

SISTEMA HÍBRIDO DE GENERACIÓN A GAS Y FOTOVOLTAICO PARA EL
SUMINISTRO DE ENERGÍA EN LOCACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO CON
CARGA HASTA 2MW

MITCHEL STEVENSON PISCIOTTI ABELLO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAÑICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA

2019

SISTEMA HÍBRIDO DE GENERACIÓN A GAS Y FOTOVOLTAICO PARA EL
SUMINISTRO DE ENERGÍA EN LOCACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO CON
CARGA HASTA 2MW

MITCHEL STEVENSON PISCIOTTI ABELLO

Trabajo de aplicación presentado como requisito para optar al título de:
Magíster en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

DIRECTOR
JAVIER ENRIQUE SOLANO MARTÍNEZ
Ph.D. EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAÑICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA

2019

AGRADECIMIENTOS

A mi DIOS, fuente de sabiduría que día a día me colma de bendiciones, que ilumina mi vida y me orienta por el buen camino. Dedico este trabajo a mi madre Margoth Abello quien con su vida de esfuerzos y sacrificios me ha dado ejemplo constante, dejando en mí una enseñanza y me ha brindado un futuro lleno de trabajo y alegría, a quien espero devolver la atención como es debido.

A mi esposa Andrea Carolina Guerrero, y a mis hijos Laurie Antonella y Marco Alessandro por la motivación, el apoyo incondicional y el tiempo sacrificado para el desarrollo del trabajo de aplicación.

A mi familia que de alguna forma contribuyo a que este sueño fuera realidad.

A cada uno de los profesores de la Maestría de sistemas de distribución de energía eléctrica por su invaluable enseñanza, y principalmente a mi director del trabajo de maestría Javier E. Solano Martínez por el conocimiento aportado y las orientaciones brindadas en este proyecto.

A mis amigos y asesores Iván David Serna, Oscar García Colmenares y Jesús E. Arenas por sus aportes y colaboración durante el desarrollo del proyecto.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	16
2. OBJETIVOS.....	18
2.1 OBJETIVO GENERAL	18
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	18
3. METODOLOGÍA PARA DIMENSIONADO DEL SISTEMA HÍBRIDO	19
3.1 ANTECEDENTES DE LA METODOLOGÍA DE DIMENSIONADO	19
3.2 CRITERIO DE SELECCIÓN DEL SISTEMA HÍBRIDO DE GENERACIÓN.....	25
3.2.1 Costo Nivelado de Energía LCOE.	25
3.2.2 Probabilidad de Pérdida de Suministro de Potencia LPSP.	27
3.3 METODOLOGÍA GENERAL	28
3.3.1 Búsqueda Exhaustiva.	31
3.4 VARIABLES PARA EL DIMENSIONADO DEL SISTEMA HÍBRIDO	31
3.4.1 Curva de Demanda.....	32
3.4.2 Potencial Fotovoltaico.	33
3.4.3 Generador Fotovoltaico.....	33
3.4.4 Inversor.	34
3.4.5 Generador a Gas.	35
3.4.5.1 Nivel de carga mínima.	35
3.4.5.2 Parámetros eléctricos de operación.....	36
3.4.5.3 Ciclo de servicio.....	36
3.4.5.4 Combustible.	36
3.5 GESTIÓN DE ENERGÍA Y ESCENARIOS.....	37

3.5.1 Escenario 1.....	37
3.5.2 Escenario 2.....	38
3.5.3 Escenario 3.....	39
 4. CASO DE ESTUDIO EN CAMPO PETROLERO DEL MAGDALENA MEDIO...	40
4.1 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA	40
4.2 POTENCIAL FOTOVOLTAICO.....	41
4.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO	42
4.3.1 Hojas de Datos Fotovoltaico.	43
4.4 INVERSOR	44
4.5 DESCRIPCIÓN DEL GENERADOR.	45
4.6 DATOS ECONÓMICOS Y FINANCIEROS.	46
4.7 DATOS DE FIABILIDAD	48
4.8 ANÁLISIS DE ESCENARIOS Y RESULTADOS DEL SISTEMA HÍBRIDO	49
4.8.1 Escenario 1.....	50
4.8.2 Escenario 2.....	51
4.8.3 Escenario 3.....	53
4.9 SISTEMA HÍBRIDO DE GENERACIÓN PROPUESTO	55
 5. CONCLUSIONES	56
 BIBLIOGRAFÍA.....	58
 ANEXOS	68

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Número de Interrupciones en el sistema eléctrico con pérdida de producción de crudo en un campo petrolero año 2017	16
Tabla 2. Número de Interrupciones en el sistema eléctrico con pérdida de producción de crudo en un campo petrolero año 2018	16
Tabla 3. Métodos para dimensionado de sistemas híbridos.	24
Tabla 4. Factor de costos financieros	27
Tabla 5. Tipos de celdas fotovoltaicas	33
Tabla 6. Tipo de operación en grupos electrógenos	36
Tabla 7. Irradiación día por mes, municipio Cantagallo	41
Tabla 8. Características del módulo fotovoltaico.....	44
Tabla 9. Características del inversor.....	45
Tabla 10. Características de los generadores a gas.....	46
Tabla 11. Principales costos del sistema fotovoltaico.	46
Tabla 12. Principales costos de plantas a gas de ciclo simple.	47
Tabla 13. Datos financieros para proyectos de generación.	48
Tabla 14. Índices de confiabilidad para el sistema híbrido.....	48
Tabla 15. Características de los generadores para el escenario 1.	49
Tabla 16. Características de los generadores para los escenarios 2 y 3.	50
Tabla 17. Dimensionado del sistema híbrido de generación del escenario 1.	50
Tabla 18. Dimensionado óptimo del sistema híbrido de generación del escenario 1	51
Tabla 19. Dimensionado del sistema híbrido de generación del escenario 2.	52
Tabla 20. Dimensionado óptimo del sistema híbrido de generación del escenario 2.	52
Tabla 21. Dimensionado del sistema híbrido de generación del escenario 3.	53

Tabla 22. Dimensionado óptimo del sistema híbrido de generación del escenario 3.
.....54

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Sistema híbrido de generación a gas y fotovoltaico.....	17
Figura 2. Técnicas de optimización para dimensionado de generación distribuida	23
Figura 3. Diagrama de flujo para el dimensionado del sistema híbrido.....	30
Figura 4. Diagrama de proceso para el dimensionado del sistema híbrido.....	32
Figura 5. Diagrama de gestión de energía para los escenarios 1 y 3.	38
Figura 6. Diagrama de gestión de energía para el escenarios 2.....	39
Figura 7. Curva de demanda del circuito Yariguí - Cantagallo.....	40
Figura 8. Curva de Irradiación promedio horario.....	42
Figura 9. Flujo de potencia horario de las fuentes de energía del escenario 1. .	51
Figura 10. Flujo de potencia horario de las fuentes de energía del escenario 2. .	53
Figura 11. Flujo de potencia horario de las fuentes de energía del escenario 3. .	54

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS.....	68

RESUMEN

TÍTULO: SISTEMA HÍBRIDO DE GENERACIÓN A GAS Y FOTOVOLTAICO PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA EN LOCACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO CON CARGA HASTA 2MW.*

AUTOR: MITCHEL STEVENSON PISCIOTTI ABELLO**

PALABRAS CLAVE: costo nivelado de energía (LCOE), dimensionamiento, generación a gas, gestión de energía, probabilidad de pérdida del suministro de potencia (LPSP), sistema fotovoltaico, sistema híbrido.

DESCRIPCIÓN

Este trabajo de aplicación se elaboró en un ámbito de programación con la herramienta Matlab mediante un algoritmo iterativo utilizando la técnica de búsqueda exhaustiva. Su objetivo es el dimensionamiento de un sistema híbrido de generación a gas y fotovoltaico interconectado a una red de distribución local para el suministro de energía en carga hasta 2MW. El proceso toma en cuenta los criterios y metodologías de dimensionado de las fuentes de generación, se adapta y describe el método para el dimensionado del sistema híbrido considerando dos criterios, una parte inicial evalúa el mínimo del costo nivelado de energía (LCOE) y la otra parte evalúa la mínima probabilidad de pérdida de suministro de potencia (LPSP). La metodología evalúa con un módulo seleccionado y una matriz de generadores comerciales, la generación a gas, la generación fotovoltaica y su grado de penetración por área; Realiza la gestión de energía para determinar un factor equipo para incremento de la capacidad de generación a gas según el déficit en la demanda máxima y valora el aporte de la red de distribución al sistema híbrido a través del cálculo del costo total que contempla el precio de bolsa promedio diario de la región. Finalmente, se propone el sistema híbrido bajo los criterios definidos, con la capacidad y la cantidad de generadores a gas, la capacidad y número de paneles del generador fotovoltaico, y la capacidad del inversor, con estimación de los costos de generación.

* Trabajo de maestría

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Maestría en sistemas de distribución de energía. Director: Javier Enrique Solano Martínez, Ph.D. en Ingeniería Eléctrica

ABSTRACT

TITLE: HYBRID SYSTEM OF GAS AND PHOTOVOLTAIC GENERATION FOR THE SUPPLY OF ENERGY IN LOCATION OF OIL WELLS WITH LOAD UP TO 2MW.*

AUTHORS: MITCHEL STEVENSON PISCIOTTI ABELLO**

KEY WORDS: levelized cost of energy (LCOE), sizing, gas generation, energy management, loss of power supply probability (LPSP), photovoltaic system, hybrid system.

DESCRIPTION

This application work is developed in a programming environment with the Matlab tool through an iterative algorithm using the exhaustive search technique. Its objective is the sizing of a hybrid gas and photovoltaic generation system on grid for the supply of energy in load up to 2MW. The process takes into account the criteria and methodologies for sizing generation sources, adapts and describes the method for sizing the hybrid system considering two criteria, an initial part evaluates the minimum levelized cost of energy (LCOE) and the other Part evaluates the minimum loss of power supply probability (LPSP). The methodology evaluates with a selected module and a matrix of commercial generators, the gas generation, the photovoltaic generation and its degree of penetration by area; Executes energy management to determine an equipment factor to increase gas generation capacity according to the deficit in the maximum demand and values the contribution of the distribution network to the hybrid system through the calculation of the total cost, which contemplates the price average daily at the national energy stock exchange in order to the region. Finally, the hybrid system is proposed under the defined criteria, with the capacity and quantity of gas generators, the capacity and number of panels of the photovoltaic generator, and the capacity of the investor, with estimated generation costs.

* Master Thesis

** Physicomechanical Engineering Faculty. Electrical, Electronics and Telecommunications Engineering School. Master in Energy Distribution System. Director: Javier Enrique Solano Martínez, Ph.D. in Electrical Engineering

INTRODUCCIÓN

En los últimos años la crisis del petróleo ha llevado a las empresas del sector oil & gas a buscar alternativas tecnológicas que permitan satisfacer la necesidad de energía y reducir los costos de operación para atender la demanda de electricidad.

Por su parte, un campo petrolero generalmente tiene como fuente principal de suministro de energía la autogeneración a gas. En algunas locaciones además de dicha generación, cuenta con respaldo del sistema de distribución local radial para satisfacer una carga promedio hasta 2MW, compuesto por pozos, estaciones de recolección y tratamiento de hidrocarburo, donde el sistema está expuesto a pérdida de producción de crudo por ausencia de autogeneración por mantenimiento y fallas en las máquinas, y a la indisponibilidad del respaldo de energía por interrupciones en la línea de distribución local radial.

Este trabajo propone la metodología para dimensionar mediante búsqueda exhaustiva un sistema híbrido donde se combina una fuente convencional de generación de energía como el gas y una fuente de energía renovable como la energía solar, sin almacenamiento y con respaldo del sistema de distribución local, con la finalidad de evitar el uso de baterías por su alto costo.

Este documento se compone de 4 capítulos descritos a continuación: El Capítulo 1 y el Capítulo 2 expone la problemática general que enmarca el trabajo y la presentación de los objetivos. En el Capítulo 3 se revisan los antecedentes, se exponen los criterios técnicos y económicos de selección, se plantea la metodología, se especifican las variables, y se definen las estrategias de gestión de energía y los escenarios para el dimensionado del sistema híbrido. En el Capítulo 4 se desarrolla el caso de estudio, donde se definen los datos a implementar, se

analizan y presentan los resultados de los cálculos del costo nivelado de energía LCOE y del índice probabilidad de pérdida del suministro de potencia LPSP.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En las Tablas 1 y 2 se presentan el número de interrupciones promedio por mes con pérdidas de producción de crudo por fallas asociadas a la red de distribución local y paradas de generadores en el año 2017 y en el año 2018 del campo petrolero del Magdalena medio. Así mismo, considerando la disponibilidad de gas del campo, el potencial fotovoltaico de la región y el descenso en los costos del sistema fotovoltaico como fuente de energía renovable, se plantea una metodología bajo criterios técnicos y económicos, para dimensionar un sistema híbrido de generación a gas y fotovoltaico, sin almacenamiento, interconectado a la red de distribución local para el suministro de energía, como se representa en la Figura 1.

Tabla 1. Número de Interrupciones en el sistema eléctrico con pérdida de producción de crudo en un campo petrolero año 2017

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM
Número de Interrupciones	0	2	0	2	0	3	2	5	8	8	2	3	2,9
Pérdida de producción de crudo (BLS)	0	2099	0	863	0	861	470	1893	3413	1640	4100	1792	1903

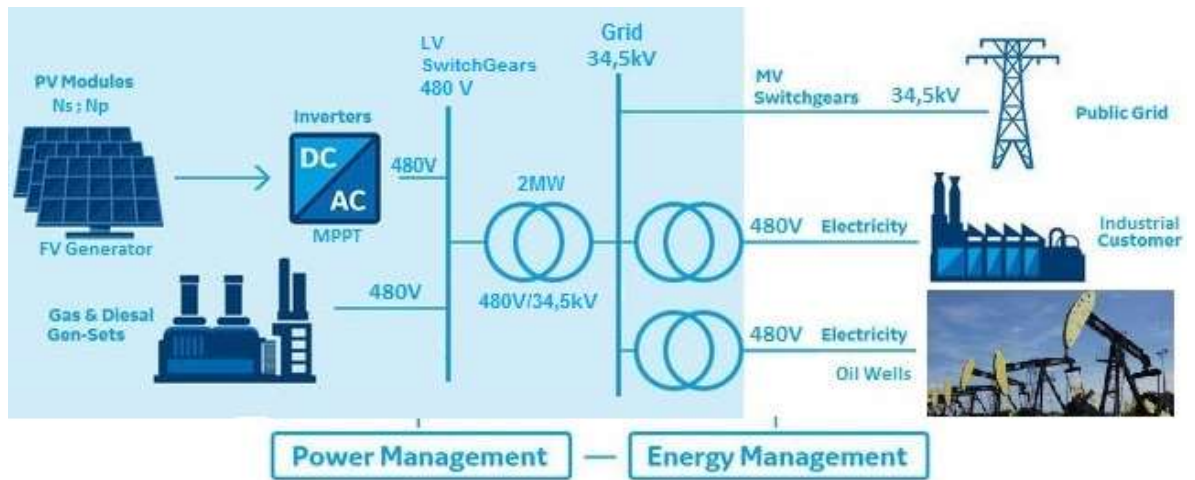
Fuente: [Ecopetrol, Campo Yariguí – Cantagallo]

Tabla 2. Número de Interrupciones en el sistema eléctrico con pérdida de producción de crudo en un campo petrolero año 2018

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM
Número de Interrupciones	0	0	2	5	4	2	5	3	4	3	2	2	2,7
Pérdida de producción de crudo (BLS)	0	0	928	4804	4932	871	3259	7650	1408	1785	1755	1025	2842

Fuente: [Ecopetrol, Campo Yariguí – Cantagallo]

Figura 1. Sistema híbrido de generación a gas y fotovoltaico.



2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Plantear un sistema híbrido de generación a gas y fotovoltaico interconectado a una red de distribución local para el suministro de energía en locación de pozos de petróleo con carga hasta 2MW.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Seleccionar y adaptar la metodología de dimensionado del sistema híbrido de generación a gas y fotovoltaico interconectado a la red.
- ✓ Determinar criterios para evaluar la viabilidad económica, que minimice los costos por inversión, operación y mantenimiento.
- ✓ Proponer para una locación de pozos en un campo petrolero con carga de 2MW un sistema híbrido bajo los criterios definidos y su viabilidad económica.

3. METODOLOGÍA PARA DIMENSIONADO DEL SISTEMA HÍBRIDO

En este Capítulo, en el numeral 3.1 se relacionan los antecedentes de las técnicas y de las metodologías para dimensionado en generación distribuida. En el numeral 3.2 se establecen los criterios de selección. En el numeral 3.3 se detalla la metodología de evaluación del sistema, y se explica de modo general en que consiste la técnica de búsqueda exhaustiva. En el numeral 3.4 se definen las variables requeridas para el dimensionado. Y se finaliza con el numeral 3.5 con la estrategia de gestión de energía y la descripción de los escenarios para el suministro de energía y atención de la demanda.

3.1 ANTECEDENTES DE LA METODOLOGÍA DE DIMENSIONADO

Uno de los problemas a abordar con el presente trabajo es determinar el método de dimensionado de un sistema híbrido de generación a gas y fotovoltaico que permita reducir las pérdidas de energía, los costos de inversión, operación y mantenimiento. Para tal fin, se identifica los estudios relacionados con energías renovables y sistemas híbridos, con búsquedas en las herramientas SCOPUS, Web of Science y ScienceDirect para determinar los modelos y metodologías trabajadas en distintas áreas según la aplicación.

De la revisión de la literatura se encontraron investigaciones y estudios en los siguientes temas:

Existen dos grandes grupos tecnológicos para el aprovechamiento de energía solar: La energía solar térmica, normalmente utilizada a altas temperaturas para generar vapor y así producir electricidad mediante una turbina. Los paneles fotovoltaicos, utilizados para generar electricidad mediante el aprovechamiento de la energía

solar. En esta última tecnología, se debe tener en cuenta la irradiancia (kW/m²) e irradiación (kWh/m²). Como se pretende integrar un sistema fotovoltaico para la generación de energía, es necesario considerar la tipología para la instalación, entre las que se encuentra sistemas aislados, conectado a la red, con almacenamiento y sin almacenamiento, así como los componentes que integran el sistema, como el controlador de carga, el inversor, el banco de baterías, etc.¹⁻²⁻³⁻⁴⁻⁵⁻⁶⁻⁷⁻⁸⁻⁹⁻¹⁰⁻¹¹.

Por su parte, para dimensionar un generador a gas, se debe determinar: El perfil de carga, el factor de carga en relación con las horas de uso, definir el modo de operación continuo, limitado o de respaldo; el tipo de conexión aislado o paralelo, así como el impacto de las condiciones del lugar como humedad, temperatura, altitud y el ambiente corrosivo¹²⁻¹³.

Para combinar las diferentes tecnologías y dimensionar un sistema híbrido generalmente se aborda considerando diferentes criterios para el control y gestión de energía: criterios técnicos como eficiencia, confiabilidad, pérdidas de potencia y carga; criterios económicos como el costo de implementación, operación y

¹ THEO, W. L. LIM, J. S. HO, W. S. HASHIM, H. & LEE, C. T. "Review of distributed generation (DG) system planning and optimisation techniques: Comparison of numerical and mathematical modelling methods," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 67, 2017. pp. 531–573.

² JAMIL, M. & ANEES, A. S. "Optimal sizing and location of SPV (solar photovoltaic) based MLDG (multiple location distributed generator) in distribution system for loss reduction, voltage profile improvement with economical benefits," *Energy*, vol. 103, 2016. pp. 231–239.

³ KHATIB, T. IBRAHIM, I. A. & MOHAMED, A. "A review on sizing methodologies of photovoltaic array and storage battery in a standalone photovoltaic system," *Energy Convers. Manag.*, vol. 120, 2016. pp. 430–448.

⁴ NORDIN N. D. & RAHMAN, A. H. "A novel optimization method for designing stand alone photovoltaic system," *Renew. Energy*, vol. 89, 2016. pp. 706–715.

⁵ RAWAT, R. KAUSHIK, S. C. & LAMBA, R. "A review on modeling, design methodology and size optimization of photovoltaic based water pumping, standalone and grid connected system," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, 2016. pp. 1506–1519.

⁶ SINHA, S. & CHANDEL, S. S. "Review of recent trends in optimization techniques for solar photovoltaic–wind based hybrid energy systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 50, 2015. pp. 755–769.

⁷ BORTOLINI, M. GAMBERI, M. & GRAZIANI, A. "Technical and economic design of photovoltaic and battery energy storage system," *Energy Convers. Manag.*, vol. 86, 2014. pp. 81–92.

⁸ KHARE, A. & RANGNEKAR, S. "Optimal sizing of a grid integrated solar photovoltaic system," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 8, no. April 2013, 2014. pp. 67–75.

⁹ KHATIB, T. MOHAMED, A. & SOPIAN, K. "A review of photovoltaic systems size optimization techniques," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 22, 2013. pp. 454–465.

¹⁰ SHARMA, N. VARUN, & SIDDHARTHA, "Stochastic techniques used for optimization in solar systems: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 3, 2012. pp. 1399–1411.

¹¹ KORNELAKIS A. & KOUTROULIS, E. "Methodology for the design optimisation and the economic analysis of grid-connected photovoltaic systems," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 3, no. July 2008, 2009. p. 476.

¹² CATERPILLAR. Electric Power Applications, Engine & Generator Sizing. 2008.

¹³ FRAGAKI, A. ANDERSEN, A. N. & TOKE, D. "Exploration of economical sizing of gas engine and thermal store for combined heat and power plants in the UK," *Energy*, vol. 33, no. 11, 2008. pp. 1659–1670

mantenimiento en relación a su tasa interna de retorno TIR, la relación costo/beneficio, el valor presente neto VPN y periodo de retorno; modelos y metodologías para el dimensionamiento entre los que considera métodos probabilístico, analítico, iterativo, inteligencia artificial e híbrido¹⁴⁻¹⁵⁻¹⁶⁻¹⁷⁻¹⁸.

