



EVALUACIÓN FINANCIERA DE LOS CAMBIOS DE ENERGIZACIÓN MEDIANTE
GRUPOS ELECTRÓGENOS A ENERGÍA ELÉCTRICA EN UN CAMPO
PETROLERO COLOMBIANO.

CARLOS MARIO GALVIS RIVERA
MARIBEL NATALIA QUINTANA PULIDO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA

2016



EVALUACIÓN FINANCIERA DE LOS CAMBIOS DE ENERGIZACIÓN MEDIANTE
GRUPOS ELECTRÓGENOS A ENERGÍA ELÉCTRICA EN UN CAMPO
PETROLERO COLOMBIANO.

CARLOS MARIO GALVIS RIVERA
MARIBEL NATALIA QUINTANA PULIDO

Trabajo de monografía para optar el título de
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos

Director
ING. JORGE ENRIQUE MENESES FLOREZ.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA

2016

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION	12
1. INTRODUCCION A LA MONOGRAFIA.....	13
1.1 JUSTIFICACIÓN	13
1.2 OBJETIVOS	13
1.2.1. OBJETIVO GENERAL	13
1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	13
1.3 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA (MARCO TEÓRICO).....	14
2. ALTERNATIVAS DE FUENTES DE ENERGIA DISPONIBLES	18
3. ANALISIS DE COMPAÑÍAS OFERENTES.....	26
3.1 LISTADO PRELIMINAR DE COMPAÑÍAS A INVITAR	26
3.2 LISTADO DE COMPAÑÍAS A INVITAR AL PROCESO DE SELECCIÓN	29
3.3 CRITERIOS DE EVALUACIÓN DEL PROCESO DE SELECCIÓN	29
3.4 MODELO DE EVALUACIÓN DEL PROCESO DE SELECCIÓN	30
3.4.1 PRONOSTICAR	31
3.4.2 VALORAR	32
3.4.2.1 VALORACIÓN DE OFERTAS RECIBIDAS POR EMGESA S.A. E.S.P.	34
3.4.2.2 VALORACIÓN DE OFERTAS RECIBIDAS POR AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P.....	35
3.4.2.3 VALORACIÓN DE OFERTAS RECIBIDAS POR DISTRIBUIDORA & COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P	36
3.4.3 DECIDIR.....	38
3.4.3.1 PASO 1: DETERMINAR EL MENOR VPN POR ESCENARIO	39
3.4.3.2 PASO 2: CÁLCULO DE LOS MÁXIMOS ARREPENTIMIENTOS.....	40
4. ANALISIS DE ALTERNATIVAS	44
4.1 ALTERNATIVA 1: ALQUILER DE MÁQUINAS Y GENERACIÓN CON ACPM.	45
4.2 ALTERNATIVA 2: TAKE-OR-PAY GENERANDO CON CRUDO RESIDUAL.	47
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	52
BIBLIOGRAFÍA.....	53

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Modalidades de Oferta EMGESA S.A. E.S.P. (Periodo 1 y 2).	34
Tabla 2. Modalidades de Oferta EMGESA S.A. E.S.P. (Periodo 3 y 4).	35
Tabla 3. VPN de ofertas EMGESA S.A. E.S.P.	35
Tabla 4. Modalidades de Oferta AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P. (Periodo 1 y 2).	36
Tabla 5. Modalidades de Oferta AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P. (Periodo 3 y 4).	36
Tabla 6. VPN de ofertas AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P.	36
Tabla 7. Modalidades de Oferta DISTRIBUIDORA & COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P (Periodo 1 y 2).	37
Tabla 8. Modalidades de Oferta DISTRIBUIDORA & COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P (Periodo 3 y 4).	37
Tabla 9. VPN de ofertas DISTRIBUIDORA & COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P	37
Tabla 10. Menor VPN en el Escenario de Precios Altos (AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P).	39
Tabla 11. Menor VPN en el Escenario de Precios Bajos y Medios (DISTRIBUIDORA & COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P).	40
Tabla 12. Cuadro resumen de menores VPN por Escenario	40
Tabla 13. Cálculos de Máximos Arrepentimientos AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P.	40
Tabla 14. Cálculos Máximos Arrepentimientos EMGESA S.A. E.S.P.	41
Tabla 15. Cálculos de Máximos Arrepentimientos DISTRIBUIDORA & COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P	41
Tabla 16. Consolidado de máximos arrepentimientos por compañía y modalidad de oferta.	42
Tabla 17. Costos adicionales COP\$/kW-h regulados	44
Tabla 18. Tarifa fija por kW-h por Alquiler de equipos	45
Tabla 19. Tarifa por kW-h asociada al combustible (ACPM)	46
Tabla 20. Costo de combustible para generadores aggrego.	46
Tabla 21. Tarifa por kW-h asociada al combustible (ACPM) para generadores aggrego.	46
Tabla 22. Tarifa por kW-h primera alternativa.	46
Tabla 23. Porcentaje de Variación del kW-h del SIN – Alternativa 1	47
Tabla 24. Tabla 18. Tarifa por kW-h asociada al combustible (Crudo Residual).	48
Tabla 25. Tarifa por kW-h asociada al combustible (Crudo Residual) para generadores aggrego.	48
Tabla 26. Tarifa por kW-h segunda alternativa.	49
Tabla 27. Cuadro comparativo de costo por kW-h de cada alternativa.	49
Tabla 28. Porcentaje de Variación del kW-h del SIN – Alternativa 2	50

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Capacidad de generación eléctrica.....	18
Figura 2. Energía Eólica.....	19
Figura 3. Energía Geotérmica.....	20
Figura 4. Energía Hidroeléctrica.....	22
Figura 5. Energía Fotovoltaica.....	23
Figura 6. Energía Termoeléctrica.....	25
Figura 7. Esquema institucional del mercado eléctrico Colombia.....	26
Figura 8. Proceso de Selección de Oferta.....	30
Figura 9. Base de Pronósticos de PBH.....	31
Figura 10. Demanda de energía del Campo (4 años).....	34
Figura 11. Máximos Arrepentimientos por compañía y modalidad de oferta.....	42
Figura 12. Costo por kW-h por Alternativa de generación.....	49

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN FINANCIERA DE LOS CAMBIOS DE ENERGIZACIÓN MEDIANTE GRUPOS ELECTRÓGENOS A ENERGÍA ELÉCTRICA EN UN CAMPO PETROLERO COLOMBIANO.*

AUTOR: CARLOS MARIO GALVIS RIVERA.**
MARIBEL NATALIA QUINTANA PULIDO.**

PALABRAS CLAVE: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL, DEMANDA DE ENERGÍA, SISTEMA TERMOELÉCTRICOS, INVITACIÓN A PROPONER

DESCRIPCIÓN:

En la presente monografía se presentarán y documentarán los resultados de un cambio de energización en un campo petrolero, lo cual ocurrió a principios del año 2011, al presentarse una viabilidad de interconexión del campo al sistema interconectado nacional y de esta forma abastecer la demanda de la energía del Campo, la cual inicialmente se estima en 88.326.537 kW-h durante la vida del contrato, iniciando con 964.600 kW-h en el primer mes (primer periodo) y aumentando hasta 11.479.920 kW-h al finalizar el contrato (cuarto periodo)

Inicialmente el Campo abastecía su demanda energética mediante dos (2) sistemas termoeléctricos de generación, abastecidos mediante combustibles líquidos.

No obstante que la demanda de energía del Campo se encontraba satisfecha, el Operador evidenció la posibilidad de tener una fuente alterna de generación, la cual podría abastecer la demanda energética del Campo a menores costos.

Obedeciendo a los beneficios que podría tener esta alternativa para el Operador, procedió a buscar empresas en capacidad de abastecer su demanda, mediante una invitación a proponer a compañías a nivel nacional y debidamente registradas ante los entes nacionales para comercializar energía, es así como se obtiene la mejor propuesta para el suministro de energía eléctrica desde el Sistema Interconectado Nacional.

* Trabajo de monografía de Especialización en Gerencia de Hidrocarburos.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Director: Ing. Jorge Enrique Meneses Flórez.

ABSTRACT

TITLE: FINANCIAL ASSESSMENT DUE CHANGES BY POWER-GENERATING TO ELECTRIC ENERGY IN A COLOMBIAN PETROLEUM FIELD.*

AUTHOR: CARLOS MARIO GALVIS RIVERA.**
MARIBEL NATALIA QUINTANA PULIDO.**

KEYWORDS: NATIONAL ELECTRIC SYSTEM, ENERGY DEMAND, THERMOELECTRIC SYSTEM, TENDER.

DESCRIPTION:

In this monograph will be show and keep record the results due the energization change in an oil field, which happened in 2011, due the feasibility to interconnect the oil field to the National Electric System (Sistema Interconectado Nacional) to satisfy the energy demand, which was initially estimated at 88,326,537 kW-h starting with 964,600 kW-h in the first month (first period) and increasing to 11,479,920 kW-h at the last month of the contract (fourth period)

Initially, the energy demand was be supplied by two (2) thermoelectric generation systems, with liquid fuels, one by the alternative with ACPM and the other by Crudo Residual.

Although energy demand in the oil field was satisfied, the operator showed the possibility to have an alternative generation source; it could supply the energy demand at lower cost with benefits for the Operator.

The Operator proceeded to look the best option to supply the energy demand by tender process with companies who have the technical capability and Colombian permissions.

Based on the best offer obtained by tender, the operator proceeded to contrast the energy costs of each alternative, finding that National Electric System (Sistema Interconectado Nacional) is the best alternative for the Operator company, because this alternative has the lowers cost in comparison with generation by ACPM and Crudo Residual.

* Work Monograph specialization in Oil Management.

** Engineering Physique mechanics Faculty. Petroleum Engineering School Specialization in Oil Management.. Director: Eng. Jorge Enrique Meneses Flórez.

INTRODUCCION

A principios del año 2011, el Campo petrolero, únicamente contaba con dos (2) posibilidades de energización, las cuales obedecían a generación termoeléctrica, mediante dos diferentes fuentes de combustibles líquidos de fácil acceso, El Operador evidenció la posibilidad de tener una fuente alterna de generación, y como bien se conoce la energía eléctrica es de suma importancia.

En la presente monografía se presentarán y documentarán los resultados de un cambio de energización en un campo petrolero, lo cual ocurrió a principios del año 2011, al presentarse una viabilidad de interconexión del campo al sistema interconectado nacional y de esta forma abastecer la demanda de la energía del Campo.

Inicialmente el Campo abastecía su demanda energética mediante dos (2) sistemas de termoeléctricos de generación, abastecidos mediante combustibles líquidos, uno (1) con ACPM y el otro mediante Crudo Residual.

No obstante que la demanda de energía del Campo se encontraba satisfecha, el Operador evidenció la posibilidad de tener una fuente alterna de generación, la cual podría abastecer la demanda energética del Campo a menores costos, haciéndola más beneficiosa.

1. INTRODUCCION A LA MONOGRAFIA

1.1 JUSTIFICACIÓN

Actualmente no se tiene un estudio formal que permita visualizar el panorama de ahorros comparativos con la nueva forma de energización del Campo, nuestra investigación nos permitirá identificar los resultados de los cambios de energización del Campo, pasando de energía termoeléctrica a un nuevo sistema de energización implementando el Sistema de Interconexión Nacional.

Se espera determinar el costo por kW/h, por el nuevo sistema lo cual impactará directamente las operaciones del Campo, mostrando las ventajas y/o desventajas por la implementación de nuevos sistemas de generación y los beneficios para los implicados.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1. OBJETIVO GENERAL

Realizar la evaluación financiera debido a los cambios de fuentes de generación de energía eléctrica en un campo petrolero colombiano.

1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Identificar las diferentes fuentes de energía disponibles con el fin seleccionar la mejor opción y compararla con el sistema de energización inicial del Campo.

Analizar el mercado con el fin de determinar la compañía que está en capacidad de suministrar la fuente de energía requerida en Campo a menor costo.

Elaborar un cuadro comparativo del costo del sistema de energización inicial en Campo versus el sistema seleccionado.

Analizar los resultados del cuadro comparativo de costos y determinar las ventajas y desventajas del cambio del sistema de energización.

1.3 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA (MARCO TEÓRICO)

De acuerdo a lo mencionado por la compañía Melecsa SAC¹, existen diferentes fuentes de generación de energía eléctrica dentro de las cuales se listan las siguientes:

ENERGÍA EÓLICA: Es la energía que se obtiene del viento generada por efecto de las corrientes de aire o de las vibraciones que el dicho viento produce, especialmente en áreas expuestas a vientos frecuentes, como zonas costeras, alturas montañosas o islas. Este tipo de energía está fuertemente condicionada por las condiciones climatológicas.

