



**Universidad
Europea**

UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID
ESCUELA DE ARQUITECTURA, INGENIERÍA Y DISEÑO

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN ENERGÍAS
RENOVABLES**

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE
FOTOVOLTAICO DE 30 MW_p EN LA ZONA
NORTE DE COLOMBIA, CONECTADO AL
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN)**

Alumno: D. NICOLAS ALEJANDRO PICALUA ANGULO
D. JOSE LEOPOLDO PINTO RODRIGUEZ
D. WILLIAN JOSUÉ TORRES PÉREZ

Director: ING. CONSOLACION ALONSO ALONSO

27 de abril del 2026

Resumen

En este TFM, evaluamos la viabilidad técnica, económica, financiera y ambiental de una planta solar fotovoltaica de 30 MWp en el norte de Colombia, integrada en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). La investigación surge dada la alta dependencia histórica de la infraestructura eléctrica colombiana en la generación hidroeléctrica, que representa el 60% o más de la matriz energética nacional, la cual es inherentemente vulnerable a fuerzas climáticas como El Niño; por lo tanto, una diversificación de la matriz energética sería beneficiosa con fuentes renovables alternativas.

Las metodologías ideadas como parte de la investigación consisten en una selección de sitio, donde se realiza un análisis de recursos solares, condiciones geográficas e infraestructura de transmisión disponible para determinar el departamento elegido de Atlántico, donde la mayor irradiación solar, la topografía favorable, así como la conectividad a redes eléctricas hacen del departamento una ubicación excelente y adecuada. El diseño técnico del parque se realiza por lo tanto en PVsyst basado en simulaciones, considerando módulos y inversores de tecnología de Tier 1, relación DC/AC, pérdidas de energía y producción anual proyectada.

También se lleva a cabo la ingeniería conceptual de los sistemas eléctricos, obras civiles, subestación elevadora e integración con la red eléctrica. Desde el punto de vista económico y financiero, se evalúan las alternativas de venta de energía mediante el mercado spot y contratos PPA, y se establece un marco financiero a partir de Project Finance. Finalmente, el proyecto se revisa con la ayuda de indicadores como el VAN, TIR, LCOE y reducción de emisiones de CO₂ para recomendar que el proyecto es comercialmente viable y competitivo para mejorar la transición energética en Colombia.

Palabras clave: energía solar fotovoltaica, viabilidad financiera, transición energética, PVsyst, Project Finance, Sistema Interconectado Nacional.

Abstract

The technical, economic, financial, and environmental feasibility of a 30 MWp photovoltaic solar plant in northern Colombia connected to the National Interconnected System (SIN) is the subject of this Master's Thesis. The study is a response to Colombia's historic reliance on hydropower energy, which accounts for more than 60% of the national energy matrix and heightens exposure to climate-related issues like El Niño, underlining the need for a diversified energy portfolio that encompasses non-conventional renewable energy sources.

The study utilizes a multi-pronged research approach from site selection that considers solar resources from different local regions to the geographical characteristics of the area, the existing transmission infrastructure, and the location of the Atlántico department as a place to work based on its high solar irradiation, favorable topography, and accessibility to electrical infrastructure.

Thus, the system of solar park technical design is obtained by PVsyst simulations on the criteria among Tier 1 modules and inverters, DC/AC ratio, energy loss, an anticipated annual energy generation. It also establishes engineering for the conceptual electric system, the civil works, the step-up substation, and the grid connection. On the commercial and finance side, alternative energy commercialization approaches analyzed according to spot market and PPA contracts at the same time as finance structure based on Project Finance.

The final step is comparing and rating key performance indicators, NPV, IRR, LCOE, and CO₂ emissions reduction, and the conclusion has also arrived, and it is accepted that the project is viable to support Colombia's energy transition as the competitiveness of the energy is the competitiveness.

Keywords: photovoltaic solar energy, financial feasibility, energy transition, PVsyst, Project Finance, National Interconnected System.

Agradecimientos

En primer lugar, nos gustaría agradecer sinceramente a Dios por habernos dado la oportunidad, fortaleza y perseverancia para completar este Trabajo de fin de máster y por todo el proceso educativo del plan de maestría. También estamos muy agradecidos con nuestros compañeros de grupo en el difícil camino que hemos recorrido juntos. Conocemos todos los sacrificios, desvelos y todo el trabajo realizado por muchos para alcanzar este objetivo.

Agradecemos a la Universidad Europea de Madrid por proporcionarnos las herramientas, recursos y un personal docente altamente calificado, que han sido fundamentales para permitirnos obtener una educación de calidad. Debemos un agradecimiento especial a la Ingeniera Consolación Alonso Alonso, directora de esta Tesis de Maestría, por su apoyo, dedicación y paciencia. Ha superado con creces nuestras expectativas al ayudarnos a comprender bien cada tema trabajado.

También agradecemos a nuestras familias por apoyarnos en esta etapa, siempre brindándonos apoyo emocional mientras recorriamos el camino que trazamos. Entendemos que, muchas veces, hemos tenido que sacrificar tiempo familiar para poder estudiar, trabajar y estar con la familia. Expresamos un agradecimiento similar a nuestros lugares de trabajo, algunos de los cuales nos permitieron asistir a actividades evaluativas presenciales y por ser flexibles.

Agradecemos a Claudia Diaz, Alex y Yessika Camacho, Pablo Mosquera y Sergio Pabon por esas horas de repaso que pudimos compartir. A los demás compañeros de la maestría, les expresamos nuestro reconocimiento por la oportunidad de trabajar con personas de distintos países y nacionalidades. Esta diversidad ha enriquecido nuestra vida académica y personal, transmitiéndonos importantes valores de apreciación, cooperación y compromiso profesional.

Yo, Willian Torres, por mi parte, quisiera agradecer personalmente a Mariel Dávalos Ávila, mi prometida, por su apoyo incondicional, por ayudarme a planificar mi tiempo y agenda, por ser el apoyo clave que necesitaba para superar todo este proceso. Estoy extremadamente agradecido con mi madre, Ruth Pérez; mi padre, Antonio Torres; y mi otra Mamá María Pomare quienes me dieron el impulso que me ha ayudado a continuar con mis estudios y han sido muy pacientes durante los momentos en que he estado ausente debido a mis estudios.

Agradecimientos especiales a Sergio Pabon, por su constante actitud de compañerismo y la disposición de dedicar tiempo a repasar los temas en los que el equipo presentó dificultades, fortaleciendo así nuestro aprendizaje colectivo.

Finalmente, agradecemos a todos aquellos que, de una forma u otra, contribuyeron al desarrollo y finalización de este trabajo.

Índice

Capítulo 1.	Introducción	18
1.1	Planteamiento del problema	18
1.1.1	Energía Solar Fotovoltaica en el mundo	18
1.1.2	Generación Solar en Colombia	21
1.1.3	Capacidad optima de un proyecto en Colombia	23
1.2	Objetivos del proyecto.....	24
1.2.1	Objetivo General	24
1.2.2	Objetivos Específicos.....	24
1.3	Estructura del proyecto	25
1.3.1	Anexos.....	26
Capítulo 2.	Marco Teórico	27
2.1	Plantas solares de utility-scale.....	27
2.1.1	Panel Solar	27
2.1.2	Estructura de soporte.....	29
2.1.3	Cableado DC	30
2.1.4	Inversor	31
2.1.5	Transformador Elevador	32
2.1.6	Conductores de media tensión	32
2.2	Radiación Solar.....	33
2.2.1	GHI (Global Horizontal Irradiance).....	34
2.2.2	DHI (Diffuse Horizontal Irradiance)	34
2.2.3	DNI (Direct Normal Irradiance).....	34
Capítulo 3.	Alcance y limitaciones del estudio	35
3.1	Alcance general	35
3.1.1	Alcance técnico.....	35
3.1.2	Alcance económico del proyecto	37
3.2	Límites del trabajo.....	38
Capítulo 4.	Selección del emplazamiento del proyecto.....	39
4.1	Recurso solar.....	39
4.2	Colombia.....	39
4.2.1	Geografía.....	39
4.2.2	Recurso solar en Colombia.....	40
4.2.3	Red de Transmisión.....	41
4.2.4	Selección del emplazamiento: Evaluación de la Región Caribe .	42
4.3	Caracterización del Departamento del Atlántico	43

4.4	Selección de la zona potencial del emplazamiento.....	44
4.4.1	Localización	44
4.4.2	Estudio del recurso solar	46
4.4.3	Base de datos seleccionada	50
Capítulo 5.	Diseño del Parque solar fotovoltaico.....	52
5.1	Introducción al software de simulación	52
5.2	Datos del recurso solar	52
5.2.1	Irradiación Solar.....	53
5.2.2	Temperatura Ambiente	53
5.2.3	Velocidad del Viento	53
5.2.4	Humedad Relativa	54
5.3	Orientación de los módulos fotovoltaicos.....	54
5.3.1	Tipo de base	54
5.3.2	Inclinación del plano	54
5.3.3	Azimuth.....	55
5.3.4	Base tilt angle	55
5.4	Sombras Lejanas en el Horizonte	55
5.5	Elementos de Caso Base.....	56
5.5.1	Selección de módulo.....	56
5.5.2	Selección de Inversor	57
5.6	Detalle de perdidas	58
5.6.1	Perdidas térmicas	58
5.6.2	Perdidas Óhmicas de circuito DC	59
5.6.3	Perdidas Óhmicas de circuito AC (Inversor – Transformador)....	60
5.6.4	Perdidas Óhmicas de transformado de media tensión	63
5.6.5	Perdidas Óhmicas de circuito AC (Media tensión a Alta tensión) 65	
5.6.6	Perdidas Óhmicas de transformado de Alta tensión	74
5.6.7	Calidad del modulo	75
5.6.8	Perdidas por suciedad (soiling losses).....	76
5.6.9	Perdidas por incidencia de matriz (IAM)	77
5.6.10	Perdidas por consumos Auxiliares.....	78
5.6.11	Perdidas por envejecimiento.....	79
5.7	Perdidas por sombreados cercanos.....	80
5.7.1	Modelado en tres dimensiones	80
5.7.2	Disposición de módulos fotovoltaicos	81
5.7.3	Distancia entre filas (Pitch)	82
5.7.4	Distancia entre módulos e inversores/transformadores	85

5.7.5	Distribución módulos solares y resultados de la simulación	86
5.8	Resultados de caso Base	87
5.9	Análisis variantes de equipos.....	88
5.9.1	Selección de equipo representativas	89
5.9.2	Análisis de variantes Ratio DC/AC.....	90
5.9.3	Análisis de variantes distancia entre Filas (Pitch)	91
5.9.4	Análisis de variantes de módulos.....	92
5.9.5	Análisis de variantes de inversores.....	94
5.10	Selección de diseño final	95
5.11	Perdidas de diseño final.....	96
5.12	Producción energética anual.....	98
Capítulo 6.	Ingeniería del proyecto	102
6.1	Obra civil	102
6.1.1	Adecuación del terreno	102
6.1.2	Vías de Acceso Interno	102
6.1.3	Cercado Perimetral	103
6.1.4	Caseta de Seguridad	103
6.1.5	Sistema Sanitario y Tratamiento de Aguas Residuales	104
6.1.6	Canalizaciones Hidráulicas y sistemas de drenaje	104
6.1.7	Sala de Control	105
6.1.8	Canalizaciones electricas.....	105
6.1.9	Obras Complementarias	105
6.2	Circuitos DC	106
6.2.1	Cálculo de sección de conductor de strings.....	107
6.2.2	Selección de conectores DC.....	110
6.2.3	Cálculo de protecciones de Cajas combinadora	110
6.2.4	Cálculo de sección de conductor de Cajas Combinadoras	112
6.2.5	Diagrama de conexión de string combiner.....	115
6.3	Circuito AC de baja tensión 600V	116
6.3.1	Conductor de media tensión	116
6.3.2	Transformador Elevador	117
6.4	Circuito AC de media tensión 34.5 kV.....	117
6.4.1	Conductor de media tensión (transformadores – Celdas MT) ..	117
6.4.2	Celdas de media tensión	118
6.4.3	Conductor de media tensión (Celda MT – Transformador AT) .	118
6.5	Subestación de potencia.....	120
6.6	Sistemas de monitoreo	121

6.6.1	Medidores eléctricos de sistema SCADA	121
6.6.2	Estacion Meteorológica.....	121
6.6.3	Dataloggers.....	122
6.7	Línea de transmisión.....	122
6.7.1	Cálculo de corriente nominal	122
6.7.2	Selección por capacidad térmica (Ampacidad).....	123
6.7.3	Consideraciones de alta tensión 110 kV	123
6.7.4	Selección de conductor.....	123
6.7.5	Plano de la línea de Transmisión.....	124
6.8	Sistemas de Puesta a Tierra.....	124
6.8.1	Conexión a tierra para equipos DC / AC.....	124
6.8.2	Puesta a tierra de subestación.....	125
Capítulo 7.	Planeación	129
Capítulo 8.	Modelo de Comercialización de energía.....	131
8.1	Alternativas de comercialización de energía.....	131
8.2	Venta de energía al mercado spot	131
8.2.1	Precios del mercado spot	132
8.2.2	Estimación de ingresos por venta	133
8.3	Venta de energía mediante contrato PPA.....	137
8.3.1	Precios de PPA en Colombia.....	137
8.4	Análisis de modelos de negocio.....	140
8.5	Venta de Certificados de energía Limpia (I-REC)	140
8.6	Estimación de ingresos totales	142
Capítulo 9.	Análisis Económico y financiero.....	143
9.1	Estimación de la inversión Inicial	143
9.2	Costos de operación y mantenimiento.....	149
9.3	Esquema de Financiamiento.....	150
9.4	WACC	150
9.5	Rentabilidad deseada para venta	151
9.6	Plan de inversión y Financiamiento.....	151
9.7	Cálculo de pago principal e intereses del préstamo.....	152
9.8	Amortización contable de activos.....	154
9.9	Flujo de caja del proyecto para venta por PPA	154
9.9.1	Datos de partida para venta por PPA	155
9.9.2	Cash-flow libre para venta en PPA	156
9.10	Indicadores financieros en escenario venta PPA.....	158
9.10.1	Valor Actual Neto (VAN) para venta en PPA	158

9.10.2	Tasa Interna de Retorno para venta en PPA	158
9.10.3	Periodo de recuperación de inversión venta PPA.....	159
9.11	Flujo de caja del proyecto para venta por el mercado SPOT	159
9.11.1	Datos de partida para venta en SPOT	159
9.11.2	Cash-flow libre por venta en SPOT.....	160
9.12	Indicadores financieros para venta en SPOT	162
9.12.1	Valor Actual Neto (VAN) para venta en SPOT	162
9.12.2	Tasa Interna de Retorno por venta en SPOT	162
9.12.3	Periodo de recuperación de inversión por venta en SPOT	162
9.13	Levelized Cost of Energy (LCOE)	163
9.14	Análisis de modelos financiero.....	163
Capítulo 10.	Impacto energético.....	165
10.1	Impacto energético y reducción de emisiones de CO ₂	165
10.1.1	Factor de emisión del SIN de Colombia.....	165
10.1.2	Emisiones de CO ₂ para el ciclo de vida del sistema	166
10.1.3	Balance neto de emisiones de CO ₂	166
10.1.4	Período de amortización de carbono	167
10.1.5	Contribución a la sostenibilidad energética.....	168
10.2	Contribución del proyecto a los ODS	169
Capítulo 11.	Conclusiones.....	172
Bibliografía		174

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1. Matriz de capacidad energética instalada a nivel mundial 2000 – 2024.	18
Ilustración 2. Capacidad de energía solar instalada en el mundo.....	19
Ilustración 3. Comparación de costos de producción de energía 2009 - 2021.	20
Ilustración 4. Mapa mundial con las capacidades de energía solar instalada.....	20
Ilustración 5. Mix energético mundial 2000 - 2024	21
Ilustración 6. Participación del mix de generación eléctrica en Colombia año 2024.	22
Ilustración 7. Evolución histórica de la generación de electricidad en Colombia.	23
Ilustración 8. Planta Solar de utility-scale.....	27
Ilustración 9. Panel solar y sus partes.....	28
Ilustración 10. Funcionamiento de una célula solar.....	29
Ilustración 11. Estructura incada para la instalación de módulos solares.	30
Ilustración 12 Cable solar.	30
Ilustración 13. Inversor central de la marca SUNGROW.....	31
Ilustración 14. Transformador elevador de tension.	32
Ilustración 15. Conductor de media tension.	33
Ilustración 16. Componentes de la radiación solar.....	34
Ilustración 17. Cinturón Solar.....	39
Ilustración 18. Mapa del relieve del territorio colombiano.....	40
Ilustración 19. Mapa de Irradiación Global Horizontal de Colombia.	41
Ilustración 20. Mapa del Sistema de Transmission Nacional Colombiano.....	42
Ilustración 21. Region Caribe, Colombia.....	42
Ilustración 22. Mapa de sistema de transmisión de la Region Caribe de Colombia.....	43
Ilustración 23. Ubicación de Planta Solar.....	44
Ilustración 24. Area propuesta a ocupar.....	45
Ilustración 25. Sitio Web del PVGIS.....	47
Ilustración 26. Interfaz de sitio web de base de datos meteorológicos de la NASA.	47
Ilustración 27. Interfaz de sitio web de base de datos meteorológicos de NREL.....	48
Ilustración 28. Comparativa datos promedios la (GHI) para el periodo 19 – 23.....	49
Ilustración 29. Comparativa datos promedios la (DHI) para el periodo 19 - 23.....	50
Ilustración 30. Selección de emplazamiento en PVsyst	52
Ilustración 31. Configuración de orientación de PVsyst.....	55
Ilustración 32. Importación de datos de horizonte	56
Ilustración 33. Diagrama de trayectoria solar con perfil de horizonte.	56
Ilustración 34. Selección de modulo en simulación de Caso Base en PVsyst.	57
Ilustración 35. Selección del modelo de inversor para el caso base de PVsyst.....	57

Ilustración 36. Características del dimensionado inicial, caso base de PVsyst	58
Ilustración 37. Configuración de perdidas térmicas de PVsyst	59
Ilustración 38. Perdidas óhmicas en circuito DC de PVsyst	59
Ilustración 39. Ficha técnica de cableado Harmony.	60
Ilustración 40. Características físicas y eléctricas de HARMOHNY® Class XZ1	61
Ilustración 41. Representación de Cables unipolares sobre bandejas	62
Ilustración 42. Factor de corrección para Cables trifásicos	62
Ilustración 43. Apartado de perdidas conexiones AC después de inversores.	63
Ilustración 44. Transformador de media tensión, modelo TX4170-34.5/0.8-Dy1	64
Ilustración 45. Datos del Transformador de media tensión en PVsyst.....	65
Ilustración 46. Distancia máxima por considerar de la línea de media tensión.	65
Ilustración 47. Cable por utilizar en la sección de media tensión,.....	66
Ilustración 48. Representación esquemática de una conexión solidly bonded	68
Ilustración 49. Conexión a tierra del Shielding EN celda media tensión.	68
Ilustración 50. Clasificación de suelo en Atlántico.	73
Ilustración 51. Datos de línea de media tensión en PVsyst.	74
Ilustración 52. Datos del transformador de alta tensión en PVsyst.....	75
Ilustración 53. Garantías del fabricante para los módulos.	76
Ilustración 54. Apartado de calidad de modulo, LID y mismatch losses en PVsyst.	76
Ilustración 55. Soiling losses del proyecto en PVsyst.....	77
Ilustración 56. Reflexión y transmisión de la radiación solar	77
Ilustración 57. Perdidas IAM en PVsyst.	77
Ilustración 58. Contribución de los componentes auxiliares	78
Ilustración 59. Perdidas por consumos auxiliares en PVsyst.....	79
Ilustración 60. Perdidas por envejecimiento en PVsyst.....	80
Ilustración 61. Modelado 3D de infraestructura cercana al proyecto en SketchUp.	80
Ilustración 62. Distancias en el diseño del caso base	81
Ilustración 63. Dimensiones del módulo fotovoltaico Longi, modelo LR7-72HVH.....	82
Ilustración 64. Geometría de instalación del módulo fotovoltaico	83
Ilustración 65. Cálculo del sobre proyectado por el panel solar.....	83
Ilustración 66. Análisis de sombras del inversor.....	85
Ilustración 67. Distribución de los módulos solares en el área seleccionada.....	86
Ilustración 68. Diagrama de sombras caso base en PVsyst.....	87
Ilustración 69. Mapa del potencial generación fotovoltaica en Colombia (kWh/kWp) ..	88
Ilustración 70. Diagrama Sankey de pérdidas del diseño final simulación en PVsyst. .	97
Ilustración 71. Distribución de energía del proyecto en 30 años.	98

Ilustración 72. Resumen de distribución de la energía y producción en 30 años.....	99
Ilustración 73. Indicadores de energía en relación con la energía solar de la zona...	100
Ilustración 74. Referencia proceso de vías con recebo.....	103
Ilustración 75. Cerramiento tipo en malla.....	103
Ilustración 76. PTAR Anaerobia Compacta con Aprovechamiento de Tanque FAFA.	104
Ilustración 77. Canalizaciones de instalaciones eléctricas en tubo de PVC	105
Ilustración 78. Mesa de 25 módulos en serie.....	106
Ilustración 79. Arreglo de strings por Inversor. Tomado de PVsyst	106
Ilustración 80. Distribución de mesas de módulos e inversores.....	107
Ilustración 81. Conductor para las conexiones DC entres los paneles solares.....	107
Ilustración 82. Conector de lines en DC de ABB.....	110
Ilustración 83. String Combiners de la marca ABB.....	110
Ilustración 84. Circuit Breaker UKM5DC 1500V 250A 4 Pole DC.....	111
Ilustración 85. Protección contra sobretensiones modelo OVR PV T1 and T2..	112
Ilustración 86. Switch - disconector de la marca ABB	112
Ilustración 87. Conductor a utilizar del fabricante.....	113
Ilustración 88. Diagrmas de conexión de la string Combiners	115
Ilustración 89. Referencia conductores en bandeja.....	116
Ilustración 90. Distintos modelos de datalogger de la marca DEWESoft.....	122
Ilustración 91. Diagrama Gantt general del proyecto.....	130
Ilustración 92. Precios de la energía en Colombia durante los últimos 10 años	132
Ilustración 93. Comparación precios energía contra la generación hidroeléctrica	132
Ilustración 94. Proyecciones demanda para distintos escenarios	134
Ilustración 95. Proyección de generación hidro 2027 - 2056	135
Ilustración 96. Demanda vs Genracion Hidro 2027 - 2056	135
Ilustración 97. Países autorizados a participar de los IRECS.....	140
Ilustración 98. Indicadores de impacto energético	168
Ilustración 99. 17 ODS, Agenda 2030.....	169

