MES)	ENERGIA GAS (US\$/MWH)	TOTAL ENERGIA GAS US\$	ENERGIA GAS MINIMO GARANTIZADO (US\$)	ENERGIA GAS ADICIONAL (US\$)	ENERGIA DIESEL (US\$)	TOTAL GAS + DIESEL (US\$)
ENERO	5.060	3,764.64	82.40	437,412	360,912	76,500	0	437,412
FEBRERO	0.880	612.48	82.40	360,912	360,912	0	0	360,912
MARZO	7.450	5,542.80	82.40	447,202	360,912	86,290	0	447,202
ABRIL	7.270	5,234.40	82.40	431,400	363,380	68,020	0	431,400
MAYO	7.410	5,513.04	82.40	451,822	360,912	90,910	0	451,822
JUNIO	7.305	5,259.87	82.40	432,542	360,912	71,630	0	432,542
JULIO	5.679	4,225.10	82.40	398,112	360,912	37,200	0	398,112
AGOSTO	6.286	4,676.78	82.40	368,544	360,912	7,632	0	368,544
SEPTIEMBRE	6.875	4,949.88	84.87	424,395	247,826	176,569	0	424,395
OCTUBRE	7.810	5,810.64	84.87	425,175	247,826	177,349	0	425,175
NOVIEMBRE	7.614	5,482.32	84.87	463,168	247,826	215,342	0	463,168
DICIEMBRE	8.140	6,056.42	84.87	502,731	247,826	254,905	0	502,731

Fuente. Archivo OXY.

6.3.2 Proyección de los costos de Genser Power

Tomando como referencia las observaciones realizadas anteriormente, se procedió a realizar una proyección de los diferentes costos (con excepción del “Mínimo Garantizado”) para la vida prevista del proyecto. Esto dio como resultado el siguiente esquema de costos para los años posteriores:

Tabla 9. Proyección costos mensuales Genser Power.

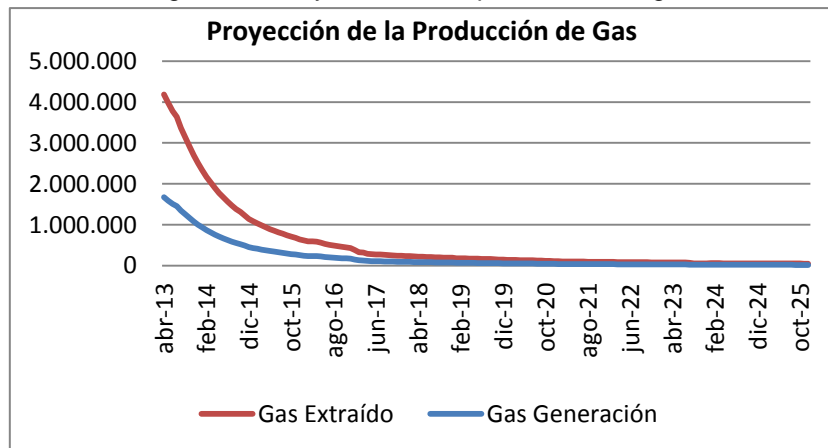
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Tarifa	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
E.M.G. (US\$/MWh)	89.86	92.33	94.80	97.27	99.75	102.22	104.69	107.17	109.64	112.11	114.59
C.F.M.MG. (US\$)	194,098	199,433	204,768	210,103	215,460	220,795	226,130	231,487	236,822	242,158	247,514
M.G. (MW)	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
E.A. (US\$/MWh)	87.61	90.02	92.43	94.84	97.25	99.66	102.07	104.48	106.89	109.30	111.71

Fuente. Archivo OXY.

6.3.3 Análisis de la producción de gas en el campo

De acuerdo con la tasa de producción de gas proyectada para el campo (ver anexo B). Se espera el siguiente comportamiento:

Figura 14. Proyección de la producción de gas.



Fuente. Archivo OXY.

Como se puede apreciar en las proyecciones desarrolladas por la compañía, se previó que para el año 2015 (fecha inicial del proyecto), la producción de gas será insuficiente para satisfacer la demanda de G.P. Por esta razón se decidió que no se tendrán en cuenta los costos que la compra de energía al contratista implica. En lugar de esto, se analizarán los costos bajo la hipótesis de que la energía será entregada por los doce generadores CAT presentes en el campo (ver plano unifilar anexo H) trabajando con crudo como combustible. Esta decisión es tomada en base a que de esta manera no se generan costos por adquisición de equipos y el combustible estaría disponible directamente en el campo, sin realizar alteraciones al esquema de generación. Aunque se debe recordar estas predicciones están sujetas a posibles errores, debidos a la extrema sensibilidad que los algoritmos de geofísica empleados tienen y a la complejidad del subsuelo.

6.3.4 Energía producida por los generadores CAT

Utilizando la ecuación 5.1 se determinó la cantidad de energía que los generadores CAT suministrarían a CARICARE.

$$kW * h = 6.12 MW * (1Mes) * \frac{30 \text{ días}}{1Mes} * \frac{24h}{1día} * 1,000 \quad (5.1)$$

$$kW * h = 4'406,400$$

6.3.5 Energía comprada a ISA

Repitiendo el proceso del punto anterior se calculó la cantidad de energía que se le está comprando a ISA actualmente.

$$kW * h = 13 - 6.12 = 6.88MW * (1Mes) * \frac{30 \text{ días}}{1Mes} * \frac{24h}{1día} * 1,000 \quad (5.1)$$

$$kW * h = 4'953,600$$

6.3.6 Costos por compra de energía ISA

Repitiendo el procedimiento empleado en el capítulo 5, se determinaron los costos por compra de energía para los 4'953,600 kWh para el año cero.

Tabla 10. Costos por compra de energía año 0.

CONCEPTO	PRECIO PROMEDIO (\$/kWh)	kWh	VALOR
Generación	115.7844	4'953,600	\$ 573'549,604
Transmisión	21.8778	4'953,600	\$ 108'373,789
Pérdidas	1.8552	4'953,600	\$ 9'189,919
Comercialización	1.0093	4'953,600	\$ 4'999,668
Restricciones	2.9783	4'953,600	\$ 14'753,306
Costo Total (\$/kWh)	143.5050	Total mes	\$ 710'866,368
		Total año	\$ 8,530'396,416

Fuente. El Autor.

Posteriormente se proyectaron los costos por compra de energía a lo largo de la vida del proyecto.

Tabla 11. Costos por compra de energía.

Año	Costos Totales (\$/kWh)	kWh	Valor
0	143.5051	4'953,600	\$ 8,530'402,361
1	149.2453	4'953,600	\$ 8,871'618,217
2	155.2151	4'953,600	\$ 9,226'482,233
3	161.4237	4'953,600	\$ 9,595'541,284
4	167.8806	4'953,600	\$ 9,979'360,082
5	174.5959	4'953,600	\$ 10,378'546,545
6	181.5797	4'953,600	\$ 10,793'686,267
7	188.8429	4'953,600	\$ 11,225'434,431
8	196.3966	4'953,600	\$ 11,673'407,284
9	204.2525	4'953,600	\$ 12,141'431,032
10	212.4226	4'953,600	\$ 12,627'088,273

Fuente. El autor.

Con estos datos, se procedió a calcular el valor presente neto por compra de energía.

Tabla 12. Valor presente neto de la compra de energía.

Año	Valor Futuro	Valor Presente
0	\$ 8,530'402,361	\$ 8,530'402,361
1	\$ 8,871'618,217	\$ 7,768'492,309
2	\$ 9,226'482,233	\$ 7,074'633,430
3	\$ 9,595'541,284	\$ 6,442'748,343
4	\$ 9,979'360,082	\$ 5,867'299,772
5	\$ 10,378'546,545	\$ 5,343'256,440
6	\$ 10,793'686,267	\$ 4,866'011,905
7	\$ 11,225'434,431	\$ 4,431'394,659
8	\$ 11,673'407,284	\$ 4,035'595,182
9	\$ 12,141'431,032	\$ 3,675'148,923
10	\$ 12,627'088,273	\$ 3,346'895,690
Valor Presente Neto		\$ 61,381'905,251

Fuente. El autor.

6.3.7 Costos por uso de crudo como combustible

Para llevar a cabo el análisis de estos costos se tuvo que determinar el precio del barril de crudo. Según el archivo de OXY, actualmente el costo de oportunidad del barril de crudo es de 22US\$ al interior de la facilidad; Asumiendo una tasa de cambio para el dólar de 1800 COP y un consumo aproximado (según catálogo) de 175Gal/h para cada generador (ver anexos F y G), se determinó el costo anual por el uso de crudo como combustible por generador de la siguiente manera:

$$Gal/año = 175 \frac{Gal}{h} * 24 \frac{h}{dia} * 365 \frac{dias}{año} = 1'533,000$$

$$Barril/año = 1'533,000 \frac{Gal}{año} * \frac{1Barril}{42Gal} = 36,500$$

Recordando que el valor de la inflación asumido fue del 4%, se proyectaron los costos por compra de combustible.

Tabla 13. Costos por uso de crudo como combustible.

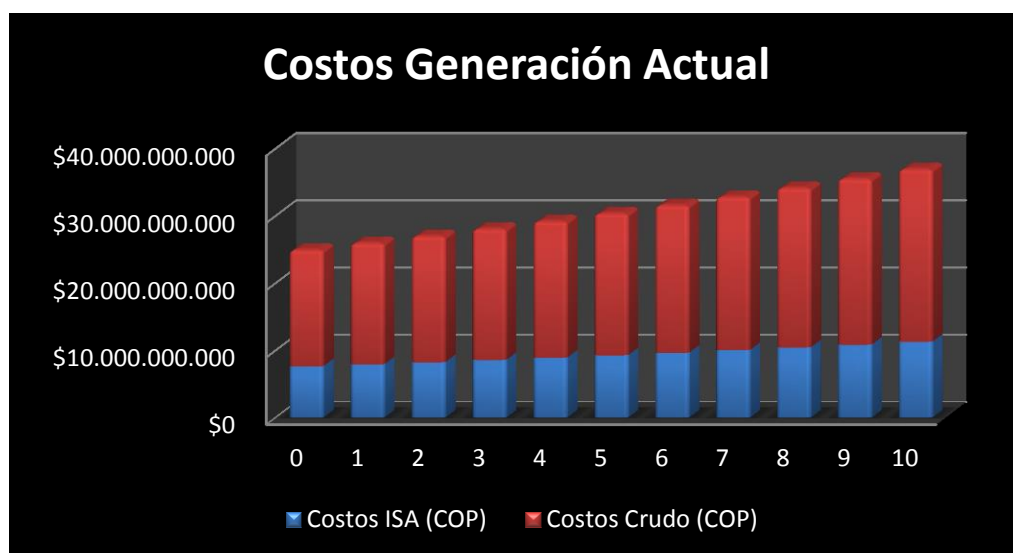
Año	Valor Futuro	Valor Presente
0	\$ 1,445'400,000	\$ 1,445'400,000
1	\$ 1,503'216,000	\$ 1,316'301,226
2	\$ 1,563'344,640	\$ 1,198'733,165
3	\$ 1,625'878,426	\$ 1,091'665,930
4	\$ 1,690'913,563	\$ 994'161,618
5	\$ 1,758'550,105	\$ 905'366,097
6	\$ 1,828'892,109	\$ 824'501,524
7	\$ 1,902'047,794	\$ 750'859,532
8	\$ 1,978'129,705	\$ 683'795,020
9	\$ 2,057'254,897	\$ 622'720,510
10	\$ 2,139'545,089	\$ 567'100,988
Valor Presente Neto (COP) por generador		\$ 10,400'605,610
Valor Presente Neto (COP) TOTAL		\$ 124,807'267,320

Fuente. El autor.

6.3.8 Flujo de caja de la alternativa

En base a los cálculos realizados en los puntos anteriores, se determinó el flujo de caja de la inversión a lo largo de la vida del proyecto.

Figura 15. Flujo de caja generación actual.



Fuente. El autor.

6.3.9 Valor presente neto de la alternativa

Repitiendo el procedimiento del capítulo 5, se calculó el valor presente de los costos de este esquema durante la vida prevista para el proyecto. Se dedujo que el valor presente de los costos de alternativa es de aproximadamente \$186,189'172,571.

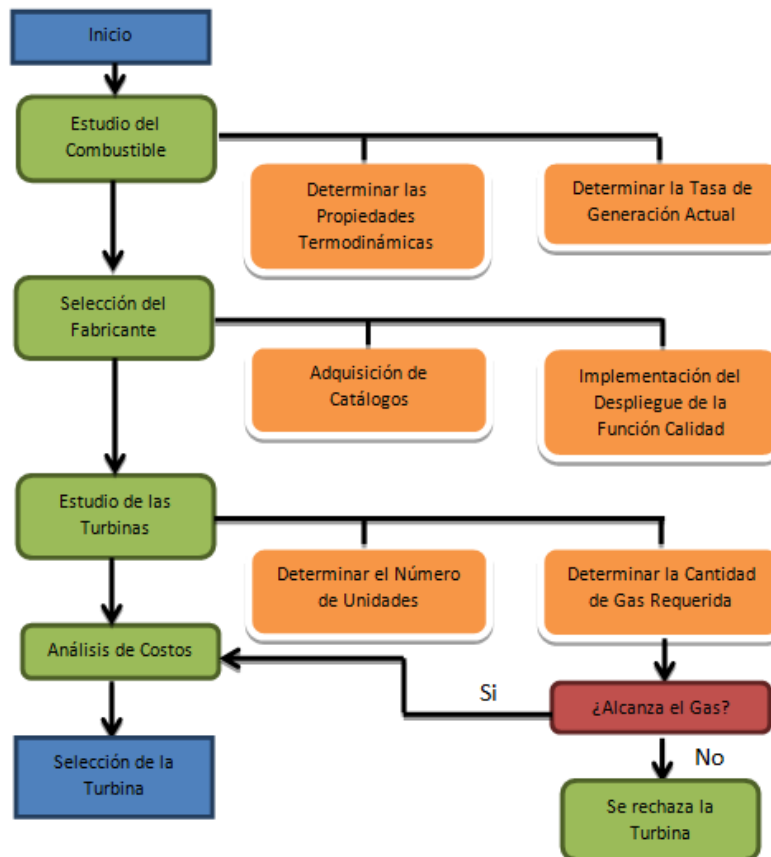
7. GENERACIÓN MEDIANTE EL USO DE TURBINAS DE GAS

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos del estudio realizado a la alternativa de generación, mediante el uso exclusivo de turbinas de gas.

7.1 ESTRATEGIA DE SOLUCIÓN APLICADA

A continuación se presentan las tareas y sub-tareas que se siguieron para desarrollar el estudio técnico económico de la alternativa.

Figura 16. Estrategia de Solución.



Fuente. El autor.

7.2 ANÁLISIS DEL GAS DISPONIBLE EN EL CAMPO

7.2.1 Propiedades termodinámicas de interés

Con el ánimo de realizar una correcta selección del modelo de turbina a implementar, se consideró necesario realizar un análisis previo del combustible disponible en el campo, en este caso gas natural. De esta manera se buscó determinar las propiedades termodinámicas del gas, que intervienen durante el proceso de combustión, el cual se llevará a cabo al interior de las turbinas. Son de interés los siguientes datos del combustible:

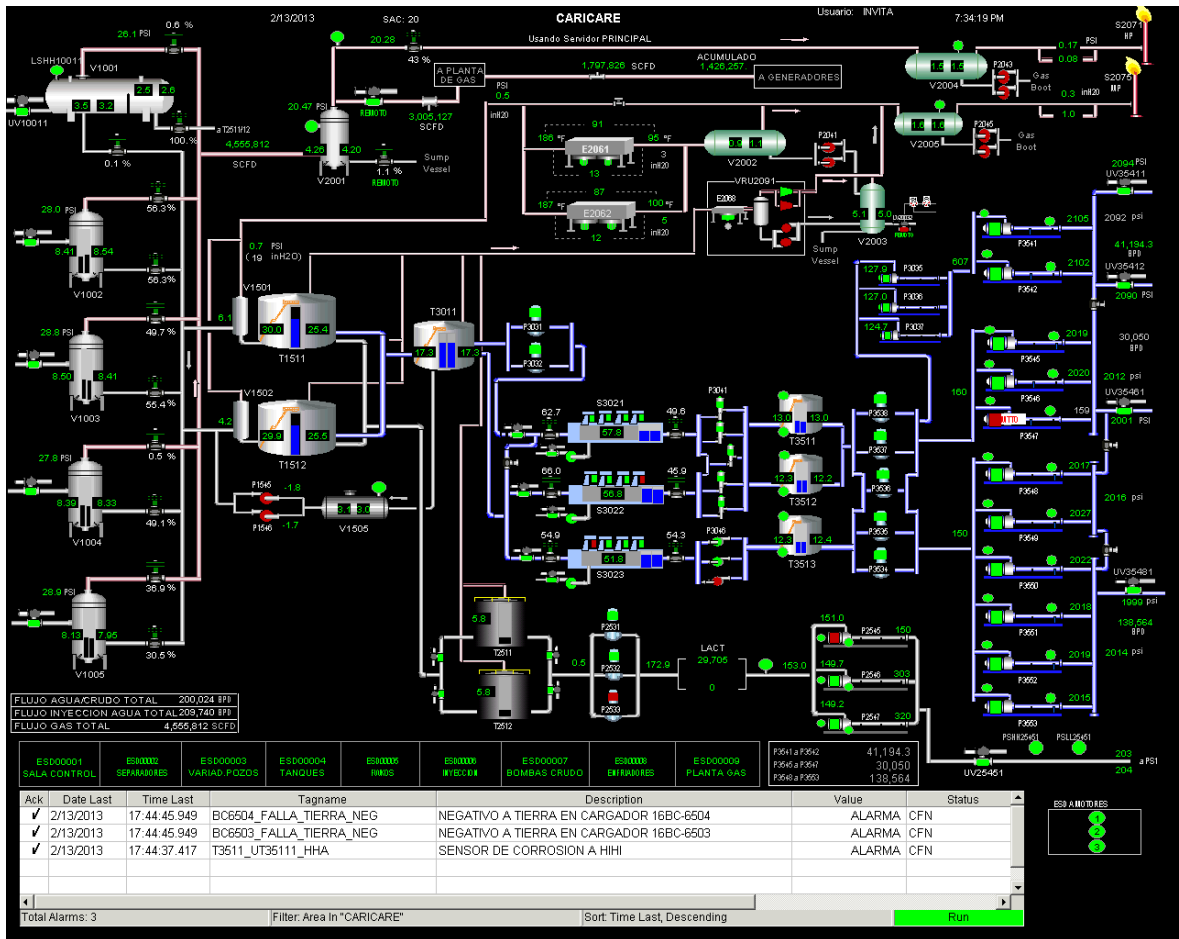
- Composición
- Fracciones molares de cada uno de los componentes del Gas
- Fracciones másicas de cada uno de los componentes del Gas
- Masa molar
- Densidad
- Poder calorífico inferior

7.2.2 Proceso de extracción del gas

El crudo que se obtiene actualmente de los pozos en el campo es una mezcla que consta de cuatro componentes principales: Aceite, Gas Natural, Agua y Arena. Primero la mezcla gas-crudo-agua-arena es bombeada desde los pozos hasta los separadores de producción (V1002/03/04/05) y de prueba (V1001), donde por diferencia de densidades, se separa el gas de la mezcla agua-crudo-arena. Posteriormente el gas obtenido sale de cada uno de los separadores por la parte superior a través del “manifold” que lo conduce hacia la siguiente etapa de separación de producción (V2001); la mezcla arena-agua-aceite es conducida hacia los tanques FWKO (T1511/12) dónde el crudo continúa con su proceso normal de producción. En la unidad V2001, se le extrae al gas el agua y el crudo que se hayan filtrado en la primera etapa de separación, los cuales salen por el sumidero hacia de la bota de gas (V1501) del tanque T1511. Del V2001 se

bombee la mayor parte del gas (3'000,000 SCFD³ aproximadamente) hacia la PLANTA DE GAS, allí el gas es tratado para hacerlo apto para generación y el resto se quema en la Tea de Alta Presión.

Figura 17. SCADA de la facilidad en iFIX.



Fuente: Archivo OXY.

En la planta de gas (ver anexo K) el combustible llega con la siguiente composición:

³ SCFD: Siglas en inglés de “Standard Cubic Feet per Day” (Pies cúbicos estándar al día).

Tabla 14. Cromatografía del combustible que llega a la planta de gas.



CORE LABORATORIES

COMPANY: OXY

Compositional Analysis of ESTACION CARICARE to C12+

Sampling Date	25-sep-2012 09:44
Sampling Location	ESTACION CARICARE
Cylinder Number	CLMA-123
Sample Description	ENTRADA PLANTA GAS
Sampling Conditions	18.0 psig @ 170.0°F

Component	Mole %	Weight %
CO ₂ Carbon Dioxide	9,40	10,98
N ₂ Nitrogen	1,55	1,15
C ₁ Methane	43,16	18,37
C ₂ Ethane	8,55	6,83
C ₃ Propane	11,19	13,11
iC ₄ i-Butane	4,85	7,49
nC ₄ n-Butane	6,93	10,72
iC ₅ i-Pentane	4,08	7,81
nC ₅ n-Pentane	3,11	5,97
C ₆ Hexanes	3,43	7,76
C ₇ Heptanes	2,33	5,64
C ₈ Octanes	1,01	2,83
C ₉ Nonanes	0,28	0,89
C ₁₀ Decanes	0,09	0,31
C ₁₁ Undecanes	0,03	0,12
C ₁₂₊ Dodecanes plus	0,01	0,02
Totals :	100,00	100,00

Note: 0.00 means less than 0.005.

Calculated Residue Properties	Mole Weight (g mol ⁻¹)	Density (g cm ⁻³ at 60°F)
C ₇₊ Heptanes plus	98,9	0,7442
C ₁₀₊ Decanes plus	138,4	0,7820
C ₁₂₊ Dodecanes plus	161,0	0,8000

Calculated Whole Gas Properties		
Gas Gravity	1,3129	(Air=1 @ 14.73 psia & 60°F)
Whole Sample Mole Weight	37,66	g mol ⁻¹
Ideal Gas Density	1,6000	kg m ⁻³ @ 14.65psia, 60°F
Ideal Gross Calorific Value	1918,6	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Ideal Net Calorific Value	1760,6	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Pseudo Critical Press.	653,9	psia
Pseudo Critical Temp.	541,3	Rankine
Gas Compressibility Factor, Z	0,988776	@ 14.65 psia & 60°F
GPM (C2+)	14,66	
GPM (C3+)	12,39	

Additional Information		
Real Gross Calorific Value	1940,4	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Real Net Calorific Value	1780,6	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F



Cra 20 Nro. 168-52/56, Bogotá D.C., Colombia
 Teléfono PBX (57-1) 674 04 00
 Celufijo (03-310) 264 09 01, Fax : (57-1) 673 00 60
 Website: www.corelab.com



Código: 1197-1

Laboratory services for hydrocarbons and water (hydrocarbon) testing, petrophysical for rocks and particles, rockoring, si flow lines.

ISO 9001:2000

Fuente. Archivo OXY.

Durante el recorrido por la planta de gas, el combustible es sometido a múltiples etapas de compresión y enfriamiento, con el ánimo de condensar y separar por destilación las trazas de agua y los hidrocarburos más pesados (Nonano en adelante). Finalmente el gas tratado (1'800,000 SCFD aproximadamente, ver figura 17) es enviado a la planta de generación para ser utilizado.

7.2.3 Propiedades del gas

Del análisis cromatográfico del gas tratado (ver página siguiente) se obtuvieron las mayoría de las propiedades termodinámicas del combustible, con excepción del poder calorífico inferior. Esta propiedad se pudo determinar mediante los poderes caloríficos de cada uno de los componentes y sus fracciones másicas, para esto se construyó la siguiente tabla:

Tabla 15. Poder calorífico del combustible.

Compuesto	Fórmula	Fracción Másica [x]	Poder Cal. Inf. [qio] (kJ/mol)	x*qio
Bióxido de Carbono	CO2	0.1856	0	0
Nitrógeno	N2	0.0198	0	0
Metano	CH4	0.3168	802.2	254.13696
Etano	C2H6	0.1057	1,430	151.151
Propano	C3H8	0.1608	2,043	328.5144
i-Butano	C4H10	0.0667	2,658	177.2886
n-Butano		0.0805		213.969
i-Pentano	C5H12	0.0312	3,293	102.7416
n-Pentano		0.0193		63.5549
Hexano	C6H14	0.0102	3,857	39.3414
Heptano	C7H16	0.0028	4,466	12.5048
Octano	C8H18	0.0006	5,074	3.0444
			qio del Combustible (kJ/mol) =	1345

Fuente. El autor.

Tabla 16. Cromatografía del gas tratado.



CORE LABORATORIES

COMPANY: OXY

Compositional Analysis of ESTACION CARICARE to C12+

Sampling Date	25-sep-2012 10:15
Sampling Location	ESTACION CARICARE
Cylinder Number	DEN-081
Sample Description	LLEGADA GENERADORES DE PLANTA DE FUERZA
Sampling Conditions	50.0 psig @ 85.0°F

Component	Mole %	Weight %
CO ₂ Carbon Dioxide	11,98	18,56
N ₂ Nitrogen	2,01	1,98
C ₁ Methane	56,07	31,68
C ₂ Ethane	9,98	10,57
C ₃ Propane	10,36	16,08
iC ₄ i-Butane	3,26	6,67
nC ₄ n-Butane	3,92	8,05
iC ₅ i-Pentane	1,23	3,12
nC ₅ n-Pentane	0,76	1,93
C ₆ Hexanes	0,34	1,02
C ₇ Heptanes	0,08	0,28
C ₈ Octanes	0,01	0,03
C ₉ Nonanes	0,00	0,01
C ₁₀ Decanes	0,00	0,01
C ₁₁ Undecanes	0,00	0,01
C ₁₂₊ Dodecanes plus	0,00	0,00
Totals :	100,00	100,00

Note: 0.00 means less than 0.005.

Calculated Residue Properties	Mole Weight (g mol ⁻¹)	Density (g cm ⁻³ at 60°F)
C ₇₊ Heptanes plus	92,7	0,7516
C ₁₀₊ Decanes plus	139,5	0,7829
C ₁₂₊ Dodecanes plus	-	-

Calculated Whole Gas Properties		
Gas Gravity	0,9804	(Air=1 @ 14.73 psia & 60°F)
Whole Sample Mole Weight	28.40	g mol ⁻¹
Ideal Gas Density	1,1948	kg m ⁻³ @ 14.65psia, 60°F
Ideal Gross Calorific Value	1334,2	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Ideal Net Calorific Value	1216,4	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Pseudo Critical Press.	696.6	psia
Pseudo Critical Temp.	460.9	Rankine
Gas Compressibility Factor, Z	0,994480	@ 14.65 psia & 60°F
GPM (C2+)	8,67	
GPM (C3+)	6,02	

Additional Information		
Real Gross Calorific Value	1341,6	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Real Net Calorific Value	1223,2	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F



Cra 20 Nro. 168-52/56, Bogotá D.C., Colombia
 Teléfono PBX (57-1) 674 04 00
 Celufijo (03-310) 264 09 01, Fax : (57-1) 673 00 60
 Website: www.corelab.com



Código: 1107-1
 Laboratory services for hydrocarbons and water physicochemical testing, petrophysical for rocks and particles monitoring in flow lines.
ISO 9001:2000

Fuente. Archivo OXY.

Con la masa molar (ver cromatografía) se pudo expresar el calor específico del combustible en kJ/kg:

$$q_i^o \left[\frac{kJ}{kg} \right] = \frac{q_i^o \left[\frac{kJ}{mol} \right]}{m_{molar} \left[\frac{g}{mol} \right]} * 1,000$$

$$q_i^o = 47,374 \left[\frac{kJ}{kg} \right]$$

Con este cálculo se completaron todas las propiedades de interés del combustible. Las cuales se listan en la siguiente tabla⁴:

Tabla 17. Propiedades y composición del combustible.

Propiedades del Combustible		
Propiedad	Unidades	Valor
masa Molar	g/Mol	28,391
Densidad	kg/m ³	1.1948
Poder Calorífico	kJ/kg	47,374
Cantidad Producida	SCFD	1'800,000
Composición del combustible		
Componente	%Mol	%Masa
CO2	11.98	18.56
N2	2.01	1.98
CH4	56.07	31.68
C2H6	9.98	10.57
C3H8	10.36	16.08
C4H10	7.18	14.72
C5H12	1.99	5.05
C6H14	0.34	1.02
C7H16	0.08	0.28
C8H18	0.01	0.06
TOTAL	100	100

Fuente. El autor.

⁴ Para efectos prácticos los isómeros del Butano y el Pentano se agruparon en un solo componente y los hidrocarburos más pesados se asumieron como si fueran Octano.

7.3 SELECCIÓN DE LA TURBINA A EMPLEAR





7.3.1 Selección del fabricante

En esta etapa del proyecto se procedió a realizar una recopilación de información acerca de los diferentes modelos de turbinas a gas, ofrecidas por diferentes fabricantes en el mercado. Posteriormente se establecieron una serie de requerimientos que los proveedores debían cumplir, para así poder seleccionar el mejor fabricante mediante el despliegue de la función calidad (Q.F.D.)

7.3.1.1 Planteamiento de alternativas

Los fabricantes y los modelos de turbinas ofrecidas fueron:

Tabla 18. Fabricantes y turbinas estudiados.

Fabricantes y Modelos de Turbinas Estudiados			
			
Modelo	Potencia Nominal [MW]	Modelo	Potencia Nominal [MW]
M501F3	185	501-KB5S	185
M701F3	312	501-KB7S	312
M501G	267	501-KH5	267
M701G	334		
		Solar Turbines <i>A Caterpillar Company</i>	
Modelo	Potencia Nominal [MW]	Modelo	Potencia Nominal [MW]
SGT-100	5,4	TITAN 130	15
SGT-300	7,9	TITAN 250	21,7
SGT-400	12,9		
			
Modelo	Potencia Nominal [MW]		
FT8 MobilePack	12,9		

Fuente. El autor.

7.3.1.2 Planteamiento de los requerimientos y Q.F.D. de los fabricantes

A continuación se listan los requerimientos que fueron tenidos en cuenta durante el proceso de selección del fabricante.

- Variedad de equipos
- Rango de potencia
- Representación de la marca a nivel nacional

Con estos requerimientos se procedió a realizar el despliegue de la función calidad para los fabricantes:

Tabla 19. Q.F.D. Fabricantes.

Q.F.D. Fabricantes de Turbinas		ALTERNATIVAS				
		MITSUBISHI POWER SYSTEMS	PRATT & WHITNEY	SOLAR (CATERPILLAR)	SIEMENS	ROLLS ROYCE
NECESIDADES-IMPORTANCIA						
Variedad de Equipos	3	27	0	9	27	27
Rango de Potencia	3	0	0	9	27	27
Representación de la Marca a Nivel Nacional	3	0	0	27	27	0
		27	0	45	81	54

Fuente. El autor.

7.3.1.3 Resultado obtenido

La elección de las turbinas SIEMENS® se debe a que entre todos los fabricantes analizados, este es el único que ofrece además de una buena variedad de equipos dentro del rango de potencia deseado, una presencia que se ha consolidado en el país desde hace varias décadas. Esto representa una gran ventaja a nivel estratégico por cuestiones de: asesoría especializada, precios y asistencia técnica postventa.

