

**EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD DEL CAMBIO DEL SISTEMA DE
GENERACIÓN ELÉCTRICA ACTUAL, POR UN SISTEMA HIBRIDO SOLAR
FOTOVOLTAICO Y GLP EN EL CLUSTER PS1.**

CAMILA ANDREA SALINAS LUNA

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2020**

**EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD DEL CAMBIO DEL SISTEMA DE
GENERACIÓN ELÉCTRICA ACTUAL, POR UN SISTEMA HIBRIDO SOLAR
FOTOVOLTAICO Y GLP EN EL CLUSTER PS1.**

CAMILA ANDREA SALINAS LUNA

**Proyecto Integral de Grado para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
LEONARDO RODRIGUEZ
Ingeniero Mecatrónico**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2020**

Nota de aceptación

Ing. Oscar Armando Arenas Mantilla

Ing. Arnulfo Paz

Bogotá D.C., Febrero del 2020

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUÍS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados (E)

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Decano de Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRIGUEZ ESPARZA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estas corresponden únicamente al autor.

DEDICATORIA

En este Proyecto Investigativo, culmino una parte de mis sueños. Mi motivación al estudiar Ingeniería de Petróleos, fue impulsada por una responsabilidad genuina que he sentido desde pequeña por preservar y cuidar el medio ambiente.

Hoy por hoy, firmemente a mis ideales, trabajé en este gran propósito, desarrollando mi trabajo de grado, en sistemas híbridos implementando energías renovables, aplicados a procesos de nuestra industria O&G, lo cual me hace sentir orgullosa. Hoy puedo decir he cumplido mi propósito, sin embargo, esta misión no termina acá, mi futuro como profesional lo dedicaré al desarrollo de nuevos proyectos como éste.

Le agradezco a Dios que me dio la visión por apostarle a la transición energética. A mi Mamá Sandra Cecilia Gonzalez Luna, quién desde niña me dijo que siempre lograría lo que me propusiera, es ella mi motor de mi vida y mi admiración, seguiré construyendo este hermoso camino junto de la mano de mi madre, quién es todo lo que amo.

A mi papá Luis Francisco Salinas, por apoyarme en mi carrera, por guiarme y aconsejarme, por prepararme los desayunos más deliciosos del mundo, por permitirme ser una mujer de grandes decisiones.

A mis abuelitos Maria Cecilia y Marco Tulio, mi todo, quienes me cuidaron desde pequeña, me llenaron con un amor inimaginable, son ellos quienes me orientaron a llegar donde estoy hoy, los amo con todo mi corazón.

A mis hermanitas Dani y Aleja, quienes son mi alegría, gracias por brindarme tantas alegrías risas y consejos, siempre juntas.

A mis mejores amigos por apoyarme y enviarme su mejor energía para el desarrollo del proyecto.

Infinitas gracias a ¡TODOS!

CAMILA SALINAS LUNA

AGRADECIMIENTOS

A Dios primeramente, por llevarme hasta Medellín para hacer este gran proyecto posible.

A mi director y orientador, Ing. Ph.D. Leonardo Rodríguez Urrego, quién estuvo siempre dispuesto a compartir su conocimiento y fue la guía profesional para permitirme explorar este gran mundo de las energías renovables. Gracias por su confianza y por creer en mí.

A la Ing. Martha Torres, por ayudarme a contactarme con la compañía GTE y hacer este proyecto posible.

Al Ing. Tobías Olmos por ser la persona quien me dio la mano para implementar el proyecto en GTE, muchas gracias por la gestión y orientación recibida.

Al Ing. Jose Corredor y Erik Carvajal por ayudarme con toda la información del proyecto, atender mis llamadas y dudas incondicionalmente para hacer esta investigación posible.

A mi hermosa empresa Equion, quién fue testigo de todos los fines de semana, puentes y madrugadas, con el objetivo de avanzar en la culminación del proyecto.

A mi familia y amigos, quienes fueron las personas que me llenaron de fuerzas y motivación. ¡Gracias!

A las Directivas, Cuerpo Docente y Personal Administrativo de la Universidad de América por la formación recibida como profesionales.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	21
SINÓPSIS	26
1. MARCO TEÓRICO	27
1.1 GENERALIDADES DEL GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP)	27
1.2 PRODUCCIÓN DE GLP EN COLOMBIA.	27
1.3 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE GLP EN COLOMBIA	28
1.4 ENERGÍAS ALTERNATIVAS	30
1.5 FUENTES NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA.	30
1.6 SOL FUENTE INAGOTABLE	31
1.7 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	31
1.7.1 Componentes de un sistema fotovoltaico	32
1.8 POTENCIAL SOLAR EN COLOMBIA.	33
1.9 SISTEMAS HÍBRIDOS	33
1.10 GENERALIDADES CLÚSTER PS1	35
1.11 MAPA TEMÁTICO SOLAR-GLP DE COLOMBIA	36
2. METODOLOGÍA	39
2.1 IDENTIFICACIÓN Y CREACIÓN DEL MAPA TEMÁTICO	41
2.2 RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN DEL CLÚSTER PS1	42
2.2.1 Clasificación y selección de la información obtenida	42
2.2.2 Potencia requerida en condiciones de operación y carga máxima	44
2.2.3 Descripción de las simulaciones de perfiles de radiación y producción eléctrica FV para el clúster PS1	47
2.2.4 Matriz para el cálculo de consumo de GLP en el clúster PS1	51
2.2.5 Explicación del cálculo para la selección de número de paneles y diseño de la instalación	53
2.2.6 Metodología del análisis comparativo de las condiciones energéticas del clúster mediante el sistema híbrido	55
2.2.7 Evaluación financiera	55
3. ANÁLISIS Y RESULTADOS	57
3.1 MAPA TEMÁTICO	57
3.2 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECOLECTADA PARA EL CLÚSTER PS1	58
3.2.1 Análisis de la clasificación obtenida	58
3.2.2 Análisis de la potencia requerida en condiciones de operación y carga máxima	58
3.2.3 Simulaciones de perfiles de radiación y producción eléctrica FV para el clúster PS1	65
3.2.4 Cálculo de consumo de GLP	73

3.2.5	Cálculo para la selección de número de paneles y diseño de la instalación	80
3.2.6	Análisis comparativo de las condiciones energéticas del clúster mediante el sistema híbrido	84
3.2.7	Evaluación financiera, indicadores beneficio/costo y VPN	88
4.	CONCLUSIONES	100
5.	RECOMENDACIONES	102
	BIBLIOGRAFÍA	103
	ANEXOS	106

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Composición del GLP por fuente de producción 2015	28
Gráfica 2. Horizonte de Producción de GLP 2018-2022	29
Gráfica 3. Alternativas de nuevas fuentes de producción de GLP 2018-2022	30
Gráfica 4. Producción Nacional De Recursos Energéticos 2012	31
Gráfica 5. Clasificación de los Sistemas Híbridos.	34
Gráfica 6. Metodología del Proyecto Investigativo	40
Gráfica 7. Histórico de Consumo Clúster PS1	47
Gráfica 8. Consumo promedio eléctrico (MW) del Clúster PS1	62
Gráfica 9. Demanda Energética Mayo 2019	63
Gráfica 10. Demanda energética diaria en el mes de Mayo	64
Gráfica 11. Irradiación Global diaria para el Clúster PS1	68
Gráfica 12. Irradiación global en plano inclinado	69
Gráfica 13. Producción eléctrica FV inicial	71
Gráfica 14. Ahorro GLP- Caso 1	75
Gráfica 15. Ahorro GLP- Caso 2	78
Gráfica 16. Ahorro GLP- Caso 3	80
Gráfica 17. Porcentajes de consumo Solar-GLP Caso 1	83
Gráfica 18. Porcentajes de consumo Solar-GLP Caso 2	84
Gráfica 19. Análisis comparativo de los sistemas de generación	88

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Componentes de un Sistema fotovoltaico conectado a la red.	32
Figura 2. Ubicación Clúster PS1	35
Figura 3. Mapa Temático de Colombia con los principales puntos de acopio de GLP y radiación solar.	38
Figura 4. Sección diagrama unifilar del Clúster PS1.	45
Figura 5. Datos de entrada SOLARGIS	48
Figura 6. Matriz cálculo Solar-GLP	51
Figura 7. Interfaz de la Matriz Cálculo Solar- GLP	52
Figura 8. Panel LG 400W	54
Figura 9. Datos de entrada SOLARGIS	65
Figura 10. Matriz Solar- GLP 1.7 MW	73
Figura 11. Cálculo Solar-GLP 14MW	76
Figura 12. Matriz Solar- GLP 1.6 MW	77
Figura 13. Matriz Solar- GLP 1.5 MW	79

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Potencial de la energía solar en Colombia	33
Tabla 2. Datos de producción del Clúster PS1	42
Tabla 3. Predictivos Clúster PS1	43
Tabla 4. Parámetros Variadores de Frecuencia	43
Tabla 5. Especificaciones Clúster PS1	44
Tabla 6. Consumo PS1 Febrero 2019	46
Tabla 7. Principales tipos de células solares	49
Tabla 8. Datos para el cálculo de número de paneles	53
Tabla 9. Potencia nominal del Clúster PS1	60
Tabla 10. Consumo histórico Clúster PS1	61
Tabla 11. Demanda Energética Mayo 2019	63
Tabla 12. Escenarios Demanda Clúster PS1	64
Tabla 13. Irradiación global horizontal y temperatura ambiente - referencia climática	66
Tabla 14. Irradiación global en plano inclinado	68
Tabla 15. Producción eléctrica FV inicial	70
Tabla 16. Pérdidas y rendimiento del sistema.	72
Tabla 17. Ahorro GLP- Caso 1	74
Tabla 18. Área requerida por Potencia Instalada	81
Tabla 19. Factor de Seguridad para Casos base	82
Tabla 20. Diseño del Sistema Híbrido Solar-GLP	84
Tabla 21. Galones de Diésel consumidos al día para el Clúster PS1	85
Tabla 22. Galones de GLP consumidos al día para el Clúster PS1	85
Tabla 23. Precios del Sistema Diésel- Clúster PS1	86
Tabla 24. Costos Sistema Híbrido Solar-GLP y Sistema GLP	87
Tabla 25. Costos Sistema FV 1.7 MWp	89
Tabla 26. Costos Sistema FV 1.6 MWp	90
Tabla 27. Costos Sistema FV 14 MWp	91
Tabla 28. Ahorro de GLP	91
Tabla 29. Flujo de Caja. Escenario Diésel 40.8 MW	93
Tabla 30. Flujo de Caja. Escenario GLP 40.8 MW	93
Tabla 31. Flujo de Caja. Escenario GLP 38.4 MW	96
Tabla 32. Flujo de Caja. Escenario GLP+ Solar 38.4 MW	98
Tabla 33. Flujo de Caja. Escenario GLP+ Solar 40.8 MW	99

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Cálculo No. de paneles.	54
Ecuación 2. Potencia Motor Inductivo trifásico.	59
Ecuación 3. Cálculo de Potencia eléctrica al día.	59
Ecuación 4. Irradiación directa horizontal.	67

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Eficiencia de las bombas ESP. Clúster PS1	107
Anexo B. Radiación Solar Por Regiones	108
Anexo C. Mapa de la Radiación Mundial 2019	111

GLOSARIO

ALS: los sistemas de levantamiento artificial son métodos utilizados para crear la presión de fondo suficiente en un pozo para aumentar la producción del mismo. Existen diferentes métodos como, bombas de desplazamiento positivo (PCP), bombas centrífugas (ESP), bombas con movimiento reciprocantes como bombeo mecánico, entre otros.

ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: fuente de energía que produce electricidad de origen renovable, obtenida directamente a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica.

GLP: el gas licuado de petróleo es una mezcla de propano (C₃H₈) y butano (C₄H₁₀) los cuales son considerados gases pesados. Es de origen fósil, al igual que el Gas natural. A condiciones de temperatura y presión estándar, se encuentra en estado gaseoso, sin embargo, sometido a presiones moderadas y bajas temperaturas, se transforma de estado gaseoso a líquido, mediante el proceso de licuefacción.

INVERSORES DE ENERGÍA: transforman el voltaje de entrada de Corriente Continua o Directa (DC), que es producida por los módulos solares, en Corriente Alterna (AC). Esto con el fin, de eliminar los armónicos indeseados. Para que el sistema fotovoltaico entregue la cantidad y el tipo de energía eléctrica que demandan los dispositivos de consumo final, se requieren tener valores de tensión e intensidad establecidos.

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS: los sistemas solares fotovoltaicos están constituidos sobre un marco comúnmente de vidrio y aluminio, el cual almacena 36 celdas conectadas en serie. Se encuentra aislado del exterior con una cubierta de vidrio anti reflectante y de alta Resistencia a los impactos frontal y otra de plástico en la parte posterior. El Silicio, al ser el elemento más abundante en la tierra, siguiente del oxígeno, es el material más empleado para la construcción de las células fotovoltaicas.

SILICIO MONOCRISTALINO: al ser el Silicio un único cristal en las células solares, las redes cristalinas se vuelven más compactas, por lo que implica un proceso más complejo (Proceso de Czochralski, Calentamiento con láser o cinta), elevando los costos del módulo y proporcionando un rendimiento energético entre el 15% y el 18%. ¹ Gracias a la alta eficiencia del material, es el más utilizado por las compañías al garantizar un respaldo confiable en la conversión de luz solar a energía eléctrica.

SILICIO POLICRISTALINO: cuentan con un rendimiento del 12% al 14%, ya que las redes cristalinas no son uniformes en todo el material, están conformadas por

¹ González, Jaime. Energías Renovables. 2009 [revisado Febrero 2019].

granos de Silicio monocristalino, organizadas en forma aleatoria, haciendo que su fabricación sea más sencilla y menos costosa.

SILICIO AMORFO: este material no cuenta con una red cristalina, sin embargo, es muy absorbente para captar la luz del sol, por tener capas más finas al formar las células, disminuyendo el costo de fabricación y procesamiento. Su rendimiento es menor al 10% haciéndolo competitivo frente al mercado, sin embargo, se degrada rápidamente, por lo cual sus usos son en herramientas de bajo costo y alta eficiencia.

SISTEMA HIBRIDO: son sistemas de generación centralizados, para cubrir una demanda específica, de manera económicamente viable, aprovechando al máximo los recursos disponibles. Las fuentes solares, son una alternativa viable, para permitir el acceso de energía en lugares faltos de desarrollo, sin embargo, dependen de las franjas horarias del sol. Para ello, se utilizan aerogeneradores (energía eólica) o generadores alimentados con combustibles.

RADIACIÓN ALBEDO: se presenta cuando la fuente receptora refleja la radiación solar tomada. Las fuentes verticales, son las que se encuentran mayormente expuestas a la reflexión, caso contrario de las superficies horizontales.

RADIACIÓN DIFUSA: es la radiación que experimenta un cambio de dirección diferente a la originaria, debido a partículas o moléculas dispersas en la atmosfera.

RADIACIÓN SOLAR DIRECTA: son aquellos rayos del sol que llegan a la superficie de la tierra (receptor) y no son afectados en su dirección por agentes externos. Depende de la constante solar, la transparencia atmosférica y la altura del sol.

RADIACIÓN TOTAL: es la sumatoria de la radiación difusa, directa y de albedo, es decir, tiene en cuenta el flujo total expuesto al sol. Varía de acuerdo a la altura del sol, la nubosidad y la transparencia atmosférica

REGULADOR DE CARGA: son dispositivos electrónicos, que monitorean la carga entregada por los módulos solares a los bancos de almacenamiento. Si la batería se encuentra en su máxima capacidad, el regulador interrumpe el flujo de corriente desde las celdas fotovoltaicas hacia las baterías. De igual forma, cuando éstas se descargan completamente, el regulador suspende el paso de corriente, desde las baterías hacia el dispositivo que utilice esta fuente.

TRANSFORMADORES: se encuentra a la salida del inversor, permitiendo elevar o disminuir la tensión de corriente alterna en un circuito electrónico, sin afectar la potencia, en la entrada y salida del transformador. Sin embargo, se presentan porcentaje de pérdidas, que afectan el rendimiento de las redes a las cuales se conecta la instalación solar.

LISTADO DE ABREVIATURAS

<i>Ah</i>	Amperios Hora
ALS	Artificial Lift System
Bbls	Barriles
BOPD	Barriles de aceite por día
Bpd	Barriles por día
C3	Propano
°C	Grados Celsius
ESP	Electrosumergible
FP	Factor de potencia
Gal	Galones
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GW	Giga Watts
<i>HPS</i>	Horas Pico Solar
HP	Caballos de fuerza
Hr	Horas
I	Irradiación
Ideam	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
KVA	Potencia
KWh	Kilo Watts por hora
L	Litros
<i>m2</i>	Metro cuadrado (unidad de área)
MMBO	Millones de barriles de aceite
MW	Mega Watts
MME	Ministerio de Minas y Energía
SSPD	Superintendencia de Servicios públicos domiciliarios
SUT	Step Up Transformers
T	Temperatura
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
USD	Dólar americano
V	Voltios
VSD	Variador de Frecuencia
ZNI	Zonas No Interconectadas

RESUMEN

Hoy por hoy, gran porcentaje de campos petroleros en Colombia, se encuentran ubicados en zonas remotas, las cuales hacen parte del 32% de las ZNI (Zonas No Interconectadas) del territorio colombiano. Estos campos utilizan generadores que demandan el uso de combustibles contaminantes, como la gasolina, el FuelOil, Diésel y carbón.

Por lo anterior, se debe contar con energía de respaldo, la cual puede ser ofrecida y abastecida por energías con menor impacto ambiental, como lo son las energías renovables, el GN y GLP.

Para el caso del Clúster PS1, que se encuentra ubicado en una Zona No Interconectada (ZNI) de la red eléctrica de Colombia, implica que la alimentación eléctrica del Clúster, sea suministrada mediante generadores de Diésel. Asociando los costos del combustible, el valor logístico que se tiene para llevar el combustible, los mantenimientos relacionados a la máquina y el alto consumo energético que demandan los ALS, generan un lifting cost elevado para el Clúster en mención.

De igual forma, los generadores que se implementan en este clúster, producen altos niveles contaminantes, como material particulado, óxido de nitrógeno y emisiones de gases, principalmente CO₂, que comprometen al medio ambiente y radican al no cumplimiento del Acuerdo de París.

Por las razones mencionadas anteriormente, se propone para el Clúster PS1, un sistema de generación eléctrica híbrido, implementando energía solar fotovoltaica y GLP.

En este estudio, se realizaron simulaciones mediante el software SOLARGIS, para determinar la radiación del Clúster en mención, y modelar la cantidad de paneles necesarios para abastecer la demanda energética. De igual forma, se estudiaron las rutas de GLP, para dar el completo funcionamiento al sistema. De lo anterior, los resultados que se obtuvieron fueron que con la implementación del sistema híbrido se obtiene un ahorro del 15% en el costo de levantamiento comparado contra el escenario actual de generación por diésel.

PALABRAS CLAVE: Generación Energía, Sistema Híbrido, Energía Solar Fotovoltaica, GLP, Sustitución Energética.

ABSTRACT

Large percentage of oil fields in Colombia, are located in remote and rural areas that don't have connection with the electrical national grid ignoring highly available renewable resources. This is why, the main source of energy for these fields, it is through electric generators that are powered by fuel oil, diesel, or gasoline, for being distant to the urban peripheries.

The operative cost in fields that are part of this remote zones by power generators are most expensive than other fields connected to the electrical Colombian grid. Therefore, a low profitability of the PS1 cluster, a remote light oil field, was evidenced by the current electrical generation system. This is due to a high lifting cost given by the energy demand of the ESP (Electrical Submersible Pump) when implementing Fuel Oil as fuel for the generator system. The logistics for delivery this fuel to the power generators and the maintenance of these equipment increase the cost of the barrel, proving this system is inefficient for optimum operation in the Cluster.

For this reason, it is proposed for the PS1 Cluster, to carry out a replacement of generators that consume Fuel Oil, by a hybrid system, which implements photovoltaic solar energy and LPG (Liquefied Petroleum Gas), guaranteeing reliable energy for the cluster, reducing the operating cost and minimizing the environmental impact.

This study will discuss the challenges to implement a hybrid system, solar Photovoltaic and LPG fuel to offset the constraints on the intermittent energy, reducing GreenHouse Gases (GHG) emissions and power consume costs.

Using SOLARGIS the solar software and a matrix to calculate the consumptions of LPG, the results of this study was that using de hybrid system the results obtained were that with the implementation of the hybrid system, it saves 15% of the lifting cost compared to the current diesel generation scenario.

KEY WORDS: Hybrid System, Power Source, Solar Photovoltaic Energy, LPG, Energy Replacement

INTRODUCCIÓN

Cerca de 1.3 billones de personas en el mundo, no tienen acceso a la energía, un 84% de esta cifra, son comunidades pertenecientes a zonas rurales. Lo anterior evidencia, que para alcanzar una universalización en el servicio eléctrico, debe existir fuentes de inversión y financiación, para llevar soluciones sostenibles a las zonas rurales no interconectadas y conectadas.

No obstante, alrededor del mundo el uso masificado de generación eléctrica para zonas no interconectadas a la red, se ha dado mediante plantas alimentadas por diésel, Fuel Oil y gasolina. Estos generadores, han atendido la demanda energética de comunidades rurales, industrias tecnificadas y por supuesto, en los procesos Upstream, Midstream y Downstream en la industria del Oil and Gas. Sin embargo, los efectos en las operaciones han traído connotaciones negativas, entre ellas el aumento de los costos operativos (OPEX) al usar generadores debido al mantenimiento constante y entrega de combustible en zonas remotas, representando un mayor Lifting Cost que otros campos conectados a la red eléctrica del país.

De forma paralela, en las zonas donde estos generadores se implementan, según Gómez (2016)², existen recursos alternativos energéticos, que han sido ignorados y podrían reemplazar la generación del combustible fósil. Colombia, tiene un gran potencial energético por su ubicación geoespacial. Existen diferentes energías alternas como: energía eólica, biomasa, hidroeléctrica, geotermia y energía solar.

Colombia cuenta con un recurso solar potencial, frente a países como Alemania, líderes en la implementación de celdas solares. El promedio de irradiancia para este país, es de 3,0 kWh/m²/d y está sujeto a los cambios estacionarios. Por su parte, Colombia, cuenta con valores promedio de radiación de 4,5 kWh/m²/d³, cifra que supera el promedio mundial (3,9 kWh/m²/d), y adicionalmente no experimenta cambios climáticos abruptos, por encontrarse cerca de la línea del Ecuador.

Al ser éste, un país rico en recursos naturales, donde abundan fuentes fósiles como el carbón y yacimientos de petróleo y gas, al igual que fuentes hídricas, se han constituido los principales proyectos energéticos, alrededor de las fuentes en mención.

Aproximadamente el 93% de energéticos corresponden a la producción de fuentes fósiles, solo un 4% está relacionado con recursos de hidrogenación. Al analizar estas cifras, donde la participación de combustibles derivados del crudo es significativa, es menester desarrollar nuevas fuentes locales energéticas, que

² GÓMEZ, Jhonnatan. MURCIA, Jairo D. CABEZA, Iván. La energía solar fotovoltaica en Colombia: potenciales, antecedentes y perspectivas. 1 ed. Bogotá, Colombia, 2016.p.3

³ UPME, IDEAM, 2005)

reduzcan la total dependencia del carbón, petróleo y gas, para dar paso a la diversificación de la canasta energética.

Para García (2014), la incorporación de nuevas tecnologías como las aplicaciones de sistemas híbridos o duales en sistemas de generación tradicional contribuye a diversificar la canasta energética usando mezclas líquido- gas y energías alternativas.⁴ Los Sistemas Híbridos, han dado respuesta positiva, adaptándose a diferentes aplicaciones para satisfacer energéticamente, los sectores y zonas mencionadas.

De igual forma, estos sistemas buscan minimizar la dependencia de otros sistemas alternos de alimentación y almacenamiento, para de esta manera, reducir y optimizar, los costos de operación y aprovechar los recursos energéticos tanto convencionales como renovables, siempre garantizando la generación de energía requerida. Las fuentes solares, son una alternativa viable, para permitir el acceso de energía en lugares faltos de desarrollo, sin embargo, dependen de las franjas horarias del sol. Para ello, se utilizan aerogeneradores (energía eólica) o generadores alimentados con combustibles.

Siguiendo esta tendencia, la industrial del Oil and Gas ha empezado a considerar los recursos renovables, como una alternativa viable para implementar en procesos como recobro mejorado mediante la generación de vapor por energía solar, Bombas ESP operadas por sistemas híbridos que utilizan generadores diésel y módulos fotovoltaicos entre otros.

Emiratos Árabes Unidos, es uno de los países con mayor producción de crudo a nivel mundial y a su vez, presenta una gran irradiación solar debido a su posición geográfica. Por esta razón, junto con el Instituto de Petróleo, desarrollaron un sistema para el proceso de perforación en los campos de Abu Dhabi, con una moderna tecnología que implementa energía solar fotovoltaica y generación por diésel. Se diseñó una planta de 4MW⁵, considerando paneles solares policristalinos, baterías de almacenamiento de 2MW, ofreciendo carga al sistema, en caso de presentar alguna falla o condiciones climáticas desfavorables. Adicionalmente, los inversores de carga DC/AC y el generador Diésel. Este sistema híbrido, reduce los impactos ambientales y favorece la manufactura en la instalación y operación al ser sostenible, económicamente. Además suple la demanda del Diésel como combustible para los taladros, durante la perforación de los pozos. La forma de operación del sistema, es en horas del día, la energía producida es mediante las celdas solares, si hay un exceso de producción, esta energía, va directamente a las

⁴ GARCÍA ARBELÁEZ, Carolina. VALLEJO, Gabriel. Higgings, Mary. El Acuerdo de París, Así actuará Colombia frente al cambio climático. 1 ed. Cali, Colombia, WWF-Colombia, 2016. 52 pp.

⁵ AL ALI, SIDDIQUE, & SIMMONS. Health, Safety, and Environmental Considerations for a Photovoltaic-based Power Generation System for Oil Rigs in Remote Locations. Egipto. 2012. [revisado 10 de Noviembre 2018].

baterías y en horas de la noche, el generador Diésel es el encargado de suplir la carga.

En este estudio, tienen en cuenta las pérdidas por el material particulado o “polvo” del desierto, que afectaría hasta un 40%⁶ la capacidad de generación de las celdas. Por medio de un accesorio de limpieza, mitigan estas pérdidas.

Según Peter Ozaveshe, investigador de la Universidad de Johannesburgo, un sistema híbrido Solar fotovoltaico y Diésel, puede alcanzar ahorros alrededor del 41,68%⁷ al 47%⁸ en los costos de operación. Para zonas aisladas a la red eléctrica en Nigeria, la generación con paneles solares, incluyendo sistemas de almacenamiento con baterías, indican ventajas competitivas en la reducción de costos, con cifras de USD 0.199/KWh⁹ hasta USD 0.221/KWh comparadas con USD 0.30/KWh costo de generación por Diésel.

Es así, que para el caso del Clúster PS1, que se encuentra ubicado en una Zona No Interconectada (ZNI) de la red eléctrica del país, y el cual es alimentado eléctricamente mediante generadores de diésel, se le asocian los costos del combustible, el valor logístico que se tiene para llevar el diésel, los mantenimientos relacionados a la máquina y el alto consumo energético que demandan los ALS, generando un lifting cost elevado para el Clúster en mención.

De igual forma, los generadores que se implementan en este clúster, producen altos niveles contaminantes, como material particulado, óxido de nitrógeno y emisiones de gases, principalmente CO₂, que comprometen al medio ambiente y radican al no cumplimiento del Acuerdo de París.

Para tener un sistema eficiente, limpio y que minimice los costos de levantamiento, se plantea como solución, la sustitución de los generadores por un sistema híbrido solar-GLP, que mejore el aprovechamiento de las fuentes renovables que se encuentran dentro del Clúster.

⁶ AL ALI, SIDDIQUE, & SIMMONS. Health, Safety, and Environmental Considerations for a Photovoltaic-based Power Generation System for Oil Rigs in Remote Locations. Egipto. 2012. [revisado 10 de Noviembre 2018].

⁷ OVIROH & JEN, The energy cost analysis of hybrid systems and diesel generators in powering selected base transceiver station locations in Nigeria. 2018. Nigeria, África [revisado 02 de Mayo 2019].

⁸ Se consideraron sistemas fotovoltaicos Diésel de 4KW a 8KW.

⁹ IBID. Página 10

El GLP (Gas licuado de Petróleo) como combustible, presenta grandes ventajas. Al emitir bajas emisiones de gases invernaderos, tener una combustión limpia y un alto poder calorífico¹⁰, cuenta con fácil transporte y almacenamiento, asegurando disponibilidad in situ y es más económico que la gasolina y el Diésel¹¹. Esto hace que este combustible, sea realmente competitivo para la implementación del sistema híbrido.

A su vez, la energía solar fotovoltaica es un recurso infinito, para aumentar la capacidad energética instalada del país.

El Sol al ser una fuente de energía gratuita, contribuye al desarrollo e implementación de proyectos de generación eléctrica sostenible, mediante módulos solares fotovoltaicos. Favoreciendo los impactos al medio ambiente, al minimizar gases efecto invernadero, lluvia ácida y emisiones de CO₂.

Cabe aclarar que, para cada uno de los sistemas híbridos, su objetivo es reducir al máximo el consumo de la fuente convencional si la hay, y por lo tanto, aumentar el consumo de energías renovables, contribuyendo a reducir las emisiones de CO₂ y gases invernaderos. Por lo tanto, El GLP es una de las energías más eficientes dentro de las diferentes configuraciones tecnológicas posibles.

Por lo anterior, se determina que al emplear el sistema híbrido, éstas dos energías, respaldan el consumo energético del Clúster PS1, contribuyendo a disminuir costos OPEX en la operación, reduciendo emisiones de CO₂, debido a la combustión y el potencial de desarrollo para nuevos Clúster, en locaciones remotas, con la implementación de esta nueva tecnología.

Para la ejecución del proyecto, primeramente, se realizará un mapa temático, donde se muestren los principales puntos de radiación del país y los centros de acopio de GLP. Con el fin de relacionar, las condiciones del Clúster PS1 para la implementación del sistema híbrido.

Seguido de esto, se llevará acabo el soporte técnico, para calcular la potencia requerida en superficie, que será suministrada por el Sistema Híbrido Solar-GLP. Con base en la información obtenida, se procederá a crear el diseño en el simulador SolarGis para el sistema híbrido solar fotovoltaico-GLP. En él, se precisará la sección fotovoltaica para la generación de energía. Para el abastecimiento de GLP, se calculará por medio de una Matriz, los consumos mínimos y máximos que se puedan llegar a generar.

