EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA EL MEJORAMIENTO DEL DESEMPEÑO ENERGÉTICO EN LA MINA SAN TOMAS, UBICADA EN EL MUNICIPIO DE SAN CAYETANO (NORTE DE SANTANDER)

MEGGEEN ELISA QUILAGUY FAJARDO

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA EN ENERGÍA
BUCARAMANGA
2018

EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA EL MEJORAMIENTO DEL DESEMPEÑO ENERGÉTICO EN LA MINA SAN TOMAS, UBICADA EN EL MUNICIPIO DE SAN CAYETANO (NORTE DE SANTANDER)

MEGGEEN ELISA QUILAGUY FAJARDO

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de INGENIERO EN ENERGÍA

Director: PhD. CESAR ACEVEDO ARENAS

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA EN ENERGÍA
BUCARAMANGA
2018

Nota de aceptación:

_____

_____

_____

_____

_____

_____

Firma del director

_____

_____

Firma de los calificadores

Bucaramanga, Noviembre de 2018.

CONTENIDO

		pág.
INTRODUCCIÓN		**3**
1	**OBJETIVOS**	**6**
1.1	OBJETIVO GENERAL	6
1.2	OBJETIVOS ESPECIFICOS	6
2	**MARCO REFERENCIAL**	**7**
2.1	ANTECEDENTES	7
2.2	MARCO CONTEXTUAL	9
2.2.1	Perfil operativo	10
2.2.2	Esquema de consumo energético	11
2.2.3	Combustible	14
2.3	MARCO TEÓRICO	15
2.3.1	Caracterización energética	15
2.3.2	Costos en plantas generación eléctrica a Diesel	16
2.3.3	Eficiencia y potencia específica en compresores de tornillo lubricado	17
2.3.4	Eficiencia y selección de bombas	18
2.3.5	Dimensionamiento de sistemas solares fotovoltaicos (SFV)	19
2.3.6	Costo de generación de energía	21
2.3.7	Indicadores de evaluación financiera	22
3	**METODOLOGÍA**	**23**
3.1	FASE DE CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA	23
3.2	FASE DE PROPUESTA DE OPCIONES DE MEJORA DEL DESEMPEÑO ENERGÉTICO	24
3.3	FASE DE EVALUACIÓN FINANCIERA DE LAS OPCIONES DE MEJORA	24

4 CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA DE LA MINA SAN TOMAS 26

4.1 CONSUMO DE COMBUSTIBLE 26

4.2 CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 32

4.2.1 Análisis de sistema de bombeo 35

4.3 SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO 36

4.4 TRANSPORTE INTERNO DE MATERIALES 38

5 PROPUESTAS DE MEJORA DEL DESEMPEÑO ENERGÉTICO 40

5.1 SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO PARA EL ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO DE CAMPAMENTO Y CASINO (O1) 40

5.1.1 Dimensionamiento del sistema 40

5.2 SUSTITUCIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO ACTUAL (O2) 45

5.3 INTERCONEXIÓN A LA RED DEL SIN (O3) 47

5.3.1 Demanda total de energía eléctrica 48

5.3.2 Distancia aproximada de la línea de distribución 49

5.3.3 Estimación de ahorros 49

5.4 SUSTITUCIÓN DEL COMPRESOR SULLAIR 185 POR UN COMPRESOR ELÉCTRICO (O4) 49

5.5 SUSTITUCIÓN DEL GRUPO ELECTRÓGENO ACTUAL POR UNO DE MENOR CAPACIDAD (O5) 52

6 EVALUACIÓN FINANCIERA DE LAS OPCIONES DE MEJORA DEL DESEMPEÑO ENERGÉTICO 54

6.1 SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO AUTONOMO PARA EL ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO DE CAMPAMENTO Y CASINO (O1) 54

6.1.1 Costos de la alternativa 54

6.1.2 Evaluación financiera 55

6.2 SUSTITUCIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO actual (O2) 57

6.2.1 Costos de la alternativa 57

6.2.2 Evaluación financiera 57

6.3 INTERCONEXIÓN A LA RED DEL SIN (O3) 58

6.3.1 Costos de la alternativa 58

6.3.2 Evaluación financiera 58

6.4 SUSTITUCIÓN DEL COMPRESOR SULLAIR 185 POR UN COMPRESOR ELÉCTRICO (O4) 59

6.5 SUSTITUCIÓN DEL GRUPO ELECTRÓGENO ACTUAL POR UNO DE MENOR CAPACIDAD (O5) 59

6.6 INTERCONEXIÓN AL SIN + SUSTITUCIÓN SISTEMA DE BOMBEO 59

6.7 RELACIÓN COSTO BENEFICIO DE LAS ALTERNATIVAS 60

CONCLUSIONES 62

RECOMENDACIONES 63

REFERENCIAS 64

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1. Características del combustible 14
Tabla 2. Consumo de aire comprimido 37
Tabla 3. Caídas de presión en tubería y presión de trabajo de herramientas 37
Tabla 4. Eficiencia equipos sistema SFV 41
Tabla 5. Ordenamiento de opciones de mejora de acuerdo con indicador IVAN 61

LISTA DE CUADROS

pág.

Cuadro 1. Especificaciones técnicas de placa de la planta de generación principal 13
Cuadro 2. Especificaciones del motor de la planta eléctrica 13
Cuadro 3. Esquema del flujo de caja 25
Cuadro 4. Consumo de energía, emisiones y producción diaria 27
Cuadro 5. Censo de carga 31
Cuadro 6. Costo generación de energía eléctrica 35
Cuadro 7. Costo energía eléctrica en actividades bombeo, ventilación e iluminación 35
Cuadro 8. Generación de aire comprimido 36
Cuadro 9. Costo de generación de aire comprimido 38
Cuadro 10. Costo transporte de material 38
Cuadro 11. Especificaciones técnicas del regulador de carga Victron Energy SmartSolar 150/100 44
Cuadro 12. Conductores y protecciones sistema SFV 45
Cuadro 13. Características del punto de operación del sistema propuesto 47
Cuadro 14. Características del compresor propuesto 50
Cuadro 15. Características sistema de aire comprimido planteado 51
Cuadro 16. Estructura costo producción de aire comprimido con sustitución de compresor 51
Cuadro 17. Estructura del costo generación de energía eléctrica con sustitución de planta 52
Cuadro 18. Consumo de combustible y emisiones por opción de mejora 53
Cuadro 19. Costos del sistema solar FV propuesto 54
Cuadro 20. Comparación costos generación a precio combustible actual 56
Cuadro 21. Comparación costos generación considerando aumento en precio del combustible 56
Cuadro 22. Comparación costo de energía sistema de bombeo 57
Cuadro 23. Costos de la alternativa de Interconexión al SIN 58
Cuadro 24. Relación costo beneficio alternativas propuestas 60

LISTA DE FIGURAS

pág.

Figura 1. Panorama plantas hibridas en proyectos mineros fuera de la red 8
Figura 2. Ubicación del área de contrato de proyecto minero Mina San tomas 9
Figura 3. Morfología del área del contrato HBWK-06 10
Figura 4. Distribución de planta Mina San tomas 12
Figura 5. Línea base de consumo energético 26
Figura 6. Desagregación del consumo de energía por actividades 28
Figura 7. Diagrama de Pareto del consumo de energía 28
Figura 8. Consumo de energía Vs Producción 29
Figura 9. Diagrama energético productivo 30
Figura 10. Diagrama Pareto del consumo de energía eléctrica 32
Figura 11. Curva de carga consumo eléctrico 33
Figura 12. Efecto de la carga sobre el costo de combustible en la generación de energía eléctrica 34
Figura 13. Efecto de la carga en el consumo de combustible para el motor de referencia 1 34
Figura 14. Curva característica del sistema y punto de operación actual 36
Figura 15. Nomograma para el cálculo de la caída de presión 39
Figura 16. Curva de carga casino y campamento 41
Figura 17. Irradiación promedio mensual en la ciudad de Cúcuta 42
Figura 18. Curva sistema-bomba propuesto 46
Figura 19. Curva de carga mina San tomas para abastecimiento desde SIN 48
Figura 20. Curva de carga con sustitución de compresor 51

RESUMEN

Como primer paso en la búsqueda del mejoramiento del desempeño energético, se realizó una caracterización energética de la mina San tomas, una unidad de producción minera de pequeña escala que produce 20.000 toneladas anuales de carbón metalúrgico por métodos de explotación subterráneos en el municipio de San Cayetano (Norte de Santander) y que tiene como único recurso energético combustible Diesel B2. La operación de la mina requiere energía para las actividades de producción de aire comprimido, generación de energía eléctrica y transporte de materiales. Se identificaron oportunidades de mejora en los sistemas de producción de aire comprimido y de generación de energía eléctrica, que constituyen los usos significativos de la energía. Con base en las oportunidades detectadas, se desarrollaron cinco opciones de mejora del desempeño energético: un sistema solar fotovoltaico autónomo para abastecer la demanda de energía de las actividades del casino y campamento, la sustitución del sistema de bombeo actual por uno más eficiente, la conexión de la mina a la red del SIN, la sustitución del compresor con mayor consumo específico de combustible por un compresor eléctrico y, la sustitución de la planta de generación actual por otra de menor capacidad. Las alternativas de sustitución del sistema de bombeo y de conexión a la red del SIN se encontraron financieramente viables, siendo la primera la que presenta la mejor relación costo-beneficio.

Palabras clave: desempeño energético, caracterización energética, zona no interconectada (ZNI), minería a pequeña escala (MPE).

INTRODUCCIÓN

La industria minera de carbón es uno de los principales sectores económicos del departamento de Norte de Santander [1], donde 283 unidades de producción minera (UPM) de carbón aportan el 98,59% de las regalías departamentales; y una industria de importancia para otros departamentos como Boyacá y Cundinamarca [2]; en los que se desarrolla en mayor medida como minería a pequeña escala (MPE).

Aunque la MPE no representa una mayoría en el sector minero nacional en términos de producción y regalías, si la representa en número de UPM; de hecho, se estima que el 72% de la minería de carbón en el país es de pequeña escala [3]. Sin embargo, dado que el sector no cuenta con una infraestructura que soporte la operación de este tipo de proyectos, y éstos suelen enfrentar dificultades para el abastecimiento y altos costos de suministro energético, además de manejar muy bajos niveles de tecnificación, lo que desfavorece su competitividad y promueve la obsolescencia tecnológica.

La política minera nacional de 2016 [4] identifica la poca competitividad como uno de los retos que ha dificultado el desarrollo eficaz de la actividad minera en Colombia; destaca que, en su mayoría, el sector minero formal “presenta bajos niveles de inversión en innovación, tecnología y desarrollo, tanto al interior de las empresas como en centros de investigación y academia”.

La creación de condiciones competitivas, uno de los pilares de la política, contempla dentro de sus líneas de acción la identificación y promoción de oportunidades en reducción de costos de la actividad minera a través la innovación y el desarrollo tecnológico. Dentro de las acciones que se plantean están la reducción de costos, que incluye los precios de la energía. Además, considera que las medidas de adaptación y mitigación del cambio climático deben contribuir al desarrollo sostenible y competitivo del sector. Bajo ese enfoque, cobran valor las propuestas que persiguen mejorar la operación de los proyectos mineros y su sostenibilidad ambiental.

Por su potencial de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), este tipo de proyectos también puede justificarse bajo el marco de la Estrategia de Desarrollo Bajo en Carbono (ECDBC), que busca desligar el crecimiento económico nacional del crecimiento de las emisiones de GEI y que, a través de los Planes de acción sectoriales (PAS), se enfoca en las prioridades de mitigación de emisiones de cada sector y sus medios de implementación. El Plan de acción sectorial Minas (PASm) [5] distingue como prioridades sectoriales las iniciativas aprovechamiento de Metano y la implementación de acciones de eficiencia energética en operaciones mineras con el objetivo de disminuir u optimizar el consumo de combustibles fósiles.

El presente proyecto, a ser desarrollado en la mina San tomas, pretende generar conocimiento en torno al mejoramiento del desempeño energético en UPM a pequeña escala, como una herramienta para impulsar su competitividad y sostenibilidad ambiental. Además, brindaría información valiosa para la planeación y administración futura de la mina.

La mina San tomas se dedica a la extracción de carbón metalúrgico mediante sistema de explotación subterráneo. La producción anual es de 20.000 toneladas; por lo que se clasifica como un proyecto minero a pequeña escala de acuerdo con el decreto 1666 del Ministerio de Minas y Energía (MME) [6]. El abastecimiento energético del proyecto consiste en la compra de combustible Diesel, el cual se requiere para el desarrollo de actividades como la generación de aire comprimido, el bombeo de agua y la operación de motores Diesel. Este esquema de abastecimiento es común para muchas minas en la región e implica que parte de sus costos de operación sean dependientes del precio de los combustibles.

Dado que en el sector donde se ubica la Mina San tomas no se dispone de conexión a la red eléctrica, ésta utiliza como único recurso energético combustible Diesel B2, el cual adquiere en la ciudad de Cúcuta y transporta hasta sus instalaciones en el municipio de San Cayetano (Norte de Santander).

En este sentido, el principal tema de interés para la mina es el costo que este combustible le representa a su producto y, por lo tanto, su dependencia del precio de los combustibles. Sin embargo, no se ha realizado un análisis profundo del uso de la energía en la mina de acuerdo con sus condiciones de trabajo, y se desconoce la disponibilidad de alternativas o de otros recursos energéticos para reducir su consumo de combustible.

Adicionalmente, es de interés para la empresa determinar las emisiones asociadas al suministro energético de la mina y las potenciales reducciones que podría lograr, como nuevos factores a considerar dentro de sus estudios de impacto y desempeño ambiental.

El objetivo principal de este proyecto es evaluar técnica y financieramente alternativas para lograr el mejoramiento del desempeño energético de la mina San tomas; dichas alternativas se desarrollan a partir de las oportunidades de mejora identificadas durante el proceso de caracterización energética.

El proceso de caracterización energética también implica la determinación de los usos significativos de la energía y los costos de abastecimiento energético para las diferentes actividades operativas de la mina, así como las condiciones de operación y de eficiencia para algunas de las actividades principales.

Se evaluará el desempeño energético de la mina incluyendo los equipos y operaciones dentro del área operativa, el casino y el campamento, con excepción de los equipos de respaldo y el transporte externo del carbón.

Las opciones de mejora propuestas son iniciativas que se desarrollan técnicamente buscando optimizar el consumo de energía o sustituir total o parcialmente el combustible Diesel como recurso energético, teniendo en cuenta la disponibilidad de información y de recursos energéticos en el lugar.

Las opciones se evalúan bajo los criterios financieros de valor presente neto (VPN) y tasa interna de retorno (TIR), y se ordenan considerando el nivel de inversión requerida y la rentabilidad esperada, con el fin de facilitar la toma de decisiones en cuanto al mejoramiento del desempeño energético.

De esta forma, se identifican soluciones técnica y financieramente viables que, a través de la reducción del costo de abastecimiento energético, ayuden a mejorar la competitividad de este proyecto minero en particular pero que a su vez podrían ser analizadas para otros proyectos con condiciones similares.

1 OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar una evaluación técnico-financiera de alternativas para el mejoramiento del desempeño energético en la mina San tomas.

1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Realizar una caracterización energética de la mina San tomas
- Plantear alternativas para el mejoramiento del desempeño energético de la mina San tomas
- Valorar financieramente las alternativas propuestas para el mejoramiento del desempeño energético de la mina San tomas

2 MARCO REFERENCIAL

2.1 ANTECEDENTES

De acuerdo con Botero [7] “la minería es intensiva en el uso de combustibles fósiles, principalmente Diesel, el cual se utiliza para la generación eléctrica y el movimiento de materiales o transporte. Y es ahí, precisamente, donde hay diversas posibilidades de ahorro”, pero “lo que se ha hecho en eficiencia energética en la minería nacional es incipiente y todavía queda un largo camino por recorrer”; por lo que valdría la pena tomar como referencia la industria minera de otros países como, por ejemplo, la chilena, la cual considera “un buen ejemplo de minería que invierte en eficiencia energética”.

Las iniciativas de la industria minera nacional a temas de eficiencia energética son recientes y principalmente hechas por la minería a gran escala. Compañías de minería a gran escala como Cerro matoso y Cerrejón han implementado sistemas de gestión de la energía basados en la norma ISO 50001. Cerro matoso ha venido implementando la primera fase de su SGE desde el año 2014, estableciendo líneas base de consumo para los equipos con uso significativo de electricidad y gas natural, objetivos y metas de consumo [8]. Por su parte, Cerrejón, después de haber valorado su potencial de reducción de consumo energético, ha desarrollado un portafolio de iniciativas de reducción de emisiones de GEI que le generan ahorros tanto energéticos como económicos, entre las que se encuentran la reducción de consumo de combustible por optimización de los tiempos de espera en camiones, la optimización del consumo de energía eléctrica por uso de aires acondicionados en oficinas, la optimización del proceso de las plantas de carbón para disminuir el consumo de energía eléctrica y, el uso de luminarias con celdas fotovoltaicas frente a plantas a Diesel en la mina y la línea Férrea [9].

Por su parte, en proyectos de minería de pequeña escala en Norte de Santander se han realizado estudios de factibilidad para la construcción de sistemas fotovoltaicos autónomos; como el desarrollado en la mina La milagrosa [10] del municipio del Zulia y análisis de las instalaciones eléctricas y calidad de energía, como el realizado en la mina La Argelia [11], la cual cuenta con servicio de energía eléctrica prestado por CENS. En la mina La milagrosa se estimó el consumo existente y la demanda de potencia eléctrica, se calculó la intensidad de radiación solar del lugar, realizó el dimensionamiento del sistema y se comparó su costo con el del sistema de generación de energía existente.

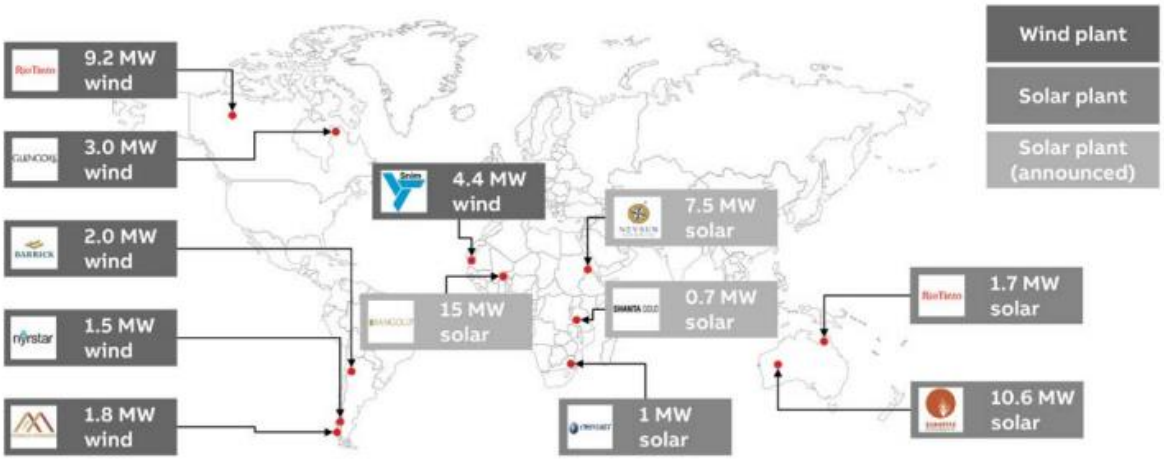
En cuanto a la industria chilena también predominan las iniciativas y logros de la industria minera de Cobre a gran escala, como las compañías mineras chilenas que han recibido sellos de eficiencia energética por parte del ministerio de Ministerio de energía de ese país [12]. Entre ellas, la mina Los Bronces de Anglo American, una

mina de Cobre a cielo abierto distinguida por la implementación del programa de gestión de energía y Dióxido de Carbono llamado ECO_2MAN (Energy and CO_2 Management) que, a través de la optimización de los procesos logró reducir el consumo de Diesel, lo que incluye la optimización de la configuración de la mina, el aumento del factor de carguío, cambios en el manejo de lixiviables para disminuir la distancia de transporte a los botaderos y otras medidas como el reemplazo de motores en algunas flotas de camiones y el ajuste de las curvas de potencia de motores en otras.

En la industria minera australiana, mucho más diversa y que produce carbones que compiten en el mercado internacional con los nortesantandereanos, se destacan iniciativas de algunos minas, especialmente de minerales, como el aumento del diámetro de tuberías para reducir la fricción durante el bombeo de agua o lechadas en la mina *Wonnerup*, sustitución de equipos (como ventiladores industriales) en la mina *Kalgoorlie* y la conexión a la red eléctrica para eliminar los generadores Diesel en la mina *Black Star* [13].

Además de la implementación de sistemas de gestión de la energía y proyectos de mejora de las condiciones operacionales, otras empresas mineras alrededor del mundo han optado por la integración de fuentes de energía alternativas a sus esquemas de abastecimiento energético, entre ellos sistemas de energía solar térmica [14], fotovoltaica [15] y sistemas híbridos Solar FV/Diesel [16]; así como sistemas de medición y digitalización del consumo energético.

Figura 1. Panorama plantas hibridas en proyectos mineros fuera de la red



Fuente: ABB. Reducing energy costs and environmental impacts of off-grid mines

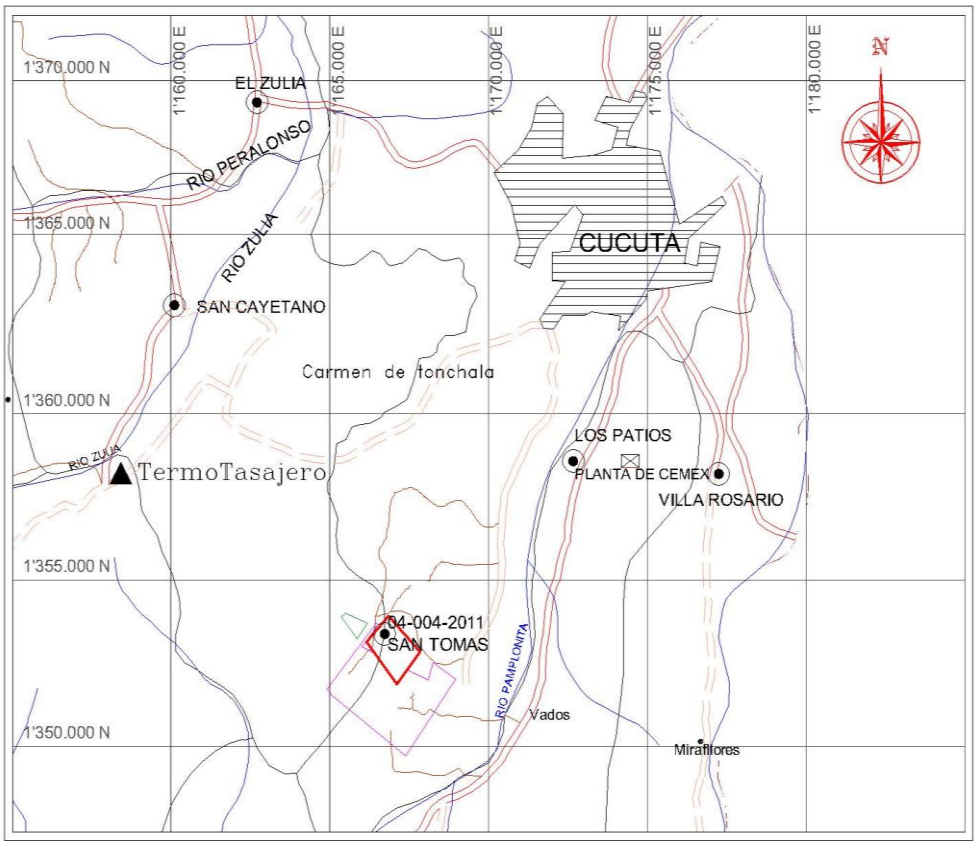
Las energías renovables y los sistemas de almacenamiento de energía ya han demostrado ser una solución efectiva para generar electricidad de alta calidad para

el abastecimiento energético en minas fuera de la red [17]; y la hibridación permite un enfoque modular en que se inicia con una inversión pequeña en energías renovables o sistemas de almacenamiento, que puede ser ampliada a medida que se favorecen las condiciones o se elevan los precios del combustible. La Figura 1 muestra algunos sistemas híbridos Solar-Diesel o Eólico-Diesel alrededor del mundo que operan o han sido anunciados para proyectos mineros fuera de la red.

2.2 MARCO CONTEXTUAL

La mina San tomas, ubicada en la vereda Ayacucho del municipio de San Cayetano (Norte de Santander), se dedica a la extracción de carbón metalúrgico mediante un sistema de explotación subterráneo. Su ubicación, presentada en la Figura 2, está fuera del alcance del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Figura 2. Ubicación del área de contrato de proyecto minero Mina San tomas

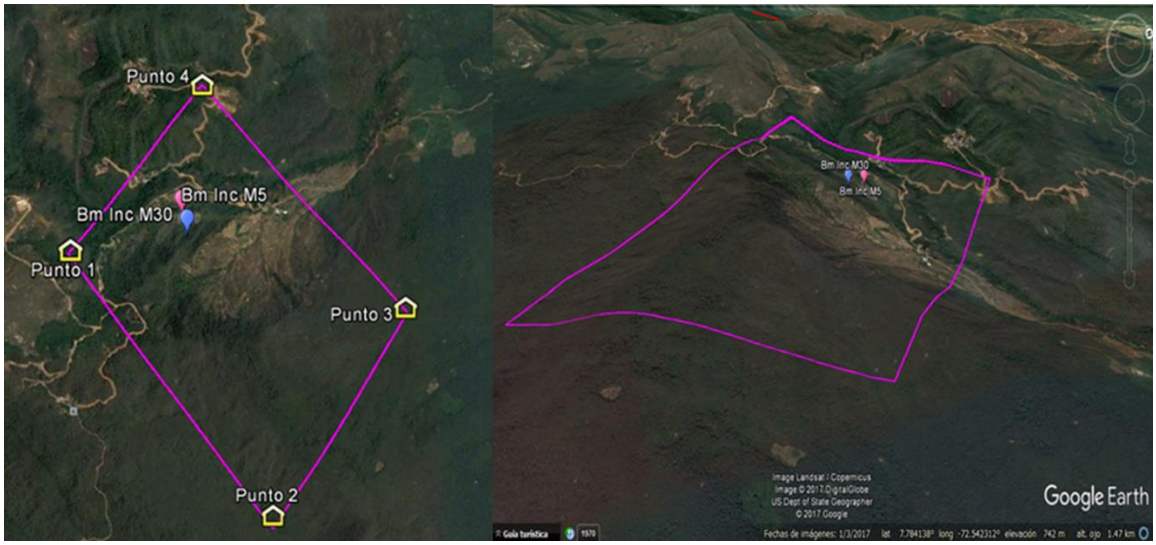


Fuente: Programa de trabajo e inversiones de la Mina San tomas

El proyecto minero se encuentra en etapa de explotación bajo el contrato de concesión 04-004-2001 (HBWK-06), inscrito en el Registro único de Comercializadores de Minerales (RUCOM). El contrato cubre un área de 165 hectáreas, la producción anual es de aproximadamente 20.000 toneladas; por lo que se clasifica como un proyecto minero a pequeña escala de acuerdo con el decreto 1666 del MME [6].

En el área, presentada en la Figura 3, predomina un clima cálido y seco con temperatura promedio anual de 28 °C, donde las mayores precipitaciones ocurren durante los meses de octubre a diciembre y de enero a abril, los períodos más secos son de mayo a septiembre [18].

Figura 3. Morfología del área del contrato HBWK-06



Fuente: Programa de trabajo e inversiones Mina San tomas

2.2.1 Perfil operativo. Existen dos centros de trabajo principales: el área de campamento, que incluye también el casino y una casa anexa, y el área operativa de la mina.

El área operativa de la mina incluye, en superficie, una estructura de dos plantas que alberga la oficina de la mina, el almacén y el taller mecánico, un galpón de 10 m^2 donde se ubican los equipos de generación de aire comprimido, dos bocaminas, dos malacates, una tolva, un patio de maderas y un patio de depósito de materiales estériles. Actualmente sólo se opera una bocamina y, por lo tanto, un solo malacate.