En la Figura 2 se relaciona las técnicas de optimización utilizadas para el dimensionado de generación distribuida. Donde para la reducción de pérdidas de energía, de los costos de inversión, operación y mantenimiento de un sistema híbrido se considera modelos matemáticos y de optimización basada en técnicas clásicas, técnicas de inteligencia artificial y técnicas híbridas. En las técnicas clásicas, para encontrar la solución óptima de funciones continuas y diferenciables se tienen modelos de programación lineal LPM, programación dinámica DP, programación no lineal NLP, programación multi-objetivo MOP, algoritmo evolucionario multi-objetivo MOEA, programación lineal multi-entrada MILP. En las técnicas de inteligencia artificial, útiles para encontrar la solución óptima de funciones restringidas, discontinuas y no diferenciales, se cuenta con algoritmo genético GA, optimización por enjambre de partículas PSO, optimización por colonia de hormigas ACO. En las técnicas híbridas se combina dos o más algoritmos como simulación Monte Carlo – PSO, red neuronal artificial – GA, algoritmos evolucionario, entre otros. Para el tema de costos, se considera la modelación basado en economía para sistema de energía renovable, donde los costos son altos

¹⁴ JUNG, J. & VILLARAN, M. "Optimal planning and design of hybrid renewable energy systems for microgrids," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, no. August 2015, 2016. pp. 1–12.

¹⁵ SIDDAIAH, R. & SAINI, R. P. "A review on planning, configurations, modeling and optimization techniques of hybrid renewable energy systems for off grid applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, 2016. pp. 376–396.

¹⁶ SUCHITRA, D. JEGATHEESAN, R. & DEEPIKA, T. J. "Optimal design of hybrid power generation system and its integration in the distribution network," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 82, 2016. pp. 136–149.

¹⁷ UPADHYAY, S. & SHARMA, M. P. "A review on configurations, control and sizing methodologies of hybrid energy systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 38, 2014. pp. 47–63.

¹⁸ HAFEZ, O. & BHATTACHARYA, K. "Optimal planning and design of a renewable energy based supply system for microgrids," *Renew. Energy*, vol. 45, 2012. pp. 7–15.

y se requiera determinar el costo óptimo del ciclo de vida y el costo nivelado de energía¹⁹⁻²⁰⁻²¹⁻²²⁻²³⁻²⁴⁻²⁵⁻²⁶⁻²⁷⁻²⁸⁻²⁹⁻³⁰⁻³¹⁻³²⁻³³⁻³⁴.

En la Tabla 3, se resume la revisión de la literatura con los métodos y criterios para el dimensionado de sistemas híbridos asociados a objetivos que permitan reducir las pérdidas mediante el índice de probabilidad de pérdida del suministro de potencia LPSP, así como la reducción de los costos de inversión, operación y mantenimiento a través del costo nivelado de energía LCOE.

¹⁹ DURAIRASAN, M. KALAISELVAN, A. & SAIT, H. H. "Hybrid Technique for Locating and Sizing of Renewable Energy Resources in Power System," vol. 11, 2016. pp. 0–11.

²⁰ JUNG, J. & VILLARAN, M. Op. Cit.

²¹ SIDDIAH, R. & SAINI, R. P. Op. Cit.

²² SUCHITRA, D. JEGATHEESAN, R. & DEEPIKA, T. J. Op. Cit.

²³ BUSAM, S. HOTA, S. KUMAR, G. V. N. & NAIDU, R. S. K. "Multiobjective optimization of radial distribution system with multiple distributed generation units using genetic algorithm," 2015 Int. Conf. Electr. Electron. Signals, Commun. Optim. 2015. pp. 1–5.

²⁴ FATHIMA, A. H. & PALANISAMY, K. "Optimization in microgrids with hybrid energy systems - A review," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 45, 2015. pp. 431–446.

²⁵ SINHA, S. & CHANDEL, S. S. Op. Cit.

²⁶ IQBAL, M. AZAM, M. NAEEM, M. KHWAJA, A. S. & ANPALAGAN, A. "Optimization classification, algorithms and tools for renewable energy : A review," vol. 39, 2014. pp. 640–654.

²⁷ UPADHYAY, S. & SHARMA, M. P. Op. Cit.

²⁸ HOSSEINI, S. A. KARIMI MADAH, S. S. RAZAVI, F. KARAMI, M. & GHADIMI, A. A. "Optimal sizing and siting distributed generation resources using a multiobjective algorithm," Turkish J. Electr. Eng. Comput. Sci., vol. 21, no. 3, 2013. pp. 825–850.

²⁹ HAFEZ, O. & BHATTACHARYA, K. Op. Cit.

³⁰ LUNA-RUBIO, R. TREJO-PEREA, M. VARGAS-VÁZQUEZ, D. & RÍOS-MORENO, G. J. "Optimal sizing of renewable hybrids energy systems: A review of methodologies," Sol. Energy, vol. 86, no. 4, 2012. pp. 1077–1088.

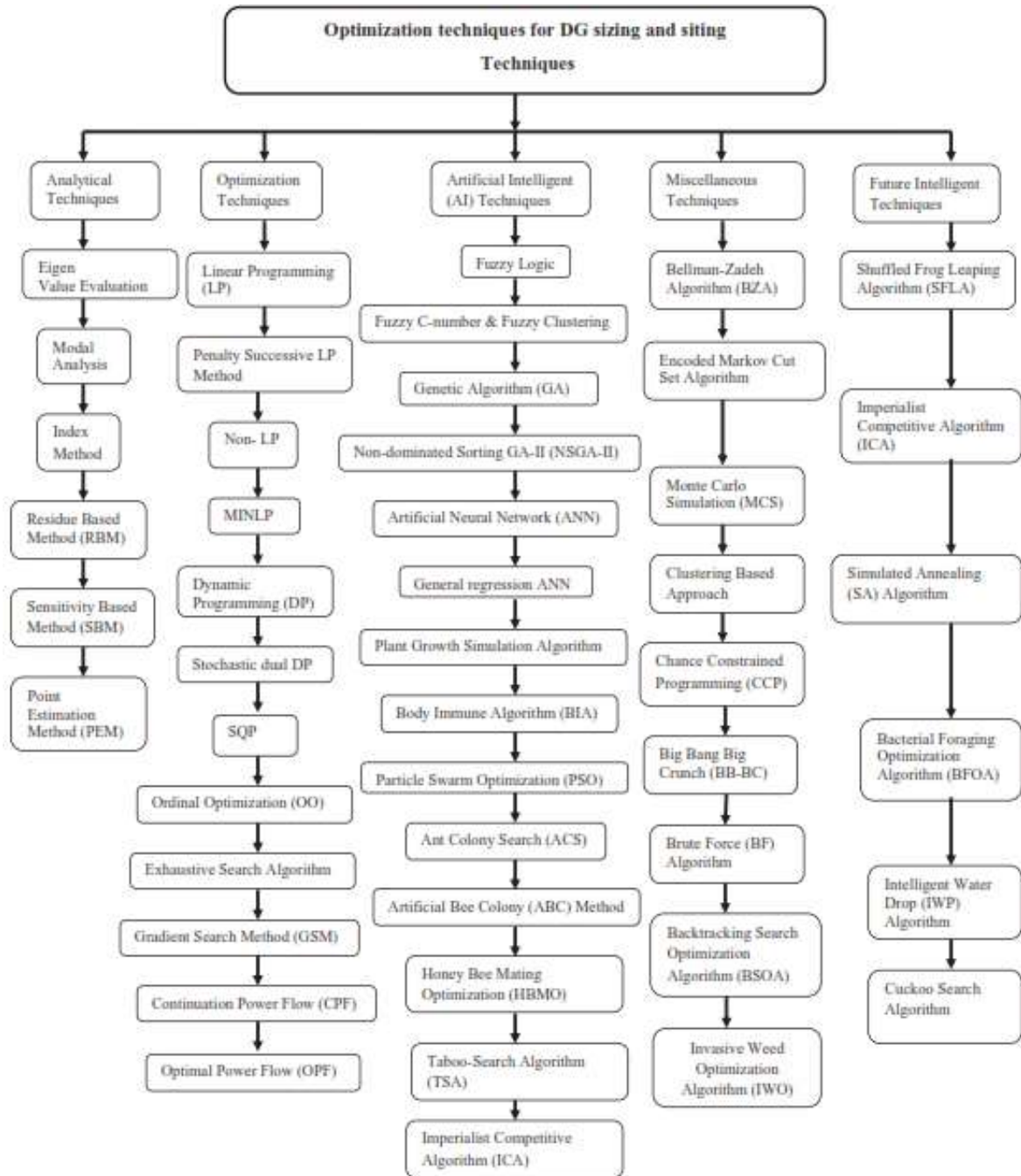
³¹ NASIRAGHDAM, H. & JADID, S. "Optimal hybrid PV/WT/FC sizing and distribution system reconfiguration using multi-objective artificial bee colony (MOABC) algorithm," Sol. Energy, vol. 86, no. 10, 2012. pp. 3057–3071.

³² BAÑOS, R. MANZANO-AGUGLIARO, F. MONTÓYA, F. G. GIL, C. ALCAYDE, A. & GÓMEZ, J. "Optimization methods applied to renewable and sustainable energy: A review," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 15, no. 4, 2011. pp. 1753–1766.

³³ DUFO-LÓPEZ, R. et al., "Multi-objective optimization minimizing cost and life cycle emissions of stand-alone PV-wind-diesel systems with batteries storage," Appl. Energy, vol. 88, no. 11, 2011. pp. 4033–4041.

³⁴ PRAKASH, P. & KHATOD, D. K. "Optimal sizing and siting techniques for distributed generation in distribution systems: A review". Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 57, 2016. pp. 111–130.

Figura 2. Técnicas de optimización para dimensionado de generación distribuida



Fuente: PRAKASH, P. & KHATOD, D. K. "Optimal sizing and siting techniques for distributed generation in distribution systems: A review". Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 57, 2016. pp. 111–130.

Tabla 3. Métodos para dimensionado de sistemas híbridos.

METODOS PARA DIMENSIONADO DE SISTEMAS HÍBRIDOS						
Referencia	objetivo	restricciones	Método	Criterios	Tecnologías	Conexión
THEO, W. L. LIM, J. S. HO, W. S. HASHIM, H. & LEE, C. T. "Review of distributed generation (DG) system planning and optimisation techniques: Comparison of numerical and mathematical modelling methods," <i>Renew. Sustain. Energy Rev.</i> , vol. 67, 2017, pp. 531–573.	COE LPSP	Factor renovable, cobertura de carga, balance de energía, SOC Batería, costo del combustible	MOPSO optimización Multi-Objetivo por Enjambre de partículas	Viabilidad de utilización de recursos renovables en Irán para aumentar el suministro de electricidad	FV, Eólica, Batería, generación diésel	Aislado
KHATIB, T. IBRAHIM, I. A. & MOHAMED, A. "A review on sizing methodologies of photovoltaic array and storage battery in a standalone photovoltaic system," <i>Energy Convers. Manag.</i> , vol. 120, 2016, pp. 430–448.	LCE LPSP	Radiación, el área, SOC de Batería	Simulación iterativo	Analiza el acople de la configuración DC o AC, para definir los parámetros técnicos para la Energía demandada con Max Capacidad de Batería y Max Área FV y seleccionar el optimo según parámetro económico	FV, Batería	Aislado
SDDAIAH, R. & SAINI, R. P. "A review on planning, configurations, modeling and optimization techniques of hybrid renewable energy systems for off grid applications," <i>Renew. Sustain. Energy Rev.</i> , vol. 58, 2016, pp. 376–396.	LCOE, LCC	Radiación, viento, SOC Batería, Combustible	optimización de Enjambre de partículas PSO	Analiza LCC y LCE del sistema considerando las pérdidas entre la generación y demanda	FV, Eólica, Batería, generación diésel	Aislado
	LPSP	Radiación, temperatura, viento	Método probabilístico	Análisis de largo plazo para hallar el tamaño optimo del sistema FV, donde Un LPSP de 0 significa carga satisfecha y un LPSP de 1 significa carga No satisfecha	FV, Eólica	Aislado
SUCHITRA, D. JEGATHESAN, R. & DEEPIKA, T. J. "Optimal design of hybrid power generation system and its integration in the distribution network," <i>Int. J. Electr. Power Energy Syst.</i> , vol. 82, 2016, pp. 136–149.	NPV Emisiones índice de confiabilidad de Energía EIR (EENS)	Radiación, viento, SOC Batería, combustible	MOPSO	Obtiene el tamaño del sistema para minimizar el costo y maximizar la confiabilidad para diferentes configuraciones y su integración en la red de distribución	FV, Eólica, Batería, generación diésel	Conectado a red
A. CHAUHAN & R. P. SAINI, "A review on Integrated Renewable Energy System based power generation for stand-alone applications: Configurations, storage options, sizing methodologies and control," <i>Renew. Sustain. Energy Rev.</i> , vol. 38, pp. 99–120, 2014.	LCE	No Generadores FV y Eólico, SOC Batería	PSO	Optima combinación de fuentes	FV, Eólica, Batería	Aislado
	Costo Anualizado del Sistema ACS	LPSP	Algoritmo genético GA	Optima combinación de fuentes para el LPSP requerido del 1% y 2%	FV, Eólica, Batería	Aislado
	ACS LPSP		Pareto	Costo de la configuración optima	FV, Eólica, Batería	Aislado
KHARE, A. & RANGNEKAR, S. "Optimal sizing of a grid integrated solar photovoltaic system," <i>IET Renew. Power Gener.</i> , vol. 8, no. April 2013, 2014, pp. 67–75.	Costo total anual	Radiación, temperatura, el área	PSO	metodología de dimensionado del sistema FV conectado a red, para minimizar el costo anual durante su vida útil de operación. Utiliza lista de dispositivos comerciales	FV	Conectado a red
UPADHYAY, S. & SHARMA, M. P. "A review on configurations, control and sizing methodologies of hybrid energy systems," <i>Renew. Sustain. Energy Rev.</i> , vol. 38, 2014, pp. 47–63.	LPSP	Radiación, viento, SOC Batería	Método probabilístico	Optima combinación para diferente LPSP	FV, Eólica, Batería	Aislado
	LCE LPSP	Radiación, viento, SOC Batería	simulación iterativo	Configuración optima del sistema híbrido para un valor de LPSP deseado y se halla LCE	FV, Eólica, Batería	Aislado
LUNA-RUBIO, R. TREJO-PÉREZ, M. VARGAS-VÁZQUEZ, D. & RÍOS-MORENO, G. J. "Optimal sizing of renewable hybrids energy systems: A review of methodologies," <i>Sol. Energy</i> , vol. 86, no. 4, 2012, pp. 1077–1088.	LCE	LPSP	Metodología analítica. Modelo matemático	Determina sistema híbrido con la mejor opción para todos los sitios considerados en el estudio	FV, Eólica, Batería	Aislado
	LPSP	LCE	simulación iterativo	configuración óptima del sistema en términos de diferentes requisitos de confiabilidad deseados y el LCE	FV, Eólica	Aislado
KORNELAKIS, A. & KOUTROULIS, E. "Methodology for the design optimisation and the economic analysis of grid-connected photovoltaic systems," <i>IET Renew. Power Gener.</i> , vol. 3, no. July 2008, 2009, p. 476.	NPV IRR	Radiación, temperatura, el área	simulación iterativo GA	la metodología sugiere entre una lista de dispositivos comerciales, el número y tipo de sistema FV, donde el beneficio económico neto total se maximiza durante el período de vida.	FV	Conectado a red
ROY, A., & KULKARNI, G. N. "Analysis on the feasibility of a PV-diesel generator hybrid system without energy storage", Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2015.	COE	limitado por el intervalo de disponibilidad de datos de carga y de recursos FV	Sistema de simulación iterativo basado en el balance energético	metodología para la óptima combinación de FV y generador diésel en base al costo mínimo de energía. El generador utiliza una ecuación lineal para estimar el consumo de combustible	FV, generador diésel	Aislado
VERGARA, P. P., REY, J. M., DA SILVA, L. C. P., & ORDÓÑEZ, G. "Comparative analysis of design criteria for hybrid photovoltaic/wind/battery systems", <i>IET Journals, Renewable Power Generation</i> , vol. 11, pp. 253–261, 2016.	LPSP NPV	Radiación, temperatura, viento, SOC Batería,	Simulación de Monte Carlo	Análisis comparativo de los criterios de diseño de confiabilidad LPSP y la pérdida de horas de carga (LOLH), para hallar la configuración óptima del sistema que permite maximizar la confiabilidad de energía y minimizar el costo operacional	FV, Eólica, Batería	Aislado

3.2 CRITERIO DE SELECCIÓN DEL SISTEMA HÍBRIDO DE GENERACIÓN

De la revisión de antecedentes y el análisis de métodos de la Tabla 3, se establece el dimensionado que consiste en determinar la capacidad y la cantidad de generadores a gas, el número de paneles y capacidad del generador fotovoltaico y la capacidad del inversor. Las soluciones son evaluadas considerando dos criterios, una parte inicial evalúa el mínimo del costo nivelado de energía LCOE y la otra parte evalúa la mínima probabilidad de pérdida de suministro de potencia LPSP.

3.2.1 Costo Nivelado de Energía LCOE. El método del costo nivelado de energía se utiliza para comparar la estructura de los costos de las diferentes tecnologías de generación. La consideración básica es que la suma acumulada de los costos para la construcción y operación de la planta asociada a la tecnología de generación, sea comparada con la suma de energía anual suministrada por la misma. La clave para calcular el costo nivelado es incluir los costos de manera global como el costo de capital, costo de combustible, costos financieros, costos de operación y mantenimiento fijos y variables para cada planta en consideración con su modelo de producción energética. Para el caso de las plantas cuyo recurso energético es el combustible fósil se debe considerar el costo por emisiones de gases de efecto invernadero³⁵⁻³⁶⁻³⁷.

El cálculo del costo nivelado de electricidad utiliza el método del valor presente neto, en el que los gastos de inversión y los pagos corrientes de las ganancias durante el tiempo de vida de la planta o proyecto son calculados con base en el descuento de una fecha de referencia. Los valores en efectivo de los gastos o costos se dividen por los valores en efectivo de la generación de energía. Cuanto más lejos se desplacen estas ganancias en el futuro, más bajo es su valor en efectivo. Los costos

³⁵ SIDDIAH, R. & SAINI, R. P. Op. Cit.

³⁶ LUNA-RUBIO, R. TREJO-PEREA, M. VARGAS-VÁZQUEZ, D. & RÍOS-MORENO, G. J. Op. Cit.

³⁷ GRUPO DE MANEJO EFICIENTE DE LA ENERGÍA GIMEL, "Costos nivelados de generación de electricidad en Colombia", Universidad de Antioquia, UPME y COLCIENCIAS: Medellín, anexos 1, 2 y 8, 2015.

totales anuales durante toda la vida operativa se componen de los gastos de inversión y los costos de operación acumulados durante la vida útil operativa³⁸⁻³⁹⁻⁴⁰.

Para calcular el costo nivelado de energía LCOE se aplica la ecuación (1):

$$LCOE = \frac{C_{Inv} + \sum \frac{C_{anual} + C_{fuel}}{(1+i)^{Np}}}{\sum \frac{E_{anual}}{(1+i)^{Np}}} \quad (1)$$

Siendo,

$$C_{Inv} = C_{PV}^I + C_{GEN}^I + C_{Inversor}^I$$

$$C_{anual} = C_{O\&M\ PV} + C_{O\&M\ GEN}$$

C_{fuel} : Costos del combustible.

E_{anual} : Cantidad de energía producida en un año.

i : Tasa de interés Real o factor de costo financiero.

Np : Vida útil del proyecto (5 años).

El costo de inversión C_{Inv} corresponde al CAPEX, y estima el costo de capital de las fuentes de generación de electricidad teniendo en cuenta las siguientes categorías:

- ✓ Obras civiles, estructuras e instalación.
- ✓ Equipos principales: eléctrico y mecánico.
- ✓ Costos indirectos, comisiones e imprevistos.
- ✓ Ingeniería y diseños.
- ✓ Costos del propietario: componente que incluye los costos de estudios ambientales, de factibilidad y permisos, así como comisiones legales, gestión de terceros, tramites portuarios, seguros, e imprevistos.

³⁸ SIDDIAH, R. & SAINI, R. P. Op. Cit.

³⁹ LUNA-RUBIO, R. TREJO-PÉREA, M. VARGAS-VÁZQUEZ, D. & RÍOS-MORENO, G. J. Óp. Cit.

⁴⁰ GRUPO DE MANEJO EFICIENTE DE LA ENERGÍA GIMEL, Óp. Cit.

El costo anual C_{anual} corresponde a los costos de operación OPEX, y se refiere a aquellos gastos anuales que no varían significativamente con la generación. Básicamente, estos costos consisten en los cargos mensuales del personal, administrativo, operarios, rutinas preventivas, mantenimientos de equipos y herramientas, misceláneos, entre otros.

El factor de costo financiero se refiere a los intereses pre-operativos de los costos de la instalación, así como también al sobre costo de la escalación de los precios durante el período de construcción⁴¹. La Tabla 4 presenta los porcentajes de los costos financieros como proporción de la suma de los costos de inversión.

Tabla 4. Factor de costos financieros

Período de construcción (años)	Costo financiero (%)
1	4,2%
2	9,1%
3	14,3%
4	19,8%
5	25,7%

Fuente: GRUPO DE MANEJO EFICIENTE DE LA ENERGÍA GIMEL, “Costos nivelados de generación de electricidad en Colombia”, Universidad de Antioquia, UPME y COLCIENCIAS: Medellín, anexos 1, 2 y 8, 2015.

3.2.2 Probabilidad de Pérdida de Suministro de Potencia LPSP. El LPSP está definido como la probabilidad de que la potencia generada por el sistema híbrido no es capaz de satisfacer la demanda porque el sistema fotovoltaico, la generación a gas y la fuente red de distribución externa no generan lo suficiente. Un LPSP con valor de 0 significa que la demanda siempre será satisfecha⁴²⁻⁴³⁻⁴⁴⁻⁴⁵⁻⁴⁶. Para calcular el índice de LPSP se aplica la ecuación (2):

⁴¹ GRUPO DE MANEJO EFICIENTE DE LA ENERGÍA GIMEL, Óp. Cit.

⁴² BAGHAEI, H. R. MIRSALIM, M. GHAREHPETIAN, G. B. & TALEBI, H. A. “Reliability/cost-based multi-objective Pareto optimal design of stand-alone wind/PV/FC generation microgrid system,” Energy, vol. 115, 2016. pp. 1022–1041.