7.3.2 Selección del modelo

7.3.2.1 Cálculo de la cantidad de turbinas requeridas para cada modelo

Para determinar el número de unidades requeridas para cada modelo, se tuvieron en cuenta los principios de “Potencia Estática” y “Potencia Rodante”. El primer concepto establece, que siempre que se determine el número de unidades generadoras de potencia requeridas para alimentar un proceso, es necesario adquirir una unidad más en calidad de reserva. De esta manera se pretende que exista permanentemente un equipo en “stand-by”, capaz de sustituir a cualquier otro equipo con características similares, en caso de una falla durante la operación. Por otra parte, la potencia rodante establece que siempre se deben tener los equipos de generación operando a menos del 100% de su capacidad, de tal manera que si uno de ellos falla, se pueda suplir rápidamente la ausencia del mismo aumentándole la carga a los equipos restantes mientras entra en operación el equipo de apoyo.

Teniendo en cuenta los aspectos mencionados anteriormente, se procedió a calcular el número de unidades requeridas para satisfacer la demanda de energía bajo dos posibles escenarios de operación: uno normal y otro de emergencia. En el primer caso se asumió que todos los equipos en operación van a satisfacer la demanda funcionando a una capacidad η menor al 100%. En el segundo escenario de operación, se asumió que uno de los equipos falla y por ende, los equipos restantes deben entrar a operar a una capacidad de emergencia η' de

tal manera que se supla la energía necesaria mientras el equipo de apoyo entra en marcha. En consecuencia, se desarrolló el siguiente paquete de ecuaciones (en función del número de unidades en operación) para describir los casos de operación.

$$T = N + 1 \quad (7.1)$$

$$P_R = \eta * P_n * N \quad (7.2)$$

$$P_R = \eta' * P_n * (N - 1) \quad (7.3)$$

Dónde:

- N es el número de equipos en operación. N debe ser mayor o igual a dos.
- T es la cantidad total de equipos. Incluido el apoyo.
- P_R es la potencia requerida. $P_R = 13$ MW para satisfacer la demanda del campo.
- η es el porcentaje de carga nominal a la que operan los N equipos durante condiciones normales de trabajo. $\eta < 100\%$.
- η' es el porcentaje de carga nominal a la que operan los N-1 equipos en el determinado caso de que un generador salga de operación. $\eta < \eta' < 100$.
- P_n es la potencia nominal de cada modelo de turbina en MW.

De acuerdo al catálogo de SIEMENS® se tiene que las potencias nominales de cada uno de los modelos estudiados son:

Tabla 20. Potencia nominal de las turbinas.

Potencia Nominal de las Turbinas SIEMENS	
Modelo	Potencia Nominal
SGT-100	5.4MW
SGT-300	7.9MW
SGT-400	12.9MW

Fuente. El autor.

En base a esta tabla y al paquete de ecuaciones desarrollado anteriormente, se procedió a elaborar un código en EES[®] con el ánimo de calcular la potencia generada y las cargas de operación normal y de emergencia, para cada equipo como función del número de turbinas. El código desarrollado se muestra a continuación:

Figura 18. Código para determinar el número de unidades en EES.

```

"--- Cálculo de las Unidades Requeridas Para Generación ---"

"N          Número de Unidades en Operacion"
"eta       Porcentaje de Carga Nominal Generada Durante el Regimen de Op."
"eta_e    " Porcentaje de Carga Nominal Generada si uno de los Equipos Falla"
"P_N      " Potencia Nominal de la Turbina en MW"
"T        Unidades Totales Requeridas (Incluido el Backup)"

P_R = 13    "Potencia Requerida en MW"

"--- Unidad SGT - 100 ---"

P_NSQT100 = 5.4          "Potencia Nominal del Equipo en MW"
T_SGT100 = N + 1        "Total de Unidades"
P_R = (eta_SGT100) * N * P_NSQT100  "Análisis de Potencia bajo Condiciones Normales"
P_R = (eta_eSGT100) * (N - 1) * P_NSQT100  "Análisis de Potencia si uno de los Equipos Falla"

"--- Unidad SGT - 300 ---"

P_NSQT300 = 7.9          "Potencia Nominal del Equipo en MW"
T_SGT300 = N + 1        "Total de Unidades"
P_R = (eta_SGT300) * N * P_NSQT300  "Análisis de Potencia bajo Condiciones Normales"
P_R = (eta_eSGT300) * (N - 1) * P_NSQT300  "Análisis de Potencia si uno de los Equipos Falla"

"--- Unidad SGT - 400 ---"

P_NSQT400 = 12.9         "Potencia Nominal del Equipo en MW"
T_SGT400 = N + 1        "Total de Unidades"
P_R = (eta_SGT400) * N * P_NSQT400  "Análisis de Potencia bajo Condiciones Normales"
P_R = (eta_eSGT400) * (N - 1) * P_NSQT400  "Análisis de Potencia si uno de los Equipos Falla"
    
```

Fuente. El autor.

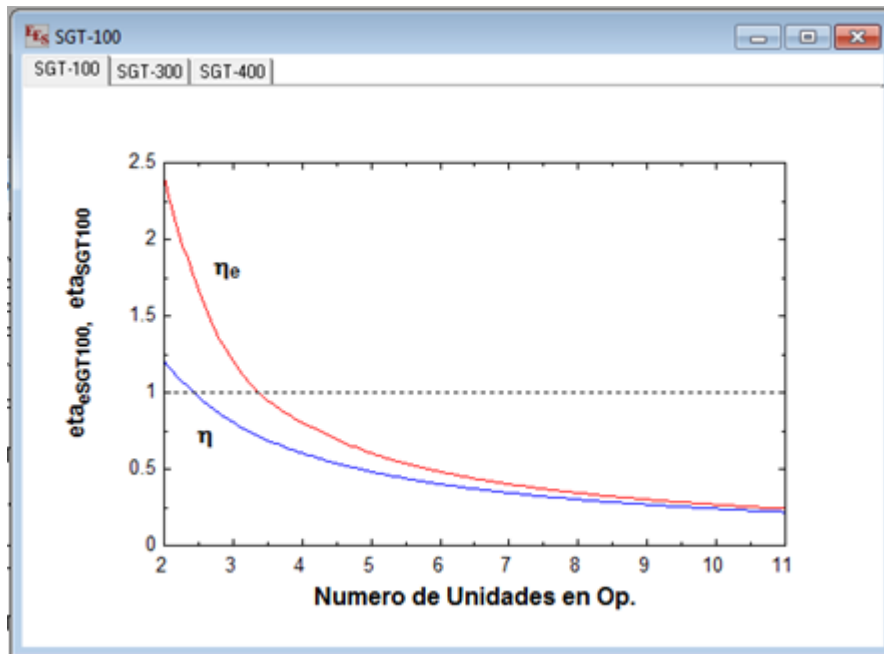
Con este código se obtuvieron una serie de gráficas para cada turbina y una tabla general, en las que se relacionan la carga bajo condiciones normales y de emergencia con el número de unidades.

Tabla 21. Cargas normal y de emergencia como función del número de turbinas.

1..10	1 $\eta_{eSGT100}$	2 $\eta_{eSGT200}$	3 $\eta_{eSGT300}$	4 $\eta_{eSGT400}$	5 η_{SGT100}	6 η_{SGT200}	7 η_{SGT300}	8 η_{SGT400}	9	N
Run 1	2.407	1.926	1.646	1.008	1.204	0.963	0.8228	0.5039		2
Run 2	1.204	0.963	0.8228	0.5039	0.8025	0.642	0.5485	0.3359		3
Run 3	0.8025	0.642	0.5485	0.3359	0.6019	0.4815	0.4114	0.2519		4
Run 4	0.6019	0.4815	0.4114	0.2519	0.4815	0.3852	0.3291	0.2016		5
Run 5	0.4815	0.3852	0.3291	0.2016	0.4012	0.321	0.2743	0.168		6
Run 6	0.4012	0.321	0.2743	0.168	0.3439	0.2751	0.2351	0.144		7
Run 7	0.3439	0.2751	0.2351	0.144	0.3009	0.2407	0.2057	0.126		8
Run 8	0.3009	0.2407	0.2057	0.126	0.2675	0.214	0.1828	0.112		9
Run 9	0.2675	0.214	0.1828	0.112	0.2407	0.1926	0.1646	0.1008		10
Run 10	0.2407	0.1926	0.1646	0.1008	0.2189	0.1751	0.1496	0.09161		11

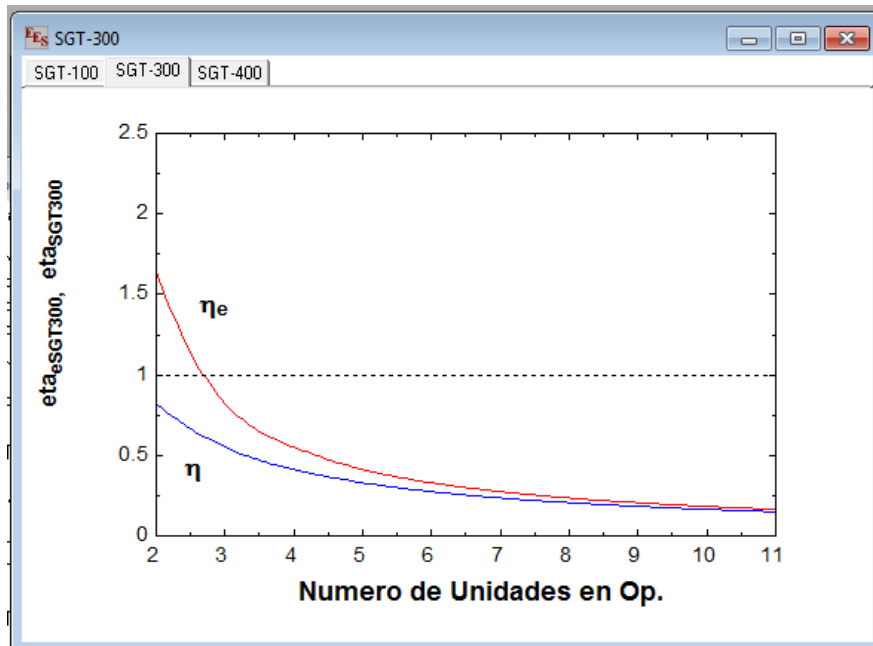
Fuente. El autor.

Figura 19. η y η_e Vs. N para la SGT-100.



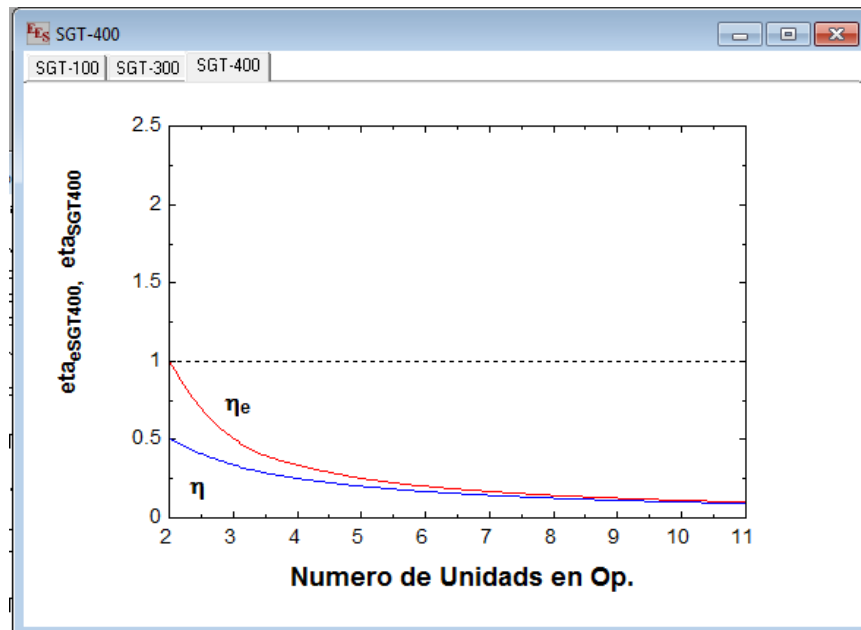
Fuente. El autor.

Figura 20. η y η_e Vs. N para la SGT-300.



Fuente. El autor.

Figura 21. η y η_e Vs. N para la SGT-400.



Fuente. El autor.

Con base en estos resultados se determinaron el número de unidades requeridas de cada modelo, la potencia que cada una debe generar durante los regímenes de operación normal y de emergencia y las capacidades a las que deben operar, para satisfacer la demanda energética del campo. Los resultados obtenidos se presentan a continuación:

Tabla 22. Capacidades y número de unidades requeridas para cada modelo.

Modelo	Régimen	Carga (η)	Pot. Nominal	Unidades en Op.	Total Unidades	Pot. Unit.	Pot. Total
SGT-100	Normal	0.602	5,400KW	4	5	3,250.8KW	13,003.2KW
	Emergencia	0.803				4,336.2KW	13,008.6KW
SGT-300	Normal	0.549	7,900KW	3	4	4,337.1KW	13,011.3KW
	Emergencia	0.823				6,501.7KW	13,003.4KW
SGT-400	Normal	0.504	12,900KW	2	3	6,501.6KW	13,003.2KW
	Emergencia	1				12,900KW	12,900KW

Fuente. El autor.

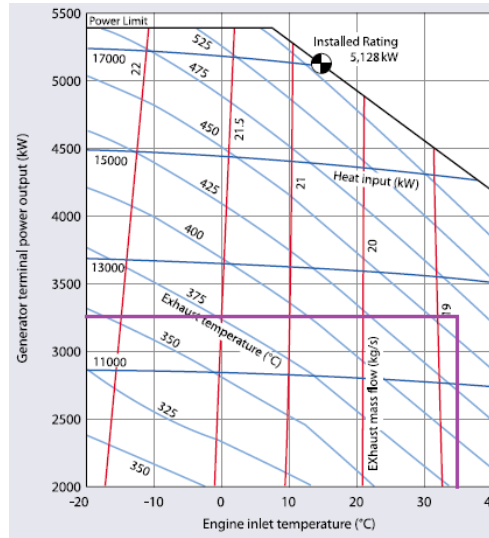
7.3.2.2 Cálculo del flujo de combustible requerido para operación normal

Para calcular el flujo másico requerido en cada arreglo de turbinas, se utilizaron las curvas de desempeño del catálogo suministrado por el fabricante. Estas curvas relacionan la potencia entregada por el generador con: la temperatura del ambiente, el flujo másico de los humos, la temperatura de los humos en el escape y el calor suministrado. Ya que las curvas están referidas a una presión medioambiental de 101.3 kPa y a una humedad relativa del 60%, y la presión atmosférica en el campo es de 99.4 kPa y la humedad relativa es de aproximadamente 66%⁵. Se consideró que se pueden utilizar sin realizar ninguna modificación por efectos de la presión o humedad.

Para el modelo SGT-100 con una temperatura ambiente promedio de 36 °C y una potencia unitaria de 3,250 kW se determinó que el flujo de calor requerido es de aproximadamente 12,000 kW (ver línea morada).

⁵ Información tomada el 28 de Marzo de 2013 del dominio web: <http://www.pronosticosyalertas.gov.co/jsp/index.jsf>

Figura 22. Curva SGT-100 no. 1.



Fuente. Catálogo SIEMENS.

Utilizando las siguientes ecuaciones se procedió a calcular la eficiencia del equipo y el flujo másico requerido.

$$\varepsilon = \frac{W}{\dot{Q}} \quad (7.4)$$

$$\varepsilon = \frac{W}{\dot{m} * q_i^o} \quad (7.5)$$

$$SCFD = \frac{\dot{m} * 3,600 * 24 * 35.31}{\rho} \quad (7.6)$$

Dónde:

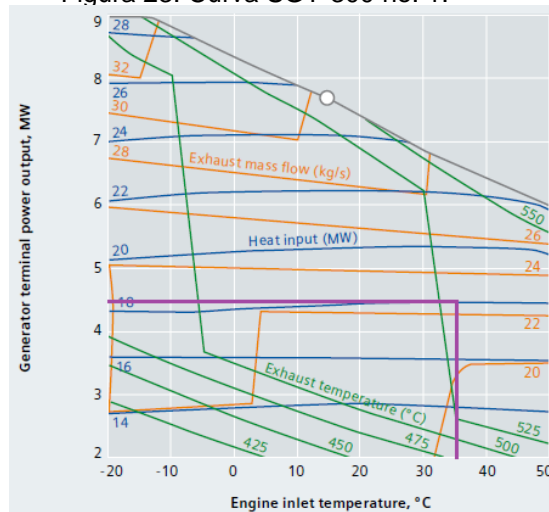
- ε es la eficiencia total del equipo.
- W es la potencia entregada por el generador en kW.
- Q punto es el flujo de calor requerido por la turbina en kW.
- q_i^o es el poder calorífico del combustible en kJ/kg.

- m punto es el flujo másico de combustible en kg/s.
- ρ es la densidad del combustible en kg/m^3 .
- SCFD es el flujo de combustible en pies cúbicos estándar al día en una sola turbina.

Con los datos de la curva, las propiedades del gas y las ecuaciones 7.4, 7.5 y 7.6, se determinó que el flujo de combustible requerido por una turbina es de aproximadamente 643,800 SCFD.

Para el modelo SGT-300 con una temperatura ambiente promedio de $36\text{ }^\circ\text{C}$ y una potencia unitaria de 4,350 kW, se determinó que el flujo de calor requerido es de aproximadamente 18,000 kW (ver línea morada).

Figura 23. Curva SGT-300 no. 1.

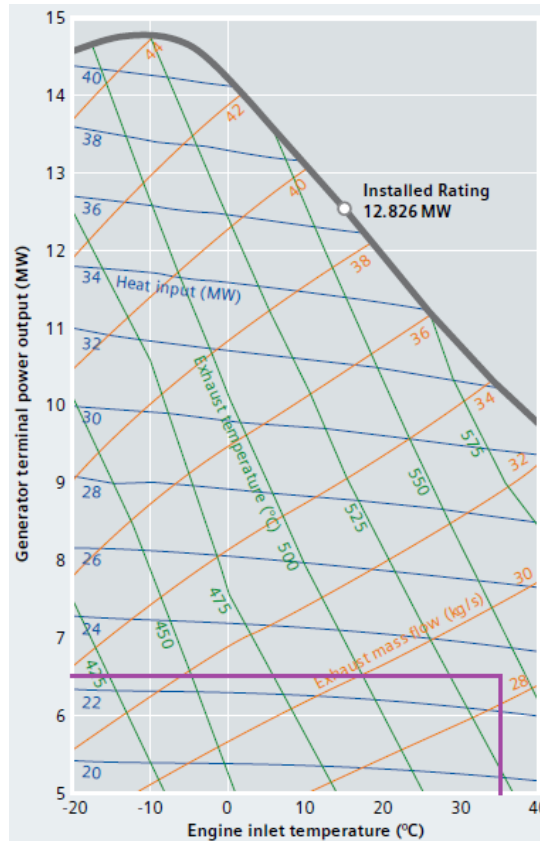


Fuente. Catálogo SIEMENS.

Repitiendo el procedimiento aplicado anteriormente al equipo, se obtuvo que el flujo de combustible demandado por la turbina para operar es de aproximadamente 970,300 SCFD.

Realizando el procedimiento anterior para el modelo SGT-400 con una temperatura ambiente promedio de 36 °C y una potencia unitaria de 6,500 kW, se determinó que el flujo de calor requerido es de aproximadamente 23,000 kW (ver línea morada).

Figura 24. Curva SGT-400 no. 1.



Fuente. Catálogo SIEMENS.

Con los datos de la curva, las propiedades del gas y las ecuaciones 7.4, 7.5 y 7.6, se determinó que el flujo de combustible requerido por una turbina es de aproximadamente 1'251,200 SCFD.

Tomando los valores calculados para los flujos de gas requeridos, se realizó una tabla de valores con estas cantidades y se compararon con la tasa de producción de gas en el campo.

Tabla 23. Cantidades de gas demandadas para generación por turbinas.

Gas Demandado durante el Régimen de Operación Normal			
Modelo	Nro. De Unidades	SCFD unitario	SCFD total
SGT-100	4	643,800	2'575,200
SGT-300	3	970,300	2'910,900
SGT-400	2	1'121,200	2'242,400

Fuente. El autor.

7.4 DIFICULTADES TÉCNICAS DE LA ALTERNATIVA

Esta alternativa plantea como principal inconveniente la total dependencia de un solo medio de generación (las turbinas) lo cual reduce su confiabilidad. Si esto se combina con el hecho de que el combustible es producido directamente en la facilidad, se tiene como inconveniente adicional que durante una parada de planta, al no haber producción de gas, el sistema sería incapaz de funcionar de la manera más adecuada por falta de combustible, lo cual implica que se tendría que recurrir a un esquema de generación de apoyo durante este evento. En base a estos inconvenientes, se concluyó que la implementación de un arreglo que conste de sólo turbinas de gas no resulta ni práctico y ni confiable. Como consecuencia, no se consideró necesario ahondar más en el estudio técnico, ni realizar un análisis de costos. Se descartó esta propuesta ante los datos obtenidos y se procedió al análisis de un esquema mixto (Turbinas e ISA).

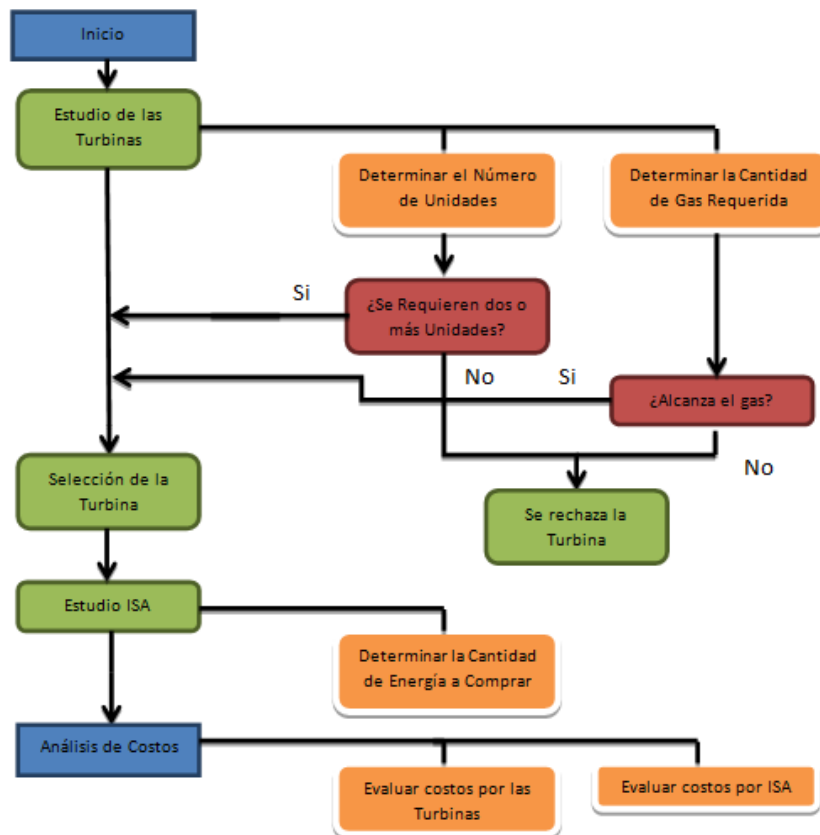
8. GENERACIÓN MIXTA

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos del estudio realizado a la alternativa de generación que plantea el uso de turbinas de gas apoyadas por ISA.

8.1 ESTRATEGIA DE SOLUCIÓN APLICADA

A continuación se presentan las tareas y sub-tareas que se siguieron para desarrollar el estudio técnico económico de la alternativa.

Figura 25. Estrategia de solución.



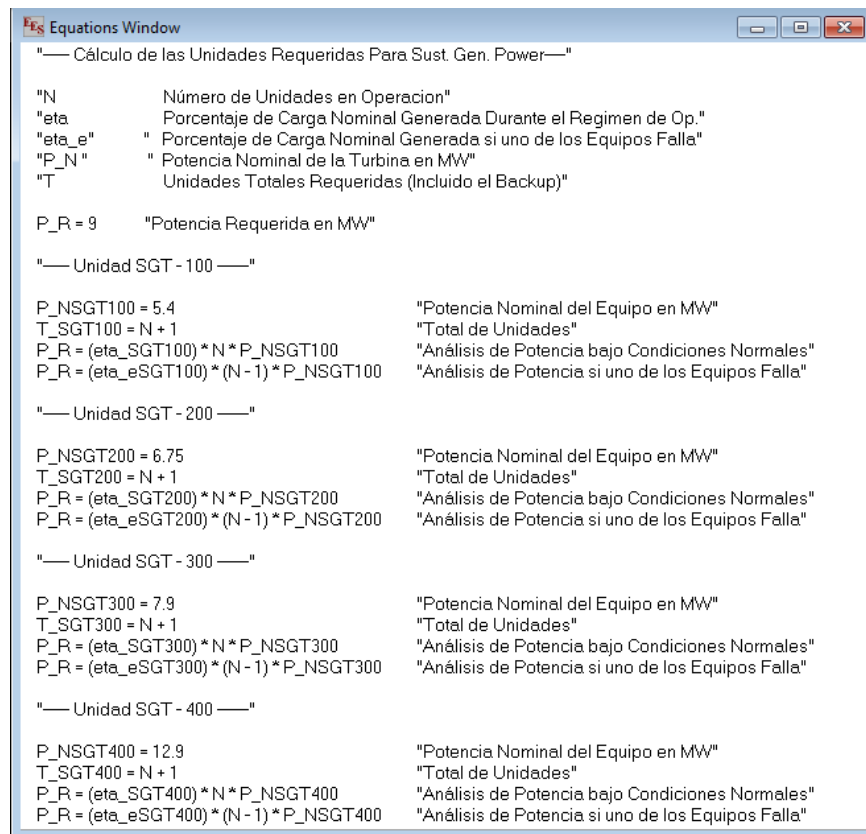
Fuente. El autor.

8.2 SELECCIÓN DE LA TURBINA A EMPLEAR

8.2.1 Cálculo del número de unidades

Utilizando el paquete de ecuaciones 7.1, 7.2 y 7.3, se procedió a determinar el número de unidades requeridas para generar la misma cantidad de potencia que las unidades de Genser Power. Por ende, para el desarrollo de este modelo matemático se tomó como referencia una potencia neta generada de nueve megavatios. Con estas condiciones y el siguiente código desarrollado en EES® se llegó a los resultados que se muestran a continuación.

Figura 26. Código en EES para determinar el número de unidades.



```
Equations Window
"--- Cálculo de las Unidades Requeridas Para Sust. Gen. Power ---"

"N          Número de Unidades en Operacion"
"eta       Porcentaje de Carga Nominal Generada Durante el Regimen de Op."
"eta_e    " Porcentaje de Carga Nominal Generada si uno de los Equipos Falla"
"P_N      " Potencia Nominal de la Turbina en MW"
"T        Unidades Totales Requeridas (Incluido el Backup)"

P_R = 9      "Potencia Requerida en MW"

"--- Unidad SGT - 100 ---"

P_NSGT100 = 5.4          "Potencia Nominal del Equipo en MW"
T_SGT100 = N + 1        "Total de Unidades"
P_R = (eta_SGT100) * N * P_NSGT100  "Análisis de Potencia bajo Condiciones Normales"
P_R = (eta_eSGT100) * (N - 1) * P_NSGT100  "Análisis de Potencia si uno de los Equipos Falla"

"--- Unidad SGT - 200 ---"

P_NSGT200 = 6.75       "Potencia Nominal del Equipo en MW"
T_SGT200 = N + 1      "Total de Unidades"
P_R = (eta_SGT200) * N * P_NSGT200  "Análisis de Potencia bajo Condiciones Normales"
P_R = (eta_eSGT200) * (N - 1) * P_NSGT200  "Análisis de Potencia si uno de los Equipos Falla"

"--- Unidad SGT - 300 ---"

P_NSGT300 = 7.9        "Potencia Nominal del Equipo en MW"
T_SGT300 = N + 1      "Total de Unidades"
P_R = (eta_SGT300) * N * P_NSGT300  "Análisis de Potencia bajo Condiciones Normales"
P_R = (eta_eSGT300) * (N - 1) * P_NSGT300  "Análisis de Potencia si uno de los Equipos Falla"

"--- Unidad SGT - 400 ---"

P_NSGT400 = 12.9       "Potencia Nominal del Equipo en MW"
T_SGT400 = N + 1      "Total de Unidades"
P_R = (eta_SGT400) * N * P_NSGT400  "Análisis de Potencia bajo Condiciones Normales"
P_R = (eta_eSGT400) * (N - 1) * P_NSGT400  "Análisis de Potencia si uno de los Equipos Falla"
```

Fuente. El autor.

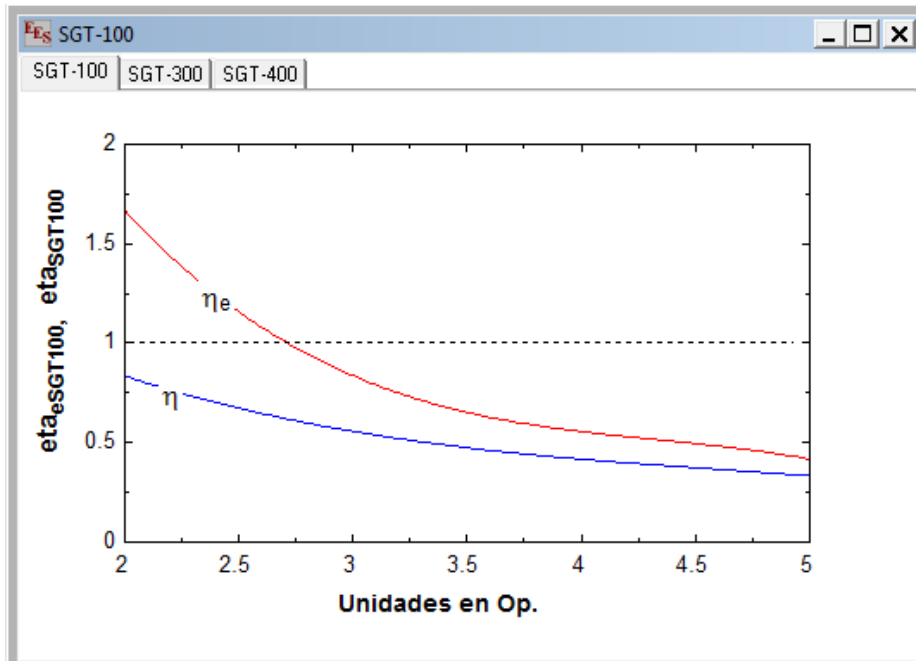
Los resultados obtenidos fueron:

Tabla 24. Carga normal y de emergencia como función del número de unidades.