De forma general, la operación de la mina comprende actividades subterráneas como el avance, sostenimiento y preparación de distintos tipos de túneles, el acopio

y bombeo de aguas subterráneas, la perforación de las paredes de roca con martillos neumáticos para extraer el carbón, su separación de otras rocas (estériles) y el acopio de lotes de material (carbón y estériles) para su transporte al exterior. Sin embargo, la operación subterránea se complementa con actividades en superficie como el transporte y recepción de tales lotes de material, el acopio y despacho de carbón, la generación de aire comprimido para los martillos neumáticos, la generación de energía eléctrica para el bombeo de agua y la ventilación, el sistema de tratamiento de aguas y otras facilidades como el almacén de repuestos y herramientas, el taller mecánico y la oficina administrativa.

Las actividades mineras se ejecutan en dos jornadas de trabajo: una jornada diurna entre las 07:00 y las 16:00 aproximadamente, y una nocturna entre las 18:00 y las 02:00. Durante la jornada diurna se realizan todas las actividades mencionadas anteriormente, subterráneas y en superficie; mientras que durante la jornada nocturna sólo se realiza transporte de material a superficie.

La Figura 4 ilustra la distribución de planta y los flujos de energía que se alimentan a cada área.

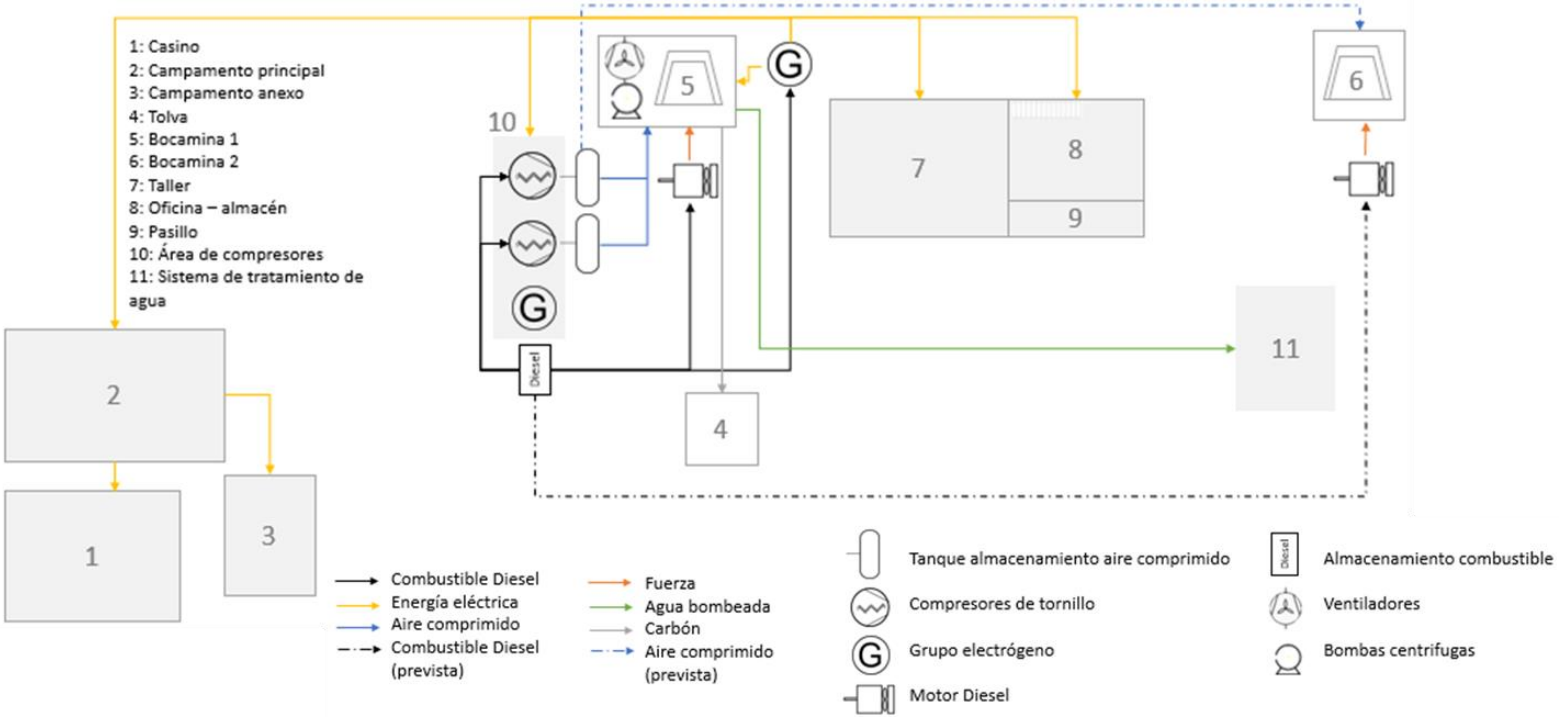
2.2.2 Esquema de consumo energético. La generación de energía eléctrica se realiza con un grupo electrógeno marca Steward & Stevenson modelo SDC95, cuyos datos de placa se presentan en el Cuadro 1, con un motor Diesel marca Deutz cuyas características principales se presentan en el Cuadro 2. También se dispone de una planta de generación de respaldo, para los eventos en que la panta principal no pueda funcionar.

La energía generada se utiliza para alimentar el sistema de bombeo, el sistema de ventilación y la iluminación y, esporádicamente, los equipos del taller mecánico.

- **Sistema de bombeo.** La mina cuenta con una línea de bombeo principal y otra de respaldo. La línea principal consta de 4 bombas centrifugas Pedrollo CP680A en serie que impulsan, en promedio 6 horas al día, 150 L/min de agua desde el fondo un túnel inclinado que tiene alrededor de 250 m de longitud y 177 m de profundidad vertical. El sistema opera con manguera de 2” de diámetro y la distancia vertical entre bombas es de 45 m.

- **Ventilación.** Es la operación que busca la circulación suficiente de aire en el interior de la mina, de manera que se disuelvan y evacuen los gases potencialmente tóxicos y se mantenga un ambiente limpio y seguro para el trabajo. Se utilizan dos ventiladores de 5 HP que envían aire fresco al interior de la mina y un extractor de aire de 12 kW.

Figura 4. Distribución de planta Mina San tomas



Fuente: Autor

Cuadro 1. Especificaciones técnicas de placa de la planta de generación principal

Especificaciones técnicas	
Modelo	SDC95
Serie No.	SSC-0911064
Aplicación	Emergencia
Modelo motor	TD226B-6DI
S/N	68081016791
Modelo alternador	UC I274C1IL63D
S/N	MO8K269008
Potencia activa	95 kW
Potencia aparente	118,75 kVA
Frecuencia	60 Hz
Voltaje	220/440 V
Corriente	312/156 A
Velocidad	1800 rpm

Fuente: Placa equipo

Cuadro 2. Especificaciones del motor de la planta eléctrica

Especificaciones técnicas	
Modelo	TD226B-6D
Potencia salida	105 kW (1800 rpm)
Configuración	4 tiempos; 6 cilindros en línea
Método de admisión	Turboalimentado
Consumo de combustible	208 g/kWh (full carga)
Desplazamiento	6.23 L
Diámetro cilindros	105 mm
Carrera	120 mm

Fuente: FD Power. Deutz TD226B-6D Diesel engine for generator set application

- **Taller mecánico.** El taller mecánico cuenta con equipos necesarios para el desarrollo de piezas y mantenimiento de motores. La operación de los equipos del taller es discontinua, normalmente se da dentro de la jornada diurna y en cortos intervalos de tiempo cuando se requiere la fabricación o mantenimiento de piezas o máquinas.

- **Iluminación y equipos de oficina.** En las áreas de oficina, campamento y casino sólo existen cargas de iluminación. Los tomacorrientes se utilizan para cargar celulares y baterías de las lámparas mineras.

La generación de energía en la mina no se limita exclusivamente a producir energía eléctrica; también se dispone de equipos que funcionan directamente con combustible Diesel, principalmente compresores y motores.

- **Producción de aire comprimido.** Los compresores se operan durante aproximadamente 8 horas diarias y alimentan veinte martillos neumáticos ML-33 con un consumo de 40,6 ft^3/min (1150 L/min) a 71,1 PSI (5 Kg/cm^2).

Adicionalmente, se cuenta con dos tanques externos que acumulan aire comprimido antes de enviarlo hacia el interior del túnel a través de mangueras de 2 pulgadas.

- **Malacate.** Es el equipo usado para transportar vagones metálicos sobre una carrilera instalada a lo largo del túnel inclinado de la mina con el fin de extraer materiales desde el fondo del túnel. Para esto, se utiliza un sistema compuesto por un motor Caterpillar 3208 alimentado directamente con combustible Diesel, una caja de cambios, un eje, una transmisión, un carreto con guaya de acero de 1 pulgada y una polea.

El sistema se opera para transportar carga alrededor de 16 horas diarias; sin embargo, parte de este tiempo trabaja en vacío dado que hay un tiempo de espera mientras se cargan o descargan los vagones al interior del túnel. Los vagones tienen la capacidad de contener una tonelada de carbón y se transportan a lo largo de la carrilera instalada en un túnel inclinado de 250 m de longitud y 177 m de profundidad vertical. La velocidad del carro no debe superar los 2 m/s.

2.2.3 Combustible. El combustible con el que se abastece la mina es Diesel extra B2, también llamado Diesel premium o aceite combustible para motores de bajo azufre (ACEM) B2.

Se trata de un combustible apto para su uso en diversas aplicaciones, como automotores de transporte, máquinas de trabajo medio y pesado, y hasta hornos, secadores y calderas para generación de energía; que presenta las siguientes características promedio:

Tabla 1. Características del combustible

Característica	Valor
Poder calorífico [BTU/galón] [19]	129.638
Densidad [Kg/L] [19]	0,8519
Índice de emisiones [Kg CO_2/m^3] [19]	2.681 ± 0,21%
Costo suministro [$/galón]	5.400

Fuente: Autor

Con base en esas características relacionadas en la Tabla 1, el suministro de combustible tiene un costo mínimo de $142,11/kWh, que se estima asumiendo una perfecta conversión energética.

2.3 MARCO TEÓRICO

Se presenta una breve síntesis de las principales temáticas que se consultaron y aplicaron durante el desarrollo del proyecto; se incluyen conceptos teóricos específicos sobre el proceso de caracterización energética, el desempeño de los equipos analizados, cálculo de costos e indicadores financieros y, dimensionamiento de sistemas solares fotovoltaicos.

2.3.1 Caracterización energética. Es un proceso de evaluación cualitativa y cuantitativa del desempeño energético de una organización, proceso o instalación; orientado hacia a la identificación de oportunidades potenciales de ahorro energético.

Se trata una metodología que combina diversas herramientas para determinar con la mayor exactitud posible el balance de energético de los principales equipos y/o procesos consumidores en una instalación, revelando dónde, cómo y con qué grado de eficiencia se utiliza la energía [20]. Algunas de las principales herramientas gráficas para el análisis de información utilizadas en el desarrollo de una caracterización energética son [21]:

- Diagrama energético productivo: Es un diagrama de flujo de los principales procesos productivos que señala los tipos y cantidades aproximadas de energía, productos o materiales semiprocesados que entran y salen del bloque para cada etapa del proceso. Permite identificar las etapas con mayor consumo energético y con mayor rechazo de materiales y de energía, así como la contribución de cada portador energético en el proceso, con el fin de apreciar donde se podrían aplicar acciones de gestión de energía para reducir los consumos energéticos.

- Diagrama de Pareto: Es un gráfico especializado que presenta los consumos en orden de magnitud descendente, en unidades y en por ciento. Los por cientos agregados se conectan por una línea para mostrar la adición incremental de cada categoría respecto al total. Se utiliza para determinar las áreas que provocan el 80% del consumo energético, o de las pérdidas, entre otros aspectos. Esto facilita la priorización de acciones de mejora según el potencial de impacto que puedan tener sobre el aspecto estudiado.

- Gráfico de consumo y producción en el tiempo (E-P vs T): Muestra la variación en el tiempo del consumo de cada portador energético y de la producción de forma

simultánea. Puede realizarse a nivel de empresa, área o equipos. Permite identificar factores que influyen en el consumo energético y los períodos en que se producen comportamientos atípicos entre la variación del consumo y de la producción.

- Gráfico de consumo – producción (E vs P): Presenta el consumo de cada portador energético frente a la producción asociada correspondiente al mismo periodo de tiempo. Se utiliza principalmente para determinar la influencia de las variaciones en la producción sobre el consumo energético, el consumo no asociado a la producción y las posibles metas de consumo.

Como resultado, la caracterización energética permite evaluar el consumo de energía en función del tiempo y de otras variables propias de cada proceso, constituyendo lo que se conoce como la línea base de consumo e indicadores de desempeño energético; además de dar a los consumos y costos específicos, las áreas de mayor consumo (también denominadas usos significativos de la energía), pérdidas e índices de eficiencia y las necesidades en la administración energética.

2.3.2 Costos en plantas generación eléctrica a Diesel. Los costos de generación de energía con plantas Diesel implican unos costos preoperativos y otros operativos. Dentro de los costos preoperativos se incluyen estudios, predios, infraestructura y obras civiles, y costo de capital de máquinas, entre otros; mientras que dentro de los costos operativos se tienen principalmente los costos de administración, operación y mantenimiento (AOM) fijos y variables, y los costos del combustible, además de costos ambientales, de seguros y de ley, según aplique [22].

El costo de combustible de un grupo electrógeno dependerá de la zona donde se ubique y de su rendimiento particular, dado que el consumo específico del motor varía con su tamaño y con la carga, pero también puede ser influenciado por otros factores como el tiempo que ha trabajado, el mantenimiento que ha recibido y factores ambientales. De acuerdo con [23] cada generador y situación es única; pero hay algunas generalidades en cuanto al consumo de combustible y mantenimiento que se deben conocer:

- El consumo de un generador bien dimensionado y mantenido puede estar alrededor de 0,3 y 0,35 L/kWh.

- Los generadores grandes consumen un poco menos combustible por kWh, es decir, su intensidad energética es ligeramente menor.

- Aproximadamente un 60% del costo inicial del generador se gastaría en mantenimiento a lo largo de toda su vida útil, siendo el principal desembolso un reacondicionamiento a mitad de la vida útil que supone el 30% de ese costo.

- Un generador trabajando a muy poca carga resulta muy ineficiente y disminuye la vida útil como efecto de las deposiciones que genera en los cilindros. Y el bajo rendimiento, hace que se consuma más combustible por kWh. Por lo tanto, no debería operarse un generador con una carga menor al 30%.

- Un generador no debería operar una carga mayor al 110% ni siquiera por muy poco tiempo, ya que los generadores sobrecargados se deterioran muy rápidamente.

- Los generadores en unas condiciones de trabajo aceptables y con un mantenimiento correcto duran entre 20.000 y 30.000 horas, con un reacondicionamiento intermedio entre las 10.000 y 15.000 horas.

La cantidad de combustible consumido por un grupo electrógeno para producir electricidad se describe mejor en una curva de consumo de combustible; esto es, un gráfico del combustible consumido por hora frente a la salida de potencia. El consumo variará de acuerdo con la potencia de salida, que es efecto de la carga; y esa relación se representará como una línea recta cuya intersección con el eje Y mostrará el consumo de combustible del generador sin carga, y la pendiente indicará el consumo marginal del generador [24].

El combustible que consume el generador sin carga es el que se requiere para los sistemas auxiliares del motor como la bomba de combustible, el ventilador del radiador y la bomba de agua de refrigeración, así como para superar la fricción inducida en todas las piezas móviles. Todos esos consumos son inevitables en cualquier motor diésel; y son la razón por la que su eficiencia mecánica siempre es menor al 100%.

Dentro de los costos de administración, operación y mantenimiento (AOM) para un grupo electrógeno se distinguen principalmente el aceite, los filtros y el costo de mantenimiento, todos ellos bastante asociados a las horas de uso del equipo.

2.3.3 Eficiencia y potencia específica en compresores de tornillo lubricado. De forma general, los compresores que funcionan a carga parcial tienen una eficiencia operativa muy baja. De acuerdo con [25], el compresor de tornillo está diseñado para ciclos de trabajo de 100% y no son recomendados para ciclos de trabajo inferiores al 25%, y su velocidad de giro puede reducirse (para reducir el flujo) hasta un máximo de 50% de la capacidad nominal [26].

La eficiencia de los compresores normalmente se describe en términos de eficiencia volumétrica y eficiencia isentrópica o global. La eficiencia volumétrica puede describirse como el cociente entre el volumen realmente desplazado por el compresor y el volumen calculado por diseño; mientras que la eficiencia isentrópica

o global puede describirse como el cociente entre el trabajo real y el teórico requeridos por compresor para una capacidad dada. De forma general, la eficiencia volumétrica de un compresor de tornillo se reduce a medida que aumenta la relación de compresión; mientras que su eficiencia isentrópica es máxima con una relación de compresión en particular. El pico de la curva de eficiencia global se relaciona con la relación de volumen integrado ideal del compresor y la curva cae abruptamente a medida que la relación de compresión se aleja del punto óptimo [27]. De acuerdo con [26] la eficiencia global de un compresor de tornillo suele estar entre el 65% y 75%.

Debido a la abundante lubricación de los compresores de tornillo lubricado, su desgaste mecánico es muy bajo y su rendimiento mecánico raramente es inferior a 0,9; pero un descuido en este aspecto origina inconvenientes de difícil solución.

La potencia específica se define como la relación entre la potencia consumida y el caudal suministrado a una presión de servicio determinada. La potencia consumida por un compresor es la suma de las potencias consumidas por todos los accionamientos del compresor, como el motor principal, el motor del ventilador, el motor de la bomba de aceite, la calefacción auxiliar, entre otros. Si se necesita la potencia específica para realizar cálculos de rentabilidad, ésta deberá referirse al compresor completo a la presión de servicio máxima. Es decir, se divide el consumo total de energía a presión máxima entre el caudal a presión máxima [28].

2.3.4 Eficiencia y selección de bombas. El rendimiento o eficiencia de las bombas es la relación entre la potencial hidráulica, que es la potencia que entrega la bomba al fluido, y la potencia consumida.

$$Eficiencia = \frac{Potencia\ hidraulica}{Potencia\ consumida}$$

Y la potencia hidráulica está determinada por las condiciones de operación de las bombas, concretamente por el punto de operación de éstas, que no es otra cosa que el flujo volumétrico y la carga hidrostática neta que manejan.

$$Potencia\ hidraulica = \rho g H Q$$

Donde:

ρ: densidad del fluido [Kg/m^3]
g: aceleración gravitacional [m/s^2]
H: carga hidrostática neta [m]
Q: caudal o flujo volumétrico [m^3/s]

Por lo tanto, la eficiencia depende del flujo volumétrico y la carga hidrostática con que opera una bomba; y eso implica que para cada bomba exista una eficiencia máxima para un caudal y carga determinados, es decir, para un punto de operación específico.

La selección de una bomba consiste en encontrar la bomba que para unas condiciones de operación requeridas trabaje con la mayor eficiencia posible. Eso se consigue cuando el punto de operación coincide con el punto de operación de máxima eficiencia de la bomba, o es muy cercano a éste.

El punto de operación de un sistema de bombeo se determina cuando se hacen corresponder la demanda del sistema o carga hidrostática requerida con la carga hidrostática disponible de la bomba, lo cual se logra para cierto caudal de operación [29]. Entonces, al seleccionar una bomba se busca que, la altura disponible de la bomba coincida con la altura requerida al caudal de operación deseado. Para eso, se compara la curva característica de rendimiento de la bomba.

2.3.5 Dimensionamiento de sistemas solares fotovoltaicos (SFV). Dimensionar un sistema SFV autónomo consiste en determinar el número de módulos FV y la capacidad de almacenamiento requeridos para generar y almacenar la energía necesaria para una determinada aplicación; así como las características de los demás componentes del sistema.

Existen distintos métodos para dimensionar sistemas SFV, en este trabajo se dimensionará con base en el consumo promedio de energía, con lo cual se calcula la energía que debe generar el arreglo de módulos FV, el número de módulos requeridos y la capacidad de almacenamiento.

$$Energía\ a\ generar\ \left[\frac{kWh}{día}\right] = \frac{Consumo\ energía\ [\frac{kWh}{día}]}{n_{inv} * n_{bat} * n_{reg}}$$

$$Modulos\ requeridos = \frac{Energía\ a\ generar\ \left[\frac{Wh}{día}\right]}{Potencia\ modulo\ [W] * HSP * PR}$$

Donde:

n_{inv}: Eficiencia del inversor
n_{bat}: Eficiencia baterías
n_{reg}: Eficiencia del regulador de carga
HSP: Horas de sol pico [h]
PR: *Performance ratio*

El número máximo de módulos en el arreglo depende de la capacidad del inversor, mientras que el número máximo de módulos en serie y paralelo que se podría tener están determinados por la tensión y corriente máxima del regulador de carga del sistema, respectivamente.

$$Max\ modulos = \frac{Potencia\ inversor\ [W]}{Pmax\ modulo\ [W]}$$

$$Max\ modulos\ serie = \frac{Tensión\ máxima\ regulador\ [V]}{Tensión\ Pmax\ módulo\ \ [V]}$$

$$Max\ modulos\ paralelo = \frac{Intensidad\ nominal\ regulador\ [A]}{Intensidad\ sc\ modulo\ [A]}$$

Para determinar la capacidad de almacenamiento del arreglo de baterías se debe definir previamente el número de días de autonomía deseado y la profundidad máxima de descarga de las baterías.

$$Capacidad\ [Ah] = \frac{Energía\ a\ generar\ \left[\frac{Wh}{día}\right] * días\ autonomía}{Prof\ máx\ descarga * Factor\ corrección\ T * Tensión\ [V]}$$

El número total de baterías, y el número de baterías en serie y paralelo que conformarían el arreglo se define de acuerdo con la capacidad y tensión de las baterías a usar.

$$Baterías\ requeridas = \frac{Capacidad\ requerida\ [Ah]}{Capacidad\ batería\ [Ah]}$$

$$Baterías\ serie = \frac{Tensión\ sistema\ [V]}{Tensión\ bateria\ [V]}$$

$$Baterías\ paralelo = \frac{Baterías\ requeridas}{Baterías\ en\ serie}$$

El inversor debe tener la capacidad por lo menos 25% mayor que la potencia máxima de la carga; mientras que la capacidad del regulador se determina con base en las corrientes de entrada y salida que puede manejar, que deben ser por lo menos 25% mayores que las corrientes máximas esperadas.

$$Potencia\ inversor = 1{,}25 * Potencia\ carga$$

$$Max\ intensidad\ entrada\ reg\ [A] = 1{,}25 * Isc\ modulo\ [A] * paneles\ paralelo$$

$$Max\ Tensión\ entrada\ [V] = Tensión\ Pmax\ modulo\ [V] * paneles\ serie$$

$$Max\ intensidad\ descarga\ [A] = \frac{1{,}25 * Pmax\ carga\ [W]}{Tensión\ sistema\ [V] * n_{inv}}$$

Donde:

$Isc\ modulo$: Corriente de corto circuito del módulo [A]
n_{inv}: Eficiencia del inversor

2.3.6 Costo de generación de energía. Los costos de generación de la energía involucran costos fijos por concepto de infraestructura y administración de las plantas, así como costos variables que dependen de su operación, en gran medida determinada por la generación, es decir, la cantidad de energía que entregan en un periodo de tiempo determinado, generalmente un año.

$$Costo\ de\ generación = \frac{Costo\ anual\ equivalente}{Generación\ o\ producción\ anual}$$

$$Costo\ anual\ equivalente = Costos\ fijos\ anuales + Costos\ variables\ anuales$$

Los costos fijos pueden incluir costos operativos y no operativos. Los costos operativos incluyen principalmente el costo de los equipos y gastos preoperativos, así como los costos fijos de operación y mantenimiento; los costos no operativos suelen incluir gastos administrativos y seguros, entre otros.

El costo fijo que representan los equipos debe calcularse considerando un periodo de pago estimado para cada uno de éstos de acuerdo con su nivel de uso y vida útil esperada.

$$Costo\ fijo\ equipos = \frac{Costo\ equipo * (1+i)^n * i}{(1+i)^n - 1}$$

Donde:

i: Tasa de descuento [%]
n: Periodo de pago del equipo [años]

Por otra parte, los costos variables son principalmente operativos e involucran el costo de combustible y los costos variables de operación y mantenimiento.

$$Costo\ variable\ anual = Costo\ comb\ anual + Costo\ VOM\ anual$$

2.3.7 Indicadores de evaluación financiera. La evaluación financiera es la comparación, en términos de flujos de dinero, entre los costos y beneficios que generaría un proyecto que permite medir su rentabilidad y brindar la información necesaria para compararlo con otras oportunidades de inversión.

Para medir el grado en que un proyecto genera retorno de la inversión, típicamente se utilizan los indicadores financieros de Valor presente neto (VPN) y Tasa interna de retorno (TIR). El VPN mide la riqueza equivalente que aporta un proyecto, medido en dinero del periodo inicial (año 0) sobre la mejor alternativa de uso del capital invertido en un proyecto de igual riesgo. En otras palabras, es el excedente que queda para los inversionistas de un proyecto tras recuperar su inversión y el costo de oportunidad de los recursos invertidos [30]; y por lo tanto se considera que los valores de VPN mayores que 0 indican que el proyecto que genera riqueza por encima de otras oportunidades de inversión, y por lo tanto, conviene. Por otra parte, la TIR es un indicador asociado al VPN que representa la rentabilidad media del proyecto evaluado [30]; es decir, la tasa de descuento constante que hace que el VPN sea 0, o sea, a la cual el proyecto empieza a ser conveniente.

Aunque normalmente el criterio para seleccionar inversiones es maximizar el VPN, otro indicador que puede utilizarse es el IVAN, que describe el VPN posible por cada unidad monetaria invertida.

$$IVAN = \frac{VPN}{Inversión}$$

3 METODOLOGÍA

La metodología elegida para el desarrollo del presente proyecto, diseñada para dar cumplimiento a los objetivos planteados y considerando la disponibilidad de recursos técnicos y materiales, se desarrolló en las siguientes fases, consecutivamente relacionadas:

I. Fase de caracterización energética
II. Fase de propuesta de opciones de mejora del desempeño energético
III. Fase de evaluación financiera de las opciones de mejora

3.1 FASE DE CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA

Se realizó un perfil operativo de la mina y se determinaron los consumos de energía y sus costos, para lo cual se identificaron y cuantificaron todos los flujos de energía de los diferentes procesos y equipos; y se analizó la relación entre el consumo energético y la producción.

Los flujos de energía y materiales se resumieron en el diagrama energético productivo de la locación. Para el análisis de las variables relacionadas con el consumo se utilizaron gráficos de consumo vs producción.

Se determinaron los costos estimado de la energía eléctrica generada por la planta [$/kWh], del aire comprimido producido [$/m3 AC] y de la tonelada de material transportado por el malacate [$/ton MT]. Adicionalmente, se estimaron las fugas de aire comprimido y el costo total asociado a ellas.

La generación de energía eléctrica anual se determinó realizando un censo de carga. Para el sistema de bombeo, se realizó una medición de la corriente de consumo para confirmar la potencia que se indica en la hoja de datos de los equipos para el caudal de trabajo.

Por otra parte, la producción anual de aire comprimido se determinó con base en la medición de los flujos entregados por los compresores, que se realizó determinando el tiempo necesario para llenar el volumen de los depósitos.

Adicionalmente, se analizó el efecto de los diferentes niveles de carga de la planta sobre el costo de generación de la energía eléctrica y se determinó el punto de operación actual de las bombas y su nivel de eficiencia.

En el sistema de generación de aire comprimido también se analizó la productividad de cada uno de los compresores comprando sus porcentajes de producción y de

consumo de combustible, así como la respectiva relación L combustible/m3 AC producido.

Finalmente, se determinaron las fugas totales de aire comprimido como la diferencia entre la generación y consumo estimado de las herramientas a la presión de operación de éstas. La presión de operación se estimó como la presión de salida del flujo de los tanques menos las pérdidas de presión a lo largo del sistema de distribución; tales pérdidas se calcularon con el nomograma propuesto por FESTO [31].

3.2 FASE DE PROPUESTA DE OPCIONES DE MEJORA DEL DESEMPEÑO ENERGÉTICO

Con base en los resultados de la caracterización del desempeño energético actual, las oportunidades de mejora que se evidenciaron durante la fase de caracterización y la disponibilidad de información técnica, se plantearon opciones de mejora del desempeño energético.