ENERGÍA GEOTÉRMICA: La energía geotérmica es aquella energía que puede obtenerse mediante el aprovechamiento del calor del interior de la Tierra. Se obtiene energía en áreas de aguas termales muy calientes a poca profundidad.

ENERGÍA HIDRÁULICA: Una central hidroeléctrica es aquella que se utiliza para la generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de la energía potencial del agua embalsada en una presa situada a más alto nivel que la central. El agua se lleva por una tubería de descarga a la sala de máquinas de la central, donde mediante enormes turbinas hidráulicas se produce la electricidad en alternadores.

ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA: La energía solar fotovoltaica es la obtención de energía eléctrica a través de paneles fotovoltaicos. El acoplamiento en serie de varios de estos fotodiodos permite la obtención de voltajes mayores en configuraciones muy sencillas y aptas para alimentar pequeños dispositivos electrónicos.

Los principales problemas de este tipo de energía son su elevado costo en comparación con los otros métodos, la necesidad de extensiones grandes de territorio que se sustraen de otros usos, la competencia del principal material con el que se construyen con otros usos (el sílice es el principal componente de los circuitos integrados), o su dependencia con las condiciones climatológicas.

¹ Tomado de la página web
http://www.melecsa.com/index.php?option=com_content&view=article&id=39&Itemid=80

ENERGÍA TERMOELÉCTRICA: Una central termoeléctrica es una instalación empleada para la generación de energía eléctrica a partir de calor. Este calor puede obtenerse tanto de combustibles fósiles (petróleo, gas natural o carbón).

Según el estudio de impacto ambiental subestación chivor, describe una línea de transmisión eléctrica como el conjunto de dispositivos empleados para transportar la energía eléctrica desde una fuente de generación o subestación intermedia a los centros de consumo. Una línea de transmisión hace parte de una red eléctrica conformada por centrales de generación, líneas de transmisión, líneas de distribución, subestaciones de potencia y subestaciones y redes de distribución. En Colombia las líneas de transmisión manejan niveles de tensión de 220-230 y 500 kV.

Así mismo, XM² menciona que el mercado mayorista eléctrico en Colombia es un mercado competitivo creado por la reforma Eléctrica (leyes 142 y 143 de 1994) en el cual participan generador, transmisores, distribuidores, comercializadores y grandes consumidores de electricidad o usuarios no regulados.

El mercado se divide en dos segmentos: mercado de contratos bilaterales (largo plazo) y la bolsa de energía (corto plazo).

Adicionalmente existe la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG³ cuya función es regular los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica, gas licuado de petróleo y combustibles líquidos de manera técnica, independiente y transparente, promoviendo el desarrollo sostenido de estos sectores, regulando los monopolios.

Según la ley 143 de 1994 emitida por la CREG⁴, divide los tipos de usuarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) en usuarios regulados y usuarios no regulados, por lo cual, define al usuario no regulado como “Persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a 2 MW por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente. La

² Tomado de la página web

<http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>

XM, Compañía de expertos en mercados que opera y administra el mercado eléctrico colombiano. XM es una empresa filial de ISA (Interconexión Eléctrica S.A.).

³ Tomado de la página web

<http://www.creg.gov.co/index.php/creg/nuestra-labor>

⁴ Tomado del Documento

DOCUMENTO CREG 138 - Revisión del límite no regulado de energía eléctrica. Bogota, Colombia.

Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá revisar dicho nivel, mediante resolución motivada”.

De acuerdo con la universidad EAFIT⁵, la evaluación financiera puede considerarse como aquel ejercicio teórico mediante el cual se intentan identificar, valorar y comparar entre sí los costos y beneficios asociados a determinadas alternativas de proyecto con la finalidad de coadyuvar a decidir la más conveniente.

Otro concepto es el de la Universidad Nacional de Colombia⁶ en el cual se puede entender que la evaluación financiera identifica desde el punto de vista de un inversionista o un participante en el proyecto los ingresos y los egresos atribuibles a la realización del proyecto, y en consecuencia, la rentabilidad generada por el mismo. La evaluación financiera juzga el proyecto, desde la perspectiva del objetivo de generar rentabilidad financiera y el flujo de fondos generado por el proyecto.

Un proyecto se descarta si no se obtiene un resultado favorable de las evaluaciones relevantes y las modificaciones generadas por el proceso de preparación y evaluación. El proyecto que arroja los mejores resultados se compara con las otras alternativas de inversión, con el fin de seleccionar la mejor.

De acuerdo a lo mencionado por (Muñoz Franco, 2012), el negocio de las compañías de petróleos no es la generación de energía, estas compañías abastecen sus necesidades de suministro de otro tipo de compañías en la cuales su objeto social principal es el suministro de energía eléctrica, ya sea por medio de grupos electrógenos o que se encuentran habilitadas por los diferentes entes gubernamentales para abastecer la demanda energética de cierta población.

Es por esto, que se han creado varios modelos de contratación para dar cubrimiento a la demanda energética de los campos petroleros, ya sea por autogeneración al crear contratos bajo modalidad BOMT (Building Operation Maintenance Transfer) o EPC (Engineering Procurement Construction) con sus diferentes variaciones o por contratos de suministro, entre los cuales se destacan

⁵ Tomado de la página web

<http://www.eafit.edu.co/escuelas/administracion/departamentos/departamento-contaduria-publica/planta-docente/Documents/Nota%20de%20clase%2066%20evaluacion%20financiera%20de%20proyectos.pdf>

⁶ Tomado de la página web

<http://www.virtual.unal.edu.co/cursos/sedes/manizales/4010039/Lecciones/CAPITULO%20IV/vpn.htm>

los modelos “Pague lo contratado o Take or Pay” (ToP) o “Pague lo consumido”, donde se puede pagar lo contratado o lo realmente consumido, a una tarifa acordada entre las partes.

Dichas modalidad de contratación siempre tendrán algo en común, la forma de pago, ya que generalmente esta se pacta haciendo uso de un sistema de precios unitarios mediante una tarifa de kilovatio hora (kW-h) generado, la cual anualmente es reajustada mediante el Índice de Precios al Productor (IPP), calculado por el DANE.

De acuerdo a lo mencionado por (Corzo, 2013), resulta más favorable los precios para suministro de energía eléctrica por contratos, teniendo en cuenta que el precio de bolsa, tiene variables exógenas que afectan el precio del mercado, las cuales impactan la tarifa del kW-h.

Adicionalmente en el análisis realizado, uno de los puntos mencionados por (Corzo, 2013), es la dificultad que puede existir en cuanto a empresas que suministren la demanda de energía requerida para las operaciones y/o condiciones que estas compañías incluyen en caso de desabastecimiento o presencia del “fenómeno del niño”, haciendo así que el mercado se limite únicamente a aquellas compañías que están en capacidad de ofertar la energía debido a su capacidad instalada.

En virtud del análisis compartimos la posición de (Corzo, 2013), en donde menciona que “Indudablemente el sector de energía eléctrica resulta trascendental para toda economía e industria”, razón por la cual realizaremos la monografía planteada.

2. ALTERNATIVAS DE FUENTES DE ENERGIA DISPONIBLES

En Colombia el uso de energías renovables, es un tema del que más se habla actualmente, ya que el país y su red de generación eléctrica es altamente vulnerable al cambio climático.

En 2012 el parque de generación eléctrica estaba compuesto en 70% por generación hidroeléctrica (66,6% grandes centrales, 2,5% plantas hidráulicas medias y 1,3% plantas hidráulicas menores), 28,5% por generación térmica, 0,5% de energía biomasa y 0,1% en generación eólica (Figura 1). En cuanto a la generación total de energía, la generación hídrica oscila entre 45% y el 95% según la disponibilidad del recurso hídrico y el resto se produce a partir de centrales térmicas.

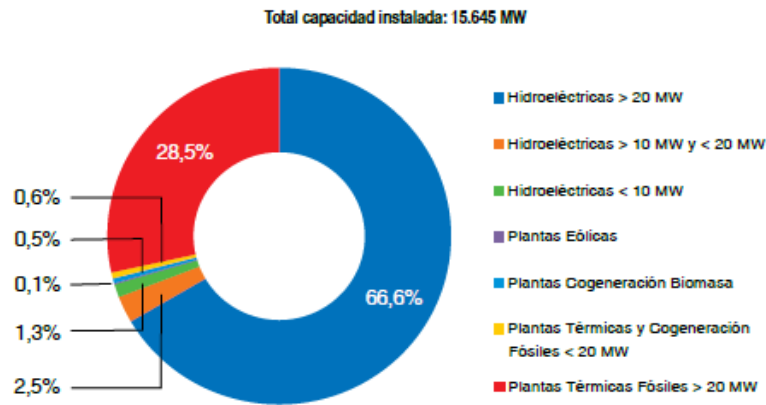


Figura 1. Capacidad de generación eléctrica.

Fuente: Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia – UPME

La energía eólica usa el viento como fuente de energía con aerogeneradores que aprovechan las corrientes de aire, por lo que es necesario ubicarlas en zonas en donde las condiciones geográficas y del viento sean adecuadas para garantizar el máximo rendimiento posible.

Un aerogenerador es un generador de electricidad movido por la acción del viento. El viento mueve la hélice que mediante un sistema hace girar el rotor del generador, produciendo corriente eléctrica.

Para que una central eólica produzca necesitamos que el viento sople con velocidad de entre 3 y 25m/s. Este hace girar las palas al incidir sobre ellas, convirtiendo la energía cinética del viento en mecánica que se transmite al rotor. Esta energía se transmite a la caja del multiplicador, y sale a una velocidad 50 veces mayor, transmitiéndola al eje del generador para producir energía eléctrica, como se observa en la Figura 2.

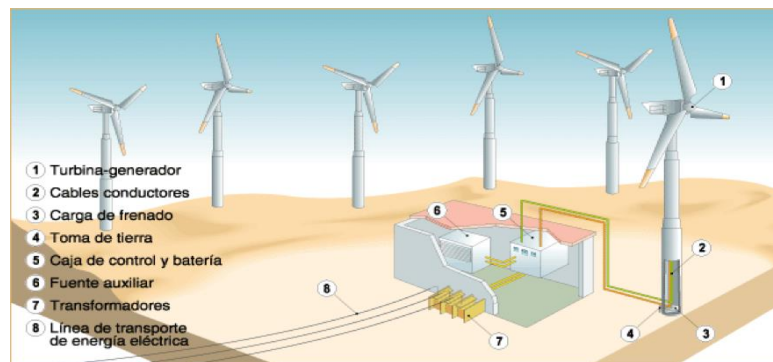


Figura 2. Energía Eólica

Fuente: www.electrocrew.wordpress.com

Si bien el recurso eólico en Colombia no se caracteriza por ser uno de los mejores en términos generales, está disponible en ciertas regiones localizadas como el departamento de La Guajira y gran parte la región Caribe, al igual parte de los departamentos de Santander y Norte de Santander, zonas específicas de Risaralda y Tolima, el Valle del Cauca, el Huila y Boyacá cuentan con recursos aprovechables, que en el caso específico de La Guajira son considerados como de los mejores de Sur América. En este departamento se concentran los mayores regímenes de vientos alisios que recibe el país durante todo el año.

Sin embargo, la ausencia de proyectos eólicos hoy en día más allá del parque eólico de Jepirachi (19,5 MW de capacidad nominal) responde a la existencia de barreras que impiden o complican la viabilidad de estos proyectos por factores como son, el caso de La Guajira, la falta de la infraestructura eléctrica necesaria para desalojar la energía producida hacia el interior del país, la complejidad de los procesos de negociación con las comunidades que habitan la región y, en términos generales, la ausencia de un marco normativo y regulatorio que viabilice la participación de este tipo de energía de carácter variable en el mercado eléctrico nacional y que valore el aporte que esta le haría al sistema en términos de complementariedad hídrica.

En la gran mayoría de los casos, para lo cual Colombia no es la excepción, las áreas con mayores potenciales para el aprovechamiento de las Fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) se encuentran localizadas en sitios alejados de obras de infraestructura esenciales como son redes eléctricas para la transmisión de la energía, adecuadas vías de acceso y comunicación y otros servicios básicos, lo cual dificulta la construcción de estos proyectos y, ante todo, su integración al Sistema energético nacional.

La falta de conocimiento local en el desarrollo de proyectos eólicos, sus características en materia de tecnología, rendimientos, costos operacionales, riesgos, etc., y la ausencia de mecanismos locales de promoción para el desarrollo

de esta fuente, dificulta el acceso de los agentes interesados a fuentes de financiación favorables para la realización de estos proyectos.

Si bien los costos de inversión de la tecnología para el aprovechamiento de la energía eólica han venido reduciéndose en la medida en que su eficiencia y factores de planta se han venido incrementando, y en algunos casos se puede decir que están en la frontera de competitividad con las fuentes tradicionales, los costos nivelados de la energía a partir de esta fuente aún pueden resultar relativamente altos dadas las implicaciones comerciales de la variabilidad del recurso.