¹⁰ H.S. Tira, J.M. Herreros, A. Tsolakis, M.L. Wyszynski. Characteristics of LPG–diesel dual fuelled engine operated with rapeseed methyl ester and gas-to-liquid diesel fuels. 2012. España. [revisado 22 de Mayo 2019]. Disponible en Internet: <http://bit.ly/LPGDIESELCS>

¹¹ COSENIT. UPME. Determinación de potencialidades de uso de las acciones necesarias para activar el subsector de GLP en Colombia. 2013. Bogotá, Colombia. [revisado 22 de Mayo 2019]

De igual forma, se hará un análisis técnico, comparando la potencia entregada por el sistema de generación diésel y el sistema híbrido solar fotovoltaico- GLP, asegurando que la nueva tecnología entregue al Clúster PS1, energía en firme, para el funcionamiento de los ALS. A su vez, se evidenciará la viabilidad económica usando el indicador beneficio-costos del proyecto para minimizar gastos operacionales.

El objetivo general del proyecto investigativo en mención es evaluar la factibilidad del cambio del sistema de generación eléctrica actual por un sistema híbrido solar fotovoltaico y GLP en el Clúster PS1. Los objetivos específicos son:

- Identificar los puntos principales de acopio de GLP y radiación solar en el país, mediante un mapa temático para el Clúster PS1.
- Describir las generalidades de los ALS y de los generadores de energía empleados en el Clúster PS1.
- Realizar las simulaciones con las condiciones actuales y máximas de operación de los ALS, identificando la demanda energética del Clúster PS1 para cada caso.
- Diseñar un sistema híbrido solar fotovoltaico-GLP, utilizando la demanda energética de las condiciones actuales y máximas de operación de los ALS en el Clúster PS1.
- Simular las condiciones actuales y máximas de operación del clúster, con el sistema híbrido solar fotovoltaico-GLP.
- Evaluar la eficiencia del consumo energético de los sistemas de generación Solar fotovoltaico-GLP y los sistemas actuales de generación.
- Evaluar la viabilidad financiera del proyecto mediante el indicador beneficio costo.

SINÓPSIS

El presente documento, contiene información investigativa para realizar un Sistema Híbrido Solar Fotovoltaico y GLP. Para el estudio del mismo, se plantearon siete objetivos específicos que podrán encontrarse a lo largo del documento. Como primer objetivo específico, se requirió identificar los puntos principales de acopio de GLP y radiación solar en el país, mediante un mapa temático para el Clúster PS1, el cual se encuentra en el capítulo 1, sección 1.11, correspondiente al marco teórico del presente trabajo. Seguido de éste, el segundo objetivo, buscó describir las generalidades de los ALS y de los generadores de energía empleados en el Clúster PS1, el cual podrá evidenciarse en el marco teórico, primer capítulo del proyecto, sección 1.10.

El tercer objetivo específico planteado, fue realizar las simulaciones con las condiciones actuales y máximas de operación de los ALS, identificando la demanda energética del Clúster PS1 para cada caso, esta información podrá ser consultada en la metodología del proyecto, correspondiente al capítulo 2.

Para realizar el diseño de un sistema híbrido solar fotovoltaico-GLP, utilizando la demanda energética de las condiciones actuales y máximas de operación de los ALS en el Clúster PS1, como cuarto objetivo propuesto, se podrá consultar en el capítulo 3, resultados y análisis de resultados, en la sección 3.2.5.

De igual forma, para simular las condiciones actuales y máximas de operación del clúster, con el sistema híbrido solar fotovoltaico-GLP, se desarrolló en resultados y análisis de resultados, en las secciones 3.2.3 y 3.2.4.

Para dar cumplimiento al sexto objetivo, que es evaluar la eficiencia del consumo energético de los sistemas de generación Solar fotovoltaico-GLP y los sistemas actuales de generación, podrá encontrarse en el capítulo 3, sección 3.2.6.

Por último, se buscó evaluar la viabilidad financiera del proyecto mediante el indicador beneficio costo, como último objetivo. Éste se podrá encontrar en resultados y análisis de resultados, en el numeral 3.2.7 del tercer capítulo.

1. MARCO TEÓRICO

Para este proyecto investigativo, es menester ahondar sobre las fuentes principales de generación que el sistema híbrido va a implementar. Las cuales son, Gas Licuado de Petróleo y energía solar fotovoltaica.

Primeramente, en este capítulo, se desarrollarán las generalidades del GLP, la producción de GLP en Colombia, y la proyección de producción de GLP para el país. Del mismo modo, se explicarán las fuentes no convencionales en Colombia y la energía solar fotovoltaica, analizando los componentes de un sistema fotovoltaico y el potencial solar del país. Por último, se hablará de los sistemas híbridos, las generalidades del Clúster PS1 y se ilustrará el mapa temático propuesto.

1.1 GENERALIDADES DEL GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP)

GLP o Gas licuado de Petróleo, es un combustible derivado del petróleo, el cual por su versatilidad y bajo costo es usado con mayor demanda, por los sectores residenciales en el mundo.

Por sus múltiples aplicaciones en la industria, comercio, sectores urbanos y rurales, tiende a ser confundido con el Gas Natural.

Es preciso mencionar, que tanto el Gas Natural como el GLP, están catalogados como energéticos limpios por sus bajas emisiones de CO₂. Adicionalmente, tienen el mismo origen de extracción, sin embargo, difieren en su procesamiento y cadena de comercialización.

1.2 PRODUCCIÓN DE GLP EN COLOMBIA.

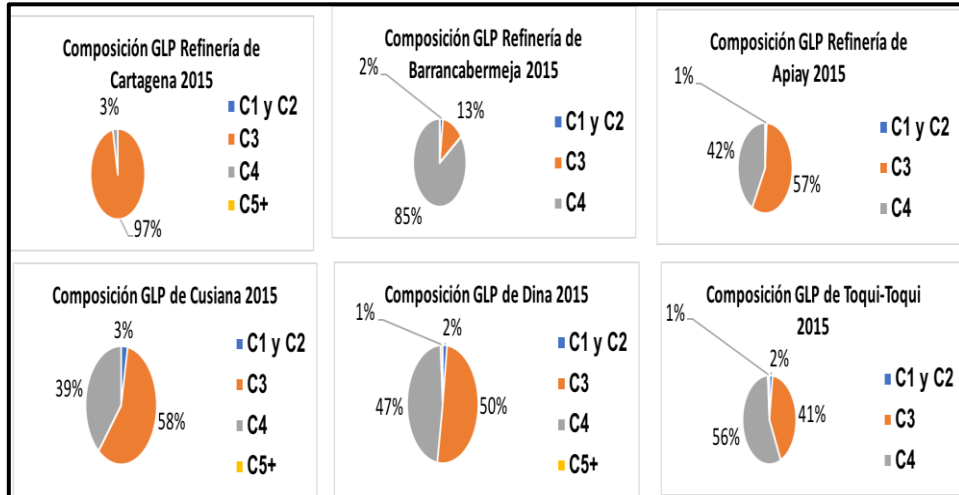
Históricamente en Colombia, las principales fuentes de producción de GLP, han provenido de las refinerías de Apiay, Barrancabermeja y Cartagena. Gracias al desarrollo de campos productores de gas asociado en el país, se ha obtenido el GLP por medio del secado del gas natural, logrando aumentar la oferta energética en un rango del 2% al 5% de la producción total de Colombia.

Cabe resaltar, que el GLP producido en campo, tiene mejores estándares de calidad referente al producido en las refinerías en mención. Esto es debido, al mayor porcentaje de propano contenido en la mezcla.

En la siguiente gráfica (**Ver Gráfica 1**), se puede observar las diferentes composiciones del GLP por fuente de producción en Colombia. Refinerías como Cartagena y Apiay, y campos como Cusiana aportan la mejor calidad de GLP, al producir mayor contenido de propanos por encima del 50% de la composición. En la refinería de Cartagena, la producción de GLP, tiene un 97% de contenido de C₃,

destacándose al tener una composición superior, consecuente con la modernización en el proceso de refinado.

Gráfica 1. Composición del GLP por fuente de producción 2015



Fuente: Elaboración propia con base en datos obtenidos del SUI. 2019.

Para Colombia en el 2017, el 53% de GLP producido, procedió de la refinación del petróleo, el 43% a partir del tratamiento del secado del gas natural y el 13% restante, proveniente de las importaciones para cubrir la demanda interna.

1.3 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE GLP EN COLOMBIA

Para calcular el horizonte de producción de GLP, durante el periodo del 2018 a 2022, el MME dictó una resolución para solicitar las proyecciones de oferta en el país a las compañías productoras.

Para el 2017, aproximadamente Colombia produjo 16.000 BPD del energético en mención. En el año 2018 y 2019, los pronósticos de GLP en el país aumentan significativamente a 19.000 BPD. Sin embargo, la incidencia por la terminación del contrato de Termoyopal, representa la baja producción para 2020, la cual estará cercana a los 17.000 BPD de GLP. A causa del déficit que existe en los sistemas de información, los reportes disponibles en las cifras ofertadas, no son en su totalidad las correspondientes a la producción total nacional.

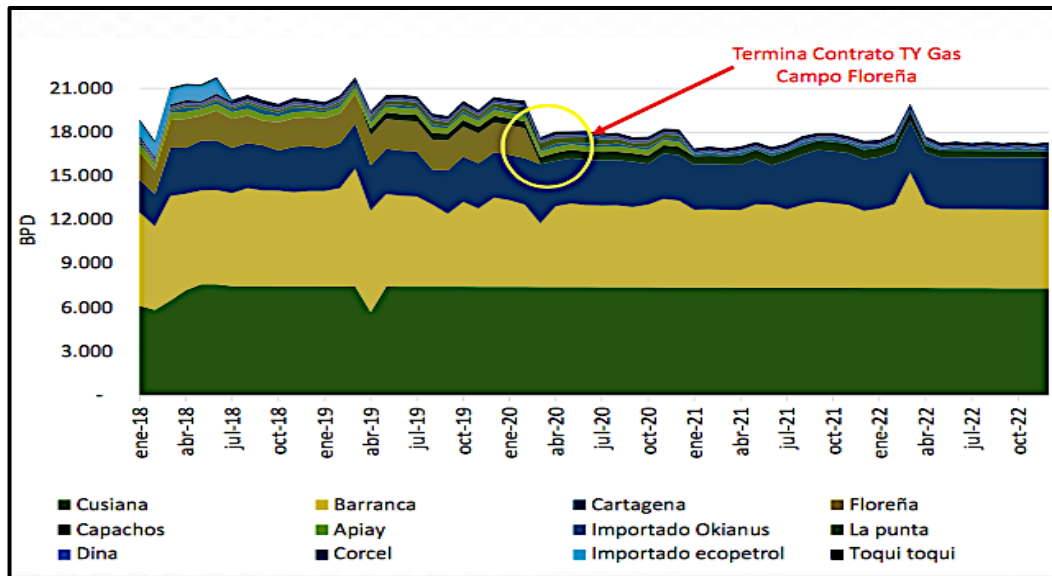
Campos como Apiay, la Punta y Floreña, para el año 2020, declaran sus volúmenes de producción de GLP en cero. Por el contrario, aparecen dos nuevas fuentes ofertantes, campo Capachos y campo Corcel, los cuales, según las predicciones en producción, aportarán 536 BPD y 157 BPD de GLP respectivamente.

Por su parte, refinerías como Barrancabermeja y Cartagena, mantendrán una producción constante en la ventana de tiempo analizado, incluso podrán aumentar la oferta para el año 2021.

De igual forma, el campo con mayor participación de GLP que es Cusiana, evidencia un patrón de confiabilidad al poder entregar 7.300 BPD, durante los próximos cinco (5) años siguientes.

En lo que respecta a las importaciones, por medio del consorcio Okianus, se reflejan cifras alrededor de los 182 BPD, valor que podría aumentar para cubrir el requerimiento del mercado, al estimar el crecimiento negativo en el horizonte de producción de GLP, el cual se proyecta en un 3.4%. **(Ver Gráfica 2)**

Gráfica 2. Horizonte de Producción de GLP 2018-2022



Fuente: GASNOVA. AVANCES DEL PLAN INDICATIVO DE ABASTECIMIENTO DE GLP. 2018. Disponible en: <http://bit.ly/GLPproduction>

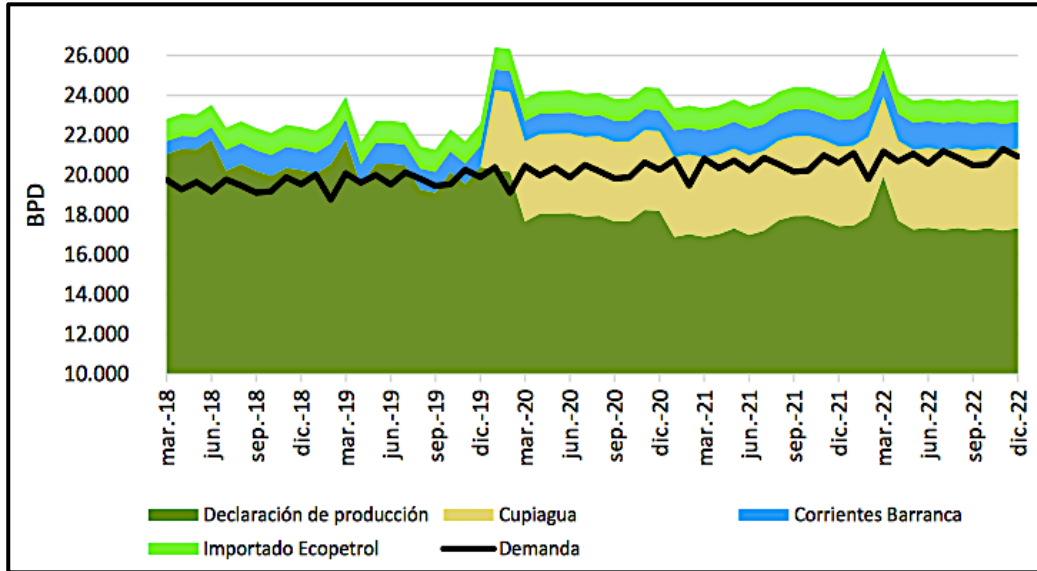
Analizando las condiciones anteriores, el panorama para Colombia en términos de producción de GLP, representa un déficit importante, al no contar con la suficiente oferta nacional, para abastecer los sectores principales como el residencial y comercial.

En el marco del primer Congreso Internacional del GLP en Colombia (2018), Bernardo Castro, Gerente Nacional de Refinados y Crudos para Ecopetrol, expone el nuevo proyecto de secado de gas, en donde se invirtieron más de US\$127 millones de dólares para el proceso de secado, que cubrirá del 20% al 25% la oferta total de GLP. La planta de Cupiagua, ubicada en Casanare, aportará de 4.000 BPD a 6.000 BPD, cifra que podrá disminuir significativamente las importaciones del país y apuntará hacia nuevas oportunidades de mercado. De igual forma, producirá diluyentes que aligeran la viscosidad de los crudos pesados, asegurando una mejor calidad e incrementando la producción a 46.000 barriles por día de aceite.

Incentivando las fuentes anteriormente mencionadas, según la siguiente gráfica **(Ver Gráfica 3)**, el país estaría en capacidad de poder suplir la demanda

proyectada por los próximos cinco (5) años y ampliar el mercado de consumo con nuevos planes de inversión, que favorezcan y enriquezcan la calidad de vida de los colombianos.

Gráfica 3. Alternativas de nuevas fuentes de producción de GLP 2018-2022



Fuente: UPME. PLAN INDICATIVO DE ABASTECIMIENTO DE GLP. 2018. Disponible en: <http://bit.ly/NEWSOURCES>

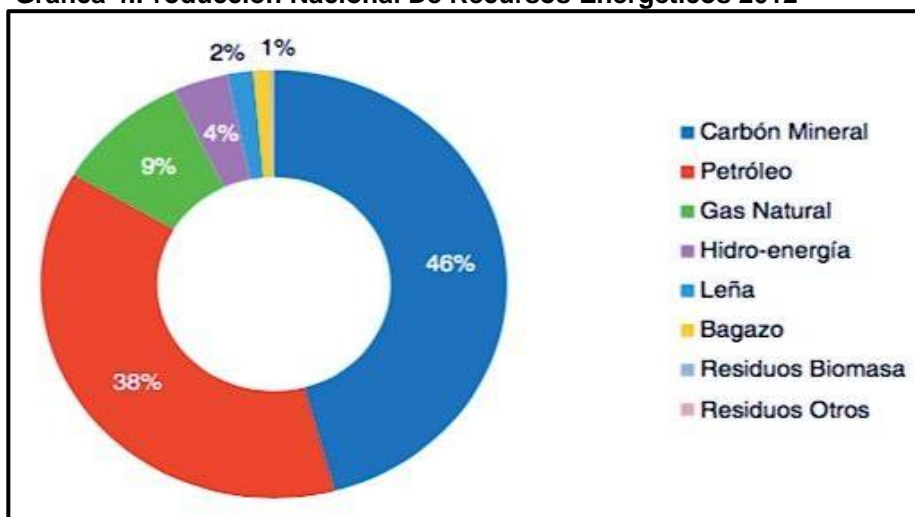
1.4 ENERGÍAS ALTERNATIVAS

Energías verdes o renovables, son fuentes no convencionales, al no estar relacionadas a la combustión fósil, esta clasificación se les atribuye a energías provenientes del sol, también del calor en el interior de la tierra o de las mareas gracias a la atracción gravitacional existente entre la luna y la tierra.

1.5 FUENTES NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA.

Igualmente, en el sector eléctrico, Colombia consume cerca del 17% de energía provenientes de centrales hidroeléctricas, las cuales representan para el país, entre el 70% al 80% de la capacidad instalada de generación. Lo anterior, ha causado que en periodos como 2009-2010 y 2013-2014, por el fenómeno de El Niño, la disponibilidad del recurso se vio limitada, incidiendo en el aumento de precios de este energético. **(Ver Gráfica 4)**

Gráfica 4. Producción Nacional De Recursos Energéticos 2012



Fuente: UPME. Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. 2015. Disponible en: <http://bit.ly/Nationalproduction>

Cada vez más, cobra relevancia satisfacer la demanda actual y futura en el sector energético, basado en la disponibilidad de los recursos y la reducción de costos, para implementar nuevas fuentes alternativas que enriquezcan la matriz nacional.

1.6 SOL FUENTE INAGOTABLE ¹²

Considerada la Estrella más cercana al planeta tierra, por encontrarse a 150 millones de kilómetros, se estima como una fuente inagotable y renovable de energía para la Tierra. Mediante la fusión termonuclear, los átomos de hidrógeno que hacen parte del 73% de la composición del sol, crean la formación de átomos de helio. Por cada cuatro átomos de hidrógeno, se fusionan para crear un átomo de helio. De esta forma, existe la Energía que el Sol produce e irradia.

Es pertinente aclarar, que no toda la radiación, en forma de ondas (fotones), es utilizada en su máxima capacidad, ya que agentes como el agua, la polución o la nubosidad absorben este flujo.

Solo el 25% de la radiación, llega a la tierra de forma directa. Otro 30% aproximadamente es reflejado al espacio. Un 47% de las ondas, son absorbidas por las moléculas de aire en la atmósfera, por el suelo y los océanos. Y un 23%, es direccionado al ciclo hidrológico, con la evaporación de los mares, ríos entre otros.

1.7 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La radiación del sol tiene aplicabilidad en diversos sectores. El aprovechamiento del espectro electromagnético, se da principalmente de dos formas, la primera es

¹² DE LA PEÑA, Javier. Estudio y desarrollo de una Planta Solar. 2016. [revisado Enero 2019].

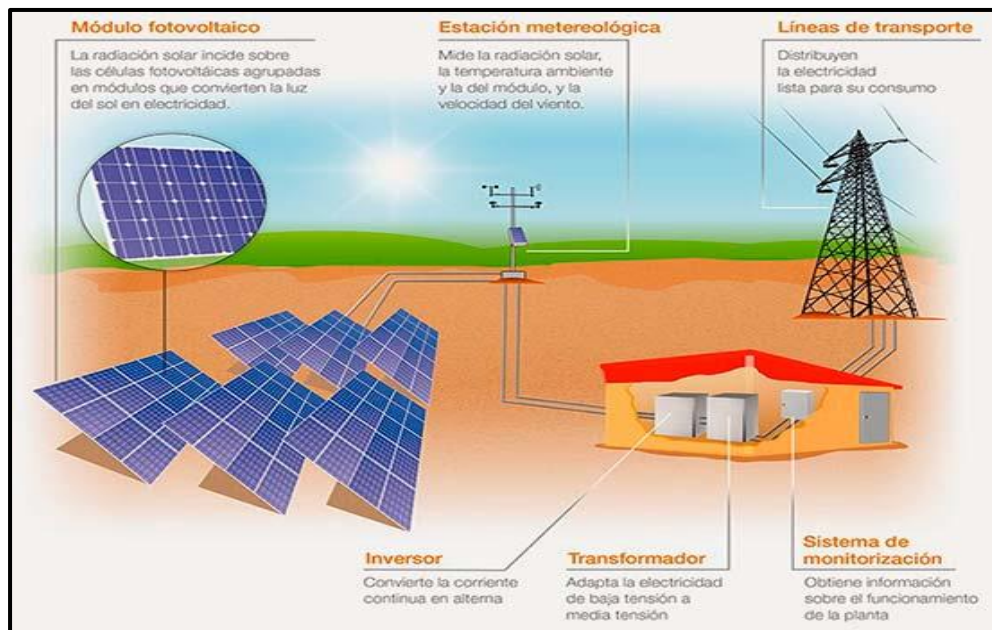
cuando la radiación es usada para producir calor mediante colectores térmicos, esta energía se denomina solar térmica.

De la misma forma, se puede transformar en energía eléctrica mediante paneles solares fotovoltaicos.

1.7.1 Componentes de un sistema fotovoltaico. Para garantizar la confiabilidad y respaldo energético del Sistema, se deben asegurar los potenciales eléctricos, entregados por los componentes de acuerdo a las funciones y condiciones requeridas por el medio. Para cumplir con lo anterior, se deben tener en cuenta las configuraciones de suministro ya sean por redes conectadas o sistemas aislados.

En la siguiente figura, se muestra los componentes de un Sistema fotovoltaico, los cuales se encargan de transformar la energía solar en energía eléctrica, almacenar la energía eléctrica generada y, por último, entregar esta energía al usuario final. Dentro de los principales elementos, se encuentran los módulos fotovoltaicos, las baterías o acumuladores, los reguladores de carga y el inversor. Como se muestra en la siguiente figura. **(Ver Figura 1)**

Figura 1. Componentes de un Sistema fotovoltaico conectado a la red.



Fuente: CELEMÍN, Mario. Estudio Para La Implementación De Un Sistema Fotovoltaico Como Alternativa Rural Sostenible De La Vereda San Roque En El Municipio De Ortega-Tolima .2016. Disponible en: <http://bit.ly/PVcomponent>

Es importante mencionar, que una célula solar por sí sola, no es suficiente para cubrir una demanda considerable. Por lo tanto, se utilizan hilos conductores que unen mayor cantidad de células, formando paneles, que suplan la demanda eléctrica.

1.8 POTENCIAL SOLAR EN COLOMBIA.

Uno de los parámetros para la evaluación solar de una región, es según su potencial de energía. La radiación global, abarca los componentes de irradiancia directa y difusa, esta magnitud se mide en unidades de potencia por área (W/m^2). Al determinar la radiación, se debe integrar con el tiempo, midiéndose en KWh/m² por hora, día o año. (Ver Tabla 1)

Tabla 1. Potencial de la energía solar en Colombia

Región	Promedio irradiación (kWh/m ² / día)
Guajira	6,0
Costa Atlántica	5,0
Orinoquía	4,5
Amazonía	4,2
Región Andina	4,5
Costa Pacífica	3,5

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, IDEAM, 2005.

De acuerdo con lo anterior, regiones como La Guajira y la Costa Atlántica presentan niveles de radiación por encima del promedio nacional. Para el año 2005, la capacidad instalada en recurso fotovoltaico, era de 208,06 kW¹³. Más adelante, en el año 2014, esta cifra aumentó alrededor de 11,6 GW. Para el año siguiente, el país incrementó su capacidad en 0.6 GW¹⁴. Lo anterior evidencia, que el aprovechamiento de la generación eléctrica a partir de este recurso, es bajo. Para agrandar el nicho de mercado en el sector energético nacional, es importante la masificación e implementación de la energía solar fotovoltaica, no solo para respaldar la creciente demanda energética, sino para beneficiar sectores rurales, que no cuentan con un servicio de energía e impiden el desarrollo local.¹⁵

1.9 SISTEMAS HÍBRIDOS

Son sistemas de generación centralizados, para cubrir una demanda específica, de manera económicamente viable, aprovechando al máximo los recursos disponibles. Para dar respuesta a cada una de las necesidades, se deben determinar las condiciones de entrada, como las cantidades de potencia y energía, la capacidad de generación y almacenamiento de los equipos instalados y tener en cuenta la disponibilidad del recurso solar.

Dentro de las diferentes clasificaciones de los Sistemas, se pueden agrupar en dos grandes categorías. Según la forma de operar, primeramente con los sistemas que están conectados a la red eléctrica y que trabajan de forma paralela a ésta. Por el

¹³ R. E. Anglés Ortiz, A. A. González Deibe, G. A. Moscoso Mejía, C. A. Vega Aldana, and D. Encinas Oñate, "SER - Energía Renovable en Colombia," eoi - Escuela de Negocios, Plan de Negocios, Madrid, España, Junio, 2008.

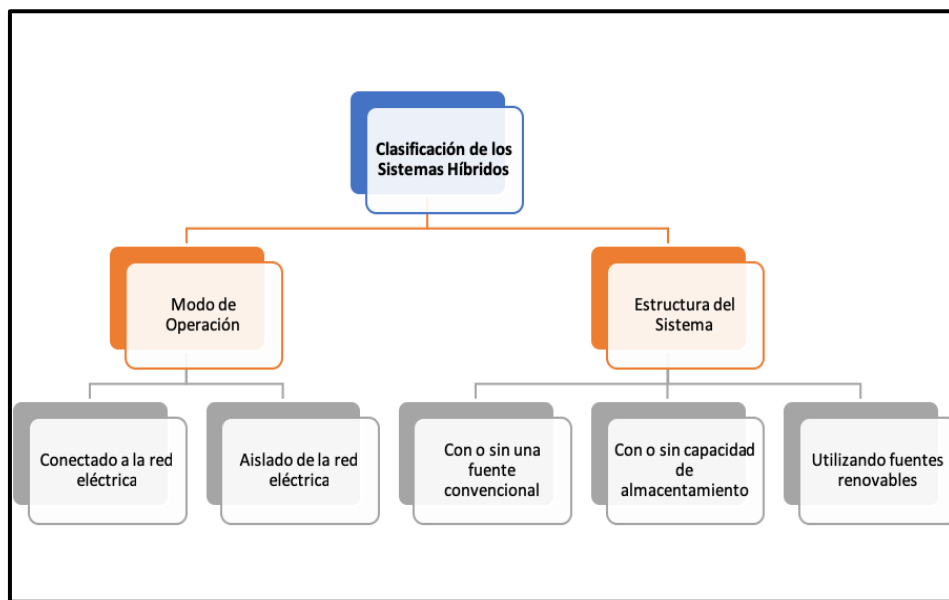
¹⁴ REN21 Steering Committee, Renewables 2016 global status report.

¹⁵ Ver Anexo B. Radiación solar por regiones durante cada mes del año para Colombia.

contrario, los sistemas autónomos, los cuales se encuentran en zonas remotas y aisladas de la red. En el siguiente gráfico (Ver **Gráfica 5**), se ilustra las clasificaciones del sistema híbrido.

- **Sistemas Aislados (“Stand Alone”)**: son los cuales cumplen con los requerimientos energéticos de carga, sin ninguna conexión a la red eléctrica. Estos se encuentran en zona remotas, generalmente en sectores rurales, ya sea para suministro domiciliario o equipos de telecomunicaciones.
- **Conectados a la Red (“Electrical Utility Connected Systems”)**: son instalaciones, las cuales tienen conexión a la red eléctrica de distribución. Usualmente, suelen ubicarse en perímetros urbanos donde el comercio y la industria son partícipes. La finalidad de este tipo de instalaciones, es vender la totalidad de energía generada, o el sobrante dependiendo de la demanda energética de la locación.

Gráfica 5. Clasificación de los Sistemas Híbridos.



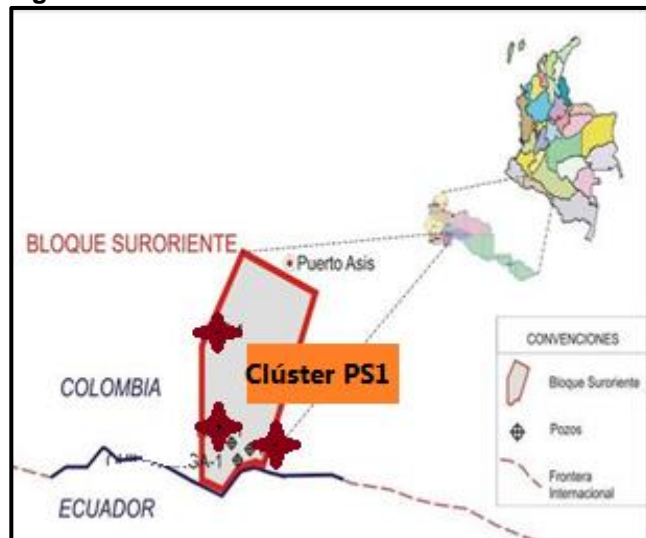
Fuente: Elaboración propia con base en Study of the different structures of hybrid systems in renewable energies: A review. 2018. Disponible en: <http://bit.ly/HYBRIDSYSTEMCS>

Por otro lado, los sistemas híbridos de energías renovables o *SHER*, se pueden encontrar según el tipo de aplicación y la carga eléctrica que abastezca. Potencias nominales menores a 5 KW¹⁶ se consideran sistemas de baja carga, estos tienen aplicaciones en estaciones meteorológicas o de telecomunicaciones. Entre 10 KW a 250 KW de potencia, son sistemas medianos que funcionan para zonas remotas, alimentando áreas rurales. Y cargas mayores a 500 KW, son considerados sistemas de gran abastecimiento en redes aisladas.

1.10 GENERALIDADES CLÚSTER PS1

El Clúster PS1, está ubicado en el bloque Sur Oriente del departamento de Putumayo. Se encuentra sobre la cuenca Cagúan-Putumayo, esta cuenca es de tipo antepaís, con 19 campos de crudo descubiertos, 365 MMBO en reservas de aceite y 305 GCF de reservas de gas repartidas en 104.000 km² que abarca la cuenca. **(Ver Figura 2)**

Figura 2. Ubicación Clúster PS1



Fuente: FACILIDADES VETRA REV 2. Gran Tierra Energy 2019.

Su exploración fue iniciada por Texaco en 1948. En 1963, esta compañía descubre el campo Orito con reservas que ascienden a 250 MMBO. La existencia de un sistema petrolífero es documentada por la variedad de campos de aceite descubiertos en la cuenca. Las 2 principales estructuras son: 1) falla inversa de alto ángulo y 2) anticlinales tipo wrench para la mayoría del crudo descubierta.