⁴³ CUENCA, A. D. “Fiabilidad de la generación eléctrica con energías renovables en la provincia de Loja-Ecuador,” Máster en energías renovables en sistemas eléctricos, Universidad Carlos III de Madrid, 2015. pp. 6–14.

⁴⁴ SINHA, S. & CHANDEL, S. S. Óp. Cit.

⁴⁵ ZAPATA, C. J. “Índices de confiabilidad de equipos en instalaciones de producción de petróleo,” Mundo Eléctrico No 78, vol. 24, 2010. pp. 128–132.

⁴⁶ VERGARA, P. P., REY, J. M., DA SILVA, L. C. P., & ORDÓÑEZ, G. “Comparative analysis of design criteria for hybrid photovoltaic/wind/battery systems”. IET Journals, Renewable Power Generation, vol. 11, 2016. pp. 253–261.

$$LPSP = \frac{\Sigma EENS}{\Sigma P_{Load} \times \Delta t} \quad (2)$$

Siendo,

$$EENS(t = 1 \text{ año}) \cong E[N_{falla}(1 \text{ año})] \times E[P_{LMax}] \times E[ttr(\text{horas})]$$

$E[N_{fallas}(t)]$: Valor esperado de la tasa de falla en 1 año (λ).

$E[P_{LMax}]$: Valor esperado de la potencia demandada máxima por la carga.

$E[ttr]$: Valor esperado del tiempo de reparación en horas en 1 año (r).

P_{Load} : Potencia demandada por la carga.

Δt : Periodo de tiempo, 1 año o 8760 horas.

La energía esperada no suministrada EENS (MWh/año), es el índice que indica la cantidad de energía que se deja de entregar a lo largo de un año por causa de un evento en el sistema de generación, que a su vez ocasiona indisponibilidad de los equipos. El cálculo de la EENS considera los índices de fiabilidad, tasa de falla λ y el tiempo medio de reparación MTTR (r), según la conexión serie o paralelo de las fuentes de generación y la red de distribución externa⁴⁷⁻⁴⁸⁻⁴⁹.

3.3 METODOLOGÍA GENERAL

El algoritmo implementado para el dimensionado del sistema híbrido de generación utiliza un método iterativo mediante la técnica de búsqueda exhaustiva para evaluar todas las posibles configuraciones del sistema hasta lograr la mejor configuración de acuerdo con el criterio de selección definido en el numeral 3.2. La Figura 3 proyecta el diagrama de flujo general del dimensionado del sistema híbrido, que está conformado por siete etapas principales descrito a continuación:

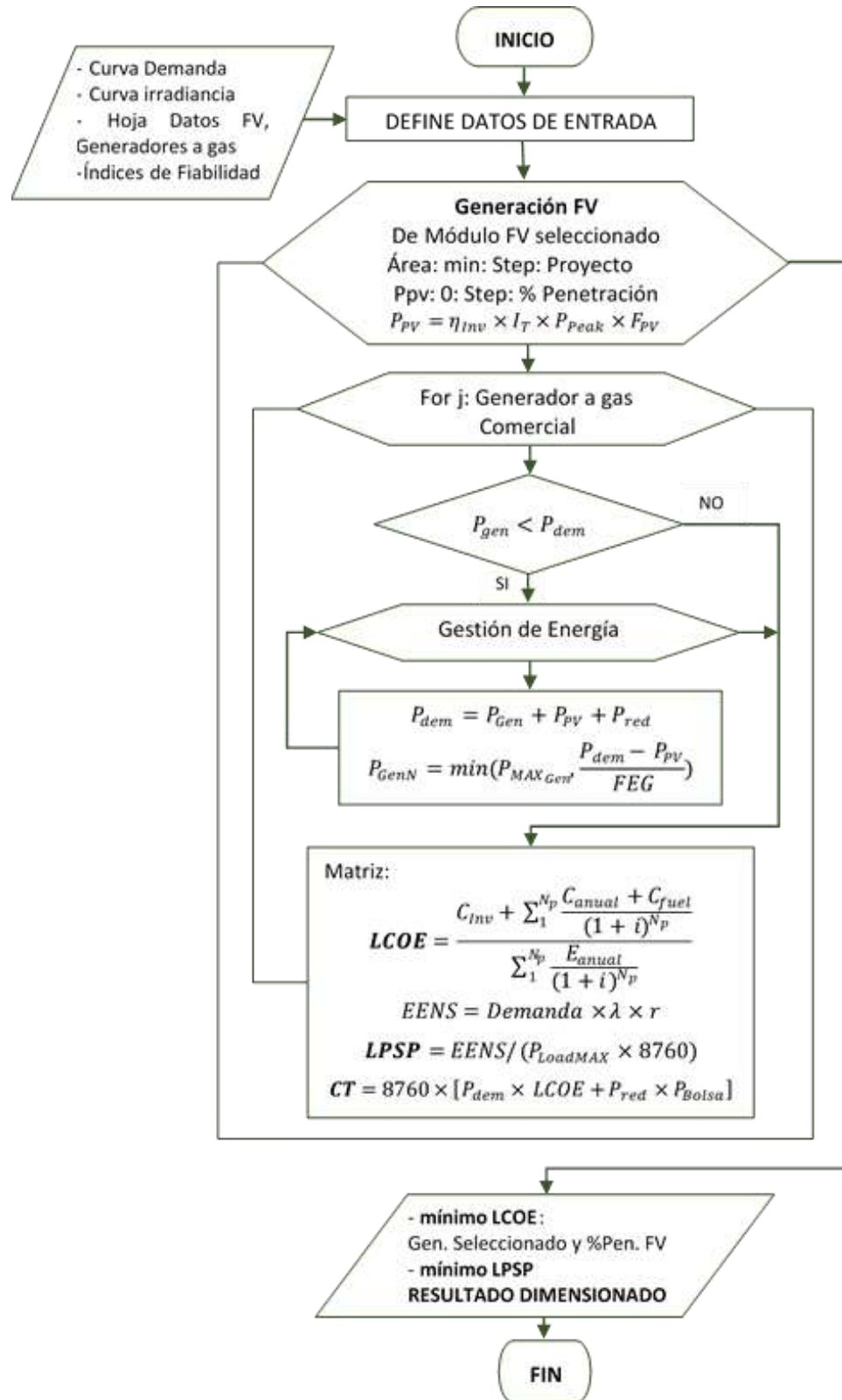
⁴⁷ BAGHAEI, H. R. MIRSALIM, M. GHAREHPETIAN, G. B. & TALEBI, H. A. Op. Cit.

⁴⁸ SUCHITRA, D. JEGATHEESAN, R. & DEEPIKA, T. J. Op. Cit.

⁴⁹ SINHA, S. & CHANDEL, S. S. Op. Cit.

- ✓ **Etapa 1:** Contempla el registro de los datos de entrada a utilizar en el algoritmo.
- ✓ **Etapa 2:** Evalúa la generación fotovoltaica del módulo seleccionado por área, y se calcula el grado de penetración fotovoltaica con la restricción del área total del proyecto.
- ✓ **Etapa 3:** Evalúa la generación a gas para cada generador comercial.
- ✓ **Etapa 4:** En esta etapa se realiza la gestión de energía y se determina el factor equipo para incremento de la capacidad de generación a gas según el déficit en la demanda máxima.
- ✓ **Etapa 5:** En esta etapa se evalúa los dos criterios de selección: Primero, se calcula el costo nivelado de energía LCOE a partir de la suma acumulada del CAPEX y OPEX del sistema fotovoltaico y la generación a gas en proporción de la suma de energía anual suministrada por el sistema híbrido. Segundo, se calcula la probabilidad de pérdida de suministro de potencia LPSP a partir de la energía esperada no suministrada EENS.
- ✓ **Etapa 6:** Valora el aporte de la red de distribución al sistema híbrido a través del cálculo del costo total. El costo total para la red externa, contempla el precio de bolsa promedio diario en los municipios de Cantagallo y Puerto Wilches según el nivel de tensión 3 para el comercializador ECOPETROL ENERGÍA S.A.S. E.S.P.
- ✓ **Etapa 7:** En esta etapa se obtiene el mínimo LCOE, y a partir del menor valor del vector resultante, se crea la matriz del sistema híbrido con el generador a gas seleccionado y la penetración fotovoltaica. Paso seguido, se halla el mínimo LPSP y se plantea el sistema híbrido de generación que mejor se ajusta a la demanda.

Figura 1. Diagrama de flujo para el dimensionado del sistema híbrido.



3.3.1 Búsqueda Exhaustiva. Para el dimensionado del sistema híbrido de generación se adapta la metodología con algoritmo de búsqueda exhaustiva por considerarse un problema con número de soluciones discreto relativamente bajo, teniendo en cuenta las variables de generadores comerciales disponibles, donde la solución al problema es finita y garantizan el óptimo con un costo computacional reducido.

La búsqueda exhaustiva consiste inicialmente en evaluar a lo largo y ancho la matriz del costo nivelado de energía LCOE para determinar el mínimo, y crear una matriz del sistema híbrido con las variables de generador a gas seleccionado y la penetración fotovoltaica. Luego a partir de esta última matriz, hallar el mínimo índice de probabilidad de pérdida del suministro de potencia LPSP hasta encontrar la mejor solución.

Los algoritmos exhaustivos son interesantes en algunos casos por su simplicidad, y es viable cuando se resuelven problemas de optimización con un número manejable de combinaciones. El único requisito es generar sistemáticamente cada posible solución al problema; sin embargo el tiempo requerido para realizar una búsqueda exhaustiva puede aumentar a medida que aumenta el número de soluciones candidatas⁵⁰⁻⁵¹⁻⁵²⁻⁵³.

3.4 VARIABLES PARA EL DIMENSIONADO DEL SISTEMA HÍBRIDO

El dimensionado que consiste en definir los generadores a gas, la cantidad de paneles del sistema FV y el inversor, requiere de unas variables de entrada como:

⁵⁰ SIDDAIAH, R. & SAINI, R. P. Op. Cit.

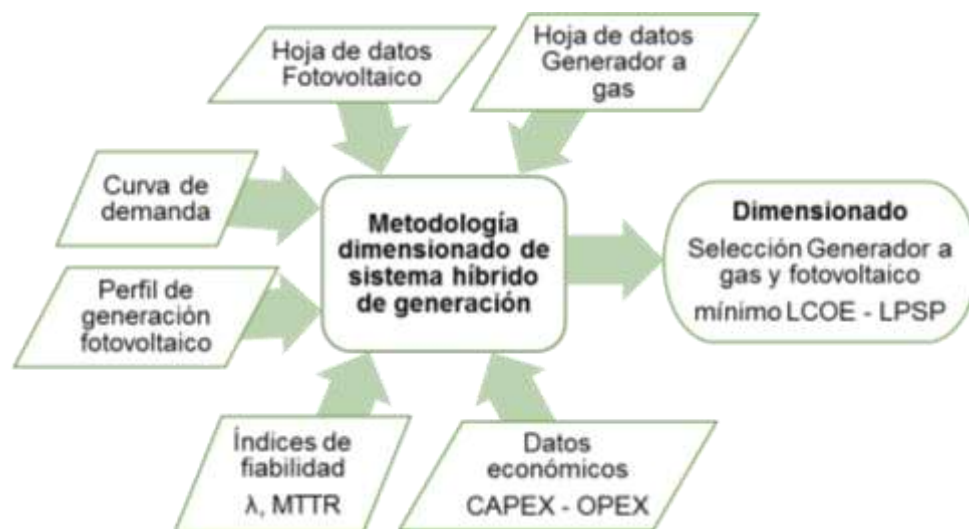
⁵¹ PRAKASH, P. & KHATOD, D. K. Op. Cit.

⁵² VIDAL ESMORÍS, A. "algoritmos heurísticos en optimización", Máster en técnicas estadísticas, Universidad de Santiago de Compostela, 2013. pp. 33–34

⁵³ MAHMOUD, P. H. A., BIN MOHD ZIN, A. A., BIN KHAIRUDDIN, A., & SHARIATI, O., "Optimal sizing and siting of distributed generators by exhaustive search". Distributed Generation and Alternative Energy Journal, vol. 30, no 3, 2015. pp. 29–56.

La curva de demanda, el perfil de generación fotovoltaico, los índices de fiabilidad, los datos económicos CAPEX y OPEX, y las hojas de datos de generadores comerciales y del sistema fotovoltaico. La Figura 4 describe el diagrama proceso de la metodología de evaluación y selección del sistema híbrido que busca reducir el costo nivelado de energía LCOE y el índice de probabilidad de pérdida del suministro de potencia LPSP.

Figura 2. Diagrama de proceso para el dimensionado del sistema híbrido.



3.4.1 Curva de Demanda. La demanda de energía se caracteriza por la curva de consumo de potencia promedio horario a lo largo de un día, donde en el sector Oil & gas este comportamiento de consumo varía su tendencia de demanda interna en el mediano y largo plazo por los escenarios de proyección de demanda de energía de la reactivación de pozos y de las campañas de perforación en los planes de desarrollo de un determinado campo⁵⁴⁻⁵⁵⁻⁵⁶⁻⁵⁷⁻⁵⁸⁻⁵⁹.

⁵⁴ KHARE, A. & RANGNEKAR, S. Op. Cit.

⁵⁵ REKIOUA, D. & MATAGNE, E. Optimization of photovoltaic power systems: Modelization, Simulation and Control, vol. 102, 2012.

⁵⁶ PERPIÑÁN, O. COLMENAR, A. Y CASTRO, M. *Diseño de sistemas fotovoltaicos*. 2006.

⁵⁷ OVIEDO, J. C. SOLANO, J. E. & DUARTE, C. A. "Dimensionamiento de microrredes considerando estrategias de gestión de demanda: Revisión de la literatura y casos de estudio," En *energía renovable y materiales para nuevas tecnologías en Colombia*, 2017, p. 48.

⁵⁸ DE KUYPER, J. C. V. *Fuentes de energías renovables y no renovables. Aplicaciones*. Editorial Alfaomega. 2014. ISBN: 978-607-707-820-3. pp. 286-301.

⁵⁹ ABB, Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 10, Plantas fotovoltaicas, 2011. pp. 15-16.

3.4.2 Potencial Fotovoltaico. Para el sistema fotovoltaico se deben obtener los datos de radiación para construir la tabla de irradiaciones dadas en Wh/m²/día. Estos datos dependerán de la posición geográfica y las condiciones medioambientales de la zona a estudiar, estas irradiaciones se manejan en promedios mensuales⁶⁰⁻⁶¹⁻⁶²⁻⁶³⁻⁶⁴.

3.4.3 Generador Fotovoltaico. Este se forma por un grupo de paneles o celdas fotovoltaicas conectados en serie y paralelo, buscando la máxima radiación solar incidente. La Tabla 5 presenta las ventajas y desventajas de los módulos fotovoltaicos, donde el tipo de celda a utilizar depende de los criterios potencia, rendimiento y costo de adquisición. Es importante fijarse siempre en la curva I-V que proporciona cada fabricante en sus hojas técnicas y en la influencia de la temperatura en la corriente y tensión del módulo, porque el aumento de temperatura permite aumentar ligeramente la corriente y disminuir la tensión de salida del módulo⁶⁵⁻⁶⁶⁻⁶⁷⁻⁶⁸⁻⁶⁹.

Tabla 5. Tipos de celdas fotovoltaicas

	Silicio monocristalino	Silicio policristalino	Capa fina GaAs (arseniuro de galio)	Bifacial
η célula	15% - 20%	12% - 14%	25% - 32,5%	>25%
Costo	0,32 a 0,35 USD/Wp	0,28 a 0,33 USD/Wp	0,27 a 0,34 USD/Wp	>0,40 USD/Wp
Ventajas	η elevada y constante Mayor potencia de Salida larga duración	producción más simple dimensionado optimo	resistencia a altas temperaturas (Adecuado para concentradores) Buen desempeño con luz indirecta	generación de energía por unidad de superficie >25% Mayor potencia de Salida

⁶⁰ UPME & BID, "Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia". 2015. p. 188.

⁶¹ IDEAM, "Distribución del brillo solar medio diario anual de Colombia." 2014. p. 78.

⁶² IDEAM, "Promedio de número de días al mes sin brillo solar anual de Colombia," 2014. p. 78.

⁶³ IDEAM, "Distribución del índice ultravioleta máximo diario anual de Colombia". 2014. p. 78.

⁶⁴ IDEAM, "Irradiación global horizontal medio diario anual de Colombia". 2014. p. 1.

⁶⁵ REKIOUA, D. & MATAGNE, E. Óp. Cit.

⁶⁶ PERPIÑÁN, O. COLMENAR, A. Y CASTRO, M. Óp. Cit.

⁶⁷ OVIEDO, J. C. SOLANO, J. E. & DUARTE, C. A. Óp. Cit.

⁶⁸ DE KUYPER, J. C. V. Óp. Cit.

⁶⁹ ABB, Óp. Cit.

	Buen rendimiento con poca radiación	larga duración y mantiene rendimiento	Flexible Menor peso	larga duración
Desventajas	Reduce rendimiento con altas temperaturas Problema medioambiental en fabricación	Sensibilidad a impurezas en fabricación Mayores dimensiones Menor tolerancia al calor	Problema medioambiental toxicidad Menor vida útil Mayores dimensiones	Mayor peso

3.4.4 Inversor. Este transforma la corriente continua procedente del generador fotovoltaico en corriente alterna. Para dimensionar el inversor, se tendrá en cuenta la potencia que demanda la suma de todas las cargas AC en un instante, teniendo en cuenta el factor de arranque en los motores. El tamaño del inversor puede determinarse partiendo de un valor de 0,8 a 0,9 para la relación entre la potencia activa inyectada a la red y la potencia nominal del generador FV. Esta relación considera la pérdida de potencia de los módulos FV en condiciones de funcionamiento reales (temperatura de trabajo, caídas de tensión en las conexiones eléctricas, etc.) y la eficiencia del inversor. Esta relación también depende de los métodos de instalación de los módulos (latitud, inclinación, temperatura ambiente) que pueden hacer variar la potencia generada⁷⁰⁻⁷¹⁻⁷²⁻⁷³⁻⁷⁴.

Según las características de rendimientos en los inversores, este es mayor cuanto más próximos está a su potencia nominal. En modo de operación aislado, estos deben ser capaces de proporcionar una tensión en el lado AC lo más constante posible dentro de la variabilidad de la producción del generador y de la demanda de carga; mientras que en modo de operación conectado a la red los inversores deben reproducir la tensión de red, y al mismo tiempo optimizar y maximizar la energía de

⁷⁰ REKIOUA, D. & MATAGNE, E. Óp. Cit.

⁷¹ PERPIÑÁN, O. COLMENAR, A. Y CASTRO, M. Óp. Cit.

⁷² OVIEDO, J. C. SOLANO, J. E. & DUARTE, C. A. Óp. Cit.

⁷³ DE KUYPER, J. C. V. Óp. Cit.

⁷⁴ ABB, Óp. Cit.

salida de los paneles FV⁷⁵⁻⁷⁶⁻⁷⁷⁻⁷⁸⁻⁷⁹. Los requerimientos que habitualmente se utilizan para un inversor en un sistema híbrido son:

- ✓ Alta capacidad de sobrecarga.
- ✓ Tolerancia contra las fluctuaciones.
- ✓ Tensión máxima y distorsión del factor de potencia.
- ✓ Modo “standby” económico con detección automática de la carga.
- ✓ Protección contra cortocircuitos.
- ✓ Alta compatibilidad electromagnética.
- ✓ Bajo contenido en armónicos.
- ✓ Protección del voltaje.
- ✓ Campo de variación de la tensión MPPT.
- ✓ Operaciones bidireccionales (convertidor).

3.4.5 Generador a Gas. Para seleccionar el generador como sistema de respaldo o de energía principal en un sistema híbrido se debe considerar tanto las características eléctricas nominales del sistema, así como las características del sitio a instalar y las cargas a alimentar⁸⁰⁻⁸¹⁻⁸²⁻⁸³. A continuación se indican las principales características que se deben contemplar:

3.4.5.1 Nivel de carga mínima. Es el nivel mínimo de operación para no causar daños mecánicos; Por tanto se recomienda operar el generador a cargas mayores del 30% de su capacidad nominal⁸⁴.

⁷⁵ REKIOUA, D. & MATAGNE, E. Óp. Cit.

⁷⁶ PERPIÑÁN, O. COLMENAR, A. Y CASTRO, M. Óp. Cit.

⁷⁷ OVIEDO, J. C. SOLANO, J. E. & DUARTE, C. A. Óp. Cit.

⁷⁸ DE KUYPER, J. C. V. Óp. Cit.

⁷⁹ ABB, Óp. Cit.

⁸⁰ KOIFMAN, S. Electric power generation and transmission: the impact on indigenous peoples in Brazil, Editorial WILEY, vol. 17, no. 2. 2011.

⁸¹ CATERPILLAR. Op. Cit.

⁸² DE KUYPER, J. C. V. Óp. Cit.

⁸³ ROY, A., & KULKARNI, G. N. “Analysis on the feasibility of a PV-diesel generator hybrid system without energy storage”. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2015.

⁸⁴ CATERPILLAR. Op. Cit.

3.4.5.2 Parámetros eléctricos de operación. Los siguientes parámetros son necesarios para la estabilidad de operación y selección de los equipos:

- ✓ Nivel de tensión y frecuencia nominales
- ✓ Caídas de tensión y frecuencia en arranque de equipos. Una caída de voltaje máxima entre 25% - 30% es un límite típico para los centros de control de motores industriales.
- ✓ Factor de potencia: El factor de potencia ideal para la operación estable está entre 0.8 en atraso a 1.
- ✓ Cargas pico: Estas cargas se causan en arranques de motores, y son sobrecargas demandadas por tiempos limitados en los equipos.
- ✓ Tipos de carga alimentar: Motores con variadores de frecuencia, tipo UPS, tipo balastro de cargas de iluminación, cargas regenerativas.