Los proyectos de generación de energía eléctrica a partir del viento son los que menor impacto ambiental tienen, pero sus altos costos los hacen menos competitivos frente a otras tecnologías de generación. Entre los pocos costos externos de los parques eólicos están el deterioro del paisaje, el aumento del ruido y la mortalidad de aves, impactos que normalmente no son valorados monetariamente pues se considera que el valor es tan bajo que no vale la pena incluirlos en el análisis o en los estudios de impacto ambiental.

La energía eólica no funcionaría para el Campo Petrolero a estudiar ya que esta clase de energía se obtiene a partir del viento y requiere de dispositivos adicionales de almacenamiento de energía eléctrica, es decir, de centrales termoeléctricas.

La energía geotérmica se refiere al calor generado en el interior de la tierra. Cuando este calor crea naturalmente agua caliente o vapor, puede ser bombeado a la superficie para girar una turbina de vapor para generar electricidad. También se puede producir bombeando agua bajo tierra para extraer calor de rocas sólidas calientes. El agua es devuelta a la superficie para hacer girar una turbina de vapor y generar electricidad, este sistema se observa en la Figura 3.

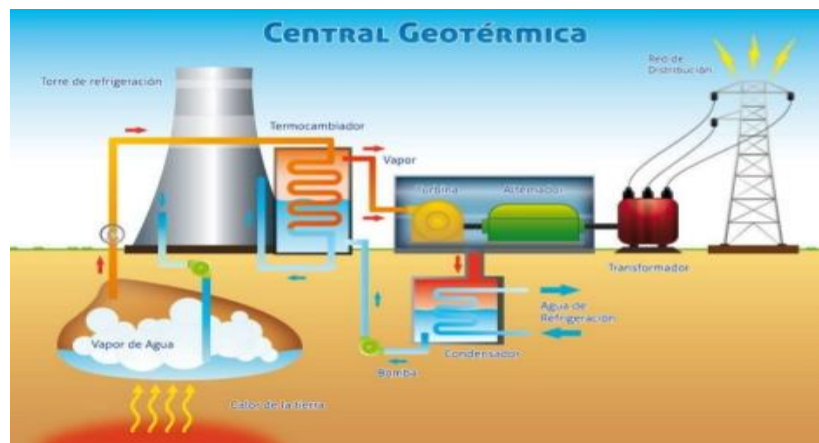


Figura 3. Energía Geotérmica
Fuente: <http://bertaballus.blogspot.com.co/>

De las reservas geotérmicas, la parte más valiosa que se puede extraer del subsuelo es aquella utilizable para la producción de energía eléctrica, por medio de fluidos con características termodinámicas que permitan su explotación. El fluido geotérmico se extrae y aparece en la boca del pozo en una de las siguientes formas: vapor seco, mezcla de vapor y líquido salino, y líquido salino a alta temperatura y alta presión.

Si bien Colombia no es uno de los países con mayor potencial para el aprovechamiento del recurso geotérmico, sí cuenta con zonas específicas como lo son la zona volcánica del Nevado del Ruiz y la región de influencia de los volcanes Chiles, Cerro Negro y Azufral en la frontera con Ecuador, zonas en las que el recurso puede ser aprovechado para la generación de decenas de MW a muy bajos costos de producción y operación. Sin embargo, el principal reto para el desarrollo de este tipo de proyectos yace en el riesgo y costos asociados a las etapas de exploración, y en la necesidad de establecer un marco regulatorio adecuado para la administración de este recurso que hasta el momento no ha sido explotado en Colombia.

Adicionalmente existe conocimiento de que algunas empresas como Isagen y EPM están realizando estudios de pre factibilidad para el desarrollo de proyectos de generación geotérmica con una capacidad de 50 MW en el primer caso y de energía eólica con capacidades hasta de 400 MW en el segundo; sin embargo, no existe certeza del desarrollo de estos proyectos, ya que la única obligación real que tienen las empresas de inscripción e información de proyectos futuros es el registro si quieren acceder a participar a las subastas de energía firme.

La energía geotérmica es la menos utilizada, esta clase de energía tiene como inconveniente que los captadores de energía o las centrales productoras de electricidad tienen que estar en el punto de localización de esa energía, que a veces está situado en lugares de interés natural, como son los parques naturales, lo cual no cuenta el Campo.

En Colombia se han identificado tres fuentes potenciales de energía geotérmica, como son Azufral y el Cerro Negro – Tuffiño en el departamento de Nariño y en Paipa, departamento de Boyacá, estas zonas no han sido explotadas por la disponibilidad de fuentes convencionales de energía como el carbón.

A pesar de los altos costos financieros de este tipo de proyectos, los beneficios ambientales en comparación con otras tecnologías son evidentes. La fase exploratoria, la perforación y la estimación de las características de la fuente geotérmica son un proceso que toma un tiempo importante y es muy costoso, constituyendo una de las principales barreras al desarrollo de esta tecnología. Estas plantas son intensivas en capital, tienen altos costos de instalación pero sus costos de operación son muy bajos.

La energía hidroeléctrica explota la energía del agua en su caída, principalmente para generar electricidad mediante el aprovechamiento de la energía potencial del agua embalsada en una presa situada a más alto nivel que la central. Los proyectos de energía hidroeléctrica pueden consistir en presas con embalses, proyectos a lo largo de un río o en mitad de la corriente, y pueden abarcar todo tipo de escalas.

Para esto, se sitúa aguas arriba la presa de agua protegida por una reja metálica, con una válvula que permite controlar la entrada de agua a la galería de presión; previa a una tubería forzada que conduzca, finalmente, el agua hasta la turbina de la sala de máquinas de la central.

El agua a presión de la tubería forzada va transformando su energía potencial en cinética, es decir, va perdiendo fuerza y adquiere velocidad. Al llegar a la sala de máquinas actúa sobre los álabes de la turbina hidráulica, transformando su energía cinética en energía mecánica de rotación. El eje de la turbina está unido al del generador eléctrico, que al girar convierte la energía rotatoria en corriente alterna de media tensión. El agua, una vez ha cedido su energía, es restituida al río aguas abajo de la central a través de un canal de desagüe., como se observa en la Figura 4. Hoy la tecnología permite obtener rendimientos altos del conjunto (superiores al 85%), y bastante superiores a los rendimientos de las plantas térmicas, para igual potencia.

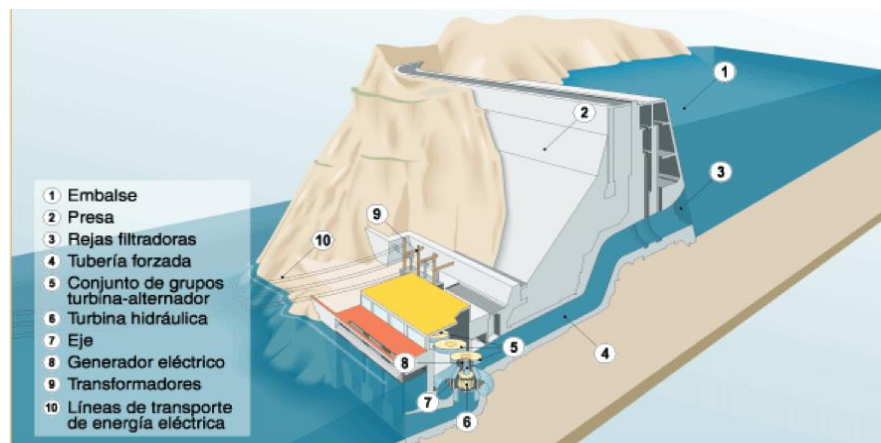


Figura 4. Energía Hidroeléctrica
Fuente: www.electrocrew.wordpress.com

Una de las principales características del aprovechamiento hidroeléctrico consisten en la utilización de una fuente renovable de energía, sin contaminar directamente el recurso aprovechado, el cual puede ser utilizado para diversos usos tales como riego y consumo humano, entre otros.

Las tecnologías de la energía hidroeléctrica se encuentran en fase avanzada. Los proyectos de energía hidroeléctrica explotan un recurso que varía a lo largo del tiempo. Sin embargo, la producción controlable generada en embalses por las centrales hidroeléctricas permite cubrir los picos de la demanda eléctrica, y ayuda a equilibrar otros sistemas de electricidad cuya producción de energía renovable es muy variable. La utilización de los embalses de energía hidroeléctrica refleja frecuentemente sus múltiples usos de agua potable, riego, control de crecidas y sequías, navegación, o suministro de energía, entre otros.

El sector eléctrico en Colombia esta principalmente dominado por la generación de energía hidráulica, la cual representa el 70% de la producción, la cual se puede expandir con la construcción de una línea de transmisión con Panamá que enlazará a Colombia con Centroamérica.

La energía solar fotovoltaica consiste en la conversión directa de la radiación solar en electricidad mediante sistemas fotovoltaicos. Esta conversión se lleva a cabo mediante células fotovoltaicas que transforman la luz en electricidad, un acumulador, un regulador de carga (que impide que llegue más energía al acumulador cuando ha alcanzado su máxima carga) y un sistema de adaptación de corriente (que adapta a la demanda las características de la corriente generada). Las células fotovoltaicas están integradas en módulos que unidos forman placas fotovoltaicas. La corriente continua generada se lleva a un armario de corriente continua donde se transforma mediante un inversor de corriente y, posteriormente se transporta a un centro de transformación donde se adapta a las condiciones de las líneas de transporte de la red, el sistema se observa Figura 5.



Figura 5. Energía Fotovoltaica
Fuente: www.electrocrew.wordpress.com

Es importante la posición de las células o paneles fotovoltaicos, que deben estar inclinados y orientados de forma determinada, con el fin de aprovechar al máximo la radiación solar a lo largo del año.

Una ventaja importante de los sistemas fotovoltaicos es que no necesitan estar conectados a la red de distribución eléctrica, ya que generan la electricidad en el mismo lugar de consumo. Por esta razón, los paneles solares fotovoltaicos se utilizan preferentemente en lugares de difícil acceso a la red eléctrica, tales como repetidoras de radio y TV, sistemas de bombeo, iluminación, faros y, sobre todo, en zonas aisladas (zonas rurales, refugios de montaña y otros).

Los impactos que las actividades pueden generar en el medio ambiente se presentan en las etapas de construcción y operación de las instalaciones. Su prevención, mitigación y compensación se logra con el estricto cumplimiento de las normativas ambientales establecidas para cada caso en cada país y con el cumplimiento de los compromisos ambientales exigidos en las Resoluciones Ambientales que autorizan la construcción de cada proyecto y su posterior operación. Las acciones emprendidas para prevenir, mitigar, y compensar los impactos obedecen, en la mayoría de los casos, a la aplicación de Planes de Manejo Ambiental aprobados por la autoridad competente.

En Colombia, desde hace varias décadas (especialmente desde la instalación de sistemas en la década de los 80) se cuenta con cierto despliegue de colectores solares para el calentamiento de agua en viviendas, hoteles y hospitales. Sin embargo, los costos asociados a la compra e instalación de estos sistemas, sumado al hecho de que siempre requieren de un sistema de almacenamiento y un sistema de respaldo, hacen que los costos de alternativas como el gas natural sigan en la mayoría de los casos resultando ser la solución más económica para el aprovisionamiento de agua caliente.

Actualmente, la tecnología solar fotovoltaica no es competitiva en Colombia, pues los costos de estas instalaciones son aún más altos comparados con la mayoría de países que tienen una industria solar desarrollada, como es el caso de los países europeos.

La energía termoeléctrica es una instalación para la generación de energía eléctrica a partir de energía liberada en forma de calor, generalmente mediante la combustión de combustibles fósiles como petróleo, gas natural o carbón, en donde el calor es empleado por un ciclo termodinámico convencional para mover un alternador y producir energía eléctrica (ver Figura 6. Energía Termoeléctrica).

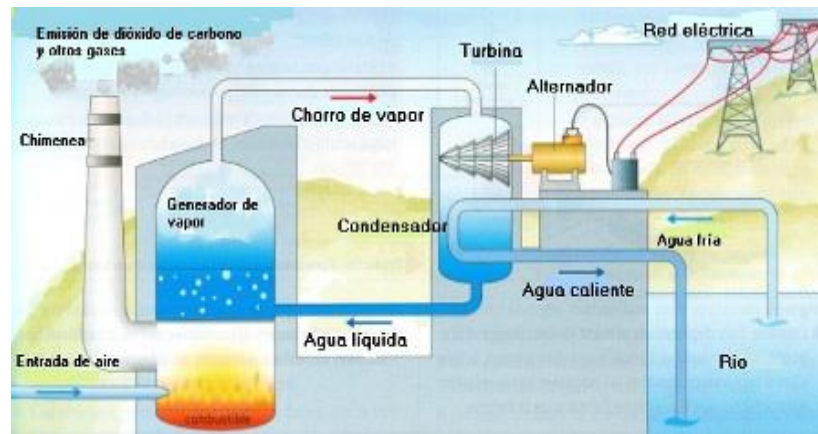


Figura 6. Energía Termoeléctrica
www.wordpress.com

La principal ventaja de las termoeléctricas es que son las centrales de generación de energía menos costosas de construir (teniendo en cuenta precio por MW instalado), en particular las de carbón, debido a la relativa simplicidad de construcción y generación de energía de manera masiva.