Cada una de las opciones se desarrolló de manera que se pudiera determinar los posibles ahorros en el consumo de energía o su potencial para mejorar el desempeño energético de la mina. Para eso se consideraron diferentes aspectos según las características de cada alternativa; entre ellos:

- Recursos técnicos que demandaría su implementación y operación
- Accesibilidad a equipos apropiados en mercado local o nacional
- Espacio disponible para la ubicación de equipos
- Compatibilidad con otros elementos y equipos en la locación
- Requerimientos adicionales que plantearía su implementación (obras, adecuaciones, etc.)
- Consumo de energía esperado
- Gastos de operación y mantenimiento esperados

3.3 FASE DE EVALUACIÓN FINANCIERA DE LAS OPCIONES DE MEJORA

Se valoraron y evaluaron financieramente las opciones propuestas a través de los criterios de valor presente neto (VPN) y tasa interna de retorno (TIR). Cada una de las alternativas se evaluó de manera independiente y se valoró frente al esquema de abastecimiento y operación actual (caso base).

Los flujos de caja desarrollados para evaluar cada alternativa siguen el esquema mostrado en el Cuadro 3, donde los ahorros y costos son diferenciales frente al caso base, es decir, aquellos que surgirían como la diferencia entre la alternativa a

evaluar y el esquema de abastecimiento y operación actual. Los ahorros pueden incluir tanto ahorros en el consumo de combustible como en gastos de operación y mantenimiento, según el caso.

Cuadro 3. Esquema del flujo de caja

	Año 0	**Año 1**	**Año 2**	**…**	**Año n**
	2018	2019	2020		2018+n
(+)Ahorros					
(-) Depreciación activos					
(-) Costo Combustible					
(-) Costo AOM					
Utilidad antes de impuestos					
(-) Impuesto de renta					
Utilidad neta					
(-) Inversiones					
(+) Depreciación activos					
Flujo neto					

Fuente: Autor

Los flujos se plantearon para un número n de años de vida útil específico para cada alternativa, en términos reales (sin inflación), utilizando el método de depreciación lineal y si considerar aumentos en el precio del combustible a fin de conseguir una evaluación frente al escenario más restrictivo posible.

4 CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA DE LA MINA SAN TOMAS

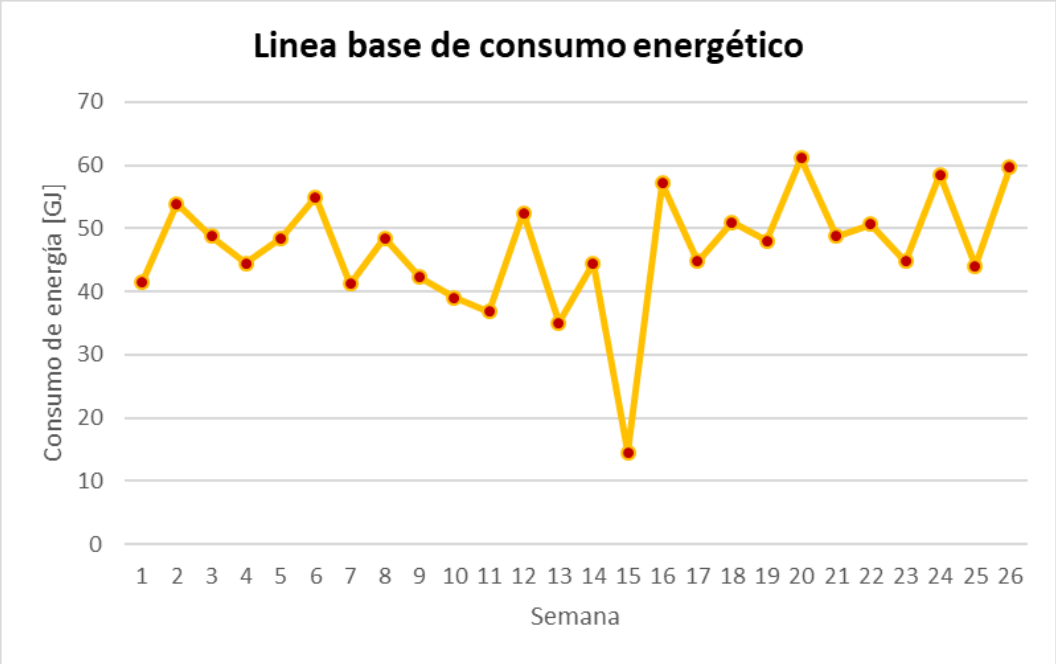
4.1 CONSUMO DE COMBUSTIBLE

Los datos de consumo total y por equipos se calcularon con base a registros de 26 semanas de operación de la mina. Sin embargo, se decidió manejar datos de consumo diario, los cuales se determinaron con el número de días laborados por semana. Para establecer consumos y producciones anuales se consideró que se opera 25 días por mes los 12 meses del año.

El consumo total de energía medido en litros de combustible Diesel B2, es en promedio de 250 L diarios, con un costo aproximado de $360.000 y un nivel de emisiones de asociadas de 670 Kg de CO_2. Los datos de consumo, emisiones y producción diaria se presentan en el Cuadro 4.

La Figura 5 presenta línea base de consumo energético para la mina en unidades de energía, mientras que la Figura 6 muestra la desagregación del consumo energético, en litros de combustible, para cada una de las principales actividades de la operación.

Figura 5. Línea base de consumo energético



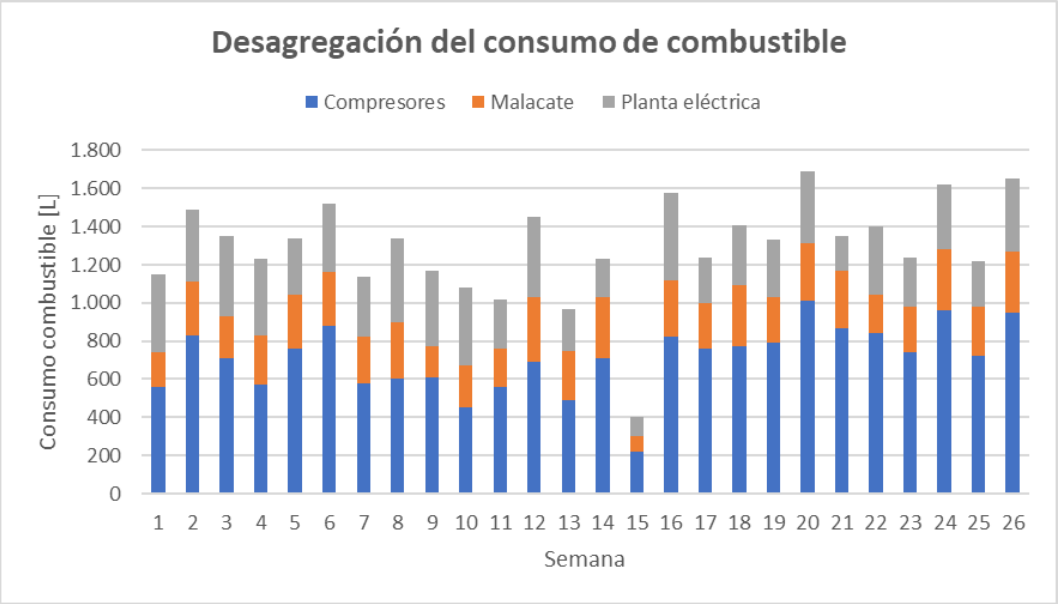
Fuente: Autor

Cuadro 4. Consumo de energía, emisiones y producción diaria

	Análisis diario							
	Consumo combustible Diesel [Litros]				Emisiones [Kg CO2]	Producción de carbón [ton]	Material estéril extraido [ton]	Total material transportado [ton]
Semana	Compresores	Malacate	Planta eléctrica	Total				
1	140	45	102,5	287,5	771	50	5	55
2	151	51	69	271	726	81	15	96
3	142	44	84	270	724	56	12	68
4	104	47	73	224	600	84	19	104
5	152	56	60	268	719	81	20	101
6	160	51	65	276	741	86	19	105
7	116	48	64	228	611	80	16	96
8	109	55	80	244	653	89	17	106
9	122	32	80	234	627	59	19	78
10	82	40	75	196	526	58	14	72
11	112	40	52	204	547	89	20	109
12	125	62	76	264	707	67	14	81
13	98	52	44	194	520	92	14	106
14	129	58	36	224	600	106	7	113
15	73	27	33	133	357	51	10	61
16	149	55	84	287	770	85	15	99
17	152	48	48	248	665	96	12	108
18	140	58	58	256	687	73	10	83
19	158	48	60	266	713	103	16	119
20	184	55	69	307	824	91	18	109
21	174	60	36	270	724	95	15	110
22	153	36	65	255	682	46	4	51
23	148	48	52	248	665	93	18	112
24	175	58	62	295	790	91	24	115
25	144	52	48	244	654	93	19	111
26	173	58	69	300	804	91	24	115
Total								
Promedio	**137,08**	**49,36**	**63,29**	**249,73**	**669,53**	**80,27**	**15,21**	**95,48**

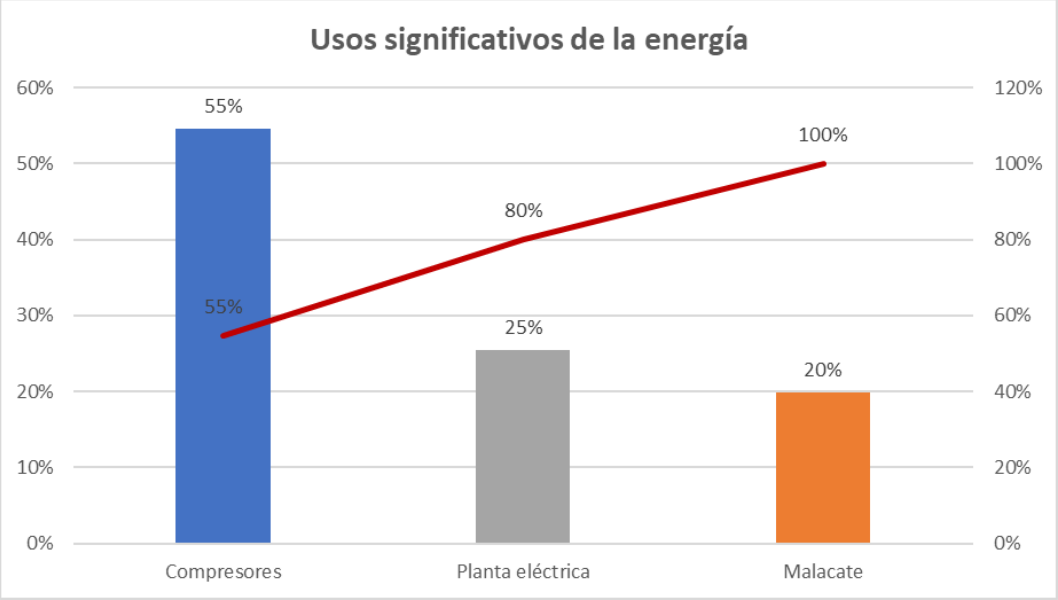
Fuente: Autor

Figura 6. Desagregación del consumo de energía por actividades



Fuente: Autor

Figura 7. Diagrama de Pareto del consumo de energía

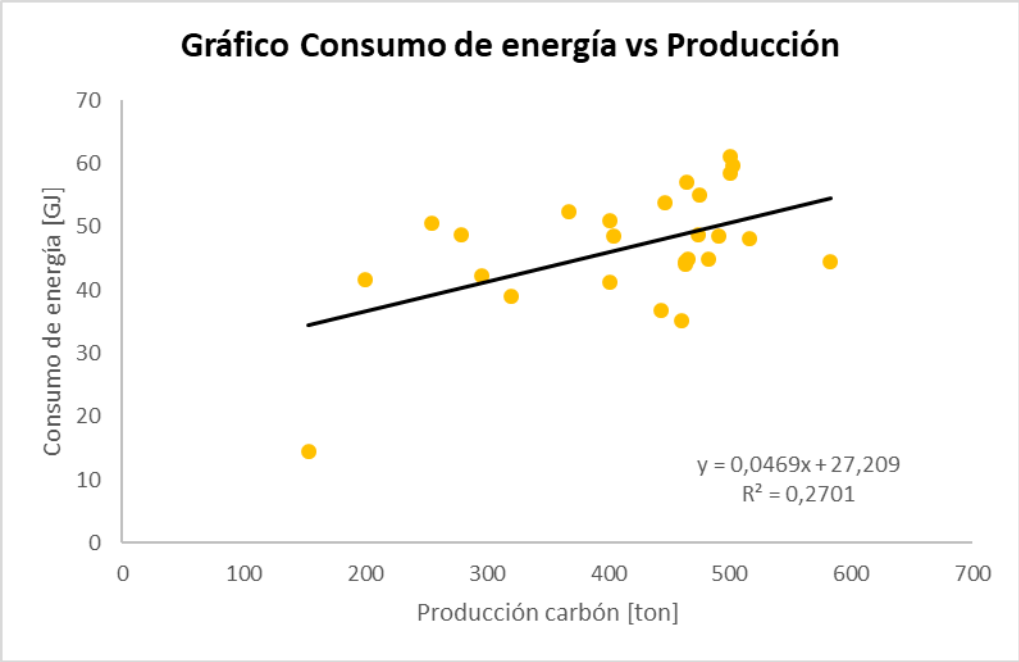


Fuente: Autor

Los usos significativos de la energía se concentran en las actividades de producción de aire comprimido y generación de energía eléctrica, siendo las que demandan el 80% del consumo de combustible, como se muestra en la Figura 7.

Como resultado del análisis del consumo de energía frente a la producción, presentado en la Figura 8, se encontró que el consumo no asociado a la producción es aproximadamente el 58% del consumo total, lo anterior puede entenderse si se considera que la mayoría de las actividades que requieren energía se realizan para proveer servicios como el bombeo de agua, la ventilación del interior de la mina o la iluminación, que se requieren independientemente de la producción de carbón.

Figura 8. Consumo de energía Vs Producción

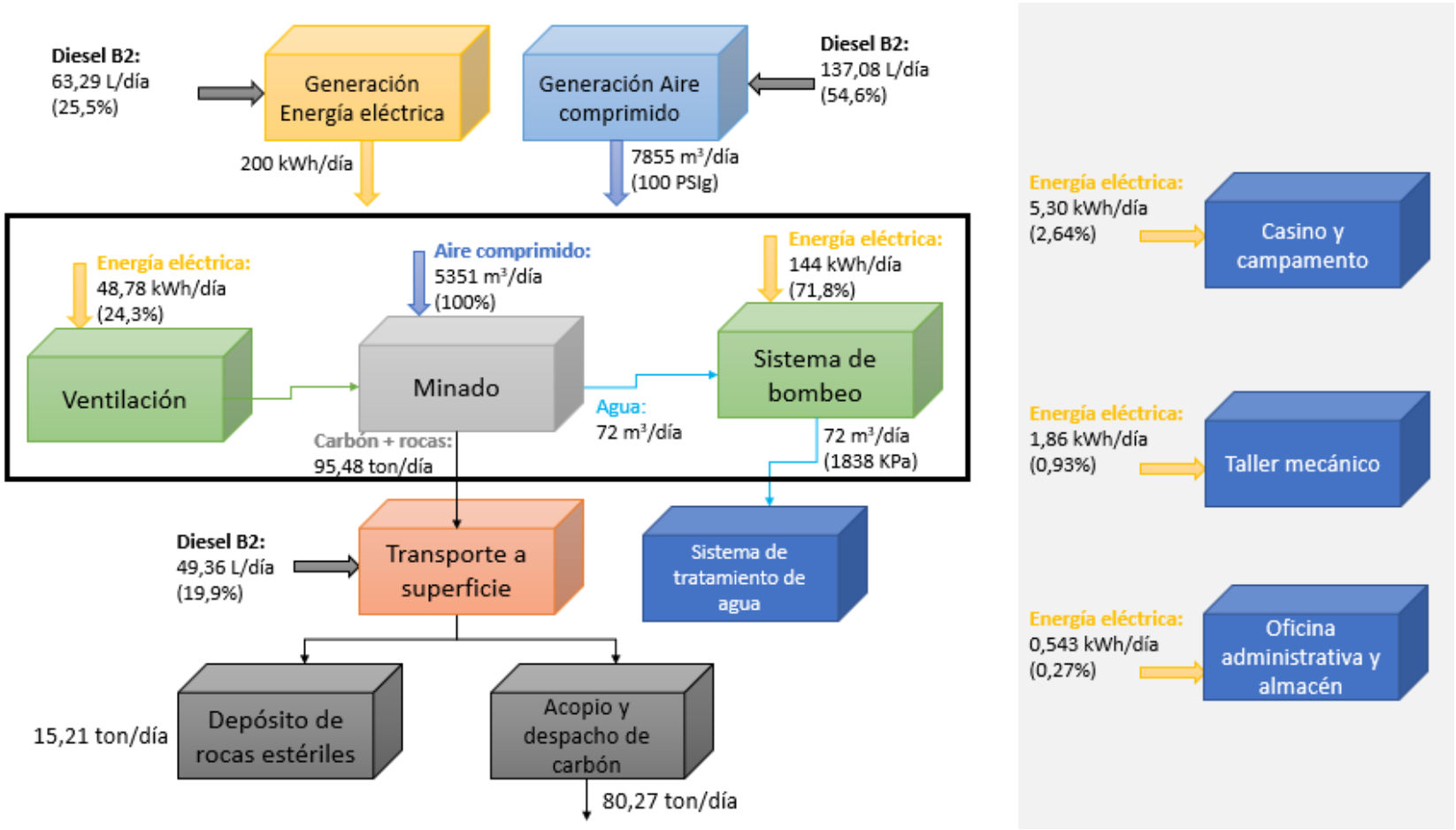


Consumo no asociado a la producción			
	Semanal	**Diario**	**Unidades**
Energía	27,21	5,23	GJ
Combustible	753	145	L
	58%	**58%**	%

Fuente: Autor

El diagrama energético productivo de la instalación se presenta en la Figura 9.

Figura 9. Diagrama energético productivo



Fuente: Autor

Cuadro 5. Censo de carga

Actividad	Cantidad	Equipo	Potencia nominal [kW]	Potencia nom total [kW]	%Carga por actividad	Horas de trabajo/día	Estimación de la energía consumida [kWh/día]	Estimación de la energía consumida por actividad [kWh/día]	Estimación de la energía consumida por actividad [%]
Sistema de bombeo principal	4	Bomba centrifuga [0, 45, 90, 135 m]	6,00	24,00	48,0%	6	144,00	144	71,8%
Ventilación	1	Extractor de aire	3,73	3,73	16,3%	6	22,38	48,78	24,3%
	2	Ventiladores	2,20	4,40		6	26,40		
Taller mecánico	1	Esmeril	0,83	0,83	33,3%	2	1,66	1,86	0,93%
	1	Compresor	3,00	3,00			0,00		
	1	Taladro de pie	0,83	0,83		0,25	0,21		
	1	Equipo de soldadura	12,0	12,00			0,00		
Oficina y almacén	1	Computador portátil	0,12	0,12	0,4%	4	0,48	0,543	0,27%
	1	Impresora	0,01	0,01		0,5	0,01		
	2	Bombillas	0,02	0,04		1	0,04		
	2	Tomacorrientes	0,01	0,01		2	0,02		
Campamento	1	Televisor	0,10	0,10	0,9%	4	0,40	2,55	1,27%
	10	Bombillas	0,03	0,25		5	1,25		
	20	Tomacorrientes	0,01	0,10		6	0,90		
Casino	1	Nevera	0,25	0,25	1,1%	5,5	1,38	2,75	1,37%
	11	Bombillas	0,03	0,28		5	1,38		
	3	Tomacorrientes		0,00			0,00		
Area compresores	2	Bombillas	0,03	0,05	0,1%		0,00	0	0,00%
				50,0	**100%**		**200**	**200**	**100%**

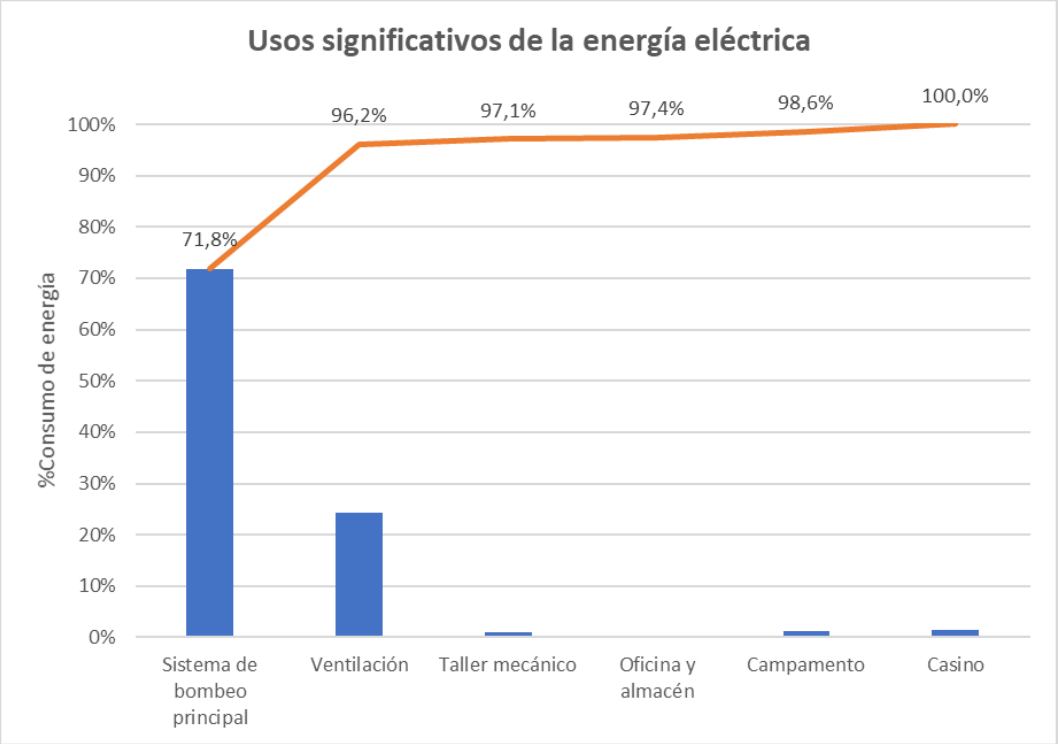
Fuente: Autor

4.2 CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El censo de carga presentado en el Cuadro 5 indica que la demanda de potencia de todos los equipos eléctricos instalados es de 50 kW y su consumo de energía eléctrica es de 200 kWh/día. Para alcanzar esa generación, el grupo electrógeno consume 63,29 L d combustible diarios.

La generación anual de la planta es de 60.146 kWh y los usos significativos de la energía eléctrica están en las actividades de bombeo y ventilación, como se muestra en la Figura 10.

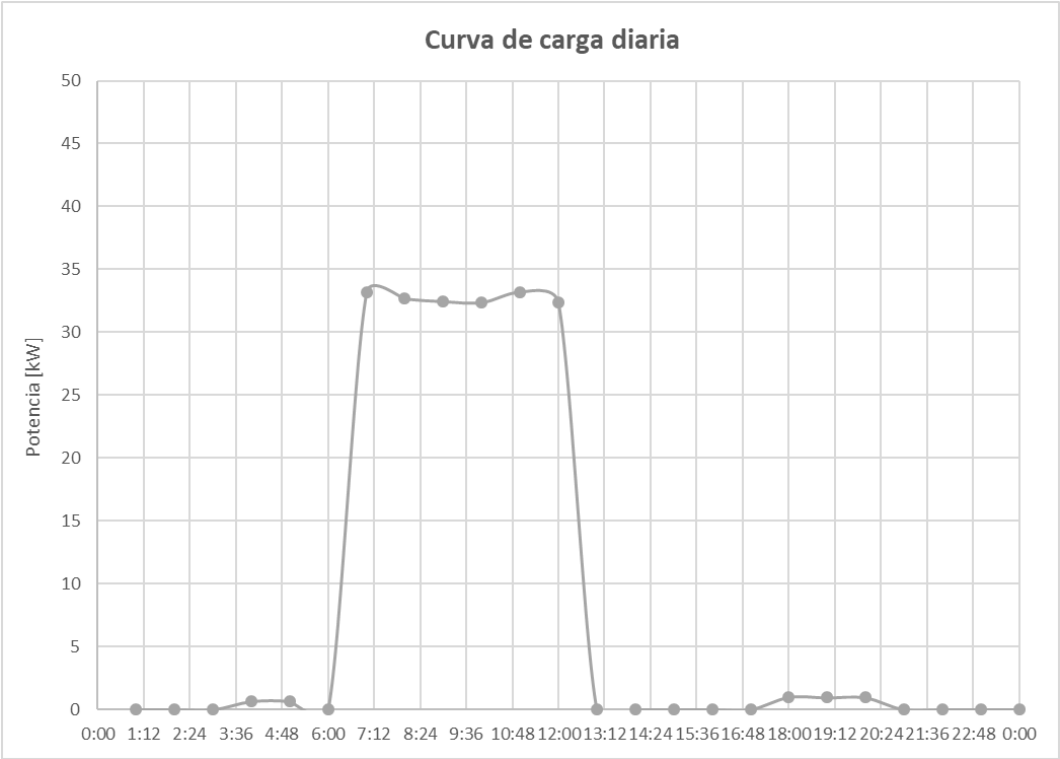
Figura 10. Diagrama Pareto del consumo de energía eléctrica



Fuente: Autor

Por otra parte, la curva de carga presentada en la Figura 11, muestra que la planta opera con un porcentaje de carga máximo de 35%; sin embargo, trabaja a cargas próximas al 1% durante 5 horas al día para alimentar exclusivamente circuitos de iluminación del casino y el campamento, representando el 11,8% del consumo de combustible. Este hecho impacta tanto la vida útil del equipo como los costos de generación, ya que existe un consumo marginal del motor de la planta, que a muy bajas eleva el costo del combustible.

Figura 11. Curva de carga consumo eléctrico

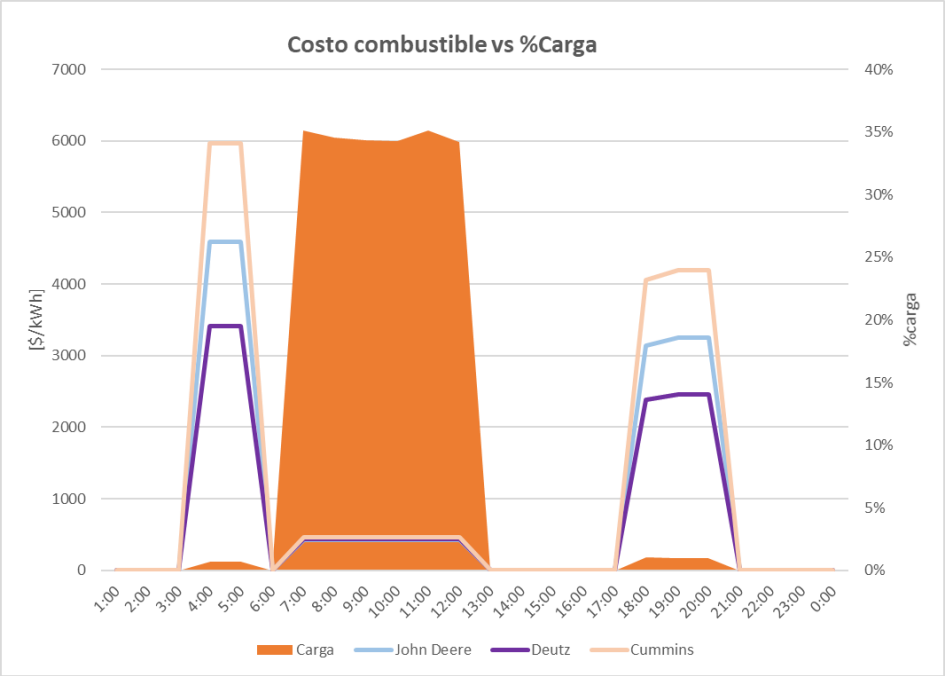


Fuente: Autor

También se observó que, aunque la potencia instalada es de 50 kW, la máxima demanda de potencia no supera los 35 kW; y considerando que se trata de una planta con capacidad de hasta 94,5 W, se evidencia que se sólo se aprovecha alrededor de un tercio de la capacidad de la planta.