1..4	1 $\eta_{eSGT100}$	2 $\eta_{eSGT300}$	3 $\eta_{eSGT400}$	4 η_{SGT100}	5 η_{SGT300}	6 η_{SGT400}	7 N
Run 1	1.667	1.139	0.6977	0.8333	0.5696	0.3488	2
Run 2	0.8333	0.5696	0.3488	0.5556	0.3797	0.2326	3
Run 3	0.5556	0.3797	0.2326	0.4167	0.2848	0.1744	4
Run 4	0.4167	0.2848	0.1744	0.3333	0.2278	0.1395	5

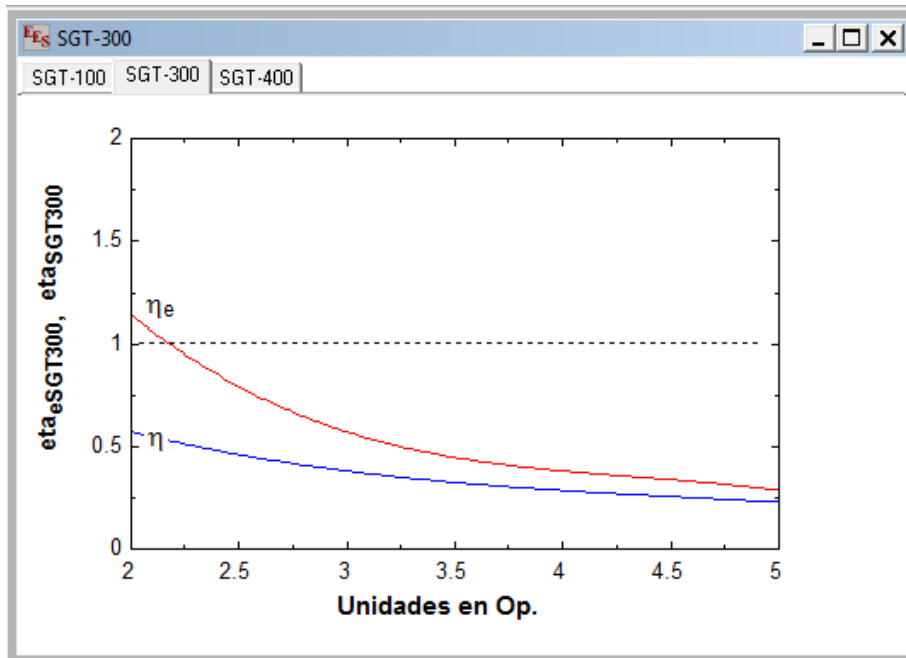
Fuente. El autor.

Figura 27. η y η_e Vs. N para la SGT-100.



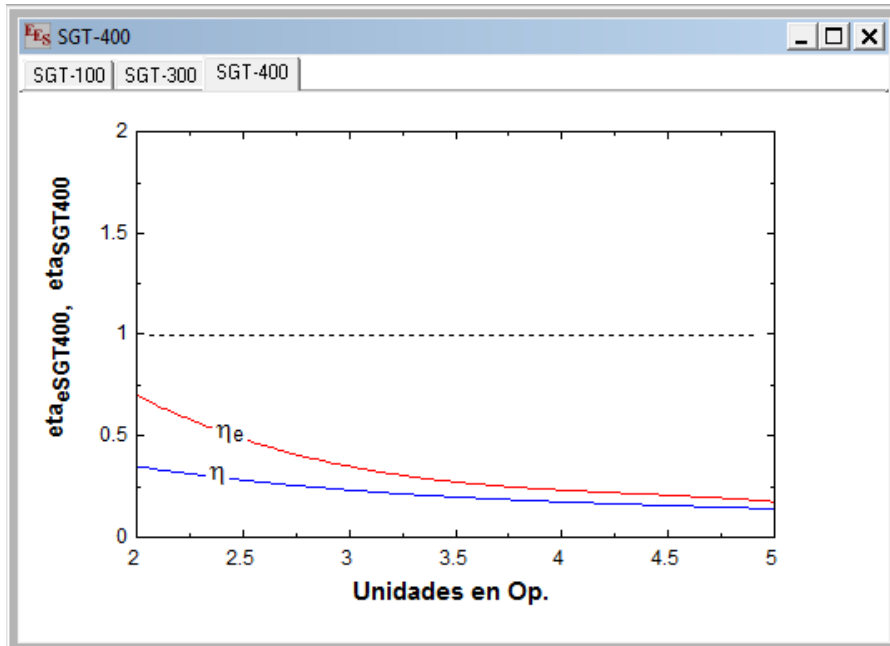
Fuente. El autor.

Figura 28. η y η_e Vs. N para la SGT-300.



Fuente. El autor.

Figura 29. η y η_e Vs. N para la SGT-400.



Fuente. El autor.

En base estos resultados se determinaron el número de unidades requeridas de cada modelo, la potencia que cada una debe generar durante los regímenes de operación normal y de emergencia y las capacidades a las que deben operar, para satisfacer la demanda energética del campo de manera tentativa. Los resultados obtenidos se presentan a continuación:

Tabla 25. Capacidades y número de unidades requeridas para cada modelo.

Modelo	Régimen	Carga (η)	Pot. Nominal	Unidades en Op.	Total Unidades	Pot. Unit.	Pot. Total
SGT-100	Normal	0.56	5,400kW	3	4	3,024kW	9,072kW
	Emergencia	0.83				4,482kW	8,964kW
SGT-300	Normal	0.38	7,900kW	3	4	3,002kW	9,006kW
	Emergencia	0.57				4,503kW	9,006kW
SGT-400	Normal	0.35	12,900kW	2	3	4,515kW	9,030kW
	Emergencia	0.7				9,030kW	9,030kW

Fuente. El autor.

8.2.2 Validación de los cálculos para el modelo SGT-100 en condiciones normales

Utilizando los resultados obtenidos en el punto anterior, se obtuvo la cantidad tentativa de unidades requeridas por el campo. Partiendo de esta premisa, se procedió a determinar la cantidad real de unidades que el campo está en capacidad de soportar. Actualmente se generan 1'800,000 SCFD de gas, pero se asumió para efectos de cálculo una tasa de 1'500,000 SCFD para ser conservador en los cálculos. Para esto se desarrolló el siguiente paquete de ecuaciones:

$$SCFD_U = \frac{SCFD}{N} \quad (8.1)$$

$$\dot{q} = \frac{SCFD_U}{3,600 * 24 * 35.31} \quad (8.2)$$

$$\dot{m} = \rho * \dot{q} \quad (8.3)$$

Combinando las ecuaciones 7.4 y 7.5 se obtuvo:

$$\dot{Q} = \dot{m} * q_i^o \quad (8.4)$$

Dónde:

- SCFD es la cantidad de gas producida diariamente (“standard cubic feet per day” en inglés) en el campo. SCFD=1’500,000.
- SCFD_U es la cantidad de gas que le corresponde a cada turbina.
- N es el número de turbinas.
- q punto es el flujo volumétrico de gas, en m³/s.
- m punto es el flujo másico de combustible, en kg/s.
- ρ es la densidad del gas. ρ=1.1948 kg/ m³.
- Q punto es el flujo de calor requerido por la turbina en kW.
- q^o_i es el poder calorífico del combustible. q^o_i=47,374 kJ/kg.

De acuerdo a la tabla 25 y utilizando las ecuaciones 8.1, 8.2, 8.3 y 8.4 se realizó un cálculo con N=3. El cual arrojó los siguientes resultados:

Tabla 26. Primera aproximación SGT-100.

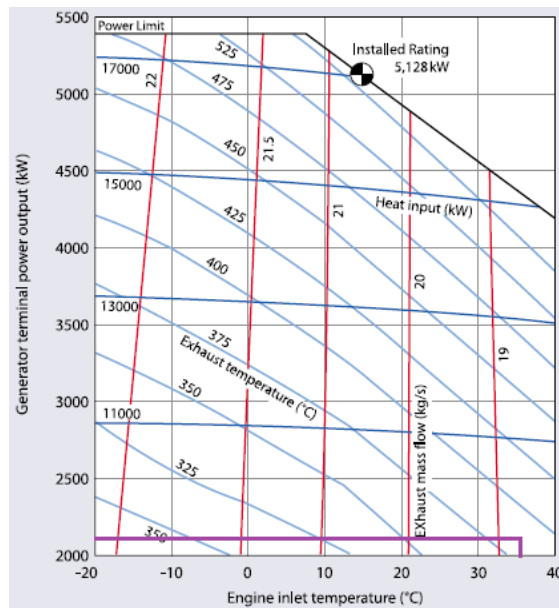
SCFD _U	500,000
q [m ³ /s]	0.16
m [kg/s]	0.191
Q [kW]	9,060

Fuente. El autor.

Empleando la curva suministrada por el fabricante, se pudo observar que para una temperatura ambiente de 36 °C y un flujo de calor de 9,060 kW la potencia real generada será de 2,100 kW por unidad aproximadamente (ver línea morada). Desafortunadamente este punto de operación es muy bajo haciendo que los equipos se hagan ineficientes; Por otra parte el número tentativo de unidades

determinado permitió que se llevara a cabo un nuevo cálculo, reduciendo el total de turbinas en una unidad. En base a esto, se concluyó que se deben realizar los cálculos con dos unidades en operación para aumentar la eficiencia del sistema.

Figura 30. Curva SGT-100 no. 2.



Fuente. Catálogo SIEMENS.

8.2.3 Validación de los cálculos para el modelo SGT-100 en condiciones normales reduciendo la cantidad tentativa en una unidad

Utilizando las ecuaciones 8.1, 8.2, 8.3 y 8.4 se realizó un cálculo con $N=2$. El cual arrojó los siguientes resultados:

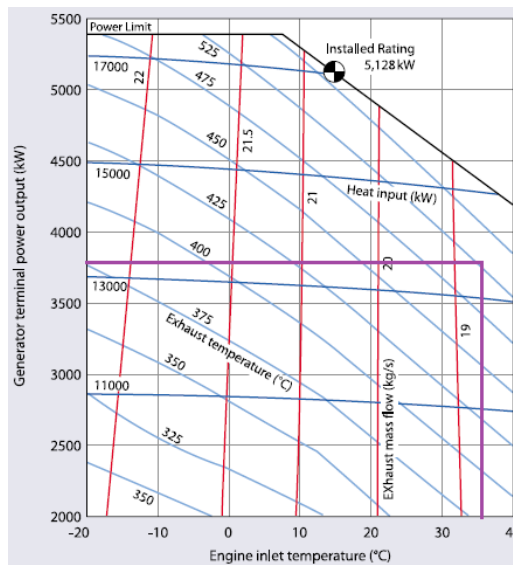
Tabla 27. Primera aproximación SGT-300.

SCFDu	750,000
q [m ³ /s]	0.25
m [kg/s]	0.29
Q [kW]	13,750

Fuente. El autor.

Empleando la curva suministrada por el fabricante, se pudo observar que para una temperatura ambiente de 36 °C y un flujo de calor de 13,750 kW la potencia real generada será de 3,750 kW por unidad aproximadamente (ver línea morada).

Figura 31. Curva SGT-100 no. 3.



Fuente. Catálogo SIEMENS.

Como se puede apreciar el hecho de reducir en una unidad el número tentativo de turbinas, incrementó la cantidad de gas disponible para cada equipo. En consecuencia, el punto de operación subió notablemente haciendo que se pase de producir un total 6,300 kW con tres turbinas a 7,500 kW con dos turbinas. Por lo tanto utilizar dos turbinas SGT-100 es más efectivo que utilizar tres.

8.2.4 Análisis el modelo SGT-100 en condiciones de emergencia

Para el régimen de emergencia se repiten los cálculos del punto anterior pero asumiendo que una unidad falla (N=1). Utilizando el paquete de ecuaciones 8.1, 8.2, 8.3 y 8.4 se obtuvo lo siguiente:

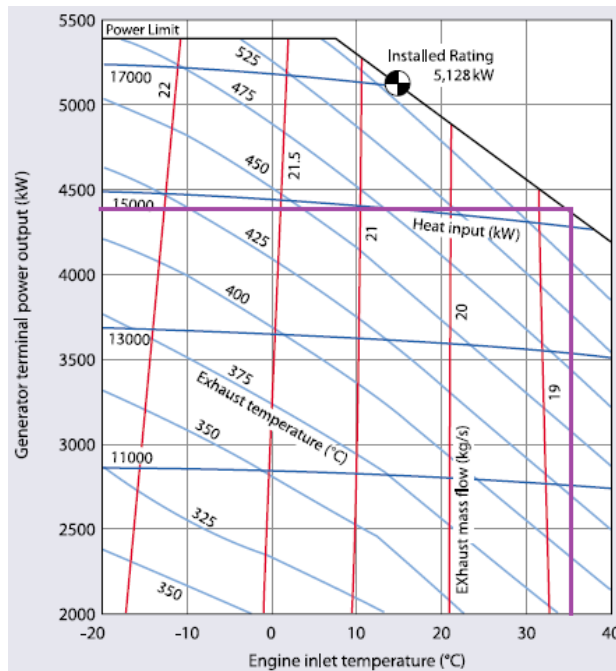
Tabla 28. SGT-100 en condiciones de emergencia.

SCFDu	823,712
q [m ³ /s]	0.27
m [kg/s]	0.32
Q [kW]	15,000

Fuente. El autor.

Empleando la curva suministrada por el fabricante, se pudo observar que para una temperatura ambiente de 36 °C y un flujo de calor de 15,000 kW la potencia real generada será de 4,400 kW aproximadamente (ver línea morada).

Figura 32. Curva SGT-100 no. 3.



Fuente. Catálogo SIEMENS.

8.2.5 Validación de los cálculos para el modelo SGT-300 en condiciones normales

Utilizando las ecuaciones 8.1, 8.2, 8.3 y 8.4 se realizó un cálculo con N=3. El cual arrojó los siguientes resultados:

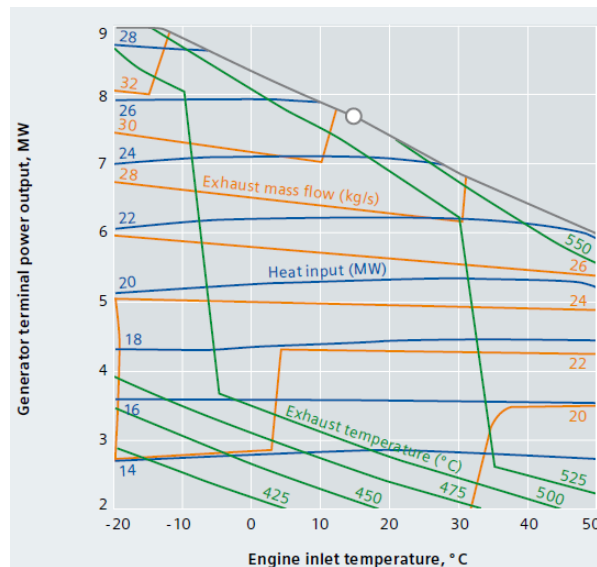
Tabla 29. Primera aproximación SGT-300.

SCFDu	500,000
q [m ³ /s]	0.25
m [kg/s]	0.29
Q [kW]	9,060

Fuente. El autor.

Empleando la curva suministrada por el fabricante, se pudo observar que para una temperatura ambiente de 36 °C y un flujo de calor de 9,000 kW el punto de operación es demasiado bajo para la turbina. En consecuencia, se recomendaría utilizar dos turbinas para obtener un mejor punto de operación. Desafortunadamente disponer de tan sólo dos equipos en operación resultaría en un sobre costo por mantenimiento e inversión inicial, si se compara con el arreglo de dos turbinas SGT-100 que se calculó en el punto anterior. Por esta razón se decidió descartar este modelo.

Figura 33. Curva SGT-300 no. 2.



Fuente. Catálogo SIEMENS.

8.2.6 Validación de los cálculos para el modelo SGT-400 en condiciones normales

Utilizando las ecuaciones 8.1, 8.2, 8.3 y 8.4 se realizó un cálculo con $N=2$. El cual arrojó los siguientes resultados:

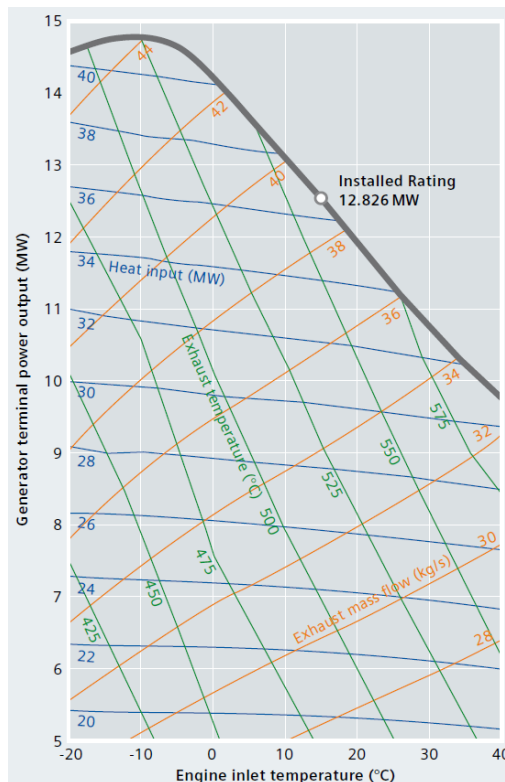
Tabla 30. Primera aproximación SGT-400.

SCFDu	750,000
q [m ³ /s]	0.16
m [kg/s]	0.191
Q [kW]	13,750

Fuente. El autor.

Empleando la curva suministrada por el fabricante, se pudo observar que para una temperatura ambiente de 36 °C y un flujo de calor de 15,000 kW, el punto de operación está muy por debajo de lo recomendado por el fabricante. Por esta razón se buscó reducir en uno el número de unidades en operación. Desafortunadamente esta decisión tampoco resultó acertada debido a que resultaría en tener una sola unidad en operación, lo cual resulta inaceptable en materia de confiabilidad para el esquema de generación propuesto.

Figura 34. Curva SGT-400 no. 3.



Fuente. Catálogo Siemens.

8.2.7 Modelo sugerido

En base al análisis llevado a cabo en los puntos anteriores, se recomienda que el modelo a emplear sea la turbina SIEMENS SGT-100. Debido a que un arreglo de tres turbinas en operación (más una de respaldo), sería capaz de satisfacer la demanda energética del campo de manera confiable y haciendo un buen uso del gas generado.

8.3 CÁLCULO DE LA ENERGÍA QUE SE DEBE COMPRAR A ISA

Partiendo de la selección del modelo, cantidad de turbinas y del punto de operación tentativo al que cada una va a operar, se procedió a determinar la cantidad de energía que se tendría que comprar a ISA utilizando la ecuación 5.1.

$$MW_{ISA} = MW_{Total} - MW_{Turbinas} = 13 - 7.5 = 5.5$$

$$kW * h = 5.5 MW_{ISA} * (1Mes) * \frac{30 \text{ días}}{1Mes} * \frac{24h}{1día} * 1,000 \quad (5.1)$$

$$kW * h = 3'960,000$$

8.4 ANÁLISIS DE COSTOS

A continuación se presentan los cálculos realizados para determinar los costos por generación con la turbinas de energía como por compra de energía a ISA. Para esto se asumió que el esquema de generación conservará las mismas proporciones a lo largo de toda la vida del proyecto.

8.4.1 Costos por generación por turbinas

Para realizar una correcta evaluación económica del proyecto se identificaron los siguientes costos asociados:

- Adquisición del equipo
- Obra civil
- Mantenimiento
- Operación
- Uso de crudo como combustible

Dónde los dos primeros costos se consideran como inversión inicial y los tres últimos como costo variables en el tiempo. Por esta razón, se procedió a determinar el valor de cada uno de estos costos.

8.4.1.1 Costo por adquisición del equipo

Este costo está asociado con la compra del equipo y el valor de fletes requeridos para llevarlo a su sitio de operación. De acuerdo a la información suministrada por SIEMENS® división Power Generation, el precio actual de una turbina de gas SGT-100 (incluido los fletes) es de £2'970.000. Convirtiendo a COP se tiene:

$$COP = £2'970,000 \times \frac{3,000 COP}{1 £}$$

$$COP = \$8,910'000,000$$

8.4.1.2 Costo por obra civil

El costo por obra civil hace referencia a la edificación del sitio dónde se espera que los equipos vayan a operar. Dentro de este costo se incluyen: el bloque de anclaje, las acometidas eléctricas, líneas de gas y agua, entre otras. Siendo el primero el más representativo de todos. Para determinar el costo por obra civil se procedió a determinar el costo del bloque de anclaje para un solo equipo, los demás costos se determinaron como un porcentaje adicional del valor del mismo o suponiendo la cantidad de empleados necesarios para mantener el equipo en buenas condiciones.

Para determinar el costo del bloque de anclaje, se solicitó al departamento de construcción del campo los planos de uno que hubiera sido realizado hace poco tiempo y que perteneciera a un equipo que operase de manera similar. Para efectos de este caso, se trabajó con el bloque de anclaje de una bomba de inyección CENTRILIFT-BAKER HUGHES® (ver anexo P). Del plano constructivo se tomaron las dimensiones del bloque:

$$L = 19m$$

$$a = 2m$$

$$h = 0.4m$$

Con las dimensiones y el valor del bloque (el cual fue suministrado por el departamento de construcción) se procedió a calcular el valor unitario del metro cúbico del bloque, para así poderlo extrapolar para las dimensiones tentativas del bloque de cada una de las turbinas y determinar el valor aproximado de dicho bloque.

$$V_{bloque} = L * a * h = 15.2m^3$$

$$Precio = \$24'000,000$$

$$C_{unitario} = \frac{Precio}{V_{bloque}} = 1'580,000 \left[COP/m^3 \right]$$

El siguiente paso fue determinar las dimensiones tentativas del bloque. Para esto se recurrió al plano de dimensiones del equipo (ver anexo Q). De este plano se obtuvo el largo y el ancho de la turbina.

$$L_{Turb} = 15.4m \approx 16m$$

$$a_{Turb} = 3.8m \approx 4m$$

El ancho y el largo del bloque se determinaron agregándole dos metros a cada dimensión. Esto para generar espacio suficiente como para facilitar el desplazamiento de las personas alrededor del equipo, una vez este sea instalado. De esta manera se determinó que el largo y el ancho del bloque son respectivamente:

$$L_{Bloque} = 18m$$

$$a_{Bloque} = 6m$$

Lo siguiente a determinar fue la masa del bloque de anclaje. Como medida conservadora se puede asumir que la masa del bloque es igual a cinco veces la masa del equipo a montar. Del catálogo del equipo (anexo Q) se obtuvo el valor de la masa del equipo:

$$m_{Turb} = 35.5Ton$$

$$m_{Bloque} = 5 * m_{Turb} = 177.5Ton$$

Con la masa del bloque, las dimensiones del área transversal y la densidad del concreto de 2,000 Psi para anclaje se procedió a determinar el volumen y la profundidad del bloque.

$$\rho_{Concreto} = 2.4 \text{ Ton}/m^3$$

$$V_{Bloque} = \frac{m_{Bloque}}{\rho_{Bloque}} = 74m^3$$

$$h_{Bloque} = \frac{V_{bloque}}{L_{Bloque} * a_{Bloque}} = 0.7m$$

Con el volumen y el costo unitario se calculó el valor del bloque de anclaje. A este valor se le sumó un 10% para tener en cuenta los costos que genera tender las conexiones eléctricas, las tuberías que llevarán el combustible, entre otros y sumándole un 5% por imprevistos:

$$C_{Bloque} = V_{Bloque} * C_{Unitario} = \$116'920,000$$

$$C_{Total Bloque} = 1.15 * C_{Bloque} = \$134'580,000$$

8.4.1.3 Costos por operación

Estos costos se consideran discretos pues su valor es fijo a lo largo del año, pero se incrementan anualmente con la inflación. Los costos por operación hacen referencia a la cantidad de dinero que OXY deberá desembolsar periódicamente, por concepto de pago de nómina, para mantener el equipo en operación. Para esto se asumió que son necesarios:

- 2 Ingenieros sénior
- 4 Técnicos base
- 4 Operadores

Con base en estas premisas se puede calcular el costo por operación en base al salario promedio esperado para cada profesional en el año 0:

Tabla 31. Costos de operación año 0.

Profesional	Salario Base (COP)	Cantidad	Costo Mensual
Ingeniero Sénior	\$ 18'000,000	2	\$ 36'000,000
Técnico Base	\$ 5'500,000	4	\$ 22'000,000
Operador	\$ 4'250,000	4	\$ 17'000,000
	Costo Mensual		\$ 75'000,000
	Costo Anual (+2 primas)		\$ 1,050'000,000
	Costo Anual (+Bonos, 70%)		\$ 1,785'000,000

Fuente. El autor.

Tomando un valor de 4% para la inflación y un tasa de interés del 14.2%, se calcularon los costos por operación para los demás años del proyecto y el valor presente neto de los mismos.

Tabla 32. Costos por operación.

Año	Costo de Operación	Valor Presente
0	\$ 1,785'000,000	\$ 1,785'000,000
1	\$ 1,856'400,000	\$ 1,625'596,177
2	\$ 1,930'656,000	\$ 1,480'378,235
3	\$ 2,007'882,240	\$ 1,348'155,310
4	\$ 2,088'197,530	\$ 1,227'742,139
5	\$ 2,171'725,431	\$ 1,118'083,909
6	\$ 2,258'594,448	\$ 1,018'220,022
7	\$ 2,348'938,226	\$ 927'275,677
8	\$ 2,442'895,755	\$ 844'454,206
9	\$ 2,540'611,585	\$ 769'030,100
10	\$ 2,642'236,049	\$ 700'342,648
Valor Presente Neto		\$ 12,844'278,423

Fuente. El autor.

8.4.1.4 Costos por mantenimiento

Este ítem hace referencia a los repuestos y materiales requeridos (rodamientos, mangueras, aceite, grasa, tornillería, cables, pintura, etc.) y los costos extras que el transporte, almacenamiento y adicionales de estos elementos acarrea, para mantener el equipo en plena disponibilidad. El costo anual por mantenimiento se puede asumir inicialmente como un porcentaje sobre el valor del equipo (20%) y proyectarlo con el valor de la inflación a lo largo de la vida del proyecto.

Tabla 33. Costos por mantenimiento para una turbina.

Año	Costos por Mantenimiento	Valor Presente
0	\$ 1,782'000,000	\$ 1,782'000,000
1	\$ 1,853'280,000	\$ 1,622'837,128
2	\$ 1,927'411,200	\$ 1,477'890,204
3	\$ 2,004'507,648	\$ 1,345'889,503
4	\$ 2,084'687,954	\$ 1,225'678,707
5	\$ 2,168'075,472	\$ 1,116'204,776
6	\$ 2,254'798,491	\$ 1,016'508,728
7	\$ 2,344'990,431	\$ 925'717,231
8	\$ 2,438'790,048	\$ 843'034,956
9	\$ 2,536'341,650	\$ 767'737,613
10	\$ 2,637'795,316	\$ 699'165,602
Valor Presente Neto (COP)		\$ 12,822'664,448

Fuente. El autor.

8.4.1.5 Costos por uso de crudo como combustible

De acuerdo a la tabla de proyección de la producción de gas (ver anexo B), se pudo observar que la tendencia de producción de gas en el campo a lo largo del tiempo es a ser menor. Por esto se determinó la tasa promedio de producción de gas para generación a lo largo de cada año de la vida del proyecto.

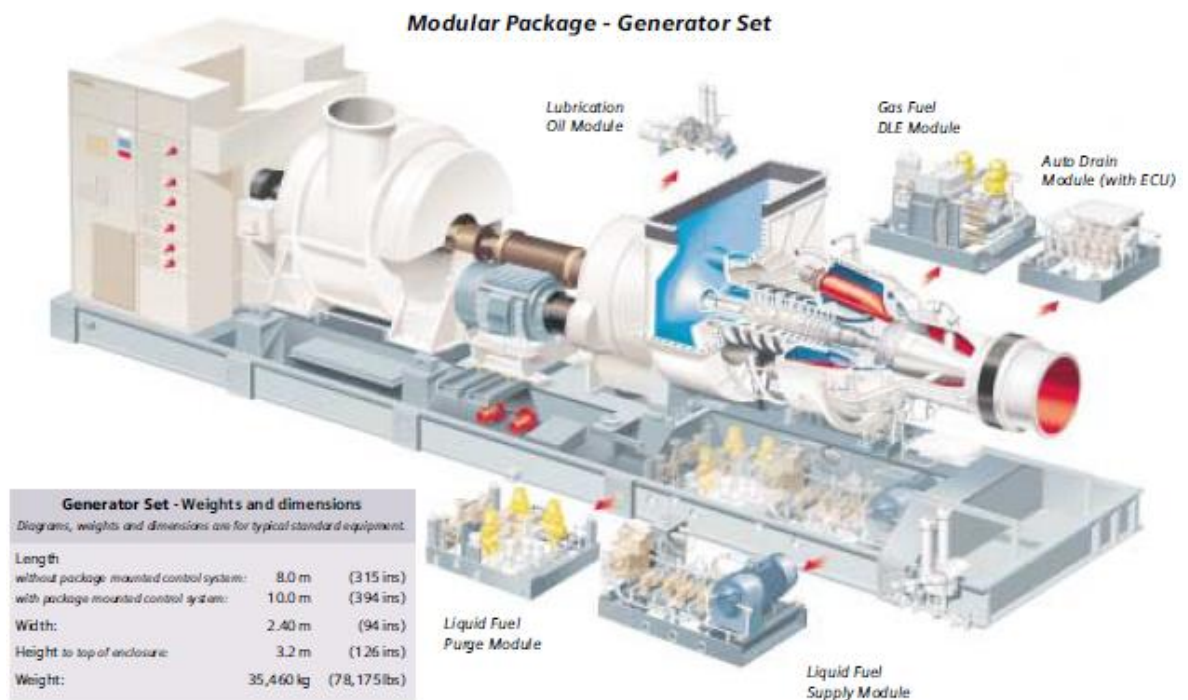
Tabla 34. Proyección de la producción de gas.

Año	SCFD Gen. Prom.
0	338,875
1	210,347
2	114,255
3	85,817
4	67,306
5	52,426
6	40,194
7	35,037
8	28,353
9	23,542
10	21,504

Fuente. Archivo OXY.

Debido a que la producción de gas a futuro resulta insuficiente por si sola y teniendo en cuenta, de acuerdo a los datos suministrados por el fabricante, que la turbina seleccionada posee un módulo para el trabajo con combustibles líquidos (ver anexo N). Se procedió a estudiar la posibilidad de complementar con otro combustible las cantidades de gas que hagan falta para mantener en funcionamiento los equipos. Como mejor opción se optó por emplear el crudo generado en el campo, debido a que el uso del petróleo no implicaría costos adicionales por compra o infraestructura para su procesamiento, pero si generaría costos de oportunidad debido a que se dejaría de vender una cierta cantidad de crudo para emplearla en generación.

Figura 35. Módulos adicionales turbina SGT-100



Fuente. Catálogo SIEMENS.

La cantidad de petróleo requerida para completar la demanda de gas por una turbina, en barriles por año, se determinó mediante el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\dot{Q}_{in} = \dot{m}_{gas} * q_{i\ gas}^o + \dot{m}_{oil} * q_{i\ oil}^o \quad (8.5)$$

$$\dot{m}_{gas} = \rho_{gas} * \dot{q}_{gas} \quad (8.6)$$

$$\dot{q}_{gas} = \frac{SCFD_{gas}}{2 * 3,600 * 24 * 35.31} \quad (8.7)$$

$$\dot{m}_{oil} = \rho_{oil} * \dot{q}_{oil} \quad (8.8)$$

$$\dot{q}_{oil} = \frac{SCFD_{oil}}{3,600 * 24 * 35.31} \quad (8.9)$$

$$SCFD_{oil} * \frac{0.18 \text{ Barril}}{1ft^3} = \frac{\text{Barriles}_{oil}}{\text{dia}} \quad (8.10)$$

$$\frac{\text{Barriles}_{oil}}{\text{dia}} * \frac{365 \text{ dias}}{1 \text{ año}} = \frac{\text{Barriles}_{oil}}{\text{año}} \quad (8.11)$$

Dónde:

- Q_{in} punto es el calor que se le debe suministrar a la turbina para generar la potencia requerida, en este caso 13,750 kW.
- m_{gas} punto es el flujo másico de gas, en kg/s.
- $q_{i\ gas}^o$ es el poder calorífico inferior del gas, 47,374 kJ/kg.
- m_{oil} punto es el flujo másico de petróleo, en kg/s.
- $q_{i\ oil}^o$ es el poder calorífico inferior del petróleo, 42,857 kJ/kg aproximadamente (Ver anexo R).
- ρ_{gas} es la densidad del gas, 1.1148 kg/m³.
- ρ_{oil} es la densidad del crudo, 863.7 kg/m³ aproximadamente (Ver anexo R).