Índice de Tablas

Tabla 1. Capacidad efectiva neta instalada del SIN por tipo de combustible.....	22
Tabla 2. Vértices del área geográfica a utilizar.....	45
Tabla 3. Comparativa de los datos promedios (GHI) para el periodo 2019 - 2023	48
Tabla 4. Comparativa de los datos promedios (DHI) para el periodo 2019 - 2023	49
Tabla 5. Datos meteorológicos promedio para el lugar del proyecto según NSRDB. ..	51
Tabla 6 Datos meteorológicos de emplazamiento Juan Mina, Colombia de PVsyst.....	53
Tabla 7. Factores de corrección de la intensidad admisible	61
Tabla 8. Tabla de ampacidades del conductor Okoguard. T	67
Tabla 9. Cables enterrados en terrenos con temperatura distinta de 25 °C.	71
Tabla 10. Factores de corrección de cables trifásicos o ternas de cables	72
Tabla 11. Factores de corrección para cables enterrados en zanja	72
Tabla 12. Clasificaciones de resistividad térmica según suelos.	73
Tabla 13. Factores de corrección para Cables enterrados	73
Tabla 14. Consumo auxiliar planta fotovoltaica según su capacidad instalada en AC. 78	
Tabla 15. Longitud sombra proyectada por los paneles para distintos ángulos.....	84
Tabla 16. Tabla de costos de O&M debido.	84
Tabla 17. Resultados del primer año del proyecto Atlántico 30 MWp,.....	87
Tabla 18. Configuraciones preliminares de equipos tier 1 en PVsyst	89
Tabla 19. Resumen de equipos seleccionados para realizar variantes en PVsyst.	89
Tabla 20. Variantes de simulación PVsyst de ratio.	90
Tabla 21. Variantes de ratio con análisis estimado económico.	91
Tabla 22. Variantes de distancia pitch en simulación PVsyst.	91
Tabla 23. Variantes de módulos en simulación PVsyst.....	92
Tabla 24. Variantes de inversores en simulación PVsyst.	94
Tabla 25. Resumen de diseño final.....	95
Tabla 26. Generación de energía con diseño final a 30 años.....	99
Tabla 27. Tabla de secciones y ampacidades del cable (H1Z2Z2-K).....	108
Tabla 28. Ampacidades del cable TOPSOLAR PV AI 1500 V	113
Tabla 29. Precios Promedios de la energía en euros	134
Tabla 30 Total, de ingresos por venta de la energía al mercado Spot.....	136
Tabla 31. Datos de contratos PPA registrados ante XM durante 2023.....	137
Tabla 32. Precios mínimos de venta de energía para distintas duraciones.	138
Tabla 33. Proyección de ingresos por venta de PPA	139
Tabla 34. Ingresos por venta de I-RECs durante la vida útil de la planta	141
Tabla 35. Ingresos totales según el modelo de comercialización	142

Tabla 36. Costos de CAPEX relacionados al diseño e instalación de la planta solar	143
Tabla 37. Costos del CAPEX relacionados al diseño y construcción de la SE	145
Tabla 38. Costos del CAPEX destinados a la línea de Transmisión de 110 kV	145
Tabla 39. Costos de sistemas de monitoreo	146
Tabla 40. DevEx, Descripción de costos relacionados a tramites	147
Tabla 41. Equipamiento auxiliar para O&M de la planta fotovoltaica	147
Tabla 42. Costo de Inversión Inicial del Proyecto	148
Tabla 43. Desglose del OPEX	149
Tabla 44. Plan de inversión	152
Tabla 45. Plan de financiación del proyecto	152
Tabla 46. amortización de la deuda	153
Tabla 47. Desglose de amortización de activos	154
Tabla 48. Datos de la inversión en el flujo de caja	155
Tabla 49. Detalles de financiación	155
Tabla 50. Cuenta de resultados de los primeros 5 años	157
Tabla 51. Cálculo de Cash Flow Libre de los primeros 5 años	158
Tabla 52. Detalles de financiación	160
Tabla 53. Cuenta de resultados de los primeros 5 años	160
Tabla 54. Cálculo de Cash Flow Libre de los primeros 5 años	161
Tabla 55. Resumen de resultados de venta por medio de PPA	164
Tabla 56. Resumen de resultados de venta por medio de Spot	164
Tabla 57. Resumen de evolución de reciente.	165
Tabla 58. Emisiones.	166
Tabla 59. Balance de emisiones en diferentes escenarios	166
Tabla 60. Escenarios de periodo de amortización	167
Tabla 61. Resumen de ODS que aporta el proyecto	171

Acrónimos

Sigla	Significado	Descripción
AC	Corriente Alterna	Tipo de corriente eléctrica que cambia de dirección periódicamente
DC	Corriente Continua	Corriente eléctrica que fluye en una sola dirección
BN	Beneficio Neto	Ganancia final después de costos e impuestos
CAPEX	Capital Expenditure	Inversión inicial del proyecto
OPEX	Operational Expenditure	Costes de operación y mantenimiento
PR	Performance Ratio	Indicador de rendimiento de una planta fotovoltaica
PPA	Power Purchase Agreement	Contrato de venta de energía a largo plazo
PV	Photovoltaic	Tecnología de generación solar fotovoltaica
GHI	Global Horizontal Irradiance	Irradiancia total sobre superficie horizontal
DNI	Direct Normal Irradiance	Irradiancia directa sobre una superficie perpendicular al sol
POA	Plane of Array	Irradiancia en el plano del generador
LCOE	Levelized Cost of Energy	Costo nivelado de la energía
VAN	Valor Actual Neto	Indicador financiero de rentabilidad
TIR	Tasa Interna de Retorno	Rentabilidad esperada del proyecto
WACC	Weighted Average Cost of Capital	Costo promedio ponderado del capital
MPPT	Maximum Power Point Tracking	Seguimiento del punto de máxima potencia
BOS	Balance of System	Componentes adicionales del sistema FV
STC	Standard Test Conditions	Condiciones estándar de prueba de módulos

NOCT	Nominal Operating Cell Temperature	Temperatura nominal de operación de la celda
kW	Kilovatio	Unidad de potencia
MW	Megavatio	Unidad de potencia equivalente a 1000 kW
MWac	Megavatio en corriente alterna	Potencia nominal en el lado AC del sistema
MWp	Megavatio pico	Potencia máxima bajo condiciones STC
kWh	Kilovatio-hora	Unidad de energía
MWh	Megavatio-hora	Unidad de energía equivalente a 1000 kWh
GWh	Gigavatio-hora	Unidad de energía equivalente a 1000 MWh
°C	Grados Celsius	Unidad de temperatura
SIN	Sistema Interconectado Nacional	Red eléctrica nacional de Colombia
STN	Sistema de Transmisión Nacional	Red de transmisión de alta tensión a nivel nacional
STR	Sistema de Transmisión Regional	Red de transmisión a nivel regional
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética	Entidad de planeación energética en Colombia
XM	Operador del Sistema Interconectado Nacional	Administrador del mercado eléctrico colombiano
CO ₂	Dióxido de carbono	Gas de efecto invernadero
FN CER	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable	Energías renovables no tradicionales
SPV	Special Purpose Vehicle	Sociedad creada para un proyecto específico
EDT	Estructura de Desglose del Trabajo	Herramienta de gestión de proyectos
HV	High Voltage	Alta tensión
MV	Medium Voltage	Media tensión

LV	Low Voltage	Baja tensión
EPC	Engineering, Procurement and Construction	Modalidad contractual integral de proyectos
COD	Commercial Operation Date	Fecha de inicio de operación comercial
IRR	Internal Rate of Return	Equivalente en inglés de TIR
EVA	Etileno-vinil-acetato	Material encapsulante en módulos FV
XLPE	Cross-Linked Polyethylene	Polietileno reticulado para cables
EPR	Ethylene Propylene Rubber	Caucho usado en aislamiento eléctrico
UL	Underwriters Laboratories	Certificación de seguridad de productos
DHI	Diffuse Horizontal Irradiance	Irradiancia difusa sobre superficie horizontal
DISC	Direct Insolation Simulation Code	Modelo de estimación de DNI
DIRINT	Direct Insolation INTerpolation model	Modelo de interpolación de DNI
AM0	Air Mass 0	Condición de irradiancia fuera de la atmósfera
EIA	Energy Information Administration	Agencia de información energética de EE. UU.
PVsyst	Software de simulación de sistemas fotovoltaicos	Herramienta para diseño y simulación de plantas FV
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System	Plataforma de datos solares geográficos
NSRDB	National Solar Radiation Database	Base de datos de radiación solar
NASA	National Aeronautics and Space Administration	Agencia espacial de EE. UU.
NREL	National Renewable Energy Laboratory	Laboratorio nacional de energías renovables
GOES	Geostationary Operational Environmental Satellite	Satélite meteorológico geoestacionario
UTM	Universal Transverse Mercator	Sistema de coordenadas cartográficas

Capítulo 1. Introducción

El sector eléctrico colombiano se encuentra en un proceso de transformación, en búsqueda de alternativas que permitan un suministro de energía seguro, sostenible y económicamente competitivo. Reconociendo la alta dependencia histórica de los recursos hidroeléctricos y la creciente integración de fuentes renovables no convencionales, han surgido nuevos desafíos técnicos, operativos y financieros para el Sistema Interconectado Nacional.

Este Trabajo de fin de Master (TFM) proporciona una evaluación integral del desarrollo y estructuración a nivel de proyecto de un parque fotovoltaico de 30 MW en la región norte de Colombia, analizando su viabilidad técnica, económica y regulatoria a través del establecimiento de una empresa vehículo de proyecto (SPV) y un esquema de financiamiento utilizando Project Finance que permite a los fondos de inversión especializados en energías renovables participar financieramente en la construcción del proyecto.

1.1 Planteamiento del problema

1.1.1 Energía Solar Fotovoltaica en el mundo

En lo que respecta a la capacidad eléctrica instalada a nivel mundial, se estima que para el año 2024 esta alcanza aproximadamente 9.395 GW. De este total, alrededor de 1.865 GW corresponden a generación solar, lo que representa un 18,85 % de la capacidad instalada global. Por su parte, cerca de 4.594 GW provienen de fuentes basadas en combustibles fósiles (principalmente gas natural y carbón), lo que equivale al 48,42 % del total [1].

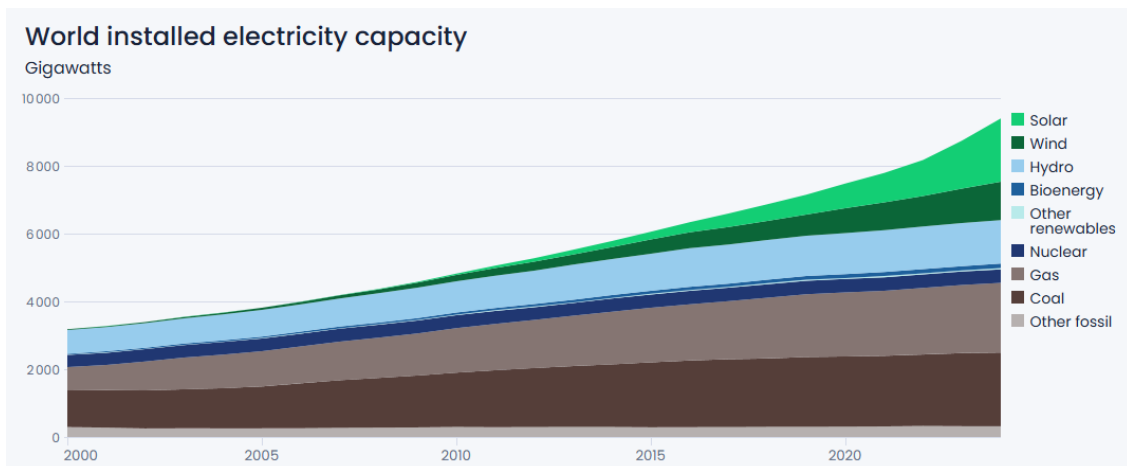


Ilustración 1. Matriz de capacidad energética instalada a nivel mundial 2000 – 2024. Tomado de [1]

En la ilustración se observa una tendencia creciente en la capacidad instalada de energía solar a lo largo de los años, alcanzando valores cercanos a los de

tecnologías convencionales como el gas natural. Asimismo, se aprecia que, en términos generales, la capacidad instalada de todas las fuentes de generación ha aumentado de manera progresiva, lo cual puede atribuirse al incremento sostenido de la demanda energética a nivel mundial.

Al analizar de manera específica la evolución de la capacidad instalada de energía solar, se observa un crecimiento acelerado durante la última década, con una tendencia exponencial a nivel global. Este incremento ha sido impulsado principalmente por China, que lidera ampliamente la expansión del sector, concentrando cerca del 47 % de la capacidad instalada mundial. Este liderazgo se asocia tanto a políticas energéticas agresivas como al desarrollo tecnológico e industrial en el sector fotovoltaico [2].

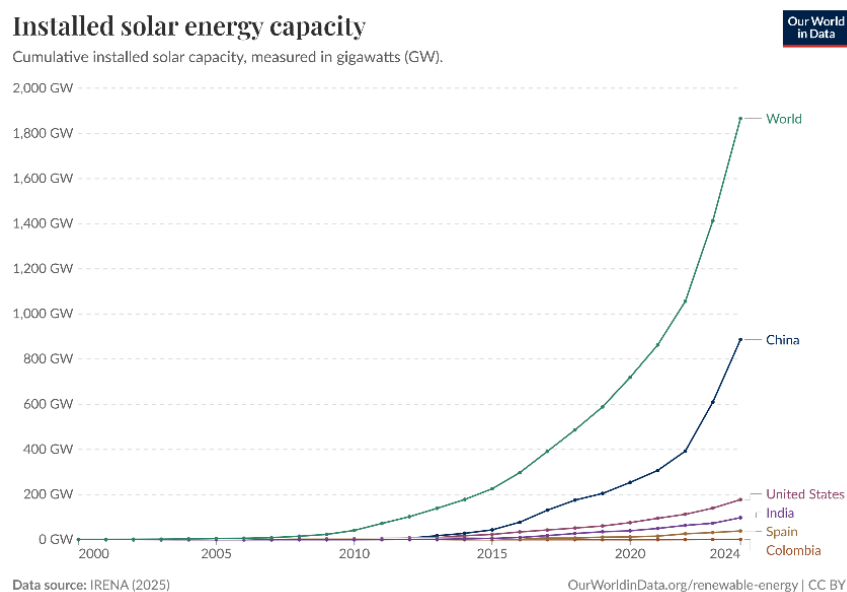


Ilustración 2. Capacidad de energía solar instalada en el mundo. Tomado de [2]

A continuación, se presenta una gráfica que muestra la evolución de los costos de generación eléctrica por tecnología, expresados en USD/MWh. En ella se observa una reducción significativa en los costos de la energía solar, los cuales han disminuido progresivamente hasta alcanzar valores cercanos a 36 USD/MWh en los últimos años [3].

Al comparar estos resultados con la evolución de la capacidad instalada, se evidencia que la disminución de los costos de generación ha sido un factor clave en el crecimiento de la energía solar a nivel global. En este sentido, existe una relación inversa entre el costo de generación y la capacidad instalada: a medida que los costos disminuyen, la adopción de esta tecnología aumenta.

FIGURE 3 SOLAR ELECTRICITY GENERATION COST IN COMPARISON WITH OTHER POWER SOURCES 2009-2021

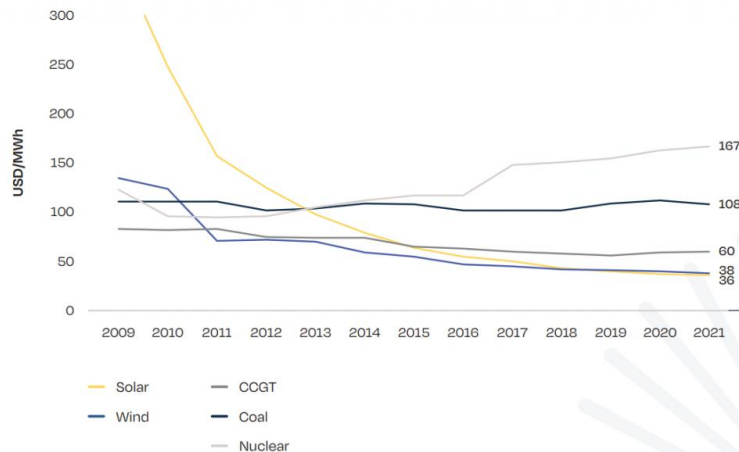


Ilustración 3. Comparación de costos de producción de energía 2009 - 2021. Tomado de [2]

Al analizar la distribución de la capacidad instalada de energía solar a nivel mundial, se observa que China y Estados Unidos lideran ampliamente en términos de participación. En el caso de la región latinoamericana, destacan países como Brasil, México y Chile, los cuales han mostrado un crecimiento significativo en la adopción de esta tecnología [2].

Por su parte, Colombia presenta aún un nivel de desarrollo más limitado en cuanto a capacidad solar instalada, lo que evidencia un importante potencial de crecimiento y una oportunidad para el aprovechamiento del recurso solar en el país.

Installed solar energy capacity, 2024

Cumulative installed solar capacity, measured in gigawatts (GW).

OurWorld
in Data

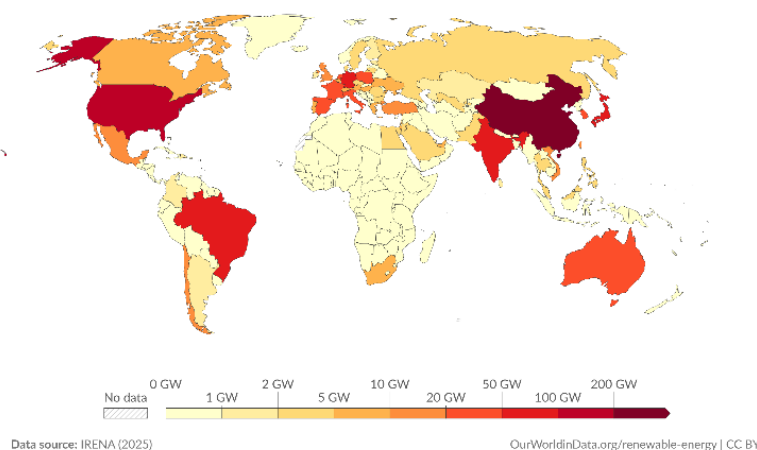


Ilustración 4. Mapa mundial con las capacidades de energía solar instalada. Tomado de [2]

Al analizar la generación de energía eléctrica a nivel mundial por fuente, se observa un panorama menos favorable para la energía solar en comparación con la capacidad instalada. Para el año 2024, la demanda eléctrica global se estima en aproximadamente 30.931 TWh, de los cuales cerca de 2.143 TWh

fueron generados a partir de energía solar, lo que representa únicamente un 6,93 % del total. En contraste, las fuentes basadas en combustibles fósiles dominan la matriz energética, con una generación aproximada de 18.276 TWh anuales, equivalente al 59,09 % de la demanda mundial. Como se observa en la ilustración, la demanda energética global ha mostrado una tendencia creciente a lo largo de los años, siendo los combustibles fósiles la principal fuente de generación.

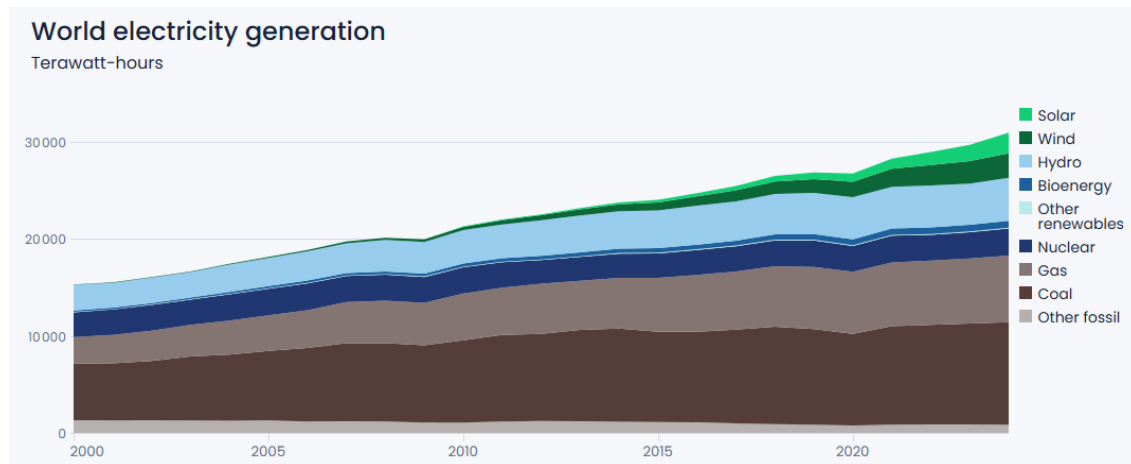


Ilustración 5. Mix energético mundial 2000 - 2024 Tomado de [1]

Este escenario pone de manifiesto la necesidad de impulsar la transición energética hacia fuentes renovables. El desarrollo de proyectos fotovoltaicos eficientes representa una estrategia clave para incrementar la participación de la energía solar y aprovechar de manera sostenible el recurso disponible, sobre todo en países donde se tiene poco impacto de la generación solar.

1.1.2 Generación Solar en Colombia

El sistema eléctrico colombiano se ha caracterizado históricamente por una alta participación de fuentes hidráulicas dentro de su matriz energética. De acuerdo con la planeación y operación del sistema realizada por entidades como la UPME y el operador del mercado XM, durante el año 2024 la demanda nacional registro un total de 83,264 GWh, de los cuales la generación hidroeléctrica representó aproximadamente el 65,5 % de la energía eléctrica producida en el país, alcanzando un valor de 54.500 GWh durante ese año [4].

Respecto a la generación solar, durante el año 2024 se registró que aportó 3.296 MWh, los que equivalen a un 3.96% de la demanda anual.

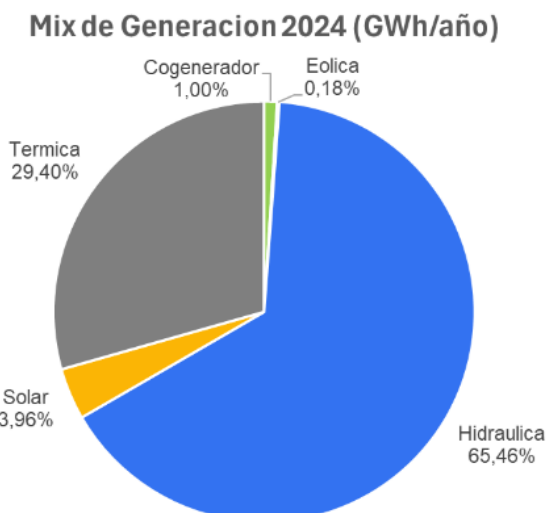


Ilustración 6. Participación del mix de generación eléctrica en Colombia – año 2024. Tomado de [4]

Sin embargo, esta alta dependencia de la generación hidráulica ha generado una vulnerabilidad estructural del Sistema Interconectado Nacional (SIN) frente a fenómenos climáticos, especialmente durante episodios prolongados del fenómeno de El Niño, en los cuales se reducen significativamente los aportes hídricos a los embalses.