3.4.5.3 Ciclo de servicio. La aplicación del grupo electrógeno en el sistema según el tipo de servicio definido en norma ISO 8528-1 (standby, prime, continuo) limitan la capacidad nominal y su vida útil de operación. La Tabla 6 relaciona el tipo de operación de los grupos electrógenos:

Tabla 6. Tipo de operación en grupos electrógenos

OPERACIÓN	STANBY	PRIME	CONTINUA
Máximo horas al año	500 hr/año, hasta 300 hr continuas con cargas variables	Ilimitada	Ilimitada
Promedio de carga diaria	70% de nominal	80% de nominal	100% de nominal
Sobrecarga aceptada	10% de sobrecarga en 1 hora en periodo de 12 horas	10% de sobrecarga en 1 hora en periodo de 12 horas, menos de 25 horas al año	No se acepta

Fuente: CATERPILLAR. Electric Power Applications, Engine & Generator Sizing. 2008.

3.4.5.4 Combustible. La preferencia de gas, diésel o GLP afectará la elección de los generadores. En equipos que funcionan con gas generalmente deben tener mayores dimensiones por la disminución de capacidad de aprovechamiento de

combustible por volumen. En operación prime o continua se aconseja equipos con operación combinada 30% diésel + 70% gas o 100% gas. En sistemas de emergencia u operación standby se aconsejan equipos que operen con combustible líquido por la facilidad de almacenaje local del mismo⁸⁵.

3.5 GESTIÓN DE ENERGÍA Y ESCENARIOS

A continuación se describen los escenarios a implementar en el algoritmo para el dimensionado del sistema híbrido con generación fotovoltaica y la selección de los generadores a gas, para el suministro de energía y atención de la demanda de la carga, buscando eliminar la dependencia de la red. La ecuación (3) relaciona el balance de potencia del sistema:

$$P_{load} = P_{Gen} + P_{PV} + P_{red} \quad (3)$$

Donde,

P_{load} : Potencia demandada por la carga.

P_{Gen} : Potencia del generador a gas.

P_{PV} : Potencia del generador fotovoltaico.

P_{red} : Potencia de la red.

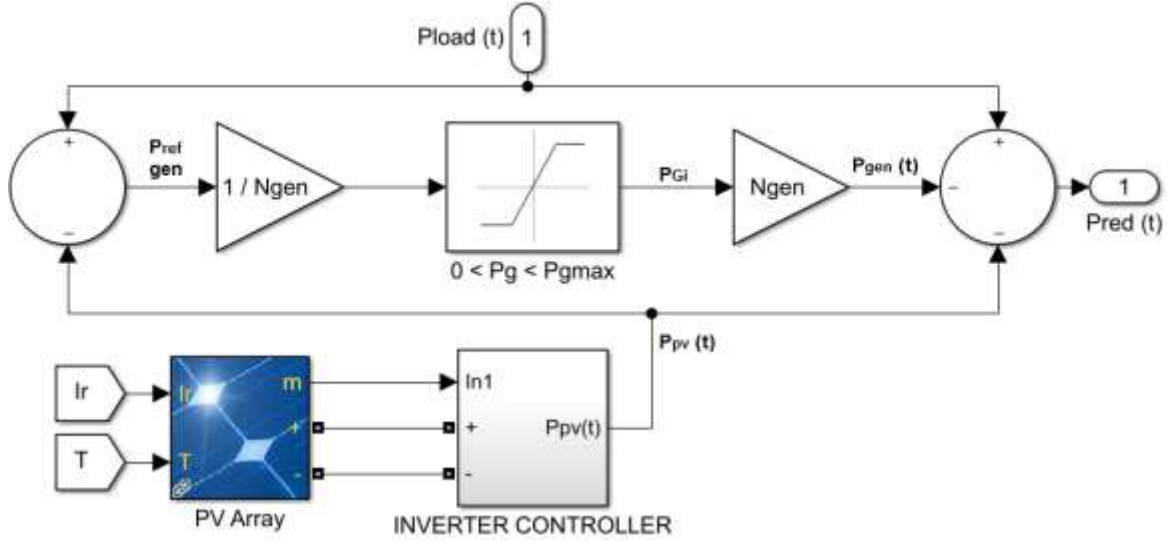
3.5.1 Escenario 1. En este caso se contempla un único generador para atención del déficit de energía en la demanda, después de la generación fotovoltaica y con consumo de energía de la red de distribución externa. En los generadores se considera un factor de carga fijo del 80%, sin factor equipo de incremento de la capacidad de generación, y se asume el costo del combustible del generador a gas asociado al poder calorífico y a la eficiencia. La Figura 5 y las ecuaciones (4) y (5) describen el objetivo:

⁸⁵ CATERPILLAR. Op. Cit.

$$P_{Gen} = \min(P_{MAX_{Gen}}, P_{load} - P_{PV}) \quad (4)$$

$$P_{red} = P_{load} - P_{Gen} - P_{PV} \quad (5)$$

Figura 3. Diagrama de gestión de energía para los escenarios 1 y 3.



3.5.2 Escenario 2. Este escenario contempla la generación fotovoltaica y busca seleccionar un primer generador en su potencia nominal y los siguientes generadores con reparto proporcional de carga. Esta gestión de energía busca reducir el consumo de la red de distribución externa. En los generadores se contempla un factor de carga variable entre 50% y 100%, y un costo del combustible de 4 \$USD/MBTU. La Figura 6 y las ecuaciones (6), (7), (8) y (9) reflejan el objetivo:

$$P_{Gen1} = P_{nom_{Gen1}} \quad (6)$$

$$\sum P_{Gen} = \min(P_{MAX_{Gen}}, P_{load} - P_{PV} - P_{Gen1}) \quad (7)$$

$$P_{GenN} = \frac{\sum P_{Gen}}{FEG} \quad (8)$$

$$P_{red} = P_{load} - P_{PV} - P_{Gen1} - \sum P_{Gen} \cong 0 \quad (9)$$

Donde,

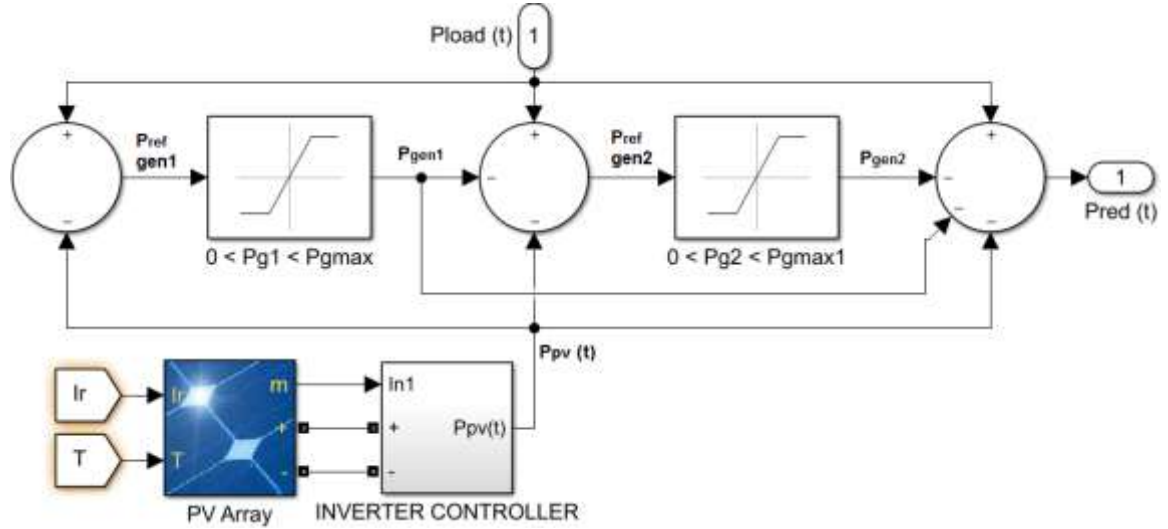
$P_{nom_{Gen1}}$: Potencia nominal del generador 1.

$P_{MAX_{Gen}}$: Potencia máxima de generación.

P_{GenN} : Potencia del N generador.

FEG : Factor equipo de generación.

Figura 4. Diagrama de gestión de energía para el escenarios 2.



3.5.3 Escenario 3. En este caso el sistema híbrido considera la generación fotovoltaica y busca seleccionar los generadores para atender proporcionalmente la potencia demandada por la carga. Esta gestión de energía busca reducir el consumo de la red de distribución externa. En los generadores se contempla un factor de carga variable entre 50% y 100%, y un costo del combustible de 4 \$USD/MBTU. La Figura 5 y las ecuaciones (10), (11) y (12) representan el objetivo:

$$P_{Gen1} = P_{Gen2} = P_{GenN} \quad (10)$$

$$P_{GenN} = \min(P_{MAX_{Gen}}, \frac{P_{load} - P_{PV}}{FEG}) \quad (11)$$

$$P_{red} = P_{load} - P_{PV} - P_{Gen1} \cong 0 \quad (12)$$

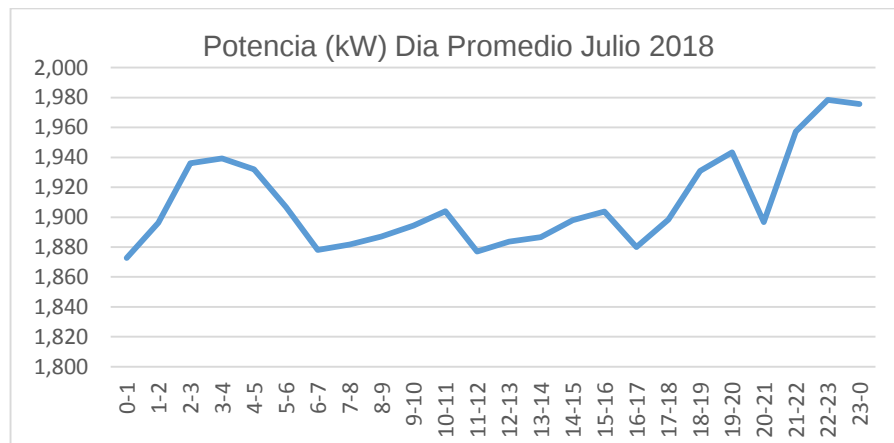
4. CASO DE ESTUDIO EN CAMPO PETROLERO DEL MAGDALENA MEDIO

En este Capítulo se relacionan los datos técnicos y económicos a implementar en el algoritmo según los criterios definidos en el capítulo 3 para el modelado del sistema híbrido. Donde en el numeral 4.1 se estima la demanda promedio horaria. En el numeral 4.2 se precisa el potencial fotovoltaico. En los numeral 4.3, 4.4 y 4.5 se realiza la descripción del sistema fotovoltaico, del inversor y del generador a gas respectivamente. En el numeral 4.6 se especifican los datos económicos y financieros. En el numeral 4.7 se establecen los datos de fiabilidad. Luego en el numeral 4.8 se efectúa el análisis y presentación de los resultados del caso de estudio. Y finalmente en el numeral 4.9 se propone el sistema híbrido de generación.

4.1 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA

La Figura 7 presenta la curva de demanda de potencia promedio a lo largo de un día para un circuito de pozos de petróleo del campo Yariguí – Cantagallo, con un registro de demanda máxima de 1978 kW:

Figura 5. Curva de demanda del circuito Yariguí - Cantagallo.



Fuente: [Ecopetrol, circuito Yariguí, campo Yariguí - Cantagallo]

4.2 POTENCIAL FOTOVOLTAICO

El sistema híbrido de generación en estudio se ubica en el campo Yariguí – Cantagallo, departamento de Bolívar, municipio de Cantagallo. La temperatura media oscila entre 27°C y 40°C con una altitud de 75 msnm.

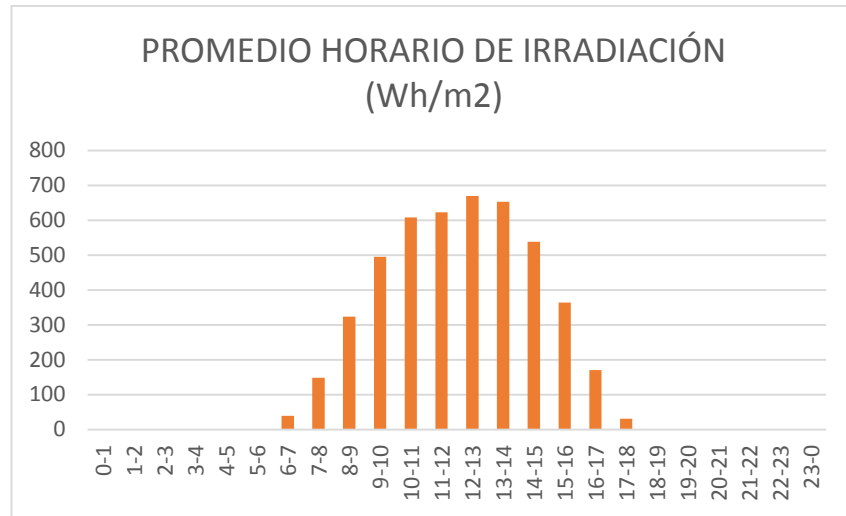
La localización tiene una superficie aproximada de 5000 m² con las características apropiadas como: Las condiciones de radiación y el comportamiento solar en la zona. Se debe considerar que los datos de radiación global son los estimados para el comportamiento mensual y anual. Para los datos del comportamiento diario, se debe tomar los datos y dividir cada uno de ellos por los días correspondientes al mes o al año. En la Tabla 7 se referencia la irradiación diaria promedio por mes, y en la Figura 8 se presenta el promedio horario de la irradiación:

Tabla 7. Irradiación día por mes, municipio Cantagallo

Cantagallo	Irradiación (kWh/m² día)
Enero	5,218
Febrero	5,928
Marzo	4,688
Abril	5,281
Mayo	4,702
Junio	4,843
Julio	5,515
Agosto	5,541
Septiembre	5,140
Octubre	5,051
Noviembre	4,634
Diciembre	5,190
Promedio Anual	5,144

Fuente: EUROPEAN COMMISSION. Sistema de información geográfica fotovoltaica [En línea]. 2017. Recuperado de http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html. NASA. Prediction of Worldwide Energy Resources [En línea]. 2019. Recuperado de <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

Figura 6. Curva de Irradiación promedio horario.



Fuente: IDEAM, “Distribución del brillo solar medio diario anual de Colombia”. 2014. p. 78; IDEAM, “Promedio de número de días al mes sin brillo solar anual de Colombia”. 2014. p. 78; IDEAM, “IRRADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL MEDIO DIARIO ANUAL DE COLOMBIA”. 2014. p. 1; IDEAM, “Mapas de radiación solar global sobre una superficie plana, en Colombia,” Ministerio de ambiente, vivienda y desarrollo territorial, vol. 3. 2000. pp. 15–40.

4.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO

El sistema fotovoltaico considera el promedio de radiación del mes más crítico, que corresponde según la Tabla 7 a 4,68 KWh/m² día, tiempo donde el sistema debe suplir la demanda en las horas correspondientes como se observa en la Figura 8.

El número de módulos FV a instalar, depende del área y de la instalación de la máxima potencia por unidad de superficie, obteniendo el mayor índice de Wp/m² y reduciendo al mínimo las pérdidas del sombreado. Para determinar la potencia suministrada por el generador fotovoltaico se considera la ecuación (13):

$$P_{PV} = \eta_{Inv} \times I_T \times P_{Peak} \times F_{PV} \quad (13)$$

Donde,

η_{Inv} : Rendimiento del inversor ($\geq 90\%$)

I_T : Irradiación (Wh/m²)

P_{peak} : Potencia pico FV

F_{PV} : Factor de pérdida FV ($\geq 90\%$)

Según CREG 243/2016, el F_{PV} corresponde al 91,39%

Para calcular el número de módulos necesarios para satisfacer la energía requerida (N_T), se considera el consumo medio de energía diario (L_{md}) y la energía generada por cada módulo (E_p):

$$N_T = \frac{L_{md}}{E_p} \quad (14)$$

Para calcular el número para cada configuración, se debe considerar la tensión máxima nominal del módulo (V_{NPanel}) y la tensión nominal del sistema a utilizar (V_{NS}). El número de módulos en serie (N_s) se determina mediante la ecuación (15):

$$N_s = \frac{V_{NS}}{V_{Npanel}} \quad (15)$$

El número de módulos en paralelo (N_p) se calcula dividiendo el número de módulos N_T por el número de módulos en serie:

$$N_p = \frac{N_T}{N_s} \quad (16)$$

4.3.1 Hojas de Datos Fotovoltaico. Para el estudio se selecciona un módulo fotovoltaico con mayor potencia y rendimiento, y menor costo de adquisición. Las características de los módulos preseleccionados en su orden se describen en la Tabla 8:

Tabla 8. Características del módulo fotovoltaico

Características Panel PV			
Tipo de células:	Bifacial, PERC	Bifacial Hybrid Cell Technology (HCT)	Monocristalino
Dimensiones:	1987x987x40 mm	1981x1308x6 mm	1996x1310x40 mm
Proveedor	RenewSys India	SunPreme	Topsun Co., Ltd.
Modelo - REF	DESERV Extreme	Máxima GxB 500 Bifacial	TSH - S500
Potencia máxima (Wp) -Pmpp	501 Wp	500	500
Eficiencia %	25.5 %	21,2	19,12
Costo de adquisición	\$USD 0.30 / Wp	\$USD 0.31 / Wp	\$USD 0.28 / Wp
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmax) - Vmpp	39.2	57,1	53,94
Corriente en el punto de máxima potencia (Imax) - Imp	12.8	8,8	9,27
Tensión en circuito abierto (Voc)	46.8	70,5	65,92
Corriente de cortocircuito (Isc)	13.31	9,3	9,77
Temperatura	-40~85 °C	-40~85 °C	48.7°C - 40~90°C
Tensión máxima del sistema	1000 V	1000 VDC	1000 V
Área Panel (m2)	1,96	2,59	2,615
V nominal Sistema Proyecto (V)	480		

4.4 INVERSOR

Para la selección del inversor se contempla la potencia que demanda las cargas AC desde el generador fotovoltaico, y se considera un factor de arranque para los motores de pozos en un campo petrolero. Las características del inversor se describen en la Tabla 9. La ecuación para el cálculo de la potencia será:

$$P_{inv} = \sum P_{Motor} \times F_{arrq} + \sum P_{AC} \quad (17)$$

Donde,

P_{inv} : Potencia del inversor

P_{Motor} : Potencia de motor con picos de arranque

F_{arrq} : Factor de pico de arranque de los motores

P_{AC} : Potencia de cargas AC.

Tabla 8. Características del inversor

Características del inversor			
Proveedor	AEG Power Solutions GmbH	ABB Italy S.p.A.	SMA Solar Technology AG
Modelo	Protect PV.500-ID-UL	ULTRA-700.0-TL	Sunny Central Storage 900
Datos de entrada DC			
Potencia Máxima DC	580 kW	780 kW	1010 kW
Tensión máxima	1000 V	1000 V	700 V
Máxima corriente DC	1060 A	1388 A	1400 A
Rango de Tensión MPPT	500~820 V	470~900 V	596~950 V
Datos de salida AC			
Potencia Máxima AC	560 kW	780 kW	990 kW
Tensión AC de Salida		621~759 V	365~465 V
Voltaje AC Clasificada - RED	480 V	690 V	405 V
Máxima corriente AC	1144 A	650 A	1411 A
Frecuencia	50, 60 Hz	50, 60 Hz	50, 60 Hz
Factor de potencia (cosφ)	0,9	0,995	1
Distorsión (THD)	< 3 %	< 3 %	
Eficiencia máxima %	98,30%	98,70%	98,60%
Datos generales			
Dimensiones	2000x2700x600 mm	3020x2920x1520 mm	2272x2562x956 mm
Consumo nocturno		< 90 W	< 100 W
Nivel de ruido		< 78 dB(A)	= 64 dB(A)
Temperatura de Funcionamiento	-20 ~ +50 °C	-20 ~ +60 °C	-25 ~ +62 °C
Humedad	15-95 %	0-100 %	15-95 %
Altitud máxima	1500 m	2000 m	3000 m

4.5 DESCRIPCIÓN DEL GENERADOR.

Para el dimensionado se utilizará generadores a gas con aplicación de servicio tipo Prime. Para determinar la potencia de suministro del generador a gas se considera la ecuación (18):

$$P_{GEN} = FC \times P_e \times \eta_{GEN} \quad (18)$$

Donde,

FC : Factor de carga de potencia activa (50% - 100%)

P_e : Potencia activa del generador

η_{GEN} : Rendimiento del generador (80%)

Se debe considerar para el funcionamiento de la planta de generación el abastecimiento de combustible por hora de servicio. Actualmente se tiene un precio de referencia de venta del gas para el campo Yariguí – Cantagallo de \$4 USD/MBTU. Las características de los generadores del estudio se describen en la Tabla 10:

Tabla 9. Características de los generadores a gas.