¹⁶ Andrić, Ipina. AFerrão, P. Fournier, J. Cherkaoui, Mohamed. Kartite, Jihane. Study of the different structures of hybrid systems in renewable energies: A review. 2018. En línea. Atenas, Grecia. 19-21 Septiembre 2018. [revisado 2 de Mayo 2019]. Disponible en Internet: <http://bit.ly/HYBRIDSYSTEMCS>

Por otra parte, el Clúster PS1 tiene un contrato celebrado por parte de Ecopetrol y Consorcio Colombia Energy, que lo compone (Vetra y South East), el porcentaje de participación es 48% Ecopetrol y 52% CCE. Este Clúster, cuenta con seis (6) pozos, de los cuales cinco (5) de ellos son productores y uno (1) es inyector. Su producción diaria, es de alrededor de 6.000 STB por día, con una gravedad API de 18°.

Como mecanismo de recuperación primaria, utilizan sistemas de levantamiento artificial, por medio de bombas electrosumergibles (ESP), con un rango de potencia, entre 250 y 300 HP y un promedio de Runlife de 1202 días. Dentro de los equipos de superficie, se encuentran los sistemas de generación del clúster, mediante generadores Diésel de 500 KW de potencia cada uno. Adicionalmente, cada pozo cuenta con un Variador de frecuencia (VSD), el cual permite modificar la velocidad del motor de fondo, dependiendo las características del yacimiento, fluido entre otros. De igual forma, el clúster cuenta con transformadores elevadores (Step Up Transformer) y transformadores hexafásicos, para mitigar los armónicos.

1.11 MAPA TEMÁTICO SOLAR-GLP DE COLOMBIA

A continuación, se plasma un Mapa temático, en donde se podrá analizar los sectores con mayor radiación solar en el país y los principales centros de acopio de GLP. Gracias a las radiaciones solares de Colombia, cabe mencionar, que la latitud en la que se encuentra el país, determina la intensidad de rayos electromagnéticos, potenciales para el uso en tecnologías fotovoltaicas. Al estar más cerca de la línea del Ecuador, mayor será el ángulo de la luz incidente sobre la superficie y por lo tanto hay mayor irradiancia.

Esto con el objetivo, de poder determinar zonas claves para la implementación del Sistema Híbrido Solar-GLP. Por otra parte, Colombia cuenta con una única línea para el transporte de GLP, este propanoducto, es exclusivo para llevar el combustible desde la refinería de Barrancabermeja y Puerto Salgar hasta la terminal de Mansanilla en Facatativá, Cundinamarca. Adicionalmente, el país cuenta con una red de poliductos de 3.106,5 kilómetros de longitud. Esta línea conecta la estación de Puerto Salgar en el Magdalena Medio, hasta Yumbo en el Valle del Cauca.

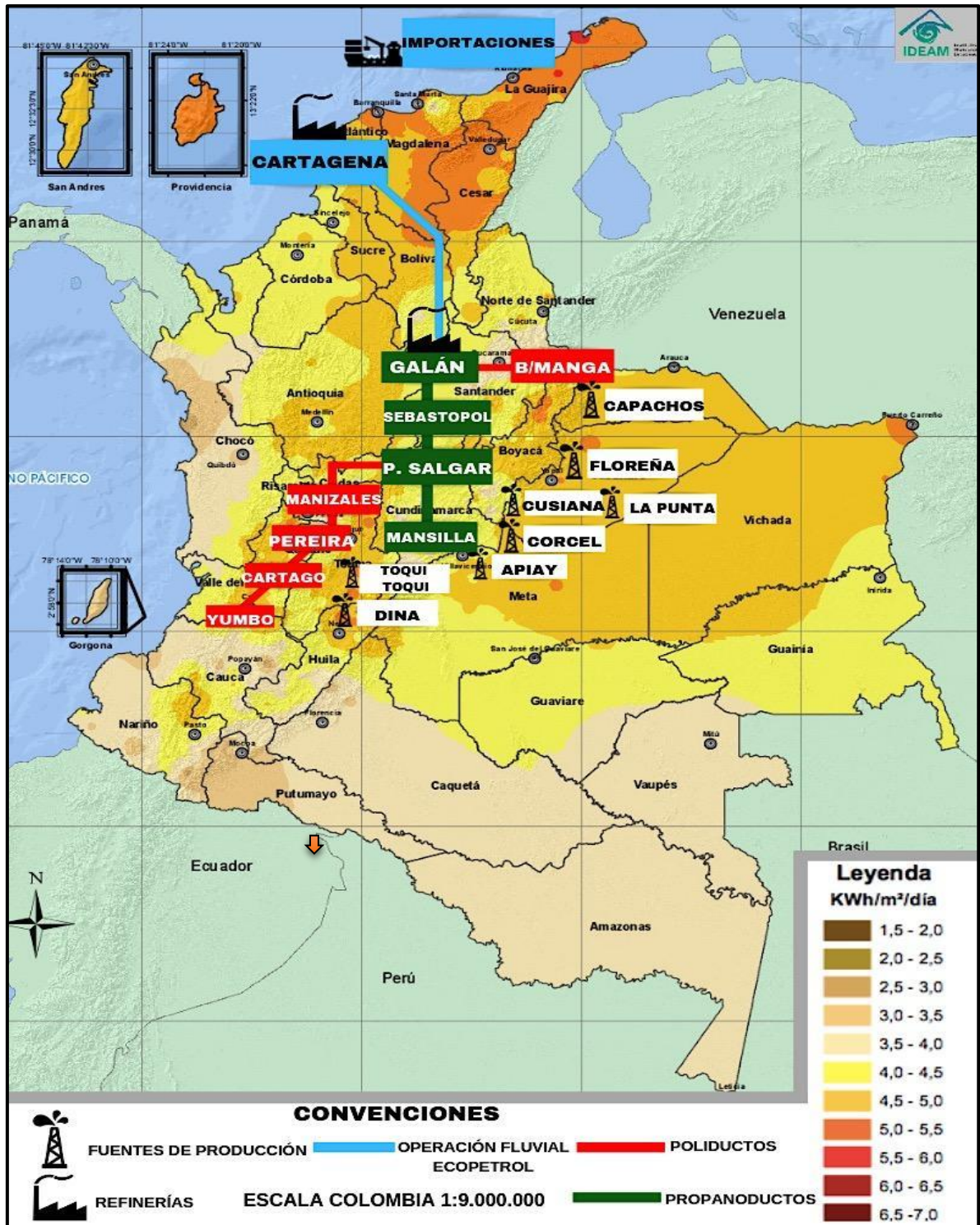
De igual forma, en el oriente colombiano, por el poliducto Galán, abastece departamentos como Santander y Cesar. También, el Río Magdalena, es usado como un mecanismo para transportar el GLP proveniente ya sea de la Refinería de Cartagena, GLP importado o combustible que será exportado en la Refinería de Barrancabermeja. Opón nombre de la terminal fluvial, recibe y entrega GLP, butanos y propilenos entre las dos refinerías mencionadas anteriormente. En promedio, Opón, tiene una capacidad de transportar fluvialmente 14.000 barriles al mes.

Por otro lado, se encuentran los campos productores de GLP, mediante el proceso de secado de gas. Dentro de los principales campos, se encuentran Campo Floreña, Capachos, Cusiana, Apiay, La Punta, Corcel, Toqui Toqui y Dina, los cuales tienen un potencial de producción que incentiva el desarrollo para elevar la oferta del GLP en el país. La limitante de la producción de este combustible, a través del secado del GN, es que no cuentan con líneas de transporte (poliductos, propanoductos). El energético es retirado por medio de carro tanques, los cuales distribuyen el combustible a plantas de almacenamiento, centros de acopio y envasado, o en tanques estacionarios para los usuarios finales.

Según Ricardo Ramírez de la UPME¹⁷, las líneas de transporte del GLP en el país están siendo subutilizadas, al distribuir este energético por medio de carro tanques. Método que es ineficiente por el tiempo de entrega y el costo adicional por transporte. La suficiencia que se tiene en las líneas de propanoductos y poliductos, abastecen y garantizan la entrega en promedio de 7.000 BPD en tramos desde Salgar hasta Yumbo. Solo hasta el año 2033, se estima que los 12.000 BPD de capacidad en el tramo Galán- Sebastopol deban ser ampliados para suplir la demanda. **(Ver Figura 3)**

¹⁷ RAMIREZ, Ricardo. AVANCES DEL PLAN INDICATIVO DE ABASTECIMIENTO DE GLP. 2018. [revisado Febrero 2019]. Disponible en: <http://www.gasnova.co/wp-content/uploads/2018/08/Plan-de-abastecimiento-GLP-UPME.pdf>

Figura 3. Mapa Temático de Colombia con los principales puntos de acopio de GLP y radiación solar.



Fuente: Elaboración propia con base en Mapa de Radiación UPME. 2019

2. METODOLOGÍA

En el presente capítulo, se explicará detalladamente como se llevará a cabo el proceso metodológico del proyecto investigativo. Primeramente, se decidió realizar un diagrama de procesos (**Ver Gráfica 6**) en el cual, se resaltan los procedimientos más importantes, los cuales hacen alusión al cumplimiento de los objetivos específicos de la investigación. Éstos están numerados uno a uno, posteriormente se procederá a explicarlos.

Dentro de los principales procedimientos está en primera instancia, la identificación y creación del mapa temático, que podrá encontrarse en la sección 2.1 de este capítulo. Seguido de este objetivo, se encuentra la recolección de información del Clúster PS1, que podrá ser evidenciado en la sección 2.2 de la metodología.

En este numeral 2.2, se desglosan los diferentes procedimientos a tener en cuenta, como son la clasificación y selección de la información obtenida, este se podrá encontrar en el numeral 2.2.1 de este capítulo.

Continuando con la metodología propuesta, el numeral 2.2.2 analiza la potencia requerida en condiciones de operación y carga máxima. Enseguida, se explica cómo se realizarán las simulaciones de perfiles de radiación y producción eléctrica FV para el Clúster PS1 (numeral 2.2.3)

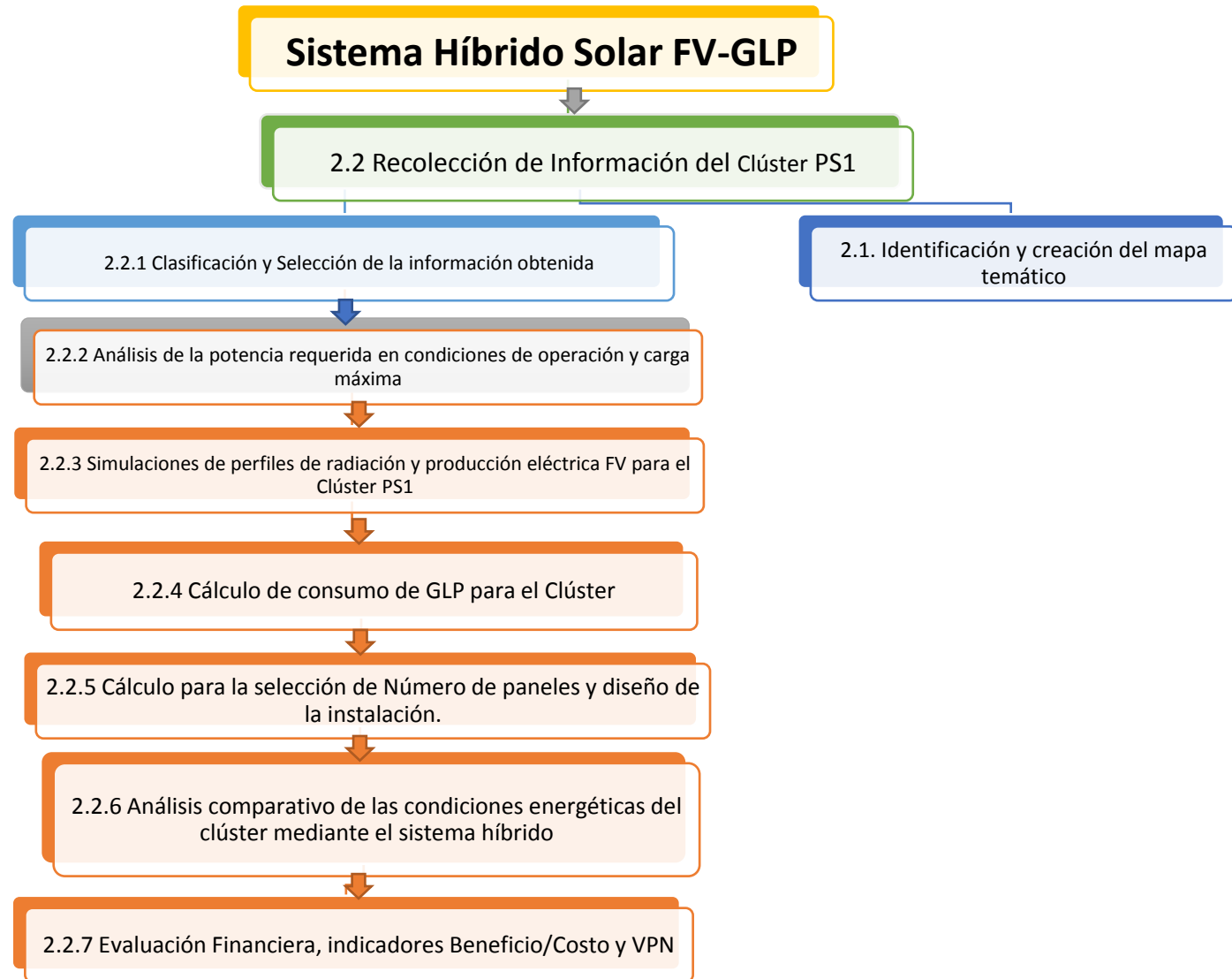
Sobre el proceso de cálculo del consumo de GLP para el Clúster, podrá evidenciarse en la sección 2.2.4.

Ya cumpliendo con el procedimiento anterior, se procederá al cálculo y selección de número de paneles para la instalación en la locación, hallado en el numeral 2.2.5 del presente capítulo.

Seguido de esto, se procederá a realizar la explicación del procedimiento para el análisis comparativo de las condiciones energéticas del clúster mediante el sistema híbrido (ver sección 2.2.6)

Por último en el numeral 2.2.7, se explicará la evaluación financiera con los indicadores de beneficio/costo y la tasa interna de retorno.

Gráfica 6. Metodología del Proyecto Investigativo



Fuente: Elaboración propia con base en a en el análisis del proyecto investigativo. 2019.

Para el presente estudio investigativo, se realizó la metodología del diagrama de flujo, donde los pasos descritos en el gráfico anterior, se explicarán uno a uno para sustentar el desarrollo del estudio.

2.1 IDENTIFICACIÓN Y CREACIÓN DEL MAPA TEMÁTICO

Este mapa, mostrará los principales puntos de radiación solar en el país y sectores de acopio de GLP, se construyó mediante la información de radiación solar del IDEAM (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales).

Como fuente investigativa en el país, el IDEAM, es el ente que se encarga de recopilar la información suministrada con instrumentos, como heliógrafos Campbell-Stoke, que toman variables de temperatura, humedad, radiación y brillo solar. Se cuenta con 600 estaciones radiométricas terrestres, que contribuyen con las estimaciones de potencial solar en el país.

Por medio del modelo, Ångström-Prescott, se logró predecir la radiación solar global, teniendo en cuenta la nubosidad, la temperatura y el brillo solar. De esta manera, se generaron promedios de irradiancia mensuales, y la elaboración de la serie de mapas, como radiación UV, Brillo solar, Ozono, entre otros, del Ideam.¹⁸

Para el mapa, se tomó la radiación global horizontal promedio anual, de igual forma en él, se podrá encontrar la radiación solar mes a mes, en donde se evidencia los cambios en la irradiación por efectos meteorológicos.

Con la radiación del país, se identifica primeramente el Clúster PS1, el cual está ubicado en el departamento del Putumayo, limitando con el Ecuador. El clúster, se demarcó con una flecha naranja para fácil identificación, de igual forma, se evidencia la radiación promedio anual para la locación de estudio¹⁹.

Continuando con la elaboración del mapa, se determinaron los principales puntos de acopio, mediante la información de GASNOVA, en el marco del primer congreso de GLP, donde se evidencia que el país cuenta con poliductos, propanoductos y campos productores de gas. Éstos, fueron plasmados de acuerdo a las convenciones del Mapa.

Por último, se diseñó el mapa en Canvas, implementando la información recolectada, para posteriormente, usar este mapa como medio de información para la implementación de sistemas que usen fuentes no convencionales o sistemas híbridos.

¹⁸ ATLAS DE RADIACIÓN SOLAR, ULTRAVIOLETA Y OZONO DE COLOMBIA. IDEAM. [revisado 20 de Octubre 2019]

¹⁹ Ver Mapa Temático de Colombia con los principales puntos de acopio de GLP y radiación solar.

2.2 RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN DEL CLÚSTER PS1

Para la recolección de la información, se le solicitó a la compañía los parámetros eléctricos de los equipos de fondo y superficie, al igual que los datos de producción del Clúster con sus respectivas propiedades de fluido. De igual forma, información de la ubicación, el manual de operaciones de la locación, las operaciones que realizan en el clúster y su mantenimiento. A su vez, las limitaciones y potenciales que tienen los pozos para prever futuras necesidades.

2.2.1 Clasificación y selección de la información obtenida En este punto, se realizó la recopilación de la información del Clúster PS1. En el cual, se seleccionaron 6 (seis) pozos, con sus propiedades respectivas. **(Ver Tabla 2)**

Tabla 2. Datos de producción del Clúster PS1

DATOS PRODUCCIÓN CLÚSTER PS1						
POZO	BOPD	BWPD	GAS MSCG	LIQUID STB	BSW %	GOR SCF/ST B
PS-13	0	0	0	0	0	0
PS-6	199	1002	17	1201	83	87
PS-15	305	1329	39	1633	81	129
PS-17	566	798	35	1364	59	62
PS-26	304	1218	32	1522	80	103
PS-28	272	2	25	275	1	92
TOTAL	1646	4349	148	5995		

Fuente: Elaboración propia con base en datos de Gran Tierra Energy.2019.

El Clúster PS1, produce en promedio 1.646 BOPD, su porcentaje de sedimentos (BS&W) es variable, abarcando valores desde 1% a 83%. Adicionalmente, los pozos del Clúster PS1, aportan gas. Cabe mencionar, que el Pozo PS-13 es inyector, por tal razón, no produce fluidos asociados al yacimiento.

De igual forma, para su producción, el Clúster PS1, cuenta con sistemas de levantamiento artificial. En su totalidad, son bombas electrosumergibles, sentadas entre 9.100 ft hasta 10.205 ft de profundidad. El mayor Runlife de una ESP (bomba electrosumergible) para el Clúster, es de 2.242 días.

Por otra parte, para la toma de parámetros eléctricos de los equipos de superficie y de fondo, se obtuvieron mediante predictivos, realizados por el área de mantenimiento y producción de la compañía. En estos predictivos, se analizan las condiciones operativas actuales del Clúster. Como las frecuencias de operación de los equipos, las cargas en porcentaje de los variadores, de los motores y de los transformadores. **(Ver Tabla 3)**

En la **Tabla 3**, se puede analizar que el sistema en promedio opera a una frecuencia de 60.33 Hz. De igual forma, el pozo PS-26 se encuentra al límite de carga de motor, con 99%, indicando que la bomba no puede ser operada a mayor frecuencia, por lo tanto esa sería su frecuencia de operación máxima. Con los datos anteriores, visualizamos el status actual del Clúster y sus condiciones operacionales.

Tabla 3. Predictivos Clúster PS1

POZO	FREC. OPERAC	FREC. MAX	CARGAS EQUIPOS		
	Hz	Hz	PORCENTAJE DE CARGA VSD %	PORCENTAJE DE CARGA MOTOR %	PORCENTAJE DE CARGA SUT %
PS-6	60	60	83%	79%	82%
PS-15	62.5	63	95%	73%	94%
PS-17	62.5	62.5	49%	57%	47%
PS-26	62	64	88%	99%	84%
PS-28	59	60	44%	60%	43%

Fuente: Elaboración propia con base en datos de Gran Tierra Energy.2019.

Por otra parte, los variadores, que hacen parte de los equipos de superficie, son programados a las condiciones de los motores de las ESP. Parámetros como corriente límite, tiempo de aceleración, amperaje por baja carga, protección por baja presión de entrada de la bomba o por protección a alta temperatura del motor, frecuencia de arranque, máxima y mínima frecuencia, son factores que se ven reflejados en la **Tabla 4**, toda la información recopilada es con el fin de analizar condiciones actuales operativas del Clúster. **(Ver ANEXO A)**

Tabla 4. Parámetros Variadores de Frecuencia

POZO	MARCA EQUIPO FONDO	MODELO VSD	POTENCIA VSD (KVA)	FRECUENCIA DE ARRANQUE	MÁXIMA FRECUENCIA	MÍNIMA FRECUENCIA
CHB-09	BAKER HUGHES	2250-4-GCS-12P	260	10	60	35
CHB-10	BAKER HUGHES	2250-4-GCS-12P	260	10	63	35
CHB-14	BAKER HUGHES	4500-4-ADV-12P	519	10	61.5	35
CHB-15	BAKER HUGHES	2250-4-GCS-12P	519	10	63	35
CHB-16	BAKER HUGHES	4500-4-ADV-12P	519	10	59	35

Fuente: Elaboración propia con base en datos de Gran Tierra Energy.2019.

De igual forma, el Clúster cuenta con cinco transformadores SUT y cinco hexafásicos de 260 KVA a 528 KVA de potencia, para regular las cargas que le son suministradas por los generadores del Clúster. Éstos a su vez, son dos generadores de 436 KW y tres de 500 KW como suministro y respaldo energético para toda la locación.

2.2.2 Potencia requerida en condiciones de operación y carga máxima Para determinar el mínimo consumo con las cargas nominales del sistema, se recolectó la información de los componentes con sus cargas nominales.

En la tabla mostrada a continuación (**Ver Tabla 5**), se podrá analizar la información correspondiente a los valores de placa de los componentes del sistema, para posteriormente hallar la demanda energética de las bombas electrosumergibles. Cada una, correspondiente con sus especificaciones de placa, potencias y voltajes nominales. Al ser los motores de las bombas de tipo asíncrono, es decir, que su rotor gira a una velocidad diferente a la del campo magnético del estator, se tomó como factor de potencia 0.85²⁰, factor considerado para estos tipos de motores. Se hallan los KVA inductivos, teniendo en cuenta el voltaje y amperaje del motor de placa.

Tabla 5. Especificaciones Clúster PS1

ESPECIFICACIONES ALS CLÚSTER PS1					
POZO	RUN LIFE	HP	kW	VOL	AMP
PS-6	2242	300	224	2440	88
PS-15	1849	250	186	2540	84
PS-17	831	250	186	1900	98
PS-26	633	250	186	1405	108
PS-28	455	300	224	2540	84
Tablero de químicos	-	-	-	-	-
Tablero de distribución 1.1	-	-	-	-	-
Tablero de distribución 1.2	-	-	-	-	-
Tablero de distribución 2.1	-	-	-	-	-
TOTAL					

Fuente: Elaboración propia con base en el consumo eléctrico del Clúster PS1. 2019.

También se incluye el Runlife de las bombas para evidenciar si hubo en el clúster intervenciones, por parte del grupo de ingeniería para realizar un workover y correr una nueva bomba.

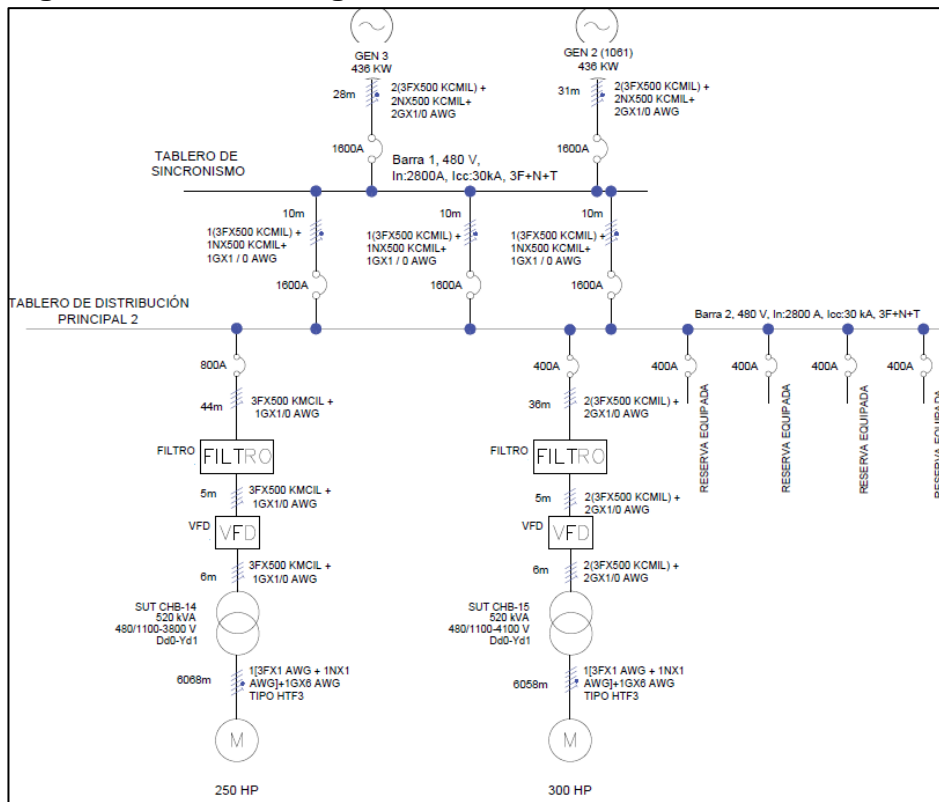
Los caballos de potencia de todas las bombas, están entre 300 HP y 250 HP. También existen los tableros de distribución que se pueden ver en el diagrama

²⁰ Lazarov V., Bochev, Ivan. Nottton Gilles, Z. Zarkov, Hybrid Power Systems with Renewable Energy Sources – Types, Structures, Trends for Research and Development. En línea. Bulgaria. 15-16 de Septiembre 2005. [revisado 1 de Mayo 2019]. Disponible en Internet: https://www.researchgate.net/publication/236012467_Hybrid_Power_Systems_with_Renewable_Energy_Sources_-_Types_Structures_Trends_for_Research_and_Development

unifilar, solicitado a la compañía, en donde cada uno de los componentes pertenecientes al sistema, se encuentran plasmados con la cantidad de energía que producen y/o demandan. Entre ellos, están los generadores de potencia, de 500 KW cada uno por pozo, también los variadores de frecuencia, los tableros de distribución y las bombas electrosumergibles.

En la siguiente figura se plasmará una sección del diagrama unifilar, que por motivos de confidencialidad con la compañía, se han mantenido en total reserva los nombres de los pozos y su distribución en el Clúster. **(Ver Figura 4)**

Figura 4. Sección diagrama unifilar del Clúster PS1.



Fuente: Gran tierra Energy.2019

Ya conociendo, los predictivos del clúster y especificaciones de los equipos de superficie y fondo, al igual que los parámetros de entrada, se procedió a solicitar el histórico de cargas para evaluar el comportamiento de demanda energética en un periodo de tiempo.

Tabla 6. Consumo PS1 Febrero 2019

DÍA	Consumo Febrero KWh
1	31.384
2	27.261
3	24.108
4	27.070
5	34.045
6	23.055
7	26.316
8	28.933
9	33.442
10	24.815
11	33.396
12	27.796
13	22.528
14	6.930
15	11.446
16	26.051
17	32.404
18	31.448
19	32.003
20	24.790
21	27.751
22	30.744
23	30.214
24	26.841
25	30.698
26	30.300
27	31.191
28	22.315
29	
30	
31	

Fuente: **Gran tierra energy.2019**

Esta información, representa el comportamiento operacional durante un día, en los meses respectivos. Se podrá visualizar de la siguiente manera **(Ver Tabla 6)**

En la Tabla 6, se podrá obtener el consumo diario del clúster PS1 en el mes de Febrero. Esto con el objetivo de realizar una estimación y consolidación de la demanda energética. Desde Febrero hasta Junio del presente año se recolectó la información diariamente para determinar el comportamiento energético del sistema.

De igual forma, se realiza para cada uno de los meses, como es plasmado en la tabla en mención. Para visualizar los 5 (cinco) meses de manera global, la información tabulada se representa mediante el gráfico mostrado a continuación. En él, se podrá visualizar el consumo total mensual. **(Ver Gráfica 7)**

De esta forma, se evidenciará cuánto es el consumo mensual del Clúster PS1, desde Febrero a Junio, y se procederá a analizar los factores variables en el cambio de comportamiento de la demanda.

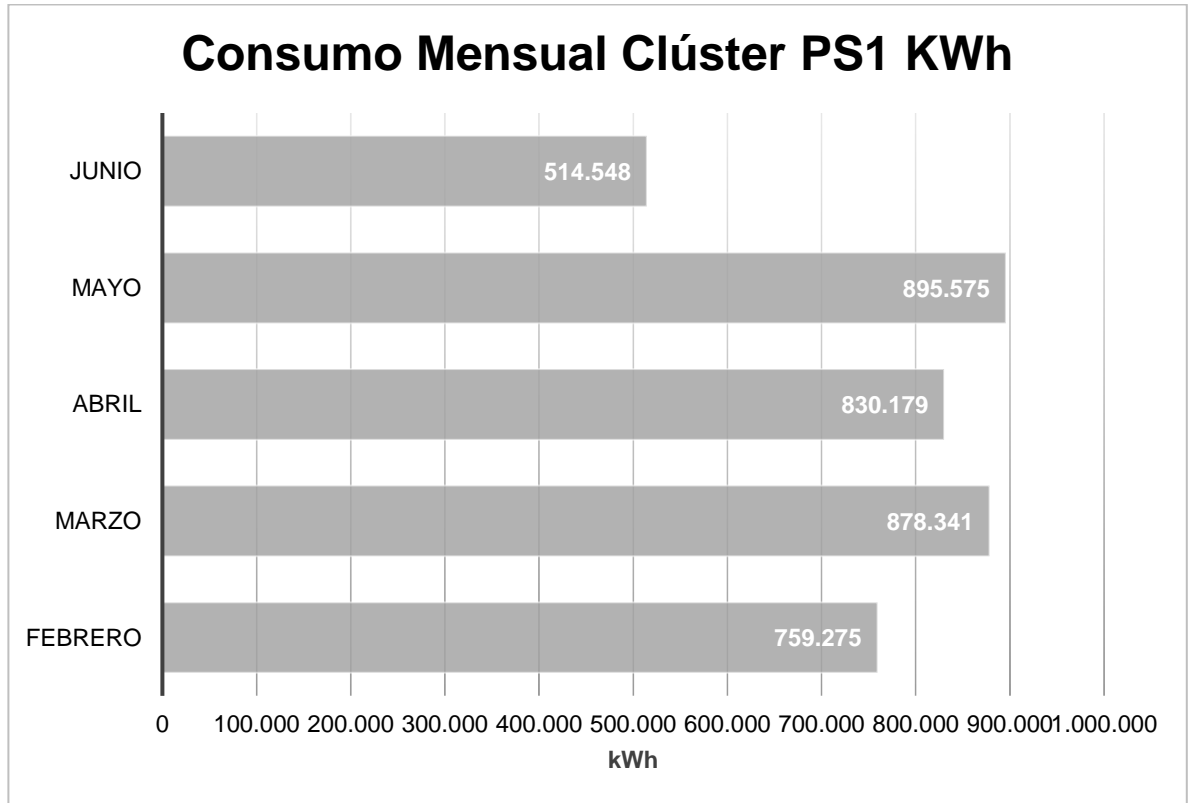
Seguido de esto, se determinará cuánto es el promedio de consumo mensual y diario, así como la demanda máxima y mínima alcanzada. Este procedimiento, se realizará para cada uno de los meses.

