

Análisis De La Transición Energética Para El Suministro Eléctrico De Las Operaciones Upstream En Un Campo Petrolero

Energy Transition Analysis For The Power Supply Of Upstream Operations In An Oil Field.

La Rotta Monroy Wilber¹, Bernal Efraín², Aristizábal Andrés Julián³

Resumen

En este artículo se presentan los resultados del análisis para la transición energética para el suministro eléctrico de las operaciones upstream en un campo petrolero, empleando como marco de referencia una agrupación de siete pozos petroleros en operación e integrando los conceptos de clúster de microrredes y clúster petrolero para proponer un modelo de integración de clúster de energía híbrida para pozos CEHP. Para lograr un modelo ajustado a la realidad se ajustaron siete alternativas para el suministro en firme de energía eléctrica con fuentes renovables y sistema de respaldo por baterías y conexión a la red de distribución eléctrica propia del campo petrolero. Los resultados obtenidos permiten visualizar la viabilidad técnica y económica de una transición energética para este tipo de cargas industriales, logrando un grado de autarquía hasta del 68,4% mediante la inversión que implica un sistema seguro, confiable, resiliente y adaptativo a los cambios de la demanda. La propuesta de integración propuesta hace factible integrar los nuevos avances en tecnología con fuentes renovables no convencionales, su acelerada reducción de costos y la concentración de la demanda industrial.

¹ Electrical Engineer, Universidad Nacional de Colombia. Engineering Department, Universidad de Bogotá Jorge Tadeo Lozano, Bogotá, Colombia. Email: wilber.larottam@utadeo.edu.co.

² Electronic Engineer, Universidad Pontificia Bolivariana. Master in electronics and computing, Universidad de los Andes, Colombia. Doktor -Ingenieur, ULM Universität, Alemania. Associate Professor, Universidad de La Salle, Colombia. Email: ebernalal@unisalle.edu.co.

³ Engineering Department, Universidad de Bogotá Jorge Tadeo Lozano, Bogotá, Colombia. Email: andresj.aristizabal@utadeo.edu.co

Palabras clave: Clúster, Energy, Oil&Gas Industry, Microgrids, Renewable Energy, Smart Grids, Energy Storage, Upstream, Well.

Abstract

This article presents the results of the energy transition analysis for the power supply of upstream operations in an oil field, using as a reference framework, a grouping of seven oil wells in operation and integrating the concepts of micro-network cluster and oil cluster to propose a hybrid energy cluster integration model for CEHP wells. To achieve a reality-adjusted model, seven alternatives were modeled for the firm supply of electricity with renewable sources and battery backup system and connection to the oil field's own electrical distribution network. The results obtained allow to visualize the technical and economic feasibility of an energy transition for this type of industrial loads, achieving a degree of autarquía up to 68.4% through the investment that implies a safe, reliable, resilient and adaptive system to changes in demand. The integration proposal is feasible because of new advances in technology with unconventional renewable sources, its accelerated cost reduction and the concentration of industrial demand.

Keywords: Clúster, Energy, Oil&Gas Industry, Renewable Energy, Renewal, Smart Grids, Storage, Upstream, Well.

1. Introducción: La perforación y producción de petróleo es una de las actividades industriales que requiere un alto consumo de energía eléctrica continua, confiable y estable para operar con seguridad las facilidades de perforación y producción de petróleo en superficie. Estas facilidades se diseñan con altos estándares de seguridad por presencia de vapores inflamables de alta volatilidad, altas presiones y temperaturas que pueden generar condiciones de riesgo por ignición de vapores y líquidos inflamables [1]. Están conformadas principalmente por sistemas de extracción de crudo, mediante bombeo

mecánico o electro sumergible en los pozos, estaciones de producción y tratamiento del petróleo y gas, sistemas de tratamiento e inyección de agua, sistemas de bombeo para despacho de petróleo a oleoductos locales o regionales para su transporte hacia refinerías o puertos marítimos para exportación. [2]

En Colombia, generalmente las zonas a explorar y los yacimientos a producir se ubican en zonas apartadas de los centros urbanos y costa afuera [3] que no se encuentran interconectadas con la red eléctrica principal del país [4] o cuentan con una infraestructura eléctrica regional limitada en capacidad y confiabilidad para atender de manera convencional, la demanda eléctrica de uso final.

Para sistemas de producción de crudo aislados de la red eléctrica, se utilizan generalmente turbogeneradores de combustión interna en sitio con combustibles líquidos para atender de forma permanente, continua y segura, el suministro de energía eléctrica para la producción de los pozos petroleros, elevando los costos de producción y generando un impacto ambiental por ruido y emisiones de CO₂ producto de la combustión.

Un ejemplo de la demanda energética de campos en desarrollo en Colombia; son cuatro campos de producción de petróleo, ubicados en el departamento del Meta que cuentan con 1500 pozos operativos y tasas promedio de producción de 200 mil barriles de petróleo equivalente por día; que representan el 28% de la producción total del país y demandan en promedio 1752 GWh/año para operar de manera segura y eficiente.

La caracterización de la curva de demanda de energía para estos campos productores es relativamente constante y se concentra un 80% en la carga de bombeo en los pozos por operación de bombas electrosumergibles y 20% en estaciones de tratamiento de crudo y gas por operación principalmente de bombas de trasvase, despacho de crudo y servicios auxiliares. La demanda aumenta progresivamente con el desarrollo del campo petrolero

por perforación de nuevos pozos y nuevas facilidades en superficie por tal motivo es fundamental asegurar el suministro de energía eléctrica de fuentes confiables que permitan diversificar la matriz energética y mantenga en control la tarifa.

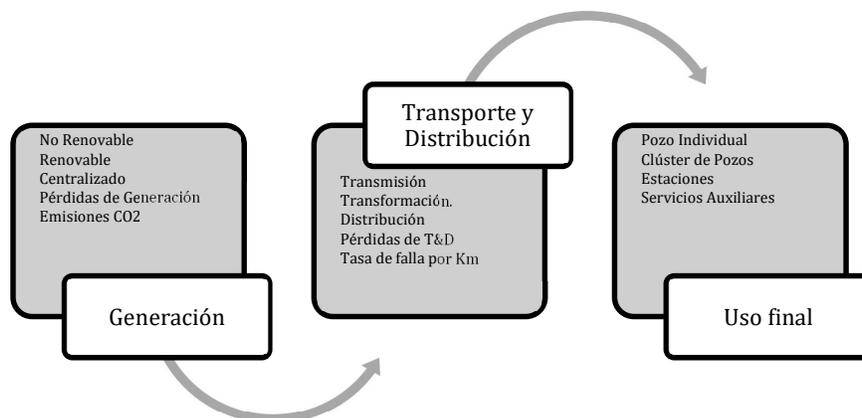
La integración de energías renovables se vislumbra como una opción para disminuir la dependencia de fuentes de combustión y compra de energía en zonas de baja confiabilidad del suministro eléctrico. En este artículo se presenta un concepto novedoso para solucionar dicha problemática del suministro de energía eléctrica en firme a pozos petroleros con alta penetración de energías renovables, la cual denominamos Integración de Clúster de Energía Híbrida en Pozos (ICEHP). En la sección 2, se ilustra el concepto de clúster petrolero [5],[6] como concentrador y optimizador de los costos de inversión para exploración y producción de crudo y gas en la industria petrolera [7] seguidamente el concepto de clúster de energía para redes inteligentes [8] y finalmente la propuesta de integración tecnológica de estos dos conceptos mediante la Integración de Clúster de Energía Híbrida en Pozos (ICEHP). En la sección 3 se presenta el modelamiento de un clúster típico de producción en Colombia y en la sección 4 los resultados de las simulaciones obtenidas para diferentes modos de operación del clúster híbrido. Finalmente se realiza un análisis de los resultados obtenidos y recomendaciones para estudios futuros.

2. Conceptualización de Clúster.

El suministro convencional de energía eléctrica a las facilidades de producción de un campo petrolero costa adentro, considera diversas fuentes centralizadas de generación de energía con fuentes renovables y no renovables, sistemas robustos de transmisión y distribución

para su uso final en Estaciones, Clúster de pozos, entre otros usuarios como se ilustra en la figura 1.

Figura 1 Concepto convencional del suministro eléctrico.



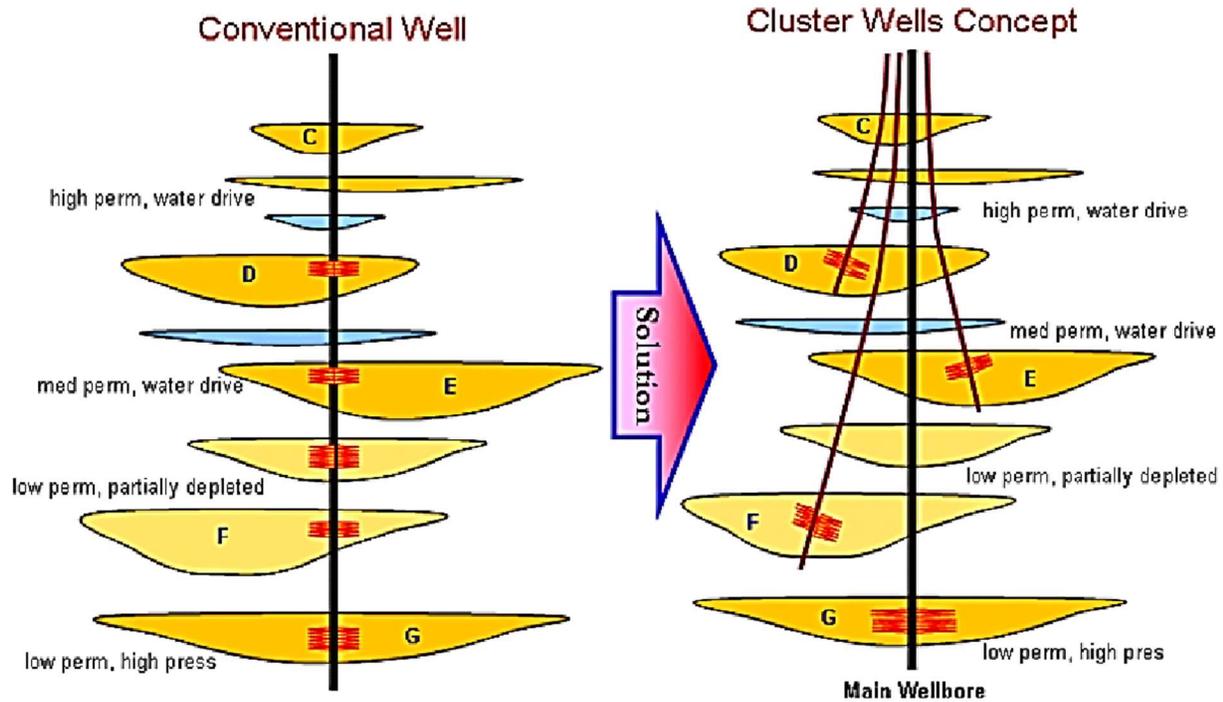
Fuente: elaboración propia.