CARACTERÍSTICAS GENERADORES	CATERPILLAR G3516H 1966KW - 480/13800V	CATERPILLAR CG170-16 - 1560KW	Mitsubishi GS16R2 480/13800V	POLYBOL CUMMINS C1400	POLYBOL CUMMINS C1750	supermaly SP16V190ZLT1	supermaly SP12V190ZDT	Himoinsa HGM-1510 T6 NG	supermarley SP12V190ZDT	Himoinsa HGM-1120 T6 NG
POTENCIA PRIMEKW	1950	1560	1200	1400	1750	1000	960	1505	500	1118
PRECIO DEL GAS usd\$/MBTU	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Poder Calorífico Gas (btu/pe3)	1000	1000	951,72	1000	1000	1000	1000	917,90	1000	917,90
CONSUMO COMBUSTIBLE btu/KW-h	8757,19	8798,79	8464,41	9101,97	8883,25	9574,88	9574,88	11033,97	9574,88	8310,89
COSTO DEL GAS \$/MG	423,77	423,77	403,31	423,77	423,77	423,77	423,77	388,98	423,77	388,98
COSTO GAS POR KW \$/KW-H	105,1	105,6	101,6	109,2	106,6	114,90	114,90	132,4	114,90	99,7
EFICIENCIA	40,6%	40,4%	40%	39%	40%	37%	37%	32%	37%	41%
CONSUMO COMBUSTIBLE M3/ KW-h	0,248	0,249	0,252	0,258	0,252	0,271	0,271	0,340	0,271	0,256
CONSUMO ACEITE g/Kw-h	0,12	0,12	0,25	0,20	0,20	0,15	0,15	0,20	0,15	0,20
DENSIDAD ACEITE	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89
Consumo 100% (MBTU/kWh)	7,528	12,311	11,089	12,96	16,22	11,379	29,822	15,080	14,911	11,344
Consumo 75% (MBTU/kWh)	7,694	9,482	8,593	10,09	12,58	12,557	32,176	11,615	16,088	8,748
Consumo 50% (MBTU/kWh)	8,074	6,657	6,035	7,21	9,01	14,911	35,316	8,252	17,658	6,200
EQUIPOS PRINCIPALES	\$ 3.323.700.000	\$ 2.764.262.564	\$ 2.568.000.000	\$ 3.188.700.000	\$ 3.494.700.000	\$ 2.461.500.000	\$ 2.671.500.000	\$ 1.553.064.191	\$ 1.861.500.000	\$ 1.153.704.828
COSTO TRANSPORTE GENERADORES	\$ 12.000.000	\$ 12.000.000	\$ 12.000.000	\$ 12.000.000	\$ 12.000.000	\$ 18.000.000	\$ 36.000.000	\$ 48.000.000	\$ 18.000.000	\$ 36.000.000
COSTO OBRAS E INGENIERIA	\$ 380.087.249	\$ 380.087.249	\$ 380.087.249	\$ 380.087.249	\$ 380.087.249	\$ 380.087.249	\$ 760.174.497	\$ 1.520.348.995	\$ 380.087.249	\$ 1.140.261.746
COSTO TRAMITES PORTUARIOS	\$ 27.090.000	\$ 27.090.000	\$ 27.090.000	\$ 26.790.000	\$ 26.790.000	\$ 12.300.000	\$ 14.400.000	\$ 27.090.000	\$ 7.200.000	\$ 27.090.000
TOTAL CAPEX	\$ 3.742.877.249	\$ 3.183.439.812	\$ 2.987.177.249	\$ 3.607.577.249	\$ 3.913.577.249	\$ 2.871.887.249	\$ 3.482.074.497	\$ 3.148.503.186	\$ 2.266.787.249	\$ 2.357.056.574
OPEX - AOM ANUAL	\$ 950.425.790	\$ 950.425.790	\$ 927.051.000	\$ 940.889.592	\$ 972.281.592	\$ 963.217.440	\$ 965.187.360	\$ 1.146.253.637	\$ 870.631.200	\$ 957.940.540
COSTO MW INSTALADO USD\$/MW	\$639.808	\$680.222	\$829.771	\$858.947	\$745.443	\$957.296	\$1.209.054	\$697.343	\$1.511.191	\$702.760

4.6 DATOS ECONÓMICOS Y FINANCIEROS.

Los costos de inversión CAPEX y de operación y mantenimiento OPEX del sistema fotovoltaico considerados en la evaluación de los costos nivelados de electricidad LCOE para la generación en el sistema híbrido, se definen en la Tabla 11:

Tabla 10. Principales costos del sistema fotovoltaico.

Costos del sistema fotovoltaico	
Módulos USD/kW	436,31
Balance Estructural USD/kW	84,42
Equipos Eléctricos USD/kW	217,89
Inversor USD/kW	172,12
Obra Civil USD/kW	264,83
Equipo Mecánicos USD/kWh	520,73

O&M Fijo USD/MWh	45,7
Gastos Generales USD/kW	47,05
Costos Fijos Anuales USD/kW	7,14
Costos Ocasionales USD/kW	347,95

Fuente: GRUPO DE MANEJO EFICIENTE DE LA ENERGÍA GIMEL, “Costos nivelados de generación de electricidad en Colombia”, Universidad de Antioquia, UPME y COLCIENCIAS: Medellín, anexos 1, 2 y 8, 2015.

Los principales costos CAPEX y OPEX del generador a gas se adaptan del estudio “Costos nivelados de generación de electricidad en Colombia”, del Grupo de manejo eficiente de la energía GIMEL⁸⁶, para plantas de gas de ciclo simple, los cuales se definen en la Tabla 12. Dentro de los costos de operación variables, el costo de combustible afecta de manera importante el cálculo de los costos nivelados de energía en tecnologías no renovables porque la disponibilidad depende de la comercialización, transporte y los precios internacionales.

Tabla 11. Principales costos de plantas a gas de ciclo simple.

Proyecto Gas ciclo Simple	Valor	Unidad
Obras Civiles	108,81	US\$/kW
Equipos Mecánicos	379,74	US\$/kW
Equipos Eléctricos	406,54	US\$/kW
Costos Indirectos	282,70	US\$/kW
Costos del Propietario	100,33	US\$/kW
Costos Fijos anuales	34775,22	US\$/MW
Costos Variables	13,54	US\$/kWh
O&M Fijo anuales	6,03	US\$/kW
Costos Fijos anuales	21,35	US\$/kW
Seguros Pre-Operativo	14,29	US\$/kW
Seguros Operativo	12,78	US\$/MWh
Salarios anuales	0,80	US\$/kW
Manejo Ambiental anual	0,41	US\$/kW
Cargos de Ley anual	0,23	US\$/kW
Factor Emisión Equivalente	130,58	lbCO2/MBTU
Impuesto CO2 Anual	4,30	MUSD/año
Generador	156,59	US\$/kW
Subestación	74,21	US\$/kW
Instrumentación y control	64,55	US\$/kW
Materiales Eléctricos	105,28	US\$/kW
Ingeniería y Administración	189,49	US\$/kW
Comisiones e Imprevistos	93,21	US\$/kW
Predios	0,25	US\$/kW

⁸⁶ GRUPO DE MANEJO EFICIENTE DE LA ENERGÍA GIMEL, Óp. Cit.

Fuente: GRUPO DE MANEJO EFICIENTE DE LA ENERGÍA GIMEL, “Costos nivelados de generación de electricidad en Colombia”, Universidad de Antioquia, UPME y COLCIENCIAS: Medellín, anexos 1, 2 y 8, 2015.

Los principales datos financieros del sistema híbrido de generación en estudio se definen en la Tabla 13:

Tabla 12. Datos financieros para proyectos de generación.

Datos Financieros	
WACC Renovables	12,60%
Factor Costo Financiero	25,70%
Costo del Capital (Apalancado):	14%
Construcción Años	5
Precio de bolsa 2018 en \$/kWh	297,04
Inflación Promedio 2016 – 2017	4,92%

Fuente: GRUPO DE MANEJO EFICIENTE DE LA ENERGÍA GIMEL, “Costos nivelados de generación de electricidad en Colombia”, Universidad de Antioquia, UPME y COLCIENCIAS: Medellín, anexos 1, 2 y 8, 2015.

4.7 DATOS DE FIABILIDAD

Para valorar la fiabilidad del sistema híbrido de generación se utiliza los índices de fiabilidad de los estudios “Índices de confiabilidad de equipos en instalaciones de producción de petróleo”⁸⁷ y “análisis de falla de fuentes de alimentación externa campo Yariguí - Cantagallo”, descritos en la Tabla 14:

Tabla 13. Índices de confiabilidad para el sistema híbrido.

Índices de confiabilidad		
	Generador a gas	Circuito aéreo 34,5kV
λ [fallas/ano]	7,2385	14,83
$r - MTTR$ [horas]	3,7329	3,93

Fuente: ZAPATA, C. J. “Índices de confiabilidad de equipos en instalaciones de producción de petróleo,” Mundo Eléctrico No. 78, vol. 24, 2010. pp. 128–132.

⁸⁷ ZAPATA, C. J. “Índices de confiabilidad de equipos en instalaciones de producción de petróleo,” Mundo Eléctrico No 78, vol. 24, 2010. pp. 128–132.

4.8 ANÁLISIS DE ESCENARIOS Y RESULTADOS DEL SISTEMA HÍBRIDO

Para evaluar cada uno de los escenarios se aplica un OPEX promedio en un horizonte de tiempo de 5 años, implementando el algoritmo en Matlab con búsqueda exhaustiva.

Para evaluar el escenario 1, se utiliza la Tabla 15 como matriz de generadores comerciales con un rendimiento del 80%, un factor de carga fijo del 80% y costo del combustible según consumo asociado al poder calorífico y eficiencia.

Tabla 14. Características de los generadores para el escenario 1.

CARACTERÍSTICAS GENERADORES	P(kW)	Costo Gas (\$/kWh)	Eficiencia %	Consumo Combustible (m3/kWh)	CAPEX (\$)	OPEX (\$)
CATERPILLAR G3516H 1966KW - 480/13800V	1950	105.09	40,6%	0.248	\$3.742.877.249	\$950.425.790
CATERPILLAR CG170-16 - 1560KW	1560	105.59	40,4%	0.249	\$3.183.439.812	\$950.425.790
Mitsubishi GS16R2 480/13800V	1200	101.57	40,3%	0.252	\$2.987.177.249	\$927.051.000
POLYBOL CUMMINS C1400	1400	109.22	39,0%	0.258	\$3.607.577.249	\$940.889.592
POLYBOL CUMMINS C1750	1750	106.60	40,0%	0.252	\$3.913.577.249	\$972.281.592
supermaly SP16V190ZLT1	1000	114.9	37,0%	0.271	\$2.871.887.249	\$963.217.440
supermaly SP12V190ZDT	960	114.9	37,0%	0.271	\$3.482.074.497	\$965.187.360
Himoinsa HGM-1510 T6 NG	1505	132.4	32,0%	0.340	\$3.148.503.186	\$1.146.253.637
supermarley SP12V190ZDT	500	114.9	37,0%	0.271	\$2.266.787.249	\$870.631.200
Himoinsa HGM-1120 T6 NG	1118	99.7	41,0%	0.256	\$2.357.056.574	\$957.940.540

Para evaluar los escenarios 2 y 3, se utiliza la Tabla 16 como la matriz de características de generadores comerciales, con un rendimiento del 80%, un factor de carga variable según consumo entre el 50% y 100%, y el precio de referencia de venta del gas para el campo Yariguí – Cantagallo de \$4 USD/MBTU.

Tabla 15. Características de los generadores para los escenarios 2 y 3.

CARACTERÍSTICAS GENERADORES	P(kW)	Eficiencia %	Cons. 100% (MBTU /kWh)	Cons. 75% (MBTU/ kWh)	Cons. 50% (MBTU /kWh)	CAPEX(\$)	OPEX(\$)
CATERPILLAR G3516H 1966KW-480/13800V	1950	40,6%	7,528	7,694	8,074	\$3.742.877.25	\$950.425.790
CATERPILLAR CG170-16 -1560KW	1560	40,4%	12,31	9,482	6,657	\$3.183.439.81	\$950.425.790
Mitsubishi GS16R2 480/13800V	1200	40,3%	11,09	8,593	6,035	\$2.987.177.25	\$927.051.000
POLYBOL CUMMINS C1400	1400	39,0%	12,96	10,09	7,21	\$3.607.577.25	\$940.889.592
POLYBOL CUMMINS C1750	1750	40,0%	16,22	12,58	9,01	\$3.913.577.25	\$972.281.592
supermaly SP16V190ZLT1	1000	37,0%	11,38	12,56	1491	\$2.871.887.25	\$963.217.440
supermaly SP12V190ZDT	960	37,0%	29,82	32,17	35,32	\$3.482.074.5	\$965.187.360
Himoinsa HGM-1510 T6 NG	1505	32,0%	15,08	11,61	8,252	\$3.148.503.2	\$1.146.253.637
supermarley SP12V190ZDT	500	37,0%	14,91	16,08	17,66	\$2.266.787.25	\$870.631.200
Himoinsa HGM-1120 T6 NG	1118	41,0%	11,34	8,748	6,2	\$2.357.056.57	\$957.940.540

4.8.1 Escenario 1. La Tabla 17 presenta los valores resultantes del dimensionado del sistema híbrido para el generador seleccionado con la penetración fotovoltaica, como consecuencia de considerar el primer criterio de selección de mínimo LCOE.

Tabla 16. Dimensionado del sistema híbrido de generación del escenario 1.

P o s	LPSP Prom. %	LCOE Prom. \$/kWh	Deman da Max kW	P SH Prom. kW	Ppv Max kW	N panel Und	Área Ppv m2	Pgen kW	'Pgen Nom' kW	Pred kW	EENS kWh/año
1	0,94	73,73	1978	1248,00	0	1	0	1248	1950	730	162891,25
2	0,91	78,47	1978	1303,23	96,55	194	830,4	1248	1950	633,45	158182,70
3	0,89	83,74	1978	1358,46	193,1	387	1660,8	1248	1950	536,9	153470,58
4	0,86	89,63	1978	1413,69	289,65	580	2491,26	1248	1950	440,35	148751,36
5	0,83	96,24	1978	1468,93	386,2	773	3321,68	1248	1950	343,8	144049,91
6	0,80	103,74	1978	1524,16	482,75	967	4152,1	1248	1950	247,25	139344,91
7	0,78	112,31	1978	1579,39	579,3	1160	4982,52	1248	1950	150,7	134636,35

Luego, a partir de la matriz de mínimo LCOE se obtiene el mínimo LPSP para el dimensionado óptimo del sistema, como se observa en la Tabla 18. Donde para un mínimo costo nivelado de energía LCOE promedio de 112.31 \$/kWh y una menor

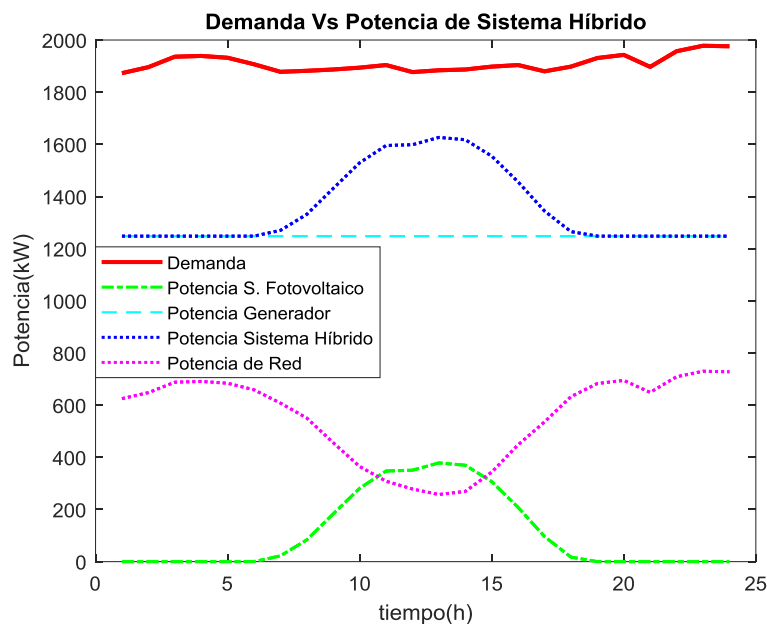
probabilidad de pérdida de suministro de potencia LPSP del 0.78%, que implique el menor consumo de la red a un precio de bolsa aproximado de 297.04 \$/kWh, corresponde un sistema híbrido compuesto por un generador a gas de 1950kW y un sistema fotovoltaico con potencia máxima de 579kW a través de 1160 paneles en una área aproximada de 4982 m².

Tabla 17. Dimensionado óptimo del sistema híbrido de generación del escenario 1

Po s '	LPSP Prom. %	LCOE Prom. \$/kWh	Demanda Max. kW	P SH Prom. kW	Ppv Max kW	N panel Und	Área Ppv m ²	Pgen kW	Pgen Nom. kW	Pred kW	EENS kWh/año
7	0,78	112,31	1978	1579,4	579,3	1160	4982,52	1248	1950	150,7	134636,35

La Figura 9 refleja el comportamiento de las fuentes de generación, donde el dimensionado implica un consumo de la red y operación continua del sistema híbrido sin unidades de respaldo, que conlleva a un mayor desgaste de los equipos.

Figura 7. Flujo de potencia horario de las fuentes de energía del escenario 1.



4.8.2 Escenario 2. La Tabla 19 presenta los valores del dimensionado del sistema híbrido de generación, para el generador seleccionado con la penetración

fotovoltaica, como consecuencia de considerar el primer criterio de selección de mínimo LCOE.

Tabla 18. Dimensionado del sistema híbrido de generación del escenario 2.

P os	LPSP Prom. %	LCOE min \$/kWh	LCOE Prom. \$/kWh	Deman da Max. kW	P SH Prom kW	Ppv Max kW	N panel Und	Área Ppv m2	Pgen Max. kW	Pgen Nom. kW	N Gen Und	Pred kW	EENS Prom. kWh/año
12	1,65	138,98	143,91	1978	1910	0,0	1	0	1978	1560	2	68,0	285578,95
13	1,64	138,98	146,23	1978	1910	96,6	194	830	1978	1560	2	68,1	284004,69
14	1,63	138,98	148,55	1978	1910	193,1	387	1661	1978	1560	2	68,1	282441,10
15	1,62	138,98	150,87	1978	1910	289,7	580	2491	1978	1560	2	68,1	280877,50
16	1,61	138,98	153,20	1978	1910	386,2	773	3322	1978	1560	2	68,2	279299,69
17	1,60	138,98	155,51	1978	1910	482,8	967	4152	1978	1560	2	68,1	277743,20
18	1,59	138,98	157,83	1978	1910	579,3	1160	4983	1978	1560	2	68,1	276176,05

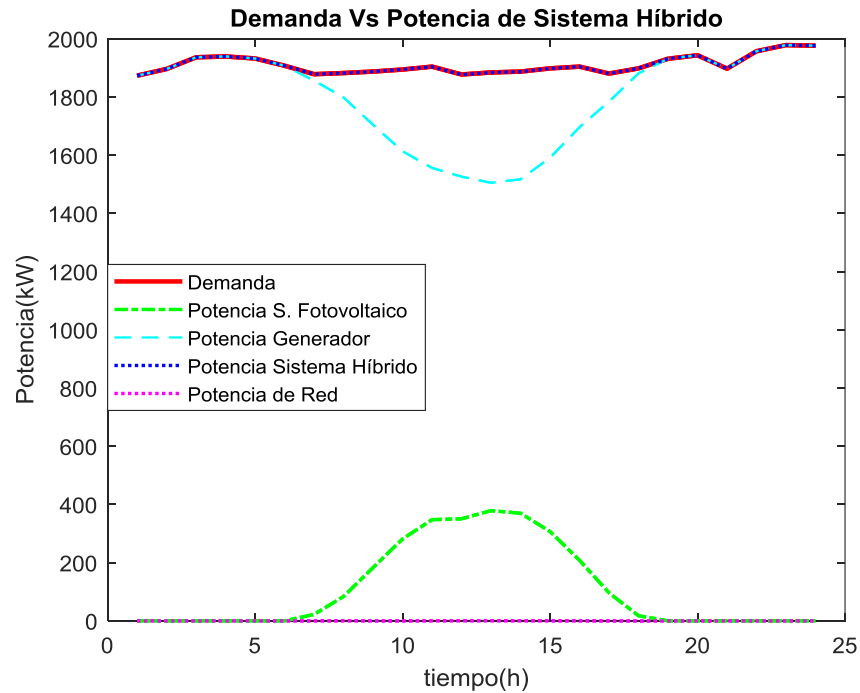
A partir de la matriz de mínimo LCOE se busca el mínimo LPSP para encontrar el dimensionado óptimo del sistema, como se evidencia en la Tabla 20. Donde para un mínimo LCOE promedio de 157.83 \$/kWh y un menor LPSP del 1.59%, corresponde un sistema híbrido compuesto por dos generadores a gas de 1560kW y un sistema fotovoltaico con potencia máxima de 579kW a través de 1160 paneles en una área aproximada de 4983 m2.

Tabla 19. Dimensionado óptimo del sistema híbrido de generación del escenario 2.

Po s	LPSP Prom %	LCOE min \$/kWh	LCOE Prom. \$/kWh	Deman da Max' kW	P SH Prom kW	Ppv Max kW	N panel Und	Área Ppv m2	Pgen Max. kW	Pgen Nom. kW	N Gen Und	Pred kW	EENS Prom. kWh/año
18	1,59	138,98	157,83	1978	1910	579,3	1160	4983	1978	1560	2	68,1	276176,05

La Figura 10 muestra el comportamiento de las fuentes de generación con gestión de energía. Donde el primer generador despacha a su potencia nominal y segundo generador con potencia para atención del déficit en la demanda, intentando mantener un factor de carga mínimo del 40% para menor desgaste en los equipos. En este caso, no se presenta consumo de la red y por tanto el sistema híbrido tiene excedente de energía que se puede comercializar a través de la red de distribución.

Figura 8. Flujo de potencia horario de las fuentes de energía del escenario 2.



4.8.3 Escenario 3. La Tabla 21 presenta los valores del dimensionado del sistema híbrido, para el generador seleccionado con la penetración fotovoltaica, como resultado de evaluar el primer criterio de selección de mínimo LCOE.

Tabla 20. Dimensionado del sistema híbrido de generación del escenario 3.

P O S ''	LPSP Prom %	LCOE min \$/kWh	LCOE Prom. \$/kWh	Deman da Max' kW	P SH Prom kW	Ppv Max kW	N panel Und	Área Ppv m2	Pgen Max. kW	Pgen Nom. kW	N Gen Und	Pred kW	EENS Prom. kWh/año
1	1,65	154,39	159,50	1978	1910	0,0	1	0	989	1950	2	68,0	285578,95
2	1,64	154,39	161,72	1978	1910	96,6	194	830	989	1950	2	68,1	284004,69
3	1,63	154,39	163,94	1978	1910	193,1	387	1661	989	1950	2	68,1	282441,10
4	1,62	154,39	166,15	1978	1910	289,7	580	2491	989	1950	2	68,1	280877,50
5	1,61	100,55	125,02	1978	1910	386,2	773	3322	1931	1950	2	68,2	279299,69
6	1,60	104,19	127,23	1978	1910	482,8	967	4152	1931	1950	2	68,1	277743,20
7	1,59	107,83	129,45	1978	1910	579,3	1160	4983	1931	1950	2	68,1	276176,05

De la matriz de mínimo LCOE se busca el mínimo LPSP para plantear el dimensionado óptimo del sistema, como se evidencia en la Tabla 22. Donde para un mínimo LCOE promedio de 129.45 \$/kWh y un menor LPSP del 1.59%, corresponde un sistema híbrido compuesto por dos generadores a gas de 1950kW

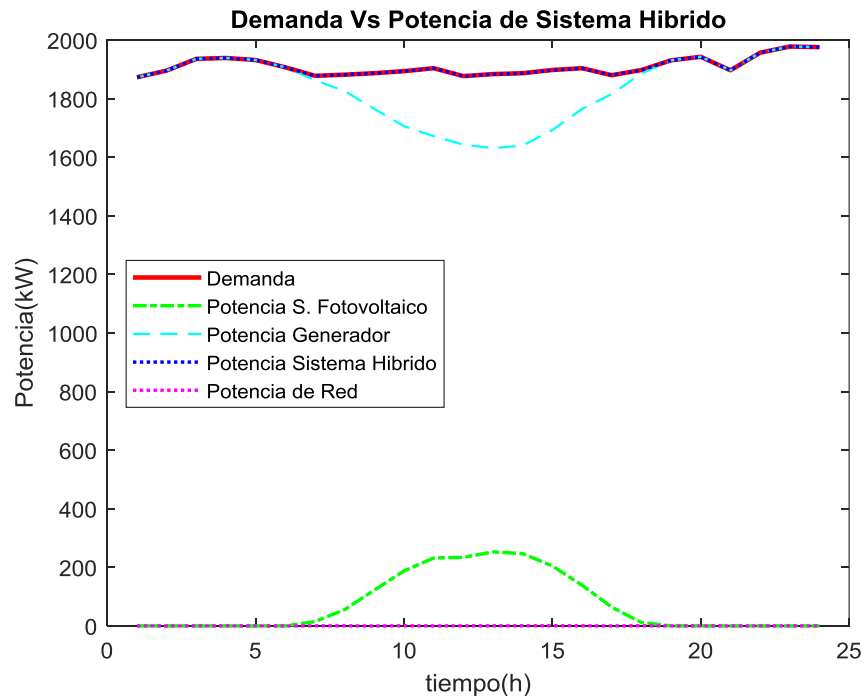
y un sistema fotovoltaico con potencia máxima de 579kW a través de 1160 paneles en una área aproximada de 4983 m².