Después de obtener lo anteriormente mencionado, se estimará el consumo por hora, basándonos del consumo total diario.

Al tener tabulado, estos valores, se procederá a representarlo de manera gráfica un día (hora a hora) en el mes correspondiente y también el comportamiento mensual (día a día), para mejor entendimiento. De igual forma, poder determinar los picos de consumo, en los que el sistema requeriría de mayor energía.

Ya conociendo el pico de consumo máximo, se podrá determinar la potencia requerida a condiciones de carga máxima.

Gráfica 7. Histórico de Consumo Clúster PS1



Fuente: Elaboración propia con base en datos de Gran Tierra Energy.2019.

En esta gráfica se evidencia netamente lo recopilado en las tablas mes a mes del histórico de consumo del Clúster PS1.

2.2.3 Descripción de las simulaciones de perfiles de radiación y producción eléctrica FV para el clúster PS1 Para las simulaciones se utiliza como se vio anteriormente, el pico máximo mensual, de esta manera se respaldará que el sistema brinde la potencia requerida en cualquiera de los escenarios, de acuerdo a su comportamiento histórico.

Para determinar la producción fotovoltaica de la zona donde está ubicado el Clúster PS1, se realizaron los cálculos de Irradiación, por medio del Software SOLARGIS, el cual es una base de datos climáticos de alta resolución operada por Solargis s.r.o. Las capas de información incluyen la radiación solar, la temperatura ambiente y datos del terreno (altura y horizonte).

La radiación es obtenida a partir de los datos atmosféricos y datos de satélite de Meteosat PRIME satélite (© EUMETSAT, Alemania) 1994 - 2015, el cual arroja los valores de 15 minutos o 30 minutos para Europa, África y Oriente Medio. Meteosat IODC satélite (© EUMETSAT, Alemania) 1999 - 2015, arroja cada 30 minutos los valores para Asia, GOES EAST satélite (© NOAA, USA) 1999 - 2015, actualiza cada

30 minutos los valores de América y GOES WEST satélite (© NOAA, USA) 1999 - 2015, de igual forma provee cada 30 minutos, los valores de América y Pacífico.

Es menester mencionar, que los datos plasmados para este estudio, son exclusivos para el clúster PS1. En la información de entrada del software, se ingresaron las coordenadas de la locación, potencia instalada, tipo de módulos fotovoltaico, estructura del sistema FV, las condiciones del terreno y pérdidas DC/AC del sistema. En la siguiente **Figura 5**, se resaltarán en color rojo, los datos de entrada para el cálculo de irradiancia global, difusa y la producción fotovoltaica.

En el numeral 1, el software requiere la potencia instalada en kWp, la cual se halló con la metodología de la anterior sección.

Figura 5. Datos de entrada SOLARGIS

PV system

1 Installed power (kWp): 1700

2 Type of modules: crystalline silicon (c-Si)

3 Inverter Euro efficiency (%): 97.5

4 Other DC/AC losses (%): 5.5 / 1.5

5 Availability (%): 99

6 Mounting system: Fixed free standing 1 angle

7 Azimuth (°): 180 S

8 Inclination (°): 3

optimize

Calculate

Under the Hood

Fuente: SOLARGIS. PV Planner. 2019

Para el segundo dato de entrada, el software permite elegir entre diferentes módulos fotovoltaicos, el Silicio, al ser el elemento más abundante en la tierra, siguiente del oxígeno, es el material más empleado para la construcción de las células fotovoltaicas.

Dentro de las opciones de SOLARGIS, se encuentran las células monocristalinas de silicio, las policristalinas y las amorfas. En la siguiente **Tabla 7**, se podrá analizar la diferencia de cada uno de los módulos.

Tabla 7. Principales tipos de células solares

TIPO DE CÉLULA	RENDIMIENTO	CARACTERÍSTICAS
Monocristalino	15% - 18%	<ul style="list-style-type: none"> ○ Cristal único ○ Buen rendimiento ○ Color azul homogéneo
Policristalino	12% - 14%	<ul style="list-style-type: none"> ○ Diferentes cristales elementales ○ Precio competitivo ○ Diferentes tonalidades de azul
Amorfo	< 10%	<ul style="list-style-type: none"> ○ Capa delgada ○ Células flexibles en forma de láminas ○ Color café homogéneo

Fuente: Elaboración propia con base en PERALES, Tomás. Guía del instalador de energías renovables. México: Limusa, 2007, p. 52.

Por otro lado, se encuentra en menor escala, el Arseniuro de galio, el cual posee un rendimiento energético superior al 25%²¹. Es un material limitado, el cual se utiliza en zonas donde el recurso solar es bajo y se requiera alta potencia instalada. Su costo es elevado debido a que el proceso de producción no se encuentra tan desarrollado como el del Silicio. También, existen semiconductores como el Telururo de Cadmio y el Sulfuro de Cadmio, los cuales tienen grandes eficiencias, pero a causa de su toxicidad, generan impactos al medio ambiente.

Por lo anterior, se decide elegir un tipo de célula cristalina (c-Si), que es la forma cristalina del silicio, ya sea policristalino o monocristalino.

Para el dato número 3 y 4, son valores recomendados por el software, lo que traducen son las eficiencias promedios del inversor y las pérdidas de DC/AC, estos valores son para calcular la irradiación y producción fotovoltaica, cabe mencionar, que todavía no se ha elegido ningún equipo específico.

²¹ Gómez, Jhonnatan. LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN COLOMBIA: POTENCIALES, ANTECEDENTES Y PERSPECTIVAS. 2017. [revisado Febrero 2019]. Disponible en Internet <https://repository.usta.edu.co/bitstream/handle/11634/10312/Gómez2018.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

En el dato de entrada No. 5, el cual es la disponibilidad del sistema, se pone un 99%, ya que se estima que el proyecto y los componentes del mismo, estarán libres para ser utilizados.

En el numeral 6, el software permite elegir entre diferentes tipos de soporte de módulos, Dependiendo la necesidad y radiación que presente la zona de aplicación, existen: estructuras fijas o seguidores solares.

El primero, es un soporte estático, compuesto de una estructura metálica, orientada al sur y con un ángulo de inclinación, según la latitud de la locación. Lo anterior, con el fin de obtener el máximo aprovechamiento, de la recepción de la irradiación, durante el año. Se debe tener en cuenta, las variaciones estacionales, ya que éstas afectan directamente el rendimiento de los paneles. Esta alternativa, es una solución económica, para plantas pequeñas y medianas, en las cuales, sobredimensionan las instalaciones, para cubrir las potencias requeridas.

De la misma forma, están los seguidores solares, con los que se alcanza un mayor rendimiento, al tener unos ejes sujetos a la estructura del panel, que permiten el seguimiento exacto de los rayos solares. Son recomendables, para zonas de media y alta radiación, puesto que representan de un 15% a 20% más de energía, en seguidores de un eje y de 30% a 35% en seguidores de dos ejes, comparadas con las instalaciones fijas. No obstante, entre más complejo el sistema, su precio y mantenimiento se incrementa, por lo cual, se debe considerar al implementarlo en una planta fotovoltaica.

Debido a esto, se eligió el soporte estático, sin embargo, el software hace al final la comparación con un seguidor solar, para estimar los rendimientos con cada uno de ellos.

Para los datos 7 y 8, el azimuth y los grados de inclinación. Para la ubicación de los paneles, se debe tener en cuenta una locación libre de sombras, algún obstáculo natural o artificial que esté presente entre la trayectoria de la radiación solar y los paneles, no permitirá, el óptimo funcionamiento del módulo. Adicionalmente, si las filas de paneles, se encuentran a cortas distancias, unas con otras, en determinados momentos del año, una fila de éstos, puede generar sombra a la fila posterior.

Para evitar este efecto de sombra, se debe localizar el sur geográfico primeramente y la inclinación requerida, por cada uno de los paneles. También, se debe tener en cuenta, las diferentes épocas del año, porque la trayectoria del sol en los días del solsticio de invierno, las sombras, alcanza mayor longitud, disminuyendo el rendimiento de los módulos.

Es así, como se seleccionaron paneles estáticos de silicio cristalino, un azimuth de 180° hacia el sur y un ángulo de inclinación de 3°. Al calcular con todos los datos de entrada requeridos, se obtuvo la irradiancia en plano horizontal, plano inclinado y la producción fotovoltaica.

Cuando se obtiene la mayor irradiancia diaria promedio, durante cada mes, se procede a hallar el consumo de GLP, el cual es el otro recurso de alimentación al sistema híbrido.

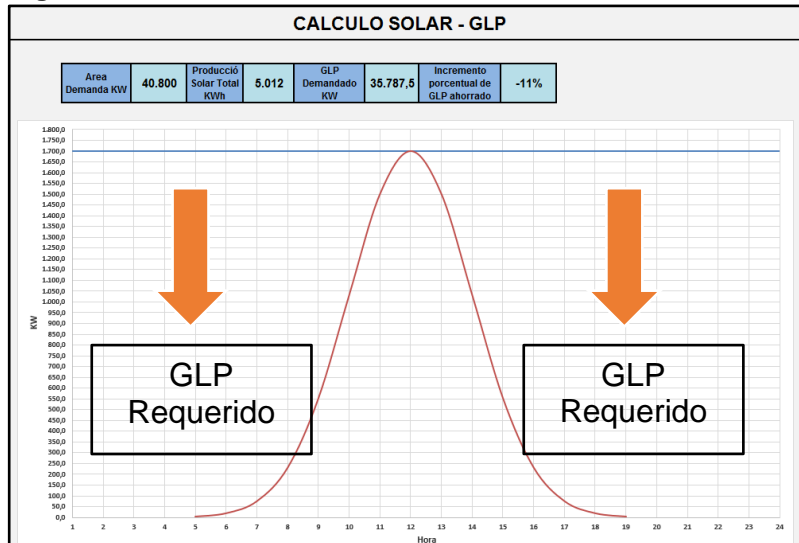
2.2.4 Matriz para el cálculo de consumo de GLP en el clúster PS1 Para el cálculo de consumo de GLP, se utilizó una matriz construida, que tiene en cuenta las horas solar pico del clúster PS1.

Para esta matriz, se construyó una campana de Gauss, por medio de la generación pico del sistema y la distribución normal. Estos valores, son la referencia para la cantidad de GLP necesario para abastecer el Clúster, cuando la radiación generada no sea suficiente.

Dentro de la interfaz de la matriz, se debe ingresar los datos de entrada, los cuales son la demanda energética del Clúster hora a hora en un día promedio, expresada en KW. Estos datos están representados e ingresados en una tabla. Y mediante un gráfico, se reflejan los datos ingresados, los cuales se visualizan en la matriz. Para el caso del Clúster PS1, el sistema va a estar en funcionamiento las 24 horas, es decir, su demanda será constante.

En la línea azul de la **Figura 6**, se puede evidenciar este comportamiento, el valor obtenido se explicará de igual forma en el capítulo siguiente.

Figura 6. Matriz cálculo Solar-GLP



Fuente: Cálculo Solar- GLP.INDEVOS. 2018

Con estos valores, la matriz realiza un comparativo de producción solar para consumo vs la demanda energética requerida. Obteniendo, un área bajo la línea de consumo, señalado con la flecha naranja, la cual será el valor de GLP requerido para suplir la demanda requerida por el clúster.

Es decir, el área que se encuentra entre la curva roja y la demanda del clúster, línea azul, es la cantidad de GLP necesario para abastecer el sistema. Sin embargo, en este punto se deberá corregir la producción solar para consumo hallada con el software SOLARGIS, que tiene en cuenta las coordenadas del clúster PS1, por tal motivo, las condiciones son reales en términos de radiación global y difusa.

El siguiente dato de entrada, es el pico de generación en MW. Éste se calculó en la sección 2.2.2, hallando las potencias requeridas en condiciones de operación y carga máxima, donde se consideró los históricos energéticos del Clúster.

La interfaz se ve de la siguiente manera, (**Ver Figura 7**), el cuadro resaltado de rojo es el valor que se debe ingresar. Los otros datos arrojados, son calculados mediante la información suministrada.

Adicionalmente, se debe ingresar el costo \$/KWh para el GLP, al ser ésta una variable que depende de la oferta y demanda en el mercado.

Figura 7. Interfaz de la Matriz Cálculo Solar- GLP

CALCULO SOLAR - GLP				
Pico Generación		1,00	MW	
				COSTO \$/KWH
				GLP
				CONSUMO PS1
				VENTA A LA RED
	DATOS BASE	DATOS PARA 1 MW		COSTO \$
Potencia Instalada Solar MW	1,70	1	MW	
GLP Demandado KWh	32.279	35.788	KWh/Día	\$ -
Producción solar para consumo	8.521	5.012	KWh/Día	\$ -
Producción solar para venta	0	0	KWh/Día	\$ -
Producción Solar Total	8.521	5.012	KWh/Día	
GLP Ahorrado	0	-3.509	KWh/Día	\$ -
Incremento porcentual de GLP ahorrado	0	-11%		

Fuente: Cálculo Solar- GLP.INDEVOS. 2018

Seguido de ingresar la demanda energética y la cantidad de potencia requerida instalada en la locación, se realizó un análisis de la cantidad de GLP ahorrado por cada MW adicional instalado en el clúster.

2.2.5 Explicación del cálculo para la selección de número de paneles y diseño de la instalación Para el cálculo de la cantidad de paneles que satisfagan la demanda requerida y la potencia instalada, se deben tener en cuenta los siguientes datos. **(Ver Tabla 8)**

Tabla 8. Datos para el cálculo de número de paneles

DATOS PARA EL CÁLCULO DEL SISTEMA			
Datos requeridos	VALOR	UNIDAD	VARIABLE
Tensión del sistema	49,20	Vcc	VS
Tensión nominal del módulo (Vmp)	40,20	Vcc	VM
Corriente media del módulo (Imp)	9,83	A	CM
Corriente de Corto Circuito del Módulo (Isc)	10,43	A	Isc
Potencia Nominal del Módulo (wp)	400,00	WP	Pn
Consumo total de la instalación (w/día)	40.800.000	Wh	E
Pérdidas totales del sistema	15,00	%	e1
%Profundidad de descarga de la batería	70,00	%	DOD
Días de autonomía de la batería	0,27		A
Irradiancia de diferencia	4,61	h.s.p.	G
%Energía fotovoltaica	12,74	%	E%

Fuente: Cálculos Instalación Solar Fotovoltaica.INDEVOS. 2018

Primero se seleccionó un tipo de módulo para la locación, con potencia nominal de 400 W, debido a que la cantidad de energía necesaria para el funcionamiento del Clúster, es bastante alta. Este panel monocristalino lo produce LG, las especificaciones técnicas se evidencian en la tabla anterior, como tensión nominal, corriente media del módulo, la potencia nominal del módulo. Dentro de la ficha técnica también se encuentra la configuración de las celdas, para este caso son 72 celdas solares en cada panel y la eficiencia del módulo es del 19.1%.

De igual forma, se ingresa el consumo total de la instalación, 40.800.000 Wh, tomados del requerimiento hora a hora en un día promedio, este valor se estimará en el siguiente capítulo, el cual dependerá de los casos y escenarios formulados. También las pérdidas totales del sistema, halladas en el numeral anterior mediante Solargis.

La irradiancia solar de diferencia, la cual es la radiación global promedio en un día al año, que fue de 4.61KWh/m² y por último el porcentaje de energía solar fotovoltaica, hallada por la relación Solar-GLP de la matriz anterior. A continuación se ilustra el panel seleccionado. **(Ver Figura 8)**

Figura 8. Panel LG 400W



Fuente: LG Business Solutions. 400N2W. 2019. Disponible en Internet <http://bit.ly/LGPANEL400W>

Seguido de tener los datos y especificaciones técnicas, se utiliza la siguiente ecuación.

Ecuación 1. Cálculo No. de paneles

$$\#P = \frac{\%Energía\ fotovoltaica * Consumo\ total\ de\ la\ instalación * Perdas\ del\ sistema}{Irradiancia\ de\ diferencia * Corriente\ media\ del\ módulo * tensión\ nominal}$$

Fuente: CÁLCULOS ISFV.INDEVOS. 2018

Donde cada uno de estos valores, se encuentran en la **Tabla 8**, y el resultado es exclusivamente para considerar una demanda con paneles de 400 W.

Para el diseño de la instalación, se halló un factor de seguridad acorde para el proyecto, en el que se garantice la confiabilidad de entrega de energía para el funcionamiento del Clúster PS1.

Por lo tanto, se hallaron los porcentajes obtenidos por encima de la potencia nominal instalada de la locación. Seguido de esto, se representó de manera gráfica los porcentajes de energía solar y consumo de GLP para cada potencia instalada.

De esta manera, se elige los escenarios más convenientes para analizar financieramente en el proyecto y así obtener la viabilidad económica del sistema híbrido.

2.2.6. Metodología del análisis comparativo de las condiciones energéticas del clúster mediante el sistema híbrido Para realizar el comparativo de los dos sistemas, el sistema Diésel que opera actualmente y el sistema híbrido solar GLP, diseñado para las condiciones actuales del Clúster PS1, se realizó un análisis de mercado del sector GLP.

Mediante la empresa COLGAS, se obtuvieron los precios del combustible líquido puesto en sitio y los equipos requeridos como el tanque de almacenamiento de GLP, con capacidad de 20.000 galones, que garantizan una autonomía de 8 días de operación. Suministro cada 6 días del volumen requerido, instalación del sistema de vaporización artificial y redes de interconexión para garantizar la presión y caudal del sistema sin depender de la temperatura ambiente y con bajos niveles de gas GLP en el tanque. De igual forma, el grupo de electrógenos a gas turbo prime, los cuales son equipos de fácil movilización, ubicados sobre Skid y cabinados para fácil manipulación durante la movilización.

Considerando todos los equipos requeridos para poner en marcha la operación del Clúster PS1, se realiza un comparativo de los costos para los escenarios máximos y mínimos de operación considerando el sistema híbrido solar y GLP, como también la demanda alimentada mediante GLP únicamente.

Para hallar los KWh de los escenarios anteriormente mencionados, se tiene en cuenta el poder calorífico del GLP y del Diésel. De igual forma, se considera una eficiencia de los generadores del 32%²².

Estos escenarios serán evidenciados en la sección 3.2.6. , donde el cotejo de los sistemas se hizo analizando los costos y el precio (\$) del KWh.

2.2.7 Evaluación financiera Para esta sección se analizará la viabilidad económica del proyecto mediante el indicador beneficio/costo y el valor presente neto.

Los escenarios que se evaluarán, son el caso de generación actual, es decir, el sistema alimentado por diésel. El segundo escenario, es el sistema alimentado en su totalidad por GLP en condiciones máximas de 40.8 MW y mínimas de 38.4 MW.

Y por último, evaluar los escenarios del sistema híbrido en condiciones de 40.8 MW y 38.4 MW.

²² SIERRA, Fabio. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD CON EL OBJETIVO DE EVALUAR EN LA PRÁCTICA LA INICIATIVA DE NEGOCIO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON MOTORES QUE UTILIZAN GLP COMO COMBUSTIBLE. 2014. [revisado octubre 2019]

Para el sistema híbrido solar fotovoltaico y GLP, se hallan los costos de la tecnología solar fotovoltaica, por medio de los proveedores (INEL) de los equipos, se obtienen los precios y costos de los paneles, inversores, cableado, baterías, obras civiles y eléctricas, entre otros. Lo anterior, se consideraría la inversión del proyecto.

De igual forma, se hallan los ingresos para el Clúster PS1, los cuales se toma como la producción promedio anual. Como el proyecto se desarrollará en un horizonte de 10 años, se tiene en cuenta la tasa de declinación anual proporcionada por la compañía. Con el factor de declinación, se halla la producción estimada dentro de los siguientes 10 años.

Seguido de esto, se realizan las estimaciones de los costos operativos. Los cuales se calcularon en la sección 3.2.6 tanto para el diésel como para el GLP.

Es menester mencionar que los valores reportados en el flujo de caja están en dólares y equivalen a un año de operación. Los impuestos aplicados para el proyecto son la renta del 33%, que grava las utilidades derivadas de las operaciones ordinarias de la empresa.

Y las regalías, las cuales son las contraprestaciones económicas del estado por explotación a los recursos naturales no renovables. Para este caso, es del 8%²³ mensual de la producción.

Para obtener el VPN y el indicador beneficio/costo del proyecto, se calcula el flujo de caja libre, teniendo en cuenta los ingresos, costos de operación, los impuestos y regalías. Para el caso del sistema híbrido, se tiene en cuenta el costo de inversión del proyecto.

Por otro lado, existen los beneficios tributarios contemplados en la ley 1715 de 2014 para los proyectos de energía solar en Colombia, los cuales son la exclusión de IVA, la exención de pago de derechos arancelarios de importación, la depreciación acelerada de activos hasta una tasa anual global del veinte por ciento (20%) y deducción de renta del 50% del valor de la inversión en el desarrollo de fuentes no convencionales de energía dentro de los 5 años a partir de la puesta en marcha del proyecto.

Estos incentivos descritos anteriormente, no serán aplicados al análisis económico. No obstante, para el caso de la ejecución del mismo, se deberán tener en cuenta para acrecentar la viabilidad de la sustitución del sistema de generación.

²³ Ley 756 de 2002

3. ANÁLISIS Y RESULTADOS

En este capítulo, se podrá evidenciar los resultados de la metodología escogida para este estudio. De igual forma, será desglosado cada numeral del procedimiento del capítulo anterior, con el fin de darle continuidad al desarrollo del mismo.

3.1 MAPA TEMÁTICO

Para el cumplimiento de este objetivo, se llevó a cabo la recolección de la radiación promedio anual para Colombia y los principales centros de acopio de GLP. Por medio del editor Canvas, se realizó el diseño que es mostrado en la sección 1.11 del marco teórico.

En el mapa, se puede observar el gran potencial solar que tiene el país para implementar y acrecentar la canasta energética del país en materia de energías renovables solares. Cabe mencionar que, Colombia cuenta con energía solar como fuente de energía de manera constante, al no experimentar el fenómeno de las estaciones.

Departamentos como la Guajira, muestran un potencial solar diario promedio entre 5,0 y 6,0 kWh/m². Para la ubicación del Clúster PS1, la radiación solar es de las más bajas del país, sin embargo, es mayor a la radiación mundial de países pioneros en implementar celdas solares para el abastecimiento eléctrico.

Para los departamentos como Meta, Vichada, Arauca, Casanare, Huila, los cuales son departamentos con gran actividad extractiva de hidrocarburos, la radiación promedio está en valores entre 4.5 kWh/m²/día y 5.5 kWh/m²/día, abriendo posibilidades de implementar este sistema para clústeres con gran cantidad de demanda energética y que sus costos de levantamiento por barril sean significativos para la operación.

En efecto, el reto principal para el país, en materia de confiabilidad del GLP para garantizar el abastecimiento en los diferentes nichos de mercado, y alinearse con los compromisos mundiales, como la reducción de emisiones de dióxido de carbono llevada a cabo en la Conferencia de las Partes 2015 (COP 21), es darles cabida a nuevos proyectos sostenibles. Por medio de energéticos, que en su contenido presentan bajos índices de carbonos, como lo son el Gas licuado de Petróleo, el Gas Natural, y también las energías limpias, como lo son las renovables, permiten ejecutar programas como la sustitución de leña en la cocción de alimentos, el Autogas y la generación eléctrica.

3.2 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECOLECTADA PARA EL CLÚSTER PS1

En este numeral se desarrollará lo expresado en la metodología del capítulo anterior, resaltando los factores más importantes para el estudio y evaluación del proyecto.

3.2.1 Análisis de la clasificación obtenida Al obtener la completa información del Clúster PS1, se procedió a separarla mediante criterios tales como: condiciones operativas, características del Clúster, parámetros de producción y operación, consumos y demanda energética.

Es por esto, que en el capítulo anterior se evidenció la información de producción de los pozos PS-6, PS-15, PS-17, PS-26 y PS-28, los cuales aportan con 1.646 BOPD a la compañía, de igual forma, en el mismo clúster se cuenta con un pozo inyector, el PS-13.

Son pozos, con un bajo índice de falla, al arrojar un Runlife significativo, lo cual indica que las bombas ESP, no presentan fallas en el sistema, aun estando asentadas a una profundidad de 9700 ft en promedio.

Lo anterior, sustenta la capacidad y confiabilidad que deberá tener el sistema híbrido para atender una contingencia en caso de una falla.

De igual forma, en los predictivos del clúster, se evidencia las revoluciones por minuto o frecuencia con que los motores operan, para ello se programa los variadores para no superar los límites operacionales. Es por esto, que se observa que los 5 pozos productores, están operando con una carga por encima del 50% y donde su frecuencia operacional está cerca o al límite de la frecuencia máxima de las ESP.

Con lo anterior, se deduce que las cargas de los equipos al trabajar con altos parámetros, es decir alcanzando sus límites operativos, conduce a que la energía consumida por el clúster, se va a mantener dentro de los rangos y escenarios que se consideraron para el estudio, ya que los equipos están operando a condiciones cercanas o iguales a las máximas.

Por lo cual, el sistema híbrido alimenta las cargas y equipos de la locación con total éxito, generando una confiabilidad en el suministro energético.

3.2.2 Análisis de la potencia requerida en condiciones de operación y carga máxima Al ser el Clúster PS1, una locación que se encuentra en producción de hidrocarburos, la demanda de energía son las 24 horas del día, lo 365 días del año.

De esta forma, se garantiza, la generación diaria máxima del Clúster PS1. Para lo anteriormente descrito, se halla la potencia del Clúster a condiciones nominales de los equipos existentes.

En la **Tabla 5**, del anterior capítulo, se relacionó cada pozo, con su respectivo Runlife, caballos de fuerza y placa del motor de cada ESP. Para el cálculo de la potencia nominal del Clúster PS1, se halló mediante la siguiente ecuación. **(Ver Ecuación 2)**

Ecuación 2. Potencia Motor Inductivo trifásico

$$KW = \frac{I * E * FP * 1.732}{1000}$$

Fuente: **Fórmulas eléctricas, unidades de medición y tablas de consumo eléctrico. CIME.**

En donde I representa la corriente en amperes, E la tensión en Volts y FP el factor de potencia, el cual como se había mencionado anteriormente, para motores inductivos es de 0.85.

Al realizar las operaciones de la ecuación 1, se procede a evaluar la demanda horaria de los equipos pertenecientes al clúster PS1, que es de 24 horas. Por lo tanto, se aplica la siguiente ecuación. **(Ver Ecuación 3)**

Ecuación 3. Cálculo de Potencia eléctrica al día

$$KW/día = KW * horas al día$$

Fuente: **Fórmulas eléctricas, unidades de medición y tablas de consumo eléctrico. CIME.**

Al realizar el factor anteriormente descrito, se obtiene la potencia del Clúster a condiciones nominales. Cabe resaltar, que solo la ecuación 1, aplica para las bombas ESP pertenecientes a los pozos, ya que los tableros de distribución no se multiplican por el factor de potencia.

Es así como se halla el requerimiento total energético del proyecto de estudio. **(Ver Tabla 9).**

Tabla 9. Potencia nominal del Clúster PS1

ESPECIFICACIONES ALS CLÚSTER PS1					
POZO	VOL	AMP	KWh (FP=0.85) INDUCCIÓN	Horas al día	Demanda (kW/ día)
PS-6	2440	88	316	24	7587
PS-15	2540	84	314	24	7539
PS-17	1900	98	274	24	6579
PS-26	1405	108	223	24	5361
PS-28	2540	84	314	24	7539
Tablero de químicos	-	-	3	24	82
Tablero de distribución 1.1	-	-	5	24	115
Tablero de distribución 1.2	-	-	17	24	401
Tablero de distribución 2.1	-	-	7	24	175
TOTAL			1474	24	35377
				MW/día	35,377

Fuente: Elaboración propia basada en el consumo eléctrico del Clúster PS1. 2019.

Como se describió anteriormente, al aplicar las ecuaciones 1 y 2, se obtiene que para poner en funcionamiento la locación se debe generar **35.38 MW** por día, esto en condiciones nominales de los equipos es decir, no operativas, por lo tanto, son valores aproximados al consumo operativo del clúster.

De igual forma, se solicitó el diagrama unifilar del clúster el cual, es una representación gráfica de la instalación eléctrica, para tener conocimiento integral acerca de los suministros de energía eléctrica, circuitos, transformadores, tableros, cargas e instrumentos de medición de la locación, facilitando el análisis de energía nominal requerida para abastecer los sistemas de levantamiento, siendo éstos los principales equipos que demandan energía.

De esta manera, se realizaron los cálculos de consumo energético mensual en condiciones nominales.

Para condiciones operativas, se analizó el histórico de consumo solicitado a la compañía. En la siguiente tabla, se podrá analizar la generación requerida por el clúster durante los dos últimos años, 2017 y 2018. **(Ver Tabla 10)**

En el año 2017, se demandaba al día 16.202 KW en promedio, potencia por debajo de la hallada anteriormente en condiciones nominales. Lo cual obedece a que no todos los pozos en esa fecha estaban activos y a las condiciones máximas o nominales.

Para el año 2018, el promedio operativo en demanda energética asciende a un promedio de 25.438 KW por día, valor que evidencia la puesta en operación de más pozos para el Clúster.

Tabla 10. Consumo histórico Clúster PS1

	Generación 2017 [KWh]	Generación 2018 [KWh]
Ene	434.106,90	652.495,50
Feb	393.668,00	667.988,80
Mar	440.963,60	775.206,10
Abr	493.146,00	775.750,50
May	520.058,20	735.727,90
Jun	472.060,20	826.711,00
Jul	415.208,70	908.213,60
Ago	455.367,80	
Sep	479.591,50	
Oct	634.353,00	
Nov	444.700,80	
Dic	649.701,60	
TOTAL	5.832.926,30	5.342.093,40

Fuente: Elaboración propia basada en el consumo eléctrico del Clúster PS1. 2019.