Una de las técnicas de optimización de costos de inversión y operación en proyectos de desarrollo para perforación y producción petrolera, es la agrupación de pozos en superficie que integran en un área delimitada varios pozos que pueden producir de diferentes zonas del Yacimiento. Esto se conoce en la industria como clúster petrolero y se presenta a continuación:

2.1. Clúster petrolero

Las actividades de perforación y producción se realizaban tradicionalmente por pozo con servidumbres individuales con mayores costos por compra de servidumbre, traslados de equipos de perforación entre pozos, construcción individual de vías de acceso, subestaciones eléctricas y sistemas de recolección de crudo. De otra parte, la agrupación de pozos en Clúster, comparten un área de servidumbre común en superficie para optimizar costos de perforación y producción para instalar equipos de control de producción de petróleo y gas,[9] redes de transporte en troncales de recolección de fluidos, distribución y control de energía eléctrica en el clúster, zonas de tránsito internas para operación y mantenimiento de la infraestructura en superficie. En la siguiente figura se ilustra la diferencia de un pozo individual y un Clúster:

Figura 2 Esquema concepto Clúster de Pozos [5]



La tecnología de perforación en Clúster ha reducido el área del suelo intervenida y utilizada para perforación y producción de pozos [5], ha simplificado la construcción de las instalaciones de superficie, reducido los tiempos de construcción, ha reducido el consumo energía eléctrica por concentración de la demanda y la inversión total requerida para la construcción de nuevos campos de crudo y gas.

2.2. Clúster de Microredes.

En otras líneas de investigación tecnológica en Smart Grids, como se muestra en la figura 3; la clusterización de la energía es un término utilizado por investigadores en redes inteligentes para definir nodos integrados de generación de energía con sistemas renovables no convencionales y sistemas de almacenamiento autónomos de control avanzado para suministro de energía eléctrica a cargas conectadas a la red eléctrica pública o en operación

aislada, considerando algoritmos regionales de respuesta a la demanda para estudiar la frecuencia y el control de potencia óptimos. [8]

Figura 3 Clúster de Microredes[10]



A su vez, este concepto de microredes permite visualizar como la integración de energías renovables junto con sistemas inteligentes de almacenamiento de energía [11], [12], [13], [14] y otras fuentes de generación no convencionales, se pueden agrupar gracias a los avances de las tecnologías de comunicaciones y control propias de las microredes para aprovechamiento en un campo petrolero en etapa de desarrollo en Colombia.

2.3. Clúster de Energía Híbrida en Pozos. CEHP

Como se expuso en las secciones anteriores, el concepto de clúster de microredes viabiliza la operación descentralizada de diversas fuentes de energía renovable, y de su parte las técnicas

de agrupación de pozos de la industria petrolera garantizan la concentración de la demanda en sectores geográficos. Estas características de oferta y demanda sectorizada, permite conformar sistemas híbridos interconectados con control avanzado que aprovechen la agrupación zonal de la demanda con el potencial energético renovable disponible en cada sitio, como se muestra en la figura 4.

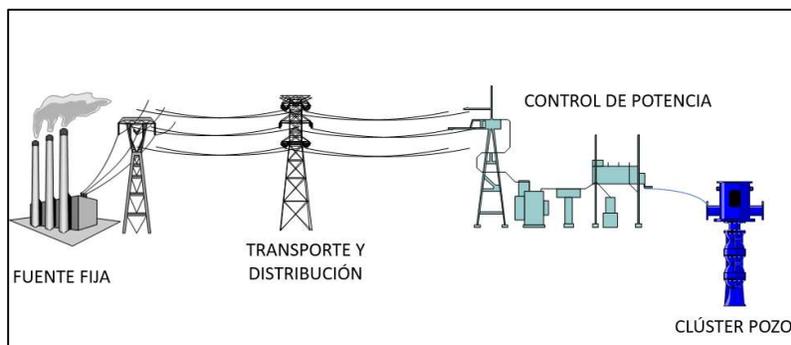
Figura 4 Concepto Clúster de Energía Híbrida en Pozos - CEHP



Fuente: elaboración propia.

Diversos y abundantes recursos renovables no convencionales, como el solar, eólico, geotérmico; están disponibles en las zonas de producción de crudo en Colombia [15], la madurez de las tecnologías para su aprovechamiento y almacenamiento, junto a la reducción sistemática y radical de sus costos de adquisición e implementación [16], permiten considerarlos como el suministro principal de energía eléctrica a los clúster de pozos en producción, manteniendo la infraestructura eléctrica convencional, descrita en la figura 5; como respaldo de contingencias operativas y nodos disponibles para exportar los excedentes de energía que se generen en el clúster o clúster vecinos, incluso cuando finalice el ciclo de producción del campo petrolero.

Figura 5 Suministro convencional y centralizado de energía



Fuente: elaboración propia.

Este concepto permite generar un valor adicional con las redes eléctricas, reducir impactos de huella de carbono; mitigar riesgos por desabastecimiento o aumento en costo de combustibles como el gas natural, mantener en control la tarifa de energía eléctrica por fenómenos climáticos como el “niño”, conformar sistemas de autogeneración eléctrica renovables, complementarios y resilientes [17], aplazar inversiones en transmisión y distribución por aumento en la demanda de energía, entre otros beneficios asociados a las redes inteligentes como gestión y respuesta de la demanda en tiempo real, despacho económico y restablecimiento automático de las operaciones de producción por eventos externos.

Estudios de investigación en redes inteligentes, también han incursionado en metodologías y algoritmos para el dimensionamiento, selección y ubicación óptima de sistemas de generación distribuida híbrida y renovable en zonas rurales [18], [19], teniendo en cuenta diversos factores técnicos, ambientales, socioculturales que incluyen análisis jerárquicos multicriterio para la toma de decisión de inversión [20].

Los retos tecnológicos de la integración multipropósito de redes inteligentes en los que múltiples redes, elementos y equipos se gestionan en tiempo real para el beneficio de la estabilidad de la red de distribución requieren algoritmos sofisticados para controlarlos de la manera más eficiente a través de flujos de potencia óptimo en corriente alterna (OPF) y respuesta a la demanda [21] [22], [23], [24]

3. Modelamiento de un CEHP:

Para realizar el modelamiento del CEHP, se empleó como caso de estudio un clúster real de pozos con sistemas de bombeo electrosumergible como se indica en la tabla 1:

Tabla 1 Características del Clúster 65.

	Área	Pozos	Tipo	Carga
Clúster 65	4Ha	7	BES	125HP

Fuente: elaboración propia.

El clúster 65 está compuesto por siete pozos con sistemas de levantamiento artificial, impulsados por motores eléctricos trifásicos de 125HP / 1225V.

Figura 6 Clúster 65

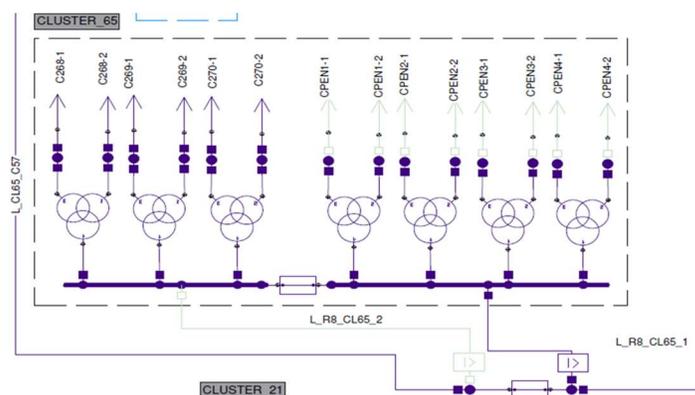


La figura 6, indica la distribución y ubicación geográfica de los pozos que conforman el clúster 65, las estrellas representan los 7 pozos; en el costado inferior derecho con un triángulo amarillo, se ubica la subestación eléctrica y un círculo azul representa el sistema de recolección y transporte de crudo hacia la estación de tratamiento.

3.1. Parámetros técnicos Clúster 65

En el diagrama unifilar se identifican los transformadores que alimentan las bombas electrosumergibles en los pozos, distribuidos en dos barras y un acople de barras en media tensión

Figura 7 - Diagrama unifilar Clúster 65



Fuente: elaboración propia.

La tabla 2, relaciona los parámetros técnicos de los cuatro transformadores tridevanados en operación en el Clúster 65. Tres equipos adicionales con las mismas características ya están instalados y no se encuentran operando.