Tabla 21. Dimensionado óptimo del sistema híbrido de generación del escenario 3.

P o s t	LPSP Prom %	LCOE min \$/kWh	LCOE Prom. \$/kWh	Demand a Max. kW	P SH Prom kW	Ppv Max kW	N panel Und	Área Ppv m2	Pgen Max. kW	Pgen Nom. kW	N Gen Und	Pred kW	EENS Prom. kWh/año
7	1,59	107,83	129,45	1978	1910	579,3	1160	4983	1931	1950	2	68,1	276176,05

La Figura 11 proyecta el comportamiento de las fuentes de generación con gestión de energía, con reparto proporcional de carga en los generadores a gas y sin consumo de la red. En este caso similar al escenario 2, el sistema híbrido tiene excedente de energía para ser comercializada a través de la red de distribución, y con la posibilidad de unidad de respaldo.

Figura 9. Flujo de potencia horario de las fuentes de energía del escenario 3.



4.9 SISTEMA HÍBRIDO DE GENERACIÓN PROPUESTO

Basado en la metodología propuesta y en los resultados de la simulación de cada uno de los escenarios, se propone un sistema híbrido de generación a gas y fotovoltaico conectado a la red de distribución, compuesto por:

- ✓ 2 generadores a gas de 1950kW trifásico a 480V, 60Hz, FP=0.8, con tipo de servicio tipo PRIME, con regulador de "Voltios por Hertz" (1:1 Voltios/Hz) y con factor mínimo de carga en operación del 40%.
- ✓ Red distribución a 34.5kV.
- ✓ Un sistema fotovoltaico con potencia máxima de 579kW a través de 1160 paneles en un área aproximada de 5000 m².

Para determinar el número de módulos en serie (N_s) y paralelo (N_p), se considera la tensión nominal 480V para el sistema y el panel fotovoltaico descrito en la Tabla 8, del proveedor RenewSys India con referencia DESERV Extreme Bifacial. El módulo tiene tensión nominal de 39.2 Vmpp. Por tanto el número de módulos se determina mediante las ecuaciones (15) y (16):

$$N_s = \frac{480}{39,2} = 12,245 \cong 13 \quad \text{modulos en serie}$$
$$N_p = \frac{1160}{13} = 89,23 \cong 90 \quad \text{modulos en paralelo}$$

Para dimensionar el inversor se tendrá en cuenta la potencia que demanda las cargas AC a través del sistema fotovoltaico. A partir de esta potencia, se selecciona el inversor que corresponda de la tabla 9:

$$P_{inv} = P_{PV} = 579\text{kW}$$

Según este criterio, se considera un inversor de 580kW, del proveedor AEG Power Solutions GmbH, modelo Protect PV.500-ID-UL

5. CONCLUSIONES

Este documento presenta una metodología y herramienta adaptable en Matlab para el dimensionado de un sistema híbrido de generación a gas y fotovoltaico, sin almacenamiento, interconectado a la red de distribución local para garantizar un suministro de energía, en este caso de estudio para una demanda de 2MW típico en un campo petrolero. El desarrollo de la metodología está basado en el uso de datos de irradiación solar y de consumo promedio de un circuito del campo Cantagallo, de los datos de fiabilidad en instalaciones de producción de petróleo y de datos de consultas con proveedores de generadores comerciales. Donde el primer criterio evaluado corresponde al mínimo LCOE promedio en \$/kWh, seguido del mínimo LPSP promedio en %, para la selección del sistema híbrido de generación.

Las siguientes conclusiones se obtienen de los resultados obtenidos de realizar el estudio propuesto:

Para los escenarios de simulación la mejor opción para cada sistema híbrido de generación con menor probabilidad de pérdida de suministro de potencia LPSP, contempla un sistema fotovoltaico con aporte de potencia de 579kW para reducir el consumo de energía de la red.

La probabilidad de pérdida de suministro de potencia LPSP y la Energía esperada no suministrada EENS observada, disminuye a medida que se incrementa la penetración de la generación fotovoltaica en el sistema, y se afecta por el uso de las otras fuentes de energía como la generación a gas y la red de distribución en razón a su alta tasa de falla y de su tiempo medio de reparación.

En los escenarios 1 y 2, buscar alternativas de solo mínimo LCOE desfavorece la utilización de la generación fotovoltaica en el sistema híbrido.

Para los escenarios 2 y 3, se propone un sistema híbrido de generación con posibilidad de unidad de respaldo y con excedente de energía que se puede comercializar a través de la red de distribución externa.

Los escenarios de simulación se realizaron en un horizonte de tiempo de 5 años, sin embargo se puede evaluar en un tiempo mayor para amortiguar los costos de inversión y hacer más competitivo los costos de energía a través del LCOE.

Se puede evidenciar que al dimensionar un sistema híbrido de generación conectado a la red, reduce los costos de energía por no utilización de baterías para el sistema de almacenamiento, dando un LCOE competitivo respecto al precio de bolsa, y garantizar la menor probabilidad de pérdida de suministro de potencia LPSP.

Maximizar la confiabilidad del sistema y minimizar el costo operacional, son dos objetivos que están en conflicto entre sí. Significa que reducir uno, necesariamente implica aumentar el otro, y por lo tanto, se pueden obtener múltiples soluciones óptimas.

Uno de los factores esenciales para el dimensionado del sistema híbrido, fue la disponibilidad de un área máxima de 5000 m² para determinar la generación fotovoltaica y su grado de penetración según la carga.

Una de las etapas complicadas del presente estudio ha sido la recolección y tratamiento de los datos de información, como: La demanda de energía, el recurso solar y las características de los equipos. En especial los equipos de generación a gas, que requiere consulta y respuestas de los proveedores de las distintas marcas.

BIBLIOGRAFÍA

ABB. Cuaderno de aplicaciones técnicas N.º 10, Plantas fotovoltaicas, 2011. pp. 15-16.

AL MOUSSAWI, H. FARDOUN, F. & LOUAHLIA-GUALOUS, H. "Review of tri-generation technologies: Design evaluation, optimization, decision-making, and selection approach," *Energy Convers. Manag.*, vol. 120, 2016. pp. 157–196.

AMER, M. NAMAANE, A. & M'SIRDI, N. K. "Optimization of Hybrid Renewable Energy Systems (HRES) Using PSO for Cost Reduction," *Energy Procedia*, vol. 42, 2013. pp. 318–327.

BAGHAEE, H. R. MIRSALIM, M. GHAREHPETIAN, G. B. & TALEBI, H. A. "Reliability/cost-based multi-objective Pareto optimal design of stand-alone wind/PV/FC generation microgrid system," *Energy*, vol. 115, 2016. pp. 1022–1041.

BAJPAI P. & DASH, V. "Hybrid renewable energy systems for power generation in stand-alone applications: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 5, 2012. pp. 2926–2939.

BAÑOS, R. MANZANO-AGUGLIARO, F. MONTOYA, F. G. GIL, C. ALCAYDE, A. & GÓMEZ, J. "Optimization methods applied to renewable and sustainable energy: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 4, 2011. pp. 1753–1766.

BORTOLINI, M. GAMBERI, M. & GRAZIANI, A. "Technical and economic design of photovoltaic and battery energy storage system," *Energy Convers. Manag.*, vol. 86, 2014. pp. 81–92.

BUSAM, S. HOTA, S. KUMAR, G. V. N. & NAIDU, R. S. K. "Multiobjective optimization of radial distribution system with multiple distributed generation units using genetic algorithm," 2015 Int. Conf. Electr. Electron. Signals, Commun. Optim., 2015. pp. 1–5.

CATERPILLAR. Electric Power Applications, Engine & Generator Sizing. 2008.

CHAUHAN, A. & SAINI, R. P. "A review on Integrated Renewable Energy System based power generation for stand-alone applications: Configurations, storage options, sizing methodologies and control," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 38, 2014. pp. 99–120.

COMODI, G. RENZI, M. CIOCCOLANTI, L. CARESANA, F. & PELAGALLI, L. "Hybrid system with micro gas turbine and PV (photovoltaic) plant: Guidelines for sizing and management strategies," *Energy*, vol. 89, 2015. pp. 226–235.

CRISTÓBAL-MONREAL I. R. & DUFO-LÓPEZ R. "Optimisation of photovoltaic-diesel-battery stand-alone systems minimising system weight," *Energy Convers. Manag.*, vol. 119, 2016. pp. 279–288.

CUENCA, A. D. "Fiabilidad de la generación eléctrica con energías renovables en la provincia de Loja-Ecuador," *Máster en energías renovables en sistemas eléctricos*, Universidad Carlos III de Madrid, 2015. pp. 6–14.

DE KUYPER, J. C. V. Fuentes de energías renovables y no renovables. Aplicaciones. Editorial Alfaomega. 2014. ISBN: 978-607-707-820-3. pp. 286-301.

DUFO-LÓPEZ, R. CRISTÓBAL-MONREAL, I. R. & YUSTA, J. M. "Optimisation of PV-wind-diesel-battery stand-alone systems to minimise cost and maximise human development index and job creation," *Renew. Energy*, vol. 94, 2016. pp. 280–293.

DUFO-LÓPEZ, R. et al., "Multi-objective optimization minimizing cost and life cycle emissions of stand-alone PV-wind-diesel systems with batteries storage," Appl. Energy, vol. 88, no. 11, 2011. pp. 4033–4041.

DURAIRASAN, M. KALAISELVAN, A. & SAIT, H. H. "Hybrid Technique for Locating and Sizing of Renewable Energy Resources in Power System," vol. 11, 2016. pp. 0–11.

EBAID, M. S. Y. HAMMAD, M. & ALGHAMDI, T. "THERMO economic analysis OF PV and hydrogen gas turbine hybrid power plant of 100 MW power output," Int. J. Hydrogen Energy, vol. 40, no. 36, 2015. pp. 12120–12143.

FATHIMA, A. H. & PALANISAMY, K. "Optimization in microgrids with hybrid energy systems - A review," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 45, 2015. pp. 431–446.

FRAGAKI, A. ANDERSEN, A. N. & TOKE, D. "Exploration of economical sizing of gas engine and thermal store for combined heat and power plants in the UK," Energy, vol. 33, no. 11, 2008. pp. 1659–1670

GONG, Q. LEI, J. & YE, J. "Optimal siting and sizing of distributed generators in distribution systems considering cost of operation risk," Energies, vol. 9, no. 1, 2016.

GRUPO DE MANEJO EFICIENTE DE LA ENERGÍA GIMEL, "Costos nivelados de generación de electricidad en Colombia", Universidad de Antioquia, UPME y COLCIENCIAS: Medellín, anexos 1, 2 y 8, 2015.

GUPTA, P. PANDIT, M. & KOTHARI, D. P. "A Review on Optimal Sizing and Siting of Distributed Generation System," vol. 57, 2014. pp. 111–130.

HAFEZ, O. & BHATTACHARYA, K. "Optimal planning and design of a renewable energy based supply system for microgrids," *Renew. Energy*, vol. 45, 2012. pp. 7–15.

HOSSEINI, S. A. KARIMI MADAHI, S. S. RAZAVI, F. KARAMI, M. & GHADIMI, A. A. "Optimal sizing and siting distributed generation resources using a multiobjective algorithm," *Turkish J. Electr. Eng. Comput. Sci.*, vol. 21, no. 3, 2013. pp. 825–850.

IDEAM, "Distribución del brillo solar medio diario anual de Colombia." 2014. p. 78.

_____, "Distribución del índice ultravioleta máximo diario anual de Colombia". 2014. p. 78.

_____, "Irradiación global horizontal medio diario anual de Colombia". 2014. p. 1.

_____, "Mapas de radiación solar global sobre una superficie plana, en Colombia," *Ministerio de ambiente, vivienda y desarrollo territorial*, vol. 3. 2000. pp. 15–40.

_____, "Promedio de número de días al mes sin brillo solar anual de Colombia," 2014. p. 78.

IQBAL, M. AZAM, M. NAEEM, M. KHWAJA, A. S. & ANPALAGAN, A. "Optimization classification, algorithms and tools for renewable energy : A review," vol. 39, 2014. pp. 640–654.

JABER, J. O. ODEH, S. D. & PROBERT, S. D. "Integrated PV and gas-turbine system for satisfying peak-demands," *Appl. Energy*, vol. 76, no. 4, 2003. pp. 305–319.

JAMIL, M. & ANEES, A. S. "Optimal sizing and location of SPV (solar photovoltaic) based MLDG (multiple location distributed generator) in distribution system for loss reduction, voltage profile improvement with economical benefits," *Energy*, vol. 103, 2016. pp. 231–239.

JUNG, J. & VILLARAN, M. "Optimal planning and design of hybrid renewable energy systems for microgrids," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, no. August 2015, 2016. pp. 1–12.

KHARE, A. & RANGNEKAR, S. "Optimal sizing of a grid integrated solar photovoltaic system," *Iet Renew. Power Gener.*, vol. 8, no. April 2013, 2014. pp. 67–75.

KHATIB, T. IBRAHIM, I. A. & MOHAMED, A. "A review on sizing methodologies of photovoltaic array and storage battery in a standalone photovoltaic system," *Energy Convers. Manag.*, vol. 120, 2016. pp. 430–448.

KHATIB, T. MOHAMED, A. & SOPIAN, K. "A review of photovoltaic systems size optimization techniques," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 22, 2013. pp. 454–465.

KOIFMAN, S. *Electric power generation and transmission: the impact on indigenous peoples in Brazil.*, Editorial WILEY, vol. 17, no. 2. 2011.

KORNELAKIS A. & KOUTROULIS, E. "Methodology for the design optimisation and the economic analysis of grid-connected photovoltaic systems," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 3, no. July 2008, 2009. p. 476.

KRISHNA, K. S. KUMAR, K. S. SHIVARAMA, K. KRISHNA, & SATHISH KUMAR, K. "A review on hybrid renewable energy systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 52, 2015. pp. 907–916.

LAN, H. WEN, S. FU, Q. YU, D. C. & ZHANG, L. "Modeling Analysis and Improvement of Power Loss in Microgrid," vol. 2015, 2015.

LEMOINE, C. A. & LEMOINE, C. A. "study of smart grids framed in the concept of microgrids Application in minimizing energy losses. concepto de las micro-redes Aplicación en la minimización de pérdidas de energía," 2014.

LUNA-RUBIO, R. TREJO-PEREA, M. VARGAS-VÁZQUEZ, D. & RÍOS-MORENO, G. J. "Optimal sizing of renewable hybrids energy systems: A review of methodologies," Sol. Energy, vol. 86, no. 4, 2012. pp. 1077–1088.

LUNG, C. et al. "DC-linked hybrid generation system with an energy storage device including photovoltaic generation and gas engine cogeneration for residential houses," Electr. Eng. Japan (English Transl. Denki Gakkai Ronbunshi), vol. 182, no. 4, 2013. pp. 29–46.

MAHMOUD, P. H. A., BIN MOHD ZIN, A. A., BIN KHAIRUDDIN, A., & SHARIATI, O., "Optimal sizing and siting of distributed generators by exhaustive search". Distributed Generation and Alternative Energy Journal, vol. 30, no 3, 2015. pp. 29–56.

MASTERS, G. M. Renewable and Efficient Electric Power Systems. 2004.

NASIRAGHDAM, H. & JADID, S. "Optimal hybrid PV/WT/FC sizing and distribution system reconfiguration using multi-objective artificial bee colony (MOABC) algorithm," Sol. Energy, vol. 86, no. 10, 2012. pp. 3057–3071.

NAZIR, R. LAKSONO, H. D. WALDI, E. P. EKAPUTRA, E. & COVERIA, P. "Renewable energy sources optimization: A micro-grid model design," Energy Procedia, vol. 52, 2014. pp. 316–327.

NORDIN N. D. & RAHMAN, A. H. "A novel optimization method for designing stand alone photovoltaic system," *Renew. Energy*, vol. 89, 2016. pp. 706–715.

OVIEDO, J. C. SOLANO, J. E. & DUARTE, C. A. "Dimensionamiento de microrredes considerando estrategias de gestión de demanda: Revisión de la literatura y casos de estudio," *En energía renovable y materiales para nuevas tecnologías en colombia*, 2017, p. 48.

PERPIÑÁN, O. COLMENAR, A. Y CASTRO, M. *Diseño de sistemas fotovoltaicos*. 2006.

POZA, Z. TUXPAN, R. Y, M. P. F. ALAIN, J. GARCIA, R. & RICA, P. "Universidad veracruzana". 2010.

PRAKASH, P. & KHATOD, D. K. "Optimal sizing and siting techniques for distributed generation in distribution systems: A review". *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, 2016. pp. 111–130.

RAWAT, R. KAUSHIK, S. C. & LAMBA, R. "A review on modeling, design methodology and size optimization of photovoltaic based water pumping, standalone and grid connected system," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, 2016. pp. 1506–1519.

REKIOUA, D. & MATAGNE, E. *Optimization of photovoltaic power systems: Modelization, Simulation and Control*, vol. 102, 2012.

RICA, U. D. C. & DE INGENIER, E. "Optimizacion multiobjetivo en sistemas de distribucion con generacion distribuida Optimizacion multiobjetivo en sistemas de distribucion con generacion distribuida," 2014.

ROY, A., & KULKARNI, G. N. "Analysis on the feasibility of a PV-diesel generator hybrid system without energy storage". Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2015.

SACHS J. & SAWODNY, O. "Multi-objective three stage design optimization for island microgrids," Appl. Energy, vol. 165, 2016. pp. 789–800.

SARKER, S. "Feasibility analysis of a renewable hybrid energy system with producer gas generator fulfilling remote household electricity demand in Southern Norway," Renew. Energy, vol. 87, 2016. pp. 772–781.

SEMPRINI, S. SÁNCHEZ, D. & DE PASCALE, A. "Performance analysis of a micro gas turbine and solar dish integrated system under different solar-only and hybrid operating conditions," Sol. Energy, vol. 132, 2016. pp. 279–293.

SHARMA, N. VARUN, & SIDDHARTHA, "Stochastic techniques used for optimization in solar systems: A review," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 16, no. 3, 2012. pp. 1399–1411.

SIDDAIAH, R. & SAINI, R. P. "A review on planning, configurations, modeling and optimization techniques of hybrid renewable energy systems for off grid applications," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 58, 2016. pp. 376–396.

SINHA, S. & CHANDEL, S. "Review of software tools for hybrid renewable energy systems," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 32, 2014. pp. 192–205.

SINHA, S. & CHANDEL, S. S. "Review of recent trends in optimization techniques for solar photovoltaic–wind based hybrid energy systems," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 50, 2015. pp. 755–769.

SUCHITRA, D. JEGATHEESAN, R. & DEEPIKA, T. J. "Optimal design of hybrid power generation system and its integration in the distribution network," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 82, 2016. pp. 136–149.

THEO, W. L. LIM, J. S. HO, W. S. HASHIM, H. & LEE, C. T. "Review of distributed generation (DG) system planning and optimisation techniques: Comparison of numerical and mathematical modelling methods," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 67, 2017. pp. 531–573.

TOURETZKY, C. R. MCGUFFIN, D. L. ZIESMER, J. C. & BALDEA, M. "The effect of distributed electricity generation using natural gas on the electric and natural gas grids," *Appl. Energy*, vol. 177, 2016. pp. 500–514.

UPADHYAY, S. & SHARMA, M. P. "A review on configurations, control and sizing methodologies of hybrid energy systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 38, 2014. pp. 47–63.

UPME & BID, "Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia". 2015. p. 188.

VERGARA, P. P., REY, J. M., DA SILVA, L. C. P., & ORDÓÑEZ, G. "Comparative analysis of design criteria for hybrid photovoltaic/wind/battery systems". *IET Journals, Renewable Power Generation*, vol. 11, 2016. pp. 253–261.