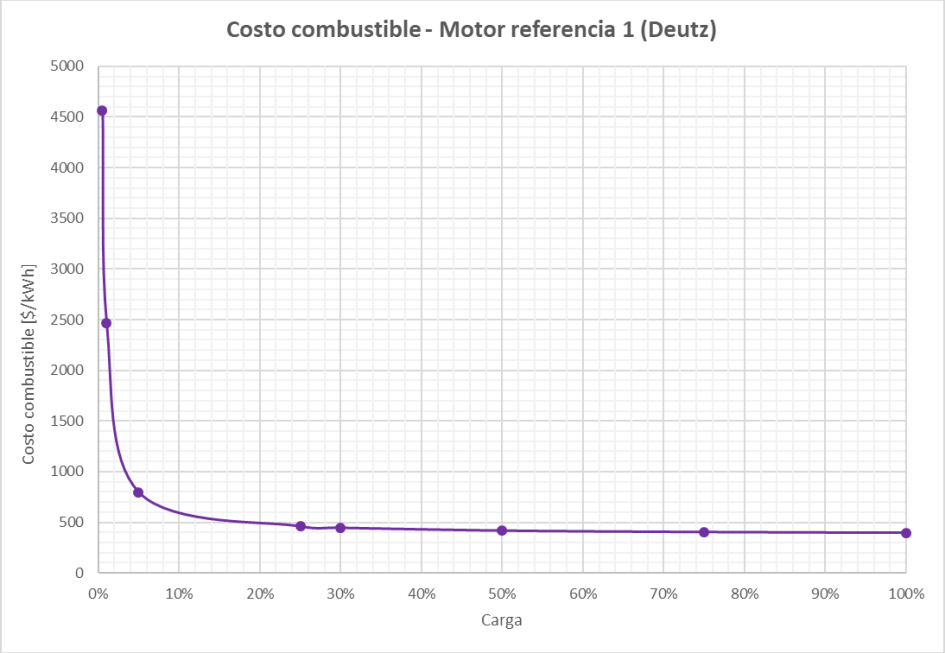
La Figura 12 muestra el efecto de la carga sobre el costo del combustible en la generación de energía eléctrica. Este efecto se estudió con tres motores cuyas características son similares a las del motor del grupo electrógeno usado; en todos los casos se observó el mismo efecto: aumento del costo de combustible a bajas cargas. También se determinó que para el motor de referencia 1, un motor Deutz TD226B-6D, a cargas inferiores al 15% el costo del combustible tiene un aumento exponencial, como se aprecia en la Figura 13.

Figura 12. Efecto de la carga sobre el costo de combustible en la generación de energía eléctrica



Fuente: Autor

Figura 13. Efecto de la carga en el consumo de combustible para el motor de referencia 1



Fuente: Autor

Finalmente, se determinó que el costo de generación de energía eléctrica es de $607/kWh, de los cuales el combustible representa aproximadamente el 80%, como se puede observar en el Cuadro 6.

Cuadro 6. Costo generación de energía eléctrica

Combustible	$ 483	79,6%
AOM	$ 46	7,6%
No operativos	$ 78	12,9%
Costo energía generada [$/kWh]	**$ 607**	100%

Fuente: Autor

También se estableció el costo de la energía eléctrica para las actividades o áreas que la requieren.

Cuadro 7. Costo energía eléctrica en actividades bombeo, ventilación e iluminación

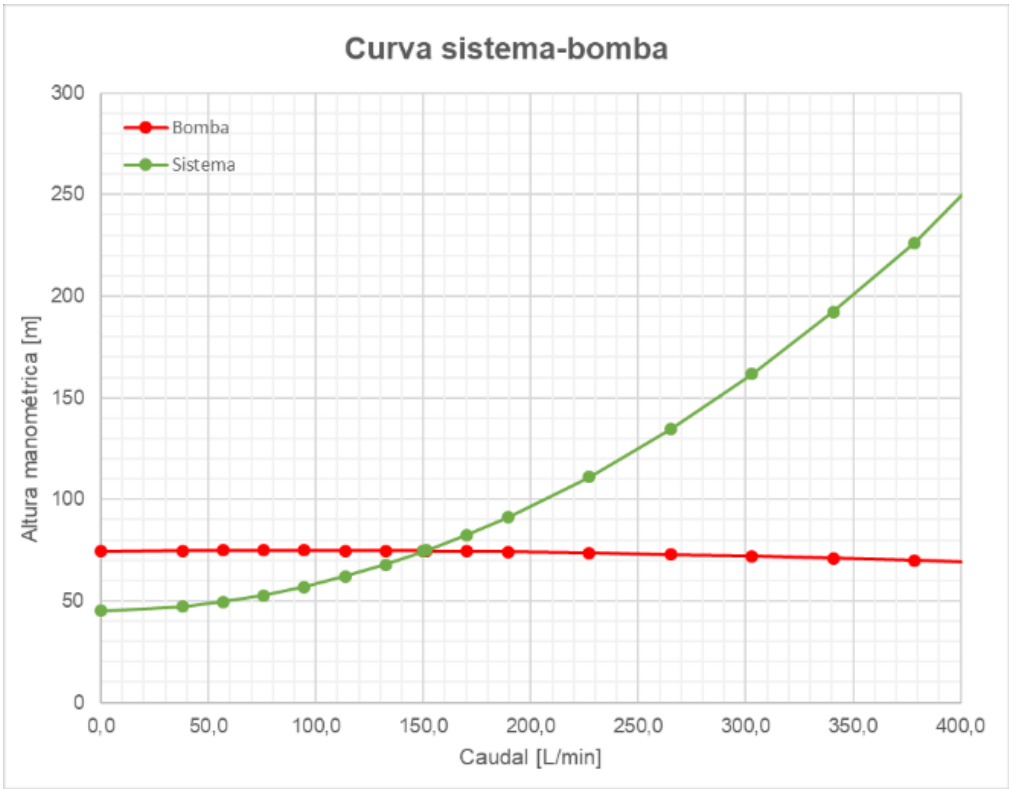
Actividad	**Consumo EE [kWh/día]**	**Costo [$/día]**	**caudal bombeado [m3/día]**	**Costo específico [$/m3]**
Bombeo	144	$ 87.356	54	$ 1.618
Ventilación	49	$ 29.592		
Taller	1,86	$ 1.131		
Oficina y almacén	0,543	$ 329		
Campamento	2,55	$ 1.547		
Casino	2,75	$ 1.668		
		$ 121.624		

Fuente: Autor

4.2.1 Análisis de sistema de bombeo. La Figura 14 presenta la curva característica del sistema y el punto de operación para una bomba de las cuatro que conforman el sistema actual.

El punto de operación (150 L/min; 74,3 m) se ubica en la intersección de la curva del sistema con la curva de la bomba y corresponde a una eficiencia de la bomba próxima al 40%, de acuerdo con la hoja de datos del fabricante, presentada en el Anexo A.

Figura 14. Curva característica del sistema y punto de operación actual



Fuente: Autor

4.3 SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO

Los compresores alcanzan una generación de aire comprimido de 394 ft^3/min (5.351 m^3/día) a 120 PSI con un consumo de 137,1 L combustible diario. Aunque su consumo de combustible es prácticamente igual, el compresor Sullair 185 DUQ-JD entrega sólo el 38% del aire comprimido generado, mientras que el Kaeser M-100 es capaz de producir el 62% de la generación, como se puede ver en el Cuadro 8.

Cuadro 8. Generación de aire comprimido

Modelo	Presión [PSIg]	Entrega teórica [ft3/min]	Volumen del tanque [ft3]	Tiempo de llenado [min]	Entrega real [ft3/min]	Entrega a 120 PSIg [ft3/min]	Entrega a 120 PSIg [m3/día]
Sullair 185 DUQ-JD	100	185	1564	9	174	148	2.011
Kaeser M-100	100	360	866	3	289	246	3.340
Entrega total [ft3/min]		**545**			**462**	**394**	**5.351**

Modelo	Consumo comb promedio [L/día]	Consumo [%]	Generación Aire comprimido [%]	[L diesel/m3 AC generado]	
Sullair 185 DUQ-JD	70,4	51%	38%	0,035	0,026
Kaeser M-100	66,7	49%	62%	0,020	
	137,1	**100%**	**100%**		

Fuente: Autor

Por otra parte, el consumo de aire comprimido se calculó como el consumo de 22 martillos neumáticos a 120 PSI considerando los factores de utilización y simultaneidad mostrados en la Tabla 2, resultando ser de 259 ft^3/min (3.518 m^3/día).

Tabla 2. Consumo de aire comprimido

Herramienta	Consumo específico	Presión [PSIg]	Consumo a 120 PSIg [ft3/min]	Cantidad	Factor de utilización[%]	Factor de simultaneidad	Consumo AC estimado	Consumo AC estimado
Martillos neumáticos	40,6	71,1	25,9	22	65%	70%	259	3.518

Fuente: Autor

Por lo tanto, las pérdidas totales del sistema se calculan en 135 ft^3/min (1.832 m^3/día), lo que representa el 34,2% de la generación de aire comprimido. No se disponía de la información suficiente para determinar las causas y la distribución de dichas perdidas a lo largo del sistema de distribución.

La presión de 120 PSI se estimó como la presión de operación de las herramientas tras haber calculado la caída de presión en la tubería para cada una de las dos líneas de aire comprimido, correspondientes a los dos compresores. El cálculo se realizó con un nomograma para la determinar pérdidas de presión en tuberías de aire comprimido [31], presentado en la Figura 15 Las caídas de presión calculadas para las dos líneas se presentan en la Tabla 3.

Tabla 3. Caídas de presión en tubería y presión de trabajo de herramientas

Modelo	Longitud de la tubería [m]	Diametro de la tubería [m]	Velocidad [m/s]	Entrega a 120 PSIg [L/s]	Caída de presión [PSI]	Caída de presión estimada [PSI]	Presión de trabajo [PSI]
Sullair 185 DUQ-JD	250	0,051	34,5	69,8	1,4	**5**	**120**
Kaeser M-100			57,2	116,0	2,9		

Fuente: Autor

Finalmente, se determinó que el costo de generación de aire comprimido es de \$45/m^3, de los cuales el combustible representa aproximadamente el 81%, como se puede observar en el Cuadro 9.

Cuadro 9. Costo de generación de aire comprimido

Combustible	$ 36,55	81%
AOM	$ 1,18	2,6%
No operativos	$ 7,27	16%
Costo aire comprimido [$/m3]	**$ 45,0**	100%

Fuente: Autor

Por lo tanto, el costo de las pérdidas de aire comprimido del sistema se calcula en $82.469/día.

4.4 TRANSPORTE INTERNO DE MATERIALES

Se transportan 95,48 toneladas diarias de material, de las cuales 80,27 son de carbón.

El costo de transporte de material se calculó en $853/ton, de los cuales el combustible representa aproximadamente el 86%, como se puede observar en el Cuadro 10. El costo de transporte se puede calcular en base a las toneladas de carbón transportadas, considerando que sólo ese material representa un producto de valor; y el costo sería de $1.015/ton carbón.

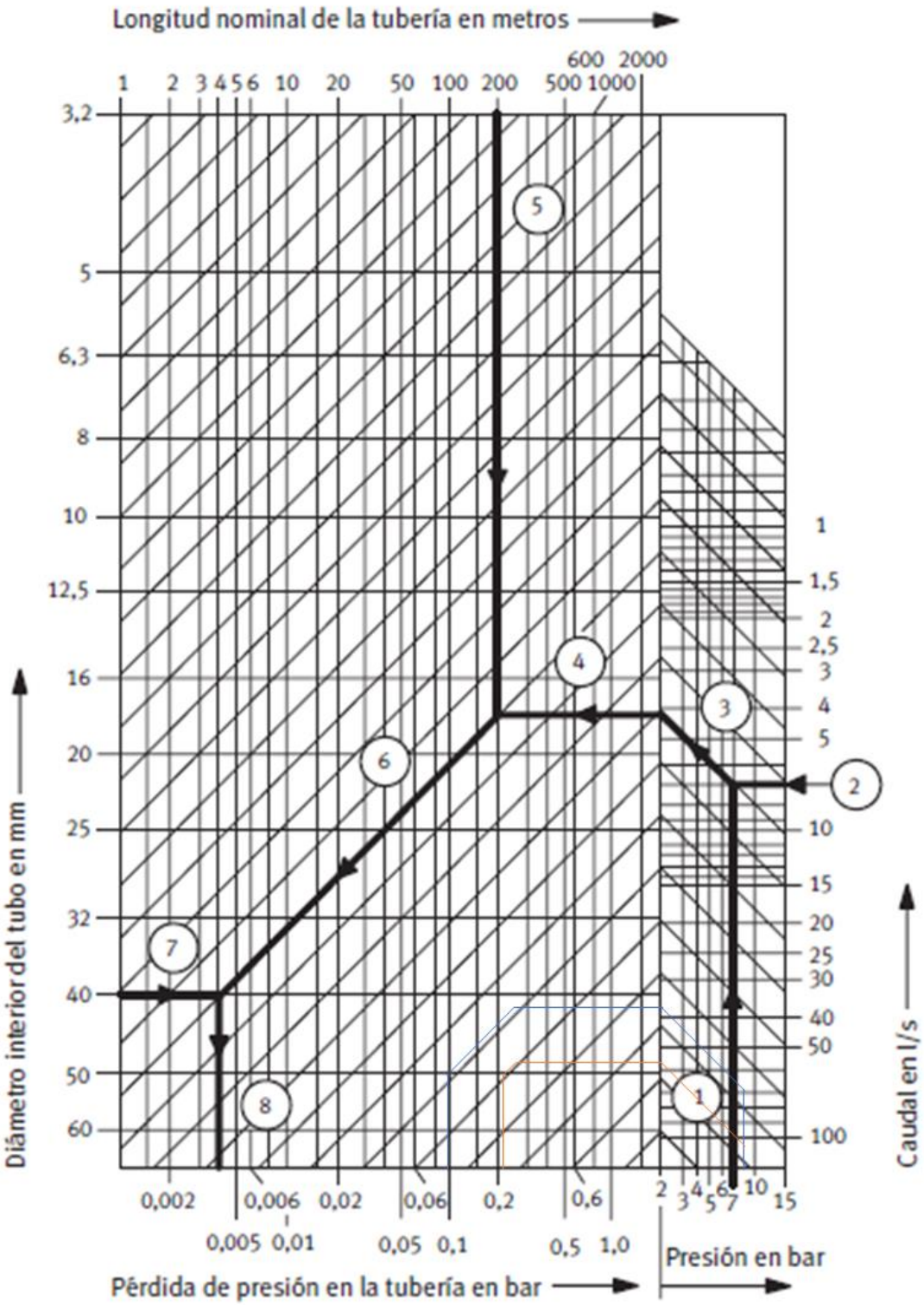
Cuadro 10. Costo transporte de material

	Carbón	Total material transportado	
Combustible	$ 877	$ 737	86%
AOM	$ 87,2	$ 73,3	9%
No operativos	$ 50,5	$ 42,5	5%
Costo trasnporte [$/ton]	**$ 1.015**	**$ 853**	

Fuente: Autor

Como resultado del proceso de caracterización energética anteriormente descrito se identifican como oportunidades de mejora del desempeño energético los bajos niveles de carga de operación de la planta eléctrica, el bajo nivel de eficiencia en la operación del sistema de bombeo, los altos porcentajes que representa el costo de combustible en los costos totales por actividad y la desproporción en los consumos específicos de combustible de los compresores.

Figura 15. Nomograma para el cálculo de la caída de presión



Fuente: [32]

5 PROPUESTAS DE MEJORA DEL DESEMPEÑO ENERGÉTICO

Se desarrollaron cinco iniciativas que pueden ayudar a mejorar el desempeño energético de la mina mediante optimización del consumo o sustitución, total o parcial, del combustible Diesel como único recurso energético. Dichas alternativas se limitan a las actividades de generación de energía eléctrica y de aire comprimido, pues son aquellas donde se encuentran los usos significativos de la energía.

Las opciones de mejora del desempeño energético planteadas consisten en la optimización del consumo de energía en las actividades de uso significativo de la energía o en la sustitución, total o parcial, del combustible Diesel por otros recursos energéticos. Aunque el sistema de aire comprimido presenta los mayores consumos de combustible, no se plantearon alternativas para su mejoramiento en etapas posteriores a la generación dado que se carece de datos para caracterizar y analizar de forma exacta el sistema.

Para el desarrollo de las alternativas no se consideraron aumentos en la demanda de energía puesto que ahora se conoce que los principales consumos se dan en actividades que posiblemente no variaran en el futuro, como el número de equipos perforadores, las condiciones de operación del sistema de bombeo o los equipos de ventilación. El número de equipos perforadores se mantendría dado que la mina ha llegado al nivel de producción planeado.

5.1 SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO PARA EL ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO DE CAMPAMENTO Y CASINO (O1)

De acuerdo con el censo de carga del Cuadro 5, el consumo de energía del casino y campamento no representa más del 3% del consumo total de la mina; sin embargo, precisa mantener la planta encendida trabajando muy baja carga (alrededor del 1%) durante 5 horas al día.

Dado que no se trata de cargas fácilmente gestionables que se puedan trasladar a otro horario, se plantea la alternativa de abastecerlas mediante un sistema autónomo que permita eliminar esas horas de trabajo de la planta a muy baja carga. Considerando el costo frente a otras tecnologías, la disponibilidad del recurso y la mayor madurez técnica de la tecnología en la región se decidió que un sistema solar fotovoltaico aislado sería la alternativa más favorable.

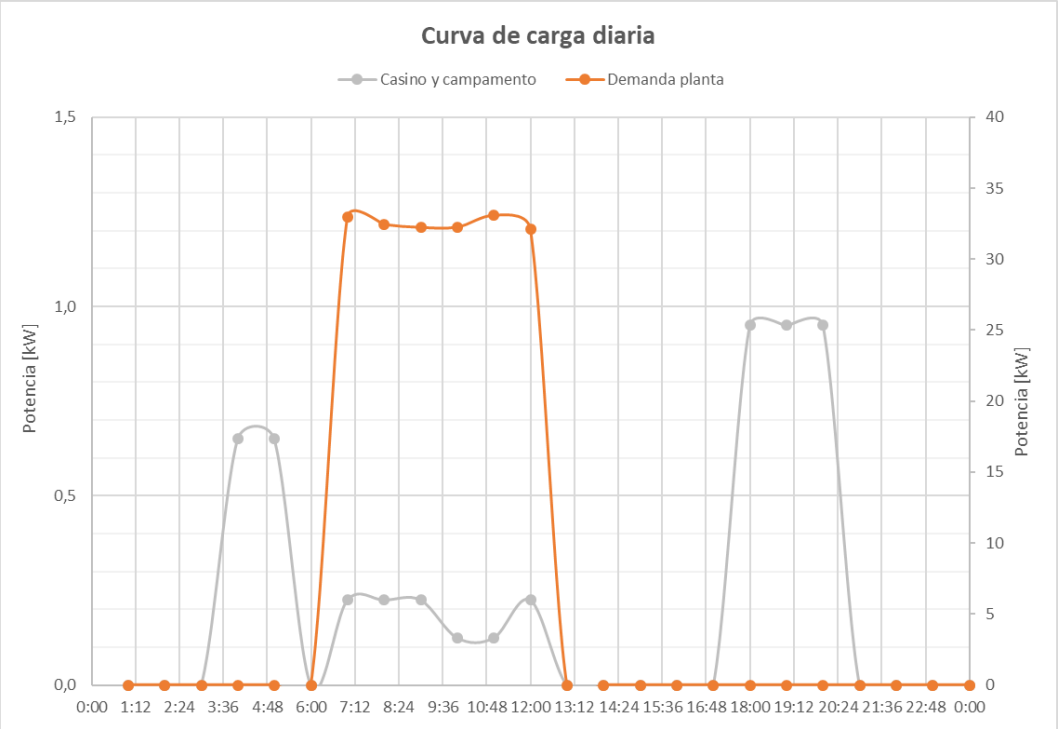
5.1.1 Dimensionamiento del sistema. De acuerdo con la curva de carga presentada en la Figura 16, la potencia máxima de las cargas instaladas en el casino

y campamento es aproximadamente 1 kW, y la energía que consumen es de 5.3 kWh/día.

Generar esa energía con un sistema solar fotovoltaico supondría instalar una capacidad ligeramente mayor a 1 kW que permita generar más energía para compensar las pérdidas asociadas a la eficiencia de los equipos que conformen sistema. Considerando las eficiencias de los equipos como las relacionadas en la Tabla 4, se calcula que la energía a generar sería de 5,94 kWh/día.

$$Energía\ a\ generar\ \left[\frac{kWh}{día}\right] = \frac{5.3}{0.92 * 0.99 * 0.98} = 5.94$$

Figura 16. Curva de carga casino y campamento



Fuente: Autor

Tabla 4. Eficiencia equipos sistema SFV

Eficiencia regulador (n_{reg})	Eficiencia baterías (n_{bat})	Eficiencia inversor (n_{inv})
98%	99%	92%

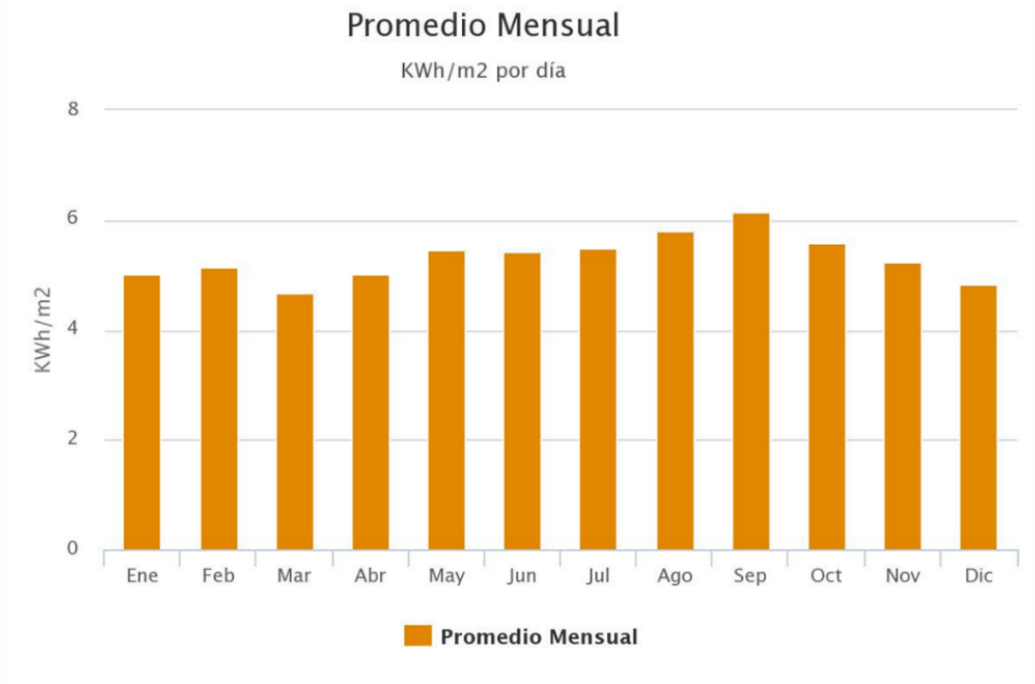
Fuente: Autor

- **Arreglo de módulos.** Considerando la irradiación mínima diaria del lugar como 4,5 kWh/m^2 (HSP), asumiendo un *performance ratio* (PR) de 85% y usando módulos de 260 W pico, se calculó que se precisarían 6 módulos para generar la energía requerida.

$$Modulos\ requeridos = \frac{5.94\ \left[\frac{kWh}{día}\right]}{260\ W * 4{,}5 * 0{,}85} = 5{,}97 \sim 6$$

La irradiación mínima de lugar se toma con base en las mediciones de radiación solar de la estación Universidad Francisco de Paula Santander en la ciudad de Cúcuta, según las cuales la irradiación promedio mínima en Cúcuta entre septiembre de 2005 y diciembre de 2014 fue de 4,6 kWh/día, como se muestra en la Figura 17.

Figura 17. Irradiación promedio mensual en la ciudad de Cúcuta



Entidad	Valores Promedio (KWh/m2 por dia)												Promedio Anual (KWh/m2 por dia)	Años de Información	Fecha Inicio	Fecha Final
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic				
IDEAM (aut.)	5.0308	5.1311	4.6608	5.0099	5.4439	5.417	5.4768	5.7972	6.144	5.5765	5.2471	4.8197	5.3129	10	sep-05	dic-14

Fuente: ENERGIE. Estaciones del atlas de radiación solar en Colombia [en línea]

El *performance ratio* (PR) es un coeficiente que indica la proporción de energía realmente disponible tras haber descontado las pérdidas energéticas (como las pérdidas térmicas por calentamiento de los módulos o pérdidas por cableado) y el consumo propio para la operación. Suele alcanzar el 80% en instalaciones eficientes [32], pero como ya se habían considerado las pérdidas por eficiencia de los equipos se asumió del 85%.

Los módulos seleccionados son marca *Yingli Solar* referencia YL260P-29b, cuentan con una eficiencia del 16% y las especificaciones técnicas se relacionan en el Anexo B.

De acuerdo con las especificaciones del inversor y del regulador de carga seleccionados se calculó el número máximo de módulos que se podría implementar y el número máximo de módulos en serie y paralelo que podría tener el arreglo.

$$Max\ modulos = \frac{2000\ W}{260\ W} = 7{,}7 \sim 7$$

$$Max\ modulos\ serie = \frac{145\ V}{30{,}3\ V} = 4{,}8 \sim 4$$

$$Max\ modulos\ paralelo = \frac{100\ A}{9{,}09\ A} = 11$$

Finalmente se definió un arreglo de 6 módulos, 3 en serie y 2 en paralelo.

- **Arreglo de baterías.** Se dimensionó un arreglo de baterías que permitiera tener un voltaje de sistema de 24 V y 1 día de autonomía con una profundidad máxima de descarga de 80%.

$$Capacidad\ [Ah] = \frac{5940\frac{Wh}{día} * 1}{0.8 * 1 * 24} = 309$$

Para el arreglo se utilizarían baterías de gel con capacidad de 200 Ah y 12 V, con lo que podría tener un arreglo de 2 baterías en serie.

$$Baterías\ requeridas = \frac{309\ Ah}{200\ Ah} = 1{,}55 \sim 2$$

$$Baterías\ serie = \frac{24\ V}{12\ V} = 2$$

$$Baterías\ paralelo = \frac{2}{2} = 1$$

- **Regulador de carga.** Se calcula que el regulador de carga debe tener una capacidad de corriente por lo menos 25% mayor que la máxima corriente que puede generar el arreglo de módulos FV.

El regulador de carga seleccionado tiene las especificaciones relacionadas en el Cuadro 11. Se comprobó que las corrientes y tensiones a manejar con el arreglo de módulos seleccionado no excedieran ni el máximo voltaje de trabajo ni la corriente nominal de carga de este equipo.

Cuadro 11. Especificaciones técnicas del regulador de carga *Victron Energy* SmartSolar 150/100

Características regulador seleccionado	
Tensión bateria [V]	24
Corriente de carga nominal [A]	100
Potencia nominal [W]	2.900
Eficiencia máxima	98%
Tensión máxima [V]	145

Fuente: Hoja de datos técnicos Controladores de carga SmartSolar

$$Max\ intensidad\ entrada\ [A] = 1{,}25 * 9{,}09\ A * 2 = 22{,}73\ A$$

$$Max\ tensión\ entrada\ [V] = 30{,}3\ V * 3 = 90{,}9\ V$$

$$Max\ intensidad\ carga\ [A] = \frac{22{,}73\ A * 90{,}9\ V}{24\ V} = 86{,}1\ A$$

$$Max\ intensidad\ descarga\ [A] = \frac{1{,}25 * 1000\ W}{24\ V * 0{,}92} = 56{,}6$$

- **Inversor.** Se calcula que la potencia del inversor debe ser por lo menos 25% mayor que la potencia máxima de la carga.

$$Pinv = 1{,}25 * 1000\ W = 1250\ W$$

El inversor seleccionado tiene la capacidad de transformar corriente directa a 24 V en corriente alterna a 120 V y 60 Hz hasta una potencia continua de 2000 W y picos de potencia de hasta 4000 W, otras especificaciones técnicas se presentan en el Anexo B.

- **Conductores y protecciones.** De acuerdo con las intensidades calculadas para cada tramo del sistema se estableció la sección y calibre de los conductores requeridos, así como las protecciones necesarias.