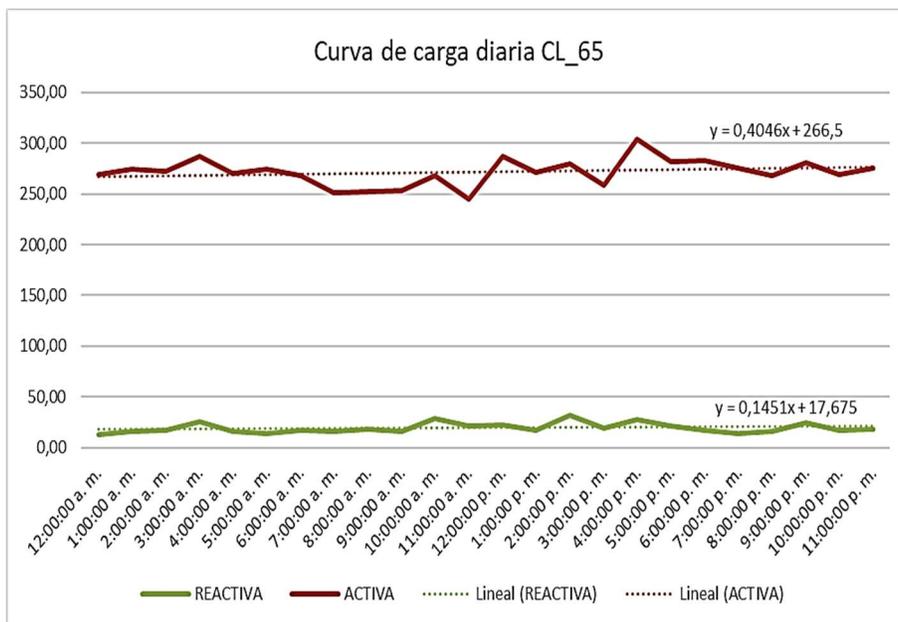
Tabla 2 Parámetros técnicos Transformadores

POZO	CAPACIDAD (KVA)	GRUPO DE CONEXIÓN	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)	CARGA (%)
TR_C268	750	Dd0yn1	0,092	0,026	12,4
TR_C270	750	Dd0yn1	0,092	0,026	12,4
TR_C271	750	Dd0yn1	0,092	0,026	12,4
TR_C269	750	Dd0yn1	0,092	0,026	12,4

Fuente: elaboración propia.

La curva de carga diaria de pozos en Clúster tiene un desempeño estable en operación normal en promedio de 92kW por pozo.

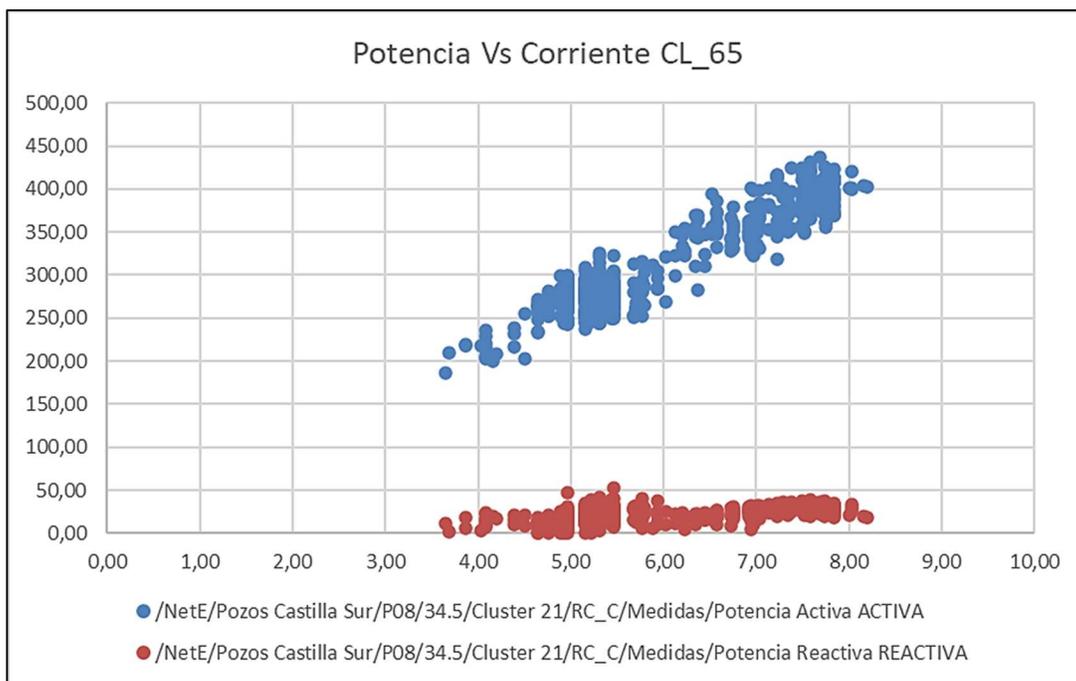
Figura 8 Curva de carga Clúster 65



Fuente: elaboración propia.

La curva de desempeño mensual de carga representa la dinámica operativa por entrada de un nuevo pozo en la red eléctrica lo que incide en el aumento de la demanda hasta 436KW.

Figura 9 - Distribución típica mensual de carga Clúster 65

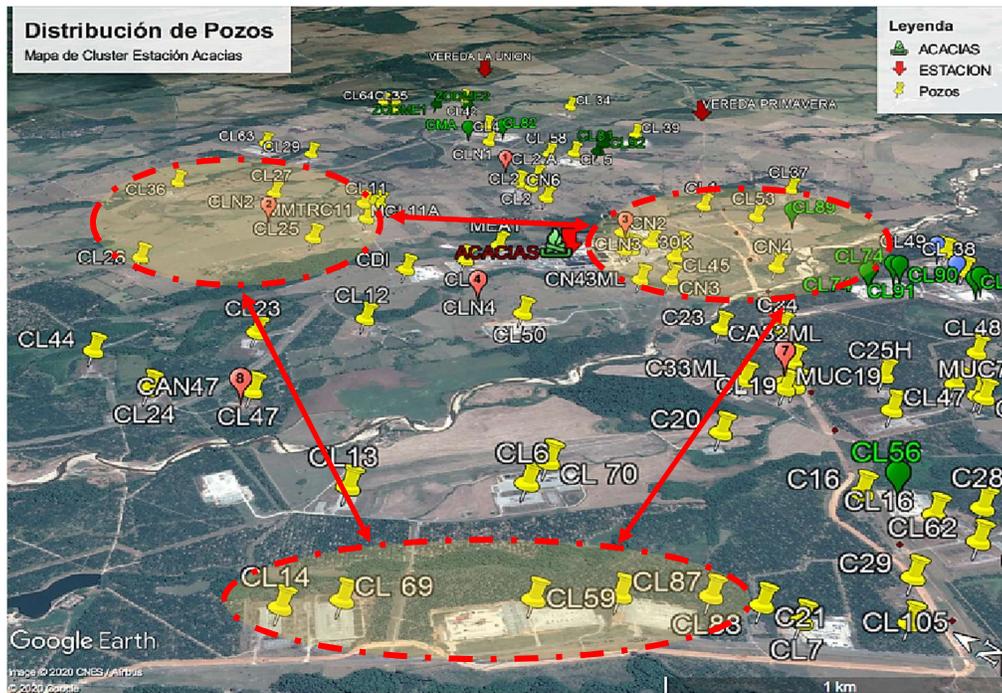


Fuente: elaboración propia.

3.2. Descripción de arquitectura general CEHP:

Se propone la operación inteligente de clústeres híbridos descentralizados en zonas de concentración de alta demanda con oferta potencial de energía renovable en sitio y su integración eléctrica nodal con otros clústeres de energía distribuidos, como se ilustra en la siguiente figura:

Figura 10 Integración nodal de CEHP



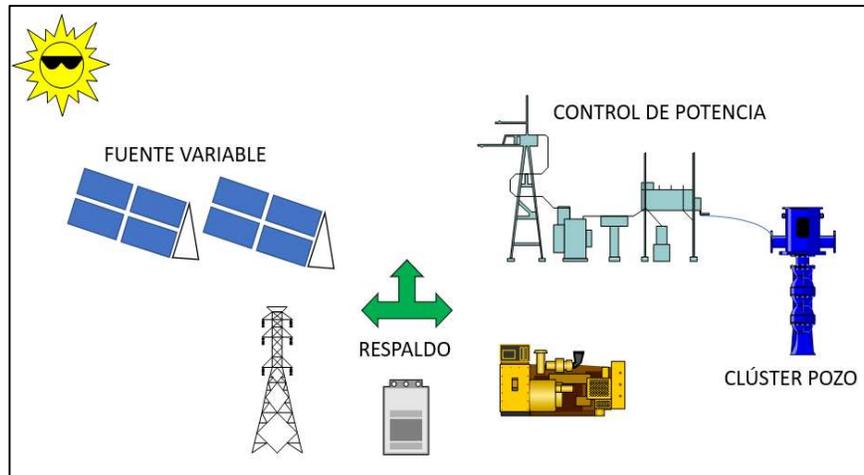
En la figura 10, se indica la ubicación de varios clústeres de producción de petróleo con oportunidades de integración nodal CEHP y operación autónoma con energías renovables. Esta arquitectura se configura a través de un modelo núcleo CEHP y su tamaño, ubicación y componentes se pueden determinar mediante flujos óptimos de potencia OPF.

3.3. El modelo híbrido.

Se modela un sistema energético en clúster híbrido con fuentes variables renovables como la energía solar fotovoltaica y respaldo de almacenamiento distribuido por baterías [25], conexión a la red eléctrica o autogeneración con plantas eléctricas de combustión; para garantizar la

seguridad energética, disponibilidad y autonomía a una potencia promedio de 400kW, como se indica en la figura 11.

Figura 11 Componentes Clúster híbrido descentralizado



Fuente: elaboración propia.