- Q_{gas} punto es el flujo volumétrico de gas, en m^3/s .
- Q_{oil} punto es el flujo volumétrico de crudo, en m^3/s .
- SCFD_{gas} es el flujo de gas para una turbina, en $\text{ft}^3/\text{día}$.
- SCFD_{oil} es el flujo de crudo para una turbina, en $\text{ft}^3/\text{día}$.

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Tabla 35. Demanda anual de petróleo esperada.

Año	B. crudo al año
0	58,572
1	64,596
2	69,100
3	70,433
4	71,301
5	71,998
6	72,571
7	72,813
8	73,126
9	73,352
10	73,447

Fuente. El autor.

Una vez calculada la cantidad de petróleo que se requerirá, se procedió a determinar el costo que la utilización de esa cantidad de hidrocarburo acarrea. Al igual que en el capítulo 6, se utilizó el costo de oportunidad de 22U\$\$ por barril al interior de la facilidad a una tasa de cambio de 1,800 COP para el dólar. Posteriormente se procedió a calcular el valor presente neto del costo de oportunidad para una turbina en base a una inflación del 4%.

Tabla 36. Costo anual por el uso de crudo.

Año	B. crudo al año	Costo COP
0	58,572	\$ 2,319'451,200
1	64,596	\$ 2,660'321,664
2	69,100	\$ 2,959'646,976
3	70,433	\$ 3,137'410,826
4	71,301	\$ 3,303'118,573
5	71,998	\$ 3,468'824,396
6	72,571	\$ 3,636'288,473
7	72,813	\$ 3,781'740,012
8	73,126	\$ 3,975'336,169
9	73,352	\$ 4,134'349,615
10	73,447	\$ 4,305'292,279

Fuente. El autor.

Tabla 37. Costo de oportunidad por uso de crudo.

Año	Valor Futuro	Valor Presente
0	\$ 2,319'451,200	\$ 2,319'451,200
1	\$ 2,660'321,664	\$ 2,329'528,602
2	\$ 2,959'646,976	\$ 2,269'382,513
3	\$ 3,137'410,826	\$ 2,106'556,341
4	\$ 3,303'118,573	\$ 1,942'047,054
5	\$ 3,468'824,396	\$ 1,785'878,033
6	\$ 3,636'288,473	\$ 1,639'312,331
7	\$ 3,781'740,012	\$ 1,492'893,892
8	\$ 3,975'336,169	\$ 1,374'184,447
9	\$ 4,134'349,615	\$ 1,251'446,431
10	\$ 4,305'292,279	\$ 1,141'147,022
Valor Presente Neto (COP)		\$ 19,651'827,872

Fuente. El autor.

8.4.2 Costos por compra de energía a ISA

Repitiendo el procedimiento empleado en el capítulo 5, se determinaron los costos por compra de energía para los 3'960,000 kWh para el año cero.

Tabla 38. Costos por compra de energía año 0.

CONCEPTO	PRECIO PROMEDIO (\$/kWh)	kWh	VALOR
Generación	115.7844	3'960,000	\$ 458'506,224
Transmisión	21.8778	3'960,000	\$ 86'636,088
Pérdidas	1.8552	3'960,000	\$ 7'346,592
Comercialización	1.0093	3'960,000	\$ 3'996,828
Restricciones	2.9783	3'960,000	\$ 11'794,068
Costo Total (\$/kWh)	143.5050	Total mes	\$ 568'279,800
		Total año	\$ 6,819'357,600

Fuente. El autor.

Repitiendo el procedimiento anterior y proyectando los costos para los diez años de vida del proyecto, se dedujeron los costos por compra de energía a lo largo de la vida de la alternativa.

Tabla 39. Costos por compra de energía generación mixta.

Año	Costos Totales (\$/kWh)	kWh	Valor
0	143.5051	3'960,000	\$ 6,819'362,352
1	149.2453	3'960,000	\$ 7,092'136,656
2	155.2151	3'960,000	\$ 7,375'821,552
3	161.4237	3'960,000	\$ 7,670'854,224
4	167.8806	3'960,000	\$ 7,977'686,112
5	174.5959	3'960,000	\$ 8,296'797,168
6	181.5797	3'960,000	\$ 8,628'667,344
7	188.8429	3'960,000	\$ 8,973'814,608
8	196.3966	3'960,000	\$ 9,332'766,432
9	204.2525	3'960,000	\$ 9,706'078,800
10	212.4226	3'960,000	\$ 10,094'321,952

Fuente. El autor.

Posteriormente se procedió a calcular el valor presente neto de estos costos.

Tabla 40. Valor presente neto por compra de energía.

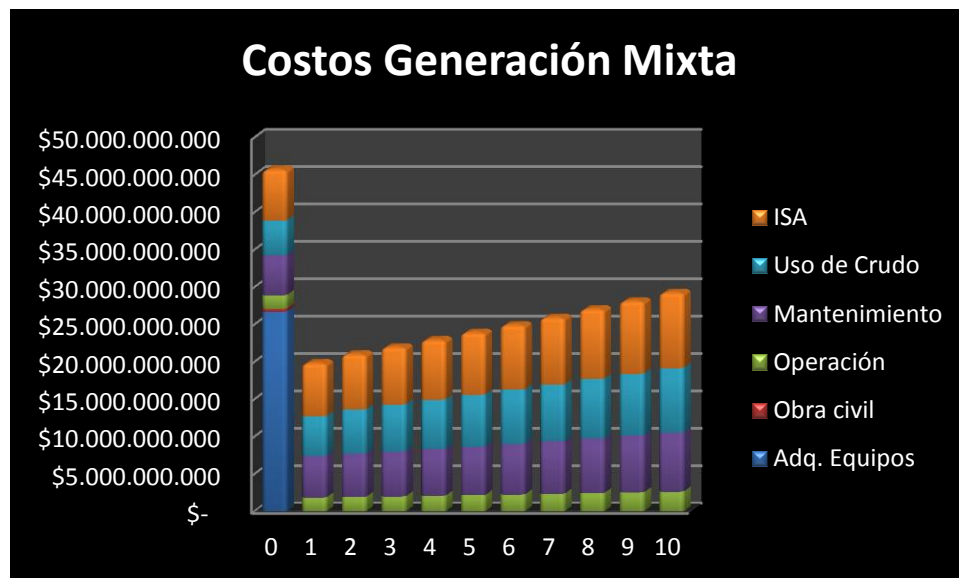
Año	Valor Futuro	Valor Presente
0	\$ 6,819'362,352	\$ 6,819'362,352
1	\$ 7,092'136,656	\$ 6,210'277,282
2	\$ 7,375'821,552	\$ 5,655'593,585
3	\$ 7,670'854,224	\$ 5,150'452,874
4	\$ 7,977'686,112	\$ 4,690'428,597
5	\$ 8,296'797,168	\$ 4,271'495,503
6	\$ 8,628'667,344	\$ 3,889'977,620
7	\$ 8,973'814,608	\$ 3,542'536,762
8	\$ 9,332'766,432	\$ 3,226'127,787
9	\$ 9,706'078,800	\$ 2,937'980,288
10	\$ 10,094'321,952	\$ 2,702'074,419
Valor Presente Neto		\$ 49,096'307,069

Fuente. El autor.

8.4.3 Flujo de caja de la alternativa

Tomando como referencia el análisis de los costos realizado anteriormente, se determinó el flujo de caja de la alternativa.

Figura 36. Flujo de caja generación mixta.



Fuente. El autor.

8.4.4 Valor presente neto de la alternativa

Utilizando los diferentes análisis de costos desarrollados en los puntos anteriores, se procedió a calcular el valor presente neto de la alternativa de generación mixta.

Tabla 41. Valor presente generación mixta.

Concepto	Valor presente neto por turbina	Numero de Turbinas involucradas	Total
Adquisición	\$ 8,910'000,000	3	\$ 26,730'000,000
Obra civil	\$ 134'580,000	3	\$ 403'740,000
Operación	\$ 12,844'278,423	1	\$ 12,844'278,423
Mantenimiento	\$ 12,822'664,448	3	\$ 38,467'993,344
Uso de crudo	\$ 19,651'827,872	2	\$ 39,303'655,734
Compra de E.	\$ 49,096'307,069	-	\$ 49,096'307,069
VALOR PRESENTE NETO TOTAL (COP)			\$ 166,845'974,570

Fuente. El autor.

Se pudo concluir que el valor presente neto de la alternativa es de \$166,845'974,570.

9. SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS

En esta etapa del proyecto se procedió a realizar la selección de la alternativa recomendada, teniendo como referencia los resultados obtenidos del estudio llevado a cabo anteriormente. Para la selección de dicha alternativa se recurrió al despliegue de la función calidad (Q.F.D.).

9.1 COMPARACIÓN DE COSTOS

A continuación se procedió a realizar una comparación de los diferentes costos (en valor presente) asociados a cada una de las alternativas:

Tabla 42. Comparación de costos.

Concepto	ISA	Generación Actual	Turbinas de Gas	Mixto
Adquisición de Equipos	-	-	-	\$ 26,730'000,000
Obra civil	-	-	-	\$ 403'740,000
Operación	-	-	-	\$ 12,844'278,423
Mantenimiento	-	-	-	\$ 38,467'993,344
Uso de crudo	-	\$ 124,807'267,320	-	\$ 39,303'655,734
Compra de Energía	\$ 115,980'138,688	\$ 61,381'905,251	-	\$ 49,096'307,069
VALOR PRESENTE NETO TOTAL (COP)	\$ 115,980'138,688	\$ 186,189'172,571	DESCARTADO	\$ 166,845'974,570

Fuente. El autor.

9.2 CRITERIOS DE EVALUACIÓN

Para poder realizar una correcta evaluación de las alternativas se realizó la selección de los criterios que se considera que deben cumplir las alternativas. Se eligieron los siguientes criterios para la evaluación:

- Energía generada: Se entiende por “Energía generada” como la capacidad que tiene cada alternativa de satisfacer la demanda de energía del campo.

- Alta confiabilidad: Este concepto tiene en cuenta la resistencia de cada alternativa ante posibles fallas.
- Bajo costo: Por “Bajo costo” se hace referencia al valor presente neto de cada alternativa; Cuanto más bajo más barata resulta cada alternativa.
- Impacto medioambiental: Este ítem hace referencia a los posibles daños ecológicos que cada alternativa pueda ocasionar.

9.3 DESPLIEGUE DE LA FUNCIÓN CALIDAD

Una vez establecidos los criterios de evaluación y con los resultados de los estudios técnico-económicos realizados en los capítulos 5, 6, 7 y 8. Se procedió a realizar el despliegue de la función calidad para las alternativas de generación.

Tabla 43. Q.F.D. alternativas de generación.

Q.F.D. Fabricantes de Turbinas		ALTERNATIVAS			
		INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A.	ESQUEMA DE GENERACIÓN ACTUAL	GENERACIÓN MEDIANTE EL USO DE TURBINAS DE GAS	GENERACIÓN MIXTA
NECESIDADES-IMPORTANCIA					
Energía generada	4	36	36	0	36
Alta confiabilidad	4	0	36	0	36
Bajo costo	4	36	0	0	12
Impacto medioambiental	4	12	12	0	12
		84	84	0	96

Fuente. El autor.

9.4 ALTERNATIVA RECOMENDADA

Una vez desarrollado el Q.F.D. se procedió a listar las alternativas de mayor a menor relevancia.

Tabla 44. Resultados Q.F.D.

Importancia	Alternativas	Puntaje Obtenido en el Q.F.D.
1	Generación Mixta	96
2	Esquema de Generación Actual	84
3	Interconexión Eléctrica S.A.	84
4	Generación Mediante el uso de Turbinas de gas	0

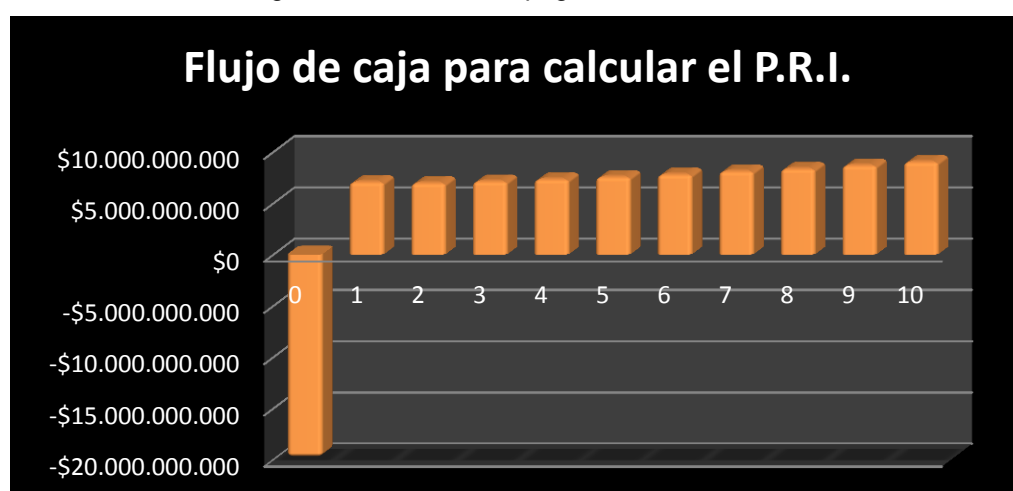
Fuente. El autor.

Del análisis de los resultados obtenidos y del análisis técnico-económico desarrollado, se concluye que la implementación de un sistema de generación basado en turbinas de gas apoyado por ISA resulta factible para el campo CARICARE-OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC.

10 PERIODO DE RETORNO DE LA INVERSIÓN

Para calcular el tiempo de retorno de la inversión, se determinaron la inversión inicial del proyecto y los ingresos generados por implementación de la misma a lo largo de la vida del proyecto. Este flujo de caja se calculó como el dinero que se ahorra anualmente al pasar del esquema de generación actual al esquema propuesto durante el resto de la vida del proyecto.

Figura 37. Periodos de pago de la alternativa.



Fuente. El autor.

Tabla 45. Periodo de retorno de la inversión.

Año	Costos Generación Actual	Costos Generación Mixta	FLUJO DE CAJA	Amortización
0	\$25,875.202.361	\$45.723.004.752	-\$19.847.802.391	-\$19.847.802.391
1	\$26,910.210.217	\$19.829.019.984	\$7.081.190.233	-\$13.647.110.418
2	\$27,986.617.913	\$21.008.005.104	\$6.978.612.809	-\$8.296.086.460
3	\$29,106.082.396	\$21.967.081.060	\$7.139.001.336	-\$3.502.736.348
4	\$30,270.322.838	\$22.926.184.650	\$7.344.138.188	\$815.201.873
5	\$31,481.147.805	\$23.910.397.807	\$7.570.749.998	\$4.712.901.662
6	\$32,740.391.575	\$24.924.234.211	\$7.816.157.364	\$8.236.583.363
7	\$34,050.007.959	\$25.921.204.151	\$8.128.803.808	\$11.445.540.487
8	\$35,410.963.744	\$27.042.704.669	\$8.368.259.075	\$14.338.259.738
9	\$36,828.489.796	\$28.124.414.565	\$8.704.075.231	\$16.972.938.683
10	\$38,301.629.341	\$29.260.528.507	\$9.041.100.834	\$19.369.343.996

Fuente. El autor.

Como se puede apreciar en la tabla 45 el periodo de retorno de la inversión teórico está ubicado entre el año 3 y el año 4 (periodo donde ocurre el cambio de signo en la amortización). Para calcular el mes de pago, se utilizó el siguiente procedimiento:

$$Amortización_{Año3} = -\$3,502'736,348$$

$$Amortización_{Año4} = \$815'201,873$$

Con este procedimiento se determinó la amortización entre el año 3 y el año 4.

$$Amortización_{12\text{ meses}} = Amortización_{Año4} - Amortización_{Año3} = \$4,317'938,221$$

Los meses requeridos son aquellos para los cuales la amortización se igual a cero, para su cálculo se aplicó una regla de tres.

$$Amortización_{12\text{ meses}} = \$4,317'938,221$$

$$Amortización_{X\text{ meses}} = \$3,502'736,348$$

De este procedimiento se obtuvo el siguiente resultado:

$$X \approx 10\text{ meses}$$

Se determinó que bajo las condiciones de análisis utilizadas, la alternativa sugerida estaría en capacidad de pagarse en un periodo estipulado de tiempo de cuatro años y once meses, es decir en Octubre de 2018.

CONCLUSIONES

Se logró desarrollar un estudio técnico-económico que arrojó como resultado que se puede modificar el esquema de generación del campo CARICARE, incorporando un arreglo de turbinas de gas. El estudio técnico permitió demostrar que dicho arreglo debería estar formado por tres turbinas de gas SIEMENS SGT-100 apoyadas por la conexión a ISA. De esta manera se mantendrá satisfecha la demanda de energía del campo sin perder confiabilidad y calidad.

El estudio económico realizado arrojó como resultado que la modificación del esquema de generación tendría un valor presente de aproximadamente \$170,000'000,000 COP.

Según el estudio económico, OXY recuperaría su inversión en más o menos tres años y diez meses después de haber puesto en marcha en el campo las modificaciones realizadas.

Implementar el arreglo de turbinas de gas apoyadas por ISA, supondría un ahorro de cerca de \$10,000'000,000 COP en valor presente para OXY, por concepto de costos de generación.

Se demostró que los esquemas que plantean utilizar exclusivamente turbinas de gas o la conexión a ISA no son viables, porque su uso compromete seriamente la confiabilidad del esquema de generación.

RECOMENDACIONES

De acuerdo a las proyecciones de producción de gas en el campo, se pudo predecir que si la facilidad se comporta de acuerdo a lo que en ellas se estable. Se tendrá que pensar a futuro en recurrir al uso de otros combustibles para los equipos de generación con el ánimo de cubrir la baja tasa de producción de gas esperada.

Conforme se vayan poniendo en marcha nuevos pozos productores, se recomienda re-evaluar y volver a proyectar las tasas de producción de gas esperadas en el campo.

Se recomienda realizar un estudio previo con la asesoría del fabricante que permita determinar si el uso del crudo como combustible, no pondrá en riesgo la integridad mecánica del equipo.

Actualmente hay diferentes tecnologías disponibles para la generación de energía en el mercado aparte de las turbinas de gas. Por lo que se considera importante resaltar, que se debe considerar la existencia de estas alternativas y su potencial de implementación en el campo.

BIBLIOGRAFÍA

- **INFANTE, Arturo.** Evaluación Financiera de Proyectos de Inversión. Bogotá: 1 ed. Editorial Norma 1988. 400 p.
- **MARADEY, Juan F.** Termodinámica Aplicada. Bucaramanga: 1 ed. Ediciones Universidad industrial de Santander 2002. P. 201 – 264.
- _____. Termodinámica Aplicada. Bucaramanga: 1 ed. Ediciones Universidad industrial de Santander 2002. P. 321 – 342.
- _____. Termodinámica Aplicada. Bucaramanga: 1 ed. Ediciones Universidad industrial de Santander 2002. P. 401 – 428.
- **WARK, Kenneth Jr.** Termodinámica. México: 5 ed. Mc Graw Hill 1991. P. 391 – 508.
- Portal de Pratt & Whitney industrial gas turbines, http://www.pw.utc.com/Industrial_Gas_Turbines.
- Portal de Rolls Royce power generation, http://www.rolls-royce.com/energy/energy_products/gas_turbines/.
- Portal de Siemens power generation, <http://www.energy.siemens.com/hq/en/fossil-power-generation/gas-turbines/>
- Portal de Solar gas turbines, <http://mysolar.cat.com/cda/layout?m=35403&x=7>

ANEXOS

ANEXO A. ACUERDO DE CONFIDENCIALIDAD



Occidental de Colombia, LLC
NT 860.053.930-2

Bogotá, Febrero de 2013

Señor
RAFAEL DARIO LEAL BÁRCENAS
Ciudad Bucaramanga

Estimado Señor Rafael Dario Leal Bárcenas:

Occidental de Colombia, LLC ha estudiado su solicitud para adelantar su tesis de grado sobre "ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA REINGENIERÍA DEL ESQUEMA DE GENERACIÓN PARA EL CAMPO CARICARE - OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC" y acepta su ejecución bajo la tutoría del ingeniero Martín Cifuentes Méndez, sujeta a la suscripción del acuerdo de confidencialidad adjunto a este documento (el "Acuerdo").

Esta tesis tiene una duración aproximada de seis meses a partir del 10 de enero de 2013 y por ningún motivo genera vínculo laboral.

Teniendo en cuenta lo anterior, le agradecemos suscribir y entregar el Acuerdo a más tardar el 20 de Febrero de 2013 a Natalia Aceros.

Atentamente,


NATALIA M. ACEROS
Coordinador Recursos Humanos


MCM
0097479
2

ACUERDO DE CONFIDENCIALIDAD

FORMATO PARA DESARROLLO DE TESIS

Yo, RAFAEL DARIO LEAL BÁRCENAS, (en adelante el “Estudiante”) identificado(a) como aparece al pie de mi firma, me obligo a cumplir los siguientes lineamientos relacionados con la Información Confidencial (tal y como la misma se define más adelante) entregada por OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC/OCCIDENTAL ANDINA, LLC o cualquiera de sus Compañías subsidiarias o afiliadas (en adelante, “OXY”).

CONSIDERACIONES

1. Que mediante comunicación del 25 de Enero de 2013, el Estudiante solicitó autorización a OXY para adelantar su tesis de grado de Ingeniero Mecánico sobre “ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA REINGENIERÍA DEL ESQUEMA DE GENERACIÓN PARA EL CAMPO CARICARE – OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC” (en adelante la “Tesis”).
2. Que como consecuencia de lo anterior, OXY está dispuesta a autorizar al Estudiante para desarrollar su Tesis siempre y cuando el Estudiante se comprometa a dar a la Información Confidencial (tal y cómo esta se define más adelante) a la cual tenga acceso o le sea suministrada, el manejo que se establece en el presente Acuerdo.

Teniendo en cuenta las anteriores consideraciones, en virtud del presente acuerdo de confidencialidad (en adelante el “Acuerdo”), el Estudiante se obliga con OXY a:

Primero - Definiciones: Para los propósitos de este Acuerdo, salvo que se exprese lo contrario, los términos definidos en este numeral tienen los significados que se asignan a continuación, y los términos escritos con la primera letra en mayúscula, incluidos en cualquier parte de este Acuerdo mediante comillas y/o paréntesis tienen los significados atribuidos de este modo a ellos.

1. “Acuerdo” significa el presente acuerdo de confidencialidad.
2. “Información Confidencial” significa toda la información y todos los datos de cualquier índole o carácter, e independientemente de su formato o presentación, incluyendo las claves de acceso a dicha información suministradas por OXY al Estudiante. La Información Confidencial puede incluir, aunque no esta necesariamente limitada a ello, información técnica, secretos profesionales, registros, archivos, proyecciones, reportes, planos, pronósticos, información comercial, contractual, industrial, financiera, operativa, de negocios, impuestos, asuntos legales, programas de computador, ventas, fórmulas, datos, procesos, métodos, artículos de fabricación, maquinaria, aparatos, diseños, materiales de composiciones, productos, ideas, mejoras, inventos, descubrimientos, trabajo experimental o de desarrollo, trabajo en proceso, planos, o cualquier otro material que OXY entregue directamente o a la que el Estudiante tenga acceso en desarrollo de la Tesis.

Cualquier información, material, datos o reportes, independientemente de su forma, que sean desarrollados por el Estudiante en virtud del desarrollo de la Tesis, que hayan sido recibidos por el Estudiante por parte de OXY, o a los que tenga acceso el Estudiante por parte de OXY en ejecución del desarrollo de la Tesis, serán considerados como Información Confidencial y serán propiedad de OXY. El término Información Confidencial también se referirá, sin limitarse, todas las anotaciones, entrevistas, notas de reuniones, análisis, compilaciones, estudios, interpretaciones o cualquier otro material, con independencia de su forma o medio, preparados por el Estudiante y que contengan, reflejen o estén basados total o parcialmente en Información Confidencial.

3. “Parte o Partes” a la firma del presente Acuerdo, son OXY por un lado y el Estudiante por el otro.
4. “Persona” significa cualquier individuo, corporación, sociedad, empresa conjunta, asociación, sociedad por acciones, compañía de responsabilidad limitada, fiduciaria, organización estatal,

organización no incorporada u organización gubernamental, subdivisión, agencia o autoridad similar, ya sea extranjera o nacional.

5. “Representantes” significa los directores, ejecutivos, funcionarios, empleados, agentes o representantes de OXY, incluyendo, pero no limitándose a sus respectivos abogados, contadores, consultores y asesores financieros.

Segundo - Entrega de la Información Confidencial: OXY está dispuesta, de acuerdo con los términos y condiciones del presente Acuerdo, sujeto a su entera discreción, a permitir el acceso y/o suministrar al Estudiante, Información Confidencial de su propiedad o bajo su custodia o administración, relacionada con la operación de OXY para el desarrollo de la Tesis, teniendo en cuenta que OXY conoce que ésta información no es pública, que es de carácter confidencial y que desea mantenerla en esos términos.

El Estudiante reconoce que la Información Confidencial es y continuará siendo propiedad de OXY. No se permitirá ningún uso de la Información Confidencial distinto del que se prevé en el presente Acuerdo y para los propósitos para los cuales expresamente se haya entregado la Información Confidencial en desarrollo de la Tesis. Tal uso no implica la cesión de derechos de autor, cesión de derechos reales o subjetivos, propiedad industrial o intelectual, ni el otorgamiento de licencia alguna, implícita o de cualquier naturaleza.

Tercero - Confidencialidad: El Estudiante declara y acepta lo siguiente:

1. La Información Confidencial entregada por OXY no será utilizada por el Estudiante para propósitos diferentes a los relacionados con el desarrollo de la Tesis y que dicha información se mantendrá estrictamente confidencial y no será, sin el consentimiento previo por escrito de OXY, compartida, vendida, comercializada, publicada o de cualquier otra forma revelada a ninguna Persona en forma alguna por el Estudiante, de ninguna manera cualquiera que ella sea, del todo o en parte, incluso mediante fotocopias o reproducciones, sin el previo consentimiento por escrito de OXY. El Estudiante entiende que la Información Confidencial no podrá ser utilizada para fines distintos a los previstos para el desarrollo de la Tesis.
2. No divulgará a ninguna persona natural o jurídica, ninguna información relacionada con la Información Confidencial entregada por OXY.
3. Mantener en estricta reserva y no divulgar ni utilizar, en provecho propio o de terceros y para fines distintos al desarrollo de la Tesis, la Información Confidencial que sea entregada por OXY, salvo se obtenga la autorización previa y escrita de OXY.
4. No se considerará Información Confidencial aquella información que: (i) sea de público conocimiento al momento de su revelación o que llegue a ser de conocimiento público, con posteridad a su revelación, por vías diferentes a actos u omisiones de la Parte Receptora; (ii) sea conocida por la Parte Receptora antes o al momento de ser recibida u obtenida en desarrollo de la Tesis, sin que dicho conocimiento tenga su origen en la violación de una obligación de confidencialidad; (iii) sea desarrollada por la Parte Receptora en forma independiente o con base en información o documentación recibida de un tercero, sin que esto último constituya, a su vez, la violación de una obligación de confidencialidad; (iv) sea recibida u obtenida, de buena fe, por la Parte Receptora, de un tercero, sin que ello constituya, a su vez, la violación de una obligación de confidencialidad; (v) su divulgación y/o revelación fuere requerida por la Parte Receptora por aplicación de legislación vigente, acto administrativo en firme, orden de autoridad judicial y/o gubernamental competente con jurisdicción sobre las Parte o sus afiliadas, o por normas de cualquier bolsa de valores en la cual las acciones de las Partes o corporaciones relacionadas se encuentren registradas, en los términos y en la medida que ello fuere exigido.
5. El Estudiante reconoce que ni OXY ni sus Representantes certifican u otorgan garantías respecto de que la Información Confidencial sea exacta o completa. El Estudiante declara que ni OXY ni

sus Representantes tendrán responsabilidad frente al Estudiante o a cualquiera de sus Representantes por el uso o interpretación que de a la Información Confidencial.

6. En particular el Estudiante se obliga a no revelar o utilizar la Información Confidencial y a no divulgar la misma a personas que no estén directamente relacionadas con el desarrollo de la Tesis. El Estudiante declara que entiende y conoce que la Información Confidencial incluye información sensible y comercialmente estratégica que no puede ser divulgada, conocida o de otra forma revelada a ningún tercero, ya sea directa o indirectamente.
7. La Información Confidencial únicamente podrá ser revisada en las instalaciones de OXY y no podrá efectuarse reproducción de la misma en ningún medio, físico, fotográfico, digital o cualesquiera otro, sin el consentimiento previo y escrito de OXY.

Cuarto - Inexistencia de relación entre las Partes: El Estudiante manifiesta que ningún acuerdo laboral, de prestación de servicios, de colaboración, sociedad, asociación o cualquier otra relación de mandato, ha surgido entre el Estudiante y OXY por este Acuerdo o de cualquier otra forma. El Estudiante no podrá hacer manifestaciones expresas o tácitas de ninguna clase a otras Personas, que pueda ser interpretada como la existencia de relaciones tales como acuerdo laboral, de prestación de servicios, de colaboración, sociedad, asociación o cualquier otra relación de mandato.

Quinto - Irrenunciabilidad: El Estudiante entiende y acuerda que ninguna falla o demora de OXY en ejercer cualquier derecho, poder o privilegio bajo este Acuerdo operará como una renuncia de dicho derecho, poder o privilegio, ni tampoco cualquier ejercicio individual o parcial de dicho derecho, poder o privilegio excluirá cualquier otro ejercicio o futuro ejercicio de dicho derecho, poder o privilegio dispuesto en el presente documento.

Sexto - Plazo y Terminación: La declaraciones y manifestaciones hechas por el Estudiante en este Acuerdo tendrán un plazo de cinco (5) años contados a partir de la fecha de su firma. Este Acuerdo terminará automáticamente cuando ocurra cualquiera de los siguientes eventos (i) vencimiento del plazo anteriormente estipulado o (ii) cuando el Estudiante suscriba un acuerdo posterior con OXY que contenga provisiones que cubran la confidencialidad de los datos de la Información Confidencial y derogue el presente Acuerdo.

Séptimo – Devolución de la Información Confidencial: el Estudiante deberá entregar inmediatamente a OXY, todos los originales de la Información Confidencial entregada por OXY o sus Representantes y destruir cualquier copia o reproducción (en papel o medio electrónico) que de la misma exista, de tal manera que no conserve copias de la misma, devolver las claves de acceso que le hayan sido entregadas y suspender cualquier uso de las mismas, en los siguientes casos:

- a. En cualquier momento cuando OXY así lo requiera.
- b. En caso de incumplimiento del Estudiante de cualquiera de las obligaciones establecidas en éste Acuerdo.
- c. De cualquier manera, a la terminación del Acuerdo por cualquier causa, el Estudiante estará obligado a devolver la Información Confidencial a OXY sin que medie solicitud de OXY para el efecto.

Octavo –Modificaciones: Este Acuerdo sólo podrá ser modificado o prorrogado si el Estudiante y OXY así lo acuerdan mutuamente, lo cual deberá constar por escrito mediante Otrosí.

Noveno – Responsabilidad por Incumplimiento: En caso de incumplimiento total o parcial de las declaraciones y obligaciones derivadas de éste Acuerdo, el Estudiante deberá indemnizar a OXY por todos los perjuicios que con dicho incumplimiento le causare.