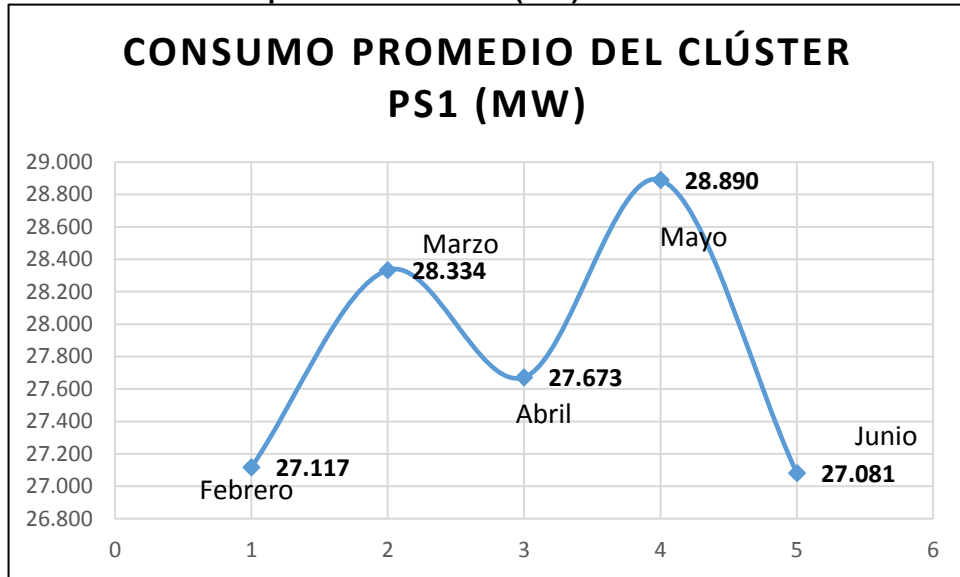
Para el año 2019, se obtuvo las cargas de generación por meses, de Febrero a Junio para determinar las condiciones operativas, a las cuales actualmente el Clúster PS1 opera. Los resultados se dividieron por meses, en los cuales se observaron decrementos abruptos en el consumo energético por falla de los equipos, como también, problemas de orden social en la locación, lo cual impide el funcionamiento correcto de la operación.

En la siguiente **Gráfica 8**, se agruparon los consumos promedios de los meses de Febrero hasta Junio del año 2019, para el Clúster PS1. De lo cual, se obtuvo un consumo promedio de 27.1 MW para el mes de febrero, 28.33 MW para el mes de Marzo, 27.67 MW para el mes de Abril, 28.89 MW para el mes de Mayo y finalmente 27.08 MW para el mes de Junio, siendo este mes, el de menor consumo.

También, en la gráfica, se evidencia que el mes con mayor consumo, fue Mayo, el cuál alcanzo un promedio de 28.89 MW.

Para cada mes mencionado, se realizó el análisis de los consumos máximos y mínimos por día y hora, de igual forma, el promedio de consumo mensual.

Gráfica 8. Consumo promedio eléctrico (MW) del Clúster PS1



Fuente: Elaboración propia basada en el consumo eléctrico del Clúster PS1. 2019.

Los resultados para cada mes se plasmaron de la siguiente forma:

1. Se analizó el consumo día a día al mes, hallando un promedio de consumos en el día, picos máximos y mínimos.
2. Se analizó el consumo por horas, para aproximarse al consumo diario del clúster.
3. Se graficó los dos consumos, tanto mensuales y diarios para observar el comportamiento de la demanda en el clúster.

Para ilustrar el procedimiento, se va a proceder con el mes de mayor consumo y así, evidenciar el procedimiento llevado a cabo.

En la siguiente **Tabla 11**, se observa el consumo eléctrico del mes de Mayo, donde en promedio fue de 28.89 MW/día. Para el evento 1, que está resaltado en la gráfica 9, se puede observar un consumo de 14.217 MW durante dos días, a causa de falla en el sistema. Para el evento 2, se analiza un pico de 39.826 MW, debido al arranque y estabilización de los equipos.

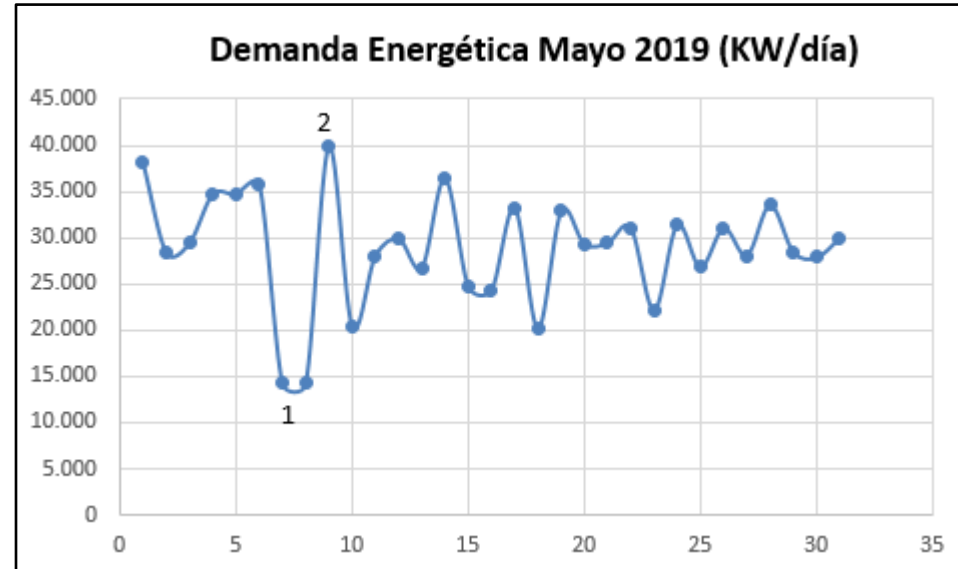
De la misma forma, se realizó este análisis, para los meses de Febrero, Marzo, Abril y Junio.

Tabla 11. Demanda Energética Mayo 2019

DÍA	kWh
1	38.083
2	28.387
3	29.440
4	34.693
5	34.693
6	35.803
7	14.217
8	14.217
9	39.826
10	20.443
11	28.040
12	29.932
13	26.778
14	36.421
15	24.771
16	24.327
17	33.246
18	20.215
19	32.863
20	29.336
21	29.425
22	31.083
23	22.152
24	31.395
25	26.826
26	31.056
27	28.076
28	33.549
29	28.452
30	27.875
31	29.955

Fuente: Elaboración propia con base en el consumo eléctrico del Clúster PS1. 2019.

Gráfica 9. Demanda Energética Mayo 2019

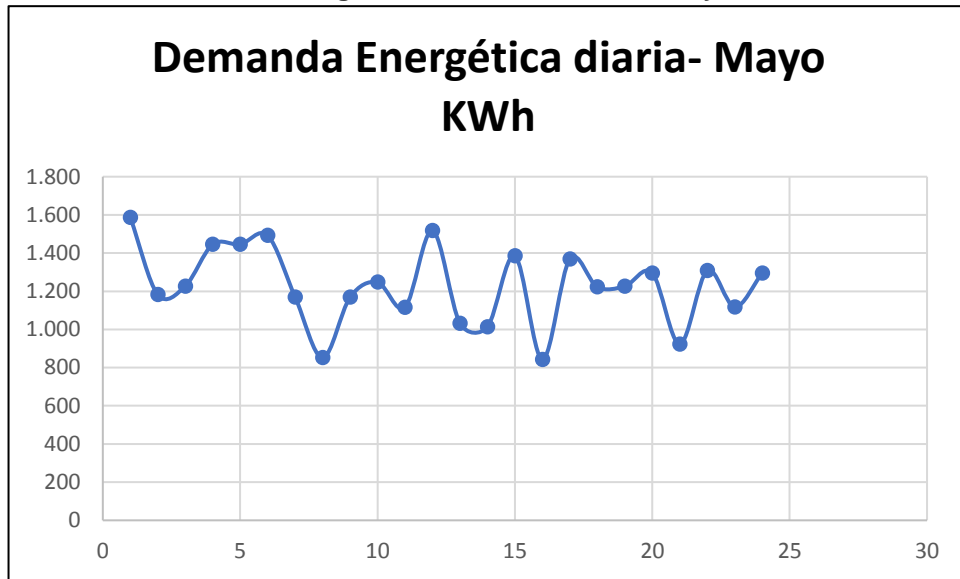


Fuente: Elaboración propia con base en el consumo eléctrico del Clúster PS1. 2019.

Los datos de consumo de la Tabla 11, están representados en la **Gráfica 9**. Con el fin de entender el comportamiento del consumo energético en el mes de Mayo para el clúster PS1.

En la siguiente gráfica, (**Ver Gráfica 10**), como se mencionó anteriormente, se analizó el comportamiento de la demanda, en un día promedio del mes de Mayo. De igual forma, el consumo promedio por hora en el mes de Mayo, fue de 1.202 MW/h.

Gráfica 10. Demanda energética diaria en el mes de Mayo



Fuente: Elaboración propia con base en el consumo eléctrico del Clúster PS1. 2019.

Después de hallar los valores máximos de demanda energética para el clúster PS1, se establecieron tres escenarios para determinar los valores diarios para el sistema híbrido solar- GLP. Los valores descritos a continuación, se determinaron mediante sensibilidades, considerando el valor máximo registrado en el histórico del Clúster, al igual el escenario mínimo, se tomó el mayor valor dentro de los meses reportados y por último para el escenario nominal, se consideró dentro de los valores hallados en la Tabla 9. Lo anterior se puede observar en la siguiente **Tabla 12**.

Tabla 12. Escenarios Demanda Clúster PS1

Caso	Escenario	Demanda diaria kW	Demanda por hora kWh	Producción Eléctrica Mensual Total MWh/día
1	Máximo	39.826	1.700	5,20
2	Mínimo	38.348	1,600	4,90
3	Nominal	35.377	1.500	4,60

Fuente: Elaboración propia con base en el consumo eléctrico del Clúster PS1. 2019.

Por lo tanto el valor para el Caso 1, se consideró tomando el pico máximo, durante los meses analizados, el cual fue el mes de Mayo, con 39.826 MW por día, es decir que el sistema debe satisfacer una carga horaria de **1,700 KWh**.

Para el Caso 2, el sistema debe considerar el suministro de **1,600 KWh**, de igual forma para el Caso 3, con **1,500 KWh** de demanda energética requerida.

Con los anteriores escenarios, se realizó las simulaciones de radiación y producción fotovoltaica.

3.2.3. Simulaciones de perfiles de radiación y producción eléctrica FV para el clúster PS1 Seguido de hallar las potencias requeridas para el sistema, se realiza las simulaciones para determinar la producción fotovoltaica de la zona donde queda ubicado el Clúster PS1.

Se realizaron los cálculos de Irradiación y producción solar, por medio del Software SOLARGIS. Al seleccionar las coordenadas del Clúster PS1, los resultados mostrados a continuación son exclusivos para este caso de estudio. En la información de entrada del software, se ingresaron las coordenadas de la locación, potencia instalada, tipo de módulos fotovoltaico, estructura del sistema FV, las condiciones del terreno y pérdidas DC/AC del sistema. **(Ver Figura 9)**

Figura 9. Datos de entrada SOLARGIS

PV system

Installed power (kWp): 1700

Type of modules: crystalline silicon (c-Si)

Inverter Euro efficiency (%): 97.5

Other DC/AC losses (%): 5.5 / 1.5

Availability (%): 99

Mounting system: Fixed free standing 1 angle

Azimuth (°): 180 S

Inclination (°): 3

optimize

Calculate

Under the Hood

Fuente: SOLARGIS. PV Planner. 2019

Se ingresa al Software, en la **Figura 9**, el valor de potencia instalada de 1,700 KWp los cuales son considerados para el **Caso 1**²⁴, es decir, el escenario en condiciones máximas de consumo energético. A continuación, se ilustrará como es el procedimiento, de igual forma, se realizó el desarrollo para los casos 2 y 3, condiciones mínimas y nominales.

A continuación, SOLARGIS calcula las Irradiaciones globales mensuales, globales diarias e irradiaciones difusas, al igual que la temperatura ambiente diurna en grados °C para el Clúster PS1. (**Ver Tabla 13**)

Tabla 13. Irradiación global horizontal y temperatura ambiente - referencia climática

Mes	Gh _m	Gh _d	Dh _d	T ₂₄
ene	155	4.99	2.60	25.1
feb	129	4.59	2.67	25.0
mar	138	4.46	2.73	23.6
abr	131	4.38	2.57	22.6
may	128	4.12	2.46	21.9
jun	119	3.97	2.33	20.8
jul	129	4.16	2.41	21.0
ago	142	4.59	2.52	22.9
sep	156	5.19	2.58	24.1
oct	157	5.05	2.53	24.9
nov	148	4.94	2.49	24.7
dic	147	4.75	2.50	24.7
año	1679	4.60	2.53	23.4

Fuente: SOLARGIS. Evaluación del rendimiento de la planta fotovoltaica. 2019.

Medias anuales:

- Gh_m Irradiación global mensual [KWh/m²]
- Gh_d Irradiación global diaria [KWh/m²]
- Dh_d Irradiación difusa diaria [KWh/m²]
- T₂₄ Temperatura ambiente diaria (diurna) [°C]

Las medias anuales Solargis, las calcula por medio de un algoritmo el cual asume:

Primero, la irradiancia de cielo despejado (la irradiancia que llega al suelo con la suposición de ausencia de nubes) se calcula utilizando el modelo de cielo despejado. En segundo lugar, los datos de satélite (información de varios satélites

²⁴ Ver Tabla 12. Escenarios Demanda Clúster PS1

geoestacionarios) utilizados para cuantificar el efecto de atenuación de las nubes mediante el cálculo del índice de nubes. La irradiancia de cielo despejado se combina con el índice de nubes para recuperar la irradiación de todo el cielo. El resultado del procedimiento es la irradiancia horizontal directa normal y global.

Por último, la irradiancia horizontal directa normal y global se utiliza para calcular la irradiancia inclinada difusa y global (irradiación en el plano de la matriz, en superficies inclinadas o de seguimiento) y / o irradiación corregida para efectos de sombreado del terreno u objetos circundantes.

Con los valores de la **Tabla 13**, se analizó que el mes con mayor irradiación Global diaria, es el mes de septiembre, en donde el promedio diario está en un valor de 5.19 kWh/m² y la irradiación solar difusa, se encuentra en un valor de 2.58 kWh/m². Para calcular la irradiación directa horizontal promedio diaria, se aplica la siguiente ecuación. (**Ver Ecuación 4**).

Ecuación 4. Irradiación directa horizontal

$$H_b = H - H_d$$

Fuente: Solartronic, S.A. 2003.

Donde:

- H_b: es la irradiación directa horizontal
- H: es la irradiación solar global
- H_d: es la irradiación difusa.

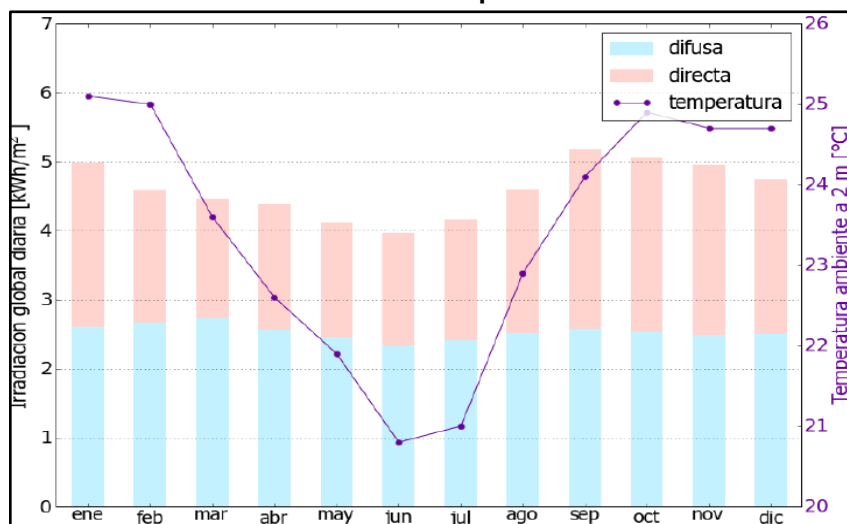
Reemplazando el valor diario del mes de septiembre el resultado es el siguiente:

$$H_b = 5.19 - 2.58$$
$$H_b = 2.61 \text{ KWh/m}^2$$

Este valor, indica la radiación efectiva del Clúster PS1. El cual se puede evidenciar en la **Gráfica 11**, en las barras de color rojo.

La temperatura ambiente, para el Clúster PS1, oscila entre 20.8°C y 25.1°C.

Gráfica 11. Irradiación Global diaria para el Clúster PS1.



Fuente: SOLARGIS. Evaluación del rendimiento de la planta fotovoltaica. 2019.

A continuación, se calculó los valores para la irradiación en plano inclinado, condiciones requeridas para el sistema, el cual se consideró para este proyecto un valor de $\beta = 3^\circ$ y un azimut de 180° sur. (Ver **Tabla 14**)

Tabla 14. Irradiación global en plano inclinado

Mes	G_{i_m}	G_{i_d}	D_{i_d}	R_{i_d}	Sh_{loss}
ene	157	5.08	2.63	0.00	0.1
feb	130	4.64	2.69	0.00	0.1
mar	139	4.47	2.74	0.00	0.1
abr	131	4.35	2.56	0.00	0.1
may	126	4.07	2.44	0.00	0.1
jun	117	3.92	2.32	0.00	0.1
jul	127	4.10	2.39	0.00	0.1
ago	141	4.56	2.51	0.00	0.1
sep	156	5.19	2.59	0.00	0.1
oct	158	5.10	2.55	0.00	0.1
nov	151	5.02	2.51	0.00	0.1
dic	150	4.83	2.53	0.00	0.1
año	1682	4.61	2.54	0.00	0.1

Fuente: SOLARGIS. Evaluación del rendimiento de la planta fotovoltaica. 2019.

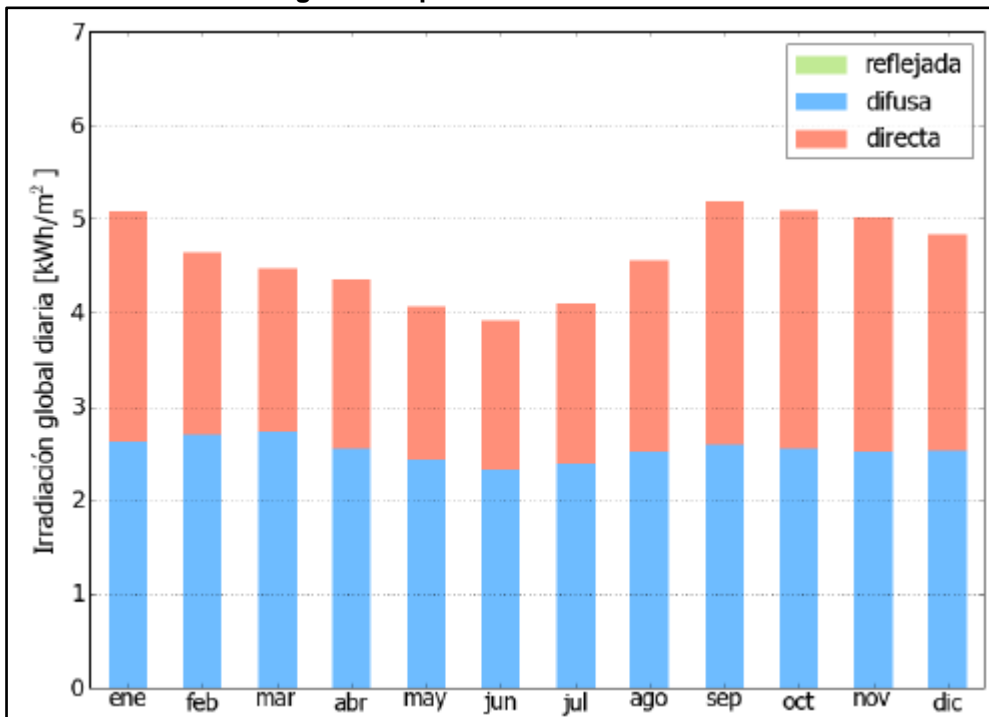
Donde los valores corresponden:

- G_{im} Irradiación global mensual [kWh/m2]

- Gid Irradiación global diaria [kWh/m²]
- Did Irradiación difusa diaria [kWh/m²]
- Rid Irradiación reflejada diaria [kWh/m²]
- Shloss Pérdidas de irradiación global por sombreado topográfico [%]

Es evidente, que al tener un ángulo de inclinación, la irradiación solar aumenta. Sin embargo, se ve que solo para unos meses este valor incrementa, como es el caso del mes de diciembre, con una irradiación de 2.8 kWh/m². Por el contrario, en meses como Septiembre, como el caso en plano horizontal, el valor se mantiene igual, con 156 kWh/m². El comportamiento de estos valores, pueden expresarse de manera gráfica, en el siguiente histograma. (Ver Gráfica 12)

Gráfica 12. Irradiación global en plano inclinado



Fuente: SOLARGIS. Evaluación del rendimiento de la planta fotovoltaica. 2019.

En donde, la radiación reflejada para el clúster PS1 es 0.00 kWh/m², lo cual significa que la radiación solar directa, únicamente está afectada por los valores de la radiación solar global y la radiación difusa.

Los valores, comparando la irradiación de plano inclinado con plano horizontal, son mínimas, sin embargo, esta inclinación es la recomendación por Solargis, para el sistema.

También el software, indica que si se elige un panel con seguimiento a dos ejes, la irradiación global anual media sería de 2,042 kWh/m², es decir 360 kWh/m² más de irradiancia, comparados con el plano inclinado. Este factor, queda a considerar

para el capítulo financiero. Sin embargo, un panel con seguimiento solar, implica costos mayores, asociados al mantenimiento.

De igual forma, se obtuvo la producción eléctrica fotovoltaica inicial del sistema, para el clúster PS1, en donde: E_{sm} es la producción eléctrica específica mensual total [KWh/kWp], E_{sd} es la producción eléctrica específica diaria total [KWh/kWp], E_{tm} es la producción eléctrica mensual total [MWh], el porcentaje mensual de producción eléctrica [%] representado por E_{share} y por último el rendimiento dado por las siglas (PR). **(Ver Tabla 15)**

Tabla 15. Producción eléctrica FV inicial

Mes	E_{sm}	E_{sd}	E_{tm}	E_{share}	PR
ene	120	3.87	204.0	9.3	76.3
feb	99	3.53	168.1	7.6	76.2
mar	107	3.44	181.4	8.2	77.0
abr	101	3.38	172.2	7.8	77.6
may	99	3.18	167.4	7.6	78.0
jun	92	3.07	156.7	7.1	78.5
jul	100	3.22	169.5	7.7	78.4
ago	109	3.53	185.8	8.4	77.4
sep	119	3.97	202.5	9.2	76.6
oct	120	3.87	204.2	9.3	76.0
nov	115	3.83	195.5	8.9	76.3
dic	115	3.70	195.0	8.9	76.4
año	1296	3.55	2202.4	100.0	77.0

Fuente: SOLARGIS. Evaluación del rendimiento de la planta fotovoltaica. 2019.

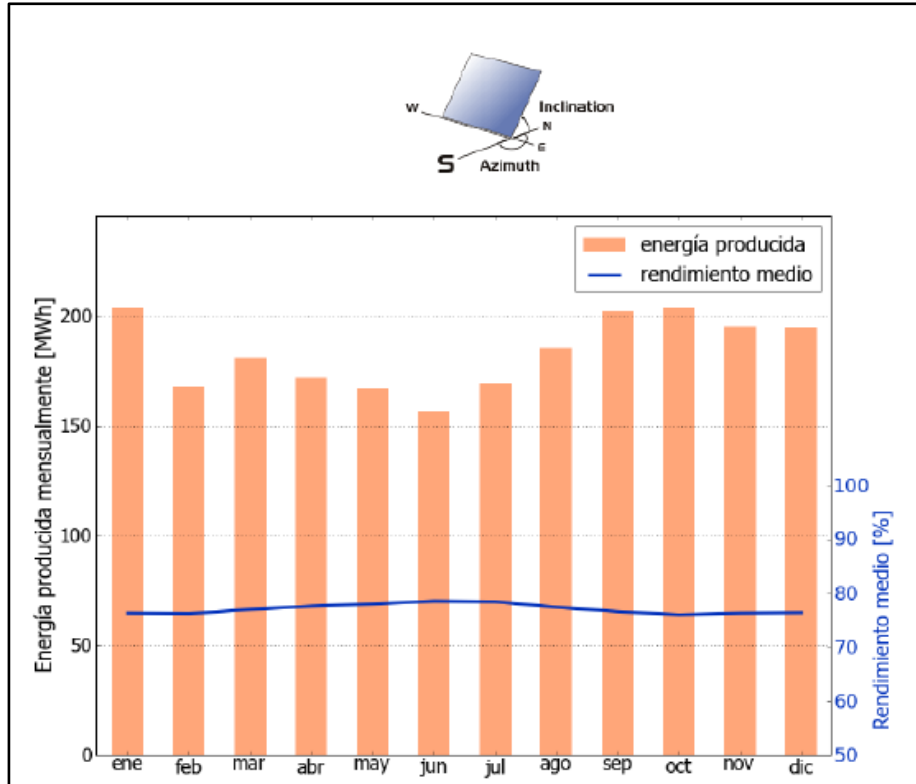
En la anterior tabla, se analiza la cantidad de electricidad producida, en donde los meses con mayor producción eléctrica específica, son enero y octubre con 120 kWh/kWp y el mes con menor producción es Junio con 92 kWh/kWp.

La producción eléctrica anual para el sistema es de 2,202.4 MWh. El valor se halla de la sumatoria de cada uno de los meses. Donde para cada mes, el valor está expresado de tomar la producción eléctrica específica mensual y multiplicarlo por 1.7 kWp, el cual es el requerimiento energético para el Clúster PS1.

Para entender la tendencia de la tabla, se referencia el siguiente histograma, en donde la energía solar producida mensualmente está dada en MWh y el rendimiento medio en porcentaje (%) **(Ver Gráfica 13)**

Cabe aclarar, que los valores de producción eléctrica mensual, asumen las diferentes pérdidas que afectan al sistema.

Gráfica 13. Producción eléctrica FV inicial



Fuente: SOLARGIS. Evaluación del rendimiento de la planta fotovoltaica. 2019.

El porcentaje de rendimiento medio, se encuentra entre valores de 76.0% a 78.5%. Estos rendimientos, son calculados mediante las siguientes consideraciones. (Ver **Tabla 16**).

Tabla 16. Pérdidas y rendimiento del sistema.

Fase en la conversión de energía	Energía producida	Pérdidas	Pérdidas	Rendimiento	
	[kWh/kWp]	[kWh/kWp]	[%]	[parcial %]	[acumul. %]
1. Irrad. global incidente en la superficie (entrada)	1683	-	-	100.0	100.0
2. Irrad. global reducida por el sombreado topográfico	1682	-1	-0.1	99.9	99.9
3. Irrad. global reducida por la reflectividad	1624	-58	-3.4	96.6	96.5
4. Conversión DC en los módulos	1442	-182	-11.2	88.8	85.7
5. Otras pérdidas DC	1363	-79	-5.5	94.5	81.0
6. Inversores (conversión DC/AC)	1329	-34	-2.5	97.5	79.0
7. Pérdidas en AC en el transformador y el cableado	1309	-20	-1.5	98.5	77.8
8. Disponibilidad reducida	1296	-13	-1.0	99.0	77.0
Rendimiento total del sistema	1296	-387	-23.0	-	77.0

Fuente: SOLARGIS. Evaluación del rendimiento de la planta fotovoltaica. 2019.

Dentro de las principales asunciones, se consideran las siguientes:

1. Se asume una producción inicial bajo condiciones estándar de operación.
2. Reducción de la irradiación global debido a obstrucciones por el horizonte topográfico y otros módulos FV.
3. Proporción de irradiación global que es reflejada por la superficie de los módulos FV (típicamente, cristalinos).
4. Pérdidas en los módulos debido a la conversión de radiación solar en corriente continua (DC); cambio de la eficiencia por desvío de las condiciones estándar de operación.
5. Pérdidas DC: desajuste entre módulos FV, pérdidas de calor en los cables y conexiones, pérdidas debidas a suciedad, nieve, hielo y auto-sombreado de los módulos FV.
6. Este paso considera la eficiencia para aproximar las pérdidas promedio en el inversor.
7. Las pérdidas en la sección AC y el transformador (donde sea aplicable) dependen de la arquitectura del sistema.
8. El parámetro de disponibilidad asume pérdidas debido a periodos de inactividad causados por operaciones de mantenimiento o fallos.

Por lo anterior, el Software calcula el rendimiento del sistema con un porcentaje del 77%, para este escenario de demanda máxima, el cual fue 1,700 KWp.

Siguiendo este procedimiento, se calcula la radiación en plano horizontal y plano inclinado para cada uno de los casos 2 y 3. Al igual que la producción fotovoltaica. Estos valores hallados, serán considerados para el cálculo de GLP en el sistema, dado por la matriz. La producción eléctrica diaria calculada para cada caso, se halló tomando la producción eléctrica mensual, posteriormente se calculó la producción

mínima y promedio para cada escenario. Al definir los escenarios, se optó por tomar la producción eléctrica mínima diaria.

Al tener todo el análisis solar, mediante el software se diseñó una matriz para el cálculo solar-GLP.

3.2.4 Cálculo de consumo de GLP Para el cálculo de consumo de GLP, se analizó los datos de entrada para los casos máximos, mínimos y nominales reflejados en la **Tabla 12**. Se tuvieron en cuenta la producción solar fotovoltaica generada en SOLARGIS. Adicionalmente, se determinará el punto óptimo de instalación solar para el Clúster referente a cada caso.

Caso 1. Escenario Máximo

Pico de generación base: 1.7 MW

Producción solar para consumo: 5,200 KWh/día

Demanda del Clúster: 1.700 KWh

Teniendo estos datos definidos, la matriz arroja los datos mostrados en la siguiente **Figura 10**

Figura 10. Matriz Solar- GLP 1.7 MW

Pico Generación	1,70	MW		
				COSTO \$/KWH
				GLP 0,09
				CONSUMO PSI 0
				VENTA A LA RED 0

	DATOS BASE	DATOS PARA 1,7 MW		COSTO \$
Potencia Instalada Solar MW	1,70	1,70	MW	
GLP Demandado KWh	35.617	35.617	KWh/Día	\$ 3.092
Producción solar para consumo	5.183	5.183	KWh/Día	\$ -
Producción solar para venta	0	0	KWh/Día	\$ -
Producción Solar Total	5.183	5.183	KWh/Día	
GLP Ahorrado	0	0	KWh/Día	\$ -
Incremento porcentual de GLP ahorrado	0	0%		

Fuente: Cálculo Solar- GLP.INDEVOS. 2019

Donde en la parte superior izquierda, se ingresó los 1.7 MW de potencia instalada, y para tener el caso base a estas condiciones en la tabla inferior, muestra los datos de GLP demandado que son 35,617 KWh/día, además la producción solar para consumo que es de 5,183 KWh/día, la producción solar total, el GLP ahorrado y el incremento porcentual de éste. Los datos mencionados anteriormente están en cero, al tener la misma potencia instalada y demandada, el clúster consumiría la energía que produce solar diariamente.

Para efectos de la investigación, se calculó el ahorro de GLP óptimo, aumentando la potencia solar instalada. A continuación se podrá ver en la siguiente **Tabla 17**.