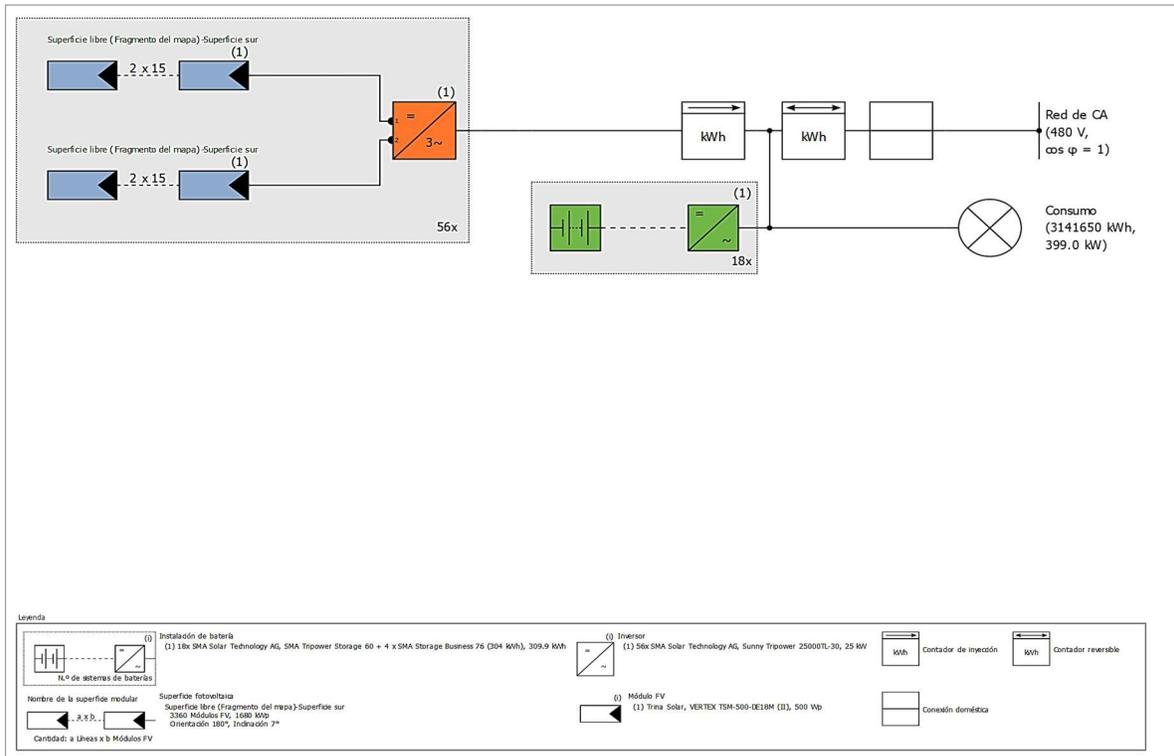
Con el objetivo de contar con información de desempeño real de sistemas fotovoltaicos en la zona de influencia del Clúster 65, se simula el modelo CEHP propuesto para el Clúster 65, mediante la herramienta computacional PVSOL®, que es un software industrial alemán de diseño especializado que considera parámetros técnicos de equipos disponibles en el mercado. En la tabla 3, se indica los parámetros de consumo anual y en la figura 12 se muestra el esquemático de una de las configuraciones simuladas.

Tabla 3 - Demanda de energía anual

Consumo total	3141650 kWh
Cluster 65	3141650 kWh
Pico de carga	399 kW

Fuente: elaboración propia.

Figura 12 Modelo Híbrido Clúster 65

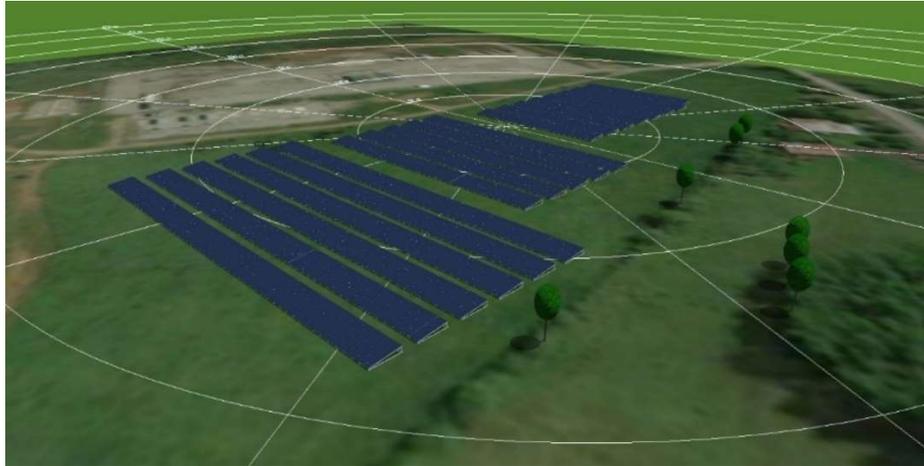


a su vez en las figuras 13 y 14 se ilustra las ubicaciones de los paneles reales empleados para una configuración con el 100% de energía solar fotovoltaica, que abarcan los diferentes escenarios analizados.

Figura 13 Vista planta de los paneles solares



Figura 14 Vista suroriental arreglo SFV



En la tabla 4 se indican las alternativas y modos de operación que componen los diferentes escenarios a simular en el clúster híbrido para el suministro parcial o total de la demanda de energía eléctrica del clúster de producción de petróleo. En las alternativas 1 a la 4, se realiza un aumento gradual de generación fotovoltaica hasta atender el 100% de la demanda anual del Clúster, manteniendo un respaldo por baterías del 25% de la demanda total.

Tabla 4 Modo de Operación y Carga CEHP

Alternativas	Red	FV	Respaldo
A-1	On	25%	25%
A-2	On	50%	25%
A-3	On	75%	25%
A-4	On	100%	25%
A-5	On	25%	50%
A-6	On	75%	50%
A-7	On	100%	0%

Fuente: elaboración propia.

En las alternativas 5 y 6 se aumenta gradualmente la oferta de generación fotovoltaica hasta alcanzar el 75% de la demanda de energía con un respaldo por baterías del 50%. Finalmente se evalúa la alternativa A7 con oferta 100% fotovoltaica sin respaldo por almacenamiento con baterías; solo suministro eléctrico de la red propia. La configuración de equipos necesarios por cada alternativa de operación y sus resultados, se relacionan a continuación en la tabla 5:

3.4. Resumen Configuración FV*

Tabla 5 Sistema FV conectado a la red con consumidores y sistemas de batería

Alternativas FV - ST	25 - 25	50 - 25	75 - 25	100 - 25	25 - 50	75 - 50	100 - 0
Potencia generador FV (kWp)	570	1140	1680	2370	570	1680	2370
Superficie generador FV (m ²)	2,723.7	5,447.5	8,027.9	11,325.0	2,723.7	8,027.9	11,325.0
Número de módulos FV	1140	2280	3360	4740	1140	3360	4740
Número de inversores	19	38	56	79	19	56	79
N.º de sistemas de baterías	9	9	9	9	18	18	0

*Datos climáticos Vanguardia, COL (1991 - 2010)

Resultados de simulación A1 25 - 25

Potencia generador FV	570	kWp
Rendimiento anual espec.	1,337.28	kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	89.5	%
Reducción de rendimiento por sombreado	No calculado	
Energía de generador FV (Red CA)	762,250	kWh/Año
Consumo propio directa	729,540	kWh/Año
Inyección en la red	0	kWh/Año
Limitación en el punto de inyección	0	kWh/Año
Carga de baterías	32,710	kWh/Año
Proporción de consumo propio	100.0	%
Emisiones de CO ₂ evitadas	357,193	kg / año
Consumidores		
Consumidores	3,141,650	kWh/Año
Consumo Standby (Inversor)	233	kWh/Año
Consumo total	3,141,883	kWh/Año
cubierto mediante energía fotovoltaica	729,540	kWh/Año
cubierto mediante red	2,379,108	kWh/Año
cubierto mediante batería neto	33,235	kWh/Año
Instalación de batería		
Carga al principio	2,789	kWh
Carga de baterías (Total)	32,710	kWh/Año
Carga de baterías (Instalación FV)	32,710	kWh/Año
Carga de baterías (Red)	0	kWh/Año
Energía procedente de las baterías destinada para consumo	33,235	kWh/Año
Pérdidas debido a la carga/descarga	1,324	kWh/Año
Pérdidas en batería	941	kWh/Año
Carga de ciclos	0.4	%
Vida útil	>20	Años
Grado de autarquía		
Consumo total	3,141,883	kWh/Año
cubierto mediante red	2,379,108	kWh/Año
Grado de autarquía	4.3	%

Resultados de Simulación A2 50 - 25

Potencia generador FV	1140	kWp
Rendimiento anual espec.	1,337.28	kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	89.5	%
Reducción de rendimiento por sombreado	No calculado	
Energía de generador FV (Red CA)	1,524,500	kWh/Año
Consumo propio directa	1,044,755	kWh/Año
Inyección en la red	26,962	kWh/Año
Limitación en el punto de inyección	0	kWh/Año
Carga de baterías	452,784	kWh/Año
Proporción de consumo propio	98.2	%
Emisiones de CO ₂ evitadas	708,016	kg / año
Consumidores		
Consumidores	3,141,650	kWh/Año
Consumo Standby (Inversor)	465	kWh/Año

Consumo total	3,142,115	kWh/Año
cubierto mediante energía fotovoltaica	1,044,755	kWh/Año
cubierto mediante red	1,659,871	kWh/Año
cubierto mediante batería neto	437,490	kWh/Año

Instalación de batería

Carga al principio	2,789	kWh
Carga de baterías (Total)	452,863	kWh/Año
Carga de baterías (Instalación FV)	452,784	kWh/Año
Carga de baterías (Red)	79	kWh/Año
Energía procedente de las baterías destinada para consumo	437,568	kWh/Año
Pérdidas debido a la carga/descarga	15,760	kWh/Año
Pérdidas en batería	2,324	kWh/Año
Carga de ciclos	5.1	%
Vida útil	20	Años

Grado de autarquía

Consumo total	3,142,115	kWh/Año
cubierto mediante red	1,659,871	kWh/Año
Grado de autarquía	47.2	%

Resultados de simulación A3 75 - 25

Potencia generador FV	1680	kWp
Rendimiento anual espec.	1,337.28	kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	89.5	%
Reducción de rendimiento por sombreado	No calculado	

Energía de generador FV (Red CA)	2,246,632	kWh/Año
Consumo propio directa	1,170,208	kWh/Año
Inyección en la red	374,764	kWh/Año
Limitación en el punto de inyección	0	kWh/Año
Carga de baterías	701,660	kWh/Año

Proporción de consumo propio	83.3	%
Emisiones de CO ₂ evitadas	1,042,908	kg / año