VIDAL ESMORÍS, A. "algoritmos heurísticos en optimización", Máster en técnicas estadísticas, Universidad de Santiago de Compostela, 2013. pp. 33–34

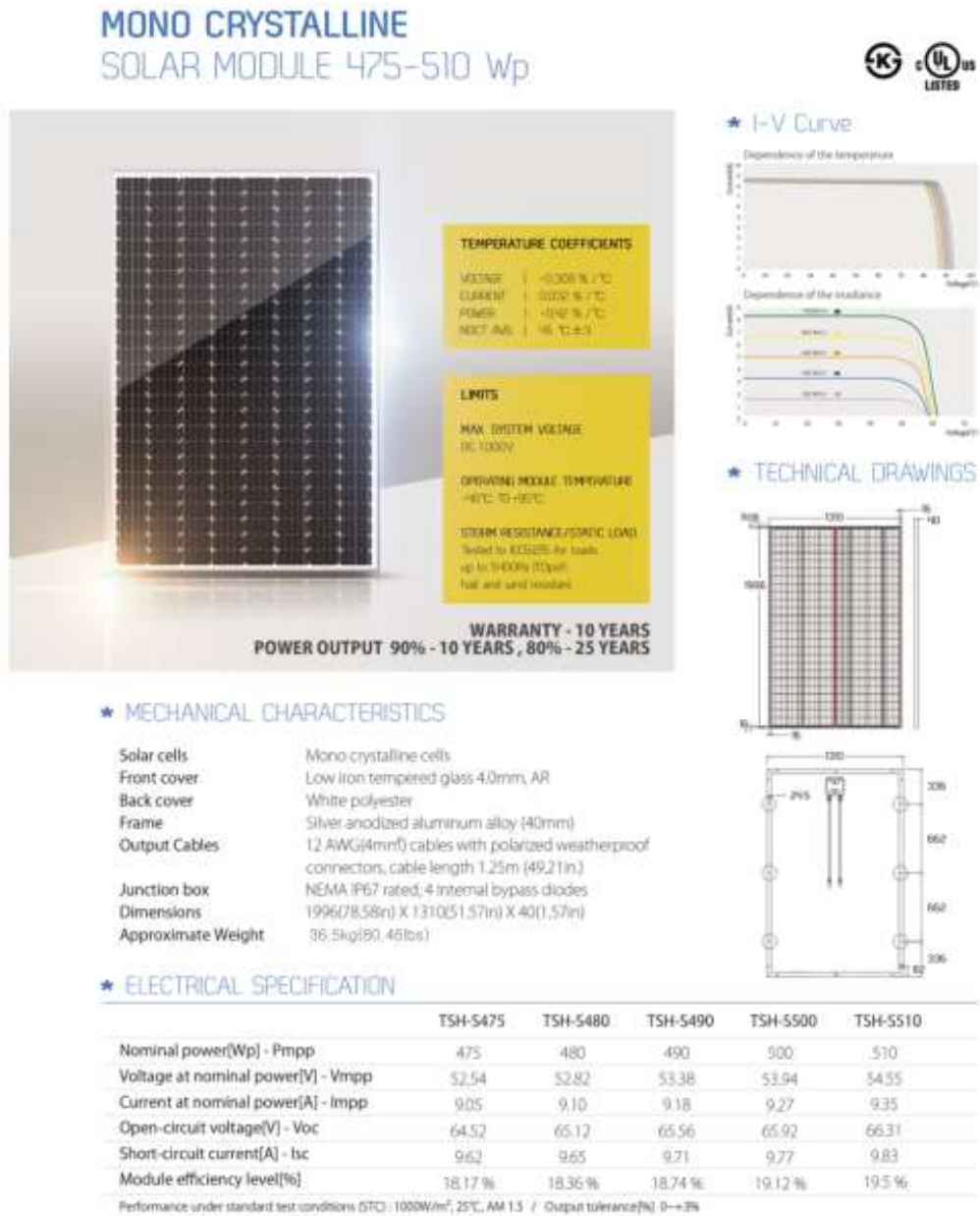
ZAPATA, C. J. "Índices de confiabilidad de equipos en instalaciones de producción de petróleo," *Mundo Eléctrico No 78*, vol. 24, 2010. pp. 128–132.

ZEINALZADEH, A. MOHAMMADI, Y. & MORADI, M. H. "Optimal multi objective placement and sizing of multiple DGs and shunt capacitor banks simultaneously considering load uncertainty via MOPSO approach," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 67, 2015. pp. 336–349.

ANEXOS

ANEXO A. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS

2.1 Panel Fotovoltaico



TOPSUN FOR SOLAR ENERGY



Maxima GxB 500 Bifacial Solar Module

High Performance 96-cell Thin-Film enabled Solar Module

ELECTRICAL SPECIFICATIONS ¹	490	500	510
STC rated output P_{max} (W)	490	500	510
Cell Efficiency	21.2%	21.5%	21.8%
Module Efficiency STC	18.9%	19.3%	19.7%
Standard sorted output	-3%/+5%	-3%/+5%	-3%/+5%
Open Circuit Voltage V_{oc} (V)	70.0	70.5	71.0
Short circuit current I_{sc} (A)	9.2	9.3	9.4
Rated Voltage V_{mp} (V)	56.5	57.1	57.6
Rated Current I_{mp} (A)	8.7	8.8	8.9

¹ Standard Test Conditions for Sorted Solar cell panels: 1000 W/m², 25°C

BI-FACIAL OUTPUT²

With 10% Backside Power Boost

Power Output (W)	539	550	561
Module Efficiency	20.8%	21.2%	21.7%

With 20% Backside Power Boost

Power Output (W)	588	600	612
Module Efficiency	22.7%	23.1%	23.6%

² Backside boost for flush mount configuration is +20%, resulting in I_{sc} at 9.38 - 9.77 A

TEST OPERATING CONDITIONS

Operating Temperature	-40 to +85°C
Storage Temperature	-40 to +85°C
Maximum Series Fuse	20 A
Maximum System Voltage	1,000VDC (UL & IEC)
Power/Sq.Ft. w/ 20% backside power boost	21.5 W / Sq. Foot
Maximum load capacity	3,600 Pa (snow load) 125 mph (wind rating)
Fire Class	Class A - Type 3

TEMPERATURE COEFFICIENTS

Temperature coefficient P_{max}	-0.30%/°C
Temperature coefficient I_{sc}	+0.04%/°C
Temperature coefficient V_{oc}	-0.24%/°C
Normal operating cell temperature (NOCT) ³ °C	45C +/- 2

WARRANTY

15 year product warranty
97.5% power warranty first 5 years
-0.5% per year degradation for the following 25 years

CERTIFICATION

Certified to IEC 61646, IEC 61730-01, IEC 61730-02, IEC 61701, UL 1703, ISO 9001, ISO 14001, CEC, CE Mark, FSEC, MCS, and TUV



MECHANICAL SPECIFICATIONS

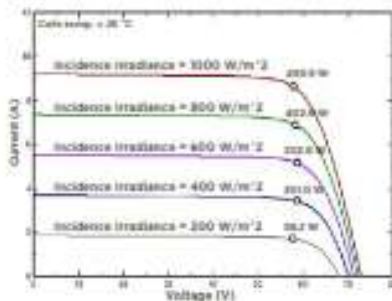
Dimensions	1,981 x 1,308 x 6 mm (6.50 x 4.29 x 0.02 ft)
Weight	36.3 kg (80.0 lbs)
Area	2.59m ² (27.90 ft ²)
Cell type	Bifacial Hybrid Cell Technology (HCT)
Module type	96 Cells. Frameless double glass design with tempered glass, no grounding required
Glass	Tempered 2.9mm anti-reflective coating, low-iron
Junction Box	Tyco IP-67 rated; 1,000V UL/IEC, 3 diodes (2 units)
Cables	4mm ² x 1.2 m cable; MC4 or MC4 compatible Tyco connectors
Clamps	Recommended Sunpreme 300mm

PACKAGING

Modules per crate	20
Crate per shipping container	36

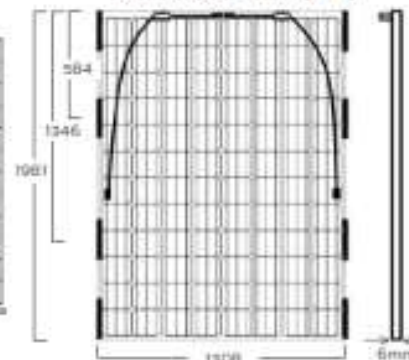
I_{max} - V_{max} (96 cell Version)

Multi-Irradiance Curve for Maxima GxB - 500

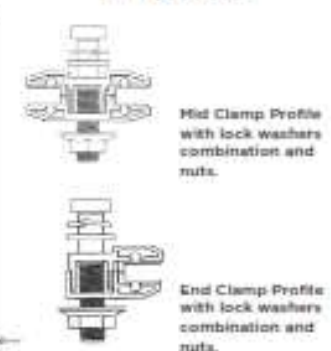


³ Derived by one or more of the following IEC standards:
IEC 60904, IEC 61215, IEC 61701

Rear & Side View (mm)



Clamp Profiles



www.sunpreme.com | Info@sunpreme.com | Toll Free: +1.866.245.1110

©Sunpreme, Inc. All rights reserved. Maxima GxB 500 Rev 1.2



Operating Conditions

Ambient Temperature (°C)	-40 to +85
Maximum System Voltage (Volts)	1000
Hail impact Velocity (m/sec)	23
Maximum Surface Load Capacity (Pa)	5400

Cell Temperature Coefficients

Open Circuit Voltage	-0.29% /°C
Short Circuit Power	+0.05% /°C
Nominal Power	-0.40% /°C

Physical Parameters

No. of Cells	144
Module Dimensions (mm)	1987 x 987 x 40
Module Thickness (mm)	40
Approximate Weight (kg)	23.5

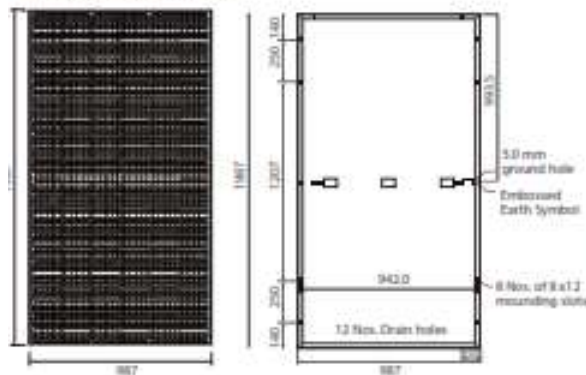
Mechanical Characteristics

Cable	NO. 12 AWG, 4 Sq. mm
PV Connectors	MC4 Compatible
Frame	Anodised Aluminium Alloy
Junction Box	IP 67 Junction Box with 4 Rail
Glass	3.2 mm Thick Low Iron Tempered

NOCT

Pmax (W)	282.81
Voltage Vmax Vmpp(V)	36.03
Current Imax Impp (A)	7.90
Open Circuit Voltage Voc (V)	43.42
Short Circuit Current Isc (A)	8.23

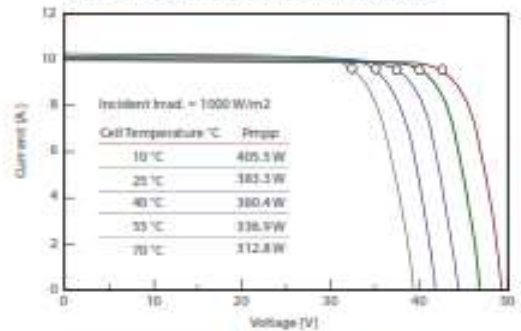
Module dimensions (mm)



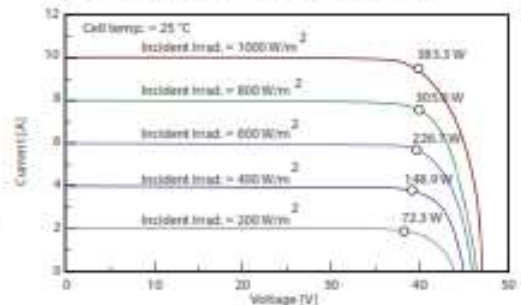
Bi-Facial Gain @Different Albedo (%)

	Pm (WP)	Vmp (V)	Imp (A)	Voc (V)	Isc (A)	Efficiency (%)
Front @ STC	380	39.2	9.70	46.7	10.08	19.32
5%	399	39.2	10.19	46.7	10.58	20.28
10%	418	39.2	10.67	46.7	11.09	21.25
15%	437	39.2	11.16	46.7	11.59	22.22
20%	456	39.2	11.64	46.8	12.10	23.18
25%	475	39.2	12.13	46.8	12.60	24.15
30%	494	39.2	12.61	46.8	13.10	25.11
32%	501	39.2	12.80	46.8	13.31	25.50
35%	513	39.2	13.10	46.8	13.61	26.08
40%	532	39.2	13.58	46.8	14.11	27.05
45%	551	39.2	14.07	46.8	14.62	28.01
50%	570	39.2	14.55	46.8	15.12	28.98
55%	589	39.2	15.04	46.8	15.62	29.95
60%	608	39.2	15.52	46.8	16.13	30.91
65%	627	39.2	16.00	46.8	16.63	31.88
70%	646	39.2	16.49	46.8	17.14	32.84

I-V curves - Cell temperature sensitivity chart



I-V curves - Incident irradiance sensitivity chart



2.2 Inversor AEG Power Solutions modelo Protect PV.500-ID-UL

PROTECT PV.UL TECHNICAL DATA

	Protect PV.500-ID-UL	Protect PV.630-ID-UL
DC INPUT		
Recommended PV power	500 - 580 kWp	630 - 645 kWp
DC voltage window (@ nom AC voltage)	385 - 1000 V	425 - 1000 V
Max. DC voltage	1000 V	1000 V
Usery voltage range (w/ zone circuit breaker)	500 - 820 V	550 - 820 V
Max. DC current (w/ integrated load breaker)	1000 A	1000 A
Max. DC current (w/ optional zone circuit breaker)	1060 A	1170 A
Number of DC inputs	8	8
Over voltage protection	Grade 2	
AC OUTPUT		
Nom. AC power at cos φ = 1 (@ 50 °C)	510 kVA	630 kVA
Nom. AC power at cos φ = 1 (@ 25 °C)	560 kVA	690 kVA
Power factor, adjustable	lag 0.9 - 1 - lead 0.9	
Output voltage without transformer	283 VAC	345 VAC
Max. AC current	1144 A	1199 A
Mains voltage:		
- LV-connection ¹	480 V	
- MV-connection ¹	Up to 34.5 kV as required	
Mains frequency	50 / 60 Hz	
Current distortion	< 3 %	
Over voltage protection	Grade 2	
GENERAL DATA		
Efficiency ² (Max. / Euro / CEC)	98.3 % / 98.1 % / 98 %	98.7 % / 98 % / 98 %
Operating temperature at full power	-30 °C to +50 °C (-4°F to 122°F)	
Rel. humidity	15 ... 95 % max, non condensing	
Protection grade, EN 60529	IP 20	
Altitude above sea level	1,000 m (4,920 ft) (3000 m max 40°C)	
Dimensions (W x H x D)	2700 x 2000 x 600 mm (107 x 79 x 24 in)	
Weight	approx. 1650 kg (3,638 lbs)	approx. 1800 kg (3,968 lbs)
Equipment color	RAL 7015	
Standards	Certified to UL 1741, NEC Article 690	
Grid codes	IEEE 1547, FERC, NERC, and others can be configured	
ALARM & CONTROLS		
GFDI per NEC/UL	Yes	
Over voltage protection	Yes	
Contactor and breaker position	Yes	
Failure indicators (acoustic/optical)	3 status LED, detailed history	
COMMUNICATION		
Display	240 x 64 graphical LC Display	
Hardware	RS 485, RS 232, CAN BUS, Ethernet	
Telecom line	Freely programmable opto coupler inputs and dry contacts	
Software/Protocol	Modbus, Profibus DP, Web portal, CANopen CIA 401	
OPTIONS		
Container solution	TKS-MC 500 or 1000	TKS-MC 630 or 1250
MV transformer with switchgear	Yes	
Monitoring	Yes	
PV plant operation	Yes	
DC disconnect unit with circuit breakers	Separate cabinet with options on number and sizes of breakers	
LV disconnection switch	Separate cabinet with AC circuit breaker	

2.3 Inversor ABB ULTRA-700

ABB central inverters ULTRA-TL OUTD 780 to 1560 kW



Technical data and types

Type code	ULTRA-780.0-TL	ULTRA-1050.0-TL	ULTRA-1400.0-TL	ULTRA-1560.0-TL
Input side				
Absolute maximum DC input voltage (V_{max})	1000 V			
MPPT input DC voltage range (V_{min} ... V_{max}) at V_{oc}	470...900 V Linear derating from max to 15 kW [850 V $\times$ $V_{nom} \times 900$ V] 560 kW @ 470 V	470...900 V Linear derating from max to 22.5 kW [850 V $\times$ $V_{nom} \times 900$ V] 840 kW @ 470 V	470...900 V Linear derating from max to 30 kW [850 V $\times$ $V_{nom} \times 900$ V] 1120 kW @ 470 V	470...900 V Linear derating from max to 30 kW [850 V $\times$ $V_{nom} \times 900$ V] 1120 kW @ 470 V
MPPT input DC range (V_{min} ... V_{max}) at P_{in} and V_{oc}	585...850 V @ 780 kW 645...850 V @ 780 kW	585...850 V @ 1050 kW 645...850 V @ 1170 kW	585...850 V @ 1400 kW 645...850 V @ 1560 kW	585...850 V @ 1400 kW 645...850 V @ 1560 kW
Number of independent MPPT multi-master	2	3	4	4
Maximum combined DC input current (I_{max})	1358 A (2 $\times$ 694 A)	2082 A (3 $\times$ 694 A)	2776 A (4 $\times$ 694 A)	2776 A (4 $\times$ 694 A)
Maximum DC input current for each module ($I_{mod,max}$)	694 A			
Number of DC inputs pairs	10	15	20	20
DC connection type	20 $\times$ 50 mm ² ... 240 mm ² (M12)	30 $\times$ 50 mm ² ... 240 mm ² (M12)	40 $\times$ 50 mm ² ... 240 mm ² (M12)	
Input protection				
Reverse polarity protection	Yes			
Input overvoltage protection	Type I voltage surge protection, 1 for each module			Type II voltage surge protection, 1 for each module
Photovoltaic array leakage control, floating neutral, floating panels	Optional			
Residual current protection, grounded neutral, floating panels	Not included; recommended 10 A ground fault protection with time and current adjustable			
Fuse size for each input pair	360...400 A			
Output side				
AC grid connection type	Three-phases 3W+PE			
Rated AC power (P_{ac} @cos ϕ =1)	780 kW	1170 kW	1560 kW	1560 kW
Maximum apparent power (S_{max})	780 kVA	1170 kVA	1560 kVA	1560 kVA
Rated grid voltage (V_{ac})	690 V			
AC voltage range (V_{min} ... V_{max})	621...759 V *			
Maximum output current (I_{max})	650 A	975 A	1300 A	1300 A
Contributory fault current	1036 A	1554 A	2072 A	2072 A
Rated frequency (Hz)	50/60 Hz			
Frequency range (f_{min} ... f_{max})	47...53 / 57...63 Hz **			
Nominal power factor and adjustable range	0.995 (adj.) $\pm$ 0.10			
Total harmonic distortion	< 2% (@ P_{ac})			
AC connection type (for each phase)	5 $\times$ 240 mm ² (M12)			
Output protection				
Anti-islanding protection	According to local standard			
Output overvoltage protection	Type II voltage surge protection			
AC switch	Yes, AC switch / AC circuit breaker (optional)			
AC fuse for each module	3 $\times$ 450 A / 200 kA			
Operating performance				
Maximum efficiency (η_{max})	98.7% *			
Weighted efficiency (η_{wgt} / η_{wgt})	98.2% / 98.0% *			
Stand-by consumption/night-time power loss	+ 90 W	+ 110 W	+ 180 W	+ 180 W
AC auxiliary supply	3 $\times$ 400 Vac $\pm$ N, 50/60 Hz			
Auxiliary supply consumption	+ 0.50% of P_{ac}	+ 0.80% of P_{ac}	+ 0.50% of P_{ac}	+ 0.50% of P_{ac}
Auxiliary supply consumption without cooling	+ 0.05% of P_{ac}	+ 0.06% of P_{ac}	+ 0.05% of P_{ac}	+ 0.05% of P_{ac}
Inverter switching frequency	9 kHz			

2.4 Generador supermarley SP12V190ZDT - 500kW

1. MAIN TECHNICAL SPECIFICATION

Model of generating sets	500 GF
Model of engine	G12V190ZLT-1
Rated power KW	500
Working Principle	4 stroke, with turbocharger, Intercooler and electronic air/fuel mixer.
Rated speed r/min.	1200
Rated voltage V	440-480 Three phases
Rated frequencyHz	60

Rated power factor	0.8
CH4Requirement	≥75%
H2S Requirement	≤5 ppm
Gas pressure	≥7kpa
Max Exhaust Back Pressure	6 kpa
Genset Vibration	≤ 7.2 mm/s
Gas consumption	0.25~0.32Nm3/kw.h, depending on load characteristics
Supply method	3 phases 4 lines
Electrical Efficiency	≥ 36%
Excitation method	Brushless
Starting method	24V DC starter
Cooling method	Closed cooling water
Speed modulate method	Woodward Electronic control E3
Net weight kg	13.800
Overall dimension L×B×H(mm)	62.000x2.330x2.776,5

2. MAIN ELECTRICAL PERFORMANCE DATA

Voltage	Stable regulating rate	± 2.5%
	Instantaneous regulating rate	≤ ± 20%
	Recovery time	≤ 2s
	Fluctuation	≤ 1%
Frequency	Stable regulating rate	0~ 5%
	Instantaneous regulating rate	≤ ± 10%
	Recovery time	7s
	Fluctuation	≤ 1%

Rated power/speed	600KW/1200rpm
Model of control system	EGS-02 – PCM 128 HD (WOODWARD COMPANY)
Model of gas system	WOODWARD TECJET
Model of ignition system	MOTORTECH MIC 500 OR MIC 4
Model of spark plug	MOTORTECH
Model of actuator	WOODWARD PROACT
Model of Gen Controller	IG-NT ComAp
Filling capacity of lube oil	160 L
Ignition method	Spark plug ignition (Digital)
Ignition Order	1-8-5-10-3-7-6-11-2-9-4-12
Overall dimension L×B×H(mm)	2.785x1.6287x2.437
Net weight	5.900 kg
Specific heat consumption	≤ 11.000 KJ/KW.h
Specific oil consumption	≤0.8 g/KW.h
H ₂ O	No liquid state water vapour in natural gas
Number and layout of cylinders	12 – 60°V
Type	Four stroke, water cooled, turbocharged and aftercooled, spark plug ignition
Bore	190mm
Stroke	215mm
Total displacement	71,45 L
Compression ratio	10:1
Direction of rotation (facing to end)	Counter-Clockwise
Lubricating method	Pressure and splash lubrication

Load characteristics curves of model G12V190ZLDT and G12V190ZLDT-2 & H16V190ZLT natural gas engine.