Tabla 17. Ahorro GLP- Caso 1

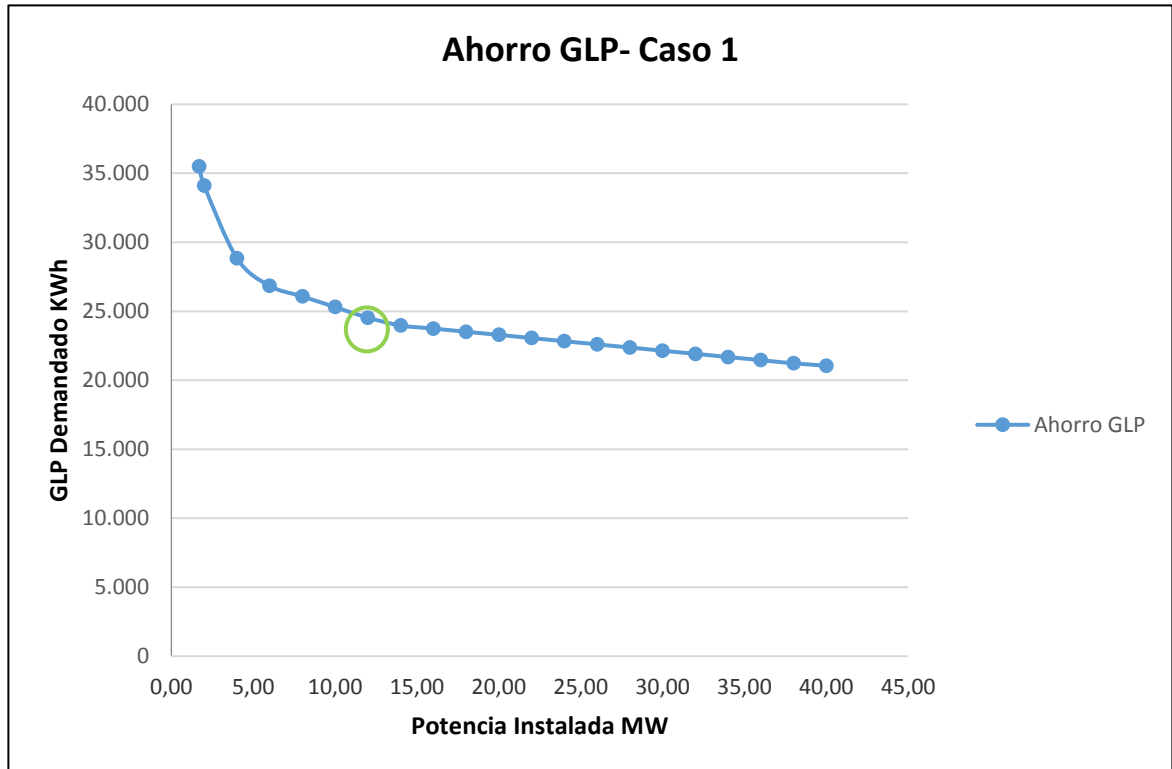
Pico Generación MW	Producción solar para consumo KWh/día	GLP Demandado KWh	GLP Ahorrado KWh/día	Incremento porcentual de GLP ahorrado	% energía solar
1,70	5.183	35.495	0	0%	12,74%
2	6.687	34.113	1.382	4%	16,39%
4	11.949	28.851	6.644	19%	29,29%
6	13.954	26.846	8.649	24%	34,20%
8	14.725	26.075	9.420	27%	36,09%
10	15.495	25.305	10.190	29%	37,98%
12	16.265	24.535	10.960	31%	39,87%
14	16.826	23.974	11.521	32%	41,24%
16	17.055	23.745	11.750	33%	41,80%
18	17.284	23.516	11.979	34%	42,36%
20	17.513	23.287	12.208	34%	42,92%
22	17.742	23.058	12.437	35%	43,49%
24	17.971	22.829	12.666	36%	44,05%
26	18.200	22.600	12.895	36%	44,61%
28	18.429	22.371	13.124	37%	45,17%
30	18.658	22.142	13.353	38%	45,73%
32	18.887	21.913	13.582	38%	46,29%
34	19.116	21.684	13.811	39%	46,85%
36	19.345	21.455	14.040	40%	47,41%
38	19.574	21.226	14.269	40%	47,98%
40	19.746	21.054	14.441	41%	48,40%

Fuente: Elaboración propia con base en el Cálculo Solar GLP. 2019

En donde se ve el incremento en potencia instalada de 1.7 MW hasta 40 MW, la fila sombreada de color verde, es el caso base para satisfacer la demanda del Clúster. En la fila sombreada en amarillo, con 14 MW de potencia instalada, indica que se tendría un ahorro significativo de GLP del 32%.

Después de la franja amarilla, se aumenta la potencia instalada solar, sin embargo, solo se evidencia un ahorro del 1% más de GLP, por cada MW instalado en solar. Esto determina que el punto óptimo del sistema para la instalación solar, son 14 MW máximo, señalados en el círculo verde del siguiente gráfico. **(Ver Gráfica 14)**

Gráfica 14. Ahorro GLP- Caso 1



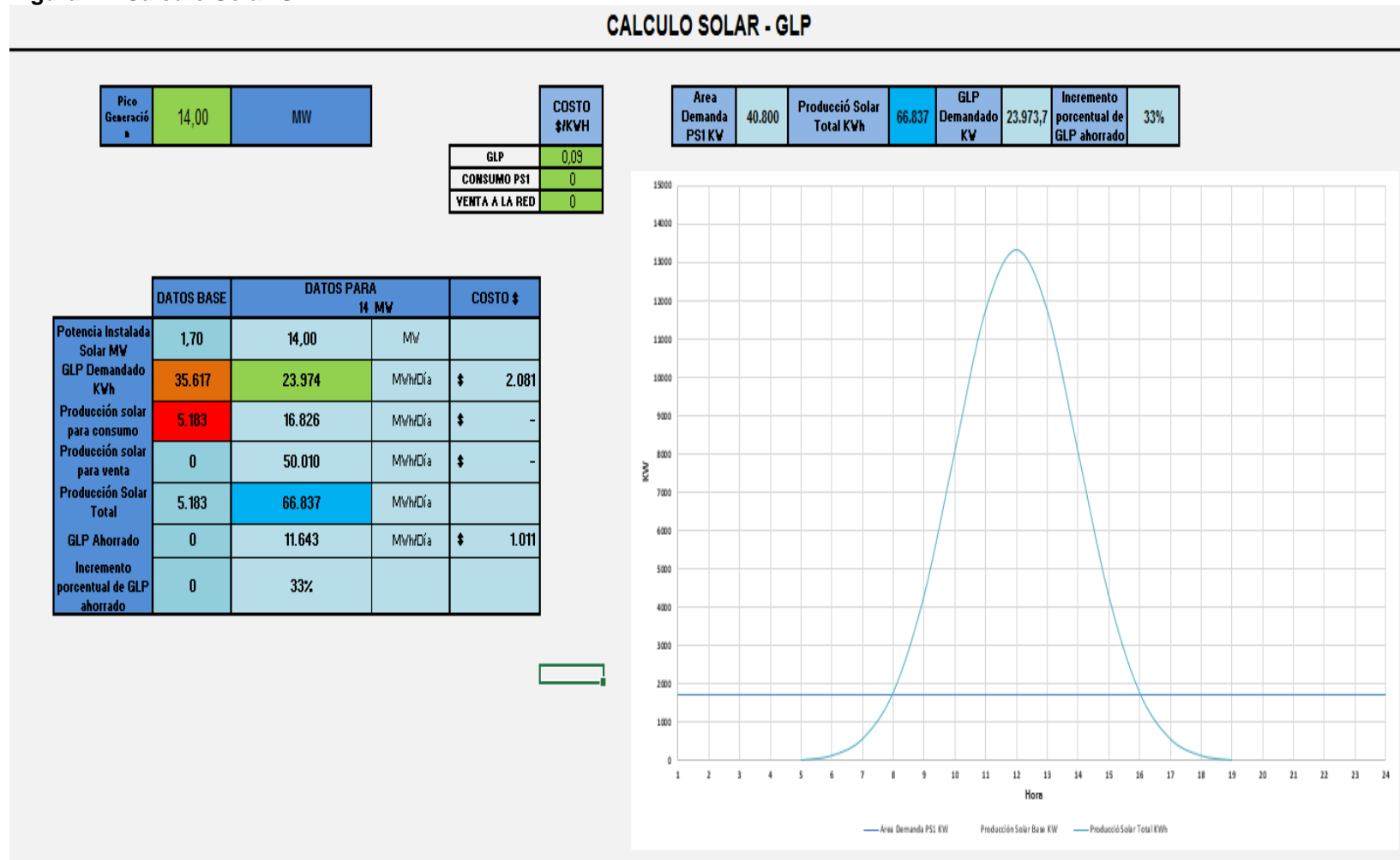
Fuente: Elaboración propia con base en Cálculo Solar GLP. 2019

Como se mencionaba anteriormente, después de los 14 MW instalados se observa un ahorro lineal, GLP ahorrado vs Potencia instalada. En el cual se evidencia que después de 14 MW, no es un ahorro significativo y por el contrario si una inversión de \$280.000 USD por cada MW adicional instalado. Por lo tanto, se concluye que hasta 14 MW es la potencia óptima a instalar.

En la matriz de cálculo (**Ver Figura 11**), al ingresar esta potencia óptima, muestra en la campana de generación solar de color azul, 14 MW de potencia instalada para el Clúster PS1. La línea de demanda, como se ha mencionado anteriormente, se mantiene constante al estar en funcionamiento todos los equipos del clúster PS1, con un requerimiento de 1.700 KWh.

Al instalar esta potencia se generarían 16,826 KWh/día para consumo del Clúster y satisfacer la demanda del mismo. Al incrementar la potencia instalada, disminuye el consumo de GLP, para este caso solo se consumirían 23,974 KWh/día, es decir que comparando el caso base con éste, habría un ahorro de 11,521 KWh/día de GLP.

Figura 11. Cálculo Solar-GLP 14MW



Fuente: Cálculo Solar- GLP.INDEVOS. 2019

Caso 2. Escenario Mínimo

Pico de generación base: 1.6 MW

Producción solar para consumo: 4,900 KWh/día

Demanda del Clúster: 1.600 KWh

En la siguiente **Figura 12**, se analiza que para 1.6 MW de potencia instalada se producirán 4,912 KWh/día para satisfacer el sistema, de igual forma se consumirán 33,488 KWh/día de GLP.

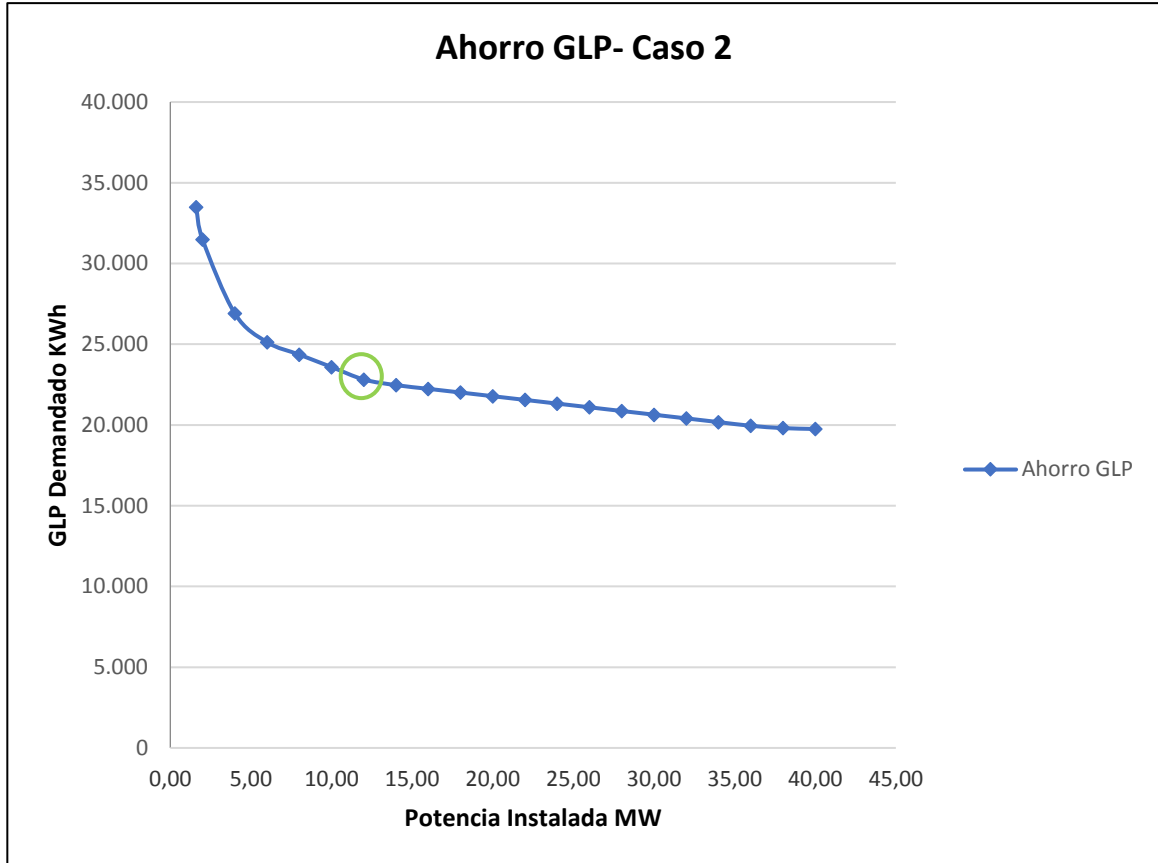
Figura 12. Matriz Solar- GLP 1.6 MW

Pico Generación		1,60	MW			
					COSTO \$/KWH	
					GLP	0,09
					CONSUMO PS1	0
					VENTA A LA RED	0
		DATOS BASE	DATOS PARA 1,6 MW		COSTO \$	
Potencia Instalada Solar MW		1,60	1,60	MW		
GLP Demandado KWh		33.488	33.488	KWh/Día	\$ 2.907	
Producción solar para consumo		4.912	4.912	KWh/Día	\$ -	
Producción solar para venta		0	0	KWh/Día	\$ -	
Producción Solar Total		4.912	4.912	KWh/Día		
GLP Ahorrado		0	0	KWh/Día	\$ -	
Incremento porcentual de GLP ahorrado		0	0%			

Fuente: Cálculo Solar- GLP.INDEVOS. 2019

Para determinar el punto óptimo de potencia solar instalada, se realizó el mismo procedimiento del caso 1. A continuación, se evidencia de manera gráfica que para el caso 2, donde la potencia base instalada es 1.6 MW, el punto óptimo de potencial solar es 14 MW como en el caso anterior, con un ahorro del 33% de GLP. El resultado es expresado en el círculo de color verde en la siguiente gráfica. **(Ver Gráfica 15)**

Gráfica 15. Ahorro GLP- Caso 2



Fuente: Elaboración propia con base en Cálculo Solar GLP. 2019

Al instalar 14 MW en potencia solar, se producirían 15,932 KWh/día para consumo, y se consumirían 22,468 KWh/día de GLP, es decir se ahorrarían 11,020 KWh/día. Después del punto óptimo, se observa un ahorro de forma lineal, es decir 1% de ahorro en GLP por cada MW instalado.

Caso 3. Escenario Nominal

Pico de generación base: 1.5 MW

Producción solar para consumo: 4,600 KWh/día

Demanda del Clúster: 1.500 KWh

Para el tercer escenario, el cual está calculado con la potencia nominal del Clúster PS1, teniendo en cuenta la totalidad de los equipos instalados, se obtuvo que al instalar 1.5 MW en energía solar, se produce en energía solar 4,611 KWh/día y se consumen 31,389 KWh/día de GLP. **(Ver Figura 13)**

Figura 13. Matriz Solar- GLP 1.5 MW

Pico Generación	1,50	MW		
				COSTO \$/KWH
				GLP 0,09
				CONSUMO PS1 0
				VENTA A LA RED 0

	DATOS BASE	DATOS PARA 1,5 MW		COSTO \$
Potencia Instalada Solar MW	1,50	1,50	MW	
GLP Demandado KWh	31.389	31.389	KWh/Día	\$ 2.725
Producción solar para consumo	4.611	4.611	KWh/Día	
Producción solar para venta	0	0	KWh/Día	\$ -
Producción Solar Total	4.611	4.611	KWh/Día	
GLP Ahorrado	0	0	KWh/Día	\$ -
Incremento porcentual de GLP ahorrado	0	0%		

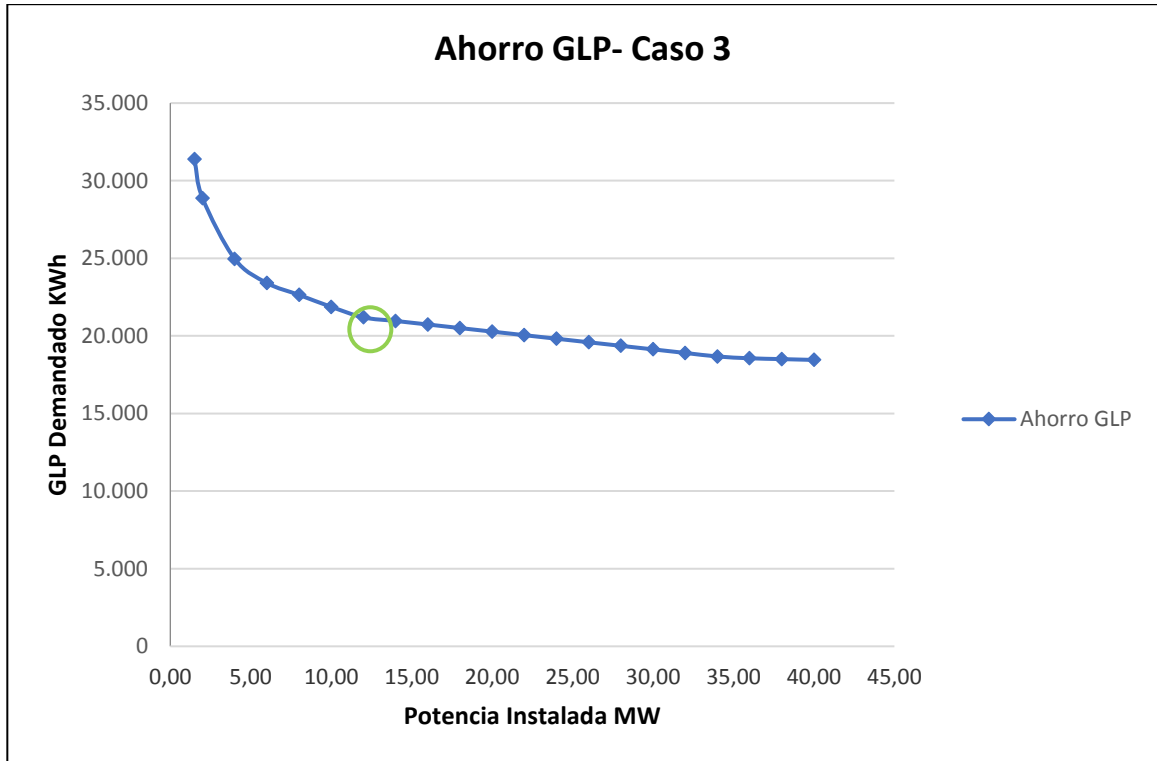
Fuente: Cálculo Solar- GLP.INDEVOS. 2019

Para este caso, también se halló el punto de ahorro de GLP y potencia solar instalada óptima para el Clúster PS1. Instalando 12 MW, se producirían 14,807 KWh/día y se consumirían 21,193 KWh/día de GLP, ahorrando el 32% con respecto al caso base, lo cual equivale a 10,196 KWh/día. **(Ver Gráfica 16)**

Si se decidiera instalar más de 12 MW en la locación, el ahorro que se tendría es de 1% de GLP por cada MW instalado adicional. Por ejemplo, si se instalaran 14 MW, como en los casos anteriores, se generarían 15,036 KWh/día de energía fotovoltaica y se consumirían 20,964 KWh/día de GLP, comparándolo con el punto óptimo de 12 MW, se obtiene una diferencia de 229 KWh/día de GLP. Este análisis se realiza con el objetivo de evidenciar que se llega a un punto óptimo de generación solar en el cual el comportamiento del ahorro de GLP es lineal.

Cabe mencionar que estos cálculos, están respaldados con las simulaciones de SOLARGIS, las cuales son exclusivamente para la locación de este Clúster.

Gráfica 16. Ahorro GLP- Caso 3



Fuente: Elaboración propia con base en Cálculo Solar GLP. 2019

3.2.5 Cálculo para la selección de número de paneles y diseño de la instalación Al obtener el cálculo de la energía solar fotovoltaica necesaria para abastecer la demanda diaria del Clúster PS1 y adicionalmente, conocer la cantidad de GLP para cada escenario, se podrá determinar el número de paneles por cada caso.

Aplicando la

Ecuación 1, se calcularon para cada escenario la cantidad de paneles requeridos. Es menester mencionar, que los cálculos se realizaron con las especificaciones técnicas de un panel de potencia nominal de 400 W y un porcentaje de energía solar del 12.74% para los tres escenarios.

Caso 1. Escenario Máximo

$$No. Paneles = \frac{0.1274 * 40800000 * 1.15}{4.61 * 9.83 * 40.2}$$

$$No. Paneles = 3281.31 \text{ Módulos de } 400W$$

Caso 2. Escenario Mínimo

$$\text{No. Paneles} = \frac{0.1274 * 38400000 * 1.15}{4.61 * 9.83 * 40.2}$$

$$\text{No. Paneles} = 3088.29 \text{ Módulos de } 400W$$

Caso 3. Escenario Nominal

$$\text{No. Paneles} = \frac{0.1274 * 36000000 * 1.15}{4.61 * 9.83 * 40.2}$$

$$\text{No. Paneles} = 2895.27 \text{ Módulos de } 400W$$

Al analizar las diferencias en la cantidad de paneles, referente a la demanda requerida, para el Caso 1 comparándolo con el Caso 3, se requerirían 387 paneles más que en el primer caso y comparando el Caso 1 con el Caso 2, se requerirían 194 paneles más.

Si se selecciona un panel de menor potencia nominal, la cantidad de paneles aumentaría, requiriendo una mayor área para su instalación.

Para el cálculo del área solicitada, se tiene en cuenta que por cada 0.9 MW se necesita una hectárea para la instalación de los paneles²⁵.

Es decir que para cada escenario, se requerirían las siguientes áreas. **(Ver Tabla 18)**

Tabla 18. Área requerida por Potencia Instalada

Potencia Instalada MW	Hectáreas Requeridas	Metros cuadrados requeridos
1,7	1,89	18.888,89
1,6	1,78	17.777,78
1,5	1,67	16.666,67

Fuente: Elaboración propia con base en Cálculo Solar GLP. 2019

Se puede evidenciar, que al igual que la cantidad de paneles requeridos, al aumentar la potencia solar instalada, aumenta el área requerida para la instalación de los módulos, obedeciendo a una relación directamente proporcional.

²⁵ Información proporcionada por la empresa AES Colombia

Es decir, que al elegir el escenario máximo de energía demandada, se requeriría mayor área para instalar 3.282 paneles.

Por otro lado, si se generaría un escenario en el que se quisiera alimentar el 100% de la energía demandada por el Clúster PS1, a partir de módulos solares, se haría el siguiente cálculo:

Energía demandada: 40.8 MW
 Porcentaje de energía fotovoltaica: 100%

$$No. \text{ Paneles} = \frac{1 * 40800000 * 1.15}{4.61 * 9.83 * 40.2}$$

$$No. \text{ Paneles} = 25,755.95 \text{ Módulos de } 400W$$

En el anterior cálculo se evidencia que se tendría que utilizar 22,475, más de módulos solares para abastecer el 100% de la demanda del clúster, utilizando energía solar fotovoltaica.

Esto se traduce en mayores costos en inversión de los módulos y área disponible para la instalación.

Para el diseño de la instalación, se tomarán como escenarios clave el caso 1 y caso 2, debido a que se tendrá en cuenta un factor de seguridad para el proyecto y futuras proyecciones de equipos adicionales. Por lo tanto, se ha considerado tomar un 9% por encima de la carga nominal, como se muestra a continuación. **(Ver Tabla 19)**

Tabla 19. Factor de Seguridad para Casos base

Caso	Escenario	Demanda por hora KWh	Demanda Al día	Factor de seguridad
1	Máximo	1.700	40.800,00	115%
2	Mínimo	1.600	38.400,00	109%
3	Nominal	1.500	36.000,00	102%

Fuente: Elaboración propia con base en Consumo 2019 GTE. 2019

En la anterior tabla, para el caso 1, la demanda diaria que son 40.8 MW, satisface 15% más de la demanda nominal que son 35.377 MW. Para el caso dos, la demanda diaria está por encima un 9% adicional que la carga nominal instalada.

Teniendo en cuenta lo anterior, se representará a continuación los porcentajes de energía solar utilizados para cubrir la demanda, al igual que el porcentaje de GLP.

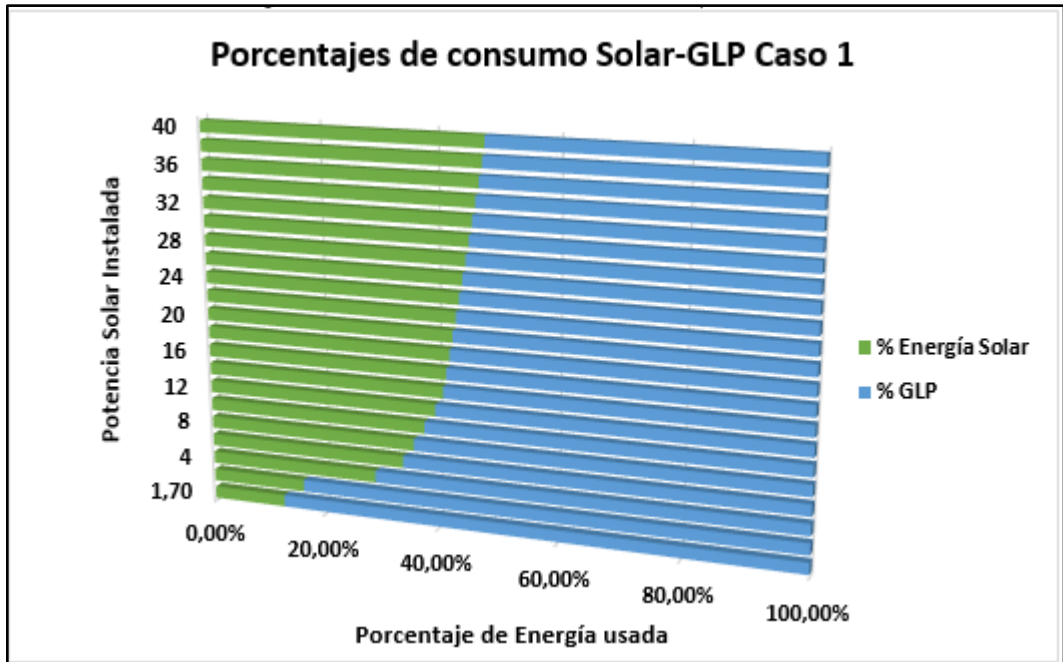
Lo anterior, con el fin de elegir los escenarios para realizar el análisis financiero.

Caso 1

Energía demandada: 40.8 MW/día

Para el caso 1, se puede analizar que al instalar 1.7 MW de energía solar, solo ésta abastece al sistema con un 12.74% de energía solar, es decir que el GLP requerido para este caso es del 87.26%. **(Ver Gráfica 17)**

Gráfica 17. Porcentajes de consumo Solar-GLP Caso 1



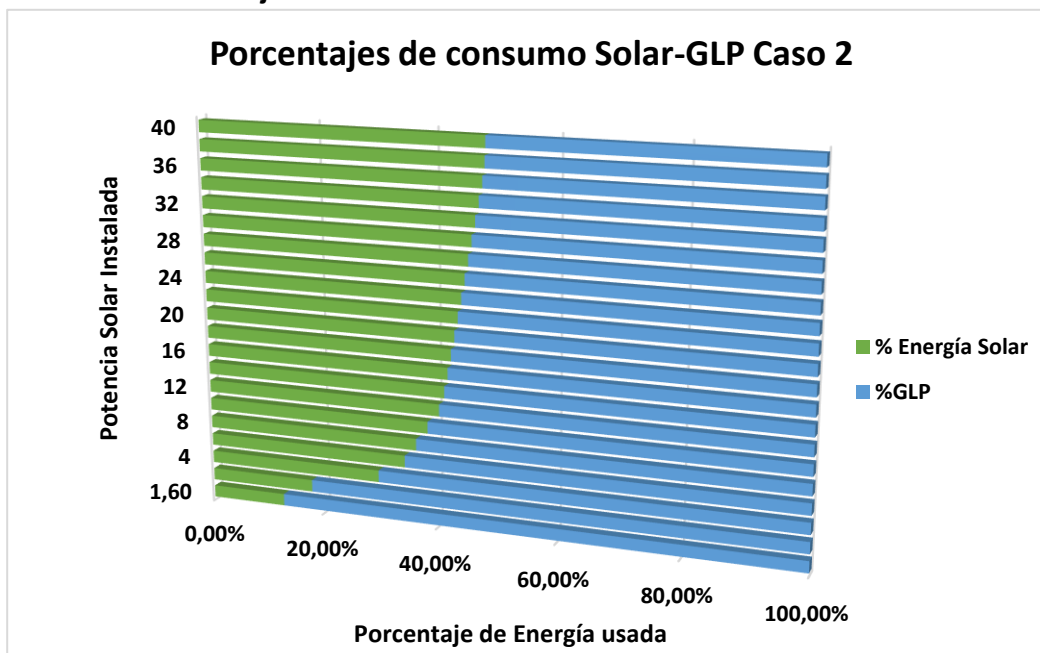
Fuente: Elaboración propia basado en Casos Solar GLP. 2019

Caso 2

Energía demandada: 38.4 MW/ día

Para el caso 2, se evidencia que al instalar 1.6 MW de potencia, el aporte solar para este caso es del 12.79% y el consumo de GLP del 87.21%. **(Ver Gráfica 18)**

Gráfica 18. Porcentajes de consumo Solar-GLP Caso 2



Fuente: Elaboración propia con base en Casos Solar GLP. 2019

De esta forma, se realizará la factibilidad económica del proyecto. A continuación, se ilustra en la siguiente **Tabla 20**, los diseños propuestos contemplando los escenarios que se aproximan a las condiciones operativas del Clúster PS1.

Tabla 20. Diseño del Sistema Híbrido Solar-GLP

Caso	Escenario	Demanda diaria kW	Producción Eléctrica Mensual Total MWh/día	GLP Consumido KWh/día	No. Paneles	Hectáreas requeridas
1	Máximo	40,800	5,183	35.495	3.282	1,89
2	Mínimo	38,400	4,912	33.488	3.089	1,78

Fuente: Elaboración propia con base en Consumo 2019 GTE. 2019

Cabe aclarar que para el escenario 1, la potencia instalada en solar es de 1,700 KWp y para el segundo caso, es de 1,600 KWp.

3.2.6. Análisis comparativo de las condiciones energéticas del clúster mediante el sistema híbrido En esta sección, se hallaron los escenarios para realizar la comparación del sistema diésel y el sistema GLP- Solar. Como se muestra en la siguiente tabla (**Ver Tabla 21**), los escenarios máximo y mínimo con suministro de Diésel, son de 40.8 MW y 38.4 MW respectivamente, al igual que para los escenarios con GLP-Solar.