Es importante tener en cuenta que a pesar de que la producción de energía está regulada para reducir y controlar los impactos ambientales que puede causar, existe una amplia variación en los impactos ambientales asociados a las diferentes tecnologías de generación eléctrica.

La energía termoeléctrica se produce mediante las plantas de generación conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN), con capacidad instalada mayor o igual a 20 megavatios.

La alta dependencia de Colombia en sus recursos pone al país en riesgo periódico de escasez y altos precios de la energía, como fue evidenciado en la crisis energética generada por el fenómeno de El Niño en los años 1992 y 1993 y como lo estamos viendo en la actualidad con altos precios de energía y pensar en la idea de un razonamiento.

Así las cosas, se puede concluir que la energía termoeléctrica y energía hidráulica son las más convenientes para el Campo, basándonos en que las demás alternativas obedecen a energías alternativas, las cuales no cuentan con un amplio desarrollo en este tipo de operaciones, por lo cual no se tiene certeza si las mismas están en capacidad de abastecer la demanda ni tener la confiabilidad necesaria para hacer viable la explotación de hidrocarburos en Colombia.

3. ANALISIS DE COMPAÑIAS OFERENTES

Teniendo en cuenta la mejor alternativa escogida en el objetivo anterior, se buscarán las compañías que estén en capacidad de ofrecer su mejor oferta para el suministro de la energía, buscando el cumplimiento de los requisitos obligatorios mínimos de acuerdo a la regulación Colombiana.

Inicialmente se muestra como está compuesto el mercado eléctrico Colombia y los diferentes entes que participan en el proceso, desde los organismos de vigilancia hasta los agentes del mercado eléctrico Colombia, el estudio se enfocó en los agentes del mercado especialmente en los comercializadores, dicha ilustración del mercado se muestra a continuación en la Figura 7. Esquema institucional del mercado eléctrico Colombia:

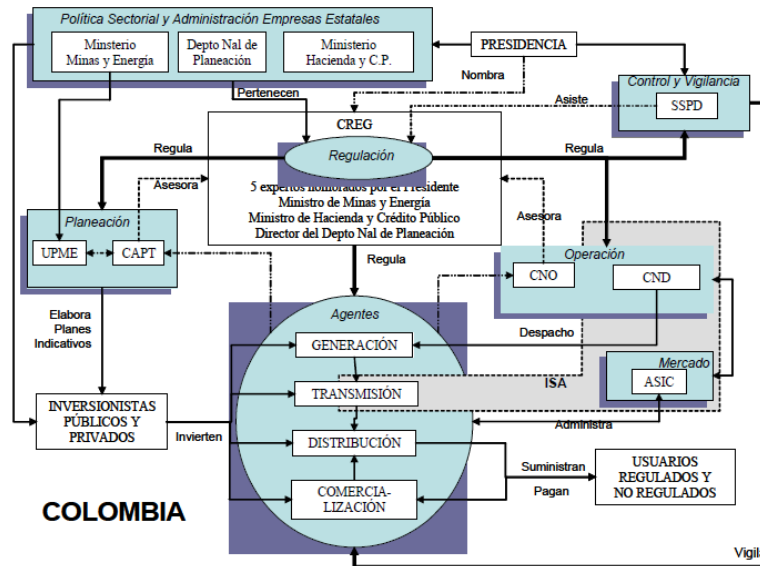


Figura 7. Esquema institucional del mercado eléctrico Colombia
Fuente: UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA - UPME

De acuerdo con la (CREG), el mercado nacional está compuesto de 186 agentes comercializadores distribuidos a lo largo del país.

3.1 LISTADO PRELIMINAR DE COMPAÑIAS A INVITAR

Para el proceso licitatorio de adquisición de los bloques de energía se muestran las compañías seleccionadas que el Operador identificó en capacidad de cubrir los requerimientos de demanda energética del Campo:

1. EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P. (EPM).
2. ISAGEN S.A. E.S.P.
3. EMGESA S.A. E.S.P.
4. GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A. E.S.P. (ELECTRICARIBE).
5. EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI EICE (EMCALI).
6. EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P (EPSA).
7. AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P.
8. PROELECTRICA & CIA S, C.A. E.S.P.
9. VATIA S.A. E.S.P.
10. GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A. E.S.P. (GECELCA).
11. DISTRIBUIDORA & COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P. (DICEL).
12. ENERTOTAL S.A. E.S.P.
13. ENERGÍA SOCIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.
14. CODENSA S.A. E.S.P.
15. ENERGÍA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.
16. COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P. (ENERTOLIMA).
17. CEMEX ENERGY SAS ESP.
18. ELECTRIFICADORA DEL META S.A. ESP.

De este listado de compañías se excluyeron a las siguientes compañías:

- ENERTOTAL S.A. E.S.P.
- ENERGÍA SOCIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.
- CEMEX ENERGY SAS ESP.
- CODENSA S.A. E.S.P.

Las tres (3) primeras debido a que no son ampliamente reconocidas en el sector, la cuarta empresa, debido a que se está invitando a la compañía EMGESA, la cual es del mismo grupo empresarial.

Después de descartar las compañías mencionadas anteriormente quedan catorce (14) compañías, dentro de las cuales se encuentran las compañías con las mayores ventas en el mercado energético nacional. Para conocer el interés de ofertar en el proceso a adelantarse para cubrir la demanda energética del campo, se realizó un sondeo de mercado obteniendo las siguientes respuestas por parte de cada uno de los invitados:

1. EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P. (EPM):

La participación de esta compañía en el mercado eléctrico Colombiano es cercana al 25%, razón por la cual la regulación no permite que sobrepase

dicho límite y consolidar un monopolio, con base en esto dicha empresa no presentará oferta.

2. ISAGEN S.A. E.S.P:

No cuenta con energía disponible para comercializar, con base en esto dicha empresa no presentará oferta.

3. EMGESA S.A. E.S.P:

Manifiesta su interés en presentar oferta.

4. GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A. E.S.P. (ELECTRICARIBE):

Manifiesta interés en presentar oferta a través de ENERGÍA SOCIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P, la cual no fue tenida en cuenta, con base en esto dicha empresa no presentará oferta.

5. EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI EICE (EMCALI):

No cuenta con energía disponible para comercializar, con base en esto dicha empresa no presentará oferta.

6. EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P (EPSA):

No cuenta con energía disponible para comercializar, con base en esto dicha empresa no presentará oferta.

7. AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P:

Manifiesta su interés en presentar oferta.

8. PROELECTRICA & CIA S, C.A. E.S.P:

No cuenta con energía disponible para comercializar, con base en esto dicha empresa no presentará oferta.

9. VATIA S.A. E.S.P:

No está interesada, con base en esto dicha empresa no presentará oferta.

10. GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A. E.S.P. (GECELCA):

No cuenta con energía disponible para comercializar, con base en esto dicha empresa no presentará oferta.

11. DISTRIBUIDORA & COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P. (DICEL):

Manifiesta su interés en presentar oferta.

12. ENERGÍA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P:

No está interesada, con base en esto dicha empresa no presentará oferta.

13. COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P. (ENERTOLIMA):

No cuenta con energía disponible para comercializar, con base en esto dicha empresa no presentará oferta.

14. ELECTRIFICADORA DEL META S.A. ESP:

Manifiesta su interés en presentar oferta.

Teniendo en cuenta las necesidades de la operación se definió como requisito único del sondeo de mercado que las compañías estuvieran en capacidad de tener la disponibilidad de abastecer la demanda de energía del Campo, criterio que descarto a varias compañías, tal como se menciona anteriormente.

3.2 LISTADO DE COMPAÑÍAS A INVITAR AL PROCESO DE SELECCIÓN

Con base en lo mencionado anteriormente, solo se estimó invitar al proceso de licitación cuatro (4) compañías, las cuales manifestaron su interés en presentar ofrecimiento para la energía requerida del Campo, a continuación se muestran las compañías invitadas:

- EMGESA S.A. E.S.P.
- AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P.
- DISTRIBUIDORA & COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P. (DICEL).
- ELECTRIFICADORA DEL META S.A. ESP.

De las cuatro empresas interesadas en presentar oferta se encuentra dos (2) compañías que integra la cadena generación y comercialización y dos (2) compañías que se encuentran como agentes de comercialización.

La compañía ELECTRIFICADORA DEL META S.A. ESP., no se tiene en cuenta para el proceso, debido a que la oferta presentada no cubre la demanda total de energía para el Campo, siendo esto un requisito técnico obligatorio definido para el proceso, razón por la cual dicha empresa no fue evaluada.

Con el fin de facilitar la visualización de la información, se realizará la siguiente convención de compañías:

- EMGESA S.A. E.S.P. **(EG)**.
- AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P. **(AES)**.
- DISTRIBUIDORA & COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P **(DICEL)**.

3.3 CRITERIOS DE EVALUACIÓN DEL PROCESO DE SELECCIÓN

Posterior a la manifestación de interés se debe dar inicio al proceso de licitación mediante el cual se contrate la compra de energía eléctrica que permita cubrir la demanda del campo. Dentro los requisitos mínimos habilitantes se solicitaron los requisitos de carácter legal para prestación del servicio de suministro de energía solicitados a las compañías a invitar y de acuerdo al marco regulatoria del país, dentro de los criterios mínimos se solicitaron los siguientes:

- Certificado de existencia y representación legal.
- Autorización para presentar propuesta y celebrar contratos por parte del Representante Legal.

- Registro ante el sistema de intercambios comerciales⁷.

De igual forma y debido a la incertidumbre del mercado de la energía eléctrica, se debió determinar cómo se iba a evaluar este tipo de procesos, por lo cual se debió contar con una empresa especializada en mercados eléctricos y evaluación de este tipo de procesos, por lo cual se contrató a la compañía ESEI (Energía Sostenible Eficiente e Innovadora S.A.), dicha empresa fue la encargada de elegir un modelo de evaluación efectivo para compra de energía y permitiendo la toma de decisiones en las que se pueden utilizar datos previos, para calcular probabilidades y realizar pronósticos.

3.4 MODELO DE EVALUACIÓN DEL PROCESO DE SELECCIÓN

Para definir el proceso de evaluación de ofertas se definió el siguiente esquema de selección, basado en tres (3) pasos⁸, como se muestra en la Figura 8:

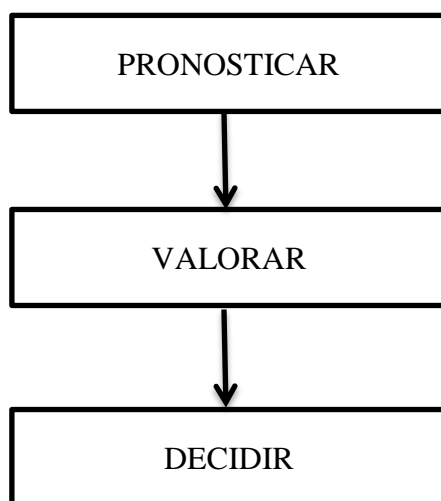


Figura 8. Proceso de Selección de Oferta
Fuente: Energía Sostenible Eficiente e Innovadora S.A.

⁷ Tomado de la página web

<http://www.creg.gov.co/>

Conjunto de reglas y procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación que permiten definir las obligaciones y acreencias de generadores, comercializadores y los transportadores por concepto de los actos o contratos de energía en la bolsa conforme al despacho central.

⁸ Tomado de (ESEI, 2011)

Informe del proceso de selección de proveedores de la Compañía ESEI (Energía Sostenible Eficiente e Innovadora S.A.), al Operador del Campo. (ESEI, 2011)

3.4.1 PRONOSTICAR

Este subproceso consistió en la elaboración de los pronósticos de precios horarios de la energía en bolsa, durante la duración del contrato. Inicialmente se calculó una serie de precios de bolsa para el Escenario Medio, utilizando métodos econométricos. A partir de esta serie de precios de bolsa, se calcularon dos series adicionales de precios de bolsa; una para un Escenario de Precios Bajo y otra para un Escenario de Precios Alto.