Engine Load Characteristic Curves

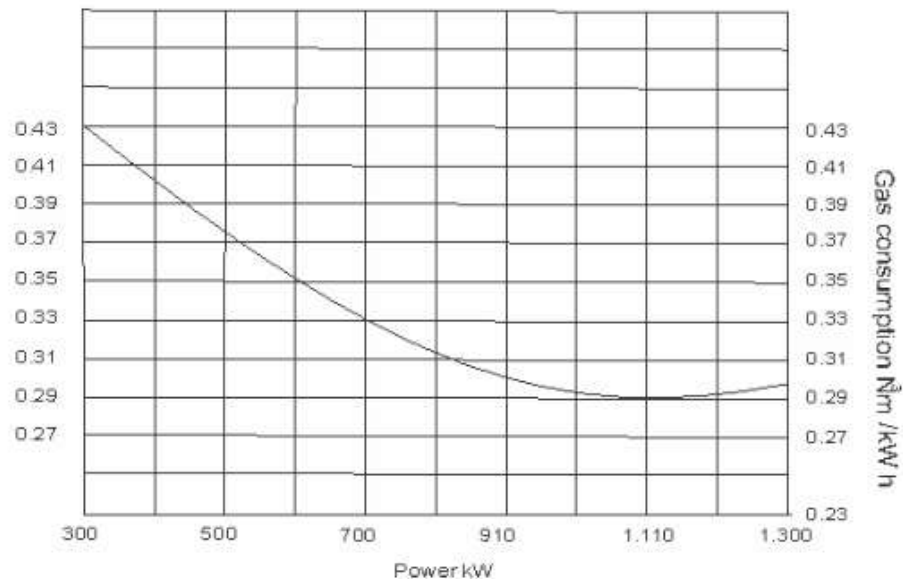


Fig 1.2-1 Natural gas engine load characteristic curves

2.5 Generador CATERPILLAR CG170-16 - 1560KW

Eneria Standard CG170-16 MN80



Technical data

1560 kWel; 400 V, 50 Hz; Natural gas, MN = 80

Design conditions		Fuel gas data: ²⁾		
Comb. air temperature / rel. Humidity:	[°C] / [%]	25 / 70	Methane number: [-]	80
Altitude:	[m]	100	Lower calorific value: [kWh/Nm ³]	10,17
Exhaust temp. after heat exchanger:	[°C]	120	Gas density: [kg/Nm ³]	0,79
NO _x Emission (tolerance - 8%):	[mgNm ⁻³ @5%O ₂]	500	Standard gas: Natural gas, MN = 80	
Genset:				
Engine:	CG170-16			
Speed:	[1/min]	1500		
Configuration / number of cylinders:	[-]	V / 16		
Bore / Stroke / Displacement:	[mm]([mm])(dm ³)	170 / 125 / 71		
Compression ratio:	[-]	13,0		
Mean piston speed:	[m/s]	8,8		
Mean lube oil consumption at full load:	[g/kWh]	0,2		
Engine management system:	[-]	TEM EVC		
Generator:				
		Marelli MJB 500 LA4		
Voltage / voltage range / cos Phi:	[V] / [%] / [-]	400 / ±10 / 1		
Speed / frequency:	[1/min] / [Hz]	1500 / 50		

Energy balance		100	75	50
Load:	[%]			
Electrical power COP acc. ISO 8528-1:	[kW]	1560	1170	780
Engine jacket water heat:	[kW ±5%]	790	628	445
Intercooler LT heat:	[kW ±5%]	138	93	54
Lube oil heat:	[kW ±5%]			
Exhaust heat with temp. after heat exchanger:	[kW ±5%]	781	640	454
Exhaust temperature:	[°C ±25°C]	420	444	475
Exhaust mass flow, wet:	[kg/h]	6548	5438	4488
Combustion mass air flow:	[kg/h]	6585	6252	4294
Radiation heat engine / generator:	[kW ±5%]	54 / 46	52 / 37	41 / 30
Fuel consumption:	[kW±5%]	3608	2778	1925
Electrical / thermal efficiency:	[%]	43,2 / 43,6	42,1 / 40,5	40,0 / 47,4
Total efficiency:	[%]	57,6	57,3	57,4

System parameters ²⁾		100	75	50
Ventilation air flow (comb. air incl.) with ΔT = 15K:	[kg/h]	40300		
Combustion air temperature minimum / design:	[°C]	20 / 25		
Exhaust back pressure from / to:	[mbar]	30 / 50		
Maximum pressure loss in front of air cleaner:	[mbar]	5		
Zero-pressure gas control unit selectable from / to: ²⁾	[mbar]	20 / 200		
Pre-pressure gas control unit selectable from / to: ²⁾	[bar]	0,5 / 10		
Starter battery 24V, capacity required:	[Ah]	430		
Starter motor:	[kWel] / [VDC]	15 / 24,0		
Lube oil content engine / base frame:	[cm ³]	265 / 685		
Dry weight engine / genset:	[kg]	6090 / 13370		

Cooling system		100	75	50
Oil/oil content engine jacket water / intercooler:	[% Vol.]	35 / 35		
Water volume engine jacket / intercooler:	[dm ³]	121 / 20		
KVS / Cv value engine jacket water / intercooler:	[m ³ /h]	46 / 30		
Jacket water coolant temperature in / out:	[°C]	80 / 90		
Intercooler coolant temperature in / out:	[°C]	40 / 44		
Engine jacket water flow rate from / to:	[m ³ /h]	50 / 65		
Water flow rate engine jacket water / intercooler:	[m ³ /h]	57 / 30		
Water pressure loss engine jacket water / intercooler:	[bar]	1,5 / 1,4		

Frequency band		10	20	40	50	63	80	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150	4000	5000	6300	8000	10000	12500	16000	20000	25000	31500	40000	50000	63000	80000	100000	125000	160000	200000	250000	315000	400000	500000	630000	800000	1000000	1250000	1600000	2000000	2500000	3150000	4000000	5000000	6300000	8000000	10000000	12500000	16000000	20000000	25000000	31500000	40000000	50000000	63000000	80000000	100000000	125000000	160000000	200000000	250000000	315000000	400000000	500000000	630000000	800000000	1000000000	1250000000	1600000000	2000000000	2500000000	3150000000	4000000000	5000000000	6300000000	8000000000	10000000000	12500000000	16000000000	20000000000	25000000000	31500000000	40000000000	50000000000	63000000000	80000000000	100000000000	125000000000	160000000000	200000000000	250000000000	315000000000	400000000000	500000000000	630000000000	800000000000	1000000000000	1250000000000	1600000000000	2000000000000	2500000000000	3150000000000	4000000000000	5000000000000	6300000000000	8000000000000	10000000000000	12500000000000	16000000000000	20000000000000	25000000000000	31500000000000	40000000000000	50000000000000	63000000000000	80000000000000	100000000000000	125000000000000	160000000000000	200000000000000	250000000000000	315000000000000	400000000000000	500000000000000	630000000000000	800000000000000	1000000000000000	1250000000000000	1600000000000000	2000000000000000	2500000000000000	3150000000000000	4000000000000000	5000000000000000	6300000000000000	8000000000000000	10000000000000000	12500000000000000	16000000000000000	20000000000000000	25000000000000000	31500000000000000	40000000000000000	50000000000000000	63000000000000000	80000000000000000	100000000000000000	125000000000000000	160000000000000000	200000000000000000	250000000000000000	315000000000000000	400000000000000000	500000000000000000	630000000000000000	800000000000000000	1000000000000000000	1250000000000000000	1600000000000000000	2000000000000000000	2500000000000000000	3150000000000000000	4000000000000000000	5000000000000000000	6300000000000000000	8000000000000000000	10000000000000000000	12500000000000000000	16000000000000000000	20000000000000000000	25000000000000000000	31500000000000000000	40000000000000000000	50000000000000000000	63000000000000000000	80000000000000000000	100000000000000000000	125000000000000000000	160000000000000000000	200000000000000000000	250000000000000000000	315000000000000000000	400000000000000000000	500000000000000000000	630000000000000000000	800000000000000000000	1000000000000000000000	1250000000000000000000	1600000000000000000000	2000000000000000000000	2500000000000000000000	3150000000000000000000	4000000000000000000000	5000000000000000000000	6300000000000000000000	8000000000000000000000	10000000000000000000000	12500000000000000000000	16000000000000000000000	20000000000000000000000	25000000000000000000000	31500000000000000000000	40000000000000000000000	50000000000000000000000	63000000000000000000000	80000000000000000000000	100000000000000000000000	125000000000000000000000	160000000000000000000000	200000000000000000000000	250000000000000000000000	315000000000000000000000	400000000000000000000000	500000000000000000000000	630000000000000000000000	800000000000000000000000	1000000000000000000000000	1250000000000000000000000	1600000000000000000000000	2000000000000000000000000	2500000000000000000000000	3150000000000000000000000	4000000000000000000000000	5000000000000000000000000	6300000000000000000000000	8000000000000000000000000	10000000000000000000000000	12500000000000000000000000	16000000000000000000000000	20000000000000000000000000	25000000000000000000000000	31500000000000000000000000	40000000000000000000000000	50000000000000000000000000	63000000000000000000000000	80000000000000000000000000	100000000000000000000000000	125000000000000000000000000	160000000000000000000000000	200000000000000000000000000	250000000000000000000000000	315000000000000000000000000	400000000000000000000000000	500000000000000000000000000	630000000000000000000000000	800000000000000000000000000	1000000000000000000000000000	1250000000000000000000000000	1600000000000000000000000000	2000000000000000000000000000	2500000000000000000000000000	3150000000000000000000000000	4000000000000000000000000000	5000000000000000000000000000	6300000000000000000000000000	8000000000000000000000000000	10000000000000000000000000000	12500000000000000000000000000	16000000000000000000000000000	20000000000000000000000000000	25000000000000000000000000000	31500000000000000000000000000	40000000000000000000000000000	50000000000000000000000000000	63000000000000000000000000000	80000000000000000000000000000	100000000000000000000000000000	125000000000000000000000000000	160000000000000000000000000000	200000000000000000000000000000	250000000000000000000000000000	315000000000000000000000000000	400000000000000000000000000000	500000000000000000000000000000	630000000000000000000000000000	800000000000000000000000000000	1000000000000000000000000000000	1250000000000000000000000000000	1600000000000000000000000000000	2000000000000000000000000000000	2500000000000000000000000000000	3150000000000000000000000000000	4000000000000000000000000000000	5000000000000000000000000000000	6300000000000000000000000000000	8000000000000000000000000000000	10000000000000000000000000000000	12500000000000000000000000000000	16000000000000000000000000000000	20000000000000000000000000000000	25000000000000000000000000000000	31500000000000000000000000000000	40000000000000000000000000000000	50000000000000000000000000000000	63000000000000000000000000000000	80000000000000000000000000000000	100000000000000000000000000000000	125000000000000000000000000000000	160000000000000000000000000000000	200000000000000000000000000000000	250000000000000000000000000000000	315000000000000000000000000000000	400000000000000000000000000000000	500000000000000000000000000000000	630000000000000000000000000000000	800000000000000000000000000000000	1000000000000000000000000000000000	1250000000000000000000000000000000	1600000000000000000000000000000000	2000000000000000000000000000000000	2500000000000000000000000000000000	3150000000000000000000000000000000	4000000000000000000000000000000000	5000000000000000000000000000000000	6300000000000000000000000000000000	8000000000000000000000000000000000	10000000000000000000000000000000000	12500000000000000000000000000000000	16000000000000000000000000000000000	20000000000000000000000000000000000	25000000000000000000000000000000000	31500000000000000000000000000000000	40000000000000000000000000000000000	50000000000000000000000000000000000	63000000000000000000000000000000000	80000000000000000000000000000000000	100000000000000000000000000000000000	125000000000000000000000000000000000	160000000000000000000000000000000000	200000000000000000000000000000000000	250000000000000000000000000000000000	315000000000000000000000000000000000	400000000000000000000000000000000000	500000000000000000000000000000000000	630000000000000000000000000000000000	800000000000000000000000000000000000	1000000000000000000000000000000000000	1250000000000000000000000000000000000	1600000000000000000000000000000000000	2000000000000000000000000000000000000	2500000000000000000000000000000000000	3150000000000000000000000000000000000	4000000000000000000000000000000000000	5000000000000000000000000000000000000	6300000000000000000000000000000000000	8000000000000000000000000000000000000	10000000000000000000000000000000000000	12500000000000000000000000000000000000	16000000000000000000000000000000000000	20000000000000000000000000000000000000	25000000000000000000000000000000000000	31500000000000000000000000000000000000	40000000000000000000000000000000000000	50000000000000000000000000000000000000	63000000000000000000000000000000000000	80000000000000000000000000000000000000	100000000000000000000000000000000000000	125000000000000000000000000000000000000	160000000000000000000000000000000000000	200000000000000000000000000000000000000	250000000000000000000000000000000000000	315000000000000000000000000000000000000	400000000000000000000000000000000000000	500000000000000000000000000000000000000	630000000000000000000000000000000000000	800000000000000000000000000000000000000	1000000000000000000000000000000000000000	1250000000000000000000000000000000000000	1600000000000000000000000000000000000000	2000000000000000000000000000000000000000	2500000000000000000000000000000000000000	3150000000000000000000000000000000000000	4000000000000000000000000000000000000000	5000000000000000000000000000000000000000	6300000000000000000000000000000000000000	8000000000000000000000000000000000000000	100	12500000000000000000000000000000000000000	16000000000000000000000000000000000000000	200	25000000000000000000000000000000000000000	31500000000000000000000000000000000000000	400	500	63000000000000000000000000000000000000000	800	1000	125000000000000000000000000000000000000000	1600	2000	2500	315000000000000000000000000000000000000000	4000	5000	6300	8000	100	12500	16000	200	25000	31500	400	500	63000	800	1000	125000	1600	2000	2500	315000	4000	5000	6300	8000	100	12500	16000	200	25000	31500	400	500000
----------------	--	----	----	----	----	----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	------------------------	------------------------	------------------------	------------------------	------------------------	------------------------	------------------------	------------------------	------------------------	------------------------	-------------------------	-------------------------	-------------------------	-------------------------	-------------------------	-------------------------	-------------------------	-------------------------	-------------------------	-------------------------	--------------------------	--------------------------	--------------------------	--------------------------	--------------------------	--------------------------	--------------------------	--------------------------	--------------------------	--------------------------	---------------------------	---------------------------	---------------------------	---------------------------	---------------------------	---------------------------	---------------------------	---------------------------	---------------------------	---------------------------	----------------------------	----------------------------	----------------------------	----------------------------	----------------------------	----------------------------	----------------------------	----------------------------	----------------------------	----------------------------	-----------------------------	-----------------------------	-----------------------------	-----------------------------	-----------------------------	-----------------------------	-----------------------------	-----------------------------	-----------------------------	-----------------------------	------------------------------	------------------------------	------------------------------	------------------------------	------------------------------	------------------------------	------------------------------	------------------------------	------------------------------	------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	--------------------------------	--------------------------------	--------------------------------	--------------------------------	--------------------------------	--------------------------------	--------------------------------	--------------------------------	--------------------------------	--------------------------------	---------------------------------	---------------------------------	---------------------------------	---------------------------------	---------------------------------	---------------------------------	---------------------------------	---------------------------------	---------------------------------	---------------------------------	----------------------------------	----------------------------------	----------------------------------	----------------------------------	----------------------------------	----------------------------------	----------------------------------	----------------------------------	----------------------------------	----------------------------------	-----------------------------------	-----------------------------------	-----------------------------------	-----------------------------------	-----------------------------------	-----------------------------------	-----------------------------------	-----------------------------------	-----------------------------------	-----------------------------------	------------------------------------	------------------------------------	------------------------------------	------------------------------------	------------------------------------	------------------------------------	------------------------------------	------------------------------------	------------------------------------	------------------------------------	-------------------------------------	-------------------------------------	-------------------------------------	-------------------------------------	-------------------------------------	-------------------------------------	-------------------------------------	-------------------------------------	-------------------------------------	-------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	---	---	---	---	---	---	---	--------

2.6 Generador CATERPILLAR G3516H 1966KW - 480/13800V

G3516H

GAS ENGINE TECHNICAL DATA



ENGINE SPEED (rpm):	1500	RATING STRATEGY:	HIGH EFFICIENCY
COMPRESSION RATIO:	12.1:1	APPLICATION:	GENSET
AFTERCOOLER TYPE:	SCAC	RATING LEVEL:	CONTINUOUS
AFTERCOOLER - STAGE 2 INLET (°F):	110	FUEL:	NAT GAS
AFTERCOOLER - STAGE 1 INLET (°F):	190	FUEL SYSTEM:	CAT LOW PRESSURE
JACKET WATER OUTLET (°F):	210		WITH AIR FUEL RATIO CONTROL
ASPIRATION:	TA	FUEL PRESSURE RANGE(psig):	1.5-5.0
COOLING SYSTEM:	JW+OC+1AC, 2AC+GB	FUEL METHANE NUMBER:	85
CONTROL SYSTEM:	ADEMA W/ IM	FUEL LHV (Btu/scf):	900
EXHAUST MANIFOLD:	DRY	ALTITUDE CAPABILITY AT 77°F INLET AIR TEMP. (ft):	4101
COMBUSTION:	LOW EMISSION	POWER FACTOR:	0.8
NOx EMISSION LEVEL (g/bhp-hr NOx):	0.5	VOLTAGE(V):	480-13800

RATING	NOTES	LOAD	100%	75%	50%
GENSET POWER (WITH GEARBOX, WITHOUT PANG)	(1)(2)	ekW	1966	1474	903
GENSET POWER (WITH GEARBOX, WITHOUT PANG)	(1)(2)	kVA	2437	1843	1229
ENGINE POWER (WITHOUT GEARBOX, WITHOUT PANG)	(2)	bhp	2763	2072	1390
GENERATOR EFFICIENCY	(1)	%	96.3	96.3	95.7
GENSET EFFICIENCY (@ 1.0 Power Factor) (ISO 3046/1)	(3)(4)	%	43.4	42.4	40.1
THERMAL EFFICIENCY	(3)(5)	%	41.9	43.5	46.1
TOTAL EFFICIENCY (@ 1.0 Power Factor)	(3)(6)	%	85.3	85.9	86.2

ENGINE DATA					
GENSET FUEL CONSUMPTION (ISO 3046/1)	(7)	Btu/kW-hr	7954	8125	8500
GENSET FUEL CONSUMPTION (NOMINAL)	(7)	Btu/kW-hr	8226	8405	8876
ENGINE FUEL CONSUMPTION (NOMINAL)	(7)	Btu/bhp-hr	5955	5981	6277
AIR FLOW (77°F, 14.7 psia) (WET)	(8)	ft ³ /min	5233	3856	2665
AIR FLOW (WET)	(8)	lb/hr	23204	17233	11617
FUEL FLOW (60°F, 14.7 psia)		scfm	295	225	161
COMPRESSOR OUT PRESSURE		in Hg(abs)	145.6	109.6	76.4
COMPRESSOR OUT TEMPERATURE		°F	471	392	302
AFTERCOOLER AIR OUT TEMPERATURE		°F	125	125	124
INLET MAN. PRESSURE	(9)	in Hg(abs)	138.2	102.3	70.1
INLET MAN. TEMPERATURE (MEASURED IN PLENUM)	(10)	°F	126	126	125
TIMING	(11)	°BTDC	22	20	16
EXHAUST TEMPERATURE - ENGINE OUTLET	(12)	°F	751	616	503
EXHAUST GAS FLOW (@engine outlet temp, 14.5 psia) (WET)	(13)	ft ³ /min	12705	9971	7303
EXHAUST GAS MASS FLOW (WET)	(13)	lb/hr	24014	17854	12254
MAX INLET RESTRICTION	(14)	in H ₂ O	10.04	5.65	2.50
MAX EXHAUST RESTRICTION	(14)	in H ₂ O	20.07	11.31	5.39

EMISSIONS DATA - ENGINE OUT					
NOx (as NO ₂)	(15)(16)	g/bhp-hr	0.50	0.50	0.50
CO	(15)(17)	g/bhp-hr	1.60	1.71	1.73
THC (mol. wt. of 15.84)	(15)(17)	g/bhp-hr	3.23	3.16	3.21
NMHC (mol. wt. of 15.84)	(15)(17)	g/bhp-hr	0.55	0.54	0.55
NMNEHC (VOCs) (mol. wt. of 15.84)	(15)(17)(18)	g/bhp-hr	0.52	0.51	0.51
HCHO (Formaldehyde)	(15)(17)	g/bhp-hr	0.22	0.22	0.24
CO ₂	(15)(17)	g/bhp-hr	406	411	434
EXHAUST OXYGEN	(15)(19)	% DRY	10.3	9.9	9.4
LAMBOA	(15)(19)		1.77	1.72	1.67

ENERGY BALANCE DATA					
LHV INPUT	(20)	Btu/min	269577	206534	145401
HEAT REJECTION TO JACKET WATER (JW)	(21)(30)	Btu/min	26529	22360	17441
HEAT REJECTION TO ATMOSPHERE	(22)	Btu/min	4306	3569	2860
HEAT REJECTION TO LUBE OIL (OC)	(23)(30)	Btu/min	10640	9560	8285
HEAT REJECTION TO EXHAUST (LHV TO 77°F)	(24)(25)	Btu/min	73720	61645	47525
HEAT REJECTION TO EXHAUST (LHV TO 240°F)	(24)	Btu/min	51168	44944	36066
HEAT REJECTION TO A/C - STAGE 1 (1AC)	(26)(30)	Btu/min	22642	11899	4375
HEAT REJECTION TO A/C - STAGE 2 (2AC)	(27)(31)	Btu/min	13323	6639	4992
HEAT REJECTION FROM GEARBOX (GB)	(28)(31)	Btu/min	1066	800	536
PUMP POWER	(29)	Btu/min	963	963	963

CONDITIONS AND DEFINITIONS

Engine rating obtained and presented in accordance with ISO 3046/1. (Standard reference conditions of 77°F, 29.92 in Hg barometric pressure.) No overload permitted at rating shown. Consult the altitude deration factor chart for applications that exceed the rated altitude or temperature.

Emission levels are at engine exhaust flange prior to any after treatment. Values are based on engine operating at steady state conditions, adjusted to the specified NOx level at 100% load. Tolerances specified are dependent upon fuel quality. Fuel methane number cannot vary more than ± 3.