Cuadro 12. Conductores y protecciones sistema SFV

Tramo	I max [A]	Conductor	Protección
Modulos - Regulador	22,73	Cable solar 10 AWG	Interruptor termomagnético 125 VDC-10 KA: 25 A
Reguladores - Baterías serie	86,07	Cable para batería SGT 2 AWG (50V)	Interruptor termomagnético 125 VDC-10 KA: 100 A
Baterías - Inversor	56,61	Cable para batería SGT 6 AWG (50V)	Interruptor termomagnético 125 VDC-10 KA: 100 A
Inversor - Tablero de distrib	8,33	Cable encauchetado ST-C 18 AWG (600V)	Interruptor termomagnético 120 VAC-10 KA: 10 A

Fuente: Autor

- **Estimación de ahorros.** La implementación de esta alternativa permitiría eliminar la operación de la planta durante cinco horas al día, reduciendo el consumo de combustible y el número de arranques.

El ahorro de combustible se cuantificó en 8,02 L/día, que tienen un costo de $11.444/día y que representan el 11,8% del consumo total de la planta. La reducción de emisiones asociada sería de 21,51 Kg CO_2/día, el 3,2% de las emisiones actuales.

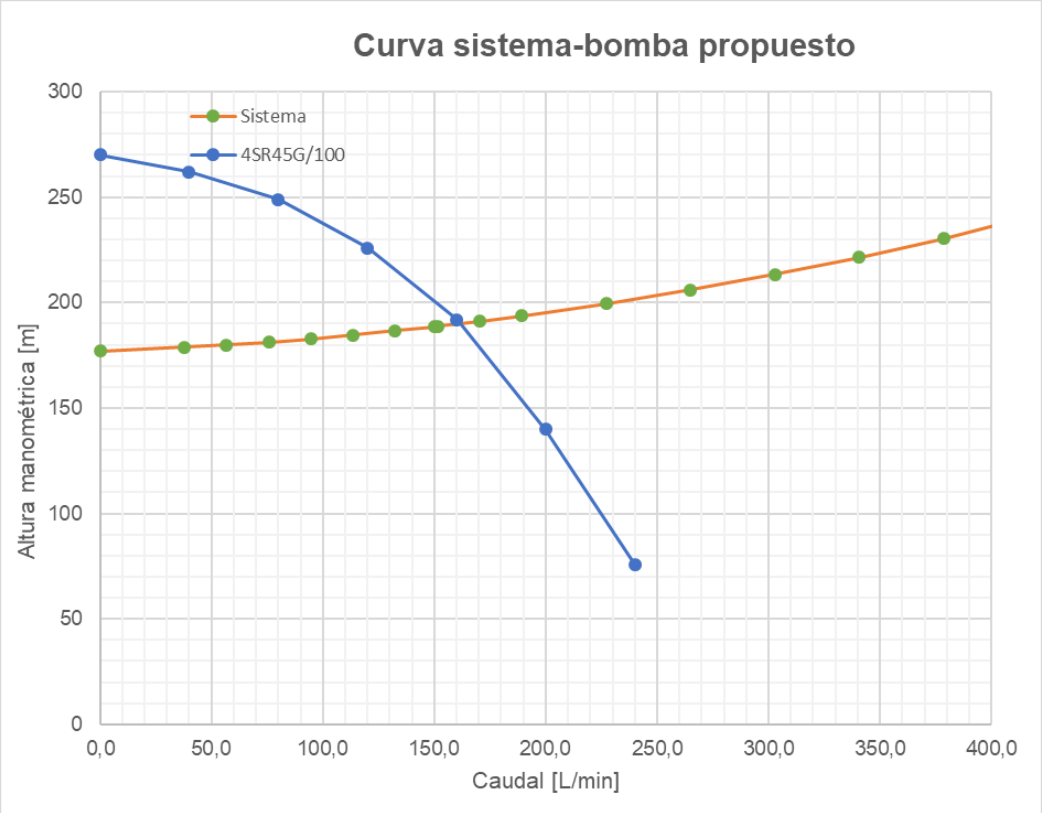
5.2 SUSTITUCIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO ACTUAL (O2)

Se dimensionó un sistema de bombeo que pudiera funcionar eficientemente a las condiciones de operación que se requieren en la mina. Para mantener la velocidad del flujo dentro del rango de 1 y 1,5 m/s con un diámetro de manguera de 2”, se calcula que se pueden manejar flujos entre 122 y 182 L/min. Se calculó la altura requerida a la bomba para esas condiciones, aplicando la ecuación de Bernoulli.

Las pérdidas mayores se calcularon de acuerdo con el diámetro de manguera y el caudal de operación según el manual de bombas industriales de Franklin Electric [33]; mientras que para las pérdidas menores se consideró un coeficiente K=7,12, que correspondería a la sumatoria de coeficientes K para 4 entradas y salidas de tubería. Se encontró que la altura mínima requerida para la bomba estaría en el rango entre 185 y 193 m, dependiendo del caudal de trabajo.

Se buscó una bomba con diámetro de impulsor de 2” que pudiera manejar esos niveles de flujo y carga con un nivel de eficiencia aceptable, que se definió superior al 50%. La bomba seleccionada es una bomba sumergida marca Pedrollo modelo 4SR45G/100 cuya curva de trabajo se presenta en la Figura 18, así como la curva del sistema planteado y el punto de operación estimado (160,9 L/min; 190 m), el cual coincide con el punto de máxima eficiencia de la bomba, de 64%.

Figura 18. Curva sistema-bomba propuesto



Fuente: Autor

- **Estimación de ahorros**. De acuerdo con el punto de operación estimado, la potencia de consumo de la bomba sería de 7,81 kW, como se muestra en el Cuadro 13, lo cual es el 32,5% del consumo actual con el sistema de 4 bombas en serie.

La reducción en el consumo de combustible sería de 25,48 L/día, que tienen un costo de $60,426/día y que representan el 37,6% del consumo actual de la planta y el 10,2% del suministro total. La correspondiente reducción de emisiones es de 68,32 Kg CO_2/día, el 10,2% de las emisiones actuales.

Sin embargo, la reducción en la potencia del sistema de bombeo reduce también la máxima demanda de potencia que debe cubrir la planta a 17,02 kW, con lo cual la planta trabajaría a un porcentaje de carga máximo del 18%.

Como resultado, aunque se reduce el consumo de combustible en general por efecto de reducción de la demanda, el costo de generación se eleva a $825/kWh ya que el consumo de combustible por kWh se aumenta al reducir el porcentaje de carga.

Cuadro 13. Características del punto de operación del sistema propuesto

Punto de operación del sistema	
Caudal [L/min]	160,9
Altura [m]	189,92
Eficiencia	64%
Potencia hidraulica [kW]	5,00
Potencia consumo [kW]	7,81
Consumo de energía [kWh/día]	46,84

Fuente: Autor.

5.3 INTERCONEXIÓN A LA RED DEL SIN (O3)

Esta alternativa permitiría eliminar completamente el consumo de combustible Diesel y abastecer la demanda de la mina únicamente con energía eléctrica proveniente del SIN, que tiene un factor de emisiones de 0,367 ton CO_2/MWh [34]. Sin embargo, se requeriría una expansión de la red de distribución actual a través de un área rural para llevar energía hasta el sitio, lo cual implica una gran cantidad de obras y estudios. Adicionalmente, se precisaría de un cambio de accionamiento de los compresores y el malacate, así como de un transformador y de adecuaciones a la planta física necesarias para implementar el nuevo esquema de abastecimiento.

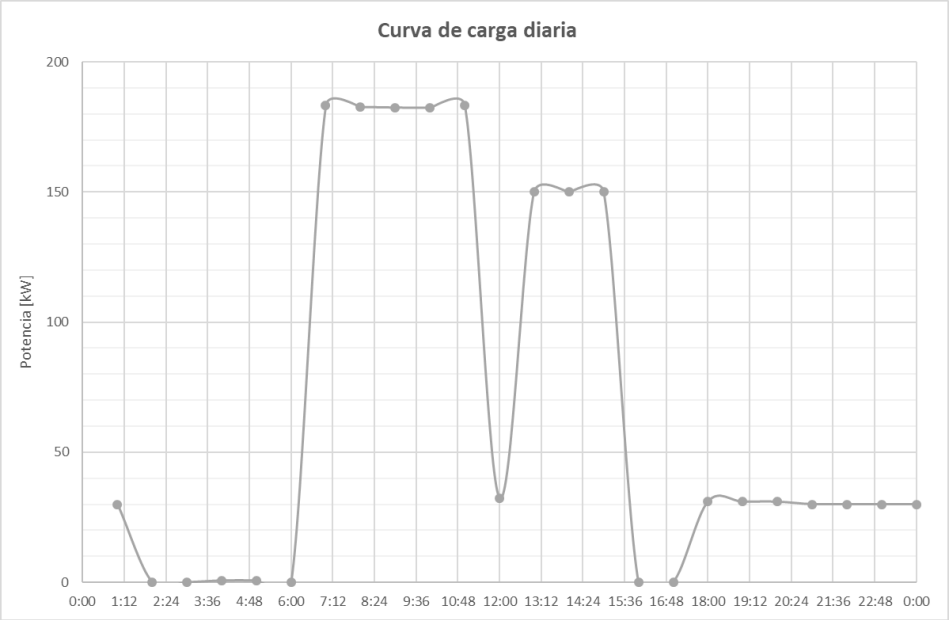
Aunque puede tratarse de una alternativa de alta inversión inicial también puede ser muy provechosa porque permitiría garantizar a futuro un suministro de energía estable y mucho menos dependiente del precio de los combustibles.

El desarrollo de esta alternativa se basó principalmente en determinar y caracterizar la carga eléctrica que demandaría la mina al SIN, la capacidad de transformación requerida, el punto de conexión más cercano y la distancia aproximada de línea de distribución desde ese punto. Sin embargo, aspectos preoperativos como las obras y equipos necesarios fuera de la mina y las servidumbres, entre otros, deberían ser considerados en detalle en los estudios requeridos para solicitar el servicio al operador de red si se confirmara la factibilidad del servicio.

5.3.1 Demanda total de energía eléctrica. Se determinó como la demanda de todos los equipos eléctricos actualmente instalados más la demanda de energía eléctrica que tendrían los compresores y el malacate si tuvieran accionamiento eléctrico. Se aseguró que los motores de reemplazo tuvieran la misma potencia que los actuales motores de combustión, además de características técnicas y físicas muy similares.

Se encontró que se tendría una potencia instalada de 228 KVA, 200 kW con un factor de potencia de 0,88, y el consumo mensual de energía sería de 41.005 kWh/mes. La demanda promedio sería de 86,34 kW, con una demanda pico de 183,21 kW y la curva de cara presentada en la Figura 19. Por lo tanto, se requeriría un transformador de 250 kVA.

Figura 19. Curva de carga mina San tomas para abastecimiento desde SIN



Fuente: Autor

De acuerdo con las Normas para el desarrollo y construcción de sistemas de distribución de CENS [35], el operador de red, el nivel de tensión de servicio para un usuario con ese nivel de carga instalada sería de 13.200 V y se clasificaría como un usuario no regulado.

Como se encontró que el FP de la instalación sería de 0,88, se calculó la capacitancia de un banco de condensadores para corregir el FP a 0,95 con el

propósito de evitar cobros de potencia reactiva. Este banco de condensadores debería tener una capacitancia de 15 mF.

5.3.2 Distancia aproximada de la línea de distribución. Las subestaciones de CENS más cercanas al proyecto son: San mateo y Belén, ubicadas en la ciudad de Cúcuta a 21 Km y 20 Km respectivamente, y la subestación Patios, ubicada en el municipio de Los patios a 18 Km. Sin embargo, existen corregimientos más cercanos que cuentan con el servicio de energía eléctrica: San pedro y El pórtico, a 12 y 13 Km respectivamente.

Se considera que se puede establecer un punto de conexión a la línea de 13200 V en la entrada del municipio de San pedro y por lo tanto se decidió que la distancia más probable al punto de interconexión sería la distancia a dicho corregimiento, es decir aproximadamente 12 Km.

Considerando el precio promedio de la línea de transmisión para potencias menores a 1MW en el nivel de tensión de 13,2 KV alrededor de 12.000 USD/Km [36], unos $36.000.000/Km, la línea requerida podría tener un valor aproximado de $432.000.000.

5.3.3 Estimación de ahorros. El ahorro económico implica tanto el ahorro en consumo de combustible (250 L/día) como en costos de operación y mantenimiento, puesto que la planta quedaría como equipo de respaldo, y se considera que el mantenimiento puede reducirse al 20% del costo actual. Sin embargo, a ese ahorro debe deducirse el costo de la energía comprada a la red y el costo fijo por amortización de las inversiones hechas para implementar la alternativa; por lo tanto, los ahorros reales se calcularon en la evaluación financiera.

Por otra parte, la reducción de emisiones sería la diferencia entre el total de emisiones asociadas al volumen de combustible evitado, 670 Kg CO_2/día, y las emisiones asociadas a la energía que se consume de la red, 602 Kg CO_2/día; por lo tanto, la reducción de emisiones sería de 68 Kg CO_2/día, el 10% de las emisiones actuales.

5.4 SUSTITUCIÓN DEL COMPRESOR SULLAIR 185 POR UN COMPRESOR ELÉCTRICO (O4)

Como se muestra en el Cuadro 8, el compresor Sullair 185 DUQ-JD tiene un consumo específico de combustible 0,035 L/m^3 de aire comprimido, 75% más que otro compresor en operación; esto puede representar una oportunidad de mejora del proceso.

Por otra parte, se observó que la potencia del motor de dicho compresor (45 kW) no supera el rango de capacidad disponible de la planta, que es de unos 60 kW; por lo tanto, la sustitución de un compresor eléctrico de capacidad similar podría permitir reducir el costo específico de generación del aire comprimido y aumentar el porcentaje de carga de la planta.

Se seleccionó un compresor eléctrico de la misma marca cuyas características se relacionan en el Cuadro 14.

Cuadro 14. Características del compresor propuesto

Parámetro	Compresor actual	Compresor propuesto
Motor	Diesel	Eléctrico
Marca	Sullair	
Modelo	185 DUQ-JD	ST3708
Presión nominal [PSIg]	125	115
Capacidad a Pnom [ft3/min]	185	222
Capacidad a 120 PSI [m3/día]	2.011	2.905
Potencia [kW]	45	37

Fuente: Autor

- **Estimación de ahorros**. Se encontró que el consumo de combustible de la planta aumentaría en 81,8 L/día, lo cual es 16% más que el consumo de combustible del compresor actual. Sin embargo, la producción de aire comprimido aumentaría en un 44% debido a que la capacidad de producción del compresor nuevo es mayor. Por lo tanto, si se considera el consumo específico de combustible, se tendría que el nuevo compresor consumiría 0,025 L/m^3 de aire comprimido, lo cual es el 70% del consumo específico del actual.

Si se implementara esta alternativa, la demanda máxima de energía eléctrica seria de 70,21 kW, como se observa en la curva de carga presentada en la Figura 20, y el porcentaje de carga máximo de la planta se elevaría al 74,3%. Como resultado del aumento en el porcentaje de carga de la planta, el costo de generación de energía eléctrica se reduciría a $507/kWh, una reducción de 16,4%.

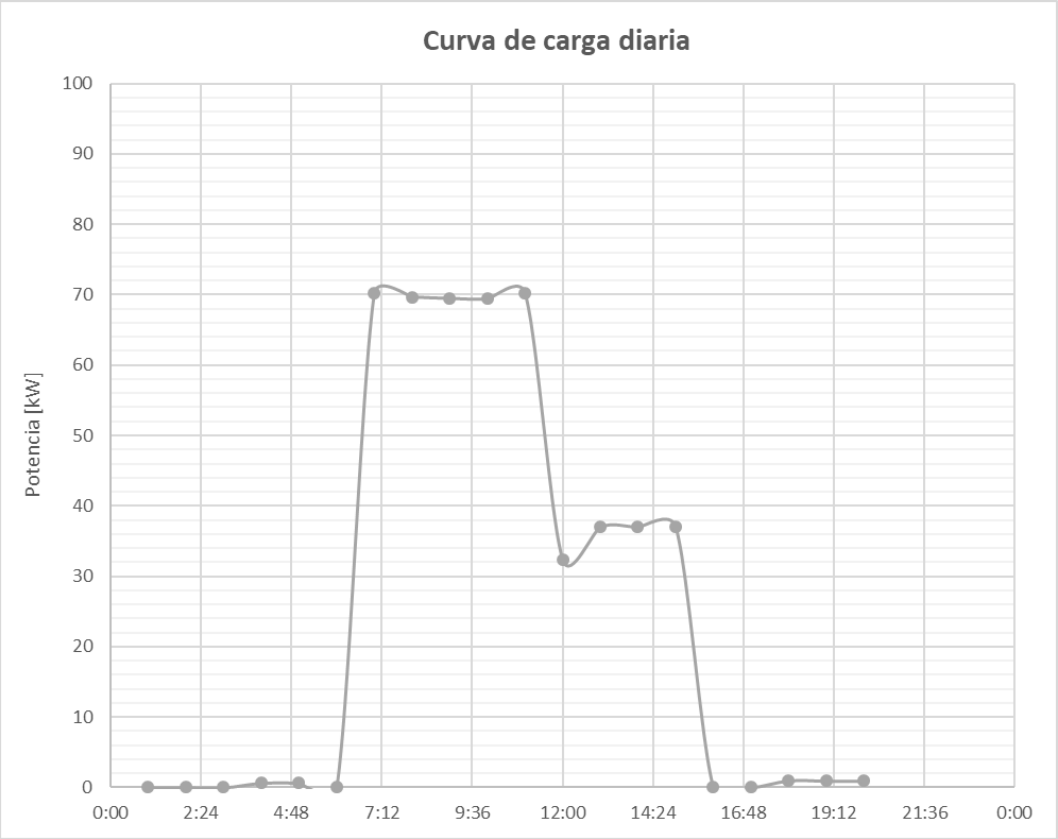
Por otra parte, el sistema de generación de aire comprimido pasaría a tener el esquema presentado en el Cuadro 15, donde se distingue un consumo específico global de 0,024 L de combustible por cada m^3 de aire producido y una generación de 6.245 m3 AC/día.

Cuadro 15. Características sistema de aire comprimido planteado

Modelo	Entrega a 120 PSIg [m3/día]	Consumo promedio [L/día]	Consumo [%]	Generación Aire comprimido [%]	[L diesel/m3 AC generado]	
Sullair ST3708	2.905	81,8	55%	47%	0,028	0,024
Kaeser M-100	3.340	66,7	45%	53%	0,020	
	6.245	**148,5**	**100%**	**100%**		

Fuente: Autor

Figura 20. Curva de carga con sustitución de compresor



Fuente: Autor

Cuadro 16. Estructura costo producción de aire comprimido con sustitución de compresor

Combustible	$ 33,92	71%
AOM	$ 3,19	7%
No operativos	$ 10,99	23%
Costo aire comprimido [$/m3]	**$ 48,1**	100%

Fuente: Autor

Finalmente, el costo de generación de aire comprimido aumentaría un 6,8% hasta $48,1/m^3$, lo cual se atribuye al mayor costo fijo en que se incurriría al reemplazar el compresor, que como se observa en el Cuadro 16 representa el 23% del costo total, en contraste del 16% que representa este concepto en el costo actual.

La reducción de emisiones que aportaría esta alternativa seria de 36,96 Kg CO_2/día, el 5,5% de las emisiones actuales; esto es considerando la reducción en el consumo de combustible que se tendría para el nivel de producción actual con el sistema propuesto.

5.5 SUSTITUCIÓN DEL GRUPO ELECTRÓGENO ACTUAL POR UNO DE MENOR CAPACIDAD (O5)

Teniendo en cuenta los bajos niveles de carga con que opera la planta actual, se considera que un grupo electrógeno de menor capacidad sería más apropiado para el nivel de carga de la instalación y podría reducir el consumo de combustible.

Se seleccionó un grupo electrógeno Caterpillar DE50E0 con capacidad de 40 kW; que operaría un porcentaje de carga máxima de 73,1% y tendría un consumo de combustible 60,24 L/día para abastecer la demanda de la instalación.

- **Estimación de ahorros**. El ahorro en consumo de combustible sería de 7,6 L/día, representan un 11% del consumo actual de la planta. La reducción de emisiones GEI asociada es de 20,37 Kg CO_2/día, el 3% de las emisiones actuales.

Por otra parte, el costo de generación de energía eléctrica se aumentaría a $642/kWh, como se muestra en el Cuadro 17; un incremento del 5,8% frente al costo actual, donde el costo fijo representaría el 26%, duplicando el 12,9% que representa este concepto en el costo de generación actual.

Cuadro 17. Estructura del costo generación de energía eléctrica con sustitución de planta

Combustible	$ 429	66,8%
AOM	$ 46	7,2%
No operativos	$ 167	26,0%
Costo energía generada [$/kWh]	**$ 642**	100%

Fuente: Autor

El Cuadro 18, presenta el consumo de combustible y las emisiones GEI asociadas a dicho consumo para cada una de las opciones de mejora descritas en este capítulo.

Cuadro 18. Consumo de combustible y emisiones por opción de mejora

		Consumo combustible [L/día]	**Emisiones [kg CO2/día]**
Esquema actual		250	670
Opciones de mejora			
O1	Sistema solar FV autónomo para abastecimiento energético de las cargas de casino y campamento	242	648
O2	Sustitución del sistema de bombeo actual por un esquema más eficiente	224	601
O3.1	Conexión a la red del SIN	0	602
O3.2			
O3.3			
O4	Sustitución de un compresor por un compresor eléctrico	261	633
O5	Sustitución de la planta eléctrica actual	242	649
O2+O3.2	Sustitución del sistema de bombeo + conexión a la red del SIN	0	566

Fuente: Autor

6 EVALUACIÓN FINANCIERA DE LAS OPCIONES DE MEJORA DEL DESEMPEÑO ENERGÉTICO

Se determinaron la inversión requerida y los ahorros económicos potenciales para cada una de las opciones de mejora propuestas, y se evaluaron financieramente de forma independiente bajo de los criterios de valor presente neto (VPN) y tasa interna de retorno (TIR).

La tasa de oportunidad que se utilizó para calcular el VPN y para evaluar la viabilidad financiera de las alternativas propuestas es del 12% EA; y la tasa de impuesto de renta se consideró como el 33% sobre las utilidades operativas gravables.

6.1 SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO AUTONOMO PARA EL ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO DE CAMPAMENTO Y CASINO (O1)

6.1.1 Costos de la alternativa. El Cuadro 19 presenta los costos de implementación del sistema solar FV propuesto y los años de vida útil proyectados para cada componente. La inversión inicial requerida sería de $15.069.970; pero dado que las baterías y el regulador de carga precisarían ser reemplazados tras 10 años de operación, el costo total ascendería a $20.275.970 valorado en el año 0.

Cuadro 19. Costos del sistema solar FV propuesto

Inversion inicial				
Componente	**Cantidad**	**Precio unitario**	**Precio total**	**Vida util**
Modulos YL26OP-29b	6	$ 986.000	$ 5.916.000	20 años
Regulador Victron Energy SmartSolar 150/100	1	$ 2.936.000	$ 2.936.000	10 años
Baterías gel Motoma SLA 12V200G	2	$ 1.135.000	$ 2.270.000	10 años
Inversor SA-2000K-124	1	$ 2.400.500	$ 2.400.500	20 años
Cable fotovoltaico 10 AWG	20 m	$ 6.535	$ 130.700	20 años
Cable batería 2 AWG SGT	5 m	$ 23.924	$ 119.620	
Cable encachetado 18 AWG	10 m	$ 2.365	$ 23.650	
Interruptor termomagnético 125 VDC-10 KA: 25 A	1	$ 60.000	$ 60.000	
Interruptor termomagnético 125 VDC-10 KA: 100 A	2	$ 100.000	$ 200.000	
Interruptor termomagnético 120 VAC-10 KA: 10 A	1	$ 13.500	$ 13.500	
Adecuaciones y otros			$ 1.000.000	
		Total	**$ 15.069.970**	

Fuente: Autor

El costo anual equivalente al costo total de implementación del proyecto a una tasa de descuento de 12% por 20 años sería de $2.714.522/año.

$$Costo\ fijo\ anual = \frac{\$20.275.970 * (1 + 0{,}12)^{20} * 0{,}12}{(1 + 0{,}12)^{20} + 1} = \$2.714.522$$

Los costos de operación y mantenimiento de plantas de generación FV pueden estar alrededor de los 18 USD/kW por año [37]; sin embargo, para este caso se estimó en $500.000 anuales (aproximadamente 100 USD/kW por año) para dar un margen suficiente considerando que se trata de un sistema a pequeña escala ubicado en una zona aislada.

El costo anual equivalente de esta alternativa sería de $3.214.522, que incluye el costo fijo de implementación y el de operación y mantenimiento. Para una generación 5,3 kWh/día (1.590 kWh/año) se tendría un costo de generación de $2.022/kWh.

6.1.2 Evaluación financiera. Para hacer comparables las dos opciones se plantean dos escenarios proyectados a 20 años.

Escenario 1	Escenario 2
Generación Diesel convencional	**Generación híbrida Diesel + solar FV**
Generación: 200,49 kWh/día	Generación Diesel: 195,19 kWh/día Generación FV: 5,3 kWh/día
Horas de operación anual planta: 3300	Horas de operación anual planta: 1800
Requiere repotenciación de la planta para operar por 20 años más	Requiere repotenciación de la planta para operar por 20 años más

Manteniendo los precios de combustible y AOM actuales, el costo de generación para el esquema del escenario 1 es de $562/kWh y para el del escenario 2 $557/kWh, como se muestra en el Cuadro 20, lo que se traduciría en un ahorro de $5/kWh.

Si se considerara el aumento en el precio del combustible, que ha sido de 7% entre Febrero de 2017 y el mismo mes del 2018 y del 8,8% en los últimos doce meses

[38], el costo de generación Diesel se aumentaría y los beneficios de la alternativa solar mejorarían.

En el Cuadro 21 se presentan los costos de generación que se tendrían considerando un aumento anual de 2% el precio del combustible, en términos reales. El costo de generación para el esquema del escenario 1 ascendería a $659/kWh y para el del escenario 2 a $642/kWh, lo que se traduciría en un ahorro de $17/kWh.

Cuadro 20. Comparación costos generación a precio combustible actual

	Escenario 1	**Escenario 2**		**Generación baja carga E1**
	Diesel	**Diesel**	**solar**	**Diesel**
Generación [kWh/día]	200,49	195,15	5,30	5,30
Generación [kWh/año]	60.146	58.545	1.590	1.590
Inversiones [$]	15.000.000	15.000.000	20.275.970	
Costo fijo [$/año]	**$ 2.008.182**	**$ 2.008.182**	**$ 2.714.522**	**$ 53.088**
Costo combustible [$/año]	$ 29.035.127	$ 25.601.868	$ 0	$ 3.433.259
Costo VOM [$/año]	$ 2.760.000	$ 2.686.542	$ 500.000	$ 72.962
Costo variable [$/año]	**$ 31.795.127**	**$ 28.288.410**	**$ 500.000**	**$ 3.506.221**
Costo anual equivalente [$/año]	**$ 33.803.309**	**$ 30.296.592**	**$ 3.214.522**	**$ 3.559.309**
		$ 33.511.114		
Costo energía electrica [$/kWh]	**$ 562**	$ 517	$ 2.022	**$ 2.239**
		$ 557		

Fuente: Autor

Cuadro 21. Comparación costos generación considerando aumento en precio del combustible

	Escenario 1	**Escenario 2**		**Generación baja carga E1**
	Diesel	**Diesel**	**solar**	**Diesel**
Generación [kWh/día]	200,49	195,15	5,30	5,30
Generación [kWh/año]	60.146	58.545	1.590	1.590
Inversiones [$]	15.000.000	15.000.000	20.275.970	
Costo fijo [$/año]	**$ 2.008.182**	**$ 2.008.182**	**$ 2.714.522**	**$ 53.088**
Costo combustible [$/año]	$ 34.842.153	$ 30.722.242	$ 0	$ 4.119.911
Costo VOM [$/año]	$ 2.760.000	$ 2.686.542	$ 500.000	$ 72.962
Costo variable [$/año]	**$ 37.602.153**	**$ 33.408.784**	**$ 500.000**	**$ 4.192.873**
Costo anual equivalente [$/año]	**$ 39.610.334**	**$ 35.416.966**	**$ 3.214.522**	**$ 4.245.961**
		$ 38.631.488		
Costo energía electrica [$/kWh]	**$ 659**	$ 605	$ 2.022	**$ 2.670**
		$ 642		

Fuente: Autor

En los cuadros 20 y 21 también se presenta el costo de la generación a muy baja carga que tendría la planta en el escenario 1; se observa que en ambos casos el costo de dicha generación con la tecnología solar fotovoltaica es menor.