Durante estos escenarios, el sistema eléctrico colombiano se ve obligado a incrementar la participación de la generación térmica, la cual cuenta con una capacidad instalada aproximada de 6.070,8 MW, equivalente a cerca del 29 % de la capacidad instalada total del país, mientras que las fuentes de energía solar representan apenas alrededor del 6.25 %, equivalentes a 1.300 MW. [4]

Tabla 1. Capacidad efectiva neta instalada del Sistema Interconectado Nacional por tipo de combustible (2024). Adaptado de [4]

TIPO	Capacidad Instalada (MW)	%
Hidroeléctrico	13.220	63,53%
Gas	3.133	15,06%
Carbon	1.654	7,95%
Solar	1.300	6,25%
ACPM	903	4,34%
Combustóleo	266	1,28%
Bagazo	200	0,96%
GLP	52	0,25%
JET-A1	50	0,24%
Eólico	18	0,09%
Biogás	11	0,05%
Total	20.810	100,00%

Esta situación conlleva un aumento de los costos marginales de operación, un incremento en las emisiones de CO₂ del sector eléctrico y una mayor exposición al riesgo de desabastecimiento energético, particularmente en períodos de estrés hidrológico prolongado.

En respuesta a estos desafíos, Colombia ha promovido en los últimos años la incorporación de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), particularmente la energía solar fotovoltaica. Si bien su aporte al suministro eléctrico nacional aún es limitado, esta tecnología ha permitido avanzar en la diversificación del mix energético y presenta una tendencia creciente de participación en la matriz eléctrica nacional. [5]

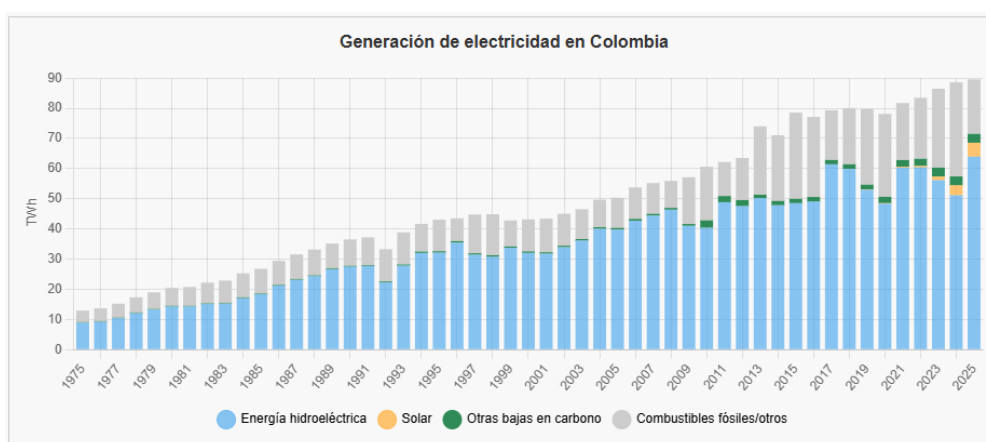


Ilustración 7. Evolución histórica de la generación de electricidad en Colombia por fuente tecnológica (1975–2024). Tomado de [5]

En la gráfica se puede observar como a partir del año 2023 se ha tenido generación fotovoltaica, y como está aumentando en los últimos 3 años de los que se tiene registro. Por lo tanto, la energía solar tiene una oportunidad de afectar positivamente el mix energético colombiano, reduciendo la generación a base de combustibles fósiles, sobre todo cuando el recurso hídrico se vuelve escaso.

1.1.3 Capacidad óptima de un proyecto en Colombia

En Colombia, el diseño de proyectos fotovoltaicos con capacidades inferiores a 30 MW se basa en los parámetros regulatorios, técnicos y económicos establecidos en las normativas vigentes, así como en investigaciones recientes sobre el sector energético. Desde una perspectiva legal, la Ley 1715 de 2014 y la Ley 2099 de 2021 fomentan las FNCER, creando un marco distinguido para proyectos solares. Destaca entre ellos la clasificación de proyectos ≤ 30 MW como generación distribuida, lo que corresponde a procesos de conexión más sencillos y menos implicaciones regulatorias que los proyectos de mayor capacidad conectados al Sistema de Transmisión Nacional (STN). [6]

Además, con respecto a regulaciones como la CREG 030 de 2018 y la CREG 015 de 2018, la Comisión de Regulación de Energía y Gas regula con mayor detalle que para proyectos más pequeños existe acceso a esquemas de conexión más ágiles en el Sistema de Transmisión Regional (STR) o canales de distribución local. Esto reduce el tiempo necesario para obtener licencias y el costo de los estudios eléctricos, permisos ambientales y estado de conexión para proyectos solares en etapa temprana, necesarios para su efectividad. [7]

Desde un punto de vista financiero, la Unidad de Planeación Minero-Energética y la Agencia Internacional de Energías Renovables enfatizan que cuanto menor es el tamaño del proyecto, menor es el costo de entrada (CAPEX) y, por lo tanto, más barato es financiar un proyecto, y mejores son las posibilidades de bancabilidad. Esta reducción de escala es ventajosa en mercados emergentes como Colombia, donde la estructura de los contratos PPA aún se está consolidando [8], donde la estructuración de contratos PPA, la diversificación de riesgos y una adaptación más efectiva a las condiciones cambiantes del mercado son posibles en respuesta.

Así, el desarrollo de proyectos solares por debajo de 30 MW en Colombia tiene una estrategia óptima para maximizar las ventajas regulatorias, minimizar los riesgos financieros y ajustarse dinámicamente a las condiciones técnicas del sistema eléctrico local, lo que explica su gran participación en el mercado actual.

1.2 Objetivos del proyecto

1.2.1 Objetivo General

Evaluar la factibilidad técnica, económica y ambiental para la implementación de un sistema de energía fotovoltaica en Colombia, con el fin de contribuir a un suministro energético sostenible, eficiente y competitivo, alineado con las condiciones del Sistema Interconectado Nacional.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Determinar la viabilidad técnica del sistema fotovoltaico, incluyendo el dimensionamiento de los componentes principales (paneles, inversores)
- Evaluar la factibilidad económica del proyecto mediante indicadores financieros como el VAN (Valor Actual Neto), TIR (Tasa Interna de Retorno) y periodo de recuperación de la inversión.
- Analizar el potencial del recurso solar disponible en la zona de estudio mediante datos radiación solar y condiciones climáticas.
- Analizar el marco normativo y regulatorio colombiano aplicable a la generación de energía fotovoltaica.
- Identificar el impacto ambiental del sistema fotovoltaico y su contribución a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

1.3 Estructura del proyecto

- **Alcance y limitaciones del estudio**
Define el alcance técnico, económico y temporal del proyecto, así como las principales hipótesis adoptadas y las limitaciones del análisis realizadas durante el desarrollo del estudio.
- **Selección del emplazamiento del proyecto**
Analiza y selecciona la ubicación óptima del parque fotovoltaico considerando el recurso solar disponible, las restricciones del sistema eléctrico, la cercanía a la demanda y el valor del suelo.
- **Estudio de interconexión al Sistema Interconectado Nacional (Anexo)**
Analiza las alternativas de conexión del proyecto al sistema eléctrico, incluyendo el punto de conexión, el interruptor de enlace, la subestación asociada y las líneas de transmisión requeridas, evaluando criterios técnicos y operativos.
- **Diseño del parque solar fotovoltaico**
Describe la configuración técnica del parque fotovoltaico, la selección de equipos principales y la estimación de la producción energética anual del proyecto.
- **Ingeniería del proyecto**
Desarrolla la ingeniería básica del proyecto, incluyendo obra civil, obra electromecánica (en baja, media y alta tensión), subestación y conexión al Sistema Interconectado Nacional.
- **Marco normativo y regulatorio (Anexo)**
Analiza la normativa y regulación aplicable al desarrollo de proyectos fotovoltaicos, incluyendo requisitos de conexión y operación
- **Modelo de comercialización de energía y servicios**
Evalúa las alternativas de comercialización de la energía generada, tanto a través del mercado mayorista como mediante contratos bilaterales (PPA).
- **Análisis económico y financiero**
Estudia la viabilidad económica del proyecto mediante la estimación de CAPEX, OPEX, esquema de financiación y principales indicadores de rentabilidad.
- **Análisis de riesgos (Anexo)**
Identifica y evalúa los principales riesgos técnicos, regulatorios y financieros del proyecto, proponiendo estrategias de mitigación asociadas.
- **Impacto ambiental (Anexo) y energético**

Analiza los beneficios ambientales del proyecto, incluyendo la reducción de emisiones de CO₂ y su contribución a la diversificación y sostenibilidad del sistema energético.

- **Planificación del proyecto**

Cronograma de ejecución del proyecto, estableciendo los principales hitos y fases de desarrollo.

- **Conclusiones**

Resume los principales resultados del estudio y presenta conclusiones técnicas, económicas y regulatorias, junto con recomendaciones para futuros proyectos similares.

1.3.1 Anexos

- **Anexo 1:** Marco Normativo y Regulatorio
- **Anexo 2:** Análisis de Riesgos
- **Anexo 3:** Impacto Ambiental
- **Anexo 4:** Evaluación de conexión eléctrica al SIN
- **Anexo 5:** Estructura del mercado eléctrico y agentes participantes
- **Anexo 6:** Análisis de Variantes Equipos
- **Anexo 7:** Fichas Técnicas Equipos y Materiales Principales
- **Anexo 8:** Simulación Diseño PVsyst
- **Anexo 9:** Planos
- **Anexo 10:** Diagrama de Gantt
- **Anexo 11A:** Análisis Financiero PPA
- **Anexo 11B:** Análisis Financiero SPOT
- **Anexo 12:** CAPEX y OPEX
- **Anexo 13:** Demanda Energética Colombia
- **Anexo 14:** Modelo de Comercialización Energética

Capítulo 2. Marco Teórico

2.1 Plantas solares de utility-scale.

La energía solar utility-scale se refiere a plantas fotovoltaicas de gran tamaño que producen electricidad a utility-scale, la cual puede ser inyectada en la red eléctrica para ser distribuida a los consumidores finales. Estas instalaciones a menudo existen bajo acuerdos de compra de energía con compañías eléctricas o grandes consumidores. La Administración de Información Energética (EIA) define la escala industrial como la de una planta con una capacidad instalada igual o superior a 1 MW. [9].

Los ahorros en costos tecnológicos y la demanda de fuentes de energía que puedan proporcionar electricidad han sido un motor importante para el desarrollo y aumento de proyectos de la variedad descrita en el artículo. Según la EIA, el uso de energía solar se ha convertido en una de las mayores fuentes primarias de nueva capacidad de generación de electricidad y en ocasiones incluso ha superado el uso de tecnologías de gas natural o eólicas. Aunque estas instalaciones tienen las mismas tecnologías que las de los hogares debido a la operación a utility-scale, la alta generación de unidades puede lograrse a menor costo [9].



Ilustración 8. Planta Solar de utility-scale. Tomado de [9]

Los siguientes son componentes esenciales de una planta fotovoltaica industrial.

2.1.1 Panel Solar

Los paneles solares, o módulos fotovoltaicos, son unidades compuestas de materiales fotovoltaicos que se convierten en energía eléctrica para calefacción y refrigeración utilizando la luz solar. Están compuestos por una estructura

rectangular con la integración de células solares, la unidad de generación más simple, que miden varios centímetros cuadrados.

Están interconectadas y cubiertas con una membrana protectora, generalmente de un material polimérico como EVA (acetato de etileno-vinilo). Además de permitir el flujo de radiación solar a las células necesarias para la generación de electricidad, este material tiene buena resistencia a condiciones ambientales adversas y altas temperaturas, lo que contribuye a la protección y durabilidad del módulo [10].

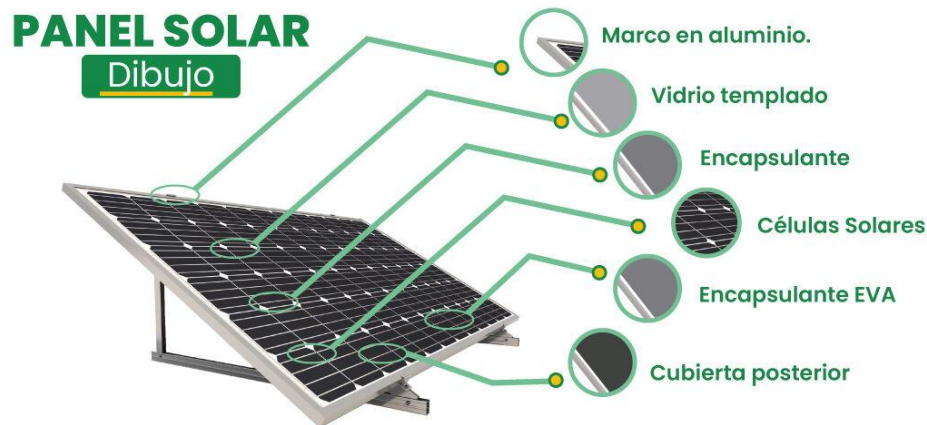


Ilustración 9. Panel solar y sus partes. Tomado de [11]

Un panel solar está compuesto por un número de células solares conectadas que recogen energía de la luz solar y la convierten en energía eléctrica mediante acción fotovoltaica. Absorben fotones de luz y proporcionan corriente continua (DC), que es transportada por el módulo fotovoltaico al resto del circuito.

Esta energía puede ser manejada de varias maneras dependiendo de la configuración del sistema: un inversor en instalaciones conectadas a la red convierte la corriente continua en corriente alterna (AC) para su uso o inyección en la red eléctrica; en sistemas autónomos o híbridos, el control de la energía puede realizarse a través de controladores de carga y almacenarse en baterías antes de ser consumida. Aquí, los módulos fotovoltaicos representan el componente básico de producción de energía en los sistemas solares [12].

Las células solares son dispositivos no mecánicos compuestos de semiconductores de silicio como el silicio cristalino, un material que convierte directamente la radiación solar en electricidad en su forma electrónica original utilizando el efecto fotovoltaico. Cuando la luz solar incide en la célula, los fotones pueden ser reflejados, pasar a través del material o ser absorbidos.

Esa energía de los fotones absorbidos transferida a los electrones del semiconductor genera portadores de electrones libres hacia la región donde se utiliza, creando una diferencia de potencial eléctrico y provocando una diferencia de cargas. Este desplazamiento de cargas permite que la corriente eléctrica fluya a través de la célula cuando se carga a un circuito externo. Dado que la generación de electricidad no proviene del calor, sino de la radiación solar, deben

entenderse los efectos de las altas temperaturas en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos [12].

Inside a photovoltaic cell

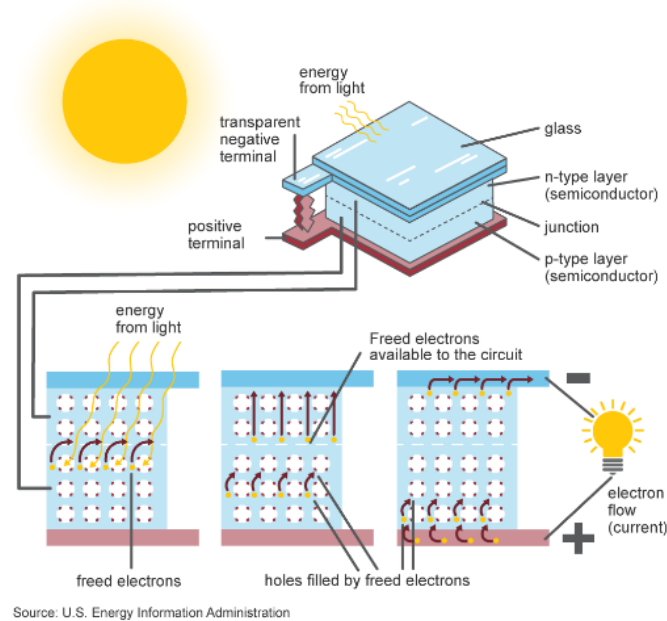


Ilustración 10. Funcionamiento de una célula solar. Tomado de [12]

2.1.2 Estructura de soporte

Un sistema de soporte fotovoltaico montado en el suelo se presenta como una solución adecuada para soportar un sistema fotovoltaico cuando el proyecto requiere una escala sustancial de flexibilidad, especialmente en cuanto a orientación, inclinación y flexibilidad en términos de escala. Tales estructuras son las más utilizadas en las plantas de energía y también en sistemas industriales, agrícolas y residenciales, así como en sistemas domésticos en terrenos que pueden servir como un caso de uso adecuado para la construcción, y se utilizan en grandes sistemas fotovoltaicos

Cada una de estas configuraciones tiene sus condiciones técnicas particulares en función del paisaje, las condiciones del sitio y las necesidades del proyecto. Las estructuras solares hincadas se basan en perfiles metálicos que se introducen directamente en el suelo mediante un ensamblaje de pilotes diseñado y no requieren material de construcción de cimentación. Esta es una solución popular debido a su rápida realización y facilidad de montaje [13].



Ilustración 11. Estructura incada para la instalación de módulos solares. Tomado de [13]

Sus características distintivas incluyen anclaje al suelo, estructura mucho más ligera y menos obras civiles para una instalación más rápida. Estas son particularmente adecuadas para trabajos EPC (Ingeniería, Adquisiciones y Construcción) y aquellos de escala de tamaño de utilidad, cuya duración y costo son una prioridad. [13].

2.1.3 Cableado DC

El cable fotovoltaico es una forma de conductor eléctrico destinado, por ejemplo, a un sistema fotovoltaico para transportar corriente eléctrica desde los módulos y a otras partes del sistema, como cajas combinadoras, inversores o almacenamiento. La mayoría de estos son cables de un solo conductor, que están cableados para operar en ambientes hostiles.

En términos regulatorios, estos cables deben cumplir con regulaciones como el estándar UL 4703 de EE. UU., que establece normas sobre algo similar al tipo de conductor, niveles de voltaje, tipo de material de aislamiento y condiciones de operación en todo momento de los conductores. Los cables fotovoltaicos suelen estar aislados por XLPE o EPR y vienen en una gama de voltajes (600 V, 1 kV y hasta 2 kV), por lo que son buenos para sistemas de mayor potencial [14].



Ilustración 12 Cable solar. Tomado de [15]

Su resistencia a efectos ambientales extremos como la irradiación solar, altas temperaturas y humedad es probablemente la más fuerte, asegurando que sean adecuados para instalaciones al aire libre. Además, también pueden ser enterrados directamente, pero operan a temperaturas más altas que otros tipos de cables convencionales como el tipo USE-2 [14].

2.1.4 Inversor

Un inversor solar es un dispositivo que convierte la corriente continua (CC) generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna (CA), que es utilizada por equipos eléctricos o inyectada en la red. La tecnología de inversores tiene varias formas, tamaños y aplicaciones [16]. El proyecto aprovecha los inversores de utility-scale (los llamados inversores centrales) para plantas fotovoltaicas de alta potencia. Un inversor opera conduciendo corriente continua a una señal alterna mediante una conversión electrónica a través de dispositivos semiconductores de potencia.

Estos elementos cambian rápidamente la señal de entrada, produciendo una onda alterna a medida que se induce la inversión periódica de la polaridad de la corriente. Posteriormente, se debe adquirir una señal sinusoidal con características de voltaje y frecuencia a través de sistemas de filtrado y control para usar o inyectar la señal en la red eléctrica [16].



Ilustración 13. Inversor central de la marca SUNGROW. Tomado de [17]

Los inversores fotovoltaicos centrales son hardware de alta potencia desarrollados que pueden emplearse en grandes instalaciones solares. Múltiples arreglos fotovoltaicos se procesan en miles de módulos cada uno en un solo sistema de conversión para procesar una gran cantidad de energía.

En segundo lugar, están cubiertos con elementos duraderos, que pueden sobrevivir en entornos físicos hostiles, permitiéndoles funcionar económicamente a niveles de energía en el rango de megavatios. También incluyen sofisticados sistemas electrónicos, que estabilizan la señal de salida, y sistemas de monitoreo continuo que ayudan a supervisar el rendimiento del sistema en línea con las necesidades de operación de la red [18].

Económicamente, los inversores centrales son una opción rentable para proyectos de producción a utility-scale. Debido a que a medida que la capacidad del sistema se expande, el costo de la energía por unidad de electricidad disminuye, son altamente atractivos especialmente para instalaciones de plantas fotovoltaicas a utility-scale. Además, los costos de instalación y mantenimiento suelen ser más bajos en comparación con otros arreglos, lo que lleva a una mayor rentabilidad del proyecto durante su vida útil [18] .

2.1.5 Transformador Elevador

Los transformadores elevadores son dispositivos eléctricos que aumentan el nivel de voltaje de la energía eléctrica por encima de un cierto nivel debido a la inducción electromagnética. Su modo principal de operación depende de la conexión de los devanados primario y secundario: más vueltas en uno conducen a un voltaje más alto que la entrada. Se emplean principalmente en la transmisión de energía eléctrica a larga distancia, lo que al aumentar el voltaje disminuye la corriente, reduce las pérdidas por efecto Joule y, por lo tanto, la eficiencia de los sistemas [19].



Ilustración 14. Transformador elevador de tensión. Tomado de [20]

Estos transformadores, por ejemplo, se han utilizado en plantas de generación con unidades fotovoltaicas para aumentar el voltaje generado, a energía que puede ser transportada y conectada a la red eléctrica. Esto no solo permite una mejor transmisión, sino que reduce el tamaño del conductor y el costo de la infraestructura [19].

2.1.6 Conductores de media tensión

El conductor de media tensión está diseñado para transferir energía desde subestaciones a centros de transformación (transformadores) con voltaje de potencia variable que oscila entre 1 kV y 36 kV. Están diseñados para cumplir con los estándares internacionales más exigentes que han sido adoptados como estándares de seguridad, fiabilidad y buen rendimiento bajo condiciones operativas altas.

El cable de media tensión consta de muchas capas, en el centro de la estructura hay un conductor que consiste principalmente en cobre o aluminio y es esencial para conducir la corriente eléctrica. Se aplica una pantalla semiconductora interna para suavizar el área y distribuir mejor la energía. Luego, la capa de aislamiento es esencial para mantener el voltaje (incluyendo el uso de XLPE o EPR). [21].



Ilustración 15. Conductor de media tensión. Tomado de [22]

Para todo el aislamiento, se coloca una pantalla semiconductora externa encima; se incorpora una pantalla metálica (más a menudo de cobre), que puede controlar el campo eléctrico y garantizar la seguridad del sistema. Se pueden incluir otros dispositivos como barreras de humedad, cubiertas internas y protección mecánica de armaduras metálicas, dependiendo del tipo de cable.