Para la elaboración de los pronósticos del precio de la energía se tuvieron en cuenta, las siguientes variables de la Figura 9:

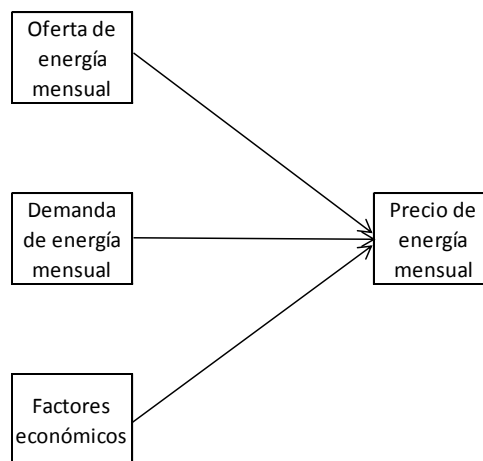


Figura 9. Base de Pronósticos de PBH
Fuente: Energía Sostenible Eficiente e Innovadora S.A.

Curva de demanda de energía:

Se encuentra que estas son las variables que más afectan a nivel de energía, sin embargo se pueden crear otro tipo de modelos dependiendo de los afluentes de los ríos, conociendo que la mayor cantidad de energía que se genera en Colombia es energía hidroeléctrica, debido a los grandes ríos que poseemos.

El modelo de pronósticos, es de mayor peso en la evaluación de ESEI (Energía Sostenible Eficiente e Innovadora S.A.), se tuvo muchas variables las cuales pueden afectar el costo del Precio de bolsa, dentro de los pronósticos incluidos se encuentran:

- Pronóstico de los Aportes Medios Históricos.
- Generación Térmica.
- Pronóstico del Índice Multivariado del Fenómeno del “Niño”.
- Demanda Comercial de energía eléctrica.

- Producto Interno Bruto (PIB).
- Precio de energía en bolsa.

Por medio de esta información se obtuvieron los pronósticos bajo escenarios de precios medios.

Con la información obtenida de escenario de precios medios, se procedió a realizar un pronóstico de escenario de precios bajos, restando 0,5 desviación estándar, e incluyéndole un componente aleatorio logarítmico normal, y se acotó con la finalidad que no se presentaran valores por debajo de \$36, ni por encima de \$360, ya que la información histórica, no registro movimientos por debajo del piso mencionado, y en caso de valores superiores mencionados al techo afectaría los pronósticos realizados para el escenario de precios medios.

De la misma manera, a partir del pronóstico de precios en el Escenario Medio, se calculan los precios para el escenario Alto.

3.4.2 VALORAR

Con base en la información obtenida, se tienen los tres (3) escenarios de precios con el fin de valorar con esta información las ofertas presentadas por las compañías, las cuales presenten ofertas basados en precios de bolsa y de esta forma poder obtener la mejor propuesta bajo incertidumbre, lo cual se explicará en el tercer paso (decidir).

Para dicha valoración se utilizó el programa excel®, el cual tomó como base cada una de las ofertas recibidas por las compañías invitadas y sus diferentes modalidades de ofertas, en términos de precios unitarios de los componentes no regulados (Costos de Generación más Comercialización) y calculó el valor del gasto futuro que se tendrá a partir de cada una de las opciones (Análisis de VPN (VPN de gasto) de las diferentes ofertas recibidas).

Para realizar la valoración se realizó el siguiente procedimiento:

- Ordenar los parámetros de entrada de cada oferta, en términos de costos unitarios de los cargos no regulados (Generación más Comercialización).
- Establecer los pronósticos de precios horarios para cada uno de los escenarios, durante la ejecución del proyecto.
- Conocer la demanda de energía horaria durante la ejecución del proyecto.
- Calcular la serie de precios horaria, la cual identifica cada una de las modalidades de precios de las ofertas.

- Calcular el flujo de gastos horarios y mensuales. El flujo horario es el resultado de multiplicar el precio horario por la respectiva demanda de energía horaria.
- Calcular el Valor Presente Neto de cada una de las ofertas.

Se debe aclarar que para dicho modelo se definieron las siguientes convenciones para la modalidad de ofertas recibidas:

- Modalidad 1: Precio Fijo.
En esta modalidad no hay exposición al Precio de Bolsa, asignando el 100% del componente de generación a un precio fijo en el tiempo, siendo la modalidad con cero volatilidades debido a que al inicio del contrato se pacta una única tarifa, la cual año a año se indexa de acuerdo a lo establecido por la regulación.
- Modalidad 2: Precio de Bolsa Horario + Margen de Comercialización.
Este tipo de negocio está vinculado al precio de bolsa publicado por XM, en el cual se paga el costo de G más el margen de comercialización, por ser nuestro caso usuarios no regulados, el precio de comercialización se obtiene de una negociación entre el agente comercializador y el cliente.
- Modalidad 3: Precio de Bolsa Horario + Margen de Comercialización, con Techo.
Este tipo de negocio está vinculado al precio de bolsa publicado por XM, en el cual se paga el costo de G más el margen de comercialización, por ser nuestro caso usuarios no regulados, el precio de Generación tendrá un tope máximo definido por el oferente y el de comercialización se obtiene de una negociación entre el agente comercializador y el cliente.
- Modalidad 4: Precio de Bolsa Horario + Margen de Comercialización, con Techo y Piso.
Este tipo de negocio está vinculado al precio de bolsa publicado por XM, en el cual se paga el costo de G más el margen de comercialización, por ser nuestro caso usuarios no regulados, el precio de Generación tendrá un tope mínimo y máximo definido por el oferente y el de comercialización se obtiene de una negociación entre el agente comercializador y el cliente.
- Modalidad 5: 50% de la Modalidad 1 + 50% de la Modalidad 4.
- Modalidad 6: 75% de la Modalidad 1 + 25% de la Modalidad 4.

El proceso no tuvo prioridad por ninguna de las modalidades, debido a que esto era la que se quería evaluar dentro del proceso, de igual forma no hubo condicionamiento para que las empresas presentarán alguna de las modalidades y

ellas estaban en libertad de ofertar cualquier modalidad, así la misma no se encontrará dentro de las estimadas en el proceso.

Para el cálculo de los VPN, es necesario conocer la curva de demanda de energía del campo, la cual se presenta a continuación (ver Figura 10):

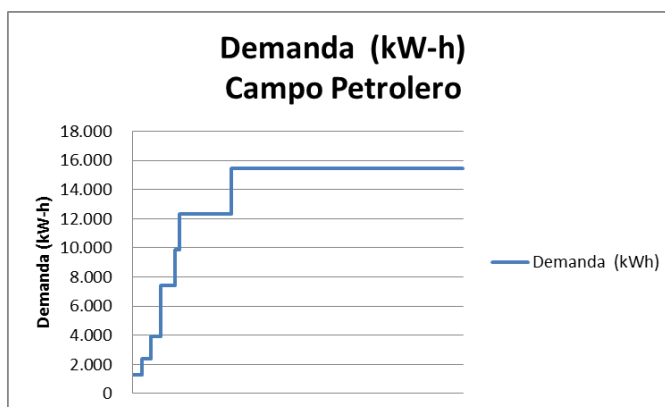


Figura 10. Demanda de energía del Campo (4 años).
Fuente: Operador del Campo Petrolero.

A continuación se presenta las modalidades de oferta recibidas por cada una de las compañías que participaron en el proceso, dicho análisis se enfocará por periodos, cada periodo corresponde a un año (1) de ejecución del contrato para un total de cuatro (4) años (cuatro (4) periodos), tiempo máximo estimado por el Operador para la duración de sus contratos.

3.4.2.1 VALORACIÓN DE OFERTAS RECIBIDAS POR EMGESA S.A. E.S.P.

La compañía EMGESA S.A. E.S.P. (EG) ofertó las modalidades M1, M4, M5 y M6, tal como se muestra a continuación en la Tabla 1 y Tabla 2:

Tabla 1. Modalidades de Oferta EMGESA S.A. E.S.P. (Periodo 1 y 2).

Modalidad	Periodo 1						Periodo 2					
	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M1	M2	M3	M4	M5	M6
Generación	116,00	NA	NA	PBH			133,00	NA	NA	PBH		
Comercialización	1,00	NA	NA	1,00			1,00	NA	NA	1,00		
Techo	NA	NA	NA	138			NA	NA	NA	154		
Piso	NA	NA	NA	85			NA	NA	NA	101		
%M1	NA	NA	NA	NA	50%	75%	NA	NA	NA	NA	50%	75%
%M4	NA	NA	NA	NA	50%	25%	NA	NA	NA	NA	50%	25%

Tabla 2. Modalidades de Oferta EMGESA S.A. E.S.P. (Periodo 3 y 4).

Modalidad	Periodo 3						Periodo 4					
	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M1	M2	M3	M4	M5	M6
Generación	140,00	NA	NA	PBH			142,00	NA	NA	PBM		
Comercialización	1,00	NA	NA	1,00			1,00	NA	NA	1		
Techo	NA	NA	170	170			NA	NA	NA	194		
Piso	NA	NA	NA	117			NA	NA	NA	127		
%M1	NA	NA	NA	NA	50%	75%	NA	NA	NA	NA	50%	75%
%M4	NA	NA	NA	NA	50%	25%	NA	NA	NA	NA	50%	25%

Al realizar los cálculos respectivos entre la demanda de energía de la Figura 10 y el valor de ofertado por la compañía en la Tabla 1 y la Tabla 2 y realizando el valor presente neto (VPN) para los cuatro (4) periodos se obtiene el VPN de la Tabla 3:

Tabla 3. VPN de ofertas EMGESA S.A. E.S.P

VPN periodos P1 a P4	M1	M4	M5	M6
Escenario Bajo	\$ 58.785.651.290	\$ 54.070.915.112	\$ 56.428.283.201	\$ 57.606.967.246
Escenario Medio	\$ 58.785.651.290	\$ 59.464.033.477	\$ 59.124.842.384	\$ 58.955.246.837
Escenario Alto	\$ 58.785.651.290	\$ 65.087.221.551	\$ 61.936.436.420	\$ 60.361.043.855

Como se puede observar la M1, al no estar afectada por el precio de bolsa, no tiene variación en los escenarios obtenidos en el modelo de pronóstico.

Los valores de la Tabla 3, Tabla 6 y Tabla 9, son el producto de la operación entre la demanda de energía mensual del Campo con el valor del kW-h ofertado por la compañía EMGESA S.A. E.S.P. durante los cuatro periodos, posteriormente se calculó el Valor Presente Neto (VPN) para cada una de las modalidad de oferta, tomando una tasa de descuento del 12% efectivo anual, valor que el Operador estima para el rendimiento de sus activos en caso de inversión, del cual se obtienen los valores presentados.

3.4.2.2 VALORACIÓN DE OFERTAS RECIBIDAS POR AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P.

La compañía AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P. (AES) ofertó las modalidades M1, M2, M3, M4, M5 y M6, tal como se muestra a continuación en la Tabla 4 y Tabla 5:

Tabla 4. Modalidades de Oferta AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P. (Periodo 1 y 2).

Modalidad	Periodo 1						Periodo 2					
	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M1	M2	M3	M4	M5	M6
Generación	123,00	PBH	PBH	PBH			132,00	PBH	PBH	PBH		
Comercialización	2,00	12	15	8,00			2,00	12	15	10,00		
Techo	NA	NA	135	135			0,00	NA	145	145		
Piso	NA	NA	NA	110			0,00	NA	NA	115		
%M1	NA	NA	NA	NA	50%	75%	NA	NA	NA	NA	50%	75%
%M4	NA	NA	NA	NA	50%	25%	NA	NA	NA	NA	50%	25%

Tabla 5. Modalidades de Oferta AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P. (Periodo 3 y 4).

Modalidad	Periodo 3						Periodo 4					
	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M1	M2	M3	M4	M5	M6
Generación	135,00	PBH	PBH	PBH			137,00	PBH	PBH	PBH		
Comercialización	2,00	12	15	10,00			2,00	12	15	10		
Techo	NA	NA	148	148			0,00	NA	150	150		
Piso	NA	NA	NA	120			0,00	NA	NA	120		
%M1	NA	NA	NA	NA	50%	75%	NA	NA	NA	NA	50%	75%
%M4	NA	NA	NA	NA	50%	25%	NA	NA	NA	NA	50%	25%

Al realizar las multiplicaciones respectivas entre la demanda de energía de la Figura 10 y el valor de ofertado por la compañía en la Tabla 4 y Tabla 5 y realizando el valor presente neto (VPN) para los cuatro (4) periodos se obtiene el VPN de la Tabla 6:

Tabla 6. VPN de ofertas AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P.