Sin embargo, si se analiza esta alternativa bajo criterios financieros a 20 años y una tasa de oportunidad del 12%, el VPN es de -$3.097.468 y la TIR de 9,5%; con lo cual el proyecto no se considera financieramente viable. Incluso considerando un aumento en el precio del combustible del 2% anual en términos reales, no se consiguen valores de VPN superiores a 0, por lo cual la alternativa continúa siendo inviable financieramente.

6.2 SUSTITUCIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO ACTUAL (O2)

6.2.1 Costos de la alternativa. La bomba seleccionada tiene un costo de $6.937.700 y se considera que se puede requerir $1.000.000 adicional para realizar las adecuaciones y conexiones necesarias para implementar el nuevo sistema de bombeo, que costaría en total $7.937.700.

6.2.2 Evaluación financiera. Tomando en cuenta tanto la reducción en el consumo de energía como el aumento en el costo de generación de energía eléctrica que supondría esta alternativa, se encontró que el costo de energía en la actividad de bombeo se reduciría en un 55,7%, como se muestra en el Cuadro 22, donde el Escenario 1 representa el sistema de bombeo actual y el Escenario 2 el sistema propuesto.

Cuadro 22. Comparación costo de energía sistema de bombeo

	Sistema actual	Sistema propuesto
Consumo de energía [kWh/día]	144	46,84
Costo energía [$/kWh]	607	825
Caudal [m3/día]	54	
Costo energía bombeo [$/m3]	$ 1.618	$ 716

Fuente: Autor

Analizando el proyecto bajo criterios financieros a 5 años y una tasa de oportunidad del 12%, se encontró que se conseguiría un ahorro en consumo de combustible equivalente a 10,9 millones de pesos anuales y un beneficio neto de unos 6,2 millones de pesos anuales, con lo que el VPN sería de $20.294.484 y la TIR de 95,2%; con lo cual la alternativa se encuentra viable financieramente por un amplio margen.

6.3 INTERCONEXIÓN A LA RED DEL SIN (O3)

6.3.1 Costos de la alternativa. Los costos para la implementación de esta alternativa se resumen en el Cuadro 23, dados en millones de pesos. Los costos de Equipos se refieren al precio de los motores eléctricos para sustituir los motores de combustión de los compresores y el malacate; mientras que los costos de Adecuaciones incluyen los cambios de accionamiento, un cambio en el sistema de transmisión del malacate y un banco de condensadores diseñado para corregir el factor de potencia de la instalación eléctrica.

Cuadro 23. Costos de la alternativa de Interconexión al SIN

Distancia desde el punto de conexión [Km]	12
Costo red [M$/Km] [36]	$ 36,0
Costo red [M$]	$ 432
Transformador [M$]	$ 25,0
Equipos	$ 40,1
Adecuaciones en equipos e instalaciones [M$]	$ 40,0
Total	**585,1**

Fuente: Autor

El costo de la energía eléctrica para usuarios reguladores industriales atendidos por CENS en Septiembre de 2018 fue de $585,23/kWh [39]; se tomará como referencia este precio para calcular el costo del consumo de energía.

6.3.2 Evaluación financiera. De forma preliminar se estima que la inversión total requerida sería de por lo menos 585 millones de pesos, pero podría ser compartida con otra mina de la zona o con el OR para favorecer su viabilidad financiera.

Analizando la alternativa bajo criterios financieros a 20 años y una tasa de oportunidad del 12%, y considerando una repotenciación de la planta actual para hacer comparables los dos esquemas de abastecimiento en el mismo periodo de tiempo, se encontró que la eliminación del consumo de combustible y la reducción de 80% en el coso de mantenimiento de la planta podría tener un valor de 98 millones de pesos anuales pero el beneficio económico neto estaría alrededor de los 51 millones anuales; con esto el VPN sería de -$36.818.739 y la TIR de 11,0%; con lo cual se considera que la alternativa no es viable financieramente.

Sin embargo, si se compartiera el costo de la red con otra de las minas que se ubican entre San pedro y la mina San tomas (A3,2), el costo de implementación de la alternativa se reduciría aproximadamente a $321,1 millones y se tendría un VPN de $194.644.365 y una TIR de 21,5%; con lo que se viabilizaría el proyecto.

Finalmente, si el OR construyera la línea de distribución (A3,3), el costo de la alternativa podría reducirse por lo menos a $285,1 millones, con lo que el VPN sería de $226.207.515 y la TIR aumentaría a 24,3%.

6.4 SUSTITUCIÓN DEL COMPRESOR SULLAIR 185 POR UN COMPRESOR ELÉCTRICO (O4)

El compresor seleccionado tiene un costo de $55.335.000 y se le proyecta una vida útil de 12 años.

Analizando el proyecto bajo criterios financieros a 12 años y una tasa de oportunidad del 12%, se encontró que el VPN sería -$21.422.093 y la TIR apenas el 2,7%, con lo que no se considera financieramente viable esta alternativa. Incluso considerando un aumento en el precio del combustible del 2% anual en términos reales, no se consiguen valores de VPN superiores a 0, por lo cual la alternativa continúa siendo inviable financieramente.

6.5 SUSTITUCIÓN DEL GRUPO ELECTRÓGENO ACTUAL POR UNO DE MENOR CAPACIDAD (O5)

El grupo electrógeno seleccionado tiene un costo de $53.550.000 y se le proyecta una vida útil de 10 años.

Analizando el proyecto bajo criterios financieros a 10 años y una tasa de oportunidad del 12%, se encontró que el VPN sería -$16.253.287 y la TIR del 0,4%, con lo que no se considera financieramente viable esta alternativa. En este caso, los ahorros no alcanzan a cubrir el costo de depreciación del equipo. Incluso considerando un aumento en el precio del combustible del 2% anual en términos reales, no se consiguen valores de VPN superiores a 0, por lo cual la alternativa continúa siendo inviable financieramente.

6.6 INTERCONEXIÓN AL SIN + SUSTITUCIÓN SISTEMA DE BOMBEO

Integrando las alternativas de conexión a la red compartida con otra mina y de sustitución del sistema de bombeo, se tendría un VPN de $188.044.970 y una TIR de 20,9%.

6.7 RELACIÓN COSTO BENEFICIO DE LAS ALTERNATIVAS

El Cuadro 24 presenta el consumo de combustible, los costos de generación de la energía eléctrica y/o de producción de aire comprimido y los indicadores financieros VPN y TIR para cada alternativa propuesta. Además, se presenta el indicador de VPN por cada unidad monetaria invertida (IVAN), con el cual se ordenan de mayor a menor relación costo-beneficio, en la Tabla 5.

Cuadro 24. Relación costo beneficio alternativas propuestas

	Consumo combustible [L/día]	**Costo de generación EE [$/kWh]**	**Costo de generación AC [$/m3]**	**VPN (12%)**	**TIR**	**IVAN**
actual	250	607	45,0			
Opciones de mejora						
O1	242	557*		-$ 3.097.468	9,5%	
O2	224	$ 825		$ 20.294.484	95,2%	2,56
O3.1	0	$ 585		-$ 36.818.739	11,0%	
O3.2				$ 194.644.365	21,5%	0,61
O3.3				$ 226.207.515	24,3%	0,79
O4	236	$ 507	$ 48,1	-$ 21.422.093	2,7%	
O5	242	$ 642		-$ 16.253.287	0,4%	
O2+O3.2	0	$ 585		$ 188.004.970	20,9%	0,57

*No comparable con el caso base. Considerando repotenciación de la planta

Fuente: Autor

Tabla 5. Ordenamiento de opciones de mejora de acuerdo con indicador IVAN

Orden	Opción de mejora
1	O2: Sustitución del sistema de bombeo actual
2	O3.3: Interconexión a la red del SIN con línea de distribución a cargo del OR
3	O3.2: Interconexión a la red del SIN con costo de línea de distribución compartido con otra mina de la zona
4	O2 + O3.2: Sustitución del sistema de bombeo actual e interconexión a la red del SIN con costo de línea de distribución compartido con otra mina de la zona

Fuente: Autor

CONCLUSIONES

Se realizó el proceso de caracterización energética en la mina San tomas, lo que permitió determinar la distribución de consumo y costos que describen su desempeño energético, así como sus oportunidades de mejora y las emisiones asociadas al consumo de combustible.

De acuerdo con las oportunidades mejora identificadas durante el proceso de caracterización energética, se plantearon cinco opciones de mejora del desempeño energético; todas ellas capaces de generar ahorros en el consumo de combustible entre el 3 y el 100% y reducción de las emisiones entre el 3 y el 10%.

Aunque todas las alternativas podrían representar eventuales reducciones en el consumo de combustible y en las emisiones GEI, sólo las aquellas que, de acuerdo con su vida útil esperada y la tasa de oportunidad del 12%, se encontraron financieramente viables bajo los criterios financieros de VPN y TIR se consideran opciones factibles para mejorar el desempeño energético de la mina. Dichas alternativas, de acuerdo con las opciones analizadas en este trabajo, serían la sustitución del sistema de bombeo actual (VPN= $20.294.484) y/o la conexión de la mina a la red del SIN considerando la participación del operador de red o de otra mina aledaña en la construcción de la línea de distribución requerida, con VPN de $226.207.515 y 194.644.365 respectivamente.

La alternativa de sustitución del sistema de bombeo es la que brinda un mayor beneficio con respecto al capital invertido, ya que la inversión es relativamente baja respecto a las otras alternativas financieramente viables. Por otra parte, la alternativa que produciría mayor beneficio económico en términos de VPN es la alternativa de conexión a la red del SIN con la infraestructura de conexión a cargo del OR.

La sustitución del sistema de bombeo actual generaría una reducción en el consumo de combustible del 10,2%; mientras que la conexión a la red del SIN lograría la eliminación del consumo de combustible y se podría tener una reducción de 80% en el coso de mantenimiento de la planta, que operaría como equipo de respaldo. En ambos casos la reducción de emisiones GEI sería de aproximadamente el 10% de las emisiones actuales, y podría lograrse una reducción del 15% si se integraran las dos soluciones.

RECOMENDACIONES

Se recomienda la instalación y seguimiento de equipos de medición de caudal y presión en las tuberías de entrada y salida de los tanques de almacenamiento, así como antes del punto derivación hacia los equipos de consumo en el interior de la mina. Estos dispositivos permitirían disponer de información suficiente para caracterizar el sistema de aire comprimido de una manera más exacta y poder identificar otras oportunidades de mejora que conduzcan a nuevas alternativas para optimizar el desempeño energético en esta actividad.

Se recomienda la instalación y seguimiento de un equipo de medición de la energía eléctrica generada por la planta que indique por lo menos los parámetros de tensión, corriente y factor de potencia. De esa forma se podría disponer de información más exacta para el cálculo de los costos y las condiciones de operación de la planta. De igual forma, medidores del consumo de energía en las actividades de uso significativo de la energía eléctrica aportarían información más exacta para revisar y actualizar la caracterización energética realizada en este proyecto.

Se recomienda mantener registros diarios del consumo de combustible por equipos, así como del avance de la mina, del total de material minado, de la producción de carbón, del caudal de agua bombeado y de los flujos de aire comprimido y de energía eléctrica; esto con el fin de establecer y analizar indicadores del desempeño energético, como el nivel de energía no asociada a la producción, los costos específicos por actividad, el nivel de pérdidas de aire comprimido, las condiciones de carga en la operación de la planta y la eficiencia en el bombeo de agua.

Se recomienda analizar las alternativas planteadas frente a distintos escenarios de aumento en el precio del combustible con el fin de obtener una evaluación menos estricta, bajo la cual se podría favorecer la viabilidad de las alternativas consideradas.

Se recomienda realizar la solicitud de factibilidad del servicio de energía eléctrica y desarrollar la alternativa de conexión a la red como un proyecto que incluya los estudios previos, obras de infraestructura adicionales, equipos de medición y condiciones de servidumbre requeridos por el operador de red. De esa forma se podría determinar un costo total de la alternativa y establecer el modelo de cooperación óptimo para su implementación, ya sea con otras minas de la zona o con el operador de red.

REFERENCIAS

[1] Agencia Nacional Minera, «Caracterización de la actividad minera departamental Norte de Santander,» Bogotá, 2017.

[2] UPME, «Boletín estadístico de minas y energía 2012 - 2016,» Bogotá, 2016.

[3] L. Güiza, «La pequeña minería en colombia: una actividad no tan pequeña,» *DYNA,* vol. 80, nº 181, pp. 109-117, 2013.

[4] Ministerio de minas y energía, «Politica minera de Colombia,» Abril 2016. [En línea]. Available: https://www.minminas.gov.co/documents/10180/698204/Pol%C3%ADtica+Minera+de+Colombia+final.pdf/c7b3fcad-76da-41ca-8b11-2b82c0671320.

[5] Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, «Desarrollo del plan de acción sectorial de mitigación para sector energía - Componente minas,» [En línea]. Available: http://www.minambiente.gov.co/index.php/component/content/article?id=470:plantilla-cambio-climatico-26#planes-sectoriales-de-mitigaci%C3%B3n.

[6] Ministerio de Minas y Energía, «Decreto 1666,» Bogotá, 2016.

[7] Agencia de noticias Universidad Nacional de Colombia, «Colombia, rezagada en eficiencia energética minera,» *Agencia de noticias UN,* 23 Septiembre 2014.

[8] Cerro Matoso, «Reporte de sostenibilidad,» 2015. [En línea]. Available: http://www.fundacioncerromatoso.org/index.php/cerro-matoso/reporte-de-sostenibilidad-2015.

[9] Cerrejon, «Informe de sostenibilidad,» 2016. [En línea]. Available: http://www.cerrejon.com/wp-content/uploads/2018/Informe-de-Sostenibilidad-2016-lg-min.pdf.

[10] R. Jaya, Estudio de factibilidad para la construcción de un sistema fotovoltaico autónomo en minería tradicional del municipio de El Zulia, Norte de Santander, Universidad Francisco de Paula Santander, 2014.

[11] A. Ruiz y G. Rios, Análisis, selección y simulación de un sistema para minimizar los niveles de armónicos producidos por la conmutación de un variador de frecuencia sobre la calidad de la energía de la línea de

alimentación en la mina la Argelia, Universidad Francisco de Paula Santander, 2015.

[12] F. García, «Sello de Eficiencia Energética, Los Bronces. Ahorros que importan.,» *Construcción minera,* pp. 64-67, 2014.

[13] Australian goverment, «Energy management in mining,» September 2016. [En línea]. Available: https://archive.industry.gov.au/resource/Documents/LPSDP/LPSDP-Energy-Management-in-Mining-Handbook.pdf. [Último acceso: 13 Mayo 2018].

[14] Nueva minería y energía, «Minera construye en el desierto la planta termosolar más grande en su tipo,» 23 Mayo 2012. [En línea]. Available: http://www.nuevamineria.com/revista/minera-construye-en-el-desierto-la-planta-termosolar-mas-grande-en-su-tipo/.

[15] S. Herbst, «Caterpillar selected to help install solar PV system for Otjikoto,» 10 Noviembre 2017. [En línea]. Available: http://www.miningweekly.com/article/caterpillar-selected-to-help-install-solar-pv-system-for-otjikoto-2017-11-10.

[16] M. Breytenbach, «Huge potential to replicate hybrid power solution in African mining sector,» 15 Julio 2016. [En línea]. Available: http://www.miningweekly.com/print-version/australias-largest-offgrid-solar-and-battery-storage-facility-pioneering-energy-change-in-africa-2016-07-08.

[17] ABB, «Reducing energy costs and environmental impacts of off-grid mines,» 2017. [En línea]. Available: http://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1MZB200080&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch&utm_campaign=201707_GA_All_Int_MicroGrid_MiningBusinessCase&utm_medium=email&utm_source=Eloqua&elqTrackId=6b360f67b82b4e4d958480552d555461.

[18] R. Quilaguy, «Programa de trabajo e inversiones de la mina San tomas. Actualización.,» Cúcuta, 2017.

[19] UPME, «Factores de Emisión de los Combustibles Colombianos (FECOC),» 2016. [En línea]. Available: http://www.upme.gov.co/calculadora_emisiones/aplicacion/calculadora.html. [Último acceso: 11 Febrero 2018].

[20] R. Varon, «Programa para el uso eficiente de los recursos energéticos. Guía de apoyo al empresario,» Secretaría distrital de ambiente, Bogotá.

[21] U. A. d. Occidente y U. d. Atlántico, «Herramientas para el analisis de caracterización de la eficiencia energética,» [En línea]. Available: http://www.si3ea.gov.co/Portals/0/Gie/Docs/herramientas.pdf.

[22] UPME, «Costos indicativos de generación de energía eléctrica en Colombia,» Abril 2005. [En línea]. Available: http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/generacion/costos_indicativos_generacion_ee.pdf.

[23] S. Arnalich, Generadores en proyectos de cooperación, Arnalich, 2013.

[24] G. Rohani y M. Nour, «Techno-economical analysis of stand-alone hybrid renewable power system for Ras Musherib in United Arab Emirates,» Noviembre 2013. [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/publication/259580458_Techno-economical_analysis_of_stand-alone_hybrid_renewable_power_system_for_Ras_Musherib_in_United_Arab_Emirates.

[25] M. Morel, «Reciprocating engine driven air compressor or a rotary screw engine driven air compressor,» 27 Enero 2017. [En línea]. Available: https://www.vmacair.com/blog/reciprocating-engine-driven-air-compressor-rotary-screw-engine-driven-air-compressor/.

[26] M. Asuaje, «Seleccion y desempeño de compresores,» Abril 2017. [En línea]. Available: https://issuu.com/memorias_conferencias_aciem/docs/memorias_conf_04_abr_2017.

[27] G. Robledo, «Rendimiento y aplicaciones de los compresores,» 09 Mayo 2012. [En línea]. Available: http://www.acrlatinoamerica.com/201205094761/articulos/refrigeracion-comercial-e-industrial/rendimiento-y-aplicaciones-de-los-compresores.html.

[28] KAESER Compresores, «Técnica de aire comprimido,» 2010. [En línea]. Available: http://mx.kaeser.com/m/Images/P-2010-MX-tcm325-6752.pdf.

[29] Y. Cengel y C. John, Mecanica de fluidos: fundamentos y aplicaciones, México: McGraw-Hill, 2006.

[30] A. Pereira, «Indicadores de evaluación de invesiones,» [En línea]. Available: https://users.dcc.uchile.cl/~anpereir/evaluacion/08IndicadoresFinancieros.pdf. [Último acceso: 20 Octubre 2018].

[31] FESTO, «Aire comprimido, fuente de energía,» Esslingen, 2002.

[32] SMA Solar Technology AG, «Coeficiente de rendimiento. Factor de calidad de la instalación fotovoltaica,» [En línea]. Available: http://files.sma.de/dl/7680/Perfratio-TI-es-11.pdf. [Último acceso: 12 Octubre 2018].

[33] Franklin Electric, «Manual de Ingeniería para Bombas industriales y de irrigación,» Fort Wayne, 2010.

[34] UPME, «Factores de emisión del Sistema Interconectado Nacional Colombia -SIN,» Bogotá, 2017.

[35] CENS, «Normas para el desarrollo y construcción de sistemas de distribución,» Cúcuta, 2008.

[36] UPME, «Costos indicativos de generación de energía eléctrica en Colombia,» Bogotá, 2005.

[37] IRENA, «Renewable power generation costs in 2017,» 2018. [En línea]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf. [Último acceso: 15 Octubre 2018].

[38] Ministerio de Minas y Energía, «Precios combustibles,» Octubre 2018. [En línea]. Available: https://www.minminas.gov.co/precios-de-combustible. [Último acceso: 29 Octubre 2018].

[39] CENS, «Tarifas de energía mercado regulado,» 15 Septiembre 2018. [En línea]. Available: https://www.cens.com.co/Portals/1/documentos/tarifas/Tarifa_CENS_201809.pdf. [Último acceso: 24 Octubre 2018].

[40] CONGRESO DE COLOMBIA, *Ley 143,* Bogotá, 1994.

[41] IRENA, «Off-grid renewable energy systems: status and methodological issues,» 2015. [En línea]. Available: http://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_off-grid_renewable_systems_wp_2015.pdf.

[42] G. Burch, «Hybrid Renewable Energy Systems,» 2001. [En línea]. Available: https://www.netl.doe.gov/publications/proceedings/01/hybrids/Gary%20Burch%208.21.01.pdf.

[43] J. Gutierrez, «Generación eléctrica en plantas Diesel,» [En línea]. Available: https://www.icai.es/contenidos/publicaciones/anales_get.php?id=928.

[44] Mundo compresor, «Cómo funciona un compresor de tornillo lubricado,» [En línea]. Available: https://www.mundocompresor.com/articulos-tecnicos/como-funciona-compresor-tornillo-lubricado.

[45] Ministerio de Minas y Energía, *Decreto 1623,* Bogotá, 2015.

ANEXOS

Anexo A. Especificaciones técnicas de equipos sistema actual

A1. Compresor Sullair 185 DUQ

Model	49HPDUQ		185DUQ		210HDUQ		260DUQ	
Capacity								
Delivery	160 cfm @ 100 psig 76 l/s @ 7 bar 4.5 m³/min @ 7 bar		185 cfm @ 100 psig 87 l/s @ 7 bar 5.2 m³/min @ 7 bar		210 cfm @ 150 psig 99 l/s @ 10 bar 5.9 m³/min @ 10 bar		260 cfm @ 100 psig 123 l/s @ 7 bar 7.4 m³/min @ 7 bar	
Engine								
Type	Diesel		Diesel		Diesel		Diesel	
Make	John Deere		John Deere		John Deere		John Deere	
Model	4024T		4024T		5030T		5030T	
Displacement	149 in³	2443 cc	149 in³	2443 cc	186 in³	3049 cc	186 in³	3049 cc
Cylinders	4		4		5		5	
Bore x stroke	3.39 x 4.13 in	86 x 105 mm	3.39 x 4.13 in	86 x 105 mm	3.39 x 4.13 in	86 x 105 mm	3.39 x 4.13 in	86 x 105 mm
Rated Speed	2800 rpm		2800 rpm		2500 rpm		2500 rpm	
Rated Power	49 hp	36.5 kW	60 hp	45 kW	84 hp	63 kW	84 hp	63 kW
Weight								
Dry	1795 lbs	814 kg	1795 lbs	814 kg	1925 lbs	873 kg	2140 lbs	971 kg
Wet	1965 lbs	891 kg	1965 lbs	891 kg	2095 lbs	950 kg	2310 lbs	1048 kg
Dimensions								
Length	84 in	2134 mm	84 in	2134 mm	84 in	2134 mm	84 in	2134 mm
Height (top of canopy)	47 in	1194 mm	47 in	1194 mm	47 in	1194 mm	47 in	1194 mm
Height (over muffler)	51 in	1296 mm	51 in	1296 mm	51 in	1296 mm	51 in	1296 mm
Width	33.5 in	851 mm	33.5 in	851 mm	33.5 in	851 mm	33.5 in	851 mm

Capacity per CAGI/PNEUROP PN2CPTC3. (Annex D to ISO 1217)

A2. Compresor Kaeser M-100

Technical specifications – MOBILAIR M 80 / M 100

Model		M 80				M 100			
Flow rate (standard)	m³/min	8.1	6.8	6.1	5.5	10.2	8.5	7.2	6.4
With 8.5 kVA generator	m³/min	8.1	6.8	5.5	-	10.2	8.5	6.4	-
With 13 kVA generator	m³/min	8.1	6.8	-	-	10.2	8.5	-	-
At working pressure	bar	7	10	12	14	7	10	12	14
Drive engine (water-cooled)		Kubota V3307 DI-T				Kubota V3800 DI-T			
Rated engine power	kW	54.6				71.7			
Speed at full load	rpm	2450				2600			
Fuel tank capacity	l	150				150			
Operational weight (without generator)	kg	1480				1480			
Sound power level*	dB(A)	≤98				≤99			
Sound pressure level**	dB(A)	68				69			
Compressed air connection		3 x G¾, 1 x G 1½							

*) Guaranteed sound power level to directive 2000/14/EC – Stage 2, guaranteed sound power level – **) Surface sound pressure level to ISO 3744, (r = 10 m)

A3. Martillos neumáticos ML-33

PESO KG.	LONG. mm.	GOLPES PER MIN.	Cons. de aire l.p.m. à 5 kg/cm2	ENMANG.	CUERPO
5.5	430	2000	1150	ø 21 X 12	ø 22

Martillo neumatico Picador ML-33

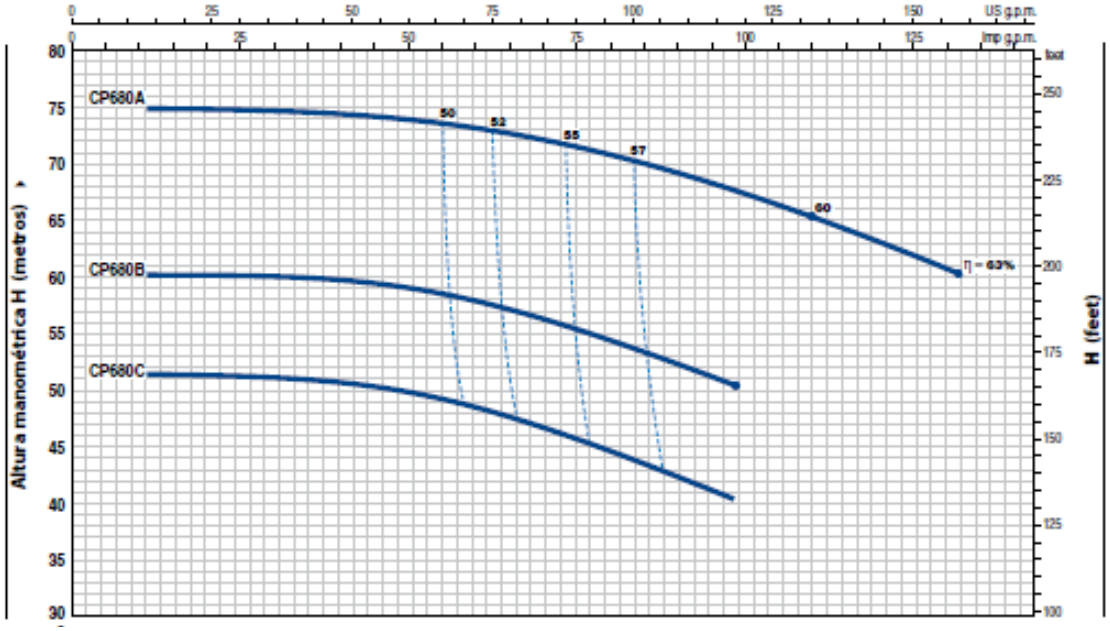
Martillo picador ligero y muy rápido, la empuñadura de aluminio se une al cilindro mediante una tuerca exterior, la seguridad de la unión impide que se aflojen.

Utiliza herramienta cilíndrica de ø 22 y enmangadura ø 21 x 12 mm.

Indicado en minería para trabajos de extracción de carbón en zonas de difícil acceso, arranque de materiales y demolición de tabiques en perforación y trabajos de obras públicas, así como desincrustaciones en la industria o fundición.

Repuestos

A4. Bomba Pedrollo CP680A



MODELO		POTENCIA (P2)			Q m³/h	0	3	6	9	12	15	18	21	24	27	30	33	36
Monofásica	**Trifásica**	**kW**	**HP**	▲	l/min	**0**	**50**	**100**	**150**	**200**	**250**	**300**	**350**	**400**	**450**	**500**	**550**	**600**
CPm 680C	**CP 680C**	4	5.5			52	51.5	51	50.8	50.3	49	47.5	45	43	40			
–	**CP 680B**	5.5	7.5	**IE3**	**H** metros	61	60.5	60	59.5	59	58.5	57	55	52.5	50			
–	**CP 680A**	7.5	10			75	75	74.5	74.3	74	73.5	72.5	71	68.5	67.3	65	62.8	60

Q = Caudal **H** = Altura manométrica total **HS** = Altura de aspiración

Tolerancia de las curvas de prestación según EN ISO9906 Grado 3B.