Décimo - Excepciones a las obligaciones de confidencialidad: La Información Confidencial no incluirá información que, mediante prueba escrita por parte del Estudiante, sea conocida por el público en general o se encuentre disponible para el público en general en forma distinta a cualquier acto u omisión de el Estudiante. El Estudiante tendrá derecho a divulgar la Información Confidencial sin el consentimiento

previo de OXY solo en el evento de que dicha Información Confidencial sea requerida judicialmente o por autoridad competente.

Undécimo –Ley Aplicable y Domicilio:

- a. Este Acuerdo será interpretado de conformidad con las leyes de la República de Colombia.
- b. Las Partes harán todos los esfuerzos razonables para resolver amigablemente cualquier disputa generada o relacionada con este Acuerdo, incluyendo esfuerzos razonables para resolver dicha disputa a través de consultas entre los ejecutivos de las Partes en el caso de que dicha disputa no sea de otra forma resuelta amigablemente. Cualquier disputa que surja o esté relacionada con este Acuerdo, incluyendo cualquier problema relativo a su existencia, validez o terminación, la cual no pueda ser resuelta amigablemente entre las Partes, se someterá a la decisión de la Jurisdicción Colombiana.
- c. Para todos los efectos legales, las Partes designan a la ciudad de Bogotá, D.C., como su domicilio contractual.

En aceptación de lo anterior, se firma en la ciudad de Bucaramanga el día 15 de Enero de 2013.



RAFAEL DARIO LEAL BÁRCENAS
C.C. 1098679799

ANEXO B. PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE GAS

OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLANOS NORTE
Proyecciones producción de gas CARICARE



Fecha	Gas Extraído	Gas Generación	Fecha	Gas Extraído	Gas Generación	Fecha	Gas Extraído	Gas Generación	Fecha	Gas Extraído	Gas Generación
Apr-13	4,185,399	1,674,160	Jul-16	512,404	204,962	Oct-19	160,186	64,074	Jan-23	81,552	32,621
May-13	3,980,621	1,592,248	Aug-16	491,102	196,441	Nov-19	152,290	60,916	Feb-23	80,469	32,187
Jun-13	3,776,721	1,510,688	Sep-16	475,126	190,050	Dec-19	150,158	60,063	Mar-23	79,834	31,934
Jul-13	3,639,982	1,455,953	Oct-16	460,212	184,085	Jan-20	143,422	57,369	Apr-23	79,164	31,665
Aug-13	3,364,484	1,345,794	Nov-16	445,933	178,373	Feb-20	141,429	56,572	May-23	78,518	31,407
Sep-13	3,145,098	1,258,039	Dec-16	432,465	172,986	Mar-20	139,565	55,826	Jun-23	77,868	31,147
Oct-13	2,911,702	1,164,681	Jan-17	383,554	153,421	Apr-20	137,672	55,069	Jul-23	77,242	30,897
Nov-13	2,700,759	1,080,303	Feb-17	329,015	131,606	May-20	135,864	54,346	Aug-23	70,029	28,012
Dec-13	2,507,020	1,002,808	Mar-17	321,305	128,522	Jun-20	134,065	53,626	Sep-23	57,627	23,051
Jan-14	2,340,490	936,196	Apr-17	291,005	116,402	Jul-20	131,232	52,493	Oct-23	57,214	22,886
Feb-14	2,167,985	867,194	May-17	284,462	113,785	Aug-20	129,536	51,814	Nov-23	55,725	22,290
Mar-14	2,030,541	812,217	Jun-17	278,037	111,215	Sep-20	127,882	51,153	Dec-23	55,338	22,135
Apr-14	1,897,259	758,904	Jul-17	271,966	108,786	Oct-20	120,448	48,179	Jan-24	61,473	24,589
May-14	1,777,606	711,042	Aug-17	265,767	106,307	Nov-20	118,951	47,580	Feb-24	61,031	24,413
Jun-14	1,663,268	665,307	Sep-17	260,029	104,012	Dec-20	112,723	45,089	Mar-24	60,607	24,243
Jul-14	1,563,515	625,406	Oct-17	252,720	101,088	Jan-21	111,361	44,545	Apr-24	60,177	24,071
Aug-14	1,473,755	589,502	Nov-17	247,379	98,952	Feb-21	105,137	42,055	May-24	59,764	23,906
Sep-14	1,385,182	554,073	Dec-17	242,420	96,968	Mar-21	103,993	41,597	Jun-24	59,345	23,738
Oct-14	1,311,449	524,580	Jan-18	237,538	95,015	Apr-21	102,789	41,116	Jul-24	58,932	23,573
Nov-14	1,229,144	491,657	Feb-18	232,823	93,129	May-21	101,640	40,656	Aug-24	58,535	23,414
Dec-14	1,146,251	458,500	Mar-18	228,518	91,407	Jun-21	100,490	40,196	Sep-24	57,167	22,867
Jan-15	1,087,128	434,851	Apr-18	224,106	89,642	Jul-21	99,391	39,756	Oct-24	56,792	22,717
Feb-15	1,032,939	413,176	May-18	219,918	87,967	Aug-21	98,290	39,316	Nov-24	56,409	22,564
Mar-15	985,155	394,062	Jun-18	215,789	86,316	Sep-21	97,214	38,886	Dec-24	56,032	22,413
Apr-15	938,261	375,304	Jul-18	211,867	84,747	Oct-21	96,186	38,474	Jan-25	55,689	22,276
May-15	895,312	358,125	Aug-18	207,998	83,199	Nov-21	95,155	38,062	Feb-25	55,320	22,128
Jun-15	854,809	341,924	Sep-18	204,253	81,701	Dec-21	94,169	37,668	Mar-25	54,965	21,986
Jul-15	817,742	327,097	Oct-18	200,692	80,277	Jan-22	93,181	37,273	Apr-25	54,605	21,842
Aug-15	781,400	312,560	Nov-18	197,175	78,870	Feb-22	92,042	36,817	May-25	54,259	21,704
Sep-15	740,673	296,269	Dec-18	193,830	77,532	Mar-22	91,164	36,466	Jun-25	53,907	21,563
Oct-15	709,559	283,824	Jan-19	184,010	73,604	Apr-22	90,239	36,095	Jul-25	53,560	21,424
Nov-15	679,361	271,744	Feb-19	181,012	72,405	May-22	89,353	35,741	Aug-25	53,225	21,290
Dec-15	643,903	257,561	Mar-19	178,266	71,306	Jun-22	88,463	35,385	Sep-25	52,886	21,154
Jan-16	618,825	247,530	Apr-19	175,435	70,174	Jul-22	87,612	35,045	Oct-25	52,561	21,024
Feb-16	595,665	238,266	May-19	172,737	69,095	Aug-22	85,578	34,231	Nov-25	52,229	20,891
Mar-16	592,577	237,031	Jun-19	170,064	68,025	Sep-22	84,474	33,790	Dec-25	51,900	20,760
Apr-16	588,090	235,236	Jul-19	167,515	67,006	Oct-22	83,734	33,494			
May-16	565,390	226,156	Aug-19	164,988	65,995	Nov-22	82,989	33,196			
Jun-16	532,628	213,051	Sep-19	162,531	65,012	Dec-22	82,273	32,909			

ANEXO C. FACTURA CRC ISA



FACTURA DE VENTA No F117402

Nit	8600539302	Contrato No	OE40000245-6
Empresa	Occidental de Colombia INC. Caño Limón - OXY 5		
Dirección	Calle 77A 11-32		
Ciudad	Bogotá D.C. - D.C. De Bogotá	Frontera	OXY 5
Teléfono	(1)6288311	Nivel de tensión	NA
Fax	(1)6288380	Modalidad	OM - ENERGÍA
Contacto	JOSE VICENTE GOMEZ GAVILAN		

PERIODO DE CONSUMO		FECHA DE EXPEDICIÓN	FECHA DE VENCIMIENTO
Desde	Hasta	(dd.mm.aaaa)	(dd.mm.aaaa)
01.02.2013	28.02.2013	11.03.2013	01.04.2013

DETALLE FACTURA				
CONCEPTO	AGENTE	CANTIDAD (KWh)	PRECIO PROMEDIO (\$KWh)	VALOR TOTAL (\$)
Generación	ISAGEN	4.183.140	107,0492	\$ 447.801.922
Transmisión	VARIOS	4.183.140	20,2273	\$ 84.613.633
Pérdidas	VARIOS	4.183.140	1,7152	\$ 7.174.826
Cargos Reg. Comerc.	VARIOS	4.183.140	0,9332	\$ 3.903.558
Restricciones	VARIOS	4.183.140	2,7536	\$ 11.518.488
VALOR DEL SERVICIO		4.183.140	132,6784	\$ 555.012.427

OTROS CONCEPTOS	
Contribución (0.0%)	\$ 0
Compensación	\$ 0
Impuesto de timbre	\$ 0
Retención rend. Fros.	\$ 0
Subtotal otros conceptos	\$ 0

TOTAL A PAGAR	\$ 555.012.427
Quinientos cincuenta y cinco millones doce mil cuatrocientos veintisiete pesos 00/100 m.l.	

OTROS RECAUDOS	
Alumbrado público	\$ 0
Total a pagar otros recaudos	\$ 0

TOTAL A PAGAR CON OTROS RECAUDOS	\$ 555.012.427
Quinientos cincuenta y cinco millones doce mil cuatrocientos veintisiete pesos 00/100 m.l.	

Gestión Integral Energética - GIE, un compromiso con su empresa, su ciudad y las generaciones venideras.
ISAGEN lo acompaña en este compromiso.

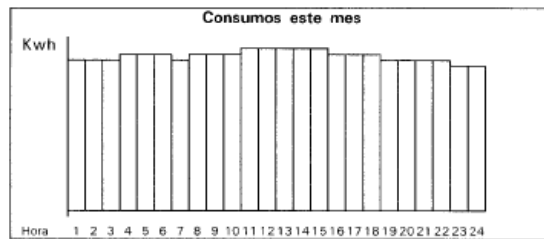
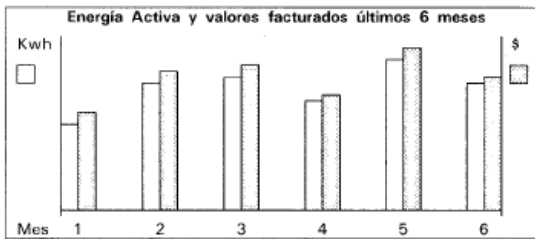
ORIGINAL

Agente retenedor de impuestos sobre las ventas - Somos grandes contribuyentes según resolución DIAN 7714 de diciembre 16 de 1996
Somos autorretenedores según resolución DIAN 0547 de enero 25 de 2002 - Tasa máxima legal moratoria permitida.

ISAGEN S.A. E.S.P. Dirección Carrera 30 No. 10C 280 Teléfono 01 8000 511 511

DETALLE LIQUIDACION								
ENERGÍA REACTIVA 1.271 Kvar			IPP FEBRERO / 2013: 115,53					
INDICADORES DES-FES								Factor
Frontera	Grupo	DES(real)	DES(máx)	FES(real)	FES(máx)	VCD	VCF	Pérdidas
Occidental de Colomb		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor restricciones								
Tarifa TXF ENERO: \$ 0,0203								
Tarifa TXR FEBRERO: \$ 2,8975								
Timbre : 0,0 % de impuesto pagado por el cliente.								

CONSUMOS ULTIMOS PERIODOS		
PERIODO	CANTIDAD	VALOR DEL SERVICIO \$
01.08.2012 31.08.2012	4.052.213	553.070.601
01.09.2012 30.09.2012	5.806.480	799.934.981
01.10.2012 31.10.2012	6.240.159	846.167.198
01.11.2012 30.11.2012	4.990.299	662.042.686
01.12.2012 31.12.2012	7.016.460	934.268.291
01.01.2013 31.01.2013	5.768.767	773.372.565



PREMIAMOS SU LEALTAD								
Saldo inicial disponible a 11.02.2013	Puntos generados con esta factura	Puntos generados en facturas/notas anteriores*	Puntos redimidos**	Puntos vencidos**	Puntos anulados/trasladados**	Puntos que han pasado a disponibles desde 11.02.2013 hasta 11.03.2013***	Saldo disponible a 11.03.2013	Puntos por vencer durante el mes de MARZO
61872	4182	0	0	0	0	5769	57641	0

Valor del punto: \$ 172
 * Puntos generados por otras facturas o notas, emitidas en el mes de FEBRERO. Si su pago fue oportuno, estarán disponibles cuando éste sea registrado por ISAGEN.
 ** Cantidad de Puntos desde 11.02.2013 hasta 11.03.2013
 *** Incluye puntos reactivados, recibidos por traslado desde otras fronteras y abonados a su cuenta por otros motivos

(1) Deuda vencida al 28.02.2013	\$	0
(2) Próximos vencimientos a partir del 28.02.2013	\$	0
(3) Subtotal (1) + (2)	\$	0
(4) Movimientos de este mes	\$	555.012.427
Saldo total a la fecha (3) + (4)	\$	555.012.427

Si a la fecha de recibo de esta factura, usted ha cancelado el concepto de sus PRÓXIMOS VENCIMIENTOS, favor restarlo al SALDO TOTAL A LA FECHA (3)+(4).
 (4)MOVIMIENTOS DE ESTE MES: Corresponde al renglón TOTAL A PAGAR de esta factura.



UN PROCESO DE SU EMPRESA CON ISAGEN,
 PARA ENCONTRAR Y APROVECHAR
 FUENTES CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES
 DE AHORRO ENERGÉTICO.



Línea de atención al cliente 018000 511 511

DETALLE FACTURA					
TIPO CONTRATO	TIPO SUMINISTRO	CONCEPTO	CANTIDAD (kWh)	PRECIO (\$kWh)	VALOR
Frt09158					
Pague lo demandado	ÚNICO - ÚNICO	Generación	4,183.140	107,0492	\$ 447.801.922
		Transmisión		20,2273	\$ 84.613.633
		Pérdidas		1,7152	\$ 7.174.826
		Cargos Reg. Comerc.		0,9332	\$ 3.903.568
		Restricciones		2,7536	\$ 11.518.488
		Contribución			\$ 0
		Subtotal			\$ 555.012.426
		Compensación			\$ 0
		Impuesto de timbre			\$ 0
		Alumbrado público			\$ 0
		Tasa Seg.Ciudadana.			\$ 0
		Retención rend. Fros.			\$ 0
VALOR TOTAL A PAGAR				\$	555.012.427

ANEXO D. RESUMEN ATENTADOS A TORRES 2002 A 2012



OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLANOS NORTE

ATENTADOS A TORRES

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Atentados	7	9	4	11	0	0	0	2	2	14	14	0
Total que afecta producción	7	9	4	11	0	0	0	2	2	10	14	0
Atentados 230 kv	6	9	4	11	0	0	0	2	0	5	4	0
Atentados 34.5 kv CRC	0	0	0	0	0	0	0	0	2	9	4	0
Atentados Línea OXY 34.5 kv	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0
Pérdidas (BO)	1,136,067	1,179,954	337,794	680,792	0	0	0	37,823	9,170	31,414	0	0
										Total (BO)		3,448,375.77

ANEXO E. GENERADOR GE JENBACHER TYPE 3

GE Energy
Gas Engines

Jenbacher type 3



efficient, durable, reliable

Long service intervals, maintenance-friendly engine design and low fuel consumption ensure maximum efficiency in our type 3 engines. Optimized components prolong service life even when using non-pipeline gases such as landfill gas. The type 3 stands out in its 500 to 1,100 kW power range due to its technical maturity and high degree of reliability.

reference installations

model, plant

key technical data

description

J312 GS
Containerized
solution
Landfill site;
Cavenago, Italy

Fuel Landfill gas
Engine type 2 x JMC 312 GS-L1
Electrical output 1,202 kW
Thermal output 1,494 kW
Commissioning September 1999

Every system has its own landfill gas feeder line and exhaust gas treatment line. The generated electricity is used on-site, excess power is fed into the public grid. The employment of the CLAIR® system ensures the purification of the exhaust gas to meet stringent Italian emission requirements. As a special feature, at this plant the thermal energy is used for landfill leachate treatment, as well as for greenhouse heating.



J316 GS
Profusa,
producer of coke;
Bilbao, Spain

Fuel Coke gas and natural gas
Engine type 12 x JGS 316 GS-S/NL
Electrical output
a) with 100% coke gas 5,642 kW
b) with 60% coke gas and 40% natural gas,
or 100% natural gas 6,528 kW
Commissioning November 1995

This installation designed by GE's Jenbacher product team enables Profusa to convert the residual coke gas with a hydrogen content of approximately 50% into valuable electrical energy. Beginning 2008, the 12 engines reached a combined total of one million operating hours.



J320 GS
Ecoparc I;
Barcelona, Spain

Fuel Biogas and natural gas
Engine type 5 x JMS 320 GS-B/NL
Electrical output 5,240 kW
Thermal output
a) with biogas 2,960 kW
b) with natural gas 3,005 kW
Commissioning December 2001
to January 2002

In Ecoparc I, organic waste is processed into biogas, which serves as energy source for our gas engines. The generated electricity is used on-site as well as fed into the public power grid. A portion of the thermal energy is used as process heat in the digesters, and the excess heat is bled off in the air coolers.



J320 GS
Amtax Spinning Mills;
Faisalabad, Pakistan

Fuel Natural gas
Engine type 12 x JGS 320 GS-NL
Electrical output 12,072 kW
Commissioning ... November 2002 (1st, 2nd engine),
April 2003 (3rd engine),
May 2003 (4th - 7th engine),
April 2004 (8th engine),
April 2005 (9th, 10th engine),
March 2008 (11th, 12th engine)

The natural gas-driven units generate electricity for spinning mills in one of Pakistan's most important textile centers. Special features of this Jenbacher plant allow for high ambient temperature, dusty inlet air, and operation in island mode.



GE imagination at work

*Trademark of General Electric Company

technical data

Configuration	V 70*		
Bore (mm)	135		
Stroke (mm)	170		
Displacement/cylinder (lit)	2.43		
Speed (rpm)	1,500 (50 Hz) 1,200/1,800 (60 Hz)		
Mean piston speed (m/s)	8.5 (1,500 rpm) 6.8 (1,200 rpm) 10.2 (1,800 rpm)		
Scope of supply	Generator set, cogeneration system, generator set/cogeneration in container		
Applicable gas types	Natural gas, flare gas, propane, biogas, landfill gas, sewage gas, Special gases (e.g., coal mine gas, coke gas, wood gas, pyrolysis gas)		
Engine type	J312 GS	J316 GS	J320 GS
No. of cylinders	12	16	20
Total displacement (lit)	29.2	38.9	48.7

Dimensions l x w x h (mm)			
Generator set	J312 GS	4,700 x 1,800 x 2,300	
	J316 GS	5,200 x 1,800 x 2,300	
	J320 GS	5,700 x 1,700 x 2,300	
Cogeneration system	J312 GS	4,700 x 2,300 x 2,300	
	J316 GS	5,300 x 2,300 x 2,300	
	J320 GS	5,700 x 1,900 x 2,300	
Container	J312 GS	12,200 x 2,500 x 2,600	
	J316 GS	12,200 x 2,500 x 2,600	
	J320 GS	12,200 x 2,500 x 2,600	

Weights empty (kg)			
	J312 GS	J316 GS	J320 GS
Generator set	8,000	8,800	10,500
Cogeneration system	9,400	9,900	11,000
Container (generator set)	19,400	22,100	26,000
Container (cogeneration)	20,800	23,200	26,500

outputs and efficiencies

Natural gas		1,500 rpm 50 Hz					1,800 rpm 60 Hz					1,200 rpm 60 Hz				
NOx <	Type	Pel (kW) ¹	ηel (%)	Pth (kW)	ηth (%)	ηtot (%)	Pel (kW) ¹	ηel (%)	Pth (kW)	ηth (%)	ηtot (%)	Pel (kW) ¹	ηel (%)	Pth (kW)	ηth (%)	ηtot (%)
500 mg/m ³ _v	312	527	39.9	626	47.3	87.2	633	38.1	814	49.0	87.1	435	39.7	503	45.9	85.6
	312	637	40.8	725	46.4	87.1	848	38.3	1,089	49.2	87.4	583	40.3	655	45.2	85.5
	316	835	40.0	968	47.2	87.2	848	38.3	1,089	49.2	87.4	583	40.3	655	45.2	85.5
250 mg/m ³ _v	320	1,063	40.8	1,193	45.8	86.6	1,059	39.0	1,324	48.8	87.8	795	40.7	855	43.8	84.5
	312	637	39.6	759	47.1	86.7	633	36.8	875	50.8	87.5					
	316	802	39.0	977	47.5	86.5	848	36.9	1,159	50.5	87.4					
350 mg/m ³ _v	320	1,063	39.8	1,240	46.4	86.2	1,059	38.1	1,380	49.7	87.8					
	312	637	40.1	741	46.7	86.9					418	38.6	504	46.5	85.2	
	316	802	39.2	984	48.1	87.3					559	38.8	671	46.5	85.3	
	320	1,063	40.1	1,226	46.3	86.4					795	40.7	855	43.8	84.5	

Biogas		1,500 rpm 50 Hz					1,800 rpm 60 Hz				
NOx <	Type	Pel (kW) ¹	ηel (%)	Pth (kW)	ηth (%)	ηtot (%)	Pel (kW) ¹	ηel (%)	Pth (kW)	ηth (%)	ηtot (%)
500 mg/m ³ _v	312	526	41.1	532	41.5	82.6	633	38.1	787	47.4	85.5
	312	637	40.3	682	43.2	83.6					
	316	703	40.5	743	42.8	83.3	848	38.3	1,054	47.6	85.9
	316	835	39.9	920	44.0	83.9					
	320	1,063	40.8	1,081	41.5	82.3	1,059	39.0	1,269	46.7	85.7
250 mg/m ³ _v	312						633	36.8	837	48.6	85.3
	316						848	36.9	1,118	48.7	85.6
	320						1,059	36.9	1,406	49.0	85.9
350 mg/m ³ _v	312										
	316										
	320	1,063	40.1	1,108	41.8	82.0					

¹ Total heat output with a tolerance of +/- 8%, exhaust gas outlet temperature 120°C, for biogas exhaust gas outlet temperature 180°C. All data according to full load and subject to technical development and modification.

GEA-13650A

© 2012 GE Jenbacher GmbH & Co. OGA rights reserved.

ANEXO F. GENERADOR CAT 3412C

DIESEL GENERATOR SET

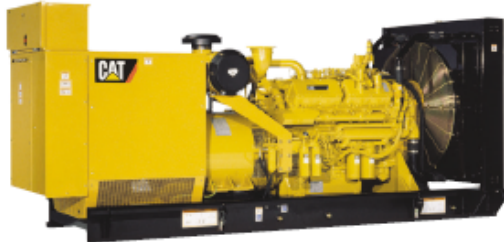


Image shown may not reflect actual package.

PRIME

**591 ekW 739 kVA
60 Hz 1800 rpm 480 Volts**

Caterpillar is leading the power generation marketplace with Power Solutions engineered to deliver unmatched flexibility, expandability, reliability, and cost-effectiveness.

FEATURES

FUEL/EMISSIONS STRATEGY

- Low Fuel consumption

UL 2200 / CSA - Optional

- UL 2200 listed packages
 - CSA Certified
- Certain restrictions may apply.
Consult with your Cat® Dealer.

FULL RANGE OF ATTACHMENTS

- Wide range of bolt-on system expansion attachments, factory designed and tested
- Flexible packaging options for easy and cost effective installation

SINGLE-SOURCE SUPPLIER

- Fully prototype tested with certified torsional vibration analysis available

WORLDWIDE PRODUCT SUPPORT

- Cat dealers provide extensive post sale support including maintenance and repair agreements
- Cat dealers have over 1,800 dealer branch stores operating in 200 countries
- The Cat® S•O•S™ program cost effectively detects internal engine component condition, even the presence of unwanted fluids and combustion by-products

CAT® 3412C TA DIESEL ENGINE

- Reliable, rugged, durable design
- Field-proven in thousands of applications worldwide
- Four-stroke-cycle diesel engine combines consistent performance and excellent fuel economy with minimum weight

CAT GENERATOR

- Designed to match the performance and output characteristics of Cat diesel engines
- Single point access to accessory connections
- UL 1446 recognized Class H insulation

CAT EMCP 4 CONTROL PANELS

- Simple user friendly interface and navigation
- Scalable system to meet a wide range of customer needs
- Integrated Control System and Communications Gateway

PRIME 591 ekW 739 kVA
60 Hz 1800 rpm 480 Volts



FACTORY INSTALLED STANDARD & OPTIONAL EQUIPMENT

System	Standard	Optional
Air Inlet	• Air cleaner	
Cooling	• Package mounted radiator	
Exhaust	• Exhaust flange outlet	<input type="checkbox"/> Exhaust mufflers (except Tier 4)
Fuel	• Primary fuel filter with integral water separator • Secondary fuel filters • Fuel priming pump	
Generator	• Matched to the performance and output characteristics of Cat engines • Load adjustment module provides engine relief upon load impact and improves load acceptance and recovery time • IP23 protection	<input type="checkbox"/> Oversize and premium generators <input type="checkbox"/> Permanent magnet excitation (PMG) <input type="checkbox"/> Internal excited (IE) <input type="checkbox"/> Anti-condensation space heaters
Power Termination	• Bus bar	<input type="checkbox"/> Circuit breakers, UL listed <input type="checkbox"/> Circuit breakers, IEC compliant
Control Panel	• EMCP 4 Genset Controller	<input type="checkbox"/> EMCP 4.2 <input type="checkbox"/> EMCP 4.3 <input type="checkbox"/> EMCP 4.4 <input type="checkbox"/> Generator temperature monitoring and protection <input type="checkbox"/> Load share module <input type="checkbox"/> Digital I/O module <input type="checkbox"/> Remote monitoring software
Mounting		<input type="checkbox"/> Rubber vibration isolators
Starting/Charging		<input type="checkbox"/> Battery chargers <input type="checkbox"/> Oversize batteries <input type="checkbox"/> Jacket water heater <input type="checkbox"/> Heavy duty starting system <input type="checkbox"/> Charging alternator <input type="checkbox"/> Air starting motor with control and silencer (3500 & C175 models only)
General	• Paint - Caterpillar Yellow except rails and radiators gloss black	The following options are based on regional and product configuration: <input type="checkbox"/> Seismic Certification per Applicable Building Codes: IBC 2000, IBC 2003, IBC 2006, IBC 2009, CBC 2007 <input type="checkbox"/> EU Certificate of Conformance (CE) <input type="checkbox"/> UL 2200 package <input type="checkbox"/> CSA Certification <input type="checkbox"/> EEC Declaration of Conformity <input type="checkbox"/> Enclosures- sound attenuated, weather protective <input type="checkbox"/> Automatic transfer switches (ATS) <input type="checkbox"/> Integral & sub-base fuel tanks <input type="checkbox"/> Integral & sub-base UL listed dual wall fuel tanks

PRIME 591 ekW 739 kVA

60 Hz 1800 rpm 480 Volts



SPECIFICATIONS

CAT GENERATOR

Frame size.....	594
Excitation.....	Self Excitation
Pitch.....	0.7333
Number of poles.....	4
Number of bearings.....	Single bearing
Number of Leads.....	012
Insulation.....	UL 1446 Recognized Class H with tropicalization and antiabrasion - Consult your Caterpillar dealer for available voltages
IP Rating.....	Drip Proof IP22
Alignment.....	Pilot Shaft
Overspeed capability.....	150
Wave form Deviation (Line to Line).....	Less than 5% deviation
Voltage regulation.....	Less than +/- 1/2% (steady state) Less than +/- 1% (no load to full load)

CAT DIESEL ENGINE

3412C TA, V-12, 4-Stroke Water-cooled Diesel	
Bore.....	137.20 mm (5.4 in)
Stroke.....	152.40 mm (6.0 in)
Displacement.....	27.02 L (1648.86 in ³)
Compression Ratio.....	14.5:1
Aspiration.....	TA
Fuel System.....	Pump and Lines
Governor Type.....	PEEC - Cat Electronic

CAT EMCP 4 SERIES CONTROLS

EMCP 4 controls including:

- Run / Auto / Stop Control
- Speed and Voltage Adjust
- Engine Cycle Crank
- 24-volt DC operation
- Environmental sealed front face
- Text alarm/event descriptions

Digital indication for:

- RPM
- DC volts
- Operating hours
- Oil pressure (psi, kPa or bar)
- Coolant temperature
- Volts (L-L & L-N), frequency (Hz)
- Amps (per phase & average)
- kW, kVA, kVAR, kW-hr, %kW, PF

Warning/shutdown with common LED indication of:

- Low oil pressure
- High coolant temperature
- Overspeed
- Emergency stop
- Failure to start (overcrank)
- Low coolant temperature
- Low coolant level

Programmable protective relaying functions:

- Generator phase sequence
- Over/Under voltage (27/59)
- Over/Under Frequency (81 o/u)
- Reverse Power (kW) (32)
- Reverse reactive power (kVAr) (32RV)
- Overcurrent (50/51)

Communications:

- Six digital inputs (4.2 only)
- Four relay outputs (Form A)
- Two relay outputs (Form C)
- Two digital outputs
- Customer data link (Modbus RTU)
- Accessory module data link
- Serial annunciator module data link
- Emergency stop pushbutton

Compatible with the following:

- Digital I/O module
- Local Annunciator
- Remote CAN annunciator
- Remote serial annunciator

PRIME 591 ekW 739 kVA

60 Hz 1800 rpm 480 Volts



TECHNICAL DATA

Open Generator Set - - 1800 rpm/60 Hz/480 Volts	DM7378	
Package Performance		
Genset Power rating with fan	591 ekW	
Genset Power rating @ 0.8 pf	738.75 kVA	
Fuel Consumption		
100% load with fan	159.8 L/hr	42.2 Gal/hr
75% load with fan	124.3 L/hr	32.8 Gal/hr
50% load with fan	89.4 L/hr	23.6 Gal/hr
Cooling System¹		
Air flow restriction (system)	0.12 kPa	0.48 in. water
Air flow (max @ rated speed for radiator arrangement)	1266 m ³ /min	44708 cfm
Engine coolant capacity	57.0 L	15.1 gal
Radiator coolant capacity	84.0 L	22.2 gal
Engine Coolant capacity with radiator/exp. tank	141.0 L	37.2 gal
Exhaust System		
Combustion air inlet flow rate	45.7 m ³ /min	1613.9 cfm
Exhaust stack gas temperature	537.7 ° C	999.9 ° F
Exhaust gas flow rate	132.2 m ³ /min	4668.6 cfm
Exhaust flange size (internal diameter)	203.2 mm	8.0 in
Exhaust system backpressure (maximum allowable)	6.7 kPa	26.9 in. water
Heat rejection		
Heat rejection to coolant (total)	370 kW	21042 Btu/min
Heat rejection to exhaust (total)	595 kW	33838 Btu/min
Heat rejection to atmosphere from engine	89 kW	5061 Btu/min
Heat rejection to atmosphere from generator	31.8 kW	1808.5 Btu/min
Alternator²		
Motor starting capability @ 30% voltage dip	1480 skVA	
Frame	594	
Temperature Rise	105 ° C	189 ° F
Lube System		
Sump refill with filter	69.0 L	18.2 gal
Emissions³		
NOx g/hp-hr	8.92 g/hp-hr	
CO g/hp-hr	.66 g/hp-hr	
HC g/hp-hr	.06 g/hp-hr	
PM g/hp-hr	.078 g/hp-hr	

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

² UL 2200 Listed packages may have oversized generators with a different temperature rise and motor starting characteristics. Generator temperature rise is based on a 40°C ambient per NEMA MG1-32.