Por último, el cable tiene una cubierta externa sobre la cual está protegido contra los efectos dañinos de agentes mecánicos, químicos y ambientales, preservando la resistencia del cable incluso en el entorno abierto, bajo la atmósfera terrestre, en el agua y el viento. Este plan de múltiples capas permite que los cables de media tensión operen de manera segura y precisa en los sistemas de cableado contemporáneos [21].

2.2 Radiación Solar

La energía solar es una radiación de múltiples longitudes de onda, que es visible como luz blanca o amarilla en lo que respecta a nuestros ojos. Esta energía no se dirige completamente a los cuerpos en el espacio, sino que se transmite a lo largo de una distancia de luz solar, y su densidad de potencia disminuye con la distancia. La irradiancia solar es la potencia por unidad de área incidente en una superficie, y para la Tierra depende de la geometría, como la distancia al sol y sus características.

La diferencia en términos de distribución espacial puede no ser tan sencilla, como con la separación entre el sol y la tierra. Fuera de la atmósfera terrestre, el valor de la irradiancia solar es la constante solar y es casi constante (aproximadamente $= 1,366 \text{ W/m}^2$) que podría referirse como una constante en condiciones estándar como masa de aire cero (AM0) [23].

Para aplicaciones fotovoltaicas, las diferencias de este valor son pequeñas, y la irradiancia solar estimada puede asumirse como constante, lo que permite el análisis del rendimiento del sistema solar y permite los cálculos de este.



Ilustración 16. Componentes de la radiación solar. Tomado de [24]

2.2.1 GHI (Global Horizontal Irradiance)

La Irradiancia Global Horizontal (GHI) es la cantidad total de radiación solar que incide en una superficie horizontal en la superficie de la Tierra. La radiación solar directa y la radiación atmosférica difusa están incluidas en esta magnitud [25].

A pesar de no haber mediciones directas, el GHI puede calcularse a través de sus dos partes principales, a saber, la irradiancia normal directa (DNI) y la irradiancia horizontal difusa (DHI), mediante correspondencias matemáticas. De manera similar, en algunos sistemas fotovoltaicos, el GHI medido puede utilizarse como base para modelos que permiten estimar otros componentes de la radiación solar, permitiendo el análisis del recurso solar [25].

2.2.2 DHI (Diffuse Horizontal Irradiance)

La Irradiancia Horizontal Difusa (DHI) es la porción de la radiación solar que alcanza una superficie horizontal después de dispersarse en la atmósfera y no se deriva directamente del disco solar. Este elemento es parte del GHI, excluyendo la radiación directa. En ausencia de mediciones directas, la irradiancia difusa puede estimarse utilizando modelos basados en otros componentes de la radiación solar, como la irradiancia global horizontal [26].

2.2.3 DNI (Direct Normal Irradiance)

La Irradiancia Normal Directa (DNI) es la radiación solar que llega directa o perpendicularmente a la superficie solar (independientemente del efecto de la radiación difusa). Es una herramienta básica para evaluar sistemas fotovoltaicos y otros tipos de tecnologías solares. En ausencia de mediciones directas, el DNI puede estimarse a partir de otros componentes de la radiación solar: la irradiancia global horizontal (GHI) y la irradiancia difusa (DHI), con modelos matemáticos ampliamente utilizados, incluidos los modelos DISC y DIRINT [27].

Capítulo 3. Alcance y limitaciones del estudio

3.1 Alcance general

Este documento se refiere al desarrollo conceptual e ingeniería a nivel del parque solar fotovoltaico de 30 MWac ubicado en la zona norte de Colombia, conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN), para la provisión de servicios auxiliares de reserva de frecuencia primaria y secundaria.

3.1.1 Alcance técnico

El alcance técnico incluirá:

- **Estudio y selección del emplazamiento.**

Una primera fase del análisis técnico evaluará la idoneidad de la ubicación para la fundación del parque fotovoltaico. El recurso solar existente en el norte de Colombia, por ejemplo, la irradiación horizontal global (GHI), la irradiación normal directa (DNI) y la temperatura media anual, se analizarán en la evaluación de las ubicaciones potenciales para fuentes de energía.

También se considerará la red eléctrica actual de la región, especialmente la red de transmisión y subtransmisión, para encontrar formas de conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) según las especificaciones del nivel de voltaje, la capacidad disponible y la distancia desde el sitio propuesto

- **Diseño eléctrico del parque fotovoltaico.**

Se preparará el primer diseño eléctrico del parque solar (entendido utilizando el software de simulación PVsyst de propósito especial) para ajustar el diseño técnico de la planta y estimar el rendimiento energético del proceso. Los módulos e inversores más adecuados para el proyecto fotovoltaico, aquellos que reflejan eficiencia, fiabilidad y compatibilidad técnica, se elegirán basándose en los datos climáticos y el sitio elegido.

De igual manera, se justificará la elección del sistema de soporte estructural, incluyendo la evaluación técnica para la implementación basada en el nivel de disponibilidad de estructuras fijas. Se especificará el diseño eléctrico del generador fotovoltaico, incluyendo el número de Strings, la potencia instalada en corriente continua (DC), el número y potencia de los inversores, y la relación DC/AC adoptada.

Asimismo, se aproximarán primero las pérdidas de energía en el lado DC, y finalmente se determinará la generación de energía anual esperada junto con estadísticas de rendimiento como el Ratio de Rendimiento (PR).

- **Evaluación de interconexión al Sistema Interconectado Nacional Colombiano.**

Se ejecutará la evaluación preliminar de la integración del proyecto con el Sistema Interconectado Nacional (SIN), determinando el nivel de voltaje óptimo para la conexión, considerando la capacidad del parque fotovoltaico, así como las características disponibles de la red en esa área.

El análisis preliminar incluirá la preparación de un diagrama unifilar conceptual para explicar la configuración general de la conexión, incluyendo la subestación elevadora, los transformadores principales y la conexión a la red de transmisión o subtransmisión.

- **Diseño electromecánico.**

Se desarrollará el diseño electromecánico preliminar del proyecto, enfocándose principalmente en las configuraciones generales de la subestación elevadora y la definición conceptual del equipo principal para la evacuación de energía. Esto también implicará la selección preliminar de transformadores de potencia y celdas de media tensión, instrumentos de conmutación y disposición básica de la estructura de barras según lo determinado por el voltaje de interconexión.

Además, se desarrollará un plan conceptual para un sistema de protección eléctrica, que incluirá esquemas de diseño de protección para transformadores, líneas y equipo principal, y también se enfocará en los criterios generales de coordinación y selectividad. Esto se limita a un nivel de ingeniería básica y no incluye estudios detallados de coordinación de protección o configuraciones definitivas de relés.

- **Diseño de obra civil.**

Se diseñarán primero las obras civiles requeridas para la implementación del proyecto, que incluirán la adaptación del terreno, el acceso interno al proyecto, la disposición de plataformas para la instalación de módulos fotovoltaicos, las fundaciones de las estructuras y equipos, así como las áreas planificadas para la subestación. Dicha estrategia se tomará de la información cartográfica y los datos generales disponibles en el sitio seleccionado.

Esta sección se limita a un alcance conceptual y tampoco habrá estudio topográfico, análisis geotécnico o diseño estructural ya que estos estudios incluirían campañas de campo y requerirían mayores gastos, que no están disponibles dentro de los límites de nuestro estudio.

3.1.2 Alcance económico del proyecto

- **CAPEX**

Se prepara una estimación de inversión inicial (CAPEX) para la realización del proyecto basada en los elementos primarios del parque fotovoltaico.

Esta estimación incluye costos de suministro e instalación de módulos fotovoltaicos, inversores, estructuras de soporte, sistema de almacenamiento de baterías, subestación elevadora, infraestructura eléctrica interna, obras civiles, ingeniería, gestión de proyectos, conexión a la red y asignación de contingencias. El estudio está a nivel conceptual y de ingeniería básica, lo que significa que calculará valores a partir de cotizaciones de mercado, bases de datos sectoriales y comparación de proyectos similares.

- **OPEX**

Se estimarán los costos de operación y mantenimiento del proyecto (OPEX) durante la vida útil del proyecto, que incluyen el mantenimiento preventivo y correctivo necesario, monitoreo y supervisión, reemplazo de componentes clave, costos de seguros, costos de administración, costos de uso de la red y gastos operativos.

- **Modelo financiero y evaluación de rentabilidad**

Se preparará un modelo financiero fácilmente comprensible para evaluar si el proyecto pudiese posiblemente ser costado económicamente como resultado del proyecto en al menos un patrón de ingresos. El análisis incluirá la venta de la energía en el mercado mayorista, así como contratos bilaterales (PPA).

Basado en este modelo, se calcularán los aspectos financieros clave como el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el período de recuperación y el Costo Nivelado de Energía (LCOE) y se podrá comparar la sensibilidad del proyecto con parámetros vitales como el precio de la energía, el gasto de capital y las provisiones de financiamiento.

- **Estructura de financiación**

Se recomendará una estructura de financiamiento basada en Project Finance, con una opción para que se forme una Compañía Vehículo de Proyecto (SPV) como la entidad que proporciona respaldo financiero para la construcción y operación del activo. Se evaluará para las condiciones de mercado típicas de proyectos de energía renovable en Colombia.

En cambio, esta sección es un análisis conceptual que evalúa la bancabilidad y el atractivo de la viabilidad del proyecto para los inversores, y el alcance de esta no es exhaustivo en cuanto a negociaciones tangibles o una configuración contractual final.

3.2 Límites del trabajo

El presente Trabajo Fin de Máster se desarrolla a nivel de ingeniería conceptual y de ingeniería básica a un nivel tanto académico como por razones técnico-económicas básicas. Por lo tanto, el estudio no considera los elementos típicos en una etapa de ingeniería detallada o pasos esenciales para la implementación práctica del proyecto, es decir, políticas formales o procesos regulatorios o estudios de campo relevantes, o negociaciones contractuales vinculantes.

Las estimaciones técnicas y económicas se basan en cifras públicas, datos de mercado y suposiciones razonables para proyectos similares y los resultados deben considerarse una estimación preliminar destinada a evaluar la viabilidad general del proyecto. El proyecto carece de cualquier otro trabajo de ingeniería detallada.

Capítulo 4. Selección del emplazamiento del proyecto

4.1 Recurso solar

En consideración al análisis inicial del sitio, se aplicó el concepto de un Cinturón Solar. Este es una franja geográfica del planeta que describe los niveles anuales más altos y constantes de radiación solar y se tiene en cuenta en el campo de la energía. Esta zona se encuentra principalmente entre los Trópicos de Cáncer y Capricornio, aproximadamente en la dirección de $\pm 35^\circ$ de latitud norte y sur [28].

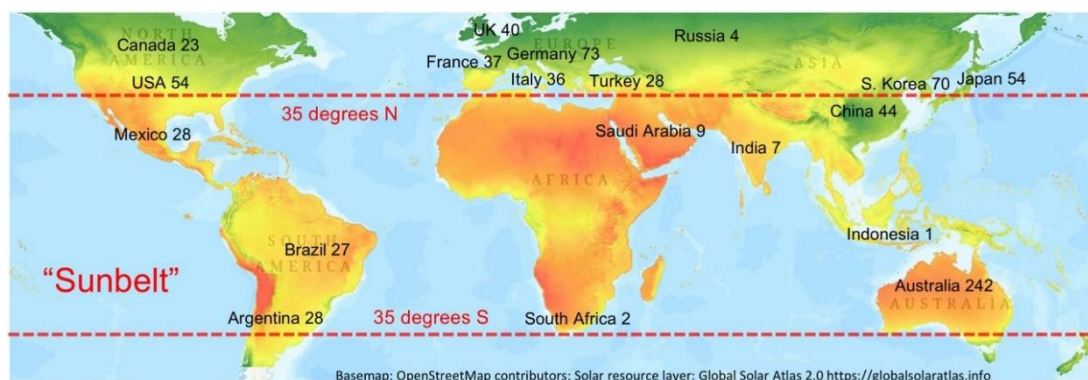


Ilustración 17. Cinturón Solar. Tomado de [29]

El Cinturón Solar reúne regiones de América Latina, África, Medio Oriente, Asia del Sur y Australia con los mejores recursos solares del planeta. Por eso se consideran zonas clave para proyectos fotovoltaicos y térmicos, y puntos estratégicos en la transición hacia energías renovables. [30].

Colombia se encuentra en la zona del Cinturón Solar y disfruta de condiciones de irradiación adecuadas año tras año, y esto es particularmente importante en La Guajira y la costa Caribe. Colombia fue considerada el lugar de inicio para el estudio debido a la sólida experiencia del equipo en el desarrollo de proyectos energéticos en el país y debido al actual estado de transición energética donde se han introducido fuentes de energía renovable en el contexto de la creciente demanda de electricidad en Colombia, donde está aumentando en importancia con el tiempo.

4.2 Colombia

4.2.1 Geografía

Con una superficie continental aproximada de 1,141,748 km², Colombia tiene extensas regiones marítimas en el Mar Caribe y en el Océano Pacífico. Como resultado de su posición geográfica cerca del ecuador, el clima y la geografía del país muestran una notable diversidad. El terreno de Colombia se caracteriza por

tres cordilleras andinas (Occidental, Central y Oriental), amplios valles interandinos, llanuras orientales y extensas áreas selváticas en el sur del país. [31]. Fisiográficamente, aunque aproximadamente el 67% del terreno es plano, alrededor del 70% de la población se concentra en las áreas montañosas de la región andina y la región Caribeña.



Ilustración 18. Mapa del relieve del territorio colombiano. Tomado de [32]

Como se puede ver en el mapa, el relieve montañoso se encuentra principalmente en el oeste y centro del país; el este y sur presentan extensas llanuras. Para evaluar la idoneidad de un proyecto solar, el estudio debe limitarse a baja complejidad topográfica en proximidad a los centros de demanda. En este sentido, el área norte de la nación, especialmente la zona Caribeña, constituye un área deseable debido a vastas áreas con pendientes bajas a moderadas junto con concentraciones de población más altas que en el sur amazónico. [33].

4.2.2 Recurso solar en Colombia

Basado en datos disponibles del Global Solar Atlas (el período 1999–2018), podemos ver que los valores diarios promedio en la irradiación horizontal global (GHI) para Colombia varían en promedio de 3.2 kWh/m²·día a 6.0 kWh/m²·día. Los valores más altos se ubican principalmente en la parte norte del país, la península de La Guajira y partes de la costa Caribeña como un área con promedios cercanos o superiores a 5.5–6.0 kWh/m²·día. Asimismo, algunas áreas interandinas producen niveles bastante altos debido a condiciones locales de menor nubosidad y mayor altitud [29]. A partir de estas cifras, la parte norte de Colombia sigue siendo el área de mayor interés para el desarrollo del proyecto debido a la alta irradiación solar.



Ilustración 19. Mapa de Irradiación Global Horizontal de Colombia. Tomado de [29]

4.2.3 Red de Transmisión

Colombia cuenta con el Sistema de Transmisión Nacional (STN), que es el eje principal para la transmisión de energía eléctrica de alta tensión. El STN está compuesto por aproximadamente 30,400 km de líneas de transmisión en niveles de voltaje que van desde 57.5 kV hasta 500 kV, siendo este último utilizado para el transporte de grandes bloques de energía a largas distancias. Permite la conexión de plantas de generación central a los centros de consumo, y la coordinación entre ellos, junto con la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), cuya administración y operación está a cargo de XM como operador del mercado y del sistema [34].

Del Mapa del STN, se concluye que la mayor densidad de infraestructura de transmisión se centra en la zona Andina, principalmente en el área central del país donde se encuentran las principales áreas de demanda eléctrica, así como la mayoría del parque de generación nacional. En contraste, las regiones de la Orinoquía y la Amazonía tienen menor cobertura y densidad de red debido a la baja densidad poblacional y la limitada infraestructura energética [35].

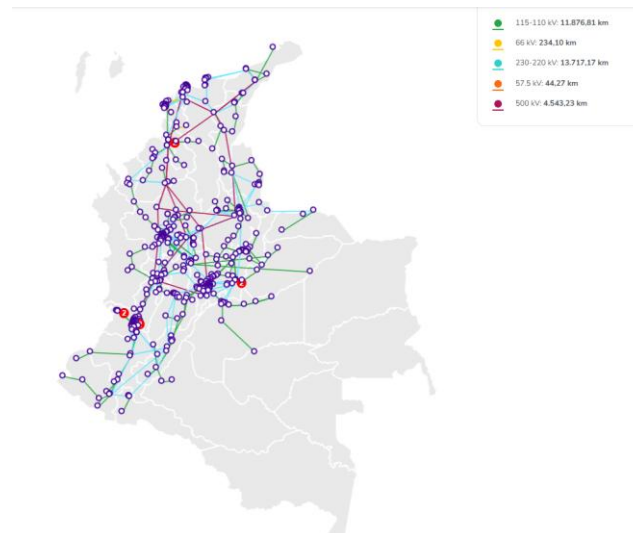


Ilustración 20. Mapa del Sistema de Transmisión Nacional Colombiano. Tomado de [36]

En la región Caribe, la red de transmisión se desarrolla de manera progresiva, con líneas a 220 kV y 500 kV. Esto es ventajoso para la integración de nuevos proyectos de generación renovable, particularmente la solar [36].

4.2.4 Selección del emplazamiento: Evaluación de la Región Caribe

Para la región Caribe colombiana, considerando los recursos solares, la geografía y la infraestructura eléctrica, el resultado sugiere condiciones favorables para el establecimiento de un proyecto solar fotovoltaico a utility-scale según estudios previos.

Esta área ofrece altos valores de irradiación horizontal global; la mayor parte de la topografía es mayormente plana (particularmente en sectores más amplios) y la infraestructura de transmisión ya está siendo reforzada e integrada en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)



Ilustración 21. Region Caribe, Colombia. Tomado de [37]

En esta área, los departamentos potenciales preliminares son Atlántico, Magdalena y La Guajira. Aunque La Guajira lidera en los valores de radiación solar del país, también ha enfrentado restricciones en cuanto a la evacuación de energía y los retrasos de las renovables que estaban relacionados con restricciones técnicas de la red y procesos sociales y de consulta previa con los pueblos indígenas, incluidos los Wayúu [38].

Estos factores han resultado en la suspensión, si no reprogramación, de varios proyectos energéticos en el departamento, introduciendo un nivel adicional de riesgo en términos de cronograma y viabilidad operativa [39].

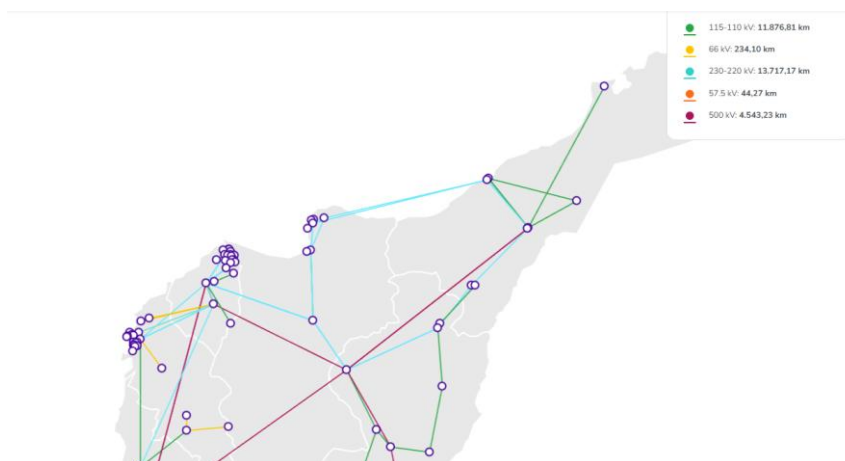


Ilustración 22. Mapa de sistema de transmisión de la Región Caribe de Colombia. Tomado de [36]

Un dato interesante para tener en cuenta es que, en contraste, el departamento del Atlántico ofrece más compensaciones entre aspectos técnicos y logísticos. Basado en el mapa STN, una mayor densidad de subestaciones y líneas de transmisión a niveles de 110 kV, 220 kV, e incluso la proximidad a infraestructuras de mayor tensión permiten la conexión puente de nuevos proyectos [36].

Además, Atlántico cuenta con una red vial consolidada, abundante industrialización y una población densa que se concentra en el área metropolitana de Barranquilla, lo que indica fortaleza en la demanda eléctrica (y provisión de servicios y demanda laboral). Dado que se necesita un plan holístico que incluya recursos solares, capacidad de conexión, desarrollo de infraestructura y viabilidad social, por lo tanto, elegimos el Departamento del Atlántico como área del proyecto.

4.3 Caracterización del Departamento del Atlántico

Está ubicado en la parte más septentrional de Colombia, región Caribe, y tiene a Barranquilla como su capital. Según información institucional del departamento, su área es de aproximadamente 3,300 km². En cuanto a limitaciones, Atlántico comparte fronteras con el mar Caribe al norte y noreste, el río Magdalena al este, y con el departamento de Bolívar al sur/suroeste,

proporcionando un posicionamiento estratégico en términos de logística y accesibilidad a corredores fluviales y costeros [40].

Tiene un relieve en su mayoría plano, con una altura promedio de menos de 100 m sobre el nivel del mar, por lo que es un área que permite el avance de la infraestructura energética y reduce los costos de obras civiles más grandes y complicadas [41] El clima es cálido tropical con una temperatura media anual en el rango de 25–29 °C y una marcada estación seca, lo que los hace óptimos para proyectos solares fotovoltaicos [42].

Además, el departamento se enfoca en el sector industrial y portuario en el área metropolitana de Barranquilla, lo que sugiere un gran nivel de demanda energética y una sofisticada red eléctrica interconectada con el Sistema Interconectado Nacional (SIN) [43]. Estas características hacen del Atlántico un área cuya importancia estratégica corresponde con el surgimiento de proyectos de generación renovable.