▲ Clase de rendimiento del motor trifásico (IEC 60034-30-1)

Anexo B. Especificaciones técnicas de los equipos seleccionados para el sistema solar fotovoltaico autónomo

B1. Módulos fotovoltaicos *Yingli Solar* YL260P-29b

CARACTERISTICAS ELÉCTRICAS

Parámetros eléctricos para STC							
Tipo de Módulo			YLxxxP-29b (xxx=P_{max})				
Potencia de salida	P_{max}	W	260	255	250	245	240
Tolerancia	ΔP_{max}	W	0 / + 5				
Eficiencia del módulo	η_m	%	16.0	15.7	15.4	15.1	14.8
Tensión en P_{max}	V_{mpp}	V	30.3	30.0	29.8	29.6	29.3
Intensidad en P_{max}	I_{mpp}	A	8.59	8.49	8.39	8.28	8.18
Tensión en circuito abierto	V_{oc}	V	37.7	37.7	37.6	37.5	37.5
Intensidad en cortocircuito	I_{sc}	A	9.09	9.01	8.92	8.83	8.75

STC: 1000 W/m² Irradiancia, 25°C Temperatura módulo, AM1,5 distribución espectral según EN 60904-3
Reducción media de la eficiencia relativa de 3,3% a 200 W/m² según EN 60904-1

Parámetros eléctricos en Temperatura de Operación Nominal de la Célula(TONC)							
Potencia de salida	P_{max}	W	189.7	186.0	182.4	178.7	175.1
Tensión en P_{max}	V_{mpp}	V	27.6	27.4	27.2	27.0	26.8
Intensidad en P_{max}	I_{mpp}	A	6.87	6.79	6.71	6.62	6.54
Tensión en circuito abierto	V_{oc}	V	34.8	34.8	34.7	34.6	34.6
Intensidad en cortocircuito	I_{sc}	A	7.35	7.28	7.21	7.14	7.07

TONC: Temperatura de operación del módulo en circuito abierto a 800W/m² de Irradiancia, 20°C de temperatura ambiente y 1m/s de velocidad del viento.

CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS

Temperatura de Operación Nominal de la Célula	NOCT	°C	46 +/- 2
Coeficiente de temperatura para P_{max}	γ	%/°C	-0.42
Coeficiente de temperatura para V_{oc}	β_{Voc}	%/°C	-0.32
Coeficiente de temperatura para I_{sc}	α_{Isc}	%/°C	0.05
Coeficiente de temperatura para v_{mpp}	β_{Vmpp}	%/°C	-0.42

B2. Regulador de carga *Victron Energy* SmartSolar 150/100

Controlador de carga SmartSolar	150/45	150/60	150/70	150/85	150/100
Tensión de la batería	Ajuste automático a12, 24 ó 48 V (Se precisa una herramienta de *software* para ajustar el sistema en 36 V)				
Corriente de carga nominal	45A	60A	70A	85A	100A
Potencia FV nominal, 12V 1a,b)	650W	860W	1000W	1200W	1450W
Potencia FV nominal, 24V 1a,b)	1300W	1720W	2000W	2400W	2900W
Potencia FV nominal, 36V 1a,b)	1950W	2580W	3000W	3600W	4350W
Potencia FV nominal, 48V 1a,b)	2600W	3440W	4000W	4900W	5800W
Máxima corriente de corto circuito FV 2)	50A (máx. 30A por conector MC4)			70A (máx. 30A por conector MC4)	
Tensión máxima del circuito abierto FV	150 V máximo absoluto en las condiciones más frías 145 V en arranque y funcionando al máximo				
Eficacia máxima	98%				
Autoconsumo	Menos de 35 mA a 12 V / 20 mA a 48 V				
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)				
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)				
Tensión de carga de "ecualización"	Valores predeterminados: 16,2V / 32,4V / 48,6V / 64,8V (regulable)				
Algoritmo de carga	variable multietapas (ocho algoritmos preprogramados) o algoritmo definido por el usuario				
Compensación de temperatura	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C				
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible, no accesible por el usuario) Polaridad inversa/Cortocircuito de salida/Sobretemperatura				
Temperatura de trabajo	De -30 a +60 °C (potencia nominal completa hasta los 40 °C)				
Humedad	95%, sin condensación				
Altura máxima de trabajo	5.000 m (fpotencia nominal completa hasta los 2.000 m)				
Condiciones ambientales	Para interiores, no acondicionados				
Grado de contaminación	PD3				
Puerto de comunicación de datos	VE.Direct o Bluetooth				
Interruptor on/off remoto	Sí (conector bifásico)				
Relé programable	DPST Capacidad nominal CA 240 V AC / 4 A Capacidad nominal CC 4A hasta 35VCC, 1A hasta 60VCC				
Funcionamiento en paralelo	Sí (no sincronizado)				
CARCASA					
Color	Azul (RAL 5012)				
Terminales FV 3)	35 mm² / AWG2 (modelos Tr) Dos pares de conectores MC4 (modelos MC4)			35 mm² / AWG2 (modelos Tr) Tres pares de conectores MC4 (modelos MC4)	
Bornes de la batería	35mm² / AWG2				
Grado de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)				
Peso	3 kg			4,5kg	
Dimensiones (al x an x p) en mm	Modelos Tr: 185 x 250 x 95 mm Modelos MC4: 215 x 250 x 95 mm			Modelos Tr: 216 x 295 x 103 Modelos MC4: 246 x 295 x 103	
NORMAS					
Seguridad	EN/IEC 62109-1				

1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la entrada de potencia.
1b) La tensión FV debe exceder Vbat + 5V para que arranque el controlador. Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1V.
2) Una corriente de cortocircuito más alta podría dañar el controlador en caso de polaridad inversa de los paneles FV.
3) Modelos MC4: se podrían necesitar varios pares de separadores para conectar en paralelo las cadenas de paneles solares

B3. Inversor Samlex America 2000 W

	MODEL No.	SA-2000K-112	SA-2000K-124
OUTPUT	AC VOLTAGE	12 VDC - 120 VAC	24 VDC - 120 VAC
	CONTINUOUS OUTPUT POWER	2000 W	2000 W
	PEAK OUTPUT POWER	4000 W	4000 W
	WAVEFORM	True sine wave (THD < 3%)	True sine wave (THD < 3%)
	FREQUENCY	50 / 60 Hz Switch Selectable	50 / 60 Hz Switch Selectable
	AC REGULATION	± 3%	± 3%
	OUTLETS	2	2
	STANDARD RECEPTACLES	NEMA5-20R / GFCI	NEMA5-20R / GFCI
	LED INDICATOR	Input voltage level, output load level and fault status	
INPUT	NO LOAD CURRENT DRAW	2.80 A	1.50 A
	STAND-BY CURRENT DRAW	0.60 A	0.30 A
	DC VOLTAGE	12 VDC	24 VDC
	VOLTAGE RANGE	10.5 ~ 15.0 VDC	21.0 ~ 30.0 VDC
	EFFICIENCY (Typ.)	89.0%	92.0%
	FUSE	40 A x 8	20 A x 4
	REMOTE CONTROL UNIT	Optional S-R6-12 / S-R8	Optional S-R6-24 / S-R8
PROTECTION	BATTERY LOW ALARM	11 VDC	22 VDC
	BATTERY LOW SHUTDOWN	10.5 VDC	21.0 VDC
	OVER LOAD	Shut off output voltage, re-power on to recover	
	OVER VOLTAGE	15.3 VDC	30.6 VDC
	OVER TEMPERATURE	Shut off output voltage, recovers automatically after temperature goes down	
	OUTPUT SHORT	Shut off output voltage, re-power on to recover	
	BATTERY POLARITY	By fuse open	By fuse open
ENVIRONMENT	WORKING TEMPERATURE	0 ~ +40°C	0 ~ +40°C
	WORKING HUMIDITY	20% ~ 90% RH non-condensing	20% ~ 90% RH non-condensing
	STORAGE TEMPERATURE & HUMIDITY	-30°C ~ +70°C / -22°F ~ +158°F / 10 ~ 95%	-30°C ~ +70°C / -22°F ~ +158°F / 10 ~ 95%
DIMENSIONS/ WEIGHT	INCHES	16.6 x 8.2 x 6.5 (L x W x H)	16.6 x 8.2 x 6.5 (L x W x H)
	MILLIMETERS	422 x 208 x 166 (L x W x H)	422 x 208 x 166 (L x W x H)
	POUNDS	19.8; 2 sets / 39.6 / CARTON	19.8; 2 sets / 39.6 / CARTON
	KILOGRAMS	9.0; 2 sets / 18 / CARTON	9.0; 2 sets / 18 / CARTON
OTHERS	COOLING	Loading controlled cooling fan	
	APPLICATION	Home and Office appliances, Power tools and Portable equipments, Vehicle, Yacht and Solar power systems ...etc.	

B4. Baterías

MOTOMA®
Power into the Future

VRLA BATTERY | **12V-200G** | **12V200Ah**

SLA BATTERY—GEL TECHNOLOGY SERIES

Specification

Nominal Voltage	12V
Number of cell	6
Nominal Capacity	200Ah@10hr-rate (20.0A to 1.80V/cell @25℃)
Weight	Approx.65.0Kg
Terminal	M8, Φ=18&20
Container Material	ABS (UL94-HB), Flammability resistance of UL94-V1 can be available upon request.
Rated Capacity	205.0Ah 20hr-rate (10.25A to 1.80V/cell @25℃) 200.0Ah 10hr-rate (20.0A to 1.80V/cell @25℃) 167.0Ah 5hr-rate (33.4A to 1.75V/cell @25℃) 122.0Ah 1hr-rate (122.0A to 1.60V/cell @25℃)
Max. Discharge Current	1000A(5sec)
Internal Resistance	Approx.2.6mΩ(Fully charged)
Operating Temp. Range	Discharge: -40℃~60℃ Charge : -20℃~50℃ Storage : -40℃~60℃
Cycle Use	Charging Current:≤40.0A Voltage:14.2V~14.4V Temperature compensation:-30mV/℃
Standby Use	Charging Current:No limit Voltage:13.6V~13.8V Temperature compensation:-20mV/℃
Self-Discharge	less than 1% at 25℃
Design Life	15 years (floating charge)

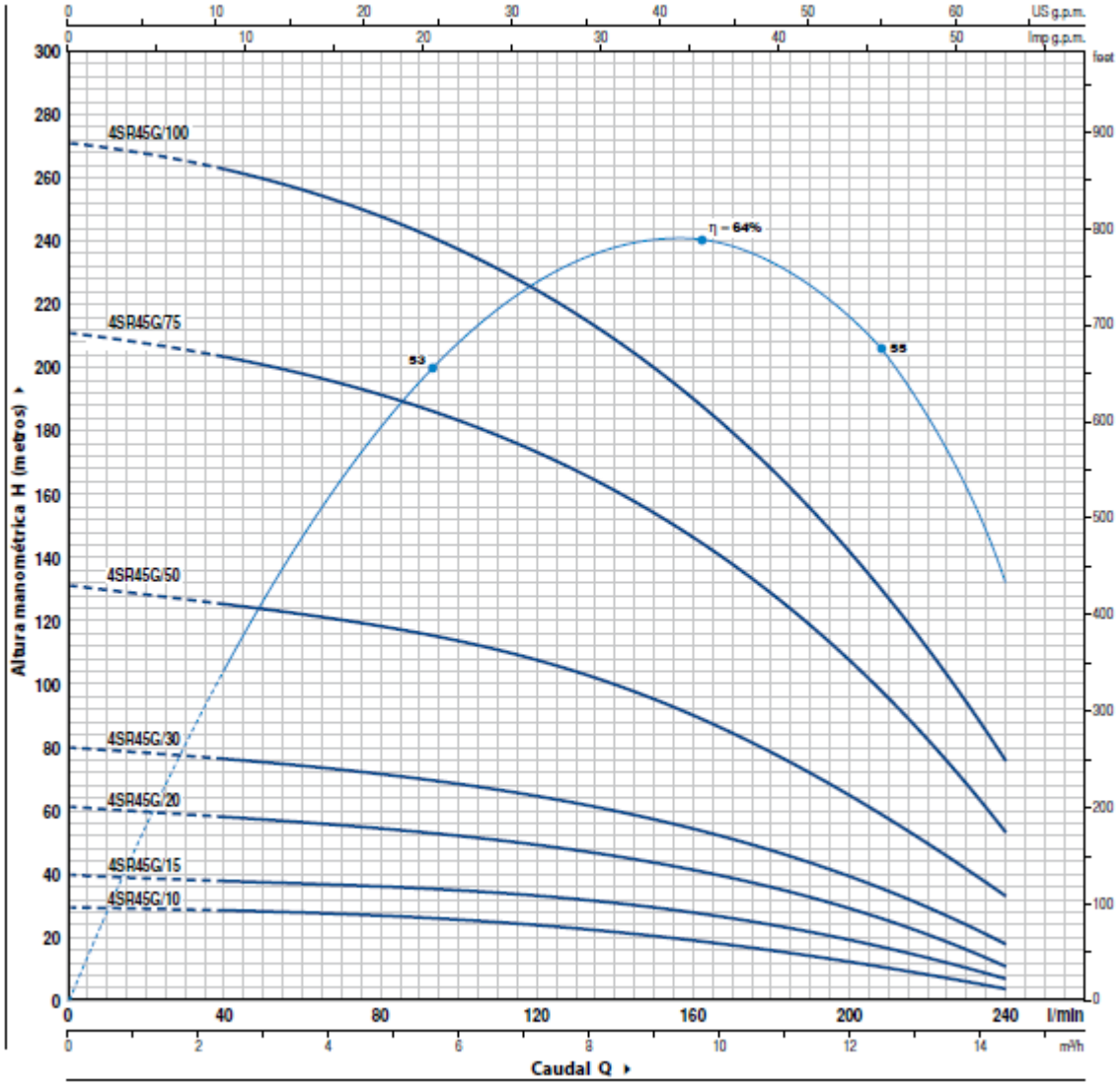
Introduction

The MOTOMA GEL-TECH batteries designed with 15+ years service life. The SOLID-GEL system can avoid corrosion and stratification. The special separator can properly prevent short-circuit. It can offer high deep discharge ability, super thermal stability, good recovery-ability after deep discharging. The deep discharge cycles of GEL-TECH batteries can be more than 50% compared with other normal AGM batteries.

Applications

- *Auto control system &ATM machine*
- *Electronic apparatus and equipment*
- *Emergency light & Emergency backup power supply & Alarm/Security system*
- *Power generation system (solar and wind power system,etc.)*
- *Communication power & DC power*
- *Electric Power System(EPS)*
- *Uninterruptable Power System (UPS)*
- ……

Anexo C. Especificaciones técnicas de la bomba sumergible 4SR45G/100



MODELO		POTENCIA		Q m³/h	0	2.4	4.8	7.2	9.6	12.0	14.4
Monofásica	Trifásica	kW	HP	l/min	**0**	**40**	**80**	**120**	**160**	**200**	**240**
4SR45Gm/10	**4SR45G/10**	0.75	1		30	28	26	24	20	15	6
4SR45Gm/15	**4SR45G/15**	1.1	1.5		40	39	36	33.5	28.5	20	9
4SR45Gm/20	**4SR45G/20**	1.5	2		61	57	54	50	42.5	31.5	12
4SR45Gm/30	**4SR45G/30**	2.2	3	H metros	79	76	73	65	55	41.5	19
–	**4SR45G/50**	3.7	5		131	126	120	107	91	67	34
–	**4SR45G/75**	5.5	7.5		210	204	191	173	149	109	54
–	**4SR45G/100**	7.5	10		270	262	249	226	192	140	76

Q = Caudal H = Altura manométrica total

Tolerancia de las curvas de prestación según EN ISO 9906 Grado 3.

Anexo D. Especificaciones técnicas de los motores seleccionados para reemplazar los motores de combustión en compresores y malacate

D1. Motores Siemens 1LE0142-2AA86-4AA4-Z (Compresor Sullair 185 DUQ-JD) y Siemens 1LE0142-2CA86-4AA4-Z (Kaeser M-100)

	Referencia Siemens	Potencia (HP)	Tamaño constructivo		Datos nominales Velocidad min^{-1}	Torque Nm	Corriente nominal 220V A	380VYY A	440V A	Eficiencia %	Peso neto (IM B3) kg	
	Datos Eléctricos serie 1LE0142 IE1 2-polos, 3,600 min-1 B3											
100368322	1LE0142-0DA26-4AA4-Z D80+D81	1	80	M	3.440	2,1	3,15	1,82	1,57	74	13,5	475.000
100368323	1LE0142-0DA36-4AA4-Z D80+D81	1,5	80	M	3.435	3,1	4,45	2,6	2,25	78,5	15	523.000
100368324	1LE0142-0DA86-4AA4-Z D80+D81	2	80	M	3.460	4,1	5,6	3,25	2,8	81	17,5	691.000
100368325	1LE0142-0EA46-4AA4-Z D80+D81	3	90	L	3.480	6	8,3	4,8	4,15	81,5	20	872.000
100368326	1LE0142-0EA86-4AA4-Z D80+D81	4	90	L	3.475	8,2	10,6	6,2	5,3	84,5	27	961.000
100368327	1LE0142-1AA86-4AA4-Z D80+D81	5	100	L	3.420	10,3	13,3	7,7	6,7	84,5	31	1.090.000
100368328	1LE0142-1BA86-4AA4-Z D80+D81	7,5	112	M	3.520	14,9	19,4	11,2	9,7	86	45	1.600.000
100368329	1LE0142-1CA16-4AA4-Z D80+D81	10	132	S	3.515	20,4	25,5	14,7	12,7	87,5	55	1.845.000
100368330	1LE0142-1CA86-4AA4-Z D80+D81	15	132	S	3.520	29,9	38	22	19,1	87,5	70	2.577.000
100368331	1LE0142-1DA36-4AA4-Z D80+D81	20	160	M	3.535	40,5	52	30	26	88,5	100	3.145.000
100368332	1LE0142-1DA46-4AA4-Z D80+D81	25	160	L	3.540	49,9	64	37	32	89,5	120	3.613.000
100368333	1LE0142-1DA86-4AA4-Z D80+D81	30	160	L	3.540	59,4	75	43	37,5	89,5	130	4.627.000
100368334	1LE0142-1EA86-4AA4-Z D80+D81	40	180	M	3.535	81,1	98	56	49	90,2	170	6.447.000
100368335	1LE0142-2AA56-4AA4-Z D80+D81	50	200	L	3.555	99,4	122	70	61	91,5	233	7.796.000
100368336	1LE0142-2AA86-4AA4-Z D80+D81	60	200	L	3.550	121	144	83	72	91,7	250	9.185.000
100368337	1LE0142-2BA86-4AA4-Z D80+D81	75	225	M	3.555	148	179	103	89	92,4	335	11.470.000
100368338	1LE0142-2CA86-4AA4-Z D80+D81	100	250	M	3.570	201	235	137	118	93	430	16.224.000
100368339	1LE0142-2DA23-3AA4-Z D80+D81	125	280	M	3.575	241	-	-	149	93	545	19.530.000
100368340	1LE0142-2DA83-3AA4-Z D80+D81	150	280	M	3.575	294	-	-	175	93	610	22.221.000
100368341	1LE0142-3AA23-3AA4-Z D80+D81	200	315	M	3.580	400	-	-	225	94,1	850	30.358.000

D2. Motor 1LE0142-2AC86-4AA4-Z (Malacate)

	Referencia Siemens	Potencia (HP)	Tamaño constructivo		Datos nominales Velocidad min^{-1}	Torque Nm	Corriente nominal 220V A	380VYY A	440V A	Eficiencia %	Peso neto (IM B3) kg	
	Datos Eléctricos serie 1LE0142 IE1 6-polos, 1,200 min-1 B3											
100368367	1LE0142-0DC36-4AA4-Z D80+D81	0,75	80	M	1.120	4,7	2,9	1,69	1,46	68	16,5	686.000
100368368	1LE0142-0DC86-4AA4-Z D80+D81	1	80	M	1.105	6,5	3,65	2,15	1,84	72	16	801.000
100368369	1LE0142-0EC46-4AA4-Z D80+D81	1,5	90	L	1.140	9,2	5,6	3,25	2,8	75	22,5	840.000
100368370	1LE0142-0EC86-4AA4-Z D80+D81	2	90	L	1.125	12,7	7	4,05	3,5	77	23	962.000
100368371	1LE0142-1AC86-4AA4-Z D80+D81	3	100	L	1.130	18,6	10,2	5,9	5,1	78,5	32	1.154.000
100368372	1LE0142-1BC86-4AA4-Z D80+D81	4	112	M	1.145	25	12,8	7,4	6,4	83,5	50	1.340.000
100368373	1LE0142-1CC26-4AA4-Z D80+D81	5	132	M	1.160	30,5	16,1	9,3	8	83,5	62	1.739.000
100368374	1LE0142-1CC36-4AA4-Z D80+D81	7,5	132	M	1.155	45,5	23,5	13,5	11,7	85	70	2.049.000
100368375	1LE0142-1CC86-4AA4-Z D80+D81	10	132	M	1.150	62,3	31	17,8	15,4	86	85	2.632.000
100368376	1LE0142-1DC46-4AA4-Z D80+D81	15	160	L	1.165	90,2	45	26	22,5	89	125	3.670.000
100368377	1LE0142-1DC86-4AA4-Z D80+D81	20	160	L	1.160	124	58	33,5	29	89,5	140	4.861.000
100368378	1LE0142-1EC86-4AA4-Z D80+D81	25	180	L	1.170	151	69	40	34,5	90,2	173	5.328.000
100368379	1LE0142-2AC56-4AA4-Z D80+D81	30	200	L	1.175	179	80	46	40	91	222	7.331.000
100368380	1LE0142-2AC86-4AA4-Z D80+D81	40	200	L	1.178	243	108	63	54	91,7	244	8.284.000
100368381	1LE0142-2BC86-4AA4-Z D80+D81	50	225	M	1.178	300	129	74	64	91,7	308	11.226.000
100368382	1LE0142-2CC86-4AA4-Z D80+D81	60	250	M	1.182	364	154	89	77	91,7	430	15.901.000
100368383	1LE0142-2CC76-4AA4-Z D80+D81	75	250	M	1.186	443	190	110	95	92,1	495	17.833.000
100368384	1LE0142-2DC83-3AA4-Z D80+D81	100	280	M	1.185	605	-	-	124	93	570	22.511.000
100368385	1LE0142-2DC73-3AA4-Z D80+D81	125	315	M	1.186	725	-	-	157	93	830	24.585.000
100368386	1LE0142-3AC53-3AA4-Z D80+D81	150	315	L	1.185	887	-	-	181	94,1	955	30.160.000

Tamaño constructivo	Número de polos	Serie 1LE0142 Para Xo Nm	Para Xmax Nm
80	2	620	510
	4	790	640
	6	910	740
90	2	700	560
	4	880	720
	6	1020	820
100	2	980	790
	4	1230	990
	6	1420	1140
112	2	980	790
	4	1230	990
	6	1420	1140
132	2	1440	1120
	4	1820	1420
	6	2080	1630
160	2	1560	1240
	4	1970	1570
	6	2260	1800
180	2	1820	1470
	4	2300	1900
	6	2630	2150
200	2	2650	2230
	4	3350	2800
	6	3850	3230

Anexo E. Especificaciones técnicas del compresor eléctrico Sullair ST3708

60 HZ					BASE MOUNTED			
Model	Motor HP (kW)	Pressure psig (bar)	Capacity acfm (m^3/min)	dBA*	Length in (mm)	Width in (mm)	Height in (mm)	Weight lbs (kg)
ST410	5 (4)	150 (10)	16 (0.47)	66	32.5 (825.5)	21.5 (546.1)	37 (939.8)	524 (237.7)
ST510	7.5 (5)	150 (10)	26.5 (0.76)	67				546 (247.7)
ST709	10 (7.5)	125 (9)	35.5 (1.06)	68				567 (255.8)
ST712		175 (12)	30.1 (0.89)	68				
ST1109	15 (11)	125 (9)	63.5 (1.8)	69	39.3 (998.2)	24.3 (617.2)	40.7 (1033.8)	772 (350.2)
ST1112		175 (12)	46.5 (1.26)	69				
ST1509	20 (15)	125 (9)	80.1 (2.2)	70				805 (365.1)
ST1512		175 (12)	62 (1.7)	70				
ST1808	25 (18)	115 (8)	103 (2.9)	75	53 (1340)	29 (740)	51 (1300)	1280 (580)
ST2208	30 (22)	115 (8)	127 (3.6)	75				1433 (650)
ST3008	40 (30)	115 (8)	160 (4.6)	80	63 (1600)	34 (860)	56.7 (1440)	1984 (900)
ST3708	50 (37)	115 (8)	219 (6.2)	80				2205 (1000)

Anexo F. Especificaciones técnicas del grupo electrógeno Caterpillar DE50E0

Datos físicos	
Fabricante:	Caterpillar
Modelo:	C3.3
N.º de cilindros/alineación:	3 / En línea
Ciclo:	4 tiempo
Inducción:	Turbocargado
Método de enfriamiento:	Agua
Tipo de regulador:	Mecánic
Clase de regulador:	ISO 8528 G2
Relación de compresión:	17,25:1
Cilindrada: l (cu.in)	3,3 (201,4)
Diámetro/carrera: mm (in)	105,0 (4,1)/127,0 (5,0)
Momento de inercia: kg m² (lb. in²)	1,14 (3896)
Sistema eléctrico del motor:	
- Tensión/tierra:	12/Negativo
- Amperios del cargador de baterías:	65
Peso kg (lb) - En seco:	420 (926)
- En húmedo:	438 (966)

Rendimiento	50 Hz	60 Hz
Velocidad del motor: rpm	1500	1800
Potencia bruta del motor: kW (CV)		
- Emergencia:	46,5 (62,0)	55,6 (75,0)
- Continua:	42,2 (57,0)	50,5 (68,0)
BMEP (presión efectiva media al freno): kPa (psi)		
- Emergencia:	1127,0 (163,5)	1124,0 (163,0)
- Continua:	1023,0 (148,4)	1020,0 (148,0)
Potencia de regeneración: kW	7,0	9,0

Sistema de combustible	
Tipo de filtro de combustible:	Elemento sustituible
Combustible recomendado:	Diésel clase A2 o BSEN590

Consumo de combustible l/h (US gal/h)

Continua:	110% Carga	100% Carga	75% Carga	50% Carga
50 Hz	11,7 (3,1)	10,5 (2,8)	7,8 (2,1)	5,5 (1,5)
60 Hz	12,9 (3,4)	11,7 (3,1)	9,0 (2,4)	6,6 (1,7)
Emergencia:				
50 Hz		11,7 (3,1)	8,7 (2,3)	6,0 (1,6)
60 Hz		12,9 (3,4)	9,7 (2,6)	7,0 (1,9)

(basado en combustible diésel con un peso específico de 0,85 y conforme a BS2869, clase A2)

Anexo G. Flujos de caja para evaluación financiera de opciones de mejora

G1. Sistema solar fotovoltaico autónomo para abastecer la demanda del casino y campamento

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
(+)Ahorros		$ 3.433.259	$ 3.433.259	$ 3.433.259	$ 3.433.259	$ 3.433.259	$ 3.433.259	$ 3.433.259	$ 3.433.259	$ 3.433.259
(-) Depreciación activos		-$ 1.013.799	-$ 1.013.799	-$ 1.013.799	-$ 1.013.799	-$ 1.013.799	-$ 1.013.799	-$ 1.013.799	-$ 1.013.799	-$ 1.013.799
(-) Costo Combustible										
(-) Costo AOM		-$ 500.000	-$ 500.000	-$ 500.000	-$ 500.000	-$ 500.000	-$ 500.000	-$ 500.000	-$ 500.000	-$ 500.000
Utilidad antes de impuestos		**$ 1.919.460**	**$ 1.919.460**	**$ 1.919.460**	**$ 1.919.460**	**$ 1.919.460**	**$ 1.919.460**	**$ 1.919.460**	**$ 1.919.460**	**$ 1.919.460**
(-) Impuesto de renta		-$ 633.422	-$ 633.422	-$ 633.422	-$ 633.422	-$ 633.422	-$ 633.422	-$ 633.422	-$ 633.422	-$ 633.422
Utilidad neta		**$ 1.286.038**	**$ 1.286.038**	**$ 1.286.038**	**$ 1.286.038**	**$ 1.286.038**	**$ 1.286.038**	**$ 1.286.038**	**$ 1.286.038**	**$ 1.286.038**
(-) Inversiones	-$ 20.275.970									
(+) Depreciación activos		$ 1.013.799	$ 1.013.799	$ 1.013.799	$ 1.013.799	$ 1.013.799	$ 1.013.799	$ 1.013.799	$ 1.013.799	$ 1.013.799
Flujo neto	**-$ 20.275.970**	**$ 2.299.837**	**$ 2.299.837**	**$ 2.299.837**	**$ 2.299.837**	**$ 2.299.837**	**$ 2.299.837**	**$ 2.299.837**	**$ 2.299.837**	**$ 2.299.837**