³ Emissions data measurement procedures are consistent with those described in EPA CFR 40 Part 89, Subpart D & E and ISO8178-1 for measuring HC, CO, PM, NOx. Data shown is based on steady state operating conditions of 77°F, 28.42 in HG and number 2 diesel fuel with 35° API and LHV of 18,390 btu/lb. The nominal emissions data shown is subject to instrumentation, measurement, facility and engine to engine variations. Emissions data is based on 100% load and thus cannot be used to compare to EPA regulations which use values based on a weighted cycle.

PRIME 591 ekW 739 kVA

60 Hz 1800 rpm 480 Volts



RATING DEFINITIONS AND CONDITIONS

Applicable Codes and Standards: AS1359, CSA C22.2 No 100-04, UL142, UL489, UL601, UL869, UL2200, NFPA 37, NFPA 70, NFPA 99, NFPA 110, IBC, IEC60034-1, ISO3046, ISO8528, NEMA MG 1-22, NEMA MG 1-33, 72/23/EEC, 98/37/EC, 2004/108/EC

Prime - Output available with varying load for an unlimited time. Average power output is 70% of the prime power rating. Typical peak demand is 100% of prime rated ekW with 10% overload capability for emergency use for a maximum of 1 hour in 12. Overload operation cannot exceed 25 hours per year.

Ratings are based on SAE J1349 standard conditions.

These ratings also apply at ISO3046 standard conditions.

Fuel Rates are based on fuel oil of 35° API (16° C or 60° F) gravity having an LHV of 42 780 kJ/kg (18,390 Btu/lb) when used at 29° C (85° F) and weighing 838.9 g/liter (7.001 lbs/U.S. gal.).

Additional Ratings may be available for specific customer requirements. Consult your Cat representative for details.

PRIME 591 ekW 739 kVA

60 Hz 1800 rpm 480 Volts



DIMENSIONS

Package Dimensions		
Length	4485.0 mm	176.57 in
Width	1798.1 mm	70.79 in
Height	1986.7 mm	78.22 in

NOTE: For reference only - do not use for installation design. Please contact your local dealer for exact weight and dimensions. (General Dimension Drawing #2923107).

ANEXO G. GENERADOR CAT C27

DIESEL GENERATOR SET



Image shown may not reflect actual package.

PRIME

**635 kW 794 kVA
60 Hz 1800 rpm 480 Volts**

Caterpillar is leading the power generation marketplace with Power Solutions engineered to deliver unmatched flexibility, expandability, reliability, and cost-effectiveness.

FEATURES

FUEL/EMISSIONS STRATEGY

- Low Fuel consumption

DESIGN CRITERIA

- The generator set accepts 100% rated load in one step per NFPA 110 and meets ISO 8528-5 transient response.

UL 2200 / CSA - Optional

- UL 2200 listed packages
 - CSA Certified
- Certain restrictions may apply.
Consult with your Cat® Dealer.

FULL RANGE OF ATTACHMENTS

- Wide range of bolt-on system expansion attachments, factory designed and tested
- Flexible packaging options for easy and cost effective installation

SINGLE-SOURCE SUPPLIER

- Fully prototype tested with certified torsional vibration analysis available

WORLDWIDE PRODUCT SUPPORT

- Cat dealers provide extensive post sale support including maintenance and repair agreements
- Cat dealers have over 1,800 dealer branch stores operating in 200 countries
- The Cat® S•O•SSM program cost effectively detects internal engine component condition, even the presence of unwanted fluids and combustion by-products

CAT® C27 ATAAC DIESEL ENGINE

- Utilizes ACERT™ Technology
- Reliable, rugged, durable design
- Four-cycle diesel engine combines consistent performance and excellent fuel economy with minimum weight
- Electronic engine control

CAT GENERATOR

- Designed to match the performance and output characteristics of Cat diesel engines
- Single point access to accessory connections
- UL 1446 recognized Class H insulation

CAT EMCP 4 CONTROL PANELS

- Simple user friendly interface and navigation
- Scalable system to meet a wide range of customer needs
- Integrated Control System and Communications Gateway

PRIME 635 ekW 794 kVA
60 Hz 1800 rpm 480 Volts



FACTORY INSTALLED STANDARD & OPTIONAL EQUIPMENT

System	Standard	Optional
Air Inlet	<ul style="list-style-type: none"> • Single element canister type air cleaner • Service indicator 	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Dual element air cleaners <input type="checkbox"/> Air inlet adapters
Cooling	<ul style="list-style-type: none"> • Radiator with guard • Coolant drain line with valve • Fan and belt guards • Cat® Extended Life Coolant • Coolant level sensors • Duct flange 	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Jacket water heater
Exhaust	<ul style="list-style-type: none"> • Dry exhaust manifold • Flanged faced outlets 	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Stainless steel exhaust flex fittings <input type="checkbox"/> Elbows, flanges, expanders & Y adapters
Fuel	<ul style="list-style-type: none"> • Primary fuel filter with water separator • Secondary fuel filter • Fuel priming pump • Flexible fuel lines (terminated on base) • Fuel pressure gauge 	
Generator	<ul style="list-style-type: none"> • Class H insulation • Power terminal strip • Cat Digital Voltage Regulator (CDVR) with kVAR/PF control, 3-phase sensing 	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Oversize & premium generators <input type="checkbox"/> Winding temperature detectors (select models) <input type="checkbox"/> Anti-condensation heaters
Power Termination	<ul style="list-style-type: none"> • Bus bar (NEMA hole connections) • Bottom cable entry • AC & DC customer wiring area 	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Circuit breakers, UL listed, 3 pole with shunt trip, 80% and 100% rated
Governor	<ul style="list-style-type: none"> • ADEM™ A4 	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Load share module
Control Panel	<ul style="list-style-type: none"> • EMCP 4.2 generator set controller • User interface panel (UIP)- rear mount • AC & DC customer wiring area (right side) • Emergency Stop Push button 	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Local & remote annunciator modules <input type="checkbox"/> Digital I/O Module <input type="checkbox"/> Generator temperature monitoring & protection
Lube	<ul style="list-style-type: none"> • Lubricating oil and filter • Oil drain line with valves • Fumes disposal • Gear type lube oil pump 	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Manual sump pump
Mounting	<ul style="list-style-type: none"> • Structural steel tube • Anti-vibration mounts 	
Starting/Charging	<ul style="list-style-type: none"> • 24 volt starting motor(s) • Batteries with rack and cables • Battery disconnect 	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Battery chargers (5 or 10 amp) <input type="checkbox"/> 45 amp charging alternator <input type="checkbox"/> Oversize batteries <input type="checkbox"/> Ether starting aid
General	<ul style="list-style-type: none"> • Right-hand service • Paint - Caterpillar Yellow (except rails and radiators gloss black) • SAE standard rotation • Flywheel and Flywheel housing - SAE No. 0 	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> CSA certification <input type="checkbox"/> Seismic Certification per Applicable Building Codes: IBC 2000, IBC 2003, IBC 2006, IBC 2009, CBC 2007

PRIME 635 ekW 794 kVA

60 Hz 1800 rpm 480 Volts



SPECIFICATIONS

CAT GENERATOR

Frame size..... 595
Excitation..... Self Excitation
Pitch..... 0.7333
Number of poles..... 4
Number of bearings..... Single bearing
Number of Leads..... 012
Insulation..... UL 1446 Recognized Class H with tropicalization and antiabrasion
- Consult your Caterpillar dealer for available voltages
IP Rating..... Drip Proof IP22
Alignment..... Pilot Shaft
Overspeed capability..... 150
Wave form Deviation (Line to Line)..... Less than 5% deviation
Voltage regulator..... 3 Phase sensing with selectable volts/Hz
Voltage regulation..... Less than +/- 1/2% (steady state)
Less than +/- 1% (no load to full load)

CAT DIESEL ENGINE

C27 TA, V-12, 4-Stroke Water-cooled Diesel
Bore..... 137.20 mm (5.4 in)
Stroke..... 152.40 mm (6.0 in)
Displacement..... 27.03 L (1649.47 in³)
Compression Ratio..... 16.5:1
Aspiration..... TA
Fuel System..... MEUI
Governor Type..... ADEM™ A4

CAT EMCP 4 SERIES CONTROLS

EMCP 4 controls including:

- Run / Auto / Stop Control
- Speed and Voltage Adjust
- Engine Cycle Crank
- 24-volt DC operation
- Environmental sealed front face
- Text alarm/event descriptions

Digital indication for:

- RPM
- DC volts
- Operating hours
- Oil pressure (psi, kPa or bar)
- Coolant temperature
- Volts (L-L & L-N), frequency (Hz)
- Amps (per phase & average)
- kW, kVA, kVAR, kW-hr, %kW, PF

Warning/shutdown with common LED indication of:

- Low oil pressure
- High coolant temperature
- Overspeed
- Emergency stop
- Failure to start (overcrank)
- Low coolant temperature
- Low coolant level

Programmable protective relaying functions:

- Generator phase sequence
- Over/Under voltage (27/59)
- Over/Under Frequency (81 o/u)
- Reverse Power (kW) (32)
- Reverse reactive power (kVAr) (32RV)
- Overcurrent (50/51)

Communications:

- Six digital inputs (4.2 only)
- Four relay outputs (Form A)
- Two relay outputs (Form C)
- Two digital outputs
- Customer data link (Modbus RTU)
- Accessory module data link
- Serial annunciator module data link
- Emergency stop pushbutton

Compatible with the following:

- Digital I/O module
- Local Annunciator
- Remote CAN annunciator
- Remote serial annunciator

PRIME 635 ekW 794 kVA
60 Hz 1800 rpm 480 Volts



TECHNICAL DATA

Open Generator Set - - 1800 rpm/60 Hz/480 Volts	DM9078	
Low Fuel Consumption		
Generator Set Package Performance		
Genset Power rating @ 0.8 pf	793.75 kVA	
Genset Power rating with fan	635 ekW	
Fuel Consumption		
100% load with fan	172.0 L/hr	45.4 Gal/hr
75% load with fan	133.3 L/hr	35.2 Gal/hr
50% load with fan	96.8 L/hr	25.6 Gal/hr
Cooling System¹		
Air flow restriction (system)	0.12 kPa	0.48 in. water
Air flow (max @ rated speed for radiator arrangement)	1139 m ³ /min	40223 cfm
Engine Coolant capacity with radiator/exp. tank	160.0 L	42.3 gal
Engine coolant capacity	55.0 L	14.5 gal
Radiator coolant capacity	105.0 L	27.7 gal
Inlet Air		
Combustion air inlet flow rate	48.3 m ³ /min	1705.7 cfm
Exhaust System		
Exhaust stack gas temperature	505.4 ° C	941.7 ° F
Exhaust gas flow rate	130.2 m ³ /min	4598.0 cfm
Exhaust flange size (internal diameter)	203 mm	8 in
Exhaust system backpressure (maximum allowable)	10.0 kPa	40.2 in. water
Heat Rejection		
Heat rejection to coolant (total)	300 kW	17061 Btu/min
Heat rejection to exhaust (total)	611 kW	34747 Btu/min
Heat rejection to aftercooler	90 kW	5118 Btu/min
Heat rejection to atmosphere from engine	99 kW	5630 Btu/min
Heat rejection to atmosphere from generator	32.0 kW	1819.8 Btu/min
Alternator²		
Motor starting capability @ 30% voltage dip	1406 skVA	
Frame	595	
Temperature Rise	105 ° C	189 ° F
Lube System		
Sump refill with filter	68.0 L	18.0 gal
Emissions (Nominal)³		
NOx g/hp-hr	6.34 g/hp-hr	
CO g/hp-hr	.28 g/hp-hr	
HC g/hp-hr	.02 g/hp-hr	
PM g/hp-hr	.023 g/hp-hr	

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

² Generator temperature rise is based on a 40°C ambient per NEMA MG1-32. UL 2200 Listed packages may have oversized generators with a different temperature rise and motor starting characteristics.

³ Emissions data measurement procedures are consistent with those described in EPA CFR 40 Part 89, Subpart D & E and ISO8178-1 for measuring HC, CO, PM, NOx. Data shown is based on steady state operating conditions of 77°F, 28.42 in HG and number 2 diesel fuel with 35° API and LHV of 18,390 btu/lb. The nominal emissions data shown is subject to instrumentation, measurement, facility and engine to engine variations. Emissions data is based on 100% load and thus cannot be used to compare to EPA regulations which use values based on a weighted cycle.

PRIME 635 ekW 794 kVA

60 Hz 1800 rpm 480 Volts



RATING DEFINITIONS AND CONDITIONS

Meets or Exceeds International Specifications: AS1359, CSA, IEC60034-1, ISO3046, ISO8528, NEMA MG 1-22, NEMA MG 1-33, UL508A, 72/23/EEC, 98/37/EC, 2004/108/EC

Prime - Output available with varying load for an unlimited time. Average power output is 70% of the prime power rating. Typical peak demand is 100% of prime rated ekW with 10% overload capability for emergency use for a maximum of 1 hour in 12. Overload operation cannot exceed 25 hours per year. Prime power in accordance with ISO3046. Prime ambients shown indicate ambient temperature at 100% load which results in a coolant top tank temperature just below the alarm temperature.

Ratings are based on SAE J1349 standard conditions. These ratings also apply at ISO3046 standard conditions. **Fuel rates** are based on fuel oil of 35° API [16° C (60° F)] gravity having an LHV of 42 780 kJ/kg (18,390 Btu/lb) when used at 29° C (85° F) and weighing 838.9 g/liter (7.001 lbs/U.S. gal.). Additional ratings may be available for specific customer requirements, contact your Cat representative for details. For information regarding Low Sulfur fuel and Biodiesel capability, please consult your Cat dealer.

PRIME 635 ekW 794 kVA

60 Hz 1800 rpm 480 Volts



DIMENSIONS

Package Dimensions	
Length	Information not available at this time.
Width	
Height	

NOTE: For reference only - do not use for installation design. Please contact your local dealer for exact weight and dimensions. (General Dimension Drawing #).

ANEXO I. FACTURA GENSER POWER



ANEXO B

CONTRATO CC-3344

CONTRATISTA: GENSER POWER COLOMBIA

TARIFAS

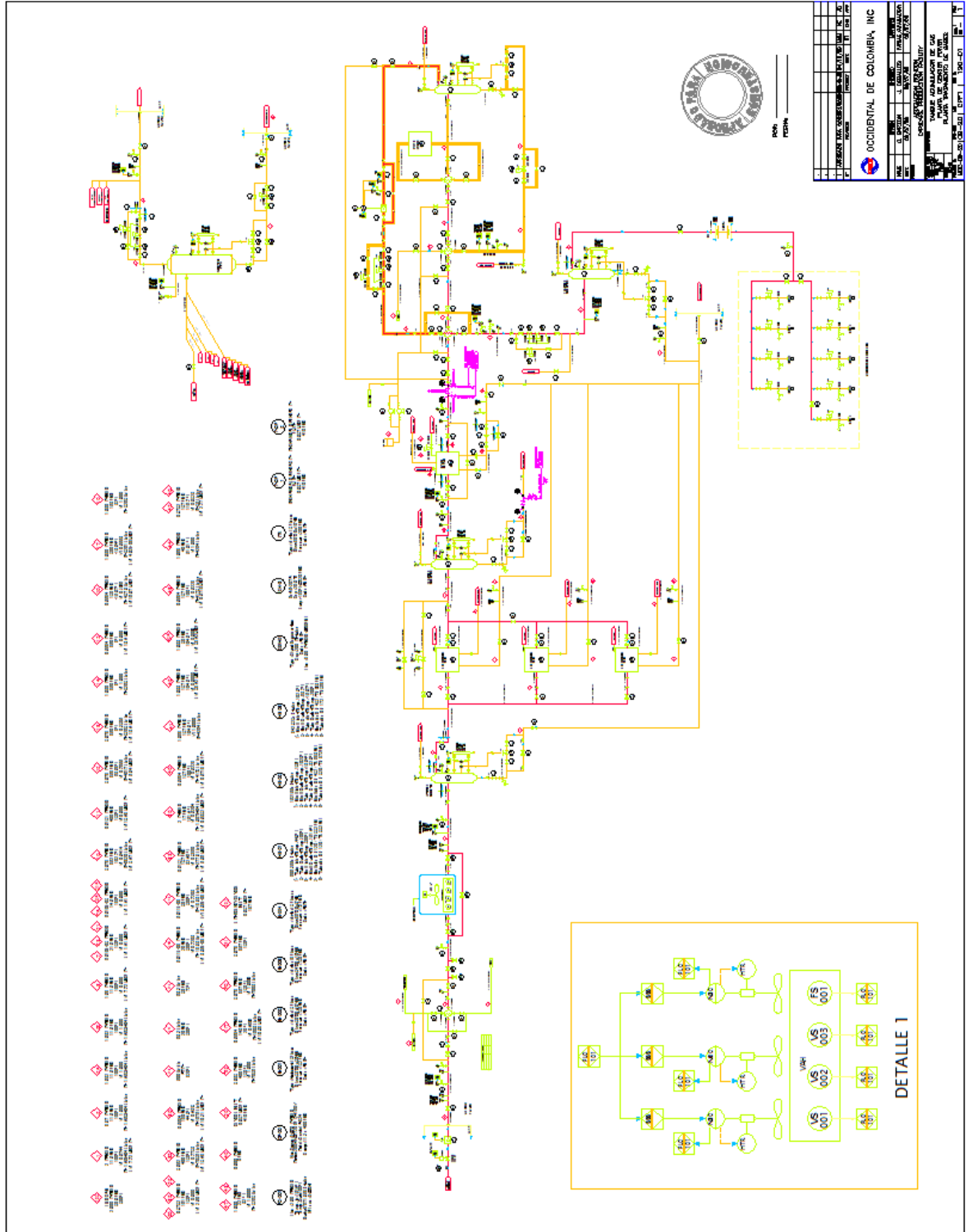
Los servicios del presente CONTRATO se pagarán de acuerdo con el siguiente cuadro de tarifas para el mínimo garantizado y adicional según corresponda:

Tarifa	Primer Año	Segundo Año	Tercer Año	Cuarto Año
Energía Mínimo Garantizado (US\$/Mwh)	80.00	82.40	84.87	87.42
Cargo Fijo Mensual Mínimo Garantizado (US\$)	350,400	360,912	247,826	191,446
Mínimo Garantizado (Mw)	6.0	6.0	4.0	3.0
Energía Adicional (US\$/Mwh)	78.00	80.34	82.75	85.23

ANEXO J. ENERGÍA GENSER POWER

FRONTERA									
RONDON									
1141258-01010801									
CARGO CONTABLE									
2012									
	POTENCIA GAS (MW)	ENERGIA GAS (MWH/MES)	ENERGIA GAS (US\$/MWH)	TOTAL ENERGIA GAS US\$	ENERGIA GAS MINIMO GARANTIZADO (US\$)	ENERGIA GAS ADICIONAL (US\$)	ENERGIA DIESEL (US\$)	TOTAL GAS + DIESEL (US\$)	
31	5.060	3.764.64	82.40	437.412	360.912	76.500	0	437.412	
29	0.880	612.48	82.40	360.912	360.912	0	0	360.912	
31	7.450	5.542.80	82.40	447.202	360.912	86.290	0	447.202	
30	7.270	5.234.40	82.40	431.400	363.380	68.020	0	431.400	
31	7.410	5.513.04	82.40	451.822	360.912	90.910	0	451.822	
30	7.305	5.259.87	82.40	432.542	360.912	71.630	0	432.542	
31	5.679	4.225.10	82.40	388.112	360.912	37.200	0	388.112	
31	6.286	4.676.78	82.40	368.544	360.912	7.632	0	368.544	
30	6.875	4.949.88	84.87	424.095	247.826	176.269	0	424.395	
31	7.810	5.610.64	84.87	425.175	247.826	177.349	0	425.175	
30	7.614	5.482.32	84.87	463.768	247.826	215.942	0	463.768	
31	8.140	6.056.42	84.87	502.731	247.826	254.905	0	502.731	

ANEXO K. PLANO PLANTA DE GAS



NOVA
POTIVA

OCCIDENTAL DE COLOMBIA, INC	
PROYECTO	PLANTA DE GAS
FECHA	15/03/2011
PROYECTISTA	ING. JUAN CARLOS GONZALEZ
REVISOR	ING. JUAN CARLOS GONZALEZ
APROBADO	ING. JUAN CARLOS GONZALEZ
ESCALA	1:100
HOJA	1
TOTAL	1

ANEXO L. CROMATOGRAFÍA ENTRADA PLANTA DE GAS



CORE LABORATORIES

COMPANY: OXY

Compositional Analysis of ESTACION CARICARE to C12+

Sampling Date	25-sep-2012 09:44
Sampling Location	ESTACION CARICARE
Cylinder Number	CLMA-123
Sample Description	ENTRADA PLANTA GAS
Sampling Conditions	18.0 psig @ 170.0°F

Component	Mole %	Weight %
CO ₂ Carbon Dioxide	9,40	10,98
N ₂ Nitrogen	1,55	1,15
C ₁ Methane	43,16	18,37
C ₂ Ethane	8,55	6,83
C ₃ Propane	11,19	13,11
iC ₄ i-Butane	4,85	7,49
nC ₄ n-Butane	6,93	10,72
iC ₅ i-Pentane	4,08	7,81
nC ₅ n-Pentane	3,11	5,97
C ₆ Hexanes	3,43	7,78
C ₇ Heptanes	2,33	5,64
C ₈ Octanes	1,01	2,83
C ₉ Nonanes	0,28	0,89
C ₁₀ Decanes	0,09	0,31
C ₁₁ Undecanes	0,03	0,12
C ₁₂₊ Dodecanes plus	0,01	0,02
Totals :	100,00	100,00

Note: 0.00 means less than 0.005.

Calculated Residue Properties	Mole Weight (g mol ⁻¹)	Density (g cm ⁻³ at 60°F)
C ₇₊ Heptanes plus	98,9	0,7442
C ₁₀₊ Decanes plus	138,4	0,7820
C ₁₂₊ Dodecanes plus	161,0	0,8000

Calculated Whole Gas Properties		
Gas Gravity	1,3129	(Air=1 @ 14.73 psia & 60°F)
Whole Sample Mole Weight	37,66	g mol ⁻¹
Ideal Gas Density	1,6000	kg m ⁻³ @ 14.65psia, 60°F
Ideal Gross Calorific Value	1918,6	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Ideal Net Calorific Value	1780,6	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Pseudo Critical Press.	653,9	psia
Pseudo Critical Temp.	541,3	Rankine
Gas Compressibility Factor, Z	0,988776	@ 14.65 psia & 60°F
GPM (C2+)	14,66	
GPM (C3+)	12,39	

Additional Information		
Real Gross Calorific Value	1940,4	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Real Net Calorific Value	1780,6	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F



Cra 20 Nro. 168-52/56, Bogotá D.C., Colombia
 Teléfono PBX (57-1) 674 04 00
 Celufijo (03-310) 264 09 01, Fax : (57-1) 673 00 60
 Website: www.corelab.com



ANEXO M. CROMATOGRAFÍA ENTRADA GENERADORES



CORE LABORATORIES

COMPANY: OXY

Compositional Analysis of ESTACION CARICARE to C12+

Sampling Date	25-sep-2012 10:15
Sampling Location	ESTACION CARICARE
Cylinder Number	DEN-081
Sample Description	LLEGADA GENERADORES DE PLANTA DE FUERZA
Sampling Conditions	50.0 psig @ 85.0°F

Component	Mole %	Weight %
CO ₂ Carbon Dioxide	11,98	18,56
N ₂ Nitrogen	2,01	1,98
C ₁ Methane	56,07	31,68
C ₂ Ethane	9,98	10,57
C ₃ Propane	10,36	16,08
iC ₄ i-Butane	3,28	6,67
nC ₄ n-Butane	3,92	8,05
iC ₅ i-Pentane	1,23	3,12
nC ₅ n-Pentane	0,76	1,93
C ₆ Hexanes	0,34	1,02
C ₇ Heptanes	0,08	0,28
C ₈ Octanes	0,01	0,03
C ₉ Nonanes	0,00	0,01
C ₁₀ Decanes	0,00	0,01
C ₁₁ Undecanes	0,00	0,01
C ₁₂₊ Dodecanes plus	0,00	0,00
Totals :	100,00	100,00

Note: 0.00 means less than 0.005.

Calculated Residue Properties	Mole Weight (g mol ⁻¹)	Density (g cm ⁻³ at 60°F)
C ₇₊ Heptanes plus	92,7	0,7516
C ₁₀₊ Decanes plus	139,5	0,7829
C ₁₂₊ Dodecanes plus	-	-

Calculated Whole Gas Properties		
Gas Gravity	0,9804	(Air=1 @ 14.73 psia & 60°F)
Whole Sample Mole Weight	28.40	g mol ⁻¹
Ideal Gas Density	1,1948	kg m ⁻³ @ 14.65psia, 60°F
Ideal Gross Calorific Value	1334,2	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Ideal Net Calorific Value	1218,4	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Pseudo Critical Press.	696.6	psia
Pseudo Critical Temp.	480.9	Rankine
Gas Compressibility Factor, Z	0,994480	@ 14.65 psia & 60°F
GPM (C ₂₊)	8,67	
GPM (C ₃₊)	6,02	

Additional Information		
Real Gross Calorific Value	1341,6	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Real Net Calorific Value	1223,2	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F



Cra 20 Nro. 168-52/56, Bogotá D.C., Colombia
 Teléfono PBX (57-1) 674 04 00
 Celufijo (03-310) 264 09 01, Fax : (57-1) 673 00 60
 Website: www.corelab.com



Código: 1197-1
 Laboratory services for
 hydrocarbons and other
 physical/chemical testing
 procedures for gases and
 petroleum containing in flow
 lines
 ISO 9001:2008

ANEXO N. GAS TURBINE SGT-100

Industrial Applications

SGT-100 Industrial Gas Turbine

Power Generation: (ISO) 4.35MW(e), 4.70MW(e), 5.05MW(e) and 5.25 MW(e)

The Siemens SGT-100-1S single-shaft industrial gas turbine (formerly known as the Typhoon single-shaft) is a proven unit for all electrical power generation and cogeneration applications. It offers high efficiency and reliability and operates on a wide range of gaseous and liquid fuels.

The SGT-100-1S is available with a Dry Low Emissions (DLE) combustion system, providing extremely low NO_x levels with gas and liquid fuels and a full dual fuel capability.

The gas turbine design is uniquely simple, employing a single twin bearing rotor with heavy duty casings. This allows full site maintenance to be carried out.

The generator set package is very compact, providing a small footprint and a high power-to-weight ratio. The single-shaft configuration provides excellent load acceptance and rejection characteristics, allowing robust and reliable operation in all applications.

Industrial Power Generation

The SGT-100-1S is the ideal unit for industrial power generation, particularly in cogeneration or combined heat and power.

In such applications where the gas turbine's high temperature exhaust is passed through a waste heat recovery unit or boiler, overall thermal efficiencies of up to 95% can be achieved.

Steam or hot water generated is used in industrial process or district heating schemes. The steam raised may also be used in small scale combined cycle applications in conjunction with a steam turbine. Alternatively, exhaust heat may be utilised for drying of industrial products.

Power Generation in the Oil and Gas Industry

The compact arrangement, on-site maintainability and inherent reliability of the SGT-100-1S have made it the gas turbine of choice for the oil and gas industry. The gas turbine is employed on offshore platforms and Floating Production Storage and Off-loading (FPSO) vessels world-wide. In addition, it has Lloyds certification for marine propulsion for FPSO's.

Onshore the unit is the ideal power generator for oil field service, refinery applications, emergency and standby power generation. Cogeneration in the oil and gas industry provides highly efficient solutions for crude oil and glycol heating as well as steam generation.



General Specifications

Axial Compressor

- 10-stage axial flow transonic compressor design
- Variable inlet guide vane and stators
- Pressure ratio (ISO):
4.35 MW(e): 13.0:1 4.70 MW(e): 14.1:1
5.05 MW(e): 14.3:1 5.25 MW(e): 14.9:1
- Airflow (ISO):
4.35 MW(e): 17.4 kg/s 4.70 MW(e): 18.8 kg/s
5.05 MW(e): 19.2 kg/s 5.25 MW(e): 20.5 kg/s
- Nominal speed:
4.35 MW(e): 16,500rpm 4.70 MW(e): 17,384 rpm
5.05 MW(e): 17,384rpm 5.25 MW(e): 17,384rpm

Combustion

- 6 reverse flow tubular combustion chambers
- Conventional combustion system option
 - 2 retractable high energy ignitors
 - Cross lighting between chambers
- Dry Low Emissions (DLE) system option
 - Single high energy ignitor in each chamber
- Steam injection option for power augmentation

Turbine

- 2-stage overhung transonic turbine
 - First stage is air-cooled
- Axial and radial exhaust system options

Fuel System

- Natural gas - Liquid fuel - Dual fuel
- Other fuels capability on request
- Automatic changeover from primary to secondary fuel at any load

Exhaust Emissions Control

- Single or dual fuel Dry Low Emissions (DLE) combustion system capability
- NOx levels of sub 25 ppmVd and 50 ppmVd on gas and liquid fuel respectively

Bearings

- Tilting pad journal and thrust bearings
- Vibration and temperature monitoring

Gearbox - Power Generation

- Cold-end drive via an integral speed reducing epicyclic gearbox
- Output speeds of 1,500rpm and 1,800rpm to suit 50Hz or 60Hz operation

Lubrication

- Integral lubricating oil system
- Gearbox driven main pump
- AC motor driven auxiliary pump
- DC motor driven emergency pump

Starting

- Direct via variable speed AC motor
- Gas or air start available as an option

Compressor Cleaning

- On-line and off-line high pressure cleaning

Control System

- PLC based with local distributed control and processing capability installed on the underbase

Principal Features

- Dual fuel Dry Low Emissions (DLE) combustion system, meeting the most stringent legislation
- Site maintainability
- Alternate rapid core engine exchange option
- Compressor cleaning both on and off-line
- Compact size with low weight-to-power ratio
- Highly competitive cost-to-power ratio with very low installation costs

Maintenance and Service

- Maintenance on or off site
- Multiple borescope inspection ports
- Vertically and horizontally split intake casing
- Horizontally split compressor casing
- Combustion chambers, flame tubes and ignitors easily accessible for inspection
- Hot section inspection on condition
 - typically after 24,000 hours
- General overhaul on condition
 - typically after 48,000 hours

Customer Support

Utilising our global support network, customer support managers and a round-the-clock specialist help desk, we are able to provide first class support to our customers. In addition, remote monitoring and troubleshooting are available on-line via our Electronic Data Exchange Network (EDEN) system. This allows full diagnostic support from our world-wide service centres.

Training programmes are designed for both in-house or on-site application. We can supply spare parts and service exchange items from regional distribution centres or electronically via the on-line 'Sparesfinder' service.

We are committed to providing OEM retrofits, upgrades and refurbished packages to our customers' specifications. We offer a combination of maintenance contracts, overhauls (using lease or exchange engines) and technical field support with our world-wide pool of over 200 field staff.