Consumidores

Consumidores	3,141,650	kWh/Año
Consumo Standby (Inversor)	685	kWh/Año

Consumo total	3,142,335	kWh/Año
cubierto mediante energía fotovoltaica	1,170,208	kWh/Año
cubierto mediante red	1,295,357	kWh/Año
cubierto mediante batería neto	676,771	kWh/Año

Instalación de batería

Carga al principio	2,789	kWh
Carga de baterías (Total)	701,696	kWh/Año
Carga de baterías (Instalación FV)	701,660	kWh/Año
Carga de baterías (Red)	36	kWh/Año
Energía procedente de las baterías destinada para consumo	676,807	kWh/Año
Pérdidas debido a la carga/descarga	25,376	kWh/Año
Pérdidas en batería	2,302	kWh/Año
Carga de ciclos	7.8	%
Vida útil	13	Años

Grado de autarquía

Consumo total	3,142,335	kWh/Año
cubierto mediante red	1,295,357	kWh/Año
Grado de autarquía	58.8	%

Resultados de simulación A4 100 - 25

Potencia generador FV	2370	kWp
Rendimiento anual espec.	1,323.91	kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	88.6	%
Reducción de rendimiento por sombreado	1.0	%/Año

Energía de generador FV (Red CA)	3,137,656	kWh/Año
Consumo propio directa	1,234,897	kWh/Año
Inyección en la red	1,052,012	kWh/Año
Limitación en el punto de inyección	0	kWh/Año
Carga de baterías	850,747	kWh/Año

Proporción de consumo propio	66.5	%
Emisiones de CO ₂ evitadas	1,459,137	kg / año

Consumidores

Consumidores	3,141,650	kWh/Año
Consumo Standby (Inversor)	969	kWh/Año
Consumo total	3,142,619	kWh/Año
cubierto mediante energía fotovoltaica	1,234,897	kWh/Año
cubierto mediante red	1,087,295	kWh/Año
cubierto mediante batería neto	820,428	kWh/Año
Instalación de batería		
Carga al principio	2,789	kWh
Carga de baterías (Total)	850,914	kWh/Año
Carga de baterías (Instalación FV)	850,747	kWh/Año
Carga de baterías (Red)	167	kWh/Año
Energía procedente de las baterías destinada para consumo	820,594	kWh/Año
Pérdidas debido a la carga/descarga	31,217	kWh/Año
Pérdidas en batería	1,892	kWh/Año
Carga de ciclos	9.4	%
Vida útil	11	Años
Grado de autarquía		
Consumo total	3,142,619	kWh/Año
cubierto mediante red	1,087,295	kWh/Año
Grado de autarquía	65.4	%

Resultados de simulación A5 25 - 50

Potencia generador FV	570	kWp
Rendimiento anual espec.	1,337.28	kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	89.5	%
Reducción de rendimiento por sombreado	No calculado	
Energía de generador FV (Red CA)	762,250	kWh/Año
Consumo propio directa	729,540	kWh/Año
Inyección en la red	0	kWh/Año
Limitación en el punto de inyección	0	kWh/Año
Carga de baterías	32,710	kWh/Año
Proporción de consumo propio	100.0	%
Emisiones de CO ₂ evitadas	356,637	kg / año
Consumidores		
Consumidores	3,141,650	kWh/Año
Consumo Standby (Inversor)	233	kWh/Año
Consumo total	3,141,883	kWh/Año
cubierto mediante energía fotovoltaica	729,540	kWh/Año
cubierto mediante red	2,377,502	kWh/Año
cubierto mediante batería neto	34,840	kWh/Año
Instalación de batería		
Carga al principio	5,578	kWh
Carga de baterías (Total)	32,710	kWh/Año
Carga de baterías (Instalación FV)	32,710	kWh/Año
Carga de baterías (Red)	0	kWh/Año
Energía procedente de las baterías destinada para consumo	34,840	kWh/Año
Pérdidas debido a la carga/descarga	1,917	kWh/Año
Pérdidas en batería	1,530	kWh/Año
Carga de ciclos	0.2	%
Vida útil	>20	Años
Grado de autarquía		
Consumo total	3,141,883	kWh/Año
cubierto mediante red	2,377,502	kWh/Año
Grado de autarquía	24.3	%

Resultados de simulación A6 75 - 50

Potencia generador FV	1680	kWp
Rendimiento anual espec.	1,337.28	kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	89.5	%
Reducción de rendimiento por sombreado	No calculado	
Energía de generador FV (Red CA)	2,246,632	kWh/Año
Consumo propio directa	1,168,997	kWh/Año
Inyección en la red	74,116	kWh/Año
Limitación en el punto de inyección	0	kWh/Año
Carga de baterías	1,003,519	kWh/Año
Proporción de consumo propio	96.7	%
Emisiones de CO ₂ evitadas	1,041,817	kg / año

Consumidores

Consumidores	3,141,650	kWh/Año
Consumo Standby (Inversor)	685	kWh/Año
Consumo total	3,142,335	kWh/Año
cubierto mediante energía fotovoltaica	1,168,997	kWh/Año
cubierto mediante red	994,242	kWh/Año
cubierto mediante batería neto	979,097	kWh/Año
Instalación de batería		
Carga al principio	5,578	kWh
Carga de baterías (Total)	1,003,767	kWh/Año
Carga de baterías (Instalación FV)	1,003,519	kWh/Año
Carga de baterías (Red)	248	kWh/Año
Energía procedente de las baterías destinada para consumo	979,345	kWh/Año
Pérdidas debido a la carga/descarga	33,345	kWh/Año
Pérdidas en batería	-3,345	kWh/Año
Carga de ciclos	5.0	%
Vida útil	>20	Años
Grado de autarquía		
Consumo total	3,142,335	kWh/Año
cubierto mediante red	994,242	kWh/Año
Grado de autarquía	68.4	%

Resultados de simulación A7 100 - 0

Potencia generador FV	2370	kWp
Rendimiento anual espec.	1,323.91	kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	88.6	%
Reducción de rendimiento por sombreado	1.0	%/Año
Energía de generador FV (Red CA)	3,137,656	kWh/Año
Consumo propio	1,237,370	kWh/Año
Inyección en la red	1,900,287	kWh/Año
Limitación en el punto de inyección	0	kWh/Año
Proporción de consumo propio	39.4	%
Emisiones de CO ₂ evitadas	1,474,699	kg / año
Consumidores		
Consumidores	3,141,650	kWh/Año
Consumo Standby (Inversor)	969	kWh/Año
Consumo total	3,142,619	kWh/Año
cubierto mediante energía fotovoltaica	1,237,370	kWh/Año
cubierto mediante red	1,905,249	kWh/Año
Fracción de cobertura solar	39.4	%

3.5. Análisis de resultados.

De acuerdo con los resultados expuestos de la simulación para el modelo del CEHP, las alternativas con índices más bajo y alto de Autarquía, que es sinónimo de autosuficiencia energética económica, son las alternativas A1 y A6 con 4,3 y 68,4% respectivamente. La alternativa A7 es la generación fotovoltaica sin baterías y atiende el 39,4% de la demanda anual.

A continuación, se muestran los balances gráficos de energía anual para estas tres alternativas:

3.5.1. Flujos de energía anual.

Figura 15 Gráfico flujo de energía Alternativa A1 25 - 25

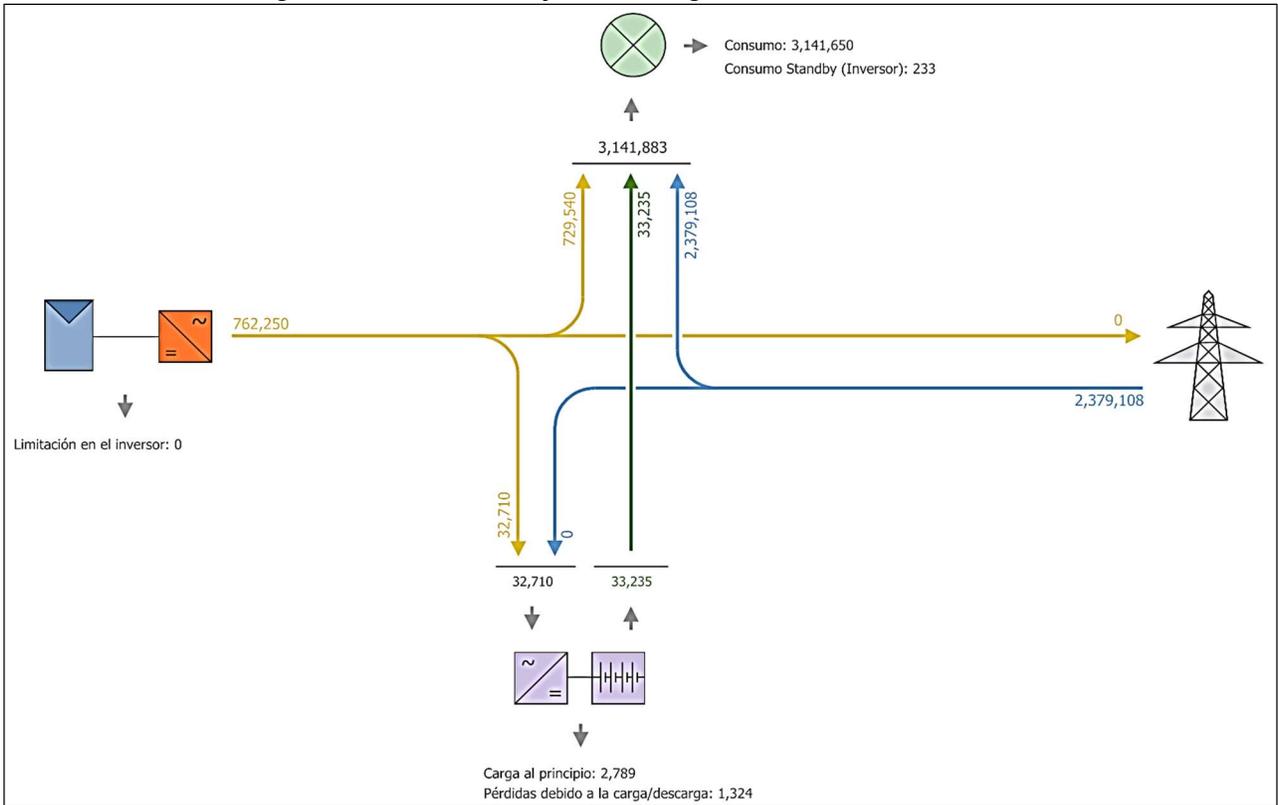


Figura 16 Gráfico flujo de energía Alternativa A6 75 - 50

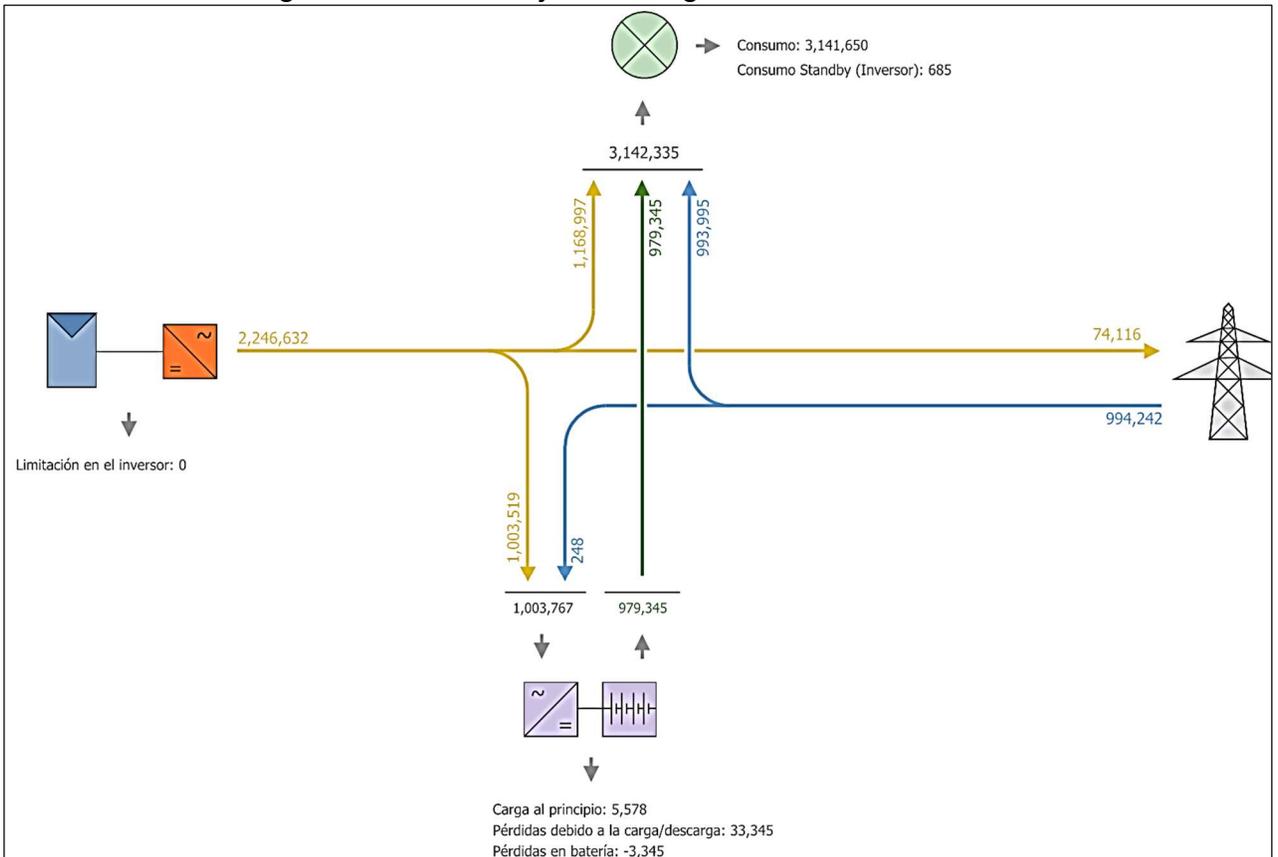
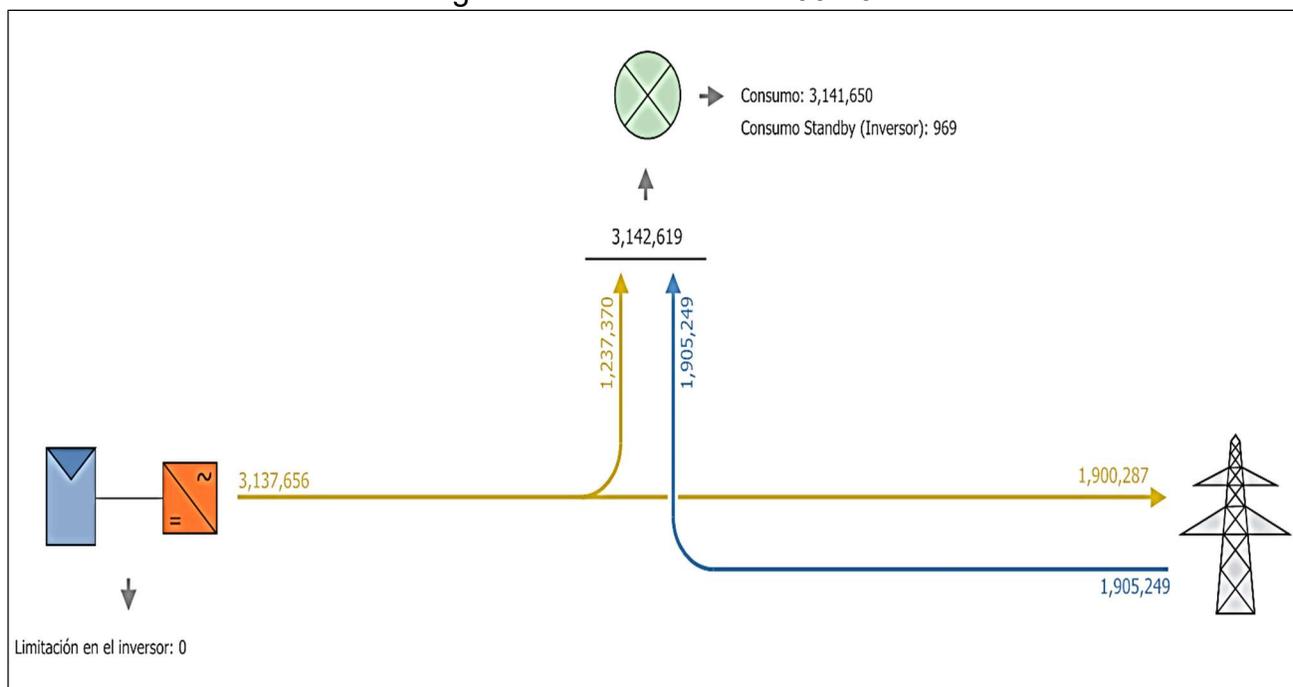


Figura 17 Alternativa A7 100 - 0



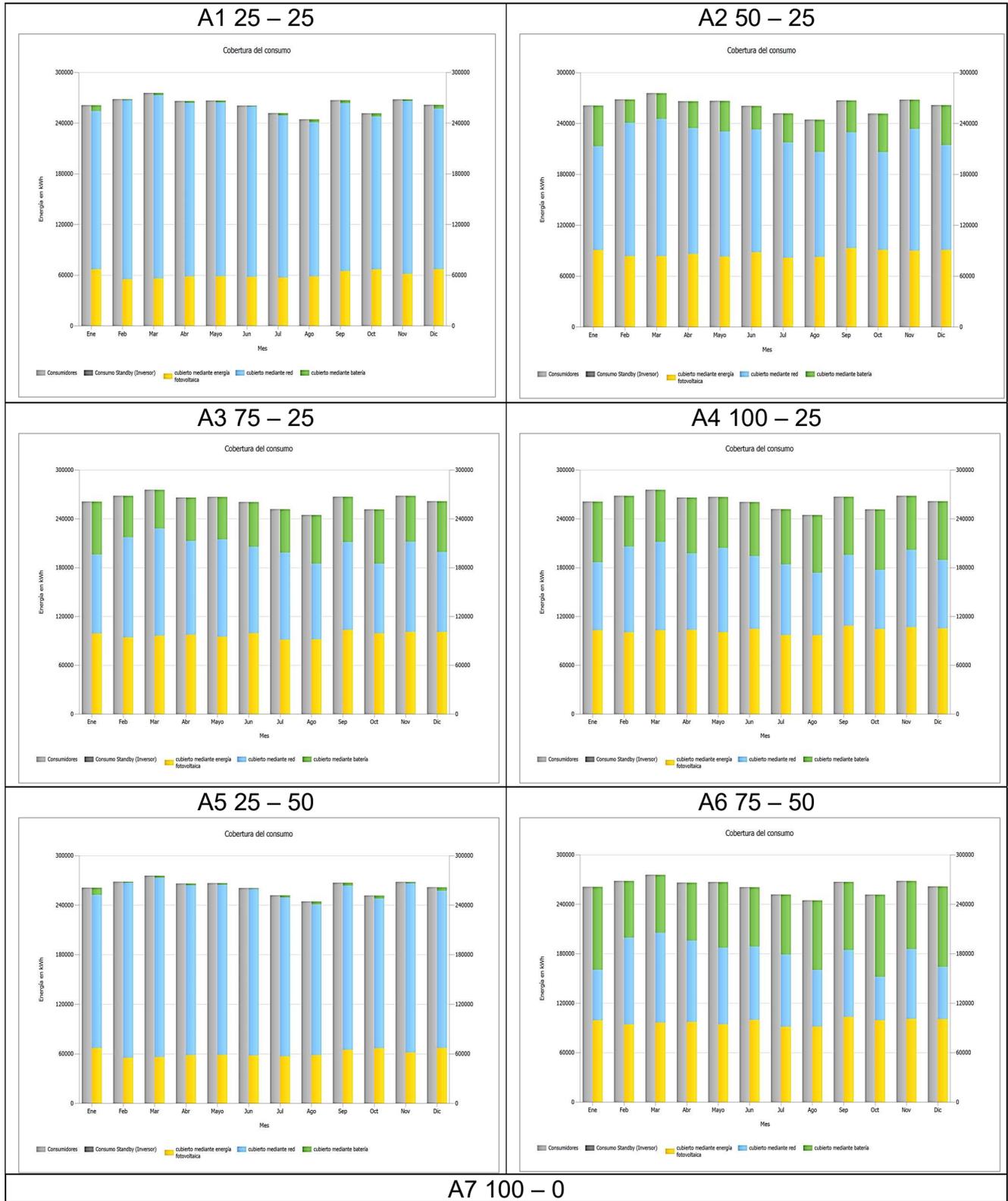
La alternativa A1 25 – 25, no inyecta excedentes a la red eléctrica propia y por el contrario necesita mantener la compra permanente de energía para asegurar la operación continua de la carga de pozos, equivalente al 75,7% de la demanda anual. El panel solar cubre la demanda por carga de las baterías y no requiere compra adicional de energía.