	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
(+)Ahorros	$ 3.433.259	$ 3.433.259	$ 3.433.259	$ 3.433.259	$ 3.433.259	$ 3.433.259	$ 3.433.259	$ 3.433.259	$ 3.433.259	$ 3.433.259	$ 3.433.259
(-) Depreciación activos	-$ 1.013.799	-$ 1.013.799	-$ 1.013.799	-$ 1.013.799	-$ 1.013.799	-$ 1.013.799	-$ 1.013.799	-$ 1.013.799	-$ 1.013.799	-$ 1.013.799	-$ 1.013.799
(-) Costo Combustible											
(-) Costo AOM	-$ 500.000	-$ 500.000	-$ 500.000	-$ 500.000	-$ 500.000	-$ 500.000	-$ 500.000	-$ 500.000	-$ 500.000	-$ 500.000	-$ 500.000
Utilidad antes de impuestos	**$ 1.919.460**	**$ 1.919.460**	**$ 1.919.460**	**$ 1.919.460**	**$ 1.919.460**	**$ 1.919.460**	**$ 1.919.460**	**$ 1.919.460**	**$ 1.919.460**	**$ 1.919.460**	**$ 1.919.460**
(-) Impuesto de renta	-$ 633.422	-$ 633.422	-$ 633.422	-$ 633.422	-$ 633.422	-$ 633.422	-$ 633.422	-$ 633.422	-$ 633.422	-$ 633.422	-$ 633.422
Utilidad neta	**$ 1.286.038**	**$ 1.286.038**	**$ 1.286.038**	**$ 1.286.038**	**$ 1.286.038**	**$ 1.286.038**	**$ 1.286.038**	**$ 1.286.038**	**$ 1.286.038**	**$ 1.286.038**	**$ 1.286.038**
(-) Inversiones											
(+) Depreciación activos	$ 1.013.799	$ 1.013.799	$ 1.013.799	$ 1.013.799	$ 1.013.799	$ 1.013.799	$ 1.013.799	$ 1.013.799	$ 1.013.799	$ 1.013.799	$ 1.013.799
Flujo neto	**$ 2.299.837**	**$ 2.299.837**	**$ 2.299.837**	**$ 2.299.837**	**$ 2.299.837**	**$ 2.299.837**	**$ 2.299.837**	**$ 2.299.837**	**$ 2.299.837**	**$ 2.299.837**	**$ 2.299.837**

Tasa de oportunidad	12%
TIR	9,5%
VPN	-3.097.468

G2. Sustitución del sistema de bombeo actual

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
(+)Ahorros		$ 10.907.454	$ 10.907.454	$ 10.907.454	$ 10.907.454	$ 10.907.454
(-) Depreciación activos		-$ 1.587.540	-$ 1.587.540	-$ 1.587.540	-$ 1.587.540	-$ 1.587.540
(-) Costo Combustible						
(-) Costo AOM						
Utilidad antes de impuestos		**$ 9.319.914**	**$ 9.319.914**	**$ 9.319.914**	**$ 9.319.914**	**$ 9.319.914**
(-) Impuesto de renta		-$ 3.075.572	-$ 3.075.572	-$ 3.075.572	-$ 3.075.572	-$ 3.075.572
Utilidad neta		**$ 6.244.343**	**$ 6.244.343**	**$ 6.244.343**	**$ 6.244.343**	**$ 6.244.343**
(-) Inversiones	-$ 7.937.700					
(+) Depreciación activos		$ 1.587.540	$ 1.587.540	$ 1.587.540	$ 1.587.540	$ 1.587.540
Flujo neto	**-$ 7.937.700**	**$ 7.831.883**	**$ 7.831.883**	**$ 7.831.883**	**$ 7.831.883**	**$ 7.831.883**
Valor presente (año 0)	-$ 7.937.700	$ 7.319.516	$ 6.840.670	$ 6.393.149	$ 5.974.906	$ 5.584.024
Valor presente acumulado	-$ 7.937.700	-$ 618.184	$ 6.222.486	$ 12.615.635	$ 18.590.541	$ 24.174.565

Tasa de oportunidad	12%
TIR	95%
VPN	20.294.484
Periodo retorno inv [año]	2

G3. Interconexión a la red del SIN

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
(+)Ahorros	$ 15.000.000	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717
(-) Depreciación activos		-$ 29.254.734	-$ 29.254.734	-$ 29.254.734	-$ 29.254.734	-$ 29.254.734	-$ 29.254.734	-$ 29.254.734	-$ 29.254.734	-$ 29.254.734
(-) Costo energía		-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062
(-) Costo AOM		-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000
Utilidad antes de impuestos		**$ 62.894.922**	**$ 62.894.922**	**$ 62.894.922**	**$ 62.894.922**	**$ 62.894.922**	**$ 62.894.922**	**$ 62.894.922**	**$ 62.894.922**	**$ 62.894.922**
(-) Impuesto de renta		-$ 20.755.324	-$ 20.755.324	-$ 20.755.324	-$ 20.755.324	-$ 20.755.324	-$ 20.755.324	-$ 20.755.324	-$ 20.755.324	-$ 20.755.324
Utilidad neta		**$ 42.139.598**	**$ 42.139.598**	**$ 42.139.598**	**$ 42.139.598**	**$ 42.139.598**	**$ 42.139.598**	**$ 42.139.598**	**$ 42.139.598**	**$ 42.139.598**
(-) Inversiones	-$ 585.094.670									
(+) Depreciación activos		$ 29.254.734	$ 29.254.734	$ 29.254.734	$ 29.254.734	$ 29.254.734	$ 29.254.734	$ 29.254.734	$ 29.254.734	$ 29.254.734
Flujo neto	**-$ 570.094.670**	**$ 71.394.331**	**$ 71.394.331**	**$ 71.394.331**	**$ 71.394.331**	**$ 71.394.331**	**$ 71.394.331**	**$ 71.394.331**	**$ 71.394.331**	**$ 71.394.331**

	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
(+)Ahorros	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717
(-) Depreciación activos	-$ 29.254.734	-$ 29.254.734	-$ 29.254.734	-$ 29.254.734	-$ 29.254.734	-$ 29.254.734	-$ 29.254.734	-$ 29.254.734	-$ 29.254.734	-$ 29.254.734	-$ 29.254.734
(-) Costo energía	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062
(-) Costo AOM	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000
Utilidad antes de impuestos	**$ 62.894.922**	**$ 62.894.922**	**$ 62.894.922**	**$ 62.894.922**	**$ 62.894.922**	**$ 62.894.922**	**$ 62.894.922**	**$ 62.894.922**	**$ 62.894.922**	**$ 62.894.922**	**$ 62.894.922**
(-) Impuesto de renta	-$ 20.755.324	-$ 20.755.324	-$ 20.755.324	-$ 20.755.324	-$ 20.755.324	-$ 20.755.324	-$ 20.755.324	-$ 20.755.324	-$ 20.755.324	-$ 20.755.324	-$ 20.755.324
Utilidad neta	**$ 42.139.598**	**$ 42.139.598**	**$ 42.139.598**	**$ 42.139.598**	**$ 42.139.598**	**$ 42.139.598**	**$ 42.139.598**	**$ 42.139.598**	**$ 42.139.598**	**$ 42.139.598**	**$ 42.139.598**
(-) Inversiones											
(+) Depreciación activos	$ 29.254.734	$ 29.254.734	$ 29.254.734	$ 29.254.734	$ 29.254.734	$ 29.254.734	$ 29.254.734	$ 29.254.734	$ 29.254.734	$ 29.254.734	$ 29.254.734
Flujo neto	**$ 71.394.331**	**$ 71.394.331**	**$ 71.394.331**	**$ 71.394.331**	**$ 71.394.331**	**$ 71.394.331**	**$ 71.394.331**	**$ 71.394.331**	**$ 71.394.331**	**$ 71.394.331**	**$ 71.394.331**

Tasa de oportunidad	12%
TIR	11,0%
VPN	-36.818.739

Costo de línea de distribución compartido con otra mina de la zona

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
(+)Ahorros	$ 15.000.000	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717
(-) Depreciación activos		-$ 16.054.734	-$ 16.054.734	-$ 16.054.734	-$ 16.054.734	-$ 16.054.734	-$ 16.054.734	-$ 16.054.734	-$ 16.054.734	-$ 16.054.734
(-) Costo energía		-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062
(-) Costo AOM		-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000
Utilidad antes de impuestos		**$ 76.094.922**	**$ 76.094.922**	**$ 76.094.922**	**$ 76.094.922**	**$ 76.094.922**	**$ 76.094.922**	**$ 76.094.922**	**$ 76.094.922**	**$ 76.094.922**
(-) Impuesto de renta		-$ 25.111.324	-$ 25.111.324	-$ 25.111.324	-$ 25.111.324	-$ 25.111.324	-$ 25.111.324	-$ 25.111.324	-$ 25.111.324	-$ 25.111.324
Utilidad neta		**$ 50.983.598**	**$ 50.983.598**	**$ 50.983.598**	**$ 50.983.598**	**$ 50.983.598**	**$ 50.983.598**	**$ 50.983.598**	**$ 50.983.598**	**$ 50.983.598**
(-) Inversiones	-$ 321.094.670									
(+) Depreciación activos		$ 16.054.734	$ 16.054.734	$ 16.054.734	$ 16.054.734	$ 16.054.734	$ 16.054.734	$ 16.054.734	$ 16.054.734	$ 16.054.734
Flujo neto	**-$ 306.094.670**	**$ 67.038.331**	**$ 67.038.331**	**$ 67.038.331**	**$ 67.038.331**	**$ 67.038.331**	**$ 67.038.331**	**$ 67.038.331**	**$ 67.038.331**	**$ 67.038.331**
Valor presente (año 0)	-$ 306.094.670	$ 62.652.646	$ 58.553.875	$ 54.723.247	$ 51.143.222	$ 47.797.404	$ 44.670.471	$ 41.748.103	$ 39.016.919	$ 36.464.410
Valor presente acumulado	-$ 306.094.670	-$ 243.442.024	-$ 184.888.150	-$ 130.164.902	-$ 79.021.680	-$ 31.224.277	$ 13.446.194	$ 55.194.297	$ 94.211.216	$ 130.675.626

	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
(+)Ahorros	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717
(-) Depreciación activos	-$ 16.054.734	-$ 16.054.734	-$ 16.054.734	-$ 16.054.734	-$ 16.054.734	-$ 16.054.734	-$ 16.054.734	-$ 16.054.734	-$ 16.054.734	-$ 16.054.734	-$ 16.054.734
(-) Costo energía	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062
(-) Costo AOM	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000
Utilidad antes de impuestos	**$ 76.094.922**	**$ 76.094.922**	**$ 76.094.922**	**$ 76.094.922**	**$ 76.094.922**	**$ 76.094.922**	**$ 76.094.922**	**$ 76.094.922**	**$ 76.094.922**	**$ 76.094.922**	**$ 76.094.922**
(-) Impuesto de renta	-$ 25.111.324	-$ 25.111.324	-$ 25.111.324	-$ 25.111.324	-$ 25.111.324	-$ 25.111.324	-$ 25.111.324	-$ 25.111.324	-$ 25.111.324	-$ 25.111.324	-$ 25.111.324
Utilidad neta	**$ 50.983.598**	**$ 50.983.598**	**$ 50.983.598**	**$ 50.983.598**	**$ 50.983.598**	**$ 50.983.598**	**$ 50.983.598**	**$ 50.983.598**	**$ 50.983.598**	**$ 50.983.598**	**$ 50.983.598**
(-) Inversiones											
(+) Depreciación activos	$ 16.054.734	$ 16.054.734	$ 16.054.734	$ 16.054.734	$ 16.054.734	$ 16.054.734	$ 16.054.734	$ 16.054.734	$ 16.054.734	$ 16.054.734	$ 16.054.734
Flujo neto	**$ 67.038.331**	**$ 67.038.331**	**$ 67.038.331**	**$ 67.038.331**	**$ 67.038.331**	**$ 67.038.331**	**$ 67.038.331**	**$ 67.038.331**	**$ 67.038.331**	**$ 67.038.331**	**$ 67.038.331**
Valor presente (año 0)	$ 34.078.888	$ 31.849.428	$ 29.765.821	$ 27.818.524	$ 25.998.621	$ 24.297.776	$ 22.708.202	$ 21.222.619	$ 19.834.223	$ 18.536.657	$ 17.323.979
Valor presente acumulado	$ 164.754.515	$ 196.603.943	$ 226.369.764	$ 254.188.288	$ 280.186.908	$ 304.484.684	$ 327.192.887	$ 348.415.505	$ 368.249.729	$ 386.786.386	$ 404.110.364

Tasa de oportunidad	12%
TIR	21,5%
VPN	194.644.365
Periodo retorno inv [año]	6

Línea de distribución a cargo del operador de red

	Año 0	**Año 1**	**Año 2**	**Año 3**	**Año 4**	**Año 5**	**Año 6**	**Año 7**	**Año 8**	**Año 9**
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
(+)Ahorros	$ 15.000.000	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717
(-) Depreciación activos		-$ 14.254.734	-$ 14.254.734	-$ 14.254.734	-$ 14.254.734	-$ 14.254.734	-$ 14.254.734	-$ 14.254.734	-$ 14.254.734	-$ 14.254.734
(-) Costo energía		-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062
(-) Costo AOM		-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000
Utilidad antes de impuestos		**$ 77.894.922**	**$ 77.894.922**	**$ 77.894.922**	**$ 77.894.922**	**$ 77.894.922**	**$ 77.894.922**	**$ 77.894.922**	**$ 77.894.922**	**$ 77.894.922**
(-) Impuesto de renta		-$ 25.705.324	-$ 25.705.324	-$ 25.705.324	-$ 25.705.324	-$ 25.705.324	-$ 25.705.324	-$ 25.705.324	-$ 25.705.324	-$ 25.705.324
Utilidad neta		**$ 52.189.598**	**$ 52.189.598**	**$ 52.189.598**	**$ 52.189.598**	**$ 52.189.598**	**$ 52.189.598**	**$ 52.189.598**	**$ 52.189.598**	**$ 52.189.598**
(-) Inversiones	-$ 285.094.670									
(+) Depreciación activos		$ 14.254.734	$ 14.254.734	$ 14.254.734	$ 14.254.734	$ 14.254.734	$ 14.254.734	$ 14.254.734	$ 14.254.734	$ 14.254.734
Flujo neto	**-$ 270.094.670**	**$ 66.444.331**	**$ 66.444.331**	**$ 66.444.331**	**$ 66.444.331**	**$ 66.444.331**	**$ 66.444.331**	**$ 66.444.331**	**$ 66.444.331**	**$ 66.444.331**
Valor presente (año 0)	-$ 270.094.670	$ 62.097.506	$ 58.035.052	$ 54.238.366	$ 50.690.062	$ 47.373.890	$ 44.274.663	$ 41.378.190	$ 38.671.206	$ 36.141.314
Valor presente acumulado	-$ 270.094.670	-$ 207.997.164	-$ 149.962.112	-$ 95.723.746	-$ 45.033.684	$ 2.340.206	$ 46.614.869	$ 87.993.059	$ 126.664.265	$ 162.805.579

	Año 10	**Año 11**	**Año 12**	**Año 13**	**Año 14**	**Año 15**	**Año 16**	**Año 17**	**Año 18**	**Año 19**	**Año 20**
	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
(+)Ahorros	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717
(-) Depreciación activos	-$ 14.254.734	-$ 14.254.734	-$ 14.254.734	-$ 14.254.734	-$ 14.254.734	-$ 14.254.734	-$ 14.254.734	-$ 14.254.734	-$ 14.254.734	-$ 14.254.734	-$ 14.254.734
(-) Costo energía	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062	-$ 960.062
(-) Costo AOM	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000
Utilidad antes de impuestos	**$ 77.894.922**	**$ 77.894.922**	**$ 77.894.922**	**$ 77.894.922**	**$ 77.894.922**	**$ 77.894.922**	**$ 77.894.922**	**$ 77.894.922**	**$ 77.894.922**	**$ 77.894.922**	**$ 77.894.922**
(-) Impuesto de renta	-$ 25.705.324	-$ 25.705.324	-$ 25.705.324	-$ 25.705.324	-$ 25.705.324	-$ 25.705.324	-$ 25.705.324	-$ 25.705.324	-$ 25.705.324	-$ 25.705.324	-$ 25.705.324
Utilidad neta	**$ 52.189.598**	**$ 52.189.598**	**$ 52.189.598**	**$ 52.189.598**	**$ 52.189.598**	**$ 52.189.598**	**$ 52.189.598**	**$ 52.189.598**	**$ 52.189.598**	**$ 52.189.598**	**$ 52.189.598**
(-) Inversiones											
(+) Depreciación activos	$ 14.254.734	$ 14.254.734	$ 14.254.734	$ 14.254.734	$ 14.254.734	$ 14.254.734	$ 14.254.734	$ 14.254.734	$ 14.254.734	$ 14.254.734	$ 14.254.734
Flujo neto	**$ 66.444.331**	**$ 66.444.331**	**$ 66.444.331**	**$ 66.444.331**	**$ 66.444.331**	**$ 66.444.331**	**$ 66.444.331**	**$ 66.444.331**	**$ 66.444.331**	**$ 66.444.331**	**$ 66.444.331**
Valor presente (año 0)	$ 33.776.929	$ 31.567.223	$ 29.502.078	$ 27.572.035	$ 25.768.257	$ 24.082.483	$ 22.506.994	$ 21.034.574	$ 19.658.480	$ 18.372.411	$ 17.170.478
Valor presente acumulado	$ 196.582.507	$ 228.149.730	$ 257.651.808	$ 285.223.843	$ 310.992.100	$ 335.074.584	$ 357.581.577	$ 378.616.151	$ 398.274.631	$ 416.647.042	$ 433.817.520

Tasa de oportunidad	12%
TIR	24,3%
VPN	226.207.515
Periodo retorno inv [año]	5

G4. Sustitución del compresor Sullair 185 por un compresor eléctrico

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
(+)Ahorros		$ 5.900.118	$ 5.900.118	$ 5.900.118	$ 5.900.118	$ 5.900.118
(-) Depreciación activos		-$ 4.611.250	-$ 4.611.250	-$ 4.611.250	-$ 4.611.250	-$ 4.611.250
(-) Costo combustible						
(-) Costo AOM						
Utilidad antes de impuestos		**$ 1.288.868**	**$ 1.288.868**	**$ 1.288.868**	**$ 1.288.868**	**$ 1.288.868**
(-) Impuesto de renta		-$ 425.326	-$ 425.326	-$ 425.326	-$ 425.326	-$ 425.326
Utilidad neta		**$ 863.541**	**$ 863.541**	**$ 863.541**	**$ 863.541**	**$ 863.541**
(-) Inversiones	-$ 55.335.000					
(+) Depreciación activos		$ 4.611.250	$ 4.611.250	$ 4.611.250	$ 4.611.250	$ 4.611.250
Flujo neto	**-$ 55.335.000**	**$ 5.474.791**	**$ 5.474.791**	**$ 5.474.791**	**$ 5.474.791**	**$ 5.474.791**

	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
(+)Ahorros	$ 5.900.118	$ 5.900.118	$ 5.900.118	$ 5.900.118	$ 5.900.118	$ 5.900.118	$ 5.900.118
(-) Depreciación activos	-$ 4.611.250	-$ 4.611.250	-$ 4.611.250	-$ 4.611.250	-$ 4.611.250	-$ 4.611.250	-$ 4.611.250
(-) Costo combustible							
(-) Costo AOM							
Utilidad antes de impuestos	**$ 1.288.868**	**$ 1.288.868**	**$ 1.288.868**	**$ 1.288.868**	**$ 1.288.868**	**$ 1.288.868**	**$ 1.288.868**
(-) Impuesto de renta	-$ 425.326	-$ 425.326	-$ 425.326	-$ 425.326	-$ 425.326	-$ 425.326	-$ 425.326
Utilidad neta	**$ 863.541**	**$ 863.541**	**$ 863.541**	**$ 863.541**	**$ 863.541**	**$ 863.541**	**$ 863.541**
(-) Inversiones							
(+) Depreciación activos	$ 4.611.250	$ 4.611.250	$ 4.611.250	$ 4.611.250	$ 4.611.250	$ 4.611.250	$ 4.611.250
Flujo neto	**$ 5.474.791**	**$ 5.474.791**	**$ 5.474.791**	**$ 5.474.791**	**$ 5.474.791**	**$ 5.474.791**	**$ 5.474.791**

Tasa de oportunidad	12%
TIR	2,7%
VPN	-21.422.093

G5. Sustitución del grupo electrógeno actual por uno de menor capacidad

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
(+)Ahorros	$ 15.000.000	$ 3.252.261	$ 3.252.261	$ 3.252.261	$ 3.252.261	$ 3.252.261	$ 3.252.261	$ 3.252.261	$ 3.252.261	$ 3.252.261	$ 3.252.261
(-) Depreciación activos		-$ 5.355.000	-$ 5.355.000	-$ 5.355.000	-$ 5.355.000	-$ 5.355.000	-$ 5.355.000	-$ 5.355.000	-$ 5.355.000	-$ 5.355.000	-$ 5.355.000
(-) Costo combustible											
(-) Costo AOM											
Utilidad antes de impuestos		**-$ 2.102.739**	**-$ 2.102.739**	**-$ 2.102.739**	**-$ 2.102.739**	**-$ 2.102.739**	**-$ 2.102.739**	**-$ 2.102.739**	**-$ 2.102.739**	**-$ 2.102.739**	**-$ 2.102.739**
(-) Impuesto de renta		$ 693.904	$ 693.904	$ 693.904	$ 693.904	$ 693.904	$ 693.904	$ 693.904	$ 693.904	$ 693.904	$ 693.904
Utilidad neta		**-$ 1.408.835**	**-$ 1.408.835**	**-$ 1.408.835**	**-$ 1.408.835**	**-$ 1.408.835**	**-$ 1.408.835**	**-$ 1.408.835**	**-$ 1.408.835**	**-$ 1.408.835**	**-$ 1.408.835**
(-) Inversiones	-$ 53.550.000										
(+) Depreciación activos		$ 5.355.000	$ 5.355.000	$ 5.355.000	$ 5.355.000	$ 5.355.000	$ 5.355.000	$ 5.355.000	$ 5.355.000	$ 5.355.000	$ 5.355.000
Flujo neto	**-$ 38.550.000**	**$ 3.946.165**	**$ 3.946.165**	**$ 3.946.165**	**$ 3.946.165**	**$ 3.946.165**	**$ 3.946.165**	**$ 3.946.165**	**$ 3.946.165**	**$ 3.946.165**	**$ 3.946.165**

Tasa de oportunidad	12%
TIR	0,4%
VPN	-16.253.287

G6. Interconexión al SIN + sustitución del sistema de bombeo actual

	Año 0	**Año 1**	**Año 2**	**Año 3**	**Año 4**	**Año 5**	**Año 6**	**Año 7**	**Año 8**	**Año 9**
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
(+)Ahorros	$ 15.000.000	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717
(-) Depreciación activos		-$ 16.451.619	-$ 16.451.619	-$ 16.451.619	-$ 16.451.619	-$ 16.451.619	-$ 16.451.619	-$ 16.451.619	-$ 16.451.619	-$ 16.451.619
(-) Costo energía		-$ 896.116	-$ 896.116	-$ 896.116	-$ 896.116	-$ 896.116	-$ 896.116	-$ 896.116	-$ 896.116	-$ 896.116
(-) Costo AOM		-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000
Utilidad antes de impuestos		**$ 75.761.982**	**$ 75.761.982**	**$ 75.761.982**	**$ 75.761.982**	**$ 75.761.982**	**$ 75.761.982**	**$ 75.761.982**	**$ 75.761.982**	**$ 75.761.982**
(-) Impuesto de renta		-$ 25.001.454	-$ 25.001.454	-$ 25.001.454	-$ 25.001.454	-$ 25.001.454	-$ 25.001.454	-$ 25.001.454	-$ 25.001.454	-$ 25.001.454
Utilidad neta		**$ 50.760.528**	**$ 50.760.528**	**$ 50.760.528**	**$ 50.760.528**	**$ 50.760.528**	**$ 50.760.528**	**$ 50.760.528**	**$ 50.760.528**	**$ 50.760.528**
(-) Inversiones	-$ 329.032.370									
(+) Depreciación activos		$ 16.451.619	$ 16.451.619	$ 16.451.619	$ 16.451.619	$ 16.451.619	$ 16.451.619	$ 16.451.619	$ 16.451.619	$ 16.451.619
Flujo neto	**-$ 314.032.370**	**$ 67.212.147**	**$ 67.212.147**	**$ 67.212.147**	**$ 67.212.147**	**$ 67.212.147**	**$ 67.212.147**	**$ 67.212.147**	**$ 67.212.147**	**$ 67.212.147**
Valor presente (año 0)	-$ 314.032.370	$ 62.815.090	$ 58.705.692	$ 54.865.133	$ 51.275.825	$ 47.921.332	$ 44.786.291	$ 41.856.347	$ 39.118.081	$ 36.558.954
Valor presente acumulado	-$ 314.032.370	-$ 251.217.280	-$ 192.511.588	-$ 137.646.455	-$ 86.370.630	-$ 38.449.299	$ 6.336.993	$ 48.193.340	$ 87.311.421	$ 123.870.375

	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
(+)Ahorros	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717	$ 98.109.717
(-) Depreciación activos	-$ 16.451.619	-$ 16.451.619	-$ 16.451.619	-$ 16.451.619	-$ 16.451.619	-$ 16.451.619	-$ 16.451.619	-$ 16.451.619	-$ 16.451.619	-$ 16.451.619	-$ 16.451.619
(-) Costo energía	-$ 896.116	-$ 896.116	-$ 896.116	-$ 896.116	-$ 896.116	-$ 896.116	-$ 896.116	-$ 896.116	-$ 896.116	-$ 896.116	-$ 896.116
(-) Costo AOM	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000	-$ 5.000.000
Utilidad antes de impuestos	**$ 75.761.982**	**$ 75.761.982**	**$ 75.761.982**	**$ 75.761.982**	**$ 75.761.982**	**$ 75.761.982**	**$ 75.761.982**	**$ 75.761.982**	**$ 75.761.982**	**$ 75.761.982**	**$ 75.761.982**
(-) Impuesto de renta	-$ 25.001.454	-$ 25.001.454	-$ 25.001.454	-$ 25.001.454	-$ 25.001.454	-$ 25.001.454	-$ 25.001.454	-$ 25.001.454	-$ 25.001.454	-$ 25.001.454	-$ 25.001.454
Utilidad neta	**$ 50.760.528**	**$ 50.760.528**	**$ 50.760.528**	**$ 50.760.528**	**$ 50.760.528**	**$ 50.760.528**	**$ 50.760.528**	**$ 50.760.528**	**$ 50.760.528**	**$ 50.760.528**	**$ 50.760.528**
(-) Inversiones											
(+) Depreciación activos	$ 16.451.619	$ 16.451.619	$ 16.451.619	$ 16.451.619	$ 16.451.619	$ 16.451.619	$ 16.451.619	$ 16.451.619	$ 16.451.619	$ 16.451.619	$ 16.451.619
Flujo neto	**$ 67.212.147**	**$ 67.212.147**	**$ 67.212.147**	**$ 67.212.147**	**$ 67.212.147**	**$ 67.212.147**	**$ 67.212.147**	**$ 67.212.147**	**$ 67.212.147**	**$ 67.212.147**	**$ 67.212.147**
Valor presente (año 0)	$ 34.167.247	$ 31.932.007	$ 29.842.997	$ 27.890.651	$ 26.066.029	$ 24.360.775	$ 22.767.079	$ 21.277.644	$ 19.885.649	$ 18.584.719	$ 17.368.896
Valor presente acumulado	$ 158.037.623	$ 189.969.629	$ 219.812.626	$ 247.703.278	$ 273.769.307	$ 298.130.082	$ 320.897.161	$ 342.174.806	$ 362.060.455	$ 380.645.173	$ 398.014.069

Tasa de oportunidad	12%
TIR	20,9%
VPN	188.004.970
Periodo retorno inv [año]	6