Tabla 21. Galones de Diésel consumidos al día para el Clúster PS1

Caso	Escenario	Gal Diésel	BTU/gal	KWh
1	Escenario máximo	3130	139.000	40.803,75
2	Escenario mínimo	2946	139.000	38.405,06

Fuente: Elaboración propia basado en Casos Solar-GLP. 2019

En la tabla anterior, se evidencia que para el escenario máximo, los galones consumidos al día para suministrar una demanda de 40.8 MW, son de 3,130 Gal/día. Para el escenario mínimo el consumo es de 2,946 Gal/día, este es menor ya que la demanda es de 38.4 MW.

Por otro lado, se realizaron los mismos dos escenarios con GLP y GLP-Solar. Es decir, considerando que el sistema de generación suministrará todo el requerimiento con solo GLP y también con el sistema híbrido GLP- Solar, el cual es el diseño que se está evaluando en este proyecto. **(Ver Tabla 22).**

Tabla 22. Galones de GLP consumidos al día para el Clúster PS1

Caso	Gal GLP	BTU/Gal	KWh
1	3.882,00	92000	33.495,33
2	4.114,00	92000	35.497,12
3	4.729,00	92000	40.803,56
4	4.451,00	92000	38.404,88

Fuente: Elaboración propia con base en Casos Solar-GLP. 2019

Para el caso 3 y 4, se obtiene que si el sistema se alimentara con GLP únicamente, para los escenarios máximos y mínimos, se consumiría 4,729 gal/día y 4,451 gal/día.

En el mismo sentido, tomando el diseño propuesto de la sección 3.2.5, para el caso 1 y 2, donde el porcentaje de participación de energía solar fotovoltaica es del 12.74%, el consumo de GLP es de 3,882 gal/día y 4.114 gal/día para los escenarios máximos y mínimos.

De manera general, se podría analizar que se consumen mayor cantidad de galones en el sistema GLP y GLP-Solar que en el sistema alimentado con Diésel. No obstante, se debe considerar el precio por galón de cada uno de los combustibles para estimar el costo asociado a operación. En la **Tabla 23**, se podrá analizar los costos operativos para cada escenario por generación con diésel.

El precio del diésel por galón puesto en el Clúster PS1, es de \$9.400 COP. Para cada escenario se considera los galones consumidos en el día, de igual forma, el precio de renta de los generadores que actualmente la compañía tiene en funcionamiento.

Tabla 23. Precios del Sistema Diésel- Clúster PS1

DIÉSEL			
Escenario Máximo 40.8 MW Diésel	Consumo KWh/día	40.800,00	KWh/día
	Consumo Diésel gal/día	3.130,00	gal/día
	Precio Diésel	9.400,00	\$/día
	Costo Diésel día	29.422.000,00	\$/día
	Costo Diésel mensual	\$ 882.660.000	\$/mes
	Renta Generadores	243.486.000,00	\$/mes
	Total por mes	\$ 1.126.146.000,00	\$/mes
Escenario Mínimo 38.4 MW Diésel	Consumo KWh/día	38.405,00	KWh/día
	Consumo Diésel gal/día	2.946,00	gal/día
	Precio Diésel	9.400,00	\$/día
	Costo Diésel día	27.692.400,00	\$/día
	Costo Diésel mensual	\$ 830.772.000	\$/mes
	Renta Generadores	243.486.000,00	\$/mes
	Total por mes	\$ 1.074.258.000,00	\$/mes

Fuente: Elaboración propia con base en GTE y COLGAS. 2019

Por otro lado, para los escenarios de GLP y también para el sistema híbrido solar + GLP, se consideran los galones requeridos para el funcionamiento del Clúster y la renta de los generadores en la locación.

Donde el galón de GLP, incluyendo el transporte a la locación PS1, tiene un precio de \$4.422 COP lo que evidencia que el costo del GLP es 45.58% menos que el Diésel.

Con los escenarios de la siguiente **Tabla 24**, se podrá evidenciar que para los casos 1 y 2 que hace referencia a los sistemas híbridos en caso de estudio, el costo operativo del GLP por día es de \$ 17.166.204 COP para el caso 1 y \$ 18.192.108 COP para el caso 2 respectivamente. El ahorro del sistema híbrido para el caso 1, escenario de menor demanda es de 34% comparado con el sistema diésel. Para el escenario máximo, el ahorro que se evidencia es del 32%.

Ahora bien, para los casos 3 y 4, que son los escenarios en donde el clúster PS1, estaría alimentado por fuente GLP, los costos operativos son un 24,31% menos comparados con el sistema actual, y para el caso 2 un porcentaje de ahorro del 24,09% con respecto al diésel.

Tabla 24. Costos Sistema Híbrido Solar-GLP y Sistema GLP

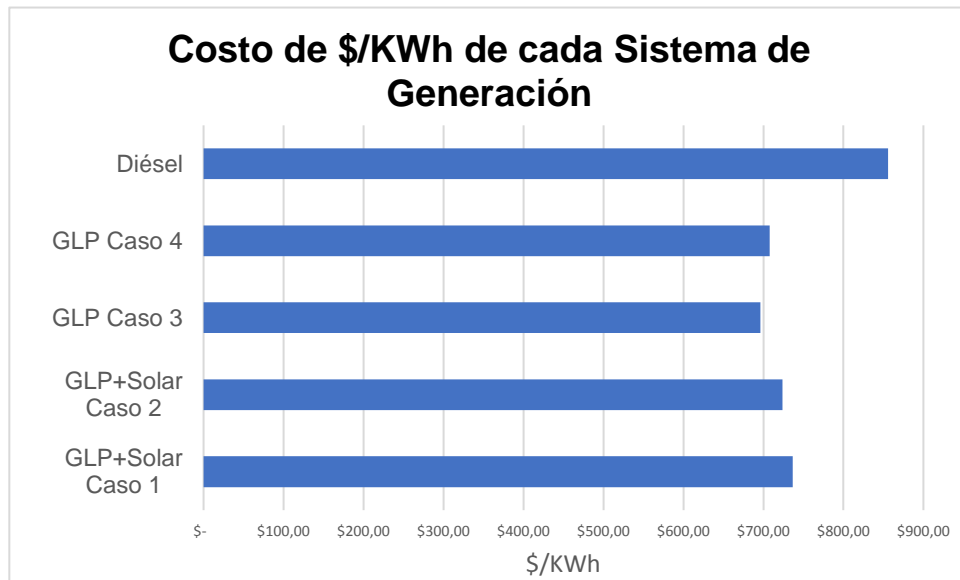
GLP			
Caso 1	Consumo KWh/día	33.495,33	KWh/día
	Consumo GLP + solar gal/día Escenario Mínimo	3.882,00	gal/día
	Costo GLP día	\$ 17.166.204,00	\$/día
	Costo GLP mes	\$ 514.986.120,00	\$/mes
	Renta generadores	\$ 225.000.000,00	\$/mes
	Total por mes GLP+SOLAR Escenario Mínimo	\$ 739.986.120	\$/mes
	Ahorro GLP mes	34%	%
Caso 2	Consumo KWh/día	35.497,12	KWh/día
	Consumo GLP + solar gal/día Escenario Máximo	4.114,00	gal/día
	Costo GLP día	\$ 18.192.108,00	\$/día
	Costo GLP mes	\$ 545.763.240,00	\$/mes
	Renta generadores	\$ 225.000.000,00	\$/mes
	Total por mes GLP+SOLAR Escenario Máximo	\$ 770.763.240	\$/mes
	Ahorro GLP mes	32%	%
Caso 3	Consumo KWh/día	40.803,56	KWh/día
	Consumo GLP gal/día	4.729,00	gal/día
	Consumo GLP	141.870,00	gal/mes
	Precio GLP	\$ 4.422,00	\$/día
	Costo GLP día	\$ 20.911.638,00	\$/día
	Costo GLP mes	\$ 627.349.140,00	\$/mes
	Renta generadores	\$ 225.000.000,00	\$/mes
	Total por mes GLP	\$ 852.349.140	\$/mes
Caso 4	Consumo KWh/día	38.404,88	KWh/día
	Consumo GLP gal/día	4.451,00	gal/día
	Consumo GLP	133.530,00	gal/mes
	Precio GLP	\$ 4.422,00	\$/día
	Costo GLP día	\$ 19.682.322,00	\$/día
	Costo GLP mes	\$ 590.469.660,00	\$/mes
	Renta generadores	\$ 225.000.000,00	\$/mes
	Total por mes GLP	\$ 815.469.660	\$/mes

Fuente: Elaboración propia con base en GTE y COLGAS. 2019

Por lo tanto, se concluye que tanto el sistema GLP y el sistema híbrido solar GLP, es competitivo frente al sistema diésel, el cual es el que opera actualmente. De esta forma, el análisis evidencia que los sistemas propuestos son una alternativa viable de implementación para el Clúster PS1.

Donde el costo de generación con diésel es de \$856 por cada KWh consumido. Comparándolo con los sistemas propuestos, el costo por KWh del caso 1 es de \$736,41/KWh y para el caso 2 es de \$723,78/KWh. De modo similar, para el caso 3 es de \$696,30/KWh y para el caso 4, el costo por KWh es de \$707,78. Siendo el sistema suministrado con GLP el más económico. **(Ver Gráfica 19)**

Gráfica 19. Análisis comparativo de los sistemas de generación



Fuente: Elaboración propia con base en Casos Solar-GLP. 2019

3.2.7 Evaluación financiera, indicadores beneficio/costo y VPN Para la evaluación financiera, como se mencionaba en el numeral 2.3.7, se realizó primeramente el análisis de la inversión del sistema solar fotovoltaico.

En la siguiente **Tabla 25**, se evidencia los componentes requeridos para la instalación solar, los cálculos realizados fueron evaluados con una TRM de \$3,361 COP, la utilidad del 10% y un 4% de imprevistos del proyecto.

Tabla 25. Costos Sistema FV 1.7 MWp

CÁLCULO DE PRECIO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO					
Ítem	si/no	Dolares Costo Wp	USD Costo Total	Pesos Costo Wp	Pesos Costo Total
Paneles	1	0,28	\$ 476.000	\$ 941	\$ 1.599.836.000
Inversores de Red	1	0,45	\$ 765.000	\$ 1.512	\$ 2.571.165.000
Inversores Cargadores	0	0,7		\$ -	\$ -
Estructura	1	0,27	\$ 459.000	\$ 907	\$ 1.542.699.000
Cableado, rejilla y protecciones	1	0,25	\$ 425.000	\$ 840	\$ 1.428.425.000
Sistema de control	1	0,15	\$ 255.000	\$ 504	\$ 857.055.000
Baterías (NOTA Precio Watio hora)	0	0,26	\$ -	\$ -	\$ -
Monitorización	1	0,05	\$ 85.000	\$ 168	\$ 285.685.000
Obra Civil	1	0,3	\$ 510.000	\$ 1.008	\$ 1.714.110.000
Transporte	1	0,1	\$ 170.000	\$ 336	\$ 571.370.000
Obra Eléctrica	1	0,04	\$ 68.000	\$ 134	\$ 228.548.000
Imprevistos (4%)			\$ 3.341.520		\$ 11.230.848.720
Utilidad (10%)			\$ 3.675.672		\$ 12.353.933.592
TOTAL			\$ 3.675.672		\$ 12.353.933.592

Fuente: Elaboración propia con base en Casos Solar GLP. 2019

En la anterior tabla, se evalúa el escenario de potencia instalada máxima, es decir, para 40,8 MW y 1,7 MWp de potencia instalada. Para el cálculo, se consideran los paneles, inversores de red, estructura, cableado, sistema de control, monitorización, transporte y obra eléctrica.

En este escenario, el costo del sistema solar fotovoltaico es de **\$3.675.672 USD**.

Para el escenario mínimo, con una demanda diaria de 38.4 MWh/día, y una capacidad instalada de 1,600 KWp, se obtuvo los siguientes valores para la implementación de los componentes solares. **(Ver Tabla 26)**

Tabla 26. Costos Sistema FV 1.6 MWp

CÁLCULO DE PRECIO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO					
Ítem	si/no	Dólares Costo Wp	USD Costo Total	Pesos Costo Wp	Pesos Costo Total
Paneles	1	0,28	\$ 448.000	\$ 941	\$ 1.505.728.000
Inversores de Red	1	0,45	\$ 720.000	\$ 1.512	\$ 2.419.920.000
Inversores Cargadores	0	0,7	\$ -	\$ -	\$ -
Estructura	1	0,27	\$ 432.000	\$ 907	\$ 1.451.952.000
Cableado, rejilla y protecciones	1	0,25	\$ 400.000	\$ 840	\$ 1.344.400.000
Sistema de control	1	0,15	\$ 240.000	\$ 504	\$ 806.640.000
Baterías (NOTA Precio Watio hora)	0	0,26	\$ -	\$ -	\$ -
Monitorización	1	0,05	\$ 80.000	\$ 168	\$ 268.880.000
Obra Civil	1	0,3	\$ 480.000	\$ 1.008	\$ 1.613.280.000
Transporte	1	0,1	\$ 160.000	\$ 336	\$ 537.760.000
Obra Eléctrica	1	0,04	\$ 64.000	\$ 134	\$ 215.104.000
			\$ 3.024.000		\$ 10.163.664.000
Imprevistos (4%)			\$ 3.144.960		\$ 10.570.210.560
Utilidad (10%)			\$ 3.459.456		\$ 11.627.231.616
TOTAL			\$ 3.459.456		\$ 11.627.231.616

Fuente: Elaboración propia con base en Casos Solar GLP. 2019

En el escenario de 1,6 MWp, el costo del sistema es de **\$3.459.456 USD.**

Para considerar el caso óptimo del primer escenario, 14 MW de pico de generación solar, el cual proporcionará el 33% del Clúster PS1, se instalarán baterías para almacenar la energía sobrante producida por los módulos solares, ya que como se mostraba anteriormente, se producen 50.01 MWh/día para la venta. Como el Clúster PS1 se encuentra en una ZNI, esta energía no se podría vender a la red. Por lo anterior, se decide considerar baterías que almacenen la potencia restante.

En la siguiente **Tabla 27**, se evidencian los costos asociados a los componentes del sistema, incluyendo baterías, componentes que no se consideraron para los dos escenarios anteriores. Esto, con fines netamente comparativos donde el valor de la inversión para este escenario sería de **\$34.836.929 USD.**

Tabla 27. Costos Sistema FV 14 MWp

CÁLCULO DE PRECIO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO					
Ítem	si/no	Dólares Costo Wp	USD	Pesos	Pesos
		Costo Wp	Costo Total	Costo Wp	Costo Total
Paneles	1	0,28	\$ 3.920.000	\$ 941	\$ 13.175.120.000
Inversores de Red	1	0,45	\$ 6.300.000	\$ 1.512	\$ 21.174.300.000
Inversores Cargadores	1	0,7	-	-	-
Estructura	1	0,27	\$ 3.780.000	\$ 907	\$ 12.704.580.000
Cableado, rejilla y protecciones	1	0,25	\$ 3.500.000	\$ 840	\$ 11.763.500.000
Sistema de control	1	0,15	\$ 2.100.000	\$ 504	\$ 7.058.100.000
Baterías (NOTA Precio Watio hora)	1	0,26	\$ 3.991.861	\$ 874	\$ 13.416.643.686
Monitorización	1	0,05	\$ 700.000	\$ 168	\$ 2.352.700.000
Obra Civil	1	0,3	\$ 4.200.000	\$ 1.008	\$ 14.116.200.000
Transporte	1	0,1	\$ 1.400.000	\$ 336	\$ 4.705.400.000
Obra Eléctrica	1	0,04	\$ 560.000	\$ 134	\$ 1.882.160.000
			\$ 30.451.861		\$ 102.348.703.686
Imprevistos (4%)			\$ 31.669.935		\$ 106.442.651.834
Utilidad (10%)			\$ 34.836.929		\$ 117.086.917.017
TOTAL			\$ 34.836.929		\$ 117.086.917.017

Fuente: Elaboración propia con base en Casos Solar GLP. 2019

Al incrementar el porcentaje de energía solar, disminuye el consumo de GLP, ya que éste solo tendría que abastecer con 23,974 KWh/día. Mediante la producción fotovoltaica, se producen 10,682.69 KWh adicionales para almacenar en baterías.

En la siguiente **Tabla 28**, se evidencia el ahorro del GLP al implementar el sistema de 14MW “caso óptimo”.

Tabla 28. Ahorro de GLP

Producción Solar Total KWh/días	Capacidad almacenado por baterías KWh/día	Producción restante	AHORRO	
			GLP Requerido KWh/día	Disponible para venta KWh/día
50.010,00	15.353,31	34.656,69	23.974,00	10.682,69

Fuente: Elaboración propia con base en Casos Solar GLP. 2019

No obstante, la cantidad de hectáreas requeridas para instalar los módulos fotovoltaicos y el valor de la inversión, no es económicamente viable para la implementación del sistema.

Por lo tanto, se continúa con la evaluación de los diferentes escenarios como se muestran a continuación.

Para realizar el estudio de factibilidad se tendrán en cuenta, los flujos de caja para el escenario actual (sistema de generación por Diésel), el segundo escenario será el sistema suministrado mediante GLP 100%, en condiciones mínimas y máximas. Por último, la evaluación del sistema híbrido solar fotovoltaico y GLP en las mismas condiciones anteriormente mencionadas.

En la siguiente tabla se evidencian los ingresos, los cuales se obtienen de la producción anual teniendo en cuenta el factor de declinación del 30%. Es por ello, que los ingresos durante los 10 años estimados del proyecto, van disminuyendo cada año.

Los costos de operación, se hallaron en el numeral 3.2.6, en donde se evidenció los comparativos en costos según cada escenario. Para el caso de generación actual, el Opex es de \$4.504.584 USD.

Los impuestos de renta son del 33% sobre la utilidad, al igual que el impuesto del 8% en regalías.

Con el flujo de caja libre, en donde se ha descontado de la utilidad y los impuestos, se halla el VPN. Cabe mencionar, que para este escenario no se tendrá en cuenta ninguna inversión, por ser el caso actual del clúster PS1.

Por último, a pesar de que el lifting cost es alto, el beneficio/costo de la generación por diésel, produce ganancias para la compañía, donde este valor se soporta en el VPN, el cual es positivo y representa en un proyecto los ingresos actuales y futuros, menos el valor presente de los costos actuales y futuros. **(Ver Tabla 29)**

Tabla 29. Flujo de Caja. Escenario Diésel 40.8 MW

Caso 1a - 40,8 MW					
Escenario con Generación Diésel					
Año	0	1	2	3	4
Ingresos (USD)	\$ 23.702.400,00	\$ 17.559.169,79	\$ 17.125.632,35	\$ 16.702.798,98	\$ 16.290.405,40
Costos DE OPERACIÓN (USD)	\$ (4.504.584,00)	\$ (4.504.584,00)	\$ (4.504.584,00)	\$ (4.504.584,00)	\$ (4.504.584,00)
Utilidad antes de Impuestos (USD)	\$ 19.197.816,00	\$ 13.054.585,79	\$ 12.621.048,35	\$ 12.198.214,98	\$ 11.785.821,40
Impuestos (33%)	\$ 6.335.279,28	\$ 4.308.013,31	\$ 4.164.945,95	\$ 4.025.410,94	\$ 3.889.321,06
Regalías (8%)	\$ 1.896.192,00	\$ 1.404.733,58	\$ 1.370.050,59	\$ 1.336.223,92	\$ 1.303.232,43
Utilidad después de Impuestos (USD)	\$ 10.966.344,72	\$ 7.341.838,90	\$ 7.086.051,80	\$ 6.836.580,12	\$ 6.593.267,91
Costos de Inversión (USD)	\$ -				
Flujo de caja libre	10.966.345	7.341.839	7.086.052	6.836.580	6.593.268

Caso 1a - 40,8 MW						
Escenario con Generación Diésel						
Año	5	6	7	8	9	10
Ingresos (USD)	\$ 15.888.193,86	\$ 15.495.912,96	\$ 15.113.317,50	\$ 14.740.168,36	\$ 14.376.232,31	\$ 14.021.281,87
Costos DE OPERACIÓN (USD)	\$ (4.504.584,00)	\$ (4.504.584,00)	\$ (4.504.584,00)	\$ (4.504.584,00)	\$ (4.504.584,00)	\$ (4.504.584,00)
Utilidad antes de Impuestos (USD)	\$ 11.383.609,86	\$ 10.991.328,96	\$ 10.608.733,50	\$ 10.235.584,36	\$ 9.871.648,31	\$ 9.516.697,87
Impuestos (33%)	\$ 3.756.591,25	\$ 3.627.138,56	\$ 3.500.882,06	\$ 3.377.742,84	\$ 3.257.643,94	\$ 3.140.510,30
Regalías (8%)	\$ 1.271.055,51	\$ 1.239.673,04	\$ 1.209.065,40	\$ 1.179.213,47	\$ 1.150.098,58	\$ 1.121.702,55
Utilidad después de Impuestos (USD)	\$ 6.355.963,10	\$ 6.124.517,36	\$ 5.898.786,05	\$ 5.678.628,05	\$ 5.463.905,78	\$ 5.254.485,02
Costos de Inversión (USD)						
Flujo de caja libre	6.355.963	6.124.517	5.898.786	5.678.628	5.463.906	5.254.485

VPN	45.963.250
B/C	4

Fuente: Elaboración propia con base en Casos Solar GLP. 2019

Para el siguiente escenario, el cual es suministrado con 100% GLP, para el flujo de caja se realiza el procedimiento anterior del caso con generación por diésel.

Al tener generación totalmente con GLP, se evaluarán el escenario a condiciones máximas de 40.8 MW y en condiciones mínimas de 38.4 MW.

Es así como se evidencia, que para implementar estos escenarios, no se requiere realizar una inversión para implementar el nuevo sistema, puesto que los tanques, vaporizadores y otros elementos del sistema, entrarían en la figura de renta, es decir, se toma como un costo operacional, ilustrado en la **Tabla 30**.

Como se evidencia en el flujo de caja, el beneficio/costo es de 5, mayor que el escenario suministrado con diésel, el cual es 4. Lo anterior, indica que este escenario es más rentable que el anterior. De igual forma, el VPN al ser un valor mayor y mantenerse positivo, significa que la suma para el clúster PS1, tendrá un incremento equivalente al valor del VPN, lo cual generará mayor cantidad de ingresos para recuperar la inversión y adicionalmente, aumentar las ganancias.

Por otro lado, se evalúa el escenario a condiciones mínimas, suministrado totalmente por GLP. Es decir, 38,4 MW de demanda requerida por el sistema. En él, se observa que el beneficio/costo y el valor presente neto, son mayor que para el escenario anterior, 40.8 MW alimentados por GLP. **(Ver Tabla 31)**

Para este escenario, como anteriormente se mencionó, el beneficio/costo es de 6 y un VPN mayor que los dos escenarios anteriores. Por ende, se deduce que dentro de los tres escenarios planteados y desarrollados hasta ahora, el de mayor rentabilidad en un escenario de 10 años, es el **caso 3**.

Tabla 30. Flujo de Caja. Escenario GLP 40.8 MW

Caso 40,8 MW GLP					
Escenario con Generación GLP					
Año	0	1	2	3	4
Ingresos (USD)	\$ 23.702.400,00	\$ 17.559.169,79	\$ 17.125.632,35	\$ 16.702.798,98	\$ 16.290.405,40
Costos DE OPERACIÓN (USD)	\$ (3.409.396,56)	\$ (3.409.396,56)	\$ (3.409.396,56)	\$ (3.409.396,56)	\$ (3.409.396,56)
Utilidad antes de Impuestos	\$ 20.293.003,44	\$ 14.149.773,23	\$ 13.716.235,79	\$ 13.293.402,42	\$ 12.881.008,84
Impuestos (33%)	\$ 6.696.691,14	\$ 4.669.425,17	\$ 4.526.357,81	\$ 4.386.822,80	\$ 4.250.732,92
Impuestos (8%)	\$ 1.896.192,00	\$ 1.404.733,58	\$ 1.370.050,59	\$ 1.336.223,92	\$ 1.303.232,43
Utilidad después de Impuestos	\$ 11.700.120,30	\$ 8.075.614,48	\$ 7.819.827,39	\$ 7.570.355,70	\$ 7.327.043,49
Costos de Inversión (USD)					
Flujo de caja libre	11.700.120	8.075.614	7.819.827	7.570.356	7.327.043

Caso 40,8 MW GLP						
Escenario con Generación GLP						
Año	5	6	7	8	9	10
Ingresos (USD)	\$ 15.888.193,86	\$ 15.495.912,96	\$ 15.113.317,50	\$ 14.740.168,36	\$ 14.376.232,31	\$ 14.021.281,87
Costos DE OPERACIÓN (USD)	\$ (3.409.396,56)	\$ (3.409.396,56)	\$ (3.409.396,56)	\$ (3.409.396,56)	\$ (3.409.396,56)	\$ (3.409.396,56)
Utilidad antes de Impuestos	\$ 12.478.797,30	\$ 12.086.516,40	\$ 11.703.920,94	\$ 11.330.771,80	\$ 10.966.835,75	\$ 10.611.885,31
Impuestos (33%)	\$ 4.118.003,11	\$ 3.988.550,41	\$ 3.862.293,91	\$ 3.739.154,69	\$ 3.619.055,80	\$ 3.501.922,15
Impuestos (8%)	\$ 1.271.055,51	\$ 1.239.673,04	\$ 1.209.065,40	\$ 1.179.213,47	\$ 1.150.098,58	\$ 1.121.702,55
Utilidad después de Impuestos	\$ 7.089.738,68	\$ 6.858.292,95	\$ 6.632.561,63	\$ 6.412.403,64	\$ 6.197.681,37	\$ 5.988.260,61
Costos de Inversión (USD)						
Flujo de caja libre	7.089.739	6.858.293	6.632.562	6.412.404	6.197.681	5.988.261

VPN	50.729.168
B/C	5

Fuente: Elaboración propia con base en Casos Solar GLP. 2019

Tabla 31. Flujo de Caja. Escenario GLP 38.4 MW

Caso 3- 38,4 MW GLP					
Escenario con Generación GLP					
Año	0	1	2	3	4
Ingresos (USD)	\$ 23.702.400,00	\$ 17.559.169,79	\$ 17.125.632,35	\$ 16.702.798,98	\$ 16.290.405,40
Costos DE OPERACIÓN (USD)	\$ (3.261.878,64)	\$ (3.261.878,64)	\$ (3.261.878,64)	\$ (3.261.878,64)	\$ (3.261.878,64)
Utilidad antes de Impuestos	\$ 20.440.521,36	\$ 14.297.291,15	\$ 13.863.753,71	\$ 13.440.920,34	\$ 13.028.526,76
Impuestos (33%)	\$ 6.745.372,05	\$ 4.718.106,08	\$ 4.575.038,72	\$ 4.435.503,71	\$ 4.299.413,83
Impuestos (8%)	\$ 1.896.192,00	\$ 1.404.733,58	\$ 1.370.050,59	\$ 1.336.223,92	\$ 1.303.232,43
Utilidad después de Impuestos	\$ 11.798.957,31	\$ 8.174.451,49	\$ 7.918.664,40	\$ 7.669.192,71	\$ 7.425.880,50
Costos de Inversión (USD)	\$ -				
Flujo de caja libre	11.798.957	8.174.451	7.918.664	7.669.193	7.425.880

Caso 3- 38,4 MW GLP						
Escenario con Generación GLP						
Año	5	6	7	8	9	10
Ingresos (USD)	\$ 15.888.193,86	\$ 15.495.912,96	\$ 15.113.317,50	\$ 14.740.168,36	\$ 14.376.232,31	\$ 14.021.281,87
Costos DE OPERACIÓN (USD)	\$ (3.261.878,64)	\$ (3.261.878,64)	\$ (3.261.878,64)	\$ (3.261.878,64)	\$ (3.261.878,64)	\$ (3.261.878,64)
Utilidad antes de Impuestos	\$ 12.626.315,22	\$ 12.234.034,32	\$ 11.851.438,86	\$ 11.478.289,72	\$ 11.114.353,67	\$ 10.759.403,23
Impuestos (33%)	\$ 4.166.684,02	\$ 4.037.231,32	\$ 3.910.974,82	\$ 3.787.835,61	\$ 3.667.736,71	\$ 3.550.603,07
Impuestos (8%)	\$ 1.271.055,51	\$ 1.239.673,04	\$ 1.209.065,40	\$ 1.179.213,47	\$ 1.150.098,58	\$ 1.121.702,55
Utilidad después de Impuestos	\$ 7.188.575,69	\$ 6.957.129,95	\$ 6.731.398,64	\$ 6.511.240,64	\$ 6.296.518,37	\$ 6.087.097,61
Costos de Inversión (USD)						
Flujo de caja libre	7.188.576	6.957.130	6.731.399	6.511.241	6.296.518	6.087.098

VPN	51.371.120
B/C	6

Fuente: Elaboración propia con base en Casos Solar GLP. 2019

A continuación, se analizará los escenarios del sistema híbrido a condiciones máximas y mínimas. En ellos se evidenciarán la diferencia entre el suministro con diésel y 100% de GLP.

También se tendrá en cuenta, la inversión requerida para instalar el sistema fotovoltaico en el año cero, la cual varía dependiendo de la potencia instalada, ya sea 1,7 MWp o 1,6 MWp. Para los proyectos implementando energía solar, se dan diferentes beneficios, dentro de ellos los bonos de carbono, los cuales en el año 10, sobre la utilidad se recibe después del impuesto, el retorno del 5% de la inversión realizada. **(Ver Tabla 32)**

En este escenario, al igual que el caso generado 100% por GLP, para un requerimiento de 38,4 MW, se obtiene un beneficio costo de 6.

Por último, se evalúa el escenario en condiciones máximas de operación, 40,8 MW con el sistema híbrido Solar- GLP.

En él, se podrá evidenciar que el indicador beneficio/costo es menor, ya que, al requerir mayor cantidad de módulos solares, la inversión inicial incrementa, por ende hay menor retorno de la inversión en el horizonte de tiempo propuesto, en comparación con el escenario de 40,8 MW.

A continuación se ilustra la **Tabla 33**, para el escenario de 1,700 KWp instalados en energía solar.

Analizando los indicadores de VPN y beneficio/costo, los resultados muestran que tanto el sistema alimentado por GLP 100% y utilizando el sistema híbrido Solar-GLP diseñado, son proyectos viables e incrementan tanto el valor presente neto como el indicador beneficio/costo por encima del escenario actual, alimentado por diésel.

Sin embargo, se encuentra que la relación de la tasa interna de oportunidad, para el estudio financiero es inversamente proporcional al valor presente neto. Para todos los escenarios, se contempló una tasa de oportunidad del 10%, sin embargo al aumentar la TIO, el VPN disminuía en cada uno de los casos.

Por otro lado, el indicador beneficio/costo se mantuvo con los mismos valores, constante, independiente al cambio de la TIO. Por lo tanto, se encuentra una oportunidad de implementación y sustitución del sistema de generación del clúster PS1, por sistemas híbridos solares y GLP.