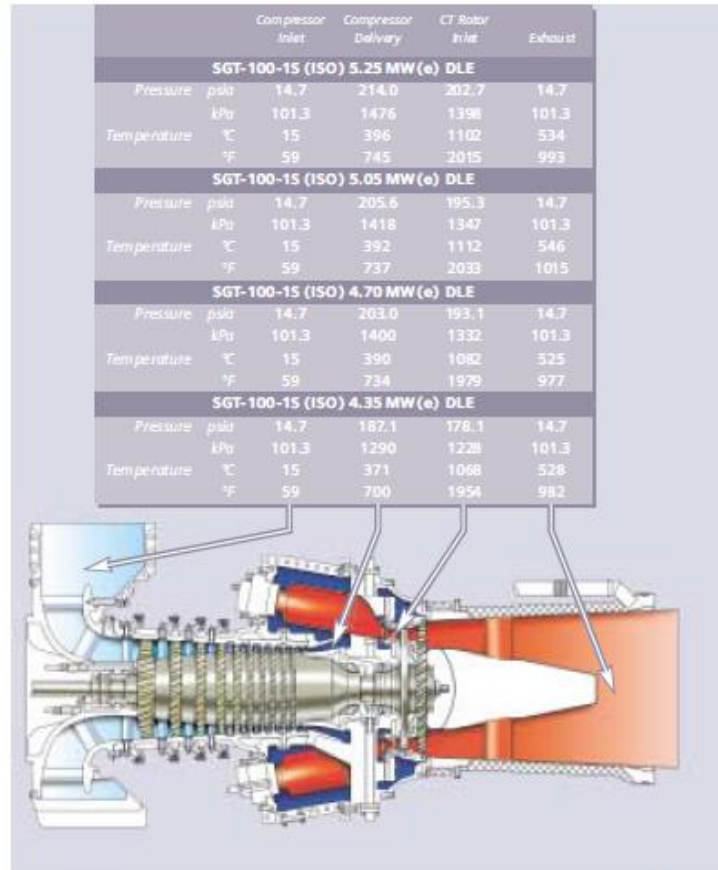


Package

The SGT-100-15 is available as a factory assembled packaged power plant for utility and industrial power generation applications. It is easily transported, installed and maintained at site. The package incorporates the gas turbine, gearbox, generator and all systems mounted on a single underbase. Turbine controls, generator control panel, motor control centre for package motors and variable speed drive for starter motor can also be package mounted.

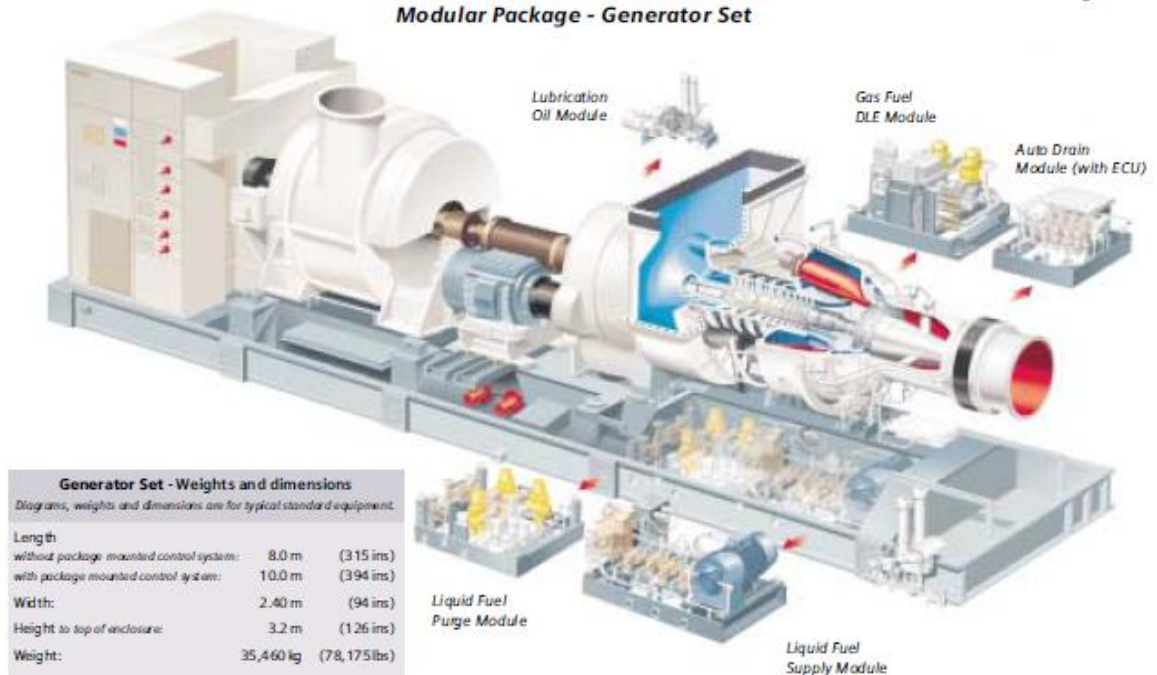
A common modular package design concept is used with the appropriate system pre-assembled and tested in modular form and installed into a standard underbase design. The modules are easily accessible for maintenance. Distributed input/output collection modules are used on the package to reduce the amount of site cabling to any off-skid control equipment.

The package is available for either multi-point or three-point mounting for onshore or offshore use as required. An option for acoustic treatment reduces noise levels to 80 dB(A) and is available in carbon steel or stainless steel. Doors and panels are incorporated to provide access for servicing.



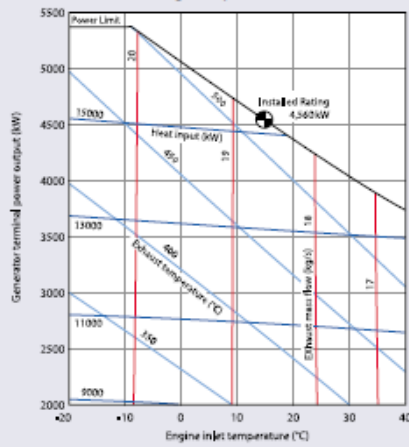
Flow Diagram

Modular Package - Generator Set



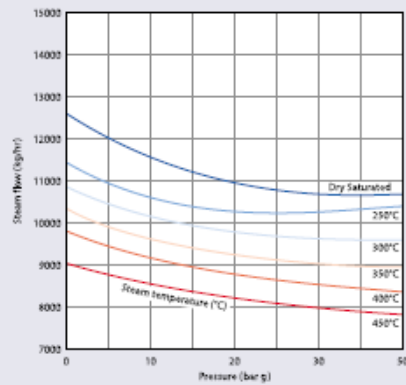
SGT-100-1S Performance, Power Generation (ISO) 4.70MW(e)

Generator Set - Nominal performance Engine speed: 17,384 rev/min



Altitude:	Sea level
Ambient pressure:	101.3 kPa
Relative humidity:	60%
Inlet ducting loss:	1.0 kPa
Exhaust ducting loss: (Assumes waste heat recovery)	2.0 kPa
Gearbox efficiency:	99.0%
Generator efficiency:	96.5%
Natural gas fuel.	

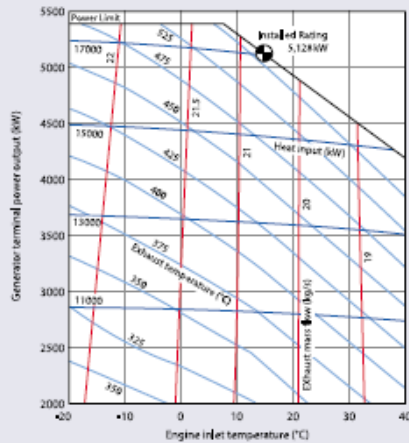
Unfired heat recovery steam generation



Exhaust gas mass flow:	18.7 kg/sec
Exhaust gas temperature:	529°C
Mean specific heat:	0.26 kcal/kg/°C
Gas temperature leaving boiler:	140°C
Assumed feed water temperature:	100°C

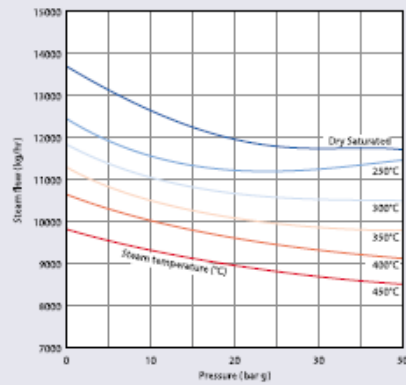
SGT-100-1S Performance, Power Generation (ISO) 5.25MW(e)

Generator Set - Nominal performance Engine speed: 17,384 rev/min



Altitude:	Sea level
Ambient pressure:	101.3 kPa
Relative humidity:	60%
Inlet ducting loss:	1.0 kPa
Exhaust ducting loss: (Assumes waste heat recovery)	2.0 kPa
Gearbox efficiency:	99.0%
Generator efficiency:	96.5%
Natural gas fuel.	

Unfired heat recovery steam generation



Exhaust gas mass flow:	20.1 kg/sec
Exhaust gas temperature:	540°C
Mean specific heat:	0.26 kcal/kg/°C
Gas temperature leaving boiler:	140°C
Assumed feed water temperature:	100°C

Performance Data for SGT-100-1S 4.35 MW(e) and SGT-100-1S 5.05MW(e) ratings is available on request.



Published by and copyright 2005:

Siemens Industrial Turbomachinery Inc
840 Nottingham Way
Trenton, New Jersey 08638, USA

Industrial Applications
Wolfgang-Reuter-Platz
47053 Duisburg, Germany
e-mail: welcome.pg@siemens.com

Siemens AG
Power Generation
Freylesbenstrasse 1
91058 Erlangen, Germany
e-mail: contact@pg.siemens.de
www.siemens.com/powergeneration

Order No. A96001-590-A203-X-4A00
Printed in England
4251 698 R BR 01054.

Subject to change without prior notice.
Printed on paper treated with chlorine-free bleach.

The information in this document contains general descriptions of the technical options available which do not always have to be present in individual cases. The required features should therefore be specified in each individual case at the time of dosing the contract.

ANEXO Ñ. GAS TURBINE SGT-300



SGT-300 Industrial Gas Turbine

Power Generation: (ISO) 7.90MW(e)

The SGT-300 has a rugged industrial design which enables high efficiency (nominal 31%) and excellent emissions performance. These characteristics provide the flexibility to meet the needs of a broad spectrum of power generation applications.

The Siemens SGT-300 single-shaft industrial gas turbine is a proven unit for all electrical power generation and cogeneration applications. It offers high efficiency and reliability on a wide range of gaseous and liquid fuels.

For industrial cogeneration, the high steam-raising capability of more than 18 tonnes per hour contributes towards achieving overall plant efficiencies of 80% or higher. In addition, the compact arrangement, on-site maintainability and inherent reliability of the SGT-300 have made it an ideal gas turbine for the demanding oil and gas industry.

Incorporating proven gas turbine technology, the SGT-300 offers cost-effective power for a wide range of duties including:

Industrial Power Generation

- Simple-cycle and combined-cycle power plants for base load, standby power and peak lopping
- Cogeneration for industrial plants with high heat load and district heating schemes

Power Generation in the Oil and Gas Industry

- Offshore: on oil platforms and FPSO (Floating Production, Storage and Offloading) vessels
- Onshore: for oil field service, refinery application, emergency and standby power generation
- Highly efficient cogeneration solutions for oil and gas applications

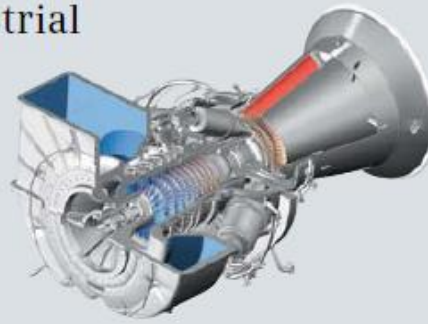


Industrial Gas Turbines

Answers for energy.

SIEMENS

SGT-300 Industrial Gas Turbine



SGT-300 core engine test facility.

Technical specifications

Overview

- Single-shaft, industrial gas turbine
- Power generation: 7.90 MW(e) (ISO zero loss)
- Frequency: 50 or 60 Hz
- Electrical efficiency: 31 %
- Heat rate: 11,773 kJ/kWh (11,158 Btu/kWh)
- Compressor pressure ratio: 14:1
- Exhaust gas flow: 30.2 kg/s (66.6 lb/s)
- Exhaust temperature: 542°C (1008°F)
- Typical emissions: NO_x < 15 ppmV and CO: < 10 ppmV (corrected to 15% O₂ dry)
- Medium-calorific value fuels capability (> 32 MJ/Nm³ Wobbe index)

Axial compressor

- 10-stage
- Variable inlet guide vanes
- Air flow: (ISO) 29.9 kg/s
- Nominal speed: 14,010 rpm

Combustion

- 6 reverse-flow cannular combustion chambers
- Lean-burn Dry Low Emissions (DLE) or conventional diffusion flame system
- High-energy ignitor system

Turbine

- 2-stage overhung turbine
 - First stage air-cooled

Bearings

- Tilt-pad radial and thrust
- Vibration- and temperature-monitoring as standard

Main reduction gearbox

- Speeds of 1500 rpm and 1800 rpm

Generator

- Voltages: 6 to 13.8 kV
- Frequency: 50 or 60 Hz

Package

- Fabricated steel underbase
 - Integral oil tank
 - Multi-point mounting
 - Optional 3-point mounting
- Modular fluid systems
- Lubricating oil system
 - Gearbox-driven main pump
 - AC motor-driven auxiliary pump
 - DC motor-driven emergency pump
- Oil cooler and oil heater
- Electrically-driven hydraulic start system
- Hydrocarbon drains tank on package
- Control system
 - Siemens SIMATIC PLC-based with distributed control and processing capability installed on package
 - Optional Allen-Bradley system
 - Optional off-package systems
- Vibration monitoring system
 - BN 1701: Standard
 - BN 3500: Optional
- Fire and gas detection equipment
- Fire suppression equipment
- On- and off-line compressor cleaning options available
- Combustion-air inlet-filtration options:
 - Simple static
 - Pulse cleaning
 - HEPA
- Enclosure
 - Painted carbon steel or stainless steel
 - Noise level options (85 dB(A) standard)

Gas turbine

Key features

- High simple-cycle and cogeneration efficiencies, cutting fuel costs
- Dual-fuel Dry Low Emissions (DLE) combustion system, meeting stringent legislation

Maintenance

- Site maintainability or optional rapid core exchange as required by customer
- Designed for maintenance:
 - Horizontally split compressor casing
 - Horizontally and vertically split inlet casing
 - Combustion chambers, flame tubes and ignitors easily accessible for inspection
 - Large side-doors on enclosure for equipment change-out
 - Package designed for gas turbine removal on either side
- Multiple boroscope-inspection ports

Customer Support

- Global support network of Authorized Service Centers
- Emergency service - 24/7 specialist helpdesk
- Full field service
- Full diagnostic support, remote monitoring
- OEM modernizations and upgrades
- In-house or on-site training programs
- Range of maintenance and service contracts available



SGT-300 package.



Two SGT-300 gas turbines provide Norbord with electricity and heat at their board manufacturing plant in Scotland, UK.

Package

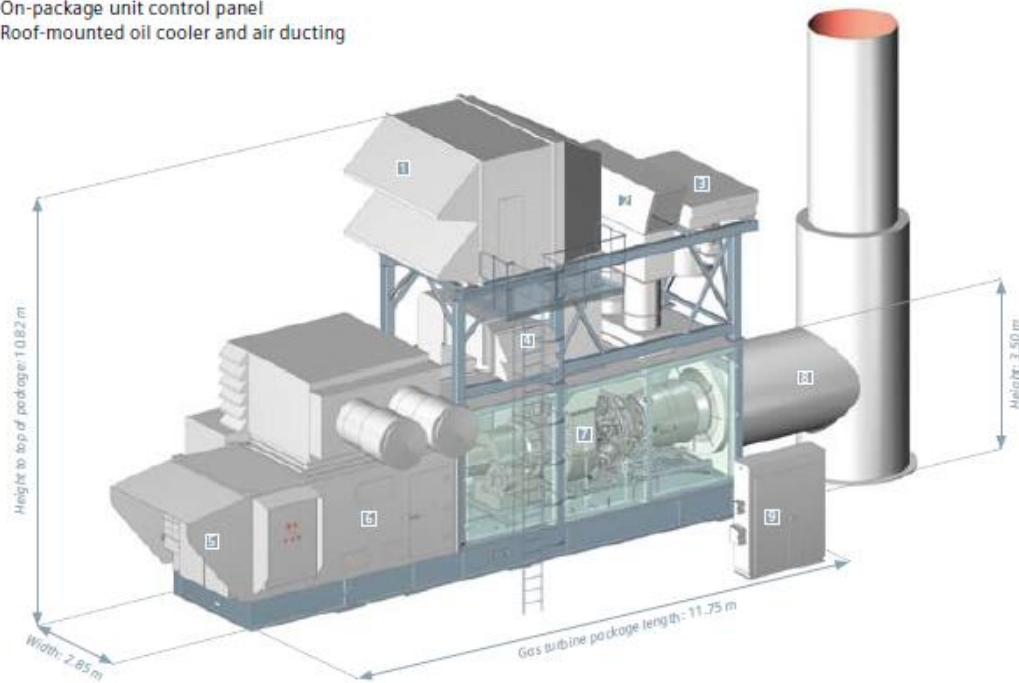
Key features

- Short installation time
- Compact package size, high power-to-weight ratio
- Factory testing:
 - Core engine
 - Functional testing of modules as standard
 - Pre-commissioning of package
 - Optional core customer-witness test
 - Optional complete package test
- Minimized customer interfaces
 - On-package drains tank
 - On-package unit control panel
 - Roof-mounted oil cooler and air ducting

Cogeneration with the SGT-300

In cogeneration configuration, with its excellent efficiency and steam-raising capability, the SGT-300 provides the core of a reliable, efficient and powerful SSC-300 plant. When compared with conventional energy supplies, an SSC-300 cogeneration plant will provide electrical power, heating and/or cooling with benefits of:

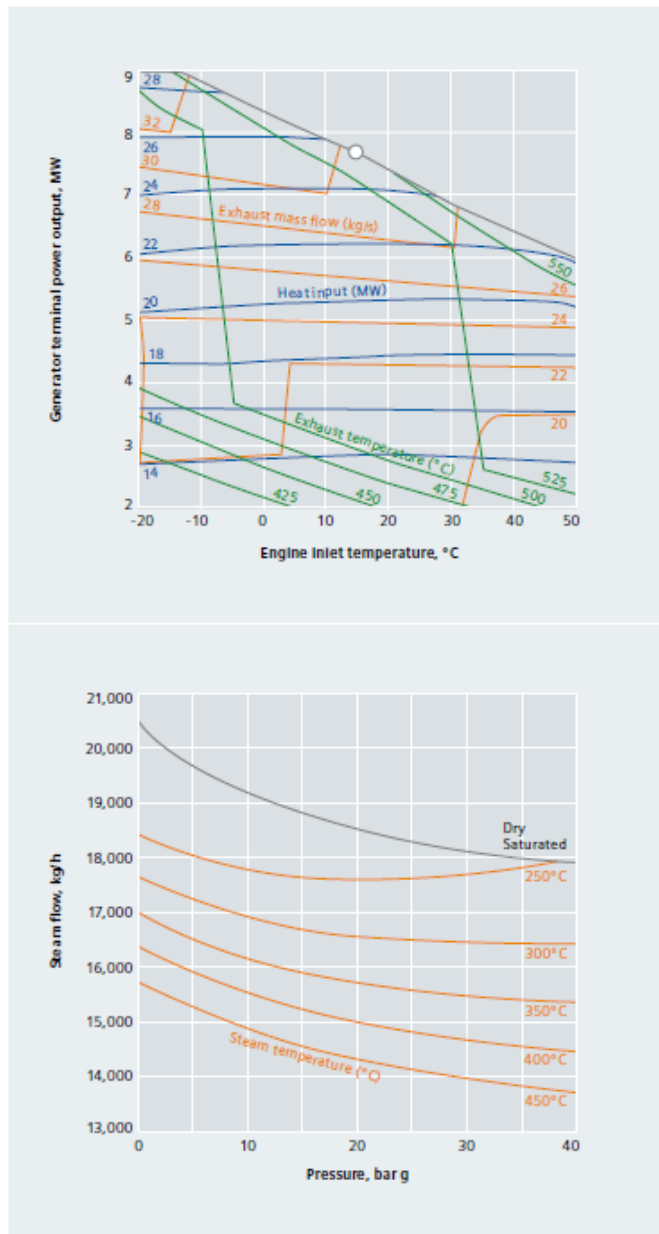
- Significant reductions in energy costs
- Security of energy supplies
- Reductions in total emissions of carbon dioxide, and improved flexibility



SGT-300 standard package

- | | | |
|------------------------|-----------------------|----------------------|
| 1 Combustion air inlet | 4 Enclosure air inlet | 7 Core engine |
| 2 Enclosure air outlet | 5 Unit control panel | 8 Combustion exhaust |
| 3 Lube oil cooler | 6 AC generator | 9 Fire extinguishant |

SGT-300 Performance



Nominal generator output and heat rate

Conditions/assumptions:

Altitude:	Sea level
Ambient pressure:	101.3 kPa
Inlet ducting loss:	1.0 kPa*
Exhaust ducting loss (assumes waste-heat recovery):	2.0 kPa*
Natural gas fuel:	
Gearbox efficiency:	99.0%
Generator efficiency:	97.0%
Relative humidity:	60%

* Duct losses are site-specific according to application. Please contact your local Siemens representative or our Customer Support Center for performance quotations.

Unfired heat-recovery steam generation

Conditions/assumptions:

Exhaust gas mass flow:	29.8 kg/s
Assumed feed water temperature:	100 °C
Exhaust gas temperature:	542 °C

Published by and copyright © 2009:
Siemens AG
Energy Sector
Freylebenstrasse 1
91058 Erlangen, Germany
Siemens AG
Energy Sector
Oil & Gas Division
Wolfgang-Reuter-Platz
47053 Duisburg, Germany

Siemens Energy, Inc.
10730 Telge Road
Houston, Texas 77095, USA
Siemens Industrial Turbomachinery Ltd
P.O. Box 1, Waterside South
Lincoln LN5 7FD, United Kingdom

For more information, please contact
our Customer Support Center.
Tel: +49 180 524 70 00
Fax: +49 180 524 24 71
(Charges depending on provider)
E-mail: support.energy@siemens.com
Oil & Gas Division
Order No. E50001-W430-A106-X-4A00
Printed in Germany
Dispo 34806, c4bs 7447, P WS 12092.5

Printed on elementary chlorine-free bleached paper.

All rights reserved. Trademarks mentioned in this document are the property of Siemens AG, its affiliates, or their respective owners.

Subject to change without prior notice. The information in this document contains general descriptions of the technical options available, which may not apply in all cases. The required technical options should therefore be specified in the contract.

ANEXO O. GAS TURBINE SGT-400



SGT-400 Industrial Gas Turbine

Power Generation: (ISO) 12.90 MW(e)

The SGT-400 combines very high efficiency (nominal 35%) with excellent emissions performance in a rugged industrial design. This makes it the ideal choice for a wide variety of power generation applications.

The Siemens twin-shaft industrial gas turbine SGT-400 features a compact gas generator and a two-stage power turbine, incorporating the latest aerodynamic and combustion technologies. The turbine has a simple-cycle efficiency of nominally 35%.

For industrial cogeneration, the high steam-raising capability of more than 27 tonnes per hour contributes towards achieving overall plant efficiencies of 80% or higher. In addition, the compact arrangement, on-site maintainability and inherent reliability of the SGT-400 have made it an ideal gas turbine for the demanding oil and gas industry.

Incorporating proven gas turbine technology, the SGT-400 offers cost-effective power for a wide range of duties, including:

Industrial Power Generation

- Simple-cycle and combined-cycle power plants for base load, standby power and peak lopping
- Cogeneration for industrial plants with high heat load and district heating schemes

Power Generation in the Oil and Gas Industry

- Offshore: on oil platforms and FPSO (Floating Production, Storage & Offloading) vessels
- Onshore: for oil field service, refinery application, emergency and standby power generation,
- Including highly efficient cogeneration solutions for oil and gas applications

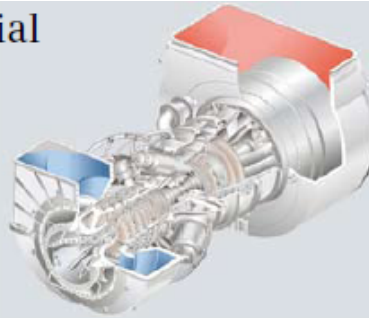


Industrial Gas Turbines

Answers for energy.

SIEMENS

SGT-400 Industrial Gas Turbine



SGT-400 core engine test facility.

Technical specifications

Overview

- Twin-shaft, industrial
- Power generation: 12.90 MW(e)
- Frequency: 50 or 60 Hz
- Electrical efficiency: 34.8 %
- Heat rate: 10,355 kJ/kWh (9,815 Btu/kWh)
- Compressor pressure ratio: 16.8:1
- Exhaust gas flow: 39.4 kg/s (86.8 lb/s)
- Exhaust temperature: 555° C (1,031° F)
- Typical emissions: NO_x <15 ppmV and CO <10 ppmV (corrected to 15% O₂ dry)
- Medium-calorific value fuels capability (>25 MJ/Nm³ Wobbe index)

Axial Compressor

- 11-stage with variable inlet guide vanes
- Air flow: (ISO) 38.9 kg/s
- Nominal speed: 14,100 rpm

Combustion

- 6 reverse-flow cannular combustion chambers
- Dry Low Emissions (DLE) system
- High-energy ignitor system

Turbine

- 2-stage overhung compressor turbine
 - Both stages are air-cooled
- 2-stage high-efficiency power turbine
 - Rotor blades have interlocking shrouds for mechanical integrity

Bearings

- Tilt-pad radial and thrust
- Standard vibration- and temperature-monitoring

Main reduction gearbox

- Speeds of 1,500rpm and 1,800rpm

Generator

- Voltages: 6 to 13.8 kV
- Frequency: 50 or 60 Hz

Package

- Fabricated steel underbase
 - Integral oil tank
 - Multi-point mounting
 - Optional 3-point mounting
- Modular fluid systems incorporating:
 - Lubricating oil system
 - Auxiliary gearbox-driven main pump
 - AC motor-driven auxiliary pump
 - DC motor-driven emergency pump
- Oil cooler and oil heater
- Electrically driven hydraulic start system
- Hydrocarbon drains tank on package
- Control system
 - Siemens SIMATIC PLC-based with distributed control and processing capability installed on package
 - Optional Allen-Bradley system
 - Optional off-package systems
- Vibration monitoring system
 - BN1701: Standard
 - BN3500: Optional
- Fire and gas detection equipment
- Fire suppression equipment
- On- and off-line compressor cleaning options available
- Combustion-air inlet-filtration options:
 - Simple static
 - Pulse cleaning
 - HEPA
- Enclosure
 - Painted carbon steel or stainless steel
 - Noise level options (85 dB(A) standard)

Gas turbine

Key features

- High simple-cycle and cogeneration efficiencies, cutting fuel costs
- Dual-fuel Dry Low Emissions (DLE) combustion system, meeting stringent legislation
- Twin-shaft arrangement for both power generation and mechanical drive, allowing commonality of parts in mixed duty installations

Maintenance

- Site maintainability or optional rapid core exchange as required by customer
- Designed for maintenance:
 - Horizontally split compressor casing
 - Horizontally and vertically split inlet casing
 - Combustion chambers, flame tubes and ignitors easily accessible for inspection
 - Large side-doors on enclosure for equipment change-out
 - Gas generator and power turbine removal on either side of package
- Multiple boroscope-inspection ports



SGT-400 package.



Sewage-sludge drying plant for the City of Athens, on Psytalia island.

Package

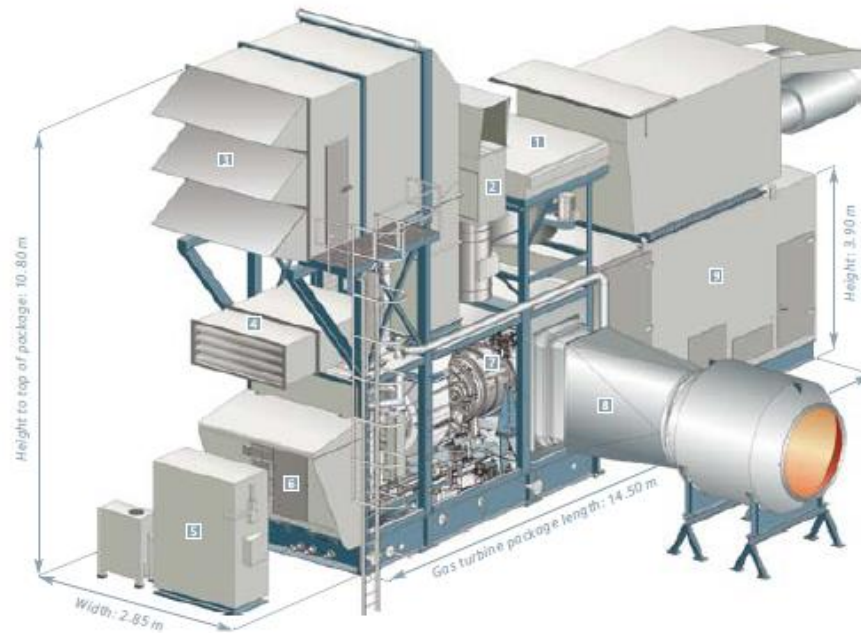
Key features

- Short installation time
- Compact package size, high power-to-weight ratio
- Factory testing:
 - Core engine
 - Functional testing of modules as standard
 - Pre-commissioning of package
 - Optional core customer-witness test
 - Optional complete package test
- Minimized customer interfaces

Customer Support

Key features

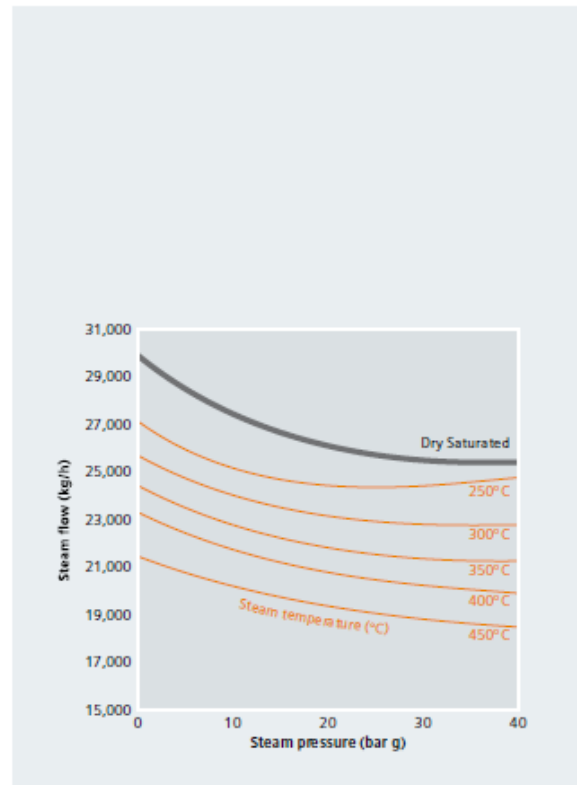
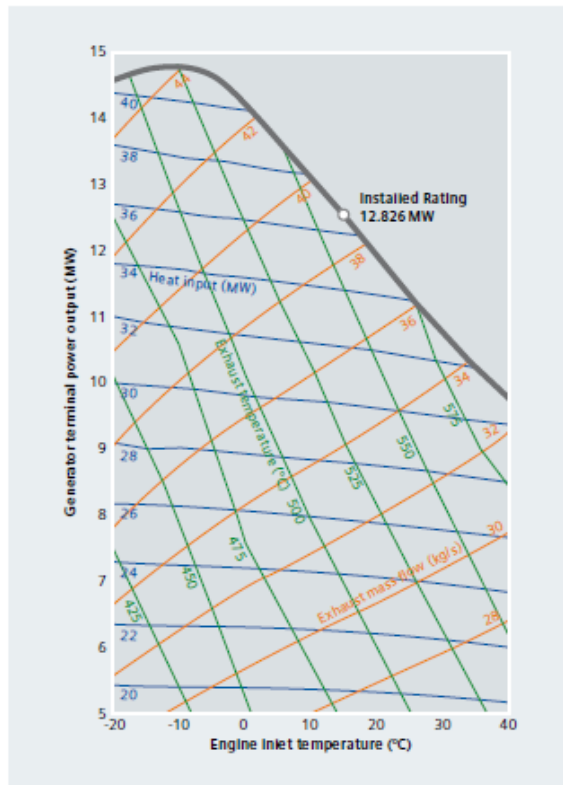
- Global support network of Authorized Service Centers
- Emergency service – 24/7 specialist helpdesk
- Full field service
- Full diagnostic support, remote monitoring
- OEM modernizations and upgrades
- In-house or on-site training programs
- Range of maintenance and service contracts available



SGT-400 standard package

- | | | |
|------------------------|-----------------------|----------------------|
| 1 Lube oil cooler | 4 Enclosure air inlet | 7 Core engine |
| 2 Enclosure air outlet | 5 Fire and gas system | 8 Combustion exhaust |
| 3 Combustion air inlet | 6 On-package controls | 9 AC generator |

SGT-400 Performance



Nominal generator output and heat rate

Conditions/assumptions:

Altitude:	Sea level	Natural gas fuel only.	
Ambient pressure:	101.3 kPa	Gearbox efficiency:	99.0%
Inlet ducting loss:	1.0 kPa	Generator efficiency:	97.2%
Exhaust ducting loss:	2.0 kPa	Relative humidity:	60%
(assumes waste-heat recovery)		No CO-turndown bleed in operation	

High ambient PT nozzle – A high ambient temperature (30°C) rating is available to provide higher power at elevated site temperatures using an alternative power-turbine nozzle configuration.