4.4 Selección de la zona potencial del emplazamiento.

4.4.1 Localización

La localización del proyecto se propone en las cercanías del corregimiento de Juan Mina, cerca la ciudad de Barranquilla en las siguientes coordenadas UTM: Zona 18P, X: 509.950, Y: 1.214.450

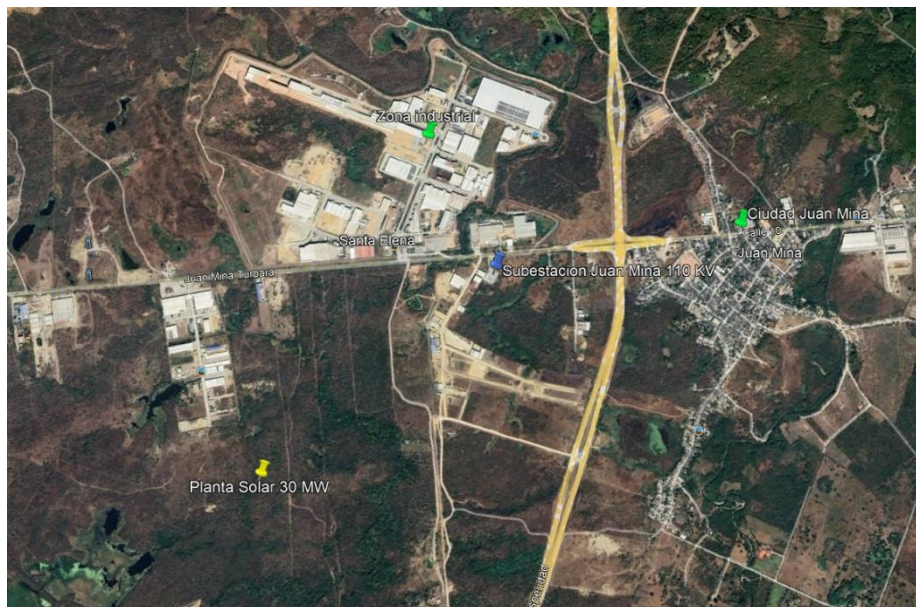


Ilustración 23. Ubicación de Planta Solar. Adaptado de [44]

La selección de la ubicación se alinea con tres factores técnicos clave. El primero es la alta disponibilidad solar en el área que caracteriza a las regiones del Caribe colombiano, cumpliendo así con una capacidad de generación eléctrica anual [29].

En segundo lugar, el sitio está cerca de la Subestación Juan Mina 110 kV, parte del Sistema de Transmisión Regional (STR), lo que facilita la viabilidad técnica de la conexión.

De estos, la potencia nominal para las demandas de media y baja tensión de la subestación Juan Mina es de 50 MVA, lo que muestra que una red eléctrica consolidada con capacidad de absorción de energía es factible en el entorno cercano. Los vértices que delimitan lo propuesto para el área propuesta se describen a continuación

En la zona P18 consta de un total de nueve vértices del área.



Ilustración 24. Área propuesta a ocupar. Adaptado de [44]

Tabla 2. Vértices del área geográfica a utilizar. Adaptado de [44]

Vértice	X_{utm}	Y_{utm}
P1	509.576	1.209.296
P2	509.876	1.209.280
P3	510.190	1.209.281
P4	510.686	1.209.412
P5	510.585	1.209.656
P6	510.445	1.209.908
P7	510.193	1.209.854
P8	509.889	1.209.674
P9	509.526	1.209.503

El área seleccionada para el emplazamiento presenta una superficie total de 46,6 hectáreas. Considerando referencias técnicas como las del National Renewable Energy Laboratory, que sitúan el requerimiento de terreno para plantas fotovoltaicas en suelo en un rango aproximado de 1 a 3,3 ha/MWp, a lo cual un valor común es de 1.5 ha/MWp, se verifica que la superficie disponible resulta adecuada. En efecto, bajo una configuración con estructuras fijas, el sitio permitiría la instalación de una capacidad del orden de 31 MWp [45].

$$1.5 \frac{ha}{MWp} \times 30 MWp = 45 ha$$

El área necesaria sería 45 hectáreas, por lo cual la ubicación y el espacio resultan adecuados.

4.4.2 Estudio del recurso solar

Para describir los recursos solares disponibles en la ubicación seleccionada, se obtuvieron datos de irradiación de tres bases de datos de referencia internacionales: PVGIS, NASA POWER y la Base de Datos Nacional de Radiación Solar (NSRDB).

De estas fuentes, se extrajeron valores de irradiación global horizontal (GHI), irradiación directa normal (DNI) e irradiación difusa (DHI), que corresponden a series climáticas a largo plazo.

Para el análisis del recurso solar se consideraron cinco años desde 2019 hasta 2023. Este período fue elegido porque el último año disponible en la base de datos PVGIS para el sitio analizado es 2023. Para mantener medidas consistentes al comparar las diferentes fuentes de datos de información incluidas en el análisis (PVGIS, NASA POWER y NSRDB), se utilizó el mismo período de tiempo para el análisis de todas las bases de datos consideradas.

PVGIS (Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica) es un instrumento producido por el Centro Común de Investigación de la Comisión Europea que se utiliza para estimar el recurso solar y la generación de energía de sistemas fotovoltaicos en bancos de datos meteorológicos a largo plazo. Ofrece información sobre irradiación solar, temperatura y generación fotovoltaica estimada para cualquier ubicación geográfica.

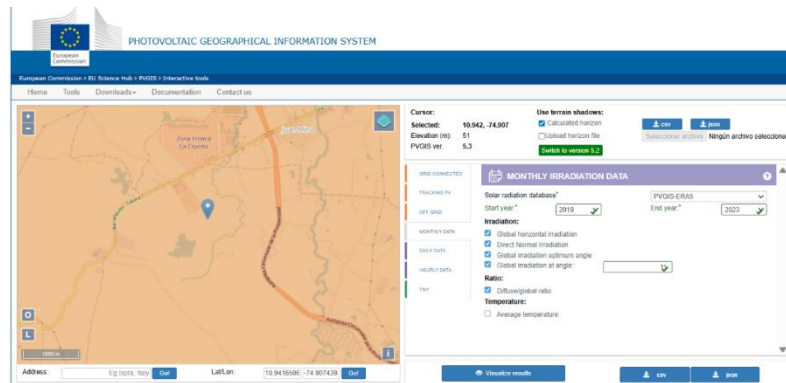


Ilustración 25. Sitio Web del PVGIS. Tomado de [46]

NASA POWER (Prediction Of Worldwide Energy Resources) es una base de datos meteorológica desarrollada por la Administración Nacional de Aeronáutica y del Espacio (NASA) que proporciona recursos meteorológicos para información climática y de radiación solar a partir de observaciones satelitales de la Tierra, así como modelos atmosféricos globales.

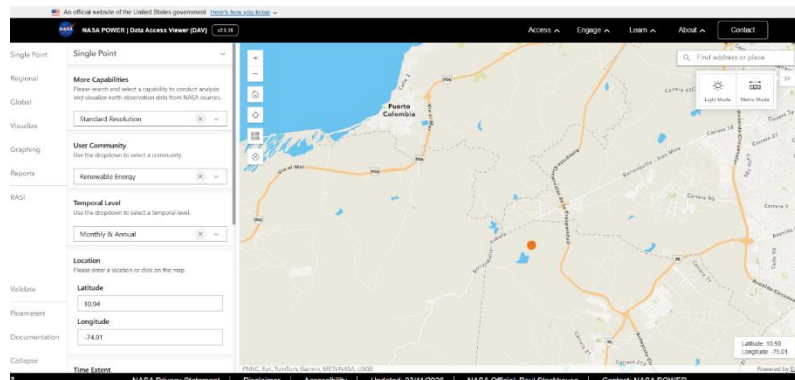


Ilustración 26. Interfaz de sitio web de base de datos meteorológicos de la NASA. Tomado de [47]

NSRDB es una base de datos de recursos solares establecida por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) en los Estados Unidos que registra información detallada sobre la radiación solar y aspectos meteorológicos relacionados para aplicaciones de suministro de energía.

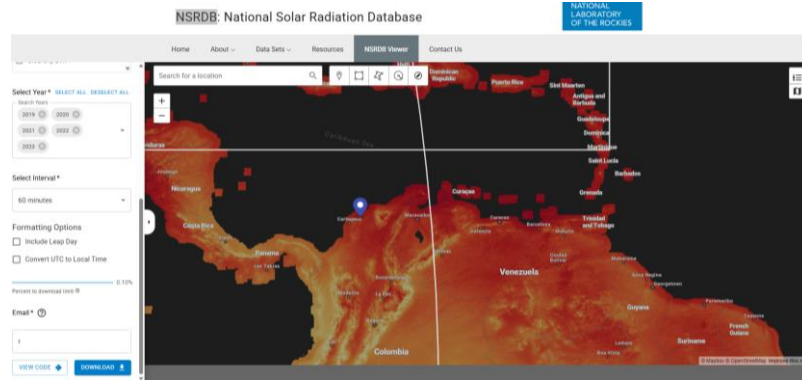


Ilustración 27. Interfaz de sitio web de base de datos meteorológicos de NREL. Tomado de [48]

Se presenta una comparación de los valores promedio de la irradiación horizontal global (GHI) y la irradiación horizontal difusa (DHI) para la ubicación propuesta en el departamento del Atlántico entre 2019 y 2023, con el fin de probar la consistencia de las bases de datos PVGIS, NASA POWER y NSRDB.

Tabla 3. Comparativa de los datos promedios de las tres fuentes de datos evaluadas para la irradiación horizontal Global (GHI) para el periodo 2019 - 2023

Mes	PVGIS	NASA	NSRDB
Enero	178,5	177,7	188,1
Febrero	180,3	176,7	184,5
Marzo	206,6	192,6	205,9
Abril	186,1	169,5	178,4
Mayo	178,0	165,3	168,4
Junio	167,0	159,2	162,2
Julio	178,6	175,6	180,7
Agosto	173,2	171,3	167,6
Septiembre	168,0	159,6	158,9
Octubre	161,3	153,3	153,6
Noviembre	144,9	141,0	144,6
Diciembre	166,8	165,5	176,6
Total	2089,1	2007,3	2069,4

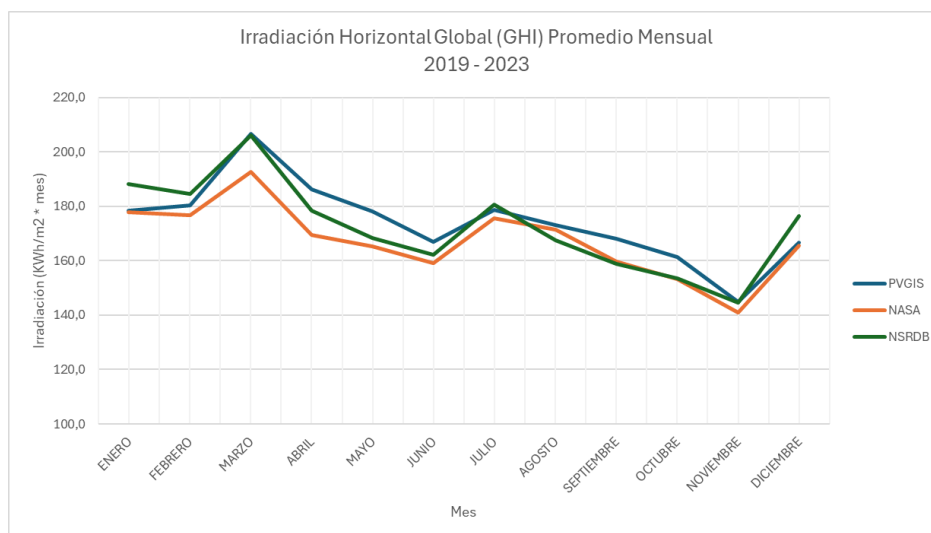


Ilustración 28. Comparativa de los datos promedios de las tres fuentes de datos evaluadas para la irradiación horizontal Global (GHI) para el periodo 2019 – 2023

Los datos de muestran que la irradiación global (GHI) tiene una variabilidad interanual baja, con la mayoría de los meses por debajo del 6 %, lo que refleja buena estabilidad del recurso solar. La mayor variación ocurre en noviembre (7,32 %), ligada al cambio entre lluvias y temporada seca en el Caribe. Estacionalmente, los valores más altos se concentran entre diciembre y marzo, cuando el clima es más seco y con menos nubosidad; mientras que de abril a noviembre la irradiación baja y los datos son más dispersos por la temporada de lluvias.

Al comparar la irradiación global (GHI) de PVGIS, NASA POWER y NSRDB, se observa que los tres modelos coinciden en gran parte del año, con diferencias pequeñas en los valores promedio. Las mayores discrepancias aparecen en marzo y abril, aunque la tendencia general es similar. Estas variaciones se explican por los distintos métodos de estimación: PVGIS usa datos satelitales de EUMETSAT SARAH, NASA POWER emplea modelos atmosféricos globales de reanálisis, y NSRDB se basa en modelos físicos de transferencia radiativa con datos GOES, cada uno con supuestos distintos sobre nubosidad, aerosoles y vapor de agua.

Tabla 4. Comparativa de los datos promedios de las tres fuentes de datos evaluadas para la irradiación horizontal Difusa (DHI) para el periodo 2019 - 2023

Mes	PVGIS	NASA	NSRDB
Enero	36,4	47,1	40,3
Febrero	34,6	50,1	44,9
Marzo	45,3	69,8	67,3
Abril	55,8	73,0	78,1
Mayo	64,9	76,5	78,6
Junio	63,1	71,0	68,9
Julio	62,3	74,3	71,9
Agosto	65,5	74,7	71,3

Septiembre	63,6	71,3	66,6
Octubre	60,0	69,2	64,8
Noviembre	48,6	58,5	52,4
Diciembre	37,2	50,8	41,4
Total	637,2	786,3	746,6

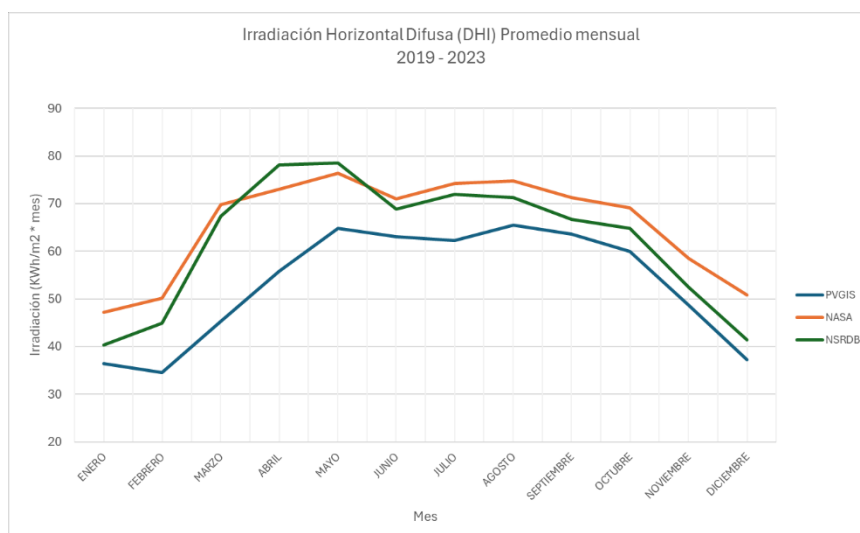


Ilustración 29. Comparativa de los datos promedios de las tres fuentes de datos evaluadas para la irradiación horizontal Difusa (DHI) para el periodo 2019 - 2023

La irradiación difusa (DHI) muestra más variabilidad que la global (GHI), con coeficientes más altos en varios meses. Entre marzo y agosto los valores aumentan por mayor nubosidad y humedad, típica de la temporada de lluvias. Luego, en noviembre y diciembre, disminuyen al reducirse la nubosidad de fin de año.

En conjunto, los resultados obtenidos muestran que el recurso solar en la zona de estudio presenta una alta estabilidad anual, con una variabilidad interanual relativamente baja y una disponibilidad adecuada para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos. El promedio mensual de irradiación global horizontal (GHI) obtenido para el periodo analizado se sitúa aproximadamente entre 144,9 y 206,6 kWh/m², valores que reflejan un recurso solar elevado y competitivo para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos en la región Caribe colombiana.

4.4.3 Base de datos seleccionada

En general, PVGIS tiende a tener valores más bajos que NASA POWER, que tiene las estimaciones más altas. La base de datos NSRDB proporciona valores intermedios e incluso durante todo el año, indicando una representación más equilibrada del comportamiento del recurso solar en el área de estudio. Además, desarrollada por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL), la NSRDB utiliza modelos de transferencia radiativa física y observaciones

satelitales de alta resolución, lo que permite estimaciones de recursos solares orientadas espacial y temporalmente.

Debido a su amplia aplicación y características de aplicación general, la base de datos NSRDB ha sido adoptada para la caracterización del recurso solar que se utilizará más adelante en las simulaciones energéticas del parque fotovoltaico.

Tabla 5. Datos meteorológicos promedio para el lugar del proyecto según NSRDB. Adaptado de [48]

Mes	GHI	DHI	Temperatura °C	Velocidad del Viento m/s
Enero	188,1	40,3	26,6	5,0
Febrero	184,5	44,9	26,9	5,5
Marzo	205,9	67,3	27,0	5,4
Abril	178,4	78,1	27,6	4,8
Mayo	168,4	78,6	28,2	3,7
Junio	162,2	68,9	28,3	3,4
Julio	180,7	71,9	28,0	3,8
Agosto	167,6	71,3	28,2	3,2
Septiembre	158,9	66,6	28,3	2,8
Octubre	153,6	64,8	28,1	2,6
Noviembre	144,6	52,4	27,8	3,4
Diciembre	176,6	41,4	27,4	4,6
Total	172,4	62,2	27,7	4,0

Capítulo 5. Diseño del Parque solar fotovoltaico

5.1 Introducción al software de simulación

Este software permite modelar la planta a lo largo de su vida útil utilizando datos meteorológicos específicos del sitio, así como características técnicas de los componentes principales; también incorpora modelos que consideran diferentes pérdidas del sistema, lo que permite estimar la energía generada y evaluar indicadores clave de rendimiento (como el Ratio de Rendimiento y el rendimiento específico). Gracias a estas facilidades, PVsyst es una herramienta esencial en la planificación y en las aplicaciones de análisis de viabilidad y optimización de proyectos fotovoltaicos.

5.2 Datos del recurso solar

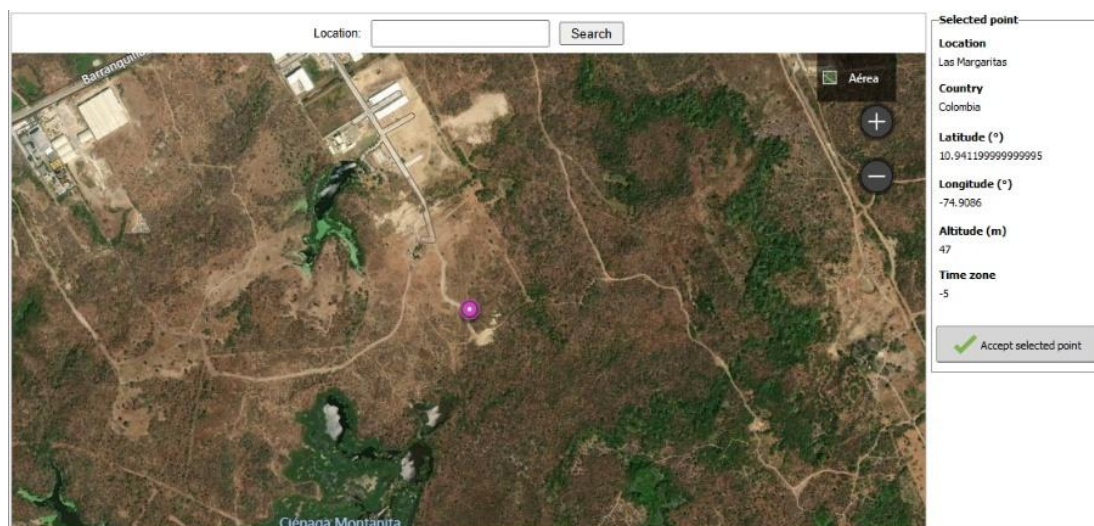


Ilustración 30. Selección de emplazamiento en PVsyst

Para el análisis del recurso solar para el sitio Juan Mina, Las Margaritas (Colombia) hemos empleado información meteorológica obtenida de la base de datos del Año Meteorológico Típico del NREL NSRDB (PSM v4, 1998–2024). Es capaz de estimar el potencial de generación fotovoltaica del área utilizando datos climáticos de alta resolución recopilados con modelos satelitales y atmosféricos.

Site	Las Margaritas (Colombia)				
Data source	NREL NSRDB Typ. Met. Year PSMv4_1998 to 2024				
	Global horizontal irradiation	Horizontal diffuse irradiation	Temperature	Wind Velocity	Relative humidity
	kWh/m ² /mth	kWh/m ² /mth	°C	m/s	%
January	185.3	49.3	27.3	5.41	76.8
February	178.3	49.3	27.3	5.91	73.9
March	206.1	82.0	27.5	5.43	75.8
April	189.7	90.4	28.1	4.84	78.6
May	179.7	91.6	28.4	4.04	84.1
June	170.8	80.6	28.2	3.46	86.0
July	179.9	81.0	27.8	3.98	86.7
August	176.1	83.9	28.2	3.39	86.2
September	163.8	77.1	28.1	2.69	88.0
October	150.9	81.1	27.8	2.78	88.3
November	148.3	59.9	27.4	4.37	87.3
December	172.6	49.6	27.8	4.89	82.4
Year	2101.8	875.9	27.8	4.3	82.8

Tabla 6 Datos meteorológicos de emplazamiento Juan Mina, Colombia de PVsyst

5.2.1 Irradiación Solar

La irradiación global anual (GHI) alcanza 2101.8 kWh/m², un nivel alto y estable que respalda proyectos fotovoltaicos a utility-scale en zonas tropicales. Los máximos mensuales se registran en marzo, abril y enero, mientras que los mínimos ocurren en octubre y noviembre, coincidiendo con mayor nubosidad y lluvias. La irradiación difusa anual es de 875.9 kWh/m² (≈41–42 % del total), reflejo de la humedad y nubosidad tropical, un factor clave para definir la inclinación óptima de los módulos y el rendimiento del sistema.

5.2.2 Temperatura Ambiente

El sitio mantiene una temperatura anual estable (≈27.8 °C), típica de climas ecuatoriales. Aunque esta constancia favorece la predictibilidad, las altas temperaturas reducen la eficiencia de los módulos fotovoltaicos, por lo que las pérdidas térmicas deben considerarse al estimar la producción anual de energía.

5.2.3 Velocidad del Viento

La velocidad media anual del viento es de 4.3m/s con picos en febrero que se acercan a 5.9 m/s y mínimos alrededor de 2.7m/s en septiembre y octubre. Las velocidades del viento, aunque relativamente moderadas, proporcionan un

efecto de reducción de las pérdidas térmicas debido al enfriamiento natural que pueden experimentar los módulos fotovoltaicos.

5.2.4 Humedad Relativa

La humedad relativa media anual es del 82.8%, lo que nuevamente apoya que esta es una condición tropical húmeda. Tales condiciones están típicamente relacionadas con más cobertura de nubes y más radiación producida de manera difusa que está cerca de las estimaciones de irradiación difusa anual.

5.3 Orientación de los módulos fotovoltaicos

La sección de Orientation Management del software PVsyst define la disposición geométrica de los módulos fotovoltaicos, especificando parámetros como el tipo de montaje, la inclinación y el ángulo de azimut. Estos factores son esenciales para determinar la cantidad de irradiación solar que incide en el generador fotovoltaico, influyendo directamente en la producción de energía del sistema. Por lo tanto, en esta sección se establecen valores adecuados para optimizar el rendimiento anual de la planta.