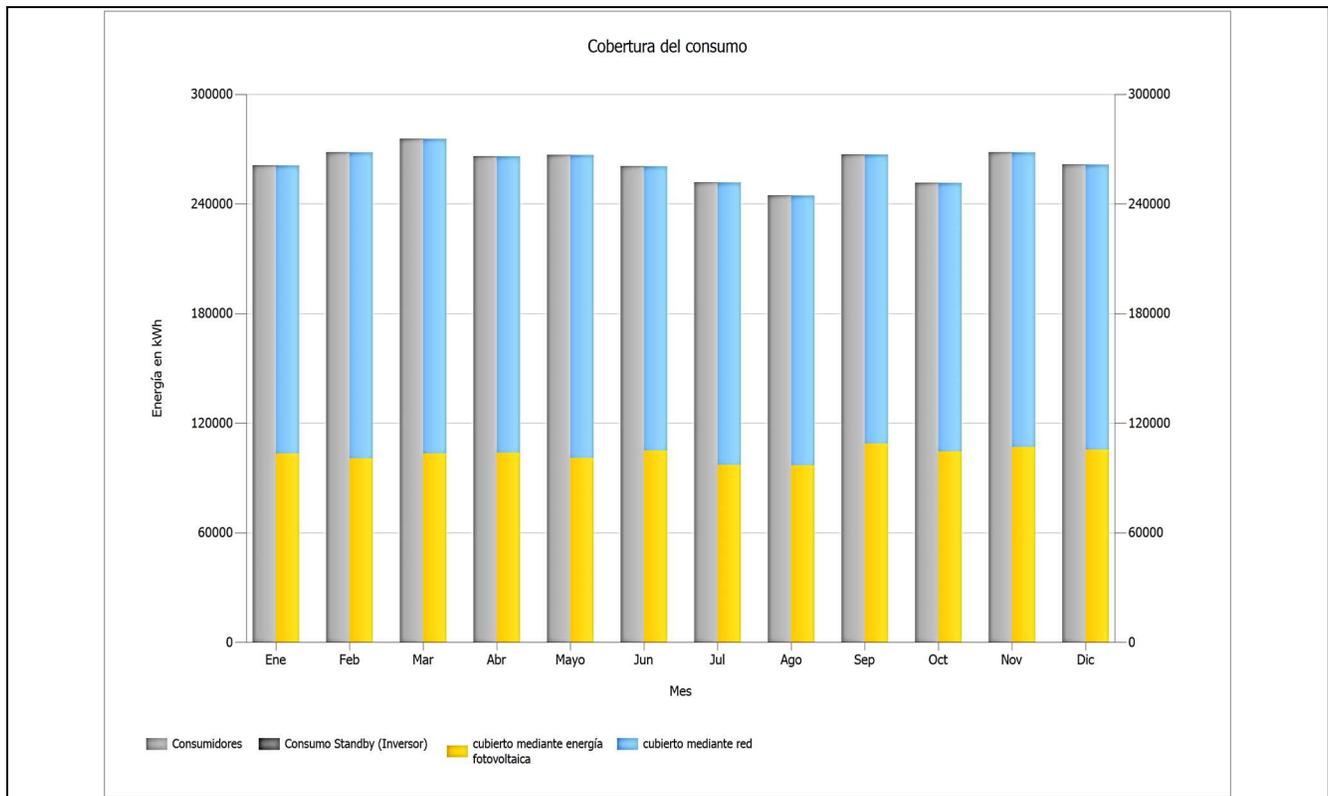
La alternativa A6 75 – 50, suministra la mayor cantidad de energía desde los paneles solares para la carga de pozos, a su sistema de respaldo por baterías y exporta 3,3% como excedentes de generación a la red. Es la alternativa que compra la menor cantidad de energía al sistema eléctrico externo, equivalente al 31,6% de la demanda anual. Finalmente, la alternativa A7 100 – 0 con la operación del sistema fotovoltaico sin baterías mantiene un balance entre la compra y venta de excedentes de energía con un suministro continuo desde la red eléctrica propia, equivalente al 60,6% de la demanda anual.

3.5.2. Cobertura del consumo.

En la figura 18 se muestra por cada alternativa; la participación mensual del sistema fotovoltaico, el sistema de respaldo por baterías y la compra de energía a la red propia. La curva de demanda corresponde al desempeño real de las cargas de pozo en el Clúster 65.

Figura 18 - Cobertura de consumo por cada alternativa





Para todos los casos se atiende el 100% la demanda mensual y anual indicada en la tabla 3, sin embargo, la mayor complementariedad de las fuentes y su respaldo se identifica en la alternativa 6 75 – 25; con una participación del 37,2% fotovoltaica, 31,17% batería y 31,64% de la red eléctrica.

Seguidamente, se evalúan los impactos en costos de energía teniendo como referencia el escenario de mantener la compra permanente de energía a la red eléctrica versus la implementación de sistemas de generación renovable con respaldo de baterías y conectados a la red eléctrica.

3.5.3. Análisis de rentabilidad.

3.5.3.1. Alternativa 1 25 – 25

Costes totales de inversión	2,166,000.00 \$
Balance / Concepto de alimentación	Inyección del excedente en la red
Datos del sistema	
Inyección en la red en el primer año (incl. degradación del módulo)	0 kWh/Año
Potencia generador FV	570 kWp
Puesta en marcha de la instalación	11/19/2020
Periodo de consideración	25 Años
Interés del capital	0 %

Parámetros económicos

Rentabilidad del activo	13.67 %
Cashflow acumulado (caja)	11,347,041.50 \$
Duración amortización	9.2 Años
Costes de producción de energía	0.11 \$/kWh

3.5.3.2. Alternativa 6 75 - 50

Costes totales de inversión	6,384,000.00 \$
Balance / Concepto de alimentación	Inyección del excedente en la red

Datos del sistema

Inyección en la red en el primer año (incl. degradación del módulo)	74,116 kWh/Año
Potencia generador FV	1680 kWp
Puesta en marcha de la instalación	11/19/2020
Periodo de consideración	25 Años
Interés del capital	0 %

Parámetros económicos

Rentabilidad del activo	13.22 %
Cashflow acumulado (caja)	31,719,896.91 \$
Duración amortización	9.5 Años
Costes de producción de energía	0.11 \$/kWh

3.5.3.3. Alternativa 7 100 - 0

Costes totales de inversión	2,370,000.00 \$
Balance / Concepto de alimentación	Inyección del excedente en la red

Datos del sistema

Inyección en la red en el primer año (incl. degradación del módulo)	1,900,287 kWh/Año
Potencia generador FV	2370 kWp
Puesta en marcha de la instalación	11/19/2020
Periodo de consideración	25 Años
Interés del capital	0 %

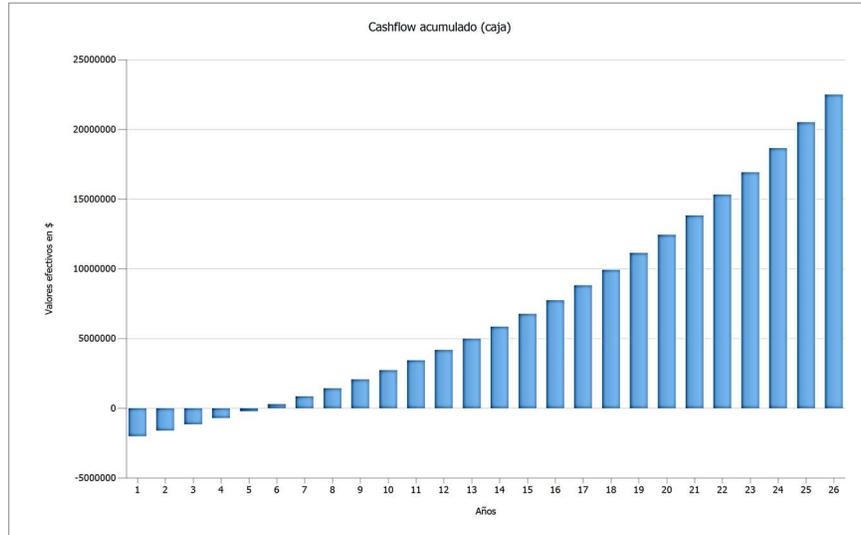
Parámetros económicos

Rentabilidad del activo	21.94 %
Cashflow acumulado (caja)	22,501,366.37 \$
Duración amortización	5.4 Años
Costes de producción de energía	0.03 \$/kWh

Los resultados obtenidos muestran que los sistemas híbridos con respaldo con batería recuperan la inversión en un plazo de nueve años con un ciclo de vida del sistema de 25 años.