VPN periodos P1 a P4	M1	M2	M3	M4	M5	M6
Escenario Bajo	\$ 58.255.234.142	\$ 50.930.809.347	\$ 51.222.537.129	\$ 55.209.863.150	\$ 56.732.548.646	\$ 57.493.891.394
Escenario Medio	\$ 58.255.234.142	\$ 59.982.801.872	\$ 57.267.362.482	\$ 58.366.346.632	\$ 58.310.790.387	\$ 58.283.012.265
Escenario Alto	\$ 58.255.234.142	\$ 72.029.915.801	\$ 60.237.917.301	\$ 60.421.380.934	\$ 59.338.307.538	\$ 58.796.770.840

Como se puede observar la M1, al no estar afectada por el precio de bolsa, no tiene variación en los escenarios obtenidos en el modelo de pronóstico.

3.4.2.3 VALORACIÓN DE OFERTAS RECIBIDAS POR DISTRIBUIDORA & COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P

La compañía DISTRIBUIDORA & COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P (DICEL) ofertó las modalidades M1, M2, M3, M4, M5 y

M6, sin embargo dicha oferta tiene condicionamientos de carga y el precio varía después tal como se muestra a continuación en la Tabla 7 y Tabla 8

Tabla 7. Modalidades de Oferta DISTRIBUIDORA & COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P (Periodo 1 y 2).

Modalidad	Periodo 1						Periodo 2					
	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M1	M2	M3	M4	M5	M6
Generación	129,46	PBH	NA	PBH	138,18	138	130,52	PBH	NA	PBH	139	139,04
Comercialización	0,00	6,63	NA	0,00	0	0	0,00	6,63	NA	0,00	0	0
Techo	NA	NA	NA	147,3	138,18	119	NA	NA	NA	150,3	140	114,04
Piso	NA	NA	NA	122,3	113,18	94	NA	NA	NA	125,3	115	89,04
%M1**	NA	NA	NA	NA	50%	75%	NA	NA	NA	NA	50%	75%
%M4**	NA	NA	NA	NA	50%	25%	NA	NA	NA	NA	50%	25%

Tabla 8. Modalidades de Oferta DISTRIBUIDORA & COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P (Periodo 3 y 4).

Modalidad	Periodo 3						Periodo 4					
	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M1	M2	M3	M4	M5	M6
Generación	NA	PBH	NA	NA	NA	NA	NA	PBH	NA	NA	NA	NA
Comercialización	NA	5	NA	NA	NA	NA	NA	5	NA	NA	NA	NA
Techo	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Piso	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
%M1**	NA	NA	NA	NA	50%	75%	NA	NA	NA	NA	50%	75%
%M4**	NA	NA	NA	NA	50%	25%	NA	NA	NA	NA	50%	25%

Al realizar las multiplicaciones respectivas entre la demanda de energía de la Figura 10 y el valor de ofertado por la compañía en la Tabla 7 y Tabla 8 y realizando el valor presente neto (VPN) para los cuatro (4) periodos se obtiene el VPN de la Tabla 9:

Tabla 9. VPN de ofertas DISTRIBUIDORA & COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P

VPN periodos P1 a P4	M1	M2	M4	M5	M6
Escenario Bajo	\$ 51.439.821.069	\$ 49.093.111.934	\$ 51.193.739.720	\$ 51.316.780.394	\$ 51.378.300.731
Escenario Medio	\$ 56.532.170.222	\$ 58.145.104.459	\$ 57.562.496.639	\$ 57.047.333.430	\$ 56.789.751.826
Escenario Alto	\$ 63.391.317.158	\$ 70.192.218.388	\$ 65.439.641.817	\$ 64.415.479.488	\$ 63.903.398.323

Debido a los condicionamientos de carga de la compañía DICEL, el precio de M1 no es constante debido a que después de consumir cierta carga (1.000 kW-h), la misma se deberá seguir pagando a PBH, razón por la cual su oferta en los diferentes escenarios (bajo, medio y alto) no tiene el mismo VPN en cada escenario.

Después de haber realizado la valoración de las ofertas se procede al paso de decisión.

3.4.3 DECIDIR

Una decisión se puede definir como el proceso de elegir una opción para cubrir un requerimiento o una necesidad que tiene un individuo o una empresa, cuando al menos se tienen dos alternativas.

De acuerdo con (McKeown, 1986) se podrían tener hasta al menos cinco modelos de decisión sin datos previos y basados en incertidumbre, dentro de los cuales se encuentran:

- Modelo de decisión Pesimista.

El Modelo de Decisión del Pesimista será utilizado por el Tomador de Decisiones que considera que es más importante evitar altas pérdidas, que obtener utilidades, ya sea porque él considera que la situación económica no es favorable o porque tiene la percepción que los estados de la naturaleza que se sucederán no serán los más favorables.

- Modelo de decisión Optimista.

El modelo de Decisión del Optimista es utilizado cuando el Tomador de Decisiones considera que el medio ambiente es propicio, es decir que es optimista con respecto al resultado, en vez de ser pesimista. En este caso el ejecutivo buscar ganar lo máximo.

- Modelo de decisión de Minimización de los Máximos Arrepentimientos Estimados.

El Modelo de Decisión de Minimización del Arrepentimiento al igual que el modelo del pesimista es utilizado por un Tomador de Decisiones que tiene una opinión bastante pesimista del medio ambiente. El modelo es también conocido como minimización de las pérdidas de oportunidad.⁹

Este es el modelo que se tuvo en cuenta para la evaluación de propuestas de compra de energía. Bajo este modelo lo que queremos es escoger la alternativa que de acuerdo al modelo nos represente el menor de los arrepentimientos, es decir que la alternativa que escoja al final donde se

⁹ Tomado de (McKeown, 1986)

La pérdida de oportunidad se define como la diferencia entre el pago máximo de un estado de la naturaleza determinado, con el pago de una alternativa escogida para este estado de la naturaleza. Es decir si se elige una estrategia que dé como resultado un pago inferior al máximo para un estado de la naturaleza en particular, entonces se incurre en una pérdida de oportunidad que es igual a la diferencia entre el pago más alto y el pago que se da con la estrategia elegida, y se siente arrepentimiento.

materializaran todas las variables, será la más favorable para el Operador, sin conllevar a la de mayores pérdidas.

- Modelo de decisión de minimización del pago promedio.

Cuando el Tomador de Decisiones se enfrenta a elegir entre varias alternativas en las que cada alternativa tiene a su vez resultados múltiples, debido a los diferentes estados de la naturaleza, éste puede optar por encontrar el pago promedio para cada alternativa y elegir la que tenga el mayor pago promedio.

- Modelo de probabilidades subjetivas.

Aunque si datos previos no se tiene datos para calcular la probabilidad de ocurrencia de un suceso –Estado de la naturaleza- es común encontrar en la vida práctica que el Tomador de Decisiones asigna probabilidades a priori. Es decir que él, desde un juicio personal, apuesta a la ocurrencia o no de un hecho ya sea por su experiencia o por las percepciones que lo acompañan o cualquiera otra circunstancia.

El modelo utilizado para la decisión obedece al de Minimización de los Máximos Arrepentimientos Estimados, método usado para la toma de decisiones ante incertidumbre siendo este caso el mercado de energía en Colombia.

El resultado produce una decisión que, si bien, no necesariamente es la de mínimo costo para ninguno de los escenarios de precios proyectados, se desempeña razonablemente bien (es decir, está cercano al mínimo costo) para todos los escenarios de precios proyectados. A continuación se muestra paso a paso en la decisión de compra de energía del Campo.

3.4.3.1 PASO 1: DETERMINAR EL MENOR VPN POR ESCENARIO

El primer paso es determinar cuál es el menor VPN por escenario (ver resaltado) de todas las alternativas como se muestra en la Tabla 10 y Tabla 11:

Tabla 10. Menor VPN en el Escenario de Precios Altos (AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P).

VPN periodos P1 a P4	M1	M2	M3	M4	M5	M6	Mínimo
Escenario Bajo	\$ 58.255.234.142	\$ 50.930.809.347	\$ 51.222.537.129	\$ 55.209.863.150	\$ 56.732.548.646	\$ 57.493.891.394	\$ 50.930.809.347
Escenario Medio	\$ 58.255.234.142	\$ 59.982.801.872	\$ 57.267.362.482	\$ 58.366.346.632	\$ 58.310.790.387	\$ 58.283.012.265	\$ 57.267.362.482
Escenario Alto	\$ 58.255.234.142	\$ 72.029.915.801	\$ 60.237.917.301	\$ 60.421.380.934	\$ 59.338.307.538	\$ 58.796.770.840	\$ 58.255.234.142

Tabla 11. Menor VPN en el Escenario de Precios Bajos y Medios (DISTRIBUIDORA & COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P).

VPN periodos P1 a P4	M1	M2	M4	M5	M6	Mínimo
Escenario Bajo	\$ 51.439.821.069	\$ 49.093.111.934	\$ 51.193.739.720	\$ 51.316.780.394	\$ 51.378.300.731	\$ 49.093.111.934
Escenario Medio	\$ 56.532.170.222	\$ 58.145.104.459	\$ 57.562.496.639	\$ 57.047.333.430	\$ 56.789.751.826	\$ 56.532.170.222
Escenario Alto	\$ 63.391.317.158	\$ 70.192.218.388	\$ 65.439.641.817	\$ 64.415.479.488	\$ 63.903.398.323	\$ 63.391.317.158

De acuerdo a lo presentado, los menores VPN por escenario son presentados en la Tabla 12:

Tabla 12. Cuadro resumen de menores VPN por Escenario

	VPN
Escenario Bajo	49.093.111.934
Escenario Medio	56.532.170.222
Escenario Alto	58.255.234.142

Los valores anteriores corresponden al menor valor que podría pagar durante la ejecución del contrato en caso de que se materialice el escenario, pero tenemos muchos escenarios adicionales que se podrían viabilizar, debido a la incertidumbre del mercado, es por esto que se requieren pasos adicionales, que nos conlleven a la Minimización de los Máximos Arrepentimientos Estimados.

3.4.3.2 PASO 2: CÁLCULO DE LOS MÁXIMOS ARREPENTIMIENTOS

Con los menores VPN de escenarios anteriores, se debe proceder a calcular los máximos arrepentimientos, es decir el mayor valor que pagaría en caso de que se materialice el escenario de precios para cada una de las alternativas presentadas, dicho se realiza restando al valor de cada oferta (en modalidad y escenario) el menor VPN (por escenario), obteniendo la información de Tabla 13, Tabla 14 y Tabla 15.

Tabla 13. Cálculos de Máximos Arrepentimientos AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P.

AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P.						
VPN periodos P1 a P4	M1	M2	M3	M4	M5	M6
Escenario Bajo	9.162.122.208	1.837.697.413	2.129.425.195	6.116.751.216	7.639.436.712	8.400.779.460
Escenario Medio	1.723.063.920	3.450.631.650	735.192.261	1.834.176.411	1.778.620.165	1.750.842.043
Escenario Alto	0	13.774.681.659	1.982.683.159	2.166.146.792	1.083.073.396	541.536.698
Máximos Arrepentimientos	9.162.122.208	13.774.681.659	2.129.425.195	6.116.751.216	7.639.436.712	8.400.779.460

Tabla 14. Cálculos Máximos Arrepentimientos EMGESA S.A. E.S.P.

EMGESA S.A. E.S.P.					
VPN periodos P1 a P4	M1	M4	M5	M6	
Escenario Bajo	9.692.539.357	4.977.803.178	7.335.171.267	8.513.855.312	
Escenario Medio	2.253.481.069	2.931.863.255	2.592.672.162	2.423.076.615	
Escenario Alto	530.417.149	6.831.987.409	3.681.202.279	2.105.809.714	
Máximos Arrepentimientos	9.692.539.357	6.831.987.409	7.335.171.267	8.513.855.312	

Tabla 15. Cálculos de Máximos Arrepentimientos DISTRIBUIDORA & COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P

DISTRIBUIDORA & COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P						
VPN periodos P1 a P4	M1	M2	M4	M5	M6	
Escenario Bajo	2.346.709.135	0	2.100.627.786	2.223.668.460	2.285.188.798	
Escenario Medio	0	1.612.934.237	1.030.326.417	515.163.208	257.581.604	
Escenario Alto	5.136.083.016	11.936.984.246	7.184.407.676	6.160.245.346	5.648.164.181	
Máximos Arrepentimientos	5.136.083.016	11.936.984.246	7.184.407.676	6.160.245.346	5.648.164.181	

Así las cosas, se muestra la tabla de los máximos arrepentimientos de las diferentes modalidades de ofertas presentadas por las compañías en la Tabla 16 y Figura 11. Máximos Arrepentimientos por compañía y modalidad de oferta.

Tabla 16. Consolidado de máximos arrepentimientos por compañía y modalidad de oferta.