5.3.1 Tipo de base

La instalación se plantea con una estructura fija de inclinación, más sencilla y económica que los sistemas de seguimiento. Aunque estos últimos pueden generar más energía, implican mayores costos y mantenimiento. Por ello, la base fija resulta una opción técnica y financieramente viable para el proyecto.

5.3.2 Inclinación del plano

La inclinación del plano de los módulos se definió en 15°, valor intermedio dentro del rango óptimo (14°–17°) identificado en PVsyst. Este ángulo maximiza la

captación anual de irradiación solar, reduce pérdidas respecto al plano óptimo y asegura un buen rendimiento energético del sistema.

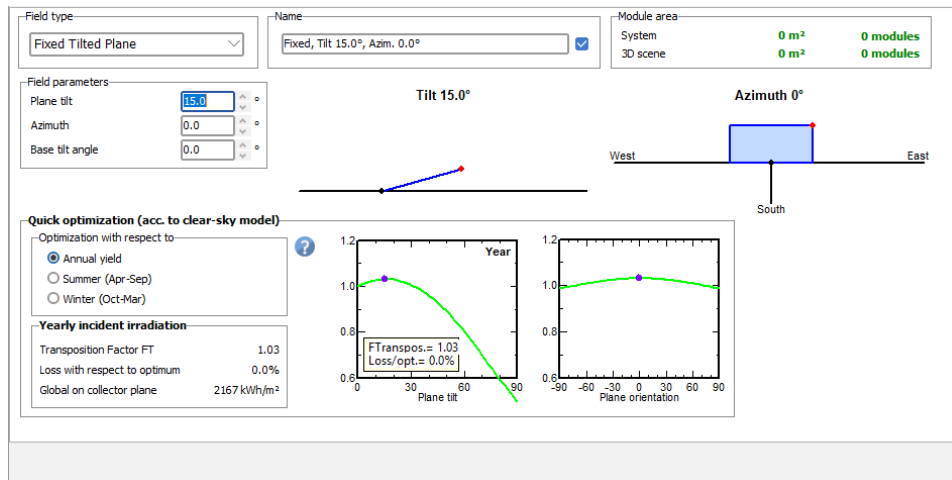


Ilustración 31. Configuración de orientación de PVsyst.

5.3.3 Azimuth

En cuanto al azimut, se adopta un valor de 0° , lo que corresponde a una orientación hacia el sur en el sistema de referencia de PVsyst. Esta elección se debe a que, en sistemas con estructuras de inclinación fija, la orientación sur permite maximizar la captación de radiación solar a lo largo del día y del año.

5.3.4 Base tilt angle

La inclinación de la base se establece en 0° , considerando que el terreno será previamente acondicionado mediante trabajos de terracería, con el fin de obtener una superficie nivelada.

5.4 Sombras Lejanas en el Horizonte

El perfil del horizonte del sitio se definió con la herramienta Horizon de PVsyst, que permite identificar obstrucciones lejanas como montañas o elevaciones del terreno. A partir de la trayectoria solar y el perfil del horizonte se evalúa cómo estas sombras pueden afectar la captación de radiación solar en distintas horas y épocas del año. Para el modelado del perfil de horizonte, se importaron datos desde fuentes externas mediante la herramienta integrada en PVsyst, utilizando como referencia la base de datos de PVGIS.

Ilustración 32. Importación de datos de horizonte. Tomado de [49]

Una vez importados los datos del perfil de horizonte, se obtienen los resultados del análisis de sombras lejanas. A partir de la representación gráfica de la trayectoria solar, se observa que las obstrucciones del horizonte para el sitio seleccionado son mínimas. Las sombras generadas no interfieren de manera significativa con la incidencia de la radiación solar sobre el plano del generador, especialmente durante las horas de mayor irradiancia.

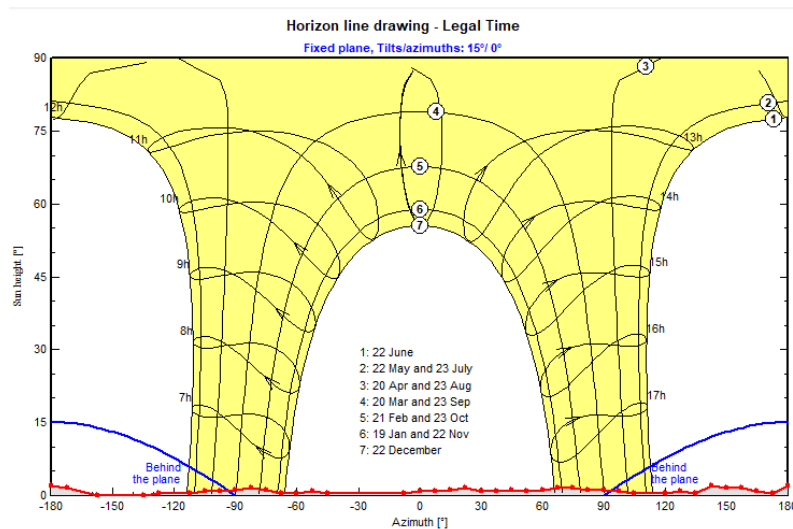


Ilustración 33. Diagrama de trayectoria solar con perfil de horizonte.

5.5 Elementos de Caso Base

5.5.1 Selección de módulo

Para el caso base, se selecciona el módulo fotovoltaico LR7-72HVH-670M del fabricante LONGi Green Energy Technology, el cual presenta una potencia nominal de 670 Wp. Entre sus principales características eléctricas, destaca un voltaje en el punto de máxima potencia (V_{mpp}) de 40,8 V y una corriente de cortocircuito de 15,6 Amperios.

Ilustración 34. Selección de modulo en simulación de Caso Base en PVsyst.

Para el número de módulos a utilizar se puede obtener una aproximación con la siguiente formula:

$$\# \text{ de } \text{modulos} = \frac{30.000.000 \text{ W}}{670 \text{ W}} = 44.776,12$$

$$\# \text{ de } \text{modulos} \approx 44.776 \text{ modulos}$$

El cálculo da una cantidad total de 44.776 módulos, lo cual concuerda con la estimación inicial hecha por el software.

5.5.2 Selección de Inversor

Para elegir el inversor para el caso base, se seleccionó el modelo SG3125-HV-20 del fabricante Sungrow Power Supply. Este inversor tiene una potencia nominal de 3125 kW, operando dentro de un rango de voltaje de entrada de 875 a 1300 V, con un voltaje máximo permitido de 1500 V, lo que asegura la compatibilidad con los sistemas fotovoltaicos modernos de alta tensión.

El modelo es relativamente reciente, introducido en 2020, por lo que esperamos utilizar tecnología nueva y eficiente. Este inversor se elige para reducir el número de unidades requeridas en la planta, para simplificar el diseño del sistema y para utilizar equipos que son reconocidos internacionalmente por su fiabilidad y rendimiento en proyectos a utility-scale.

Ilustración 35. Selección del modelo de inversor para el caso base de PVsyst

Basado en el análisis de PVsyst, se eligen 8 inversores, permitiendo una potencia de salida total en corriente alterna de 25 MW. La relación de sobredimensionamiento (Pnom Ratio) obtenida bajo esta configuración es de

1.20, un número que se considera dentro de un rango conservador y ampliamente aceptado en el diseño de sistemas fotovoltaicos.

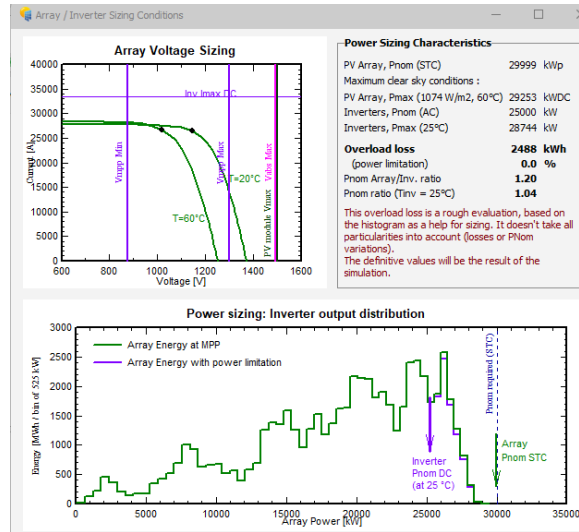


Ilustración 36. Características del dimensionado inicial, caso base de PVsyst

Asimismo, el análisis indica que las pérdidas por sobrecarga (overload loss) son prácticamente nulas (0%), lo que evidencia que la energía generada por el arreglo fotovoltaico es aprovechada eficientemente sin presentar recortes significativos (clipping).

5.6 Detalle de pérdidas

En el diseño fotovoltaico es esencial considerar las pérdidas que reducen el rendimiento real frente al ideal. Estas incluyen pérdidas térmicas, óhmicas en conductores, desajuste entre módulos, suciedad, ángulo de incidencia y otras. Definir correctamente estos parámetros en el software permite estimar con mayor precisión la energía generada y evaluar la eficiencia global del sistema.

5.6.1 Pérdidas térmicas

En PVsyst, los parámetros térmicos se definen mediante el modelo de pérdidas térmicas, que estima la temperatura de operación de los módulos según las condiciones ambientales. La temperatura de las celdas es crítica porque afecta directamente la eficiencia de conversión y, por ende, la producción de energía del sistema. En este caso, se aplicó el modelo de coeficiente de pérdida térmica global (valor U) como:

$$U = U_C + U_V \times Wind_{vel}$$

Donde U_C corresponde al coeficiente de pérdidas térmicas constantes y U_V al coeficiente dependiente de la velocidad del viento.

Ilustración 37. Configuración de pérdidas térmicas de PVsyst

Para el proyecto actual, decidimos usar $U_c = 29 \text{ W/m}^2\text{K}$ y $U_v = 0 \text{ W/m}^2\text{K}\cdot\text{m/s}$ porque la estructura incluye módulos montados en una estructura fija, con ventilación trasera adecuada (montaje libre) [49].

Esta configuración es propicia para la disipación de calor y resulta en temperaturas de operación más bajas, lo que a su vez mejoraría el rendimiento del sistema. El modelo NOCT, por otro lado, no es un modelo elegido para el análisis completo de sistemas y es mejor para identificar módulos individuales bajo condiciones estándar.

5.6.2 Pérdidas Óhmicas de circuito DC

Las pérdidas óhmicas en sistemas fotovoltaicos ocurren por la resistencia de los conductores en CC y CA. Se originan por el efecto Joule, donde parte de la energía se disipa en forma de calor al circular la corriente por cables, conexiones y materiales conductores.

Ilustración 38. Pérdidas óhmicas en circuito DC de PVsyst

Para estimar las pérdidas óhmicas del circuito de corriente continua, se adopta una fracción de pérdida del 1.0% en condiciones estándar de prueba (STC) y se justifica mediante la selección adecuada de conductores en términos de tamaño, optimizando las rutas de electricidad y organizando las piezas para minimizar las pérdidas resistivas, lo que lleva a una mejora del rendimiento [50].

5.6.3 Pérdidas Óhmicas de circuito AC (Inversor – Transformador)

Las pérdidas en el cableado AC entre inversor y transformador se estiman considerando 10 m de distancia y conductores de aluminio. La sección del cable se calcula preliminarmente con base en datos del sistema y en el catálogo técnico de Prysmian Group, asegurando que las características eléctricas y constructivas correspondan a soluciones comerciales reales.

Se definió una corriente nominal de 3572 A a 600 V en AC trifásica. Con base en estos parámetros se seleccionó como referencia el conductor HARMONY Class XZ1 (S) Al de Prysmian Group, con tensión asignada de 0.6/1 kV y disponible en secciones de alta ampacidad, lo que permite reducir el número de conductores por fase y asegurar la adecuación técnica al rango de operación.



Ilustración 39. Ficha técnica de cableado Harmony. Tomado de [51]

Este conductor ofrece aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y una cubierta libre de halógenos, lo que conduce a un buen rendimiento térmico, mecánico y de seguridad en condiciones de operación severas. La elección de este estándar permite la conformidad eléctrica del arreglo y es una referencia adecuada para seguir dimensionando la sección transversal y la disposición de conductores en paralelo [51].

Según el NEC (artículo 690.8), la capacidad de corriente de los conductores debe calcularse considerando el 125 % de la corriente total suministrada por los paneles al inversor. Esta verificación asegura que el diseño cumpla con las regulaciones y garantice seguridad y confiabilidad en la operación del sistema. [52].

El siguiente factor de ajuste/corrección para el valor debe tomarse de acuerdo con las condiciones de instalación, como la temperatura ambiente, el agrupamiento de conductores, etc. Como tal, asumiremos los módulos e inversores totales de la siguiente manera:

$$\text{Strings por Inversor} = \frac{\text{Total de Strings}}{\text{Total de Inversores}} = \frac{1791}{8} = 223.875 \approx 224 \text{ strings}$$

$$\text{Strings por Inversor} \approx 224 \text{ strings}$$

Con este dato se puede calcular la corriente máxima a tomar en cuenta:

$$A_{conductor} = \text{Strings por Inversor} * I_{sc} * 1.25$$

$$A_{conductor} = 224 * 15.6 A * 1.25$$

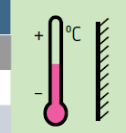
$$A_{conductor} = 4,368 A$$

Al comparar el valor de corriente considerado en el software PVsyst con el valor calculado, se observa que este último es mayor. Por lo tanto, se adopta como corriente de diseño el valor calculado, correspondiente a 4,368 A y se procederá a aplicar las correcciones necesarias.

El primer factor será por corrección de temperatura, a partir de la datasheet del cable tenemos que el aislamiento del conductor será XLPE con una temperatura máxima de operación de 90° C [51]. La temperatura ambiente medial anual según los datos de NREL es de 27.8° C

Tabla 7. Factores de corrección de la intensidad admisible para temperatura ambiente diferente de 40 °C (instalaciones al aire). Tomado de [53].

Aislamiento	Temperatura ambiente (θ _a) (°C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tipo PVC (termoplástico)	1,4	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78



De la tabla anterior y luego de realizar una interpolación obtenemos el factor de corrección por temperatura [53].

$$F_{temperatura} = 1,1176$$

El factor de corrección por distancia entre ternas se determina considerando el número de ternas en la instalación. Según la hoja técnica del conductor de 630 mm², se estima inicialmente el uso de ternas compuestas por dos conductores.

Número de conductores x sección (mm²)	Diámetro conductor* (mm)	Espesor de aislam.* (mm)	Diá nom. aislam. (mm)	Diámetro exterior* (mm)	Radio mínimo de curvatura (posición final) (mm)	Peso aprox. (kg/km)	Intensidad máxima de corriente al aire		Intensidad máxima de corriente directamente enterrado			Intensidad máxima de corriente bajo tubo y enterrado		Resistencia del cond. (Ω/km)	Máx. caída de tensión dc (90°C) (V (A.km))
							(1)		(2)			(3)			
							2 Cables (A)	3 Cables (A)	1 Cable (A)	2 Cables (A)	3 Cables (A)	2 Cables (A)	3 Cables (A)		
1x16	4,65	0,7	6,1	8,3	41,5	85	95	76	140	76	64	71	59	1,910	3,82
1x25	5,85	0,9	7,7	9,9	49,5	124	121	103	180	98	82	90	75	1,200	2,40
1x35	6,75	0,9	8,6	10,8	54	153	150	129	215	117	98	108	90	0,868	1,736
1x50	8,0	1	10,1	12,5	62,5	200	184	159	255	139	117	128	106	0,641	1,282
1x70	10,0	1,1	11,9	14,5	72,5	265	237	206	312	170	144	158	130	0,443	0,886
1x95	11,2	1,1	13,8	15,8	79	340	289	253	375	204	172	186	154	0,320	0,640
1x120	12,6	1,2	15,3	17,4	87	420	337	296	428	233	197	211	174	0,253	0,506
1x150	13,85	1,4	17	19,3	96,5	515	389	343	480	261	220	238	197	0,206	0,412
1x185	16,0	1,6	19,4	21,4	107	645	447	395	544	296	250	267	220	0,164	0,328
1x240	18,0	1,7	22,1	24,2	121	825	530	471	630	343	290	307	253	0,125	0,250
1x300	20,0	1,8	24,3	26,7	133,5	1.035	613	547	713	386	326	346	286	0,100	0,200
1x400	22,6	2,0	27,0	30,0	150	1.345	740	663	814	448	370	415	350	0,0778	0,156
1x500	26,0	2,2	30,4	33,6	166,0	1.660	856	770	931	510	420	470	400	0,0605	0,121
1x630	30,0	2,4	34,8	38,6	190	2.160	996	899	1.076	590	480	545	460	0,0469	0,094

Ilustración 40. Características físicas y eléctricas de HARMOHNY® Class XZ1 (S) Al. Tomado de [51]

Luego tomando como base la corriente máxima a la salida del inversor, se podrá realizar una aproximación inicial.

$$\# \text{ de Ternas por fase} = \frac{4368 \text{ A}}{899 \frac{\text{A}}{\text{conductores}} * 3 \frac{\text{Conductores}}{\text{Terna}}} \approx 2 \text{ ternas}$$

$$\# \text{ Total de Ternas} = 2 \frac{\text{ternas}}{\text{fase}} * 3 \text{ fases} = 6 \text{ ternas}$$

Por lo tanto, las ternas de manera inicial quedarían 6 ternas de 3 cables cada una para un total de 18 cables, a continuación, se muestra un diagrama de la distribución.

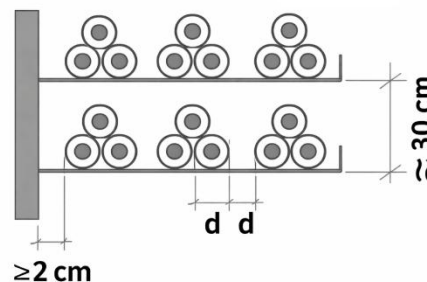


Ilustración 41. Representación de Cables unipolares sobre bandejas Tomado de [54]

Para el cálculo del factor de corrección por número de cables o ternas, estaríamos utilizando la siguiente tabla. Según las indicaciones del montaje la separación deberá ser igual a 28.34 mm entre ternas.

Montaje	Instalación	Bandejas	Factor de corrección según número de cables o ternas		
			1	2	3
	Cables unipolares, tendidos sobre bandejas continuas (la circulación de aire es restringida) con separación entre cables igual a un diámetro d.	1	0,92	0,89	0,88
		2	0,87	0,84	0,83
		3	0,84	0,82	0,81
		6	0,82	0,80	0,79
	Cables unipolares sobre bandejas perforadas con separación entre cables igual a un diámetro d.	1	1	0,97	0,96
		2	0,97	0,94	0,93
		3	0,96	0,93	0,92
		6	0,94	0,91	0,90

Ilustración 42. Factor de corrección para Cables trifásicos o ternas de cables instalados al aire en canales o galerías. Tomado de [54]

Como utilizaríamos 2 bandejas y 3 ternas en cada una, el factor sería el siguiente:

$$F_{\text{ternas}} = 0.93$$

Por lo tanto, el factor de corrección total será:

$$F_{\text{total}} = F_{\text{Temperatura}} * F_{\text{ternas}}$$

$$F_{total} = 1,1176 * 0.93 = 1.04$$

A partir de este factor de corrección se podrá encontrar la intensidad máxima del cable, la cual será de:

$$I_{corregida} = \frac{I_{inicial}}{F_{total}} = \frac{4.368 A}{1.04} = 4.200 A$$

Calculando nuevamente las ternas por fase, tenemos:

$$\# \text{ de Ternas por fase} = \frac{4.200 A}{899 \frac{A}{conductores} * 3 \frac{Conductores}{Terna}} \approx 2 \text{ ternas}$$

Nos quedaríamos con un total de 2 ternas de 3 cables por fase, lo que daría una sección transversal de 3780 mm², que en el PVsyst se vería reflejado como 4000 mm² por lo cual el apartado de pérdidas de conexión AC entre inversores y transformadores de media tensión quedaría completo.

AC Wire loss Inverter to transfo (per inverter)

☒ Uses AC circuit ohmic loss

Length Inverter to Transformer: 10.0 m

Loss fraction at STC: 0.08 %

STC: Pac = 3712 kW, Vac = 600 V Tri, I = 3572 A

Voltage drop at STC: 0.5 V (0.08%)

per inverter (selected) / whole system

Wire section: 4000 mm²

Copper / Alu (selected)

Ilustración 43. Apartado de perdidas por conexiones AC después de inversores en PVsyst.

5.6.4 Pérdidas Óhmicas de transformado de media tensión

El transformador de media tensión se dimensiona tomando como referencia la potencia nominal de los inversores. Como la normativa colombiana exige que las plantas fotovoltaicas operen con un factor de potencia igual a 1 [55], no hace falta ajustar la capacidad del transformador por ese motivo. Para el análisis se considera un solo modelo de transformador, que luego se replica para los ocho inversores del sistema.

La potencia máxima a la salida de los inversores será de 3.593 MW. A partir de esta potencia base se considerará un factor de seguridad para evitar que el transformador opere a su capacidad nominal [56], lo cual reduce su eficiencia y la vida útil del mismo si no se llegan a controlar las temperaturas del devanado [57]. Por lo tanto, se utilizará un factor de seguridad del 20%.

$$S_{trafo} = S_{carga} * F_{Seguridad} = 3.593 MVA * 1.20$$

$$S_{trafo} \approx 4,3 MW$$

El transformador tendrá un primario de 600 V y un secundario de 34.5 kV. Al elevar el voltaje, la corriente disminuye de forma notable, lo que reduce las pérdidas por efecto Joule, minimiza la caída de tensión y permite usar conductores más delgados. Todo esto contribuye a un diseño eléctrico más eficiente.

El nivel de 34,5 kV está dentro de los rangos normalizados de media tensión en Colombia [58]. Aunque sería posible usar tensiones más altas, hacerlo encarecería los equipos, los sistemas de protección y los requisitos de aislamiento, sin aportar beneficios proporcionales.

Usar un nivel de tensión menor aumentaría las pérdidas y obligaría a emplear conductores más robustos. Dado que la distancia máxima del sistema ronda 1 km, los 34,5 kV ofrecen un buen equilibrio entre eficiencia y costo. Para definir los parámetros del transformador se toma como referencia un equipo con tensiones y potencia similares, aunque es común que estos dispositivos se fabriquen bajo especificaciones particulares, por lo que no siempre existe un modelo exacto disponible en catálogo.

Por lo tanto, se adopta como base el modelo CPS TX4170-34.5/0.8-Dy1 [59] de la empresa Chint Power Systems (CPS), el cual presenta valores de tensión y potencia comparables a los requeridos, permitiendo así establecer criterios técnicos adecuados para el dimensionamiento del sistema.