Tabla 32. Flujo de Caja. Escenario GLP+ Solar 38.4 MW

Caso 2- 38,4 MW GLP+ SOLAR					
Escenario con Generación GLP + SOLAR					
Año	0	1	2	3	4
Ingresos (USD)		\$ 17.559.169,79	\$ 17.125.632,35	\$ 16.702.798,98	\$ 16.290.405,40
Costos DE OPERACIÓN (USD)		\$ (2.959.944,48)	\$ (2.959.944,48)	\$ (2.959.944,48)	\$ (2.959.944,48)
Utilidad antes de Impuestos		\$ 14.599.225,31	\$ 14.165.687,87	\$ 13.742.854,50	\$ 13.330.460,92
Impuestos (33%)		\$ 4.817.744,35	\$ 4.674.677,00	\$ 4.535.141,98	\$ 4.399.052,10
Impuestos (8%)		\$ 1.404.733,58	\$ 1.370.050,59	\$ 1.336.223,92	\$ 1.303.232,43
Utilidad después de Impuestos		\$ 8.376.747,38	\$ 8.120.960,28	\$ 7.871.488,60	\$ 7.628.176,39
Costos de Inversión (USD)	\$ 3.459.456				
Flujo de caja libre	-3.459.456	8.376.747	8.120.960	7.871.489	7.628.176

Caso 2- 38,4 MW GLP+ SOLAR						
Escenario con Generación GLP + SOLAR						
Año	5	6	7	8	9	10
Ingresos (USD)	\$ 15.888.193,86	\$ 15.495.912,96	\$ 15.113.317,50	\$ 14.740.168,36	\$ 14.376.232,31	\$ 14.021.281,87
Costos DE OPERACIÓN (USD)	\$ (2.959.944,48)	\$ (2.959.944,48)	\$ (2.959.944,48)	\$ (2.959.944,48)	\$ (2.959.944,48)	\$ (2.959.944,48)
Utilidad antes de Impuestos	\$ 12.928.249,38	\$ 12.535.968,48	\$ 12.153.373,02	\$ 11.780.223,88	\$ 11.416.287,83	\$ 11.061.337,39
Impuestos (33%)	\$ 4.266.322,30	\$ 4.136.869,60	\$ 4.010.613,10	\$ 3.887.473,88	\$ 3.767.374,98	\$ 3.650.241,34
Impuestos (8%)	\$ 1.271.055,51	\$ 1.239.673,04	\$ 1.209.065,40	\$ 1.179.213,47	\$ 1.150.098,58	\$ 1.121.702,55
Utilidad después de Impuestos	\$ 7.390.871,58	\$ 7.159.425,84	\$ 6.933.694,52	\$ 6.713.536,53	\$ 6.498.814,26	\$ 6.473.177,10
Costos de Inversión (USD)						
Flujo de caja libre	7.390.872	7.159.426	6.933.695	6.713.537	6.498.814	6.473.177

VPN	38.629.854
B/C	6

Fuente: Elaboración propia con base en Casos Solar GLP. 2019

Tabla 33. Flujo de Caja. Escenario GLP+ Solar 40.8 MW

Caso 1- 40,8 GLP+ SOLAR					
Escenario con Generación GLP + SOLAR					
Año	0	1	2	3	4
Ingresos (USD)		\$ 17.559.169,79	\$ 17.125.632,35	\$ 16.702.798,98	\$ 16.290.405,40
Costos DE OPERACIÓN (USD)		\$ (3.083.052,96)	\$ (3.083.052,96)	\$ (3.083.052,96)	\$ (3.083.052,96)
Utilidad antes de Impuestos		\$ 14.476.116,83	\$ 14.042.579,39	\$ 13.619.746,02	\$ 13.207.352,44
Impuestos (33%)		\$ 4.777.118,56	\$ 4.634.051,20	\$ 4.494.516,19	\$ 4.358.426,31
Regalías (8%)		\$ 1.404.733,58	\$ 1.370.050,59	\$ 1.336.223,92	\$ 1.303.232,43
Utilidad después de Impuestos		\$ 8.294.264,70	\$ 8.038.477,60	\$ 7.789.005,91	\$ 7.545.693,70
Costos de Inversión (USD)	\$ 3.675.672				
Flujo de caja libre	-3.675.672	8.294.265	8.038.478	7.789.006	7.545.694

Caso 1- 40,8 GLP+ SOLAR						
Escenario con Generación GLP + SOLAR						
Año	5	6	7	8	9	10
Ingresos (USD)	\$ 15.888.193,86	\$ 15.495.912,96	\$ 15.113.317,50	\$ 14.740.168,36	\$ 14.376.232,31	\$ 14.021.281,87
Costos DE OPERACIÓN (USD)	\$ (3.083.052,96)	\$ (3.083.052,96)	\$ (3.083.052,96)	\$ (3.083.052,96)	\$ (3.083.052,96)	\$ (3.083.052,96)
Utilidad antes de Impuestos	\$ 12.805.140,90	\$ 12.412.860,00	\$ 12.030.264,54	\$ 11.657.115,40	\$ 11.293.179,35	\$ 10.938.228,91
Impuestos (33%)	\$ 4.225.696,50	\$ 4.096.243,80	\$ 3.969.987,30	\$ 3.846.848,08	\$ 3.726.749,19	\$ 3.609.615,54
Regalías (8%)	\$ 1.271.055,51	\$ 1.239.673,04	\$ 1.209.065,40	\$ 1.179.213,47	\$ 1.150.098,58	\$ 1.121.702,55
Utilidad después de Impuestos	\$ 7.308.388,89	\$ 7.076.943,16	\$ 6.851.211,84	\$ 6.631.053,85	\$ 6.416.331,58	\$ 6.390.694,42
Costos de Inversión (USD)						
Flujo de caja libre	7.308.389	7.076.943	6.851.212	6.631.054	6.416.332	6.390.694

VPN	38.036.963
B/C	5

Fuente: Elaboración propia con base en Casos Solar GLP. 2019

4. CONCLUSIONES

- Colombia cuenta con un gran potencial solar al encontrarse en la línea del ecuador, se evidencia que en promedio la radiación para el Clúster PS1 es de 4.6 KWh/m² al año y la producción eléctrica solar específica para el Clúster PS1 al año es de 1,295.5 KWh/KWp.
- El Clúster PS1, cuenta con una demanda promedio de 27,9 MW diaria, la cual es abastecida con generadores diésel de 500 KW y 436 KW.
- El porcentaje promedio de las cargas en los motores de las bombas ESP para el Clúster PS1 es de 74%, donde la frecuencia operacional alcanza los límites de la frecuencia máxima de los motores.
- La potencia nominal instalada para el clúster PS1 es de 35.38 MW/ día, teniendo en cuenta que opera las 24 horas del día. Sin embargo, al analizar los históricos de consumo del clúster, se registra que el mayor consumo demandado fue de 39.83 MW/día. Lo anterior, debido a que se presentaron fallas en el sistema y la estabilización de los equipos registra este pico encontrado para el mes de Mayo de 2019.
- Para el cálculo de consumo de GLP, se evidencia que para el escenario 1 y 2, el punto óptimo de ahorro de GLP es de 33%, con una capacidad instalada de 14 MW en energía solar. Para el escenario 3, el ahorro de GLP hallado fue de 32%, con una potencia instalada de 12 MW usando módulos solares.
- Se encontró que la relación entre el número de paneles y el área necesaria para su instalación, es directamente proporcional. Para el escenario 1, con una demanda de 40,8 MW se requieren 3,282 paneles equivalentes a 0.0189 Km² de área disponible, por el contrario para el escenario de 38,4 MW se precisan 3.089 módulos solares.
- Para respaldar el 100% en energía solar fotovoltaica, se tendrían que instalar 25,756 paneles de 400 W.
- En el comparativo de los sistemas, se evidencia que el costo del levantamiento actual es de \$856/KWh, mientras que utilizando los escenarios del sistema híbrido solar GLP, disminuye el lifting cost a \$723,78/KWh en el escenario máximo GLP+ Solar y en el mínimo de \$736/KWh.
- En el estudio de factibilidad considerando los indicadores, beneficio/costo y el valor presente neto, los escenarios con mayor rentabilidad son los casos con demanda requerida de 38,4 MW para sistemas alimentados con 100% GLP y también con la implementación del sistema híbrido solar y GLP, ya que se obtuvo

beneficios/costos de 6, y valores presentes neto por encima de \$38.629.854 USD para el diseño híbrido y \$51.371.120 USD para el sistema alimentado totalmente con GLP.

5. RECOMENDACIONES

- Este Proyecto Investigativo se puede aplicar a campos o clústeres que se encuentran en las ZNI del país principalmente.
- Evaluar la viabilidad de un sistema híbrido solar con gas natural como combustible
- Analizar la factibilidad de un sistema híbrido conectado a la red eléctrica del país.
- Investigar, diseñar y aplicar módulos solares fotovoltaicos con mayores eficiencias para el aprovechamiento de la radiación solar en el clúster PS1. De igual forma, para cualquier locación a estudiar.
- Considerar los beneficios de la Ley 1715 del 2014 y los bonos de carbono para futuros proyectos.
- Realizar la viabilidad económica incluyendo los ingresos que generaría la venta de Bonos de Carbono en el escenario eventual en el que el proyecto sea aprobado por las Naciones Unidas por el Ministerio del Medio Ambiente.
- Aplicar el proyecto a campos productores de yacimientos no convencionales, para efectuar un suministro directo del pozo a los generadores para las operaciones requeridas.

BIBLIOGRAFÍA

Adouane, M. Tabet, D. Feasibility study of a hybrid plants (photovoltaic-LPG generator) system for rural electrification. 2016. [revisado Mayo 2019]

AL ALI, SIDDIQUE, & SIMMONS. Health, Safety, and Environmental Considerations for a Photovoltaic-based Power Generation System for Oil Rigs in Remote Locations. Egipto. 2012. [revisado 10 de Noviembre 2018].

Andric, I. Pina, A. Study of the different structures of hybrid systems in renewable energies: A review.2019. [revisado Mayo 2019]

ATLAS DE RADIACIÓN SOLAR, ULTRAVIOLETA Y OZONO DE COLOMBIA. IDEAM. [revisado 20 de Octubre 2019]

B. Ashok, S. Denis Ashok, C. Ramesh Kumar. LPG diesel dual fuel engine – A critical review. 2015. [revisado Mayo 2019]

Beltrán, A. Gracia-León, H. Rodríguez-Urrego, D. Rodríguez-Urrego, L. Design and calculation of a hybrid solar-hydraulic power station in Gran Canaria [Diseño y cálculo de una central híbrida solar-hidráulica en gran canaria. 2018. [revisado Mayo 2019]

COSENIT. UPME. Determinación de potencialidades de uso de las acciones necesarias para activar el subsector de GLP en Colombia. 2013. Bogotá, Colombia. [revisado 22 de Mayo 2019]

DE LA PEÑA, Javier. Estudio y desarrollo de una Planta Solar. 2016. [revisado Enero 2019]. Disponible en Internet: http://oa.upm.es/44195/1/TFG_JAVIER_DE_LA_PEÑA_CARRASCOSA.pdf

GARCÍA ARBELÁEZ, Carolina. VALLEJO, Gabriel. Higgings, Mary. El Acuerdo de París, Así actuará Colombia frente al cambio climático. 1 ed. Cali, Colombia, WWF-Colombia, 2016. 52 pp.

GÓMEZ, Jhonnatan. MURCIA, Jairo D. CABEZA, Iván. La energía solar fotovoltaica en Colombia: potenciales, antecedentes y perspectivas. 1 ed. Bogotá, Colombia, 2016.p.3
(UPME, IDEAM, 2005)

Gómez, Jhonnatan. LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN COLOMBIA: POTENCIALES, ANTECEDENTES Y PERSPECTIVAS. 2017. [revisado Febrero 2019]. Disponible en Internet <https://repository.usta.edu.co/bitstream/handle/11634/10312/Gómez2018.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

H.S. Tira, J.M. Herreros, A. Tsolakis, M.L. Wyszynski. Characteristics of LPG–diesel dual fuelled engine operated with rapeseed methyl ester and gas-to-liquid diesel fuels. 2012. España. [revisado 22 de Mayo 2019]. Disponible en Internet: <http://bit.ly/LPGDIESELCS>

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NC-1486-6166. Bogotá D.C: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.

Lazarov V., Bochev, Ivan. Nottton Gilles, Z. Zarkov, Hybrid Power Systems with Renewable Energy Sources – Types, Structures, Trends for Research and Development. En línea. Bulgaria. 15-16 de Septiembre 2005. [revisado 1 de Mayo 2019]. Disponible en Internet: https://www.researchgate.net/publication/236012467_Hybrid_Power_Systems_wit_h_Renewable_Energy_Sources_-_Types_Structures_Trends_for_Research_and_Development

OVIROH & JEN, The energy cost analysis of hybrid systems and diesel generators in powering selected base transceiver station locations in Nigeria. 2018. Nigeria, África [revisado 02 de Mayo 2019].

Ramirez, H. Informe de Gestión 2018. 2018. [revisado Mayo 2019]

RAMIREZ, Ricardo. AVANCES DEL PLAN INDICATIVO DE ABASTECIMIENTO DE GLP. 2018. [revisado Febrero 2019]. Disponible en: <http://www.gasnova.co/wp-content/uploads/2018/08/Plan-de-abastecimiento-GLP-UPME.pdf>

R. E. Anglés Ortiz, A. A. González Deibe, G. A. Moscoso Mejía, C. A. Vega Aldana, and D. Encinas Oñate, “SER - Energia Renovable en Colombia,” eoi - Escuela de Negocios, Plan de Negocios, Madrid, España, Junio, 2008.

REN21 Steering Committee, Renewables 2016 global status report. Andrić, Ipina. AFerrão, P. Fournier, J. Cherkaoui, Mohamed. Kartite, Jihane. Study of the different structures of hybrid systems in renewable energies: A review. 2018. En línea. Atenas, Grecia. 19-21 Septiembre 2018. [revisado 2 de Mayo 2019]. Disponible en Internet: <http://bit.ly/HYBRIDSYSTEMCS>

Saavedra,F. Universidad Técnica Federico Santa María Departamento De Ingeniería Mecánica & “Diseño E Implementación De Un Sistema Híbrido Pv-Mci-Batería Para Realización De Ensayos En Laboratorio De Energías Renovables (Ler) Usm. 2016. [revisado Mayo 2019]

SIERRA, Fabio. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD CON EL OBJETIVO DE EVALUAR EN LA PRÁCTICA LA INICIATIVA DE NEGOCIO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA

ELÉCTRICA CON MOTORES QUE UTILIZAN GLP COMO COMBUSTIBLE. 2014.
[revisado octubre 2019]

TERSOGLIO, Jorge. GLP,Planta, Gas. 2008. [revisado Mayo 2019]

WORLD LP GAS ASSOCIATION. Lpgas+Renewables
Theperfecthybridcombination. 2018. [revisado Mayo 2019]

ANEXOS

**ANEXO A.
EFICIENCIA DE LAS BOMBAS ESP. CLÚSTER PS1**

Fluid Data					
Oil Specific Gravity:	0.94	Deg API:	19.0	Sol Gas/Oil Ratio Above Bubble Point:	71.97 scf/STB
Water Specific Gravity:	1.0	Water Cut:	84.0%		
Producing GOR:	72.12 scf/STB	Producing GLR:	11.54 scf/STB		

Gas Properties					
Gas Specific Gravity:	0.973	Bubble Point Pressure:	567.1 psi		
N2:	0%	H2S:	0%	CO2:	0%

Gas Separation					
Natural Separation Eff:	N/A	Mechanical Separation Eff:	N/A	User-entered Sep Eff:	80.0%
LT Gas Separator:	513 GRS (OBS)	UT Gas Separator:	None	Packer Installed:	No

PVT Correlations					
Bubble Point Pressure / Rs:	Standings		Oil Formation Vol Fac:	Standings	
Oil Compressibility:	Petrosky		Gas Compressibility:	Dranchuck & Kasseem	

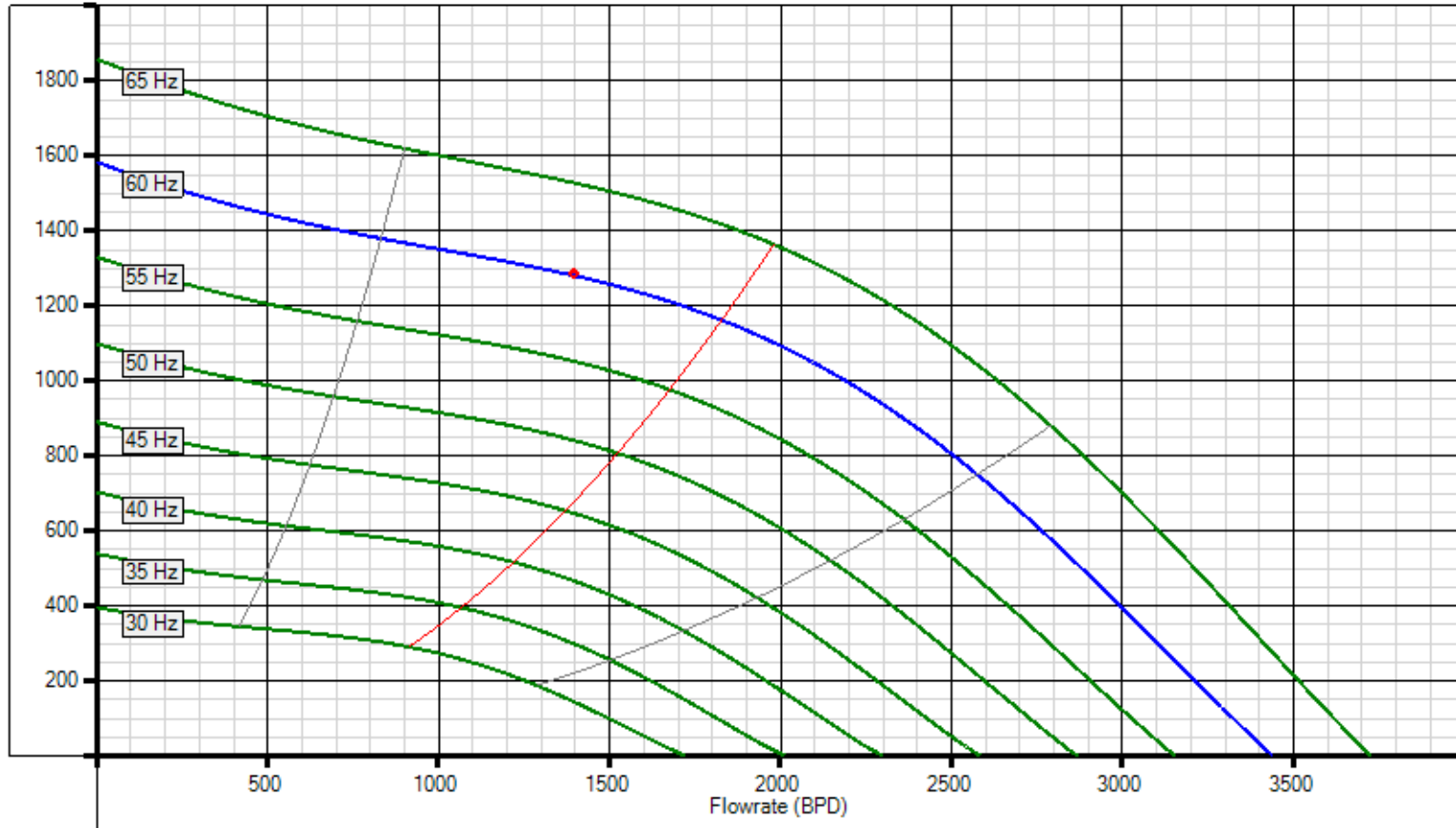
Fluid Viscosity Correlations					
Dead Oil Viscosity:	User's table		Saturated Oil Viscosity:	Beggs & Robinson	
Unsaturated Oil Viscosity:	Beal		Emulsion Viscosity:	N/A	

Pump Tornado Curves

60 - 400CENTURION - G22 - SSD (Bottom)

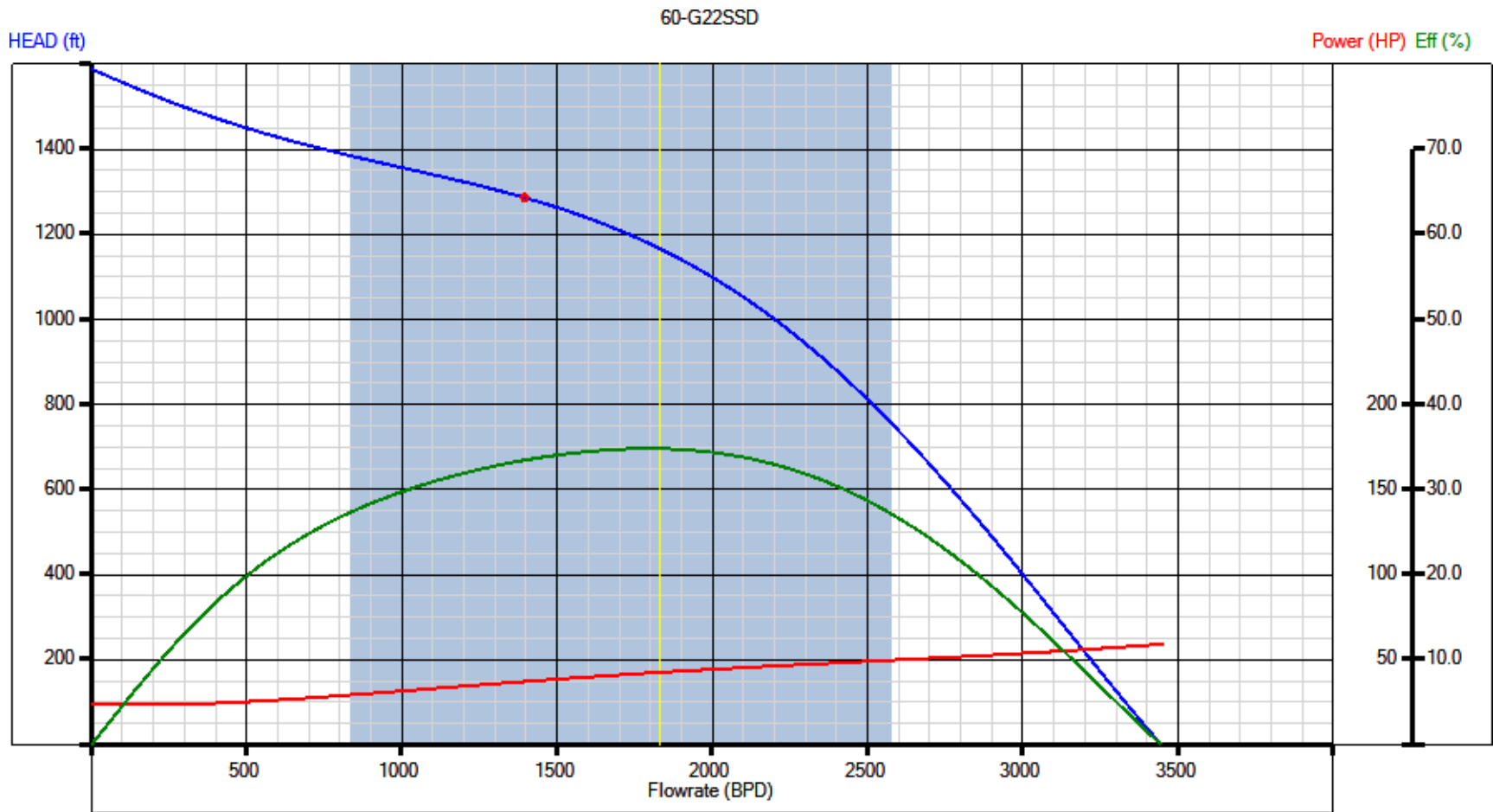
60-G22SSD

HEAD (ft)



Pump Curves @ 60.1 Hz

60 - 400CENTURION - G22 - SSD (Bottom)



ANEXO B. RADIACIÓN SOLAR MENSUAL DE COLOMBIA

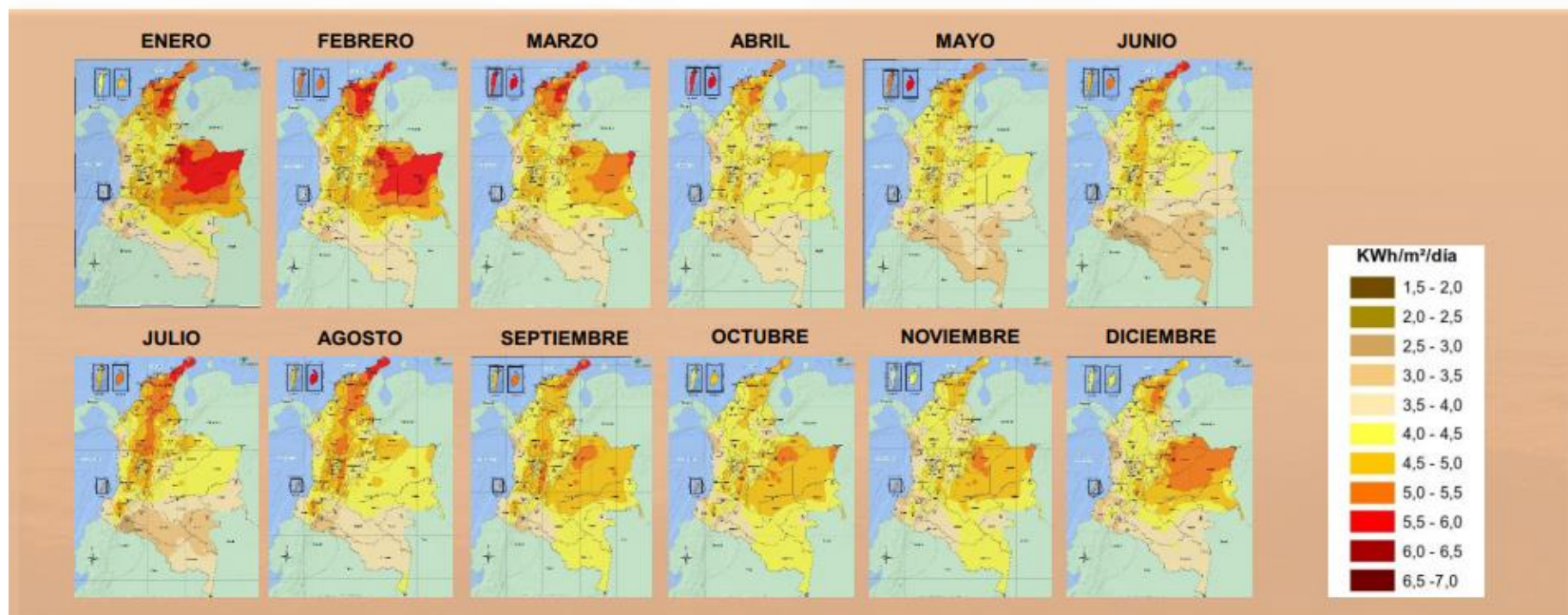
ATLAS CLIMATOLÓGICO,
RADIACIÓN Y VIENTO

RESULTADOS



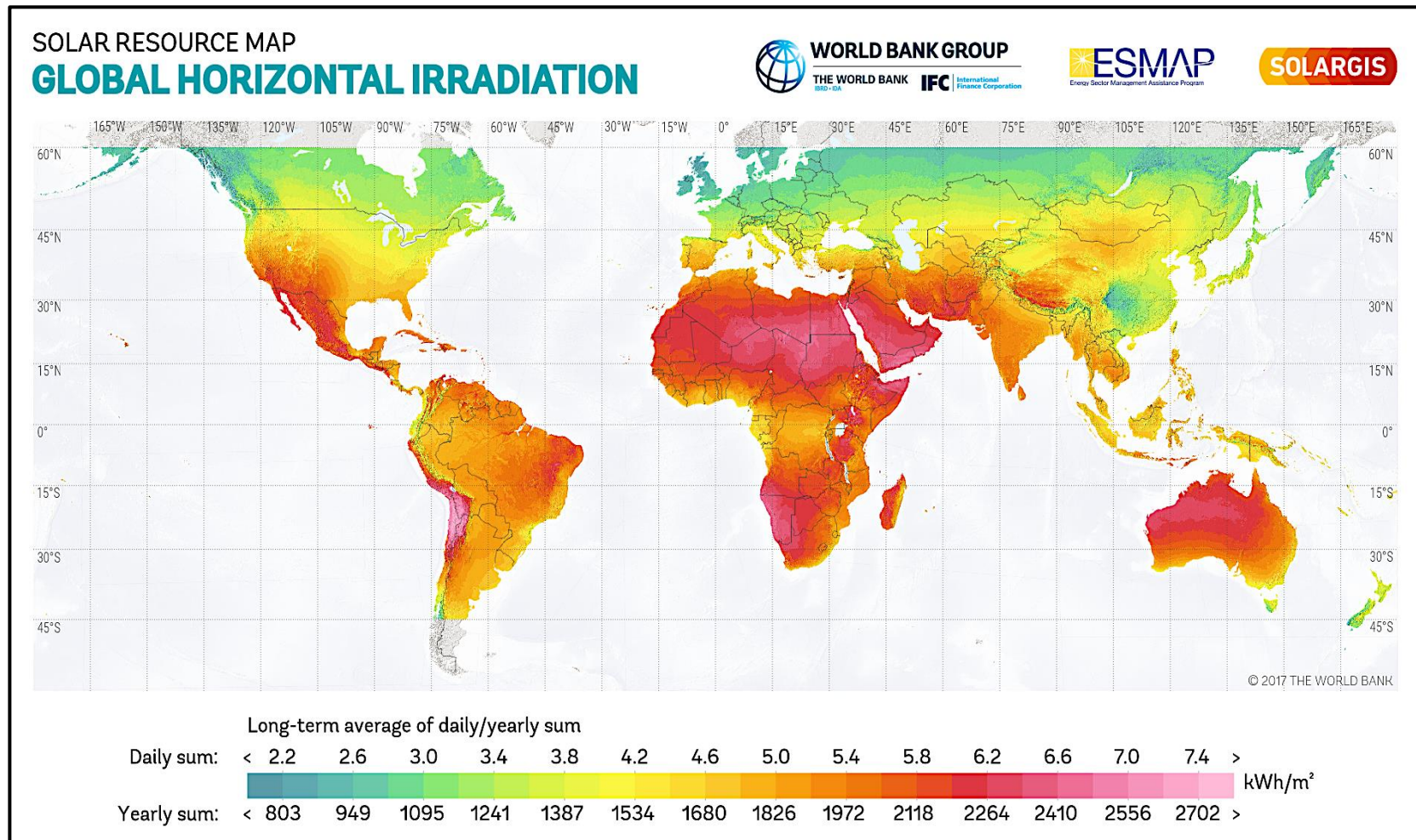
Principales resultados de RADIACIÓN GLOBAL

Mosaico de la Irradiación global recibida en una superficie horizontal durante el día (KWh/m² por día)



Fuente: Atlas climatológico, radiación y viento. IDEAM. 2018.

ANEXO C. RADIACIÓN HORIZONTAL GLOBAL



Fuente: Meteonorm, 2019