Compañía_Modalidad	VPN Máximos Arrepentimientos
AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P._M3	2.129.425.195
DICEL S.A. E.S.P._M1	5.136.083.016
DICEL S.A. E.S.P._M6	5.648.164.181
AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P._M4	6.116.751.216
DICEL S.A. E.S.P._M5	6.160.245.346
EMGESA S.A. E.S.P._M4	6.831.987.409
DICEL S.A. E.S.P._M4	7.184.407.676
EMGESA S.A. E.S.P._M5	7.335.171.267
AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P._M5	7.639.436.712
AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P._M6	8.400.779.460
EMGESA S.A. E.S.P._M6	8.513.855.312
AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P._M1	9.162.122.208
EMGESA S.A. E.S.P._M1	9.692.539.357
DICEL S.A. E.S.P._M2	11.936.984.246
AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P._M2	13.774.681.659

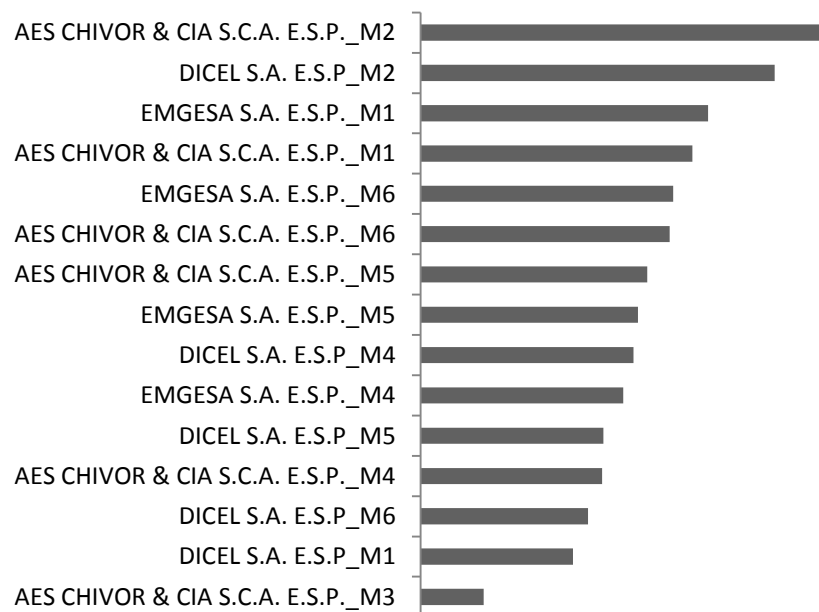


Figura 11. Máximos Arrepentimientos por compañía y modalidad de oferta.

3.4.3.3 PASO 3: ESCOGER LA OFERTA QUE MINIMIZA EL MÁXIMO DE LOS ARREPENTIMIENTOS

Tal como lo establece (McKeown, 1986), El Modelo de Decisión de Minimización del Arrepentimiento es también conocido como minimización de las pérdidas de oportunidad, para nuestra evaluación la definimos como la oferta que minimiza el máximo arrepentimiento, conllevando a elegir la mejor oferta intentando minimizar que sea la de mayores pérdidas para el Operador.

Es por esto que la oferta que minimiza el máximo de los arrepentimientos en nuestro análisis es la oferta presentada por la compañía **AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P.**, bajo modalidad de oferta M3 (**Precio de Bolsa Horario + Margen de Comercialización, con Techo**), es decir que pagaremos a **PBH** siempre que estemos por debajo del precio techo, en caso que el PBH supere el precio de techo, pagaremos **COP\$ 135/kW-h** como componente de Generación más el margen de comercialización de **COP\$ 15/kW-h** ofertado por esta compañía. Adicionalmente en el siguiente capítulo se mencionaran gastos regulados adicionales, que deben tenerse en cuenta en el cuadro comparativo de costos.

4. ANALISIS DE ALTERNATIVAS

Una vez se defina la mejor oferta presentada, se elaborará un cuadro comparativo de costo kW-h del sistema de energización inicial en Campo versus el sistema seleccionado, donde se realizará la evaluación financiera del proyecto de cambio de energización teniendo en cuenta el Valor Presente Neto de cada uno de los proyectos, complementándolo con las demás herramientas necesarias para determinar la mejor alternativa.

Tal como se mencionó en el capítulo anterior, la oferta que se va a tener en cuenta para el análisis es presentada por la compañía AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P., bajo modalidad de oferta M3 (Precio de Bolsa Horario + Margen de Comercialización, con Techo), es decir que pagaremos a PBH siempre que estemos por debajo del precio techo, en caso que el PBH supere el precio de techo, pagaremos COP\$ 135/kW-h como componente de Generación más el margen de comercialización de COP\$ 15/kW-h, sin embargo a esta se deben sumar otros cargos los cuales no están contemplados dentro de la tarifa, por lo cual la tarifa que se tendrá en cuenta para el análisis será la que se muestra en la Tabla 17:

Tabla 17. Costos adicionales COP\$/kW-h regulados

Cargos No Regulados, Nivel 4	Sigla	Valor (\$/kWh)
Generación	G	\$ 135,00
Comercialización	C	\$ 15,00
Sistema de Transmisión Nacional	STN	\$ 21,16
Sistema de Distribución Local	SDL	\$ 16,98
Pérdidas reconocidas	Pr	\$ 4,69
Otros costos mercado mayorista	O	\$ 21,16
Total Tarifa kW-h		\$ 213,99

Fuente EMSA, 26 de mayo de 2011.

Actualmente en el Campo Petrolero se tiene dos fuentes de generación de energía termoeléctrica, las cuales están en capacidad de soportar los requerimiento de los 15,43 MW, una propia, la cual genera la energía mediante Crudo Residual comprado a un refinador cercano a la zona de influencia del proyecto, el otro sistema disponible es de generación mediante la quema de ACPM.

Los dos sistemas tienen costos fijos, uno por modalidad de alquiler, operación y mantenimiento de los equipos y el otro por modalidad BOOMT (Build Operation Operation Maintenance and Transfer) y con un Take-or-pay para los 15,43 MW y una transferencia a los 10 años.

4.1 ALTERNATIVA 1: ALQUILER DE MÁQUINAS Y GENERACIÓN CON ACPM.

Para el análisis del primer sistema, modalidad de alquiler de las máquinas, la empresa contratista tiene disponibilidad de las siguientes máquinas para dar cubrimiento a los requerimientos, con las siguientes tarifas (ver Tabla 18):

- Tarifa de cargo fijo (Alquiler, Operación y Mantenimiento de las máquinas costo por kW-h):

Tabla 18. Tarifa fija por kW-h por Alquiler de equipos

Descripción	Potencia por Equipo (kW)	Cantidad	Potencia kW	Tarifa Unitaria COP\$/día	Tarifa Total COP\$/día CARGO FIJO
Alquiler Generador de 600 kW	600	6	64800	\$ 736.412,00	\$ 4.418.472,00
Alquiler Generador de 1000 kW	1.000	17	306000	\$ 1.363.725,00	\$ 23.183.325,00
				Tarifa día antes de IVA	\$ 27.601.797,00
				Tarifa día IVA Incluido	\$ 32.018.084,52
				Costo Fijo COP/kW-h	\$ 86,35

La compañía contratista cobrará una tarifa de COP\$ 86,35/kW-h, correspondiente al alquiler, operación y mantenimiento de las máquinas, adicionalmente se deberá pagar un costo de movilización y desmovilización de COP\$ 254.736.000 IVA incluido para las 13 máquinas alquiladas al inicio y finalización del contrato.

- Tarifa Variable (costo por kW-h):

La oferta de la compañía contratista es COP\$ 9,64/kW-h.

- Tarifa por Combustible (costo por kW-H):

La operación de las máquinas en campo, durante los últimos años ha mostrado un rendimiento de 1,5 Bls/MW-h, por lo cual se utilizará este valor para obtener el costo del combustible ACPM (Diesel) para realizar el cálculo del mismo por kW-h, así mismo el valor de por galón de ACPM de COP\$ 7.306/Gls (Promedio Marzo de 2011)¹⁰ del cual se obtienen los resultados presentados en la Tabla 19:

¹⁰ Tomado de la página web <http://www.upme.gov.co/>

Tabla 19. Tarifa por kW-h asociada al combustible (ACPM)

Descripción	Operativo	Unidades
Barriles por kW-h	0,00170	Bls/kW-h
Costo por kW-h	521,6484	COP\$/kW-h

Sin embargo, con el fin de validar el costo del combustible por kW-h, se tomará como referencia los motores de 800 KVA y de 1.250 KVA, los cuales se asemejan a los usados en la operación y cuyos datos se tomarán de la Tabla 20, para una capacidad operativa al 75%:

Tabla 20. Costo de combustible para generadores aggreko.

Modelo	Potencia		Potencia		Consumo de Combustible		
	Prime 60 Hz		Continua 60 Hz		US Gal/hr		
	KW	KVA	KW	KVA	100%	75%	50%
800 KVA	755	944	625	755	53,00	39,70	26,90
1250 KVA	1.165	1.456	1.062	1.151	77,10	59,20	42,60

Fuente: www.aggreko.com

Para los cuales se obtiene la información presentada en la Tabla 21:

Tabla 21. Tarifa por kW-h asociada al combustible (ACPM) para generadores aggreko.

Descripción	Consumo Galones/Hora	Factor de Conversión a Barriles/hora	Bls/h	Potencia Continua kW	Potencia al 75% kW	Costo Bls/kW-h	Costo COP/kW-h
Generador 800KVA	39,7	0,02381	0,945257	625	468,75	USD 0,0020	\$ 618,78
Generador 1000 KVA	59,2	0,02381	1,409552	1.062	750	USD 0,0019	\$ 576,70

La diferencia entre el valor operativo y el estimado de la tabla de aggreko varía entre 55 y 97 COP/kW-h, por lo cual para el cuadro comparativo tomaremos el costo operativo que se maneja en Campo. Es decir, que para la modalidad de alquiler, operación y mantenimiento de máquinas y generando con ACPM el costo que se estaría pagando por kW-h, sería el presentado en la Tabla 22:

Tabla 22. Tarifa por kW-h primera alternativa.

Descripción	Costo
Costo Fijo COP/kW-h	\$ 86,35
Costo Variable COP/kW-h	\$ 9,64
Costo Combustible COP/kW-h	\$ 521,65
Total costo COP/kW-h	\$ 617,64

Así las cosas el costo del kW-h para la primera alternativa es de COP\$ 617,64/kW-h.

Como se observa el costo por kW-h de la Alternativa bajo la modalidad de alquiler, operación y mantenimiento de máquinas y generando con ACPM, es bastante elevado al que se obtiene del Sistema Interconectado Nacional (SIN), para el cual se estiman sobrecostos de aproximadamente un 189% sobre el precio del kW-h del SIN tal como se muestra en la Tabla 23, haciendo esta alternativa poco rentable para el Campo Petrolero, al incrementar uno de los costos que mayor impacto tiene sobre los costos de la operación.

Tabla 23. Porcentaje de Variación del kW-h del SIN – Alternativa 1

Descripción	SIN COP/ kW-h	Alternativa 1 COP/ kW-h	Porcentaje de Variación
Costo kW-h	\$ 213,99	\$ 617,64	189%

Adicionalmente, al requerirse energía termoeléctrica será necesario instalar chimeneas de los equipos y llevar un control ambiental más riguroso para los temas de emisiones a la atmosfera, conllevando a mayores gastos para el Operador, gastos los cuales no se incluyen dentro del alcance de la presente monografía.

Así mismo se podrían tener riesgos de desabastecimiento de combustibles, conllevando a que se deba buscar como abastecer la demanda energética del Campo, bajo otros sistemas.

Por ser esta una Alternativa de generación en situ, la cual no depende del SIN, se tiene menos exposición a voladuras de torres de energía que impidan abastecer la demanda energética del Campo, un fenómeno de fuerza mayor que podría llegar a afectar la operación del Campo.

4.2 ALTERNATIVA 2: TAKE-OR-PAY GENERANDO CON CRUDO RESIDUAL.

- Tarifa de cargo fijo (Take-or-pay):

La tarifa de la compañía contratista es de COP\$ 124/kW-h.

- Tarifa por Combustible (costo por kW-H):

El Operador del campo realizó un acuerdo de suministro con la compañía Hidrocasanare S.A. para el suministro de Crudo Residual, el cual se pagará a WTI-USD\$15, para realizar el cálculo se tomará el promedio del primer Q del año 2011 para el WTI, el cual es de USD\$ 93,64/Bls¹¹, por lo cual al restarlo los USD\$ 14/Bls, se obtiene un costo de USD\$ 78,64/Bls, tarifa la cual incluye es costo del flete de COP\$ 410/Galón.

Para el cálculo se tendrá en cuenta la misma eficiencia de las máquinas de 1,5 Bls/MW-h.

Así las cosas los costos por combustible son los de la Tabla 24:

Tabla 24. Tabla 18. Tarifa por kW-h asociada al combustible (Crudo Residual).