Ilustración 44. Transformador de media tensión, modelo TX4170-34.5/0.8-Dy1 Tomado de [59]

De dicho modelo tomaremos las pérdidas sin cargas del transformador, que rondan los 4.90 kVA, y la eficiencia del transformador a la potencia nominal, que es del 99% [59]. Con esta información PVsyst realiza el cálculo para las pérdidas en el cobre y las globales en kVA.

Medium and High voltage transformers

MV Transformer(s), full system

Number of MV transfos: 8 ☐ Night disconnect

Generic values

Reference Pac(STC): 3712 kW

Iron loss (constant value): 0.13 % 4.90 kW

Copper (resistive) loss: 0.76 % at STC

Transfo equivalent resistance: 3 x 0.74 mΩ/transfo

Transformer from Datasheets

☒ Uses datasheets data

Nominal power: 4300 kVA

Iron losses (no load loss): 4.90 kVA 0.11%

Copper (resistive) loss at PNom: 38.10 kVA 0.89%

Global loss at PNom: 43.00 kVA 1.00%

Global efficiency at PNom: 99.00 %

Ilustración 45. Datos del Transformador de media tensión en PVsyst.

5.6.5 Pérdidas Óhmicas de circuito AC (Media tensión a Alta tensión)

Para la distancia desde de la línea de media tensión, se estimará una distancia máxima de 1 km, que es aproximadamente la distancia que hay entre los extremos del área seleccionada.

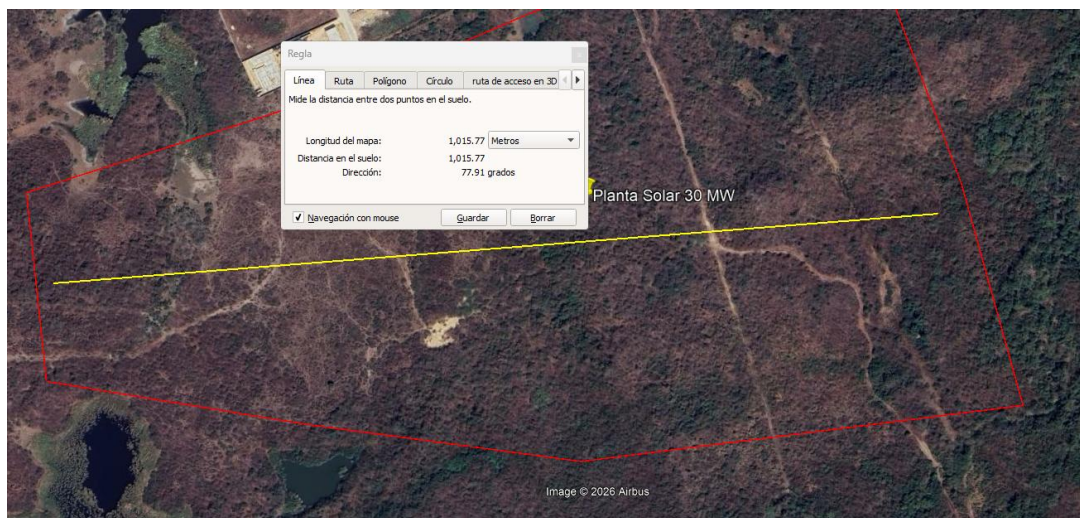


Ilustración 46. Distancia máxima por considerar de la línea de media tensión.

La instalación de los cables de media tensión se hará de forma subterránea, usando canalizaciones enterradas a lo largo del recorrido de la planta. Esta configuración protege mejor los conductores frente a daños externos y reduce el impacto visual y ambiental del proyecto. Además, al estar bajo tierra, los cables quedan menos expuestos a condiciones climáticas severas (como viento, radiación solar o descargas atmosféricas), lo que aumenta la confiabilidad del sistema.

Como primer paso será calcular la corriente a la salida de un transformador de media tensión.

$$A = \frac{3593 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 34.5 \text{ kV}} \approx 60 \text{ A}$$

Según lo establecido por la sección 315.12 del Código Eléctrico Nacional (NEC), que define el diámetro mínimo de los conductores para media tensión, se establece que en el caso del voltaje de 34.5 kV, el calibre mínimo permitido para conductores de aluminio es 1/0 AWG [60]. El conductor elegido para la instalación subterránea será de aluminio, aislado con aislamiento de EPR (Caucho de Etileno Propileno), la certificación MV-105 garantiza una temperatura máxima de operación de 105 °C [61].

La elección de aislamiento EPR resulta más adecuada que XLPE para una instalación subterránea en ductos, ya que ofrece mejor resistencia a la humedad y al fenómeno de water treeing, algo importante incluso cuando los conductos presentan humedad. Además, su comportamiento térmico y dieléctrico es más estable en espacios confinados, lo que se traduce en un sistema de media tensión más confiable y con mayor vida útil.

El cable debe incluir una pantalla metálica de cobre, tal como exige el NEC en la sección 315.44 sobre "Shielding". Esta norma establece que los conductores sólidos con aislamiento dieléctrico, usados en instalaciones permanentes y con tensiones superiores a 2000 V, deben contar con una pantalla metálica para garantizar su protección y correcto desempeño. [60].



Product Data Section 2: Sheet 17

Okoguard®-Okoseal® Type MV-105

35kV Shielded Power Cable
One Aluminum Conductor/105°C Rating
100% and 133% Insulation Level



Insulation

Okoguard is Okonite's registered trade name for its exclusive ethylene-propylene rubber (EPR) based, thermosetting compound, whose optimum balance of electrical and physical properties is unequalled in other solid dielectrics. Okoguard insulation, with the distinctive red color and a totally integrated EPR system, provides the optimum balance of electrical and physical properties for long, problem free service. The triple tandem extrusion of the screens with the insulation provides optimum electrical characteristics.

Jacket

The Okoseal (PVC) jacket supplied with this cable is mechanically rugged and has excellent resistance to oil and most chemicals.

Applications

Okoguard shielded Okoseal Type MV-105 power cables are recommended for distribution circuits, and for feeders or branch circuits in industrial and commercial installations.

Jacket: Meets or exceeds electrical and physical requirements of ICEA S-93-639/NEMA WC74 & S-97-682 and UL 1072 for polyvinyl chloride jackets. UL Listed as Type MV-105 and sunlight resistant, in accordance with UL 1072. A flame retardant construction, size 1/0 AWG and larger, for installation in cable tray is available on special order that is UL labeled "MV-105 FOR CT USE." CSA C68.10 listed as FT1, SR, and LTDD (-25°C).

Product Features

- Triple tandem extruded all EPR system.
- Okoguard cables meet or exceed all recognized industry standards (UL, AIEC, NEMA/ICEA, IEEE).
- 105°C continuous operating temperature.
- 140°C emergency rating.
- 250°C short circuit rating.
- Excellent corona resistance.
- Screens are clean stripping.
- Exceptional resistance to "treeing."
- Moisture resistant.
- Resistant to most oils, acids, and alkalis

Ilustración 47. Cable por utilizar en la sección de media tensión, modelo Okoguard - Okoseal Type MV-105. Tomado de [61]

Las pantallas metálicas son necesarias en cables de media y alta tensión para confinar el campo eléctrico al interior del aislamiento, asegurar una distribución

radial del estrés dieléctrico y proporcionar un camino de retorno para corrientes de falla y carga capacitiva, garantizando una operación segura [62] .

Tomando como base la ficha técnica del conductor seleccionado, es posible obtener la corriente máxima admisible para una sección de 1/0 AWG, considerando una instalación compuesta por tres conductores en la misma canalización [60].

$$I_{Conductor} = 165 A$$

Tabla 8. Tabla de ampacidades del conductor Okoguard. Tomado de [61]

Catalog Number	Conductor size AWG or kcmil		Conductor Size -mm²		Approx. Dia. over Insulation (in.)		Approx. Dia. over Screen (in.)		Jacket Thickness - mils		Jacket Thickness - mm		Approx. O.D. -Inches		Approx. O.D. -mm		Approx. Net Weight lbs./1000'		Approx. Ship Weight lbs./1000'		Ampacities (1) Conduit in Air			Ampacities (2) Direct Burial			Ampacities (3) Underground Duct Conduit Size Inches (4)		
Okoguard Insulation: 345 mils (8.76mm), 100% Insulation Level																													
135-23-3516	1/0	53.5	1.11	1.16	80	2.03	1.35	34.3	940	1075	170	230	165	4															
135-23-3517	2/0	67.4	1.15	1.21	80	2.03	1.39	35.3	1010	1185	200	260	190	4															
135-23-3519	3/0	85.0	1.20	1.26	80	2.03	1.44	36.6	1090	1265	225	295	215	4															
135-23-3521	4/0	107.0	1.26	1.31	80	2.03	1.50	38.1	1185	1360	260	340	245	5															
135-23-3523	250	127.0	1.31	1.37	80	2.03	1.55	39.4	1275	1450	290	370	270	5															
135-23-3527	350	177.0	1.42	1.47	80	2.03	1.66	42.2	1470	1650	350	450	330	5															
135-23-3531	500	253.0	1.55	1.60	80	2.79	1.85	47.0	1840	2110	430	545	400	6															
135-23-3535	750	380.0	1.74	1.79	110	2.79	2.04	51.8	2285	2655	540	680	490	6															
135-23-3537	1000	507.0	1.89	1.94	110	2.79	2.19	55.7	2675	3065	640	795	565	8															

A este conductor se le debe aplicar un factor de corrección por temperatura ambiente, el cual, según la NEC, se obtiene de la tabla 315.60(D)(4) Ambient Temperature Correction Factors.

De acuerdo con dicha tabla, considerando una temperatura máxima de operación del conductor de 105 °C y una temperatura ambiente del emplazamiento de 27,8 °C, la cual se encuentra dentro del rango de 26 °C a 30 °C, se obtiene un factor de corrección igual a 1,07, el cual deberá aplicarse a la ampacidad del conductor [60].

$$I_{Conductor} = 1,07 \times 165 A = 176,55 A$$

La corrección de corriente por el apantallamiento del cable es un aspecto importante para considerar. Como la pantalla metálica actúa como elemento de protección, las recomendaciones del IEEE indican que debe conectarse a tierra para controlar adecuadamente el campo eléctrico y disipar las corrientes inducidas. Esta puesta a tierra puede hacerse en un solo punto o en varios a lo largo del sistema, según el diseño y las necesidades de operación [62].

Para el presente caso, considerando que la longitud máxima de la línea de media tensión es del orden de 1 km, se adoptará una configuración de puesta a tierra en múltiples puntos.

En configuraciones de puesta a tierra en múltiples puntos (solidly bonded), las pantallas metálicas de los cables quedan conectadas a tierra en ambos extremos, formando un circuito cerrado acoplado electromagnéticamente con los conductores de fase. Bajo estas condiciones, se inducen corrientes de circulación en las pantallas, las cuales generan pérdidas adicionales por efecto Joule [63].

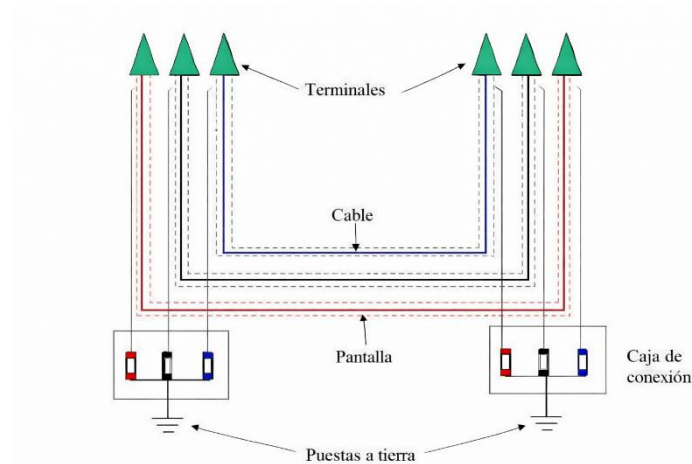


Ilustración 48. Representación esquemática de una conexión solidly bonded Tomado de [64]

Estas pérdidas se traducen en un incremento de la temperatura del cable y, en consecuencia, en una reducción de la ampacidad admisible del conductor, por lo que deben ser consideradas en el dimensionamiento del sistema [63].

Según la NEC, en el apartado 315.60 Ampacities of Conductors, cuando las pantallas de los cables están conectadas a tierra en más de un punto, la ampacidad del conductor debe ajustarse para considerar el calentamiento adicional producido por las corrientes inducidas en dichas pantallas.



Ilustración 49. Conexión a tierra del Shielding EN celda media tensión. Tomado de [65]

Para ello, se debe aplicar un factor de corrección por corrientes de pantalla, el cual se calcula de acuerdo con la ecuación 315.60(D)(1) que se comparte a continuación [60].

$$F_{shield} = \sqrt{\frac{R_{ac}}{R_{ac} + R_s \left(\frac{X_M^2}{X_M^2 + R_s^2} \right)}}$$

Donde:

R_{ac} = es la resistencia del conductor en ac (mΩ/in)

R_s = es la resistencia de la pantalla del conductor (mΩ/in)

X_m = reactancia mutua entre el conductor y la pantalla del cable

Para el cálculo de la resistencia de la pantalla del conductor, se parte de la expresión general de la resistividad eléctrica, la cual se define como [66]:

$$R = \rho \frac{L}{A}$$

Para una geometría helicoidal, la longitud del conductor se puede determinar mediante la siguiente expresión [67]:

$$L = N \sqrt{(\pi D)^2 + S^2}$$

Donde L es la longitud total de la hélice, N es el número de vueltas, D es el diámetro de la hélice y S es el paso de esta. Luego tenemos que el número de vueltas se puede calcular con la siguiente formula:

$$N = \frac{L}{S}$$

Donde tenemos que el número de vueltas es igual a la longitud axial del tramo considerado. En lo que respecta al paso, este se define para este caso con overlap como la resta del ancho de la cinta menos lo que gasta en el overlap. Por lo tanto, en formula se vería de la siguiente manera

$$S = w - (w \times overlap)$$

Donde w es igual al ancho de la cinta, y que para nuestro caso se estimara este sea de 3/4', mientras que el overlap sería del 12,5% según la datasheet [61]. Por lo tanto, la formula se podría simplificar de esta manera:

$$S = w(1 - overlap)$$

Luego sustituyendo la formula del número de vuelta en la de la longitud de la pantalla se tiene:

$$L = \frac{L_{axial}}{S} \sqrt{(\pi D)^2 + S^2}$$

$$L = L_{axial} \sqrt{\frac{(\pi D)^2}{S^2} + 1}$$

Y por último sustituyendo la formula del paso del apantallamiento.

$$L = L_{axial} \sqrt{\frac{(\pi D)^2}{(w(1 - overlap))^2} + 1}$$

Sustituyendo valores para una longitud axial de 1 pulgada tenemos:

$$L = 1 \sqrt{\frac{(\pi 1,16)^2}{(0,75(1 - 0,125))^2} + 1} \approx 5,64 \text{ in}$$

Para el cálculo de la sección transversal se asumirá una sección transversal rectangular, por lo tanto, se calcula de la siguiente formula:

$$A = w \times t$$

Donde t es el espesor del Shield, y que según la datasheet es de 5 mil.

$$A = 0,75 \text{ in} \times 0,005 \text{ in} = 0,00375 \text{ in}^2$$

Por último, considerando que la resistividad del cobre es de $6,79 \times 10^{-7} \text{ ohms} \cdot \text{in}$ [68], podemos encontrar el valor de R_s .

$$R_s = \rho \frac{L}{A} = (6,79 \times 10^{-7} \Omega \cdot \text{in}) \times \frac{5,64 \text{ in}}{0,00375 \text{ in}^2}$$

$$R_s = 1,021 \text{ m}\Omega$$

El siguiente paso sería calcular la resistencia del conductor en AC, lo cual es un poco más simple. Se parte de la misma ecuación de resistencia [66], donde ahora consideraremos la resistividad del aluminio como de $1,10 \times 10^{-6} \text{ ohms} \cdot \text{in}$ [68]. El cálculo quedaría de la siguiente manera.

$$R_{ac} = \rho \frac{L}{A} = (1,10 \times 10^{-6} \Omega \cdot \text{in}) \times \frac{1 \text{ in}}{0,082925 \text{ in}^2}$$

$$R_{ac} = 1,33 \times 10^{-2} \text{ m}\Omega$$

El siguiente paso consiste en calcular X_m , correspondiente a la reactancia mutua. Para cables instalados en conducto, esta variable se determina mediante la siguiente expresión [69]:

$$X_m = 52,92 \log_{10} \left[\left(\frac{2,52 \times S}{D_{SM}} \right)^6 \sqrt{1 - \left(\frac{S}{D_p - S} \right)^2} \right]$$

Donde S es la separación axial entre cables adyacentes, expresada en pulgadas, y como los cables irían en un mismo conducto la separación sería igual al diámetro del cable 1.35 in; D_{SM} es el diámetro medio de la pantalla, también en

pulgadas, este valor es igual a la suma del diámetro sobre la insolación más 2 veces el grosor del apantallamiento, dando como resultado 1.17 in; y D_p corresponde al diámetro interior del conducto que la ficha técnica del conductor sugiera sea de 4 in.

$$X_m = 52,92 \log_{10} \left[\left(\frac{2,52 \times 1,35}{1,17} \right)^6 \sqrt{1 - \left(\frac{1,35}{4 - 1,35} \right)^2} \right]$$

$$X_m = 143,73 \frac{\mu\Omega}{ft} = 0,012 \frac{m\Omega}{in}$$

Con este valor se puede calcular el factor de corrección por apantallamiento.

$$F_{shield} = \sqrt{\frac{R_{ac}}{R_{ac} + R_s \left(\frac{X_M^2}{X_M^2 + R_s^2} \right)}} = \sqrt{\frac{0,0133}{0,0133 + 1,02135 \left(\frac{0,012^2}{0,012^2 + 1,02135^2} \right)}}$$

$$F_{shield} = 0,9948$$

Por lo tanto, la ampacidad final del conductor queda de la siguiente manera:

$$I_{Conductor} = I_{diseño} \times F_{ambiente} \times F_{shield} = 1,07 \times 0,9948 \times 165$$

$$I_{Conductor} = 175,6 \text{ A}$$

Con este dato se puede comprobar que la sección del conductor es la correcta pues:

$$I_{conductos} > I_{sistema}$$

$$175,6 > 60 \text{ A}$$

En esta segunda etapa se aplicarán los factores de corrección europeos a la corriente del sistema, comenzando por el factor de temperatura. Aunque la temperatura del suelo suele ser similar a la ambiental del sitio (27,8 °C), se adoptará un valor ligeramente mayor, 30 °C, para trabajar con un criterio más conservador en el cálculo [70].

Tabla 9. Cables enterrados en terrenos con temperatura distinta de 25 °C. Tomado de [71]

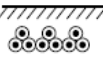
Temperatura máxima en el conductor θ_c , en °C	Temperatura ambiente θ_a , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105 (EPROTENAX H COMPACT)	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90 (VOLTALENE H)	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78

$$F_{temperatura} = 0,97$$

Para el factor de corrección por número de ternas, se estima que se tendrán igual número de ternas como numero de inversores, en total serán 8. Para la distancia

mínima entre ternas de media tensión según la NEC deber ser de 19 cm [60], pero buscando reducir las pérdidas se colocarán a una distancia de 60 cm.

*Tabla 10. Factores de corrección de cables trifásicos o ternas de cables agrupados bajo tierra
Tomado de [71]*

Tipo de instalación	Separación de las ternas	Factor de corrección								
		Número de ternos en la zanja								
 Cables directamente enterrados	En contacto (d = 0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	–
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	–	–	–
 Cables bajo tubo	En contacto (d = 0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	–
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	–	–	–	–

$$F_{ternas} = 0,76$$

El siguiente factor de corrección es por profundidad del conductor, en este caso nos basaremos en la RETIE que establece una mayor profundidad que el NEC, se establece una profundidad de 0,75 metros de profundidad [72]. En cuestión a la sección del conductor, esta es de 53,5 mm².

*Tabla 11. Factores de corrección para cables enterrados en zanja a diferentes profundidades.
Tomado de [71]*

Profundidad (m)	Cables directamente enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤ 185 mm ²	> 185 mm ²	≤ 185 mm ²	> 185 mm ²
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

$$F_{profundidad} = 1,025$$

Por último, se tiene el factor de corrección por resistividad térmica del terreno, para el cual se consultó el sitio web Colombia en mapas, para verificar el tipo de suelos presentes en la ubicación del proyecto.

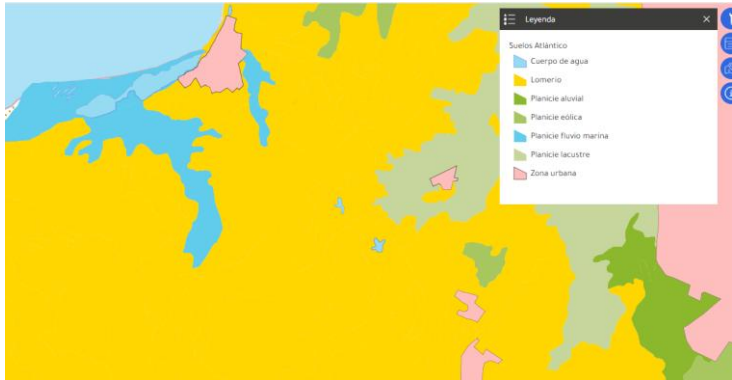


Ilustración 50. Clasificación de suelo en Atlántico. Tomado de [73]

El relieve de lomerío (colinas suaves) en Atlántico, especialmente en la zona central y costera, está formado mayoritariamente por formaciones geológicas ricas en arcillas, limos y lutitas. Al degradarse estas rocas por el clima del Caribe, el suelo resultante es predominantemente arcilloso. Por lo tanto, se tomará la resistividad térmica de 1.282 K*m/W para suelo arcilloso húmedo.

Tabla 12. Clasificaciones de resistividad térmica según suelos. Tomado de [74]

Material	max	mean	min
Peat (dry)		5.882	
Peat (wet)		1.852	
Peat (icy)		0.529	
Sand soil (dry)	2.326	1.786	1.449
Sand soil (moist)	1.149	1.047	0.962
Sand soil (soaked)	0.526	0.463	0.413
Clay soil (dry)	2.857	2.299	1.923
Clay soil (moist)	1.449	1.282	1.149
Clay soil (wet)	0.962	0.769	0.641

Por último, solo queda encontrar el valor de corrección en la tabla correspondiente.

Tabla 13. Factores de corrección para Cables enterrados directamente o en conducciones en terrenos de resistencia térmica diferente a 1,5 K.m/W. Tomado de [71]

Tipo de instalación	Sección del conductor	Resistividad térmica del terreno, K·m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
 Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81

$$F_{\text{terreno}} = 1,04$$

Se procede a calcular el valor del factor de corrección total.

$$F_{\text{total}} = F_{\text{temperatura}} * F_{\text{ternas}} * F_{\text{profundidad}} * F_{\text{terreno}}$$

$$F_{\text{total}} = 0,97 * 0,76 * 1,025 * 1,04 = 0.7858$$

$$I_{\text{corregida}} = \frac{60 \text{ A}}{0.7858} = 76.36 \text{ A}$$

La corriente de diseño es menor que la capacidad ajustada del conductor, por lo cual se comprueba que la sección del cable es la correcta, el cable 1/0 AWG es el correcto.