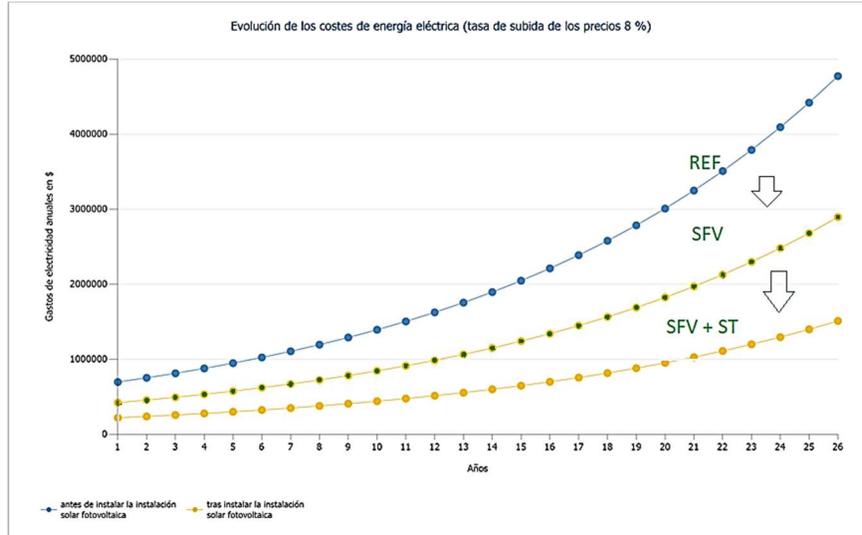
La mayor rentabilidad de la inversión se obtiene con la alternativa 7 100 – 0 con generación fotovoltaica sin almacenamiento y conectada a la red eléctrica. El mayor flujo de caja se tiene con la alternativa 6 75 – 25 con 31,7 MUSD en 25 años y se indica en la figura 19.

Figura 19 Flujo de caja acumulado A6 75 - 25



La figura 20, muestra gráficamente el área bajo la curva azul; que representan los ahorros obtenidos en el tiempo de un sistema fotovoltaico SFV y un sistema fotovoltaico con almacenamiento de energía con baterías SFV+ST frente a un escenario de referencia sin integración de energías renovables en el Clúster de pozos.

Figura 20 Comparación de costos de energía eléctrica A6 y A7



Finalmente, en la tabla 6, se relacionan los equipos principales para la mejor alternativa evaluada para un Clúster de Energía Híbrido para Pozos CEHP, compuesto por un sistema solar fotovoltaico con respaldo de baterías y conexión a la red eléctrica de distribución del campo.

Tabla 6 Equipos principales del sistema híbrido

#	Tipo	Número de artículo	Fabricante	Nombre	Cantidad	Unidad
1	Módulo FV		Trina Solar	VERTEX TSM-500-DE18M (II)	3360	Pieza
2	Inversor		SMA Solar Technology AG	Sunny Tripower 25000TL-30	56	Pieza
3	Instalación de batería		SMA Solar Technology AG	SMA Tripower Storage 60 + 4 x SMA Storage Business 76 (304 kWh)	18	Pieza

Conclusiones

Se evaluaron siete alternativas para dimensionar un Clúster de Energía Híbrido para Pozos que incluyen fuentes renovables y almacenamiento para atender una demanda sectorizada en un clúster de pozos petrolero. La alternativa A6 75PV – 25ST, es la alternativa con mejor desempeño técnico económico de las evaluadas en este artículo con 1,041,817kg de emisiones anuales de CO₂ evitadas.

La integración operativa de Clúster de Energía Híbrido para Pozos CEHP; permite gestionar y optimizar los costos de producción de energía en tiempo real, con las diversas fuentes energéticas renovables y los usuarios industriales de los campos petroleros.

Los resultados obtenidos abren la posibilidad de ampliar su aplicación en toda la cadena de valor de la industria petrolera y la expansión de su cobertura a usuarios futuros como estaciones de carga para vehículos eléctricos, gestión de sistemas de almacenamiento y transporte de hidrógeno, entre otros.

Las políticas energéticas están orientadas al cumplimiento de objetivos de desarrollo sostenible en los países y priorizan las inversiones en energía renovable segura, accesible y de bajo costo. Es una oportunidad para la industria petrolera que aportará en su balance neutro de las operaciones costa adentro y costa afuera.

Las metas de reducción de gases de efecto invernadero y los nuevos hábitos de consumo de la energía privilegian la generación baja en carbono y la industria petrolera debe prepararse para esta nueva realidad económica; la implementación de CHP permite diseñar un balance adecuado entre oferta y demanda con energías renovables y sistemas de almacenamiento.

Referencias

- [1] J. E. Johnstone and J. V. Curfew, "Twelve steps to engineering safe oil and gas facilities," *JPT, J. Pet. Technol.*, vol. 63, no. 12, pp. 67–69, 2011.
- [2] C. Farina, "Reduce Cost and Schedule by Developing an Optimum Well Surface Facility Program," *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. Society of Petroleum Engineers, Abu Dhabi, UAE, p. 14, 2020.
- [3] Agencia Nacional de Hidrocarburos, "Mapa de áreas," 2020. [Online]. Available: <https://www.anh.gov.co/hidrocarburos/oportunidades-disponibles/mapa-de-tierras>. [Accessed: 20-Nov-2020].

- [4] Superservicios, "Diagnóstico Anual de la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica en las Zonas no Interconectadas," 2017. [Online]. Available: <https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/SSPD Publicaciones/Publicaciones/2018/Sep/diagnosticozni-superservicios-oct-2017.pdf>. [Accessed: 20-Nov-2020].
- [5] Hazman *et al.*, "Successful application of cluster drilling concept to reduce cost and increase profitability in a mature onshore gas field in East Kalimantan," *SPE Asia Pacific Oil Gas Conf. Exhib. 2008 - "Gas Now Deliv. Expect.*, vol. 3, no. June, pp. 1287–1303, 2008.
- [6] W. Jang and S. Ikonnikova, "Trade-offs and implications of two-stage versus one-stage unconventional oil and gas exploration and production investment strategies: A case study of the barnett play," *SPE/AAPG/SEG Unconv. Resour. Technol. Conf. 2017*, pp. 1513–1531, 2017.
- [7] K. S. Chan, R. Masoudi, and M. Othman, "The art of balancing the cost and value for field development," *Soc. Pet. Eng. - Int. Pet. Technol. Conf. 2014, IPTC 2014 - Innov. Collab. Keys to Afford. Energy*, vol. 4, no. December, pp. 3534–3548, 2014.
- [8] Z. Rostami, S. N. Ravadanegh, N. T. Kalantari, J. M. Guerrero, and J. C. Vasquez, "Dynamic modeling of multiple microgrid clusters using regional demand response programs," *Energies*, vol. 13, no. 15, 2020.
- [9] S. Ikonnikova, K. Smye, J. Browning, and R. Domisse, "Update and enhancement of shale gas outlooks," no. September 2018, 2018.
- [10] U. Regional and D. Response, "Dynamic Modeling of Multiple Microgrid Clusters," pp. 1–20, 2020.
- [11] R. Bhatt and B. Chowdhury, "Grid frequency and voltage support using PV systems with energy storage," *NAPS 2011 - 43rd North Am. Power Symp.*, pp. 1–6, 2011.
- [12] Y. Yang, Q. Ye, L. J. Tung, M. Greenleaf, and H. Li, "Integrated Size and Energy Management Design of Battery Storage to Enhance Grid Integration of Large-Scale PV Power Plants," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 65, no. 1, pp. 394–402, 2018.
- [13] A. Sani Hassan, L. Cipcigan, and N. Jenkins, "Optimal battery storage operation for PV systems with tariff incentives," *Appl. Energy*, vol. 203, pp. 422–441, 2017.
- [14] E. O'Shaughnessy, D. Cutler, K. Ardani, and R. Margolis, "Solar plus: Optimization of distributed solar PV through battery storage and dispatchable load in residential buildings," *Appl. Energy*, vol. 213, pp. 11–21, 2018.
- [15] J. J. C. Eras *et al.*, "A look to the electricity generation from non-conventional renewable energy sources in Colombia," *Int. J. Energy Econ. Policy*, 2019.
- [16] International Renewable Energy Agency, *Renewable Power Generation Costs in 2019*. 2020.
- [17] F. Henao, Y. Rodriguez, J. P. Viteri, and I. Dyer, "Optimising the insertion of renewables in the Colombian power sector," *Renew. Energy*, 2019.
- [18] I. Efrain Bernal A., Member, IEEE, Angie Ardila T., Maximiliano Bueno-L´opez, Member, "Solar Microgrids to Enhance Electricity Access in Remote Rural Areas," pp. 1–8, 2019.

- [19] L. H. C. Salazar and E. B. Alzate, "Methodology for the optimal implementation of solar generation systems for the integral and sustainable development of rural areas in Colombia," *2019 FISE-IEEE/CIGRE Conf. - Living Energy Transition, FISE/CIGRE 2019*, 2019.
- [20] E. O. Diemuodeke, A. Addo, C. O. C. Oko, Y. Mulugetta, and M. M. Ojapah, "Optimal mapping of hybrid renewable energy systems for locations using multi-criteria decision-making algorithm," *Renew. Energy*, vol. 134, pp. 461–477, 2019.
- [21] J. F. Franco, L. F. Ochoa, and R. Romero, "AC OPF for smart distribution networks: An efficient and robust quadratic approach," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 5, pp. 4613–4623, 2018.
- [22] A. E. Bernal, D. Lancheros-Cuesta, and J. Xie, "Reactive power fluctuations smoothing in optimal control of grid-connected PV systems," *2017 IEEE 3rd Colomb. Conf. Autom. Control. CCAC 2017 - Conf. Proc.*, vol. 2018-January, pp. 1–6, 2018.
- [23] A. Malik and J. Ravishankar, "A hybrid control approach for regulating frequency through demand response," *Appl. Energy*, vol. 210, no. April, pp. 1347–1362, 2018.
- [24] G. A. Alizadeh, T. Rahimi, M. Hasan, B. Nozadian, S. Padmanaban, and Z. Leonowicz, "Improving Microgrid Frequency Regulation Based on," *Energies*, p. 15, 2019.
- [25] S. Singh, M. Singh, and S. C. Kaushik, "Optimal power scheduling of renewable energy systems in microgrids using distributed energy storage system," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 10, no. 9, pp. 1328–1339, 2016.