Descripción	Operativo	Unidades
Barriles por kW-h	0,00170	Bls/kW-h
Costo por kW-h	240,6384	COP\$/kW-h

Al igual que la alternativa anterior, con el fin de validar el costo del combustible por kW-h, se tomará como referencia los motores de 800 KVA y de 1.250 KVA, los cuales se asemejan a los usados en la operación y cuyos datos se tomaran de la Tabla 20, para una capacidad operativa al 75%, del cual se obtienen los resultados presentados en la Tabla 25:

Tabla 25. Tarifa por kW-h asociada al combustible (Crudo Residual) para generadores aggreko.

Descripción	Consumo Galones/Hora	Factor de Conversión a Barriles/hora	Bls/h	Potencia Continua kW	Potencia al 75% kW	Costo Bls/kW-h	Costo COP/kW-h
Generador 800KVA	39,7	0,02381	0,945257	625	468,75	USD 0,0020	\$ 285,45
Generador 1000 KVA	59,2	0,02381	1,409552	1.062	750	USD 0,0019	\$ 266,03

La diferencia entre el valor operativo y el estimado de la tabla de aggreko varía entre 25 y 45 COP/kW-h, por lo cual para el cuadro comparativo tomaremos el costo operativo que se maneja en Campo. Es decir, que para la modalidad BOOMT y generando con Crudo Residual el costo que se estaría pagando por kW-h, sería el presentado en la Tabla 26.

¹¹ Tomado de la página web www.cefp.gob.mx

Tabla 26. Tarifa por kW-h segunda alternativa.

Descripción	Costo
Costo Fijo ToP COP/kW-h	\$ 124,00
Costo Combustible COP/kW-h	\$ 240,64
Total costo COP/kW-h	\$ 364,64

Así las cosas el costo por kW-h para cada una de las alternativas es el correspondiente a la Tabla 27 y Figura 12. Costo por kW-h por Alternativa de generación

Tabla 27. Cuadro comparativo de costo por kW-h de cada alternativa.

Alternativas	COP/kW-h
Energía Eléctrica de STN	\$ 213,99
Alquiler, O&M y ACPM	\$ 617,64
BOOMT y Crudo Residual	\$ 364,64

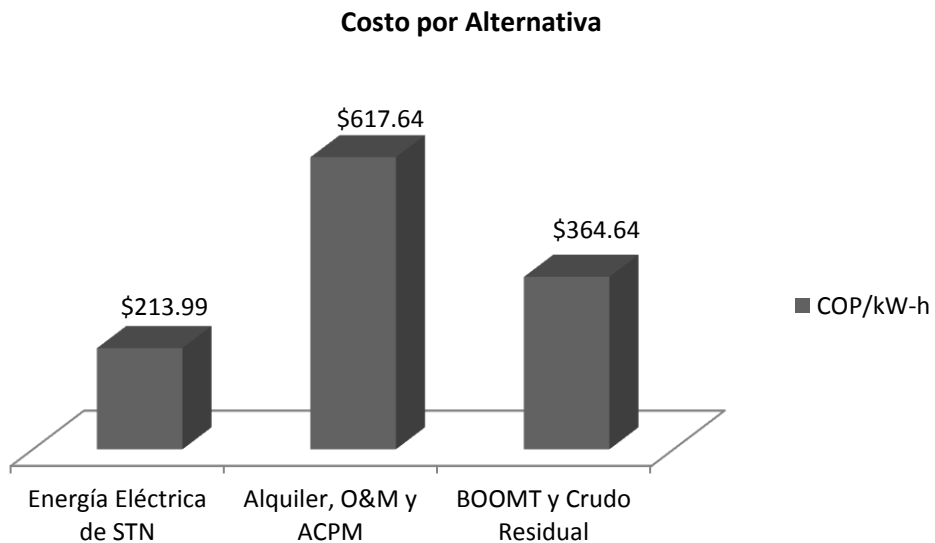


Figura 12. Costo por kW-h por Alternativa de generación

Como se observa el costo por kW-h de la Alternativa bajo la modalidad BOOMT y generando con Crudo Residual, es bastante elevado al que se obtiene del Sistema Interconectado Nacional (SIN), para el cual se estiman sobrecostos de aproximadamente un 70% tal como se muestra en la Tabla 28 sobre el precio del

kW-h del SIN, lo cual presentaría sobrecostos para el Operador del Campo Petrolero.

Tabla 28. Porcentaje de Variación del kW-h del SIN – Alternativa 2

Descripción	SIN COP/ kW-h	Alternativa 2 COP/ kW-h	Porcentaje de Variación
Costo kW-h	\$ 213,99	\$ 364,64	70%

Al igual que en la Alternativa 1, al requerirse energía termoeléctrica será necesario instalar chimeneas de los equipos y llevar un control ambiental más riguroso para los temas de emisiones a la atmosfera, conllevando a mayores gastos para el Operador, gastos los cuales no se incluyen dentro del alcance de la presente monografía.

Al ser un crudo residual un producto resultante del proceso de refinación, se podría tener riesgo de desabastecimiento, debido a actualización de la refinería que actualmente suministra dicho combustible, o tener mejores alternativas de ventas que puedan conllevar a impactar el costo por kW-h de esta Alternativa.

Al igual que la Alternativa 1, la Alternativa 2 también obedece a un modelo de generación en situ, la cual no depende del SIN, razón por la cual se tiene menos exposición a voladuras de torres de energía que impidan abastecer la demanda energética del Campo, un fenómeno de fuerza mayor que podría llegar a afectar la operación del Campo.

Teniendo en cuenta que la voladura de torres de energía es un tema que se ha presentado en diversas ocasiones en Colombia, se debe establecer un sistema de energización de back-up, el cual tenga la menor incidencia en los costos de la operación del Campo, siendo la Alternativa 2 una Alternativa acorde a las necesidades y que podría soportar la demanda de energía del SIN en caso de no tener disponibilidad de la misma.

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede definir que la mejor alternativa que pudo obtener el Operador del Campo Petrolero, fue realizar todas las gestiones respectivas para obtener el suministro de energía eléctrica y abastecer su demanda del sistema de interconexión nacional, teniendo en cuenta que la desviación de las otras dos (2) alternativas adicionales presentadas generarían sobrecostos adicionales para la Operación.

Los sobre costos por abastecer la demanda energética del Campo mediante un contrato BOOMT que funciona con crudo es de COP\$ 150/kW-h, sin embargo, el uso de energía del sistema interconectado nacional posee ventajas adicionales las

cuales no se incluyeron dentro del análisis por no estar dentro del alcance de la monografía y las cuales están asociadas a temas de cumplimiento de normatividad ambiental por emisiones, altura de chimeneas, entre otras.

Así mismo, la amplia diferencia entre el costo de la alternativa del alquiler, operación y mantenimiento de los equipos y generación con ACPM, hace que dicha alternativa se considere poco viable para la operación, al tener dos (2) alternativas adicionales que permitan satisfacer la demanda del Campo y garantizar la operación de todas las facilidades. No obstante, esta alternativa se puede tener en cuenta para facilidades o clúster en los cuales no se tenga sistema de electrificación y la interconexión al mismo por las condiciones del sector sean de difícil acceso.

No obstante, los beneficios que puede tener la energía proveniente del sistema interconectado nacional también se pueden enumerar algunas desventajas de dicho sistema como son: i) como son el tema de la sequía, más conocida como “fenómeno del niño”, época en la cual los embalses bajan considerablemente su capacidad conllevando a déficit de energía en algunos lugares del país y conllevando al aumento del precio de bolsa regulado, sin embargo, al tener un contrato con un techo definido las necesidades de la operación no se verán afectadas y no se tendrán sobrecostos adicionales en costo del kW-h, toda vez que es un contrato suscrito, que contempla que el mayor valor a pagar por el mismo es de COP\$ 135/kW-h como componente de Generación más el margen de comercialización de COP\$ 15/kW-h, es decir COP\$ 150/kW-h, antes de otros costos regulados. ii) Los ataques de fuerzas al margen de la ley, que hacen que se presente desabastecimiento de energía debido a la voladura de torres y que debido a la presencia de dichos grupos en las zonas de afectación, impiden la entrada en funcionamiento de la red eléctrica e iniciar el abastecimiento y cubrimiento de la demanda energética del Campo. iii) Corto-circuitos ocasionados por la fauna silvestre por se realiza el trazado de la línea eléctrica. iv) tormentas eléctricas que conlleven a sobrecargas y fallas del sistema eléctrico.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Decidir interconectarse al Sistema Interconectado Nacional, fue una decisión acertada por parte del operador lo cual ha conllevado a tener menores gastos por la operación del Campo bajo los parámetros mencionados, teniendo en cuenta que es la alternativa más económica para la operación al encontrarse un COP\$ 403,65 /kW-h por debajo del valor obtenido para la alternativa 1 bajo la modalidad de alquiler, operación y mantenimiento de máquinas y generando con ACPM y COP\$ 150,65 /kW-h por debajo del valor obtenido para la alternativa 2 bajo la modalidad BOOMT y generando con Crudo Residual.
- Revisar para los futuros análisis cuál sería el costo por kW-h asociado a la modalidad BOOMT con combustible crudo y de ser posible verificar si los precios de combustibles actuales permiten obtener un costo por kW-h menor para la operación y beneficios adicionales, los cuales no se contemplan en nuestra monografía.
- Definir una estrategia que permita tener una generación de back-up para el sistema interconectado nacional, en caso de crisis energética a nivel país, sin afectar los intereses de la población y posibles retribuciones del Estado Colombiano, por hacer uso de fuentes de generación alternas que no impactan el sistema.
- Realizar estudios de alternativas que permitan definir el uso de energías alternativas para el desarrollo y explotación del Campo Petrolero.
- Implementar futuras estrategias que permitan garantizar la pluralidad de oferentes y de alternativas que permitan obtener mejores costos para la Asociación una vez se finalice el contrato suscrito.
- En vista del costo por kW-h de la Alternativa 2, no se recomienda que se analice la alternativa de alquiler, operación y mantenimiento de generadores y generación con combustible ACPM, teniendo en cuenta que el precio de este combustible es regulado en la mayor parte de su composición tarifaria por el Estado Colombiano y su variación es muy poca independiente del comportamiento a la baja del crudo WTI o BRENT, por lo cual no se estima que la variación del precio del kW-h, sea significativo o afecte considerablemente los análisis realizados en esta monografía.

BIBLIOGRAFÍA

- Colombia, U. N. (s.f.). <http://www.virtual.unal.edu.co/>. Recuperado el 03 de Octubre de 2015, de <http://www.virtual.unal.edu.co/cursos/sedes/manizales/4010039/Lecciones/CAPITULO%20IV/vpn.htm>
- Corzo, A. D. (2013). *ANÁLISIS DEL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA COLOMBIANO Y REGIONAL NEGOCIACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CEMEX COLOMBIA S.A.* Bogotá: UNIVERSIDAD COLEGIO MAYOR DE NUESTRA SEÑORA DEL ROSARIO.
- CREG. (15 de Diciembre de 2009). DOCUMENTO CREG 138 - Revisión del límite no regulado de energía eléctrica. Bogota, Colombia.
- CREG. (s.f.). <http://www.creg.gov.co>. Recuperado el 02 de Octubre de 2015, de <http://www.creg.gov.co/index.php/creg/nuestra-labor>
- E.S.P., X. S. (s.f.). <http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>. Recuperado el 02 de Octubre de 2015, de <http://www.xm.com.co>
- EAFIT. (s.f.). <http://www.eafit.edu.co/escuelas/administracion/departamentos/departamento-contaduria-publica/planta-docente/Documents/Nota%20de%20clase%2066%20evaluacion%20financiera%20de%20proyectos.pdf>. Recuperado el 02 de Octubre de 2015, de <http://www.eafit.edu.co>
- ESEI. (2011). *EVALUACIÓN DE LA COMPRA DE ENERGÍA PARA EL CAMPO*. Bogotá.
- McKeown, R. D. (1986). *Modelos cuantitativos para administración*. México: Grupo Editorial Iberoamérica.
- Muñoz Franco, J. P. (2012). *MODELO PARA DETERMINAR VIABILIDAD FINANCIERA EN PROYECTOS DE AUTOGENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A GAS EN LAS ESTACIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ECOPEPETROL S.A.* Bucaramanga: Tesis de Grado - Universidad Industrial de Santander UIS.
- Públicas, C. d. (s.f.). *Centro de Estudios de la Finanzas Públicas de México*. Recuperado el 21 de Junio de 2016, de www.cefp.gob.mx
- SAC, M. (s.f.). http://www.melecsa.com/index.php?option=com_content&view=article&id=39&Itemid=80. Recuperado el 02 de Octubre de 2015, de http://www.melecsa.com/index.php?option=com_content&view=article&id=39&Itemid=80: <http://www.melecsa.com>
- UPME, UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA - UPME. (2004). *"UNA VISIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO"*. Bogotá.