Unfired heat-recovery steam generation

Conditions/assumptions:

Exhaust gas mass flow:	39.5 kg/s
Gas temperature leaving boiler:	120°C
Assumed feed water temperature:	100°C
Exhaust gas temperature:	573°C

Published by and copyright © 2009:
Siemens AG
Energy Sector
Freyeslebenstrasse 1
91058 Erlangen, Germany
Siemens AG
Energy Sector
Oil & Gas Division
Wolfgang-Reuter-Platz
47053 Duisburg, Germany

Siemens Energy, Inc.
10730 Telge Road
Houston, Texas 77095, USA
Siemens Industrial Turbomachinery Ltd.
Ruston House, Waterside South
Lincoln LN5 7FD, United Kingdom

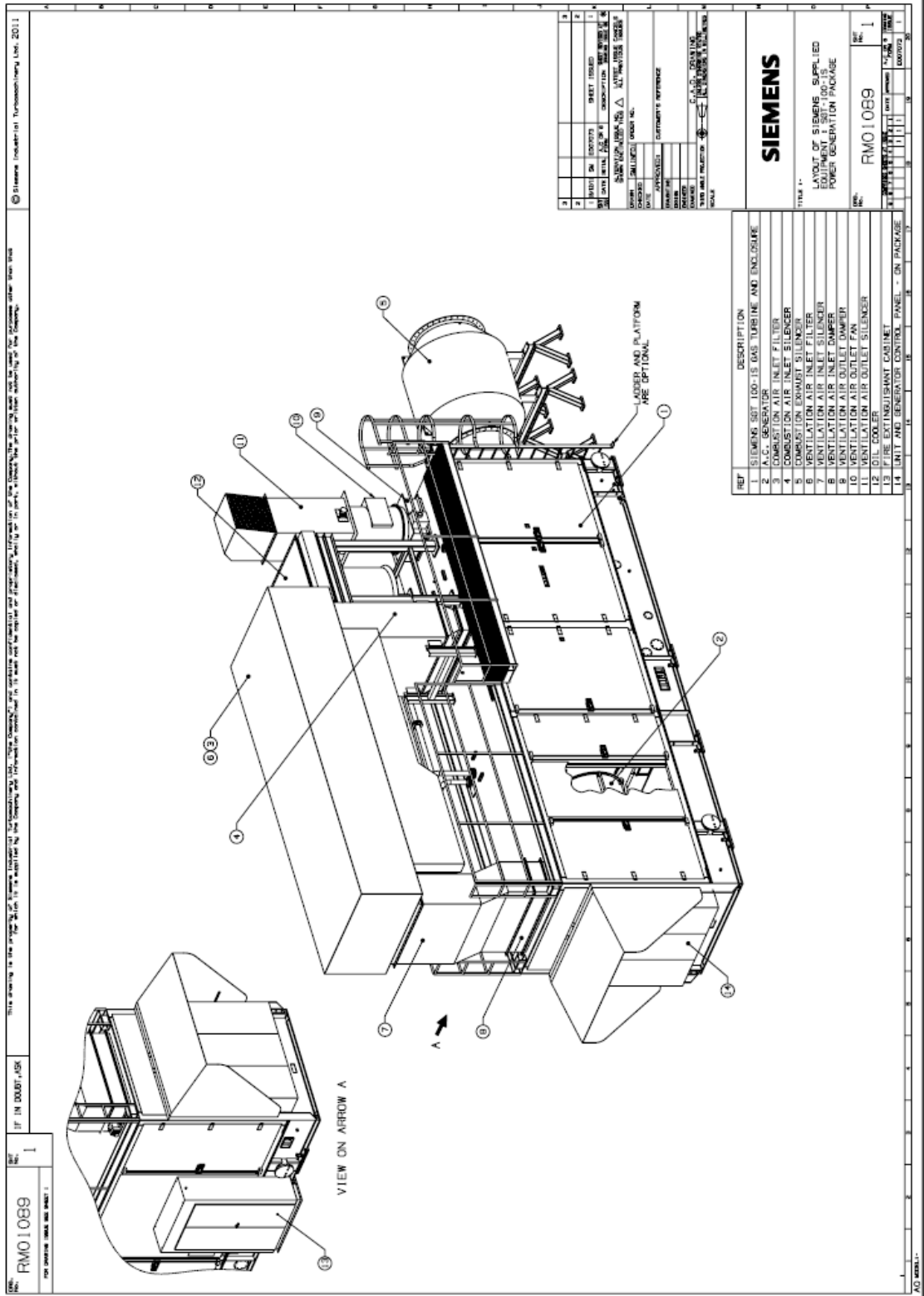
For more information, please contact
our Customer Support Center.
Tel: +49 180 524 70 00
Fax: +49 180 524 24 71
(Charges depending on provider)
E-mail: support.energy@siemens.com
Oil & Gas Division
Order No. E50001-W430-A103-X-4A00
Printed in Germany
Dispo 34806, c4bs 7447 PWS 06092.5

Printed on elementary chlorine-free bleached paper.

All rights reserved. Trademarks mentioned in this document are the property of Siemens AG, its affiliates, or their respective owners.

Subject to change without prior notice. The information in this document contains general descriptions of the technical options available, which may not apply in all cases. The required technical options should therefore be specified in the contract.

ANEXO Q. PLANO DIMENSIONES SGT-100



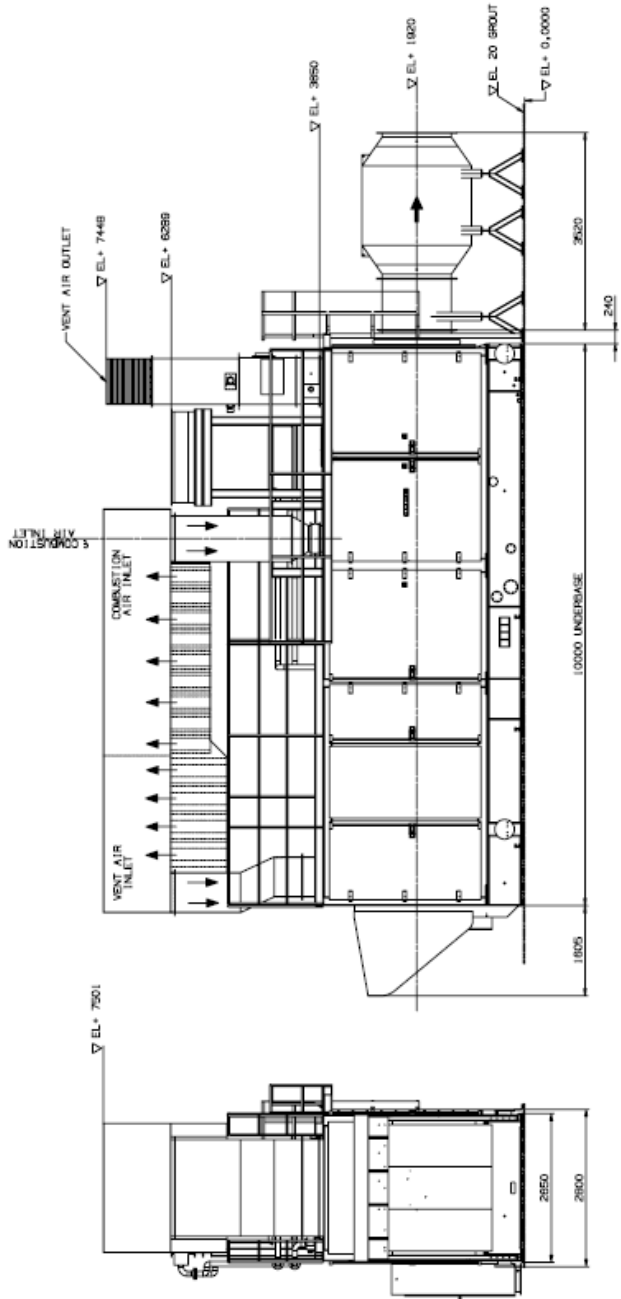
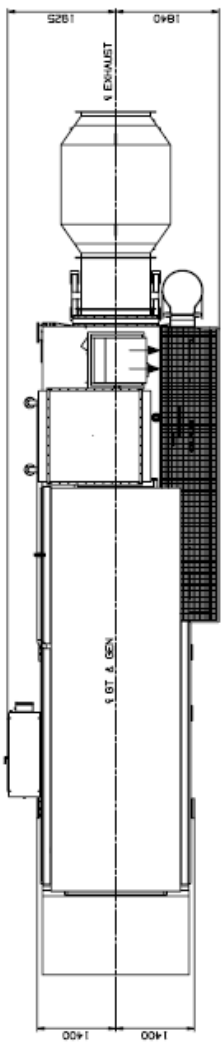
© Siemens Industrial Turbomachinery Ltd. 2011

This drawing is the property of Siemens Industrial Turbomachinery Ltd. It shall not be copied, reproduced, distributed, or otherwise used in any way without the prior written permission of Siemens Industrial Turbomachinery Ltd.

RM01089
 FOR DRAWING SCALE SEE SHEET 1

NO. 2

IF IN DOUBT, ASK



1	PROJECT NO.	RM01089	PROJECT NAME	
2	DATE		ISSUE NO.	1
3	BY		DESIGNED BY	
4	CHECKED BY		APPROVED BY	
5	SCALE		CUSTOMER'S REFERENCE	
6			CLIENT'S NAME	
7			CLIENT'S ADDRESS	
8			CLIENT'S PHONE NO.	
9			CLIENT'S FAX NO.	
10			CLIENT'S E-MAIL ADDRESS	
11			CLIENT'S WEBSITE	
12			CLIENT'S LOGO	

SIEMENS

TITLE 1:
 LAYOUT OF SIEMENS SUPPLIED
 EQUIPMENT 1 (GT. & GEN.)
 POWER GENERATION PACKAGE

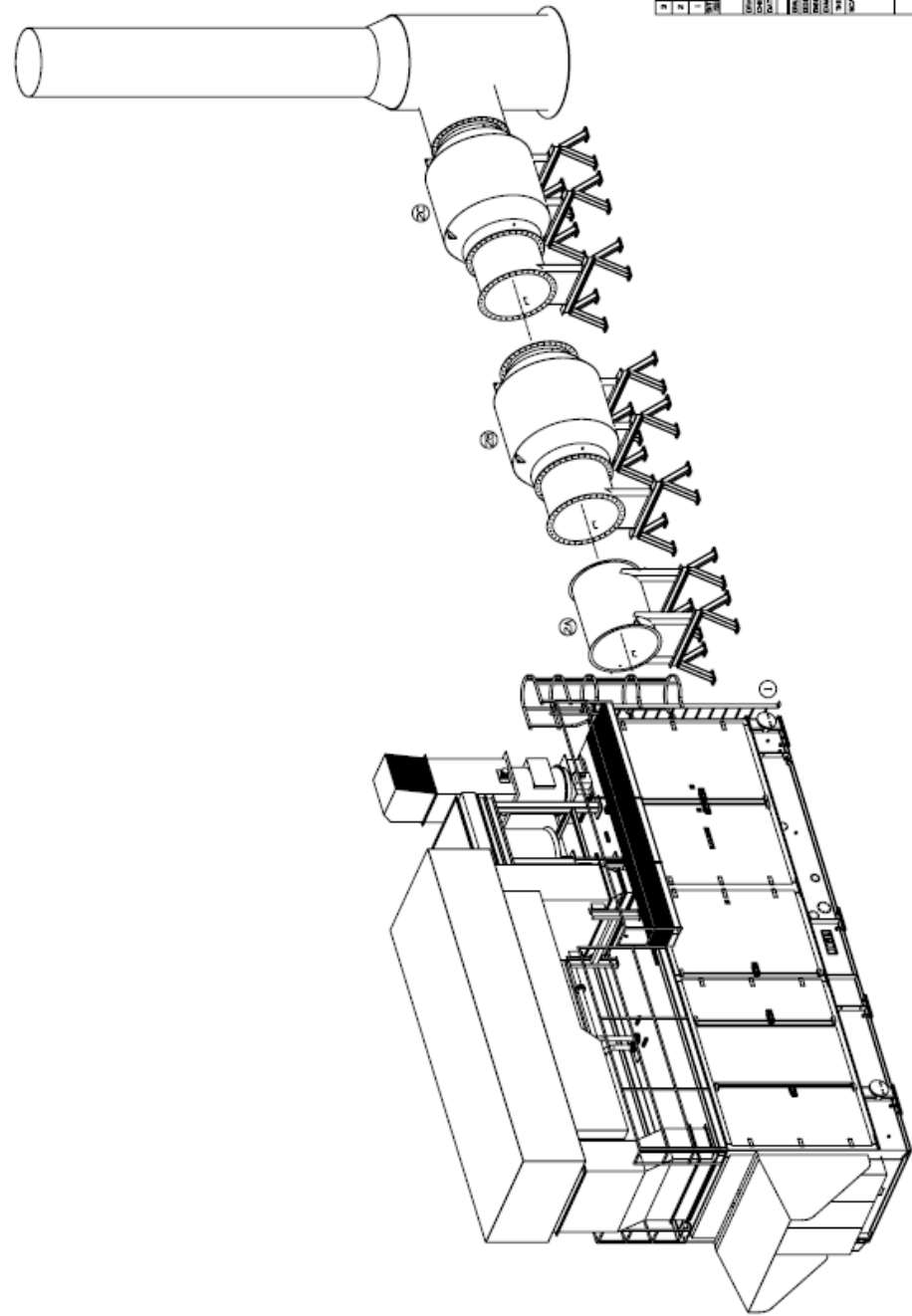
NO. RM01089
 OF 2

© Siemens Industry 1st Generation, 2011

This drawing is the property of Siemens Industry 1st Generation, Ltd. The design and construction of the equipment shall be the responsibility of the customer. The customer shall be responsible for the safety of the equipment. The customer shall be responsible for the safety of the equipment. The customer shall be responsible for the safety of the equipment.

IF IN DUBT, ASK

RM01089
 3
 FOR DRAWING ISSUE SEE SHEET 1



1	REVISION	DATE	BY
2	REVISION	DATE	BY
3	REVISION	DATE	BY
4	REVISION	DATE	BY
5	REVISION	DATE	BY
6	REVISION	DATE	BY
7	REVISION	DATE	BY
8	REVISION	DATE	BY
9	REVISION	DATE	BY
10	REVISION	DATE	BY
11	REVISION	DATE	BY
12	REVISION	DATE	BY
13	REVISION	DATE	BY
14	REVISION	DATE	BY
15	REVISION	DATE	BY
16	REVISION	DATE	BY
17	REVISION	DATE	BY
18	REVISION	DATE	BY
19	REVISION	DATE	BY
20	REVISION	DATE	BY
21	REVISION	DATE	BY
22	REVISION	DATE	BY
23	REVISION	DATE	BY
24	REVISION	DATE	BY
25	REVISION	DATE	BY
26	REVISION	DATE	BY
27	REVISION	DATE	BY
28	REVISION	DATE	BY
29	REVISION	DATE	BY
30	REVISION	DATE	BY
31	REVISION	DATE	BY
32	REVISION	DATE	BY
33	REVISION	DATE	BY
34	REVISION	DATE	BY
35	REVISION	DATE	BY
36	REVISION	DATE	BY
37	REVISION	DATE	BY
38	REVISION	DATE	BY
39	REVISION	DATE	BY
40	REVISION	DATE	BY
41	REVISION	DATE	BY
42	REVISION	DATE	BY
43	REVISION	DATE	BY
44	REVISION	DATE	BY
45	REVISION	DATE	BY
46	REVISION	DATE	BY
47	REVISION	DATE	BY
48	REVISION	DATE	BY
49	REVISION	DATE	BY
50	REVISION	DATE	BY
51	REVISION	DATE	BY
52	REVISION	DATE	BY
53	REVISION	DATE	BY
54	REVISION	DATE	BY
55	REVISION	DATE	BY
56	REVISION	DATE	BY
57	REVISION	DATE	BY
58	REVISION	DATE	BY
59	REVISION	DATE	BY
60	REVISION	DATE	BY
61	REVISION	DATE	BY
62	REVISION	DATE	BY
63	REVISION	DATE	BY
64	REVISION	DATE	BY
65	REVISION	DATE	BY
66	REVISION	DATE	BY
67	REVISION	DATE	BY
68	REVISION	DATE	BY
69	REVISION	DATE	BY
70	REVISION	DATE	BY
71	REVISION	DATE	BY
72	REVISION	DATE	BY
73	REVISION	DATE	BY
74	REVISION	DATE	BY
75	REVISION	DATE	BY
76	REVISION	DATE	BY
77	REVISION	DATE	BY
78	REVISION	DATE	BY
79	REVISION	DATE	BY
80	REVISION	DATE	BY
81	REVISION	DATE	BY
82	REVISION	DATE	BY
83	REVISION	DATE	BY
84	REVISION	DATE	BY
85	REVISION	DATE	BY
86	REVISION	DATE	BY
87	REVISION	DATE	BY
88	REVISION	DATE	BY
89	REVISION	DATE	BY
90	REVISION	DATE	BY
91	REVISION	DATE	BY
92	REVISION	DATE	BY
93	REVISION	DATE	BY
94	REVISION	DATE	BY
95	REVISION	DATE	BY
96	REVISION	DATE	BY
97	REVISION	DATE	BY
98	REVISION	DATE	BY
99	REVISION	DATE	BY
100	REVISION	DATE	BY

SIEMENS

TITLE: LAYOUT OF SIEMENS SUPPLIED EQUIPMENT FOR 100-115 POWER GENERATION PACKAGE

REF.	EQUIPMENT	REMARKS
1	MAINTENANCE PLATFORM AND LADDER	
2A	AXIAL DUCT & SUPPORT	
2B	AXIAL DUCT, HORIZONTAL SILENCER & SUPPORT	
2C	AXIAL DUCT, HORIZONTAL SILENCER & SUPPORT	
3	AXIAL DUCT, HORIZONTAL SILENCER & SUPPORT	

RM01089

3

ANEXO R. PROPIEDADES CRUDO CRC

LABORATORY ANALYSIS REPORT

CUSTOMER REF. NO(S): ---
 VESSEL: ---
 LABORATORY NO. 14009
 INVOICE NO.: 15300-00003513-13

TEST NAME AND NUMBER	ANALYSIS	UNIT	RESULT
Gravity API @ 60°F (seco)	ASTM D-1298		32,8
Flash Point	ASTM D-93A	°C	<-5
Pour Point	ASTM D-97	°C	-3
Sulfur X-ray	ASTM D-4294	mass%	0,307
Water and Sediment	ASTM D-4007	vol%	0,025
Vanadium	ASTM D-5863A	mg/Kg	5,6
Nickel	ASTM D-5863A	mg/Kg	22
Salt content	ASTM D-3230	PTB	1,3
Asphaltenes	IP-143	mass%	4,4
Paraffin content	UCP-46	mass%	13,2
Ash	ASTM D-482	mass%	0,001
Viscosity @ 40°C	ASTM D-445	cSt	7,4
Viscosity @ 50°C	ASTM D-445	cSt	5,9
Total Acid Number	ASTM D-664	mg KOH/g	0,15
Water by Distillation	ASTM D-4006	vol%	0,050
Sediment by Extraction	ASTM D-473	vol%	0,003
Reid Vapor Pressure	ASTM D-323	PSI	2,8
Iron	Solv. Dil.	mg/Kg	4,4
Magnesium	Solv. Dil.	mg/Kg	0,08
Copper	Solv. Dil.	mg/Kg	4,5
Sodium	ASTM D-5863B	mg/Kg	0,30
Silicon	ASTM D-5184	mg/Kg	3
Aluminum	ASTM D-5184	mg/Kg	2
Calcium	IP-470	mg/Kg	3
Carbon Conradson	ASTM D-189	mass%	4,02

Saybolt
Colombia
 A CHEMICALS COMPANY
 FAST TO THE POINT.

DESCRIPTION
 SAMPLE DESIGNATED AS:
 CRUDO

IDENTIFYING MARKS:
 UNIDAD LACT
 Registro No 579
 OCCIDENTAL
 SUBMITTED BY AND SAMPLING DATE:
 Corelab / February 17, 2013

CLIENT: CORELAB
LOCATION: Bogota, Colombia

DISCLAIMERS
 Precision parameters apply in the evaluation of the test results specified above. Please also refer to ASTM D3244 (except for analysis of RFG), IP 367 with respect to the utilization of test data to determine conformance with specifications.
 Issuer warrants that it has exercised due diligence and care with respect to the information and professional judgments embodied in this report. This report reflects only the findings at the time and place of the inspection and testing. Issuer expressly disclaims any further indemnity of any kind. This report is not a guarantee or policy of insurance with respect to the goods or the contractual performance of any party. Any person relying upon this report should be aware that issuer's activities are carried out under their general terms and conditions.

R. Vargas
 RONALD VARGAS BARRIOS
 TYPED NAME OF APPROVER
 Page 1 of 2

ANEXO S. HISTÓRICO DE LA DEMANDA DE POTENCIA

ENERGIA ISAGEN

FRONTERA	ISA 5							
	RONDON				CANAGUEY - TERECAY - MORROCOY			
CARGO CONTABLE	Project - Cost Center - Task - EE				Project - Cost Center - Task - EE			
	1141258-01010801				1141263-01010801			
2011	POTENCIA (MW)	ENERGIA (MWH/MES)	COL\$/MWH	TOTAL COL\$	POTENCIA (MW)	ENERGIA (MWH/MES)	COL\$/MWH	TOTAL COL\$
ENERO	1,414	1.051,973	149.073	156.820.930	1,338	995,819	149.073	148.449.833
FEBRERO	4,585	3.081,149	149.196	459.696.130	2,771	1.862,066	149.196	277.813.371
MARZO	3,380	2.514,890	149.360	375.622.729	2,548	1.895,618	149.360	283.128.675
ABRIL	3,466	2.495,314	152.471	380.462.618	2,499	1.799,404	152.471	274.356.724
MAYO	1,082	804,858	154.283	124.175.746	0,686	510,055	154.283	78.692.797
JUNIO	1,734	1.248,154	154.190	192.453.219	1,527	1.099,113	154.190	169.472.492
JULIO	3,967	2.951,148	154.837	456.947.400	3,139	2.335,720	154.837	361.656.205
AGOSTO	3,873	2.881,187	152.811	440.276.225	2,988	2.223,242	152.811	339.735.267
SEPTIEMBRE	2,208	1.589,566	153.728	244.361.218	1,770	1.274,516	153.728	195.929.265
OCTUBRE	3,538	2.632,506	162.043	426.579.174	3,459	2.573,517	162.043	417.020.480
NOVIEMBRE	3,719	2.677,532	163.143	436.821.177	3,573	2.572,530	163.143	419.690.935
DICIEMBRE	1,968	1.463,829	165.301	241.972.529	1,500	1.116,166	165.301	184.503.558
	2,911	25.392	155.016	3.936.189.096	2,317	20.258	155.518	3.150.449.602

ENERGIA GENSER POWER

FRONTERA	RONDON							
	310250-300-5010-804000-3110							
2011	POTENCIA GAS (MW)	ENERGIA GAS (MWH/MES)	ENERGIA GAS (US\$/MWH)	TOTAL ENERGIA GAS US\$	ENERGIA GAS MINIMO GARANTIZADO (US\$)	ENERGIA GAS ADICIONAL (US\$)	ENERGIA DIESEL (US\$)	TOTAL GAS + DIESEL (US\$)
ENERO	6,888	5.124,67	80,00	406.412	350.400	56.012	0	406.412
FEBRERO	7,727	5.192,54	80,00	437.989	347.492	90.497	0	437.989
MARZO	7,230	5.379,12	80,00	458.308	350.400	107.908	0	458.308
ABRIL	6,887	4.958,64	80,00	454.104	360.451	93.653	0	454.104
MAYO	7,786	5.792,78	80,00	454.927	352.355	102.572	0	454.927
JUNIO	7,748	5.578,56	80,00	446.515	350.453	96.062	0	446.515
JULIO	7,668	5.704,99	80,00	443.107	344.603	98.504	0	443.107
AGOSTO	7,926	5.896,94	80,00	458.444	354.476	103.968	0	458.444
SEPTIEMBRE	3,825	2.753,76	82,40	385.902	334.885	51.017	0	385.902
OCTUBRE	7,952	5.916,29	82,40	482.727	368.169	114.558	0	482.727
NOVIEMBRE	7,891	5.681,52	82,40	464.421	354.455	109.966	0	464.421
DICIEMBRE	3,650	2.715,60	82,40	413.300	360.912	52.388	0	413.300

ENERGIA GENSER POWER

FRONTERA	RONDON							
CARGO CONTABLE	310250-300-5010-804000-3110							
2011	POTENCIA GAS (MW)	ENERGIA GAS (MWH/MES)	ENERGIA GAS (US\$/MWH)	TOTAL ENERGIA GAS US\$	ENERGIA GAS MINIMO GARANTIZADO (US\$)	ENERGIA GAS ADICIONAL (US\$)	ENERGIA DIESEL (US\$)	TOTAL GAS + DIESEL (US\$)
ENERO	6,888	5.124,67	80,00	406.412	350.400	56.012	0	406.412
FEBRERO	7,727	5.192,54	80,00	437.989	347.492	90.497	0	437.989
MARZO	7,230	5.379,12	80,00	458.308	350.400	107.908	0	458.308
ABRIL	6,887	4.958,64	80,00	454.104	360.451	93.653	0	454.104
MAYO	7,786	5.792,78	80,00	454.927	352.355	102.572	0	454.927
JUNIO	7,748	5.578,56	80,00	446.515	350.453	96.062	0	446.515
JULIO	7,668	5.704,99	80,00	443.107	344.603	98.504	0	443.107
AGOSTO	7,926	5.896,94	80,00	458.444	354.476	103.968	0	458.444
SEPTIEMBRE	3,825	2.753,76	82,40	385.902	334.885	51.017	0	385.902
OCTUBRE	7,952	5.916,29	82,40	482.727	368.169	114.558	0	482.727
NOVIEMBRE	7,891	5.681,52	82,40	464.421	354.455	109.966	0	464.421
DICIEMBRE	3,650	2.715,60	82,40	413.300	360.912	52.388	0	413.300

ENERGIA ISAGEN

FRONTERA	ISA 5							
CARGO CONTABLE	RONDON				CANAGUEY - TERECAI - MORROCOY			
	Project - Cost Center - Task - EE				Project - Cost Center - Task - EE			
	1141258-01010801				1141263-01010801			
2012	POTENCIA (MW)	ENERGIA (MWH/MES)	COL\$/MWH	TOTAL COL\$	POTENCIA (MW)	ENERGIA (MWH/MES)	COL\$/MWH	TOTAL COL\$
ENERO	1,564	1.163,457	159.290	185.326.671	1,140	848,000	159.290	135.077.501
FEBRERO	0,818	569,361	139.594	79.479.530	0,314	218,342	139.594	30.479.229
MARZO	3,959	2.945,646	137.915	406.248.383	2,977	2.215,058	137.915	305.489.365
ABRIL	4,135	2.976,991	147.104	437.928.737	3,018	2.173,074	147.104	319.668.942
MAYO	3,911	2.910,118	142.544	414.820.733	2,952	2.196,654	142.544	313.120.591
JUNIO	2,507	1.805,139	140.158	253.003.928	1,751	1.260,741	140.158	176.702.357
JULIO	2,234	1.661,993	144.902	240.826.141	1,563	1.162,721	144.902	168.480.526
AGOSTO	3,274	2.435,797	136.486	332.452.365	2,173	1.616,416	136.486	220.618.236
SEPTIEMBRE	4,355	3.135,341	137.766	431.943.078	2,880	2.073,486	137.766	285.655.719
OCTUBRE	3,713	2.762,767	135.600	374.631.864	2,621	1.949,827	135.600	264.397.121
NOVIEMBRE	2,970	2.138,340	132.666	283.684.877	2,436	1.753,650	132.666	232.649.618
DICIEMBRE	4,62	3.438,710	133.154	457.877.294	3,312	2.464,370	133.154	328.140.223
	3,172	27.944	139.503	3.898.223.600	2,261	19.932	139.496	2.780.479.429

Demanda Esperada Rondon

	Genser		
	ISAGEN	Power	TOTAL
ene-2013	3,87	8,55	12,42
feb-2013	3,25	9,28	12,53
mar-2013	2,94	9,65	12,59
abr-2013	2,71	10	12,71
may-2013	2,61	10	12,61
jun-2013	2,54	10	12,54
jul-2013	2,48	10	12,48
ago-2013	2,41	10	12,41
sep-2013	2,36	10	12,36
oct-2013	2,31	10	12,31
nov-2013	2,27	10	12,27
dic-2013	2,23	10	12,23
2014	4,16	7,84	12
2015	7,43	4,34	11,77
2016	7,98	3,71	11,69
2017	9,42	2,17	11,59

ANEXO T. CERTIFICACIÓN DEL PROYECTO OXY



Occidental de Colombia, LLC
NIT 860.053.930 - 2

Campo CARICARE, Mayo de 2013

EL DEPARTAMENTO DE GENERACIÓN DEL CAMPO CARICARE,
OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC

Hace constar

que, el estudiante de Ingeniería Mecánica en práctica, RAFAEL DARIO LEAL BÁRCENAS, identificado con cedula de ciudadanía 1.098.679.799, llevó a cabo satisfactoriamente el proyecto “ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA REINGENIERÍA DEL ESQUEMA DE GENERACIÓN PARA EL CAMPO CARICARE – OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC”. Cumpliendo con las pautas establecidas en el CONCURSO PROYECTOS ESTUDIANTES EN PRÁCTICA.


MARTÍN CIFUENTES MÉNDEZ
Ingeniero de Generación CARICARE