Realizando los cálculos de caída de tensión se obtiene:

$$\Delta V = \sqrt{3}IL(R\cos(\varphi) + X\sin(\varphi)) = \sqrt{3} * 60 \text{ A} * 1 \text{ km} * \left(0,5324 \frac{\Omega}{\text{km}} * 1 + 0\right)$$

$$\Delta V = 55.33 \text{ V}$$

$$\% \Delta V = \frac{\Delta V}{V} \times 100 = \frac{55.33 \text{ V}}{34.500 \text{ V}} * 100 = 0.16 \%$$

El valor de la caída de tensión es muy pequeño para el tramo más largo de la instalación de media tensión.

Ilustración 51. Datos de línea de media tensión en PVsyst.

En el PVsyst se podrá colocar el área de la sección transversal próxima a los 53.5 mm², que para este caso es 50 mm². Al escoger este valor, se puede observar como la caída de tensión toma valores muy similares a los calculados.

5.6.6 Perdidas Óhmicas de transformado de Alta tensión

Para el transformador de alta tensión, primero se deberá calcular la potencia total suministrada por los inversores.

$$S_{\text{total}} = \# \text{ inversores} \times S_{\text{inversor}} = 8 * 3,593 \text{ MVA} = 28,744 \text{ MVA}$$

A esta potencia se le agregará un factor de seguridad del 20% para mantener la eficiencia y asegurar la vida útil del transformado.

$$S_{transformador} = \frac{S_{total}}{0,80} = \frac{28,744 \text{ MVA}}{0,80} \approx 36 \text{ MVA}$$

El lado primario del transformador operará a 34,5 kV, que es el nivel de media tensión de la instalación. El lado de alta tensión trabajará a 110 kV para permitir la conexión directa con la subestación Juan Mina, cuyas barras operan en ese nivel.

Para la parametrización del transformador en el software PVsyst, se tomarán como referencia datos técnicos del fabricante Energy Transformers, cuyos equipos presentan características similares a las requeridas en el proyecto [75].

Por lo tanto, los datos de PVsyst para el transformador de media tensión quedarían de la siguiente manera.

Ilustración 52. Datos del transformador de alta tensión en PVsyst.

5.6.7 Calidad del modulo

El primer paso es definir el parámetro de calidad del módulo. Según la documentación de PVsyst, este valor depende del nivel de confianza en las especificaciones del fabricante. Sin embargo, el software simplifica el proceso tomando como referencia un valor igual a la cuarta parte de la tolerancia de potencia del módulo. En este caso, al tener una tolerancia del 3%, se adopta un parámetro de calidad del 0,75%. A continuación, se realiza la demostración sobre el cálculo del parámetro “module Quality”.

Se tiene que la tolerancia máxima es del 3%, valor positivo.

$$Power\ Tolerance_{max} = +3 \%$$

A partir de este punto se considerará como module Quality la cuarta parte de la tolerancia, y como la tolerancia es positiva, se deberá de ingresar en PVsyst con valor negativo.

$$\text{Module Quality} = \frac{3\%}{4} = 0.75\% \rightarrow -0.75\%$$

Para el apartado de la degradación inducida por luz (LID - Light Induced Degradation) esta se define como la resta de la degradación del primer año menos la del resto de su vida. La cual da como resultado 0.65%.

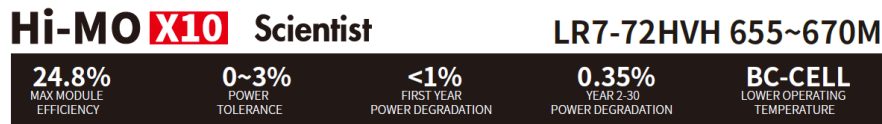


Ilustración 53. Garantías del fabricante para los módulos. Tomado de [76]

El siguiente punto son las pérdidas por mismatch. Las pérdidas por mismatch (mismatch loss) corresponden a aquellas originadas por pequeñas diferencias en las características eléctricas de los módulos fotovoltaicos instalados, y se representan como una reducción porcentual fija en la potencia de salida en corriente continua (DC) del sistema. Estudios en la industria han determinado que los valores de mismatch pueden variar entre 0,01 % y 3 %, dependiendo de la configuración del sistema y la longitud de los strings. Es recomendable adoptar un valor de 2%, basado en el consenso de la industria, y ese será el valor que se considerará en este proyecto [77].

Ilustración 54. Apartado de calidad de modulo, LID y mismatch losses en PVsyst.

5.6.8 Pérdidas por suciedad (soiling losses)

Las pérdidas por suciedad en los módulos fotovoltaicos dependen directamente de cómo se gestione la limpieza en la planta. Si las labores de lavado son poco frecuentes o no se realizan de forma adecuada, la acumulación de polvo y otros residuos puede aumentar notablemente estas pérdidas y afectar el rendimiento del sistema.

Asimismo, se reconoce que la acumulación de suciedad puede variar a lo largo del año debido a factores externos como condiciones climáticas, presencia de polvo, lluvias o actividades cercanas al emplazamiento. En función de lo anterior, se adoptará un valor de pérdidas por suciedad del 2 %, asumiendo una adecuada gestión en las tareas de limpieza de los módulos.

Ilustración 55. Soiling losses del proyecto en PVsyst.

5.6.9 Pérdidas por incidencia de matriz (IAM)

Estas pérdidas se originan por la reducción de la irradiancia que alcanza las células fotovoltaicas en comparación con la irradiancia bajo incidencia normal. Este efecto se debe principalmente a las reflexiones en la cubierta de vidrio del módulo, las cuales aumentan a medida que crece el ángulo de incidencia de la radiación solar [78].

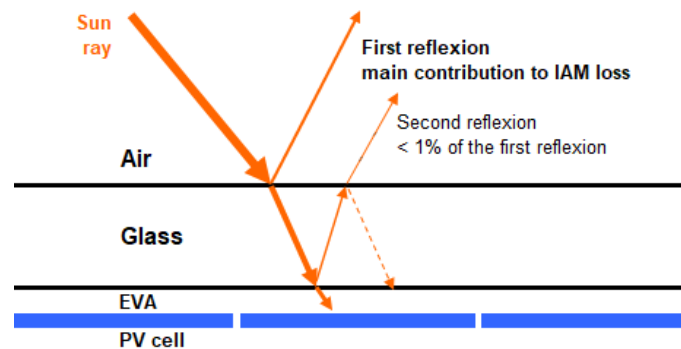


Ilustración 56. Reflexión y transmisión de la radiación solar en la interfaz aire-vidrio (Leyes de Fresnel). Tomado de [78]

Para el diseño se utiliza el modelo de Fresnel con recubrimiento antirreflejante, que permite describir cómo se comporta la luz al pasar entre materiales con distintos índices de refracción. A partir de las leyes de Fresnel (derivadas de las ecuaciones de Maxwell) se calcula cuánta luz se refleja y cuánta se transmite en cada interfaz, primero entre el aire y el vidrio, y luego entre el vidrio y el encapsulante EVA.

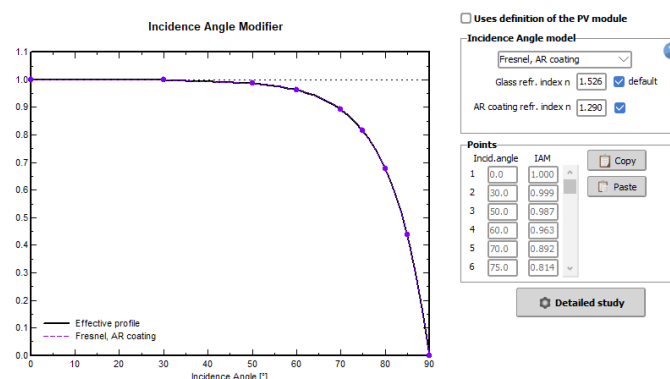


Ilustración 57. Pérdidas IAM en PVsyst.

5.6.10 Pérdidas por consumos Auxiliares

Las pérdidas por consumos auxiliares se consideran como una fracción de la energía que entrega el inversor. Este autoconsumo proviene de varias fuentes: el consumo nocturno de la planta, las pérdidas en vacío de los transformadores, los consumos propios de los inversores y otras cargas en AC, como los sistemas de refrigeración, las baterías y el sistema de supervisión y control (SCADA).

Dentro de estas componentes, el presente análisis se centrará en los consumos auxiliares de los inversores y en otras cargas AC, ya que, de acuerdo con evaluaciones reportadas en la literatura, estos pueden representar aproximadamente un 33,43 % del total de las pérdidas por autoconsumo de la planta [79].

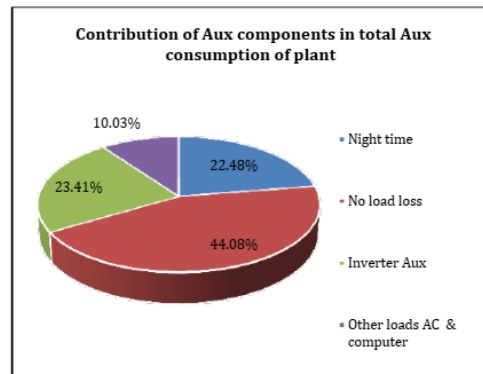


Ilustración 58. Contribución de los componentes auxiliares al total del consumo auxiliar de la planta Tomado de [79]

Asimismo, es posible estimar el porcentaje que representan los consumos auxiliares respecto a la generación total de la planta fotovoltaica. Este valor tiende a disminuir a medida que aumenta la capacidad instalada, debido a economías de escala en la operación del sistema [79].

Para el caso del presente proyecto, se adoptará un valor de 0,82 %, correspondiente a plantas con una capacidad instalada superior a 20 MW en corriente alterna (AC), según

lo reportado en la literatura especializada.

Tabla 14. Consumo auxiliar de una planta fotovoltaica según su capacidad instalada en AC. Tomado de [79]

Plant Capacity (MW)	0-5	5-10	10-20	>20
% Aux Consumption	1.54%	0.90%	0.85%	0.82%

Luego realizando el cálculo se puede obtener la relación de W de consumo auxiliar por kW a la salida del inversor.

$\% \text{ de Consumo } (W) = \% \text{ de consumos considerados} \times \text{porcentaje de consumo auxiliar del total generado}$

$$\% \text{ de Consumo } (W) = 0.3343 \times 0.0082 = 0.0027 = 0.27\%$$

Por lo tanto, la relación sería la siguiente:

$$\text{Consumo Auxiliar} = 2.7 \frac{W}{kW}$$

Ilustración 59. Pérdidas por consumos auxiliares en PVsyst.

5.6.11 Pérdidas por envejecimiento

Las pérdidas por envejecimiento están asociadas a la degradación progresiva de los módulos fotovoltaicos, lo que conlleva una disminución gradual de su eficiencia a lo largo del tiempo. Este efecto se representa mediante un factor de degradación anual, el cual, para el caso base del proyecto, se obtiene de la ficha técnica y corresponde a un valor de 0,35% anual [80].

Según PVsyst, las pérdidas por dispersión de parámetros como I_{mp} y V_{mp} se calculan mediante un proceso estadístico que introduce variabilidad y no permite obtener valores precisos. Además, el propio software señala que este efecto termina representándose como una pérdida fija de *mismatch* definida por el usuario. Por esa razón, en este estudio se decide no modelar explícitamente estas dispersiones y, en su lugar, incluir su impacto dentro del valor global de pérdidas por *mismatch* en el apartado correspondiente.

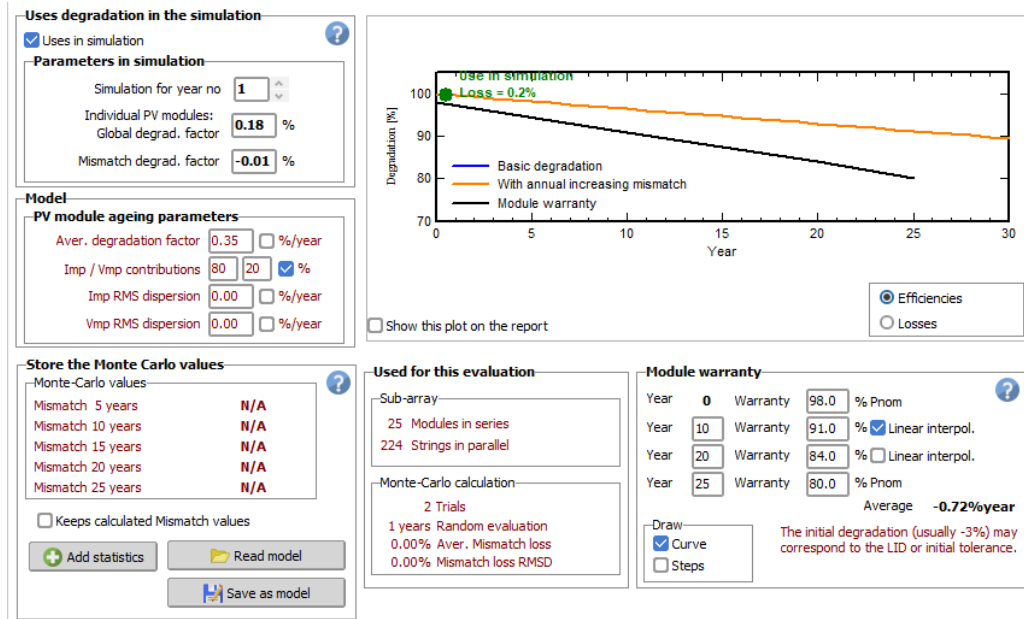


Ilustración 60. Perdidas por envejecimiento en PVsyst

5.7 Perdidas por sombreados cercanos

5.7.1 Modelado en tres dimensiones

Para evaluar las pérdidas por sombreados cercanos, PVsyst permite crear un modelo 3D del emplazamiento y su entorno inmediato, ya sea directamente en la plataforma o importando geometrías desde otros programas. En este proyecto se optó por diseñar el entorno en SketchUp, lo que permite representar con mayor precisión los elementos que podrían proyectar sombras sobre el sistema fotovoltaico.

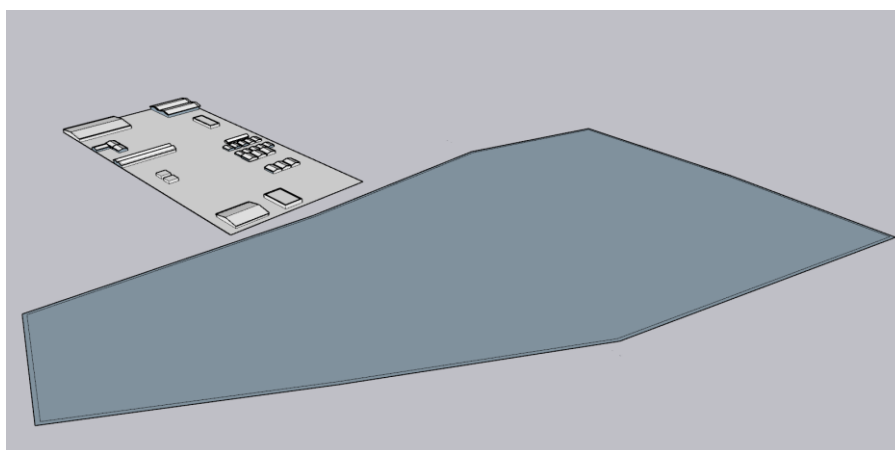


Ilustración 61. Modelado 3D de infraestructura cercana al proyecto en SketchUp.

En el modelo elaborado en SketchUp se definió tanto el área del proyecto como la infraestructura cercana, que en este caso corresponde principalmente a un parque industrial. Una vez finalizado el modelo 3D, este se exporta en formato

.3ds para luego importarlo en PVsyst, donde se ubican los módulos fotovoltaicos y se realiza el análisis de sombreados.

5.7.2 Disposición de módulos fotovoltaicos

Dado que la instalación será en suelo y sin seguidores solares, los módulos deben orientarse hacia el sur. Bajo estas condiciones, existen dos formas principales de disponerlos: en orientación horizontal (*landscape*) o en orientación vertical (*portrait*).

En este proyecto se ha optado por una disposición vertical, ya que permite optimizar el aprovechamiento del espacio disponible [81]. Al instalar los módulos inclinados apoyándose sobre su lado más corto, se reduce la ocupación en planta, lo que facilita una mayor densidad de instalación.

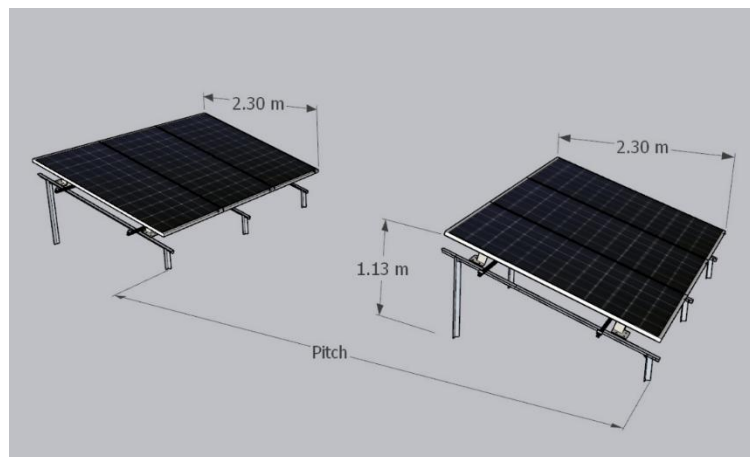


Ilustración 62. Distancias en el diseño del caso base. Tomado de [82]

Adicionalmente, esta configuración presenta ventajas operativas, especialmente en lo relacionado con la limpieza de los módulos. Al tener una menor distancia entre el borde inferior del panel y el suelo, junto con el ángulo de inclinación, se favorece el escurrimiento de agua y la remoción de polvo por efecto de la lluvia [83].

Una posible desventaja de la orientación vertical es su mayor exposición al viento, lo que incrementa las cargas aerodinámicas sobre la estructura. Sin embargo, en este proyecto la velocidad media del viento es de 4,3 m/s, un valor bajo que no supone un riesgo relevante para la estabilidad del sistema.

De acuerdo con manuales de instalación de módulos fotovoltaicos, los sistemas de sujeción deben ser capaces de soportar una presión ascendente (*upward pressure*) de hasta 2400 Pa [84]. Este valor de presión puede relacionarse con la velocidad del viento mediante la ecuación de presión dinámica, lo que permite evaluar las condiciones de diseño frente a cargas eólicas [85].

$$q = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2$$

donde q representa la presión en Pascales (Pa), ρ es la densidad del aire, la cual puede aproximarse a $1,225 \text{ kg/m}^3$, y v corresponde a la velocidad del viento en m/s. Despejando la velocidad del viento, se obtiene:

$$v = \sqrt{\frac{2 \cdot q}{\rho}} = \sqrt{\frac{2 \cdot 2400 \frac{\text{kg}}{\text{m} \cdot \text{s}^2}}{1,225 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}}} = 62,6 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

El cálculo muestra que la estructura debe estar preparada para soportar vientos de hasta $62,6 \text{ m/s}$. En comparación, la velocidad media del emplazamiento es de solo $4,3 \text{ m/s}$, muy por debajo de ese límite. Esto confirma que la estructura cuenta con un amplio margen de seguridad frente a cargas eólicas y que la disposición vertical de los módulos no presenta restricciones desde el punto de vista mecánico.

5.7.3 Distancia entre filas (Pitch)

Para la determinación de la distancia entre filas de mesas es necesario evaluar el efecto de las sombras y su posible interferencia entre filas adyacentes. Para ello, se parte de las dimensiones del módulo fotovoltaico considerado en el caso base, las cuales se presentan en la siguiente figura.

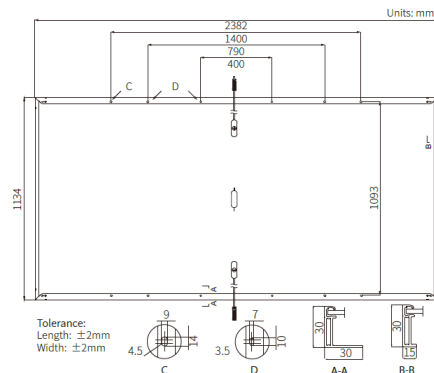


Ilustración 63. Dimensiones y disposición de perforaciones del módulo fotovoltaico de la marca Longi, modelo LR7-72HVV. Tomado de [76]

A partir de las dimensiones del módulo, es posible realizar un análisis geométrico de su disposición y de la sombra proyectada, con el fin de determinar su impacto sobre las filas adyacentes.

Como primer paso, se calcula la proyección horizontal del módulo sobre el terreno para un ángulo de inclinación de 15° , utilizando relaciones trigonométricas:

$$\text{Distancia sobre piso} = 2382 \cdot \cos(15^\circ) = \mathbf{2300.84 \text{ mm}}$$

El siguiente paso consiste en determinar la altura que alcanza el módulo, ya que este parámetro es fundamental para la estimación de la longitud de la sombra proyectada.

La altura del panel se calcula considerando tanto su longitud como su espesor, en función del ángulo de inclinación:

$$\text{Altura} = \text{Longitud de panel} \cdot \sin(\theta^\circ) + \text{grosor del panel} \cdot \cos(\theta^\circ)$$

$$\text{Altura} = 2382 \cdot \sin(15^\circ) + 30 \cdot \cos(15^\circ) = 616.5069 \text{ mm} + 28.9777 \\ = \mathbf{645.48 \text{ mm}}$$

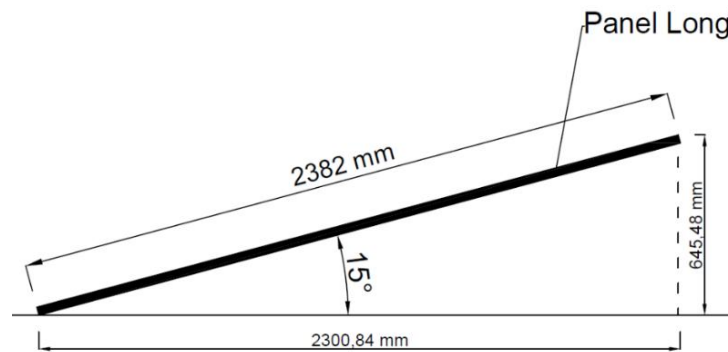


Ilustración 64. Geometría de instalación del módulo fotovoltaico. Tomado de [76]

A partir del valor de la altura alcanzada por el extremo del panel, es posible estimar la longitud de la sombra proyectada sobre el terreno. Esta dependerá del ángulo de elevación solar (α), el cual varía en función de la hora del día y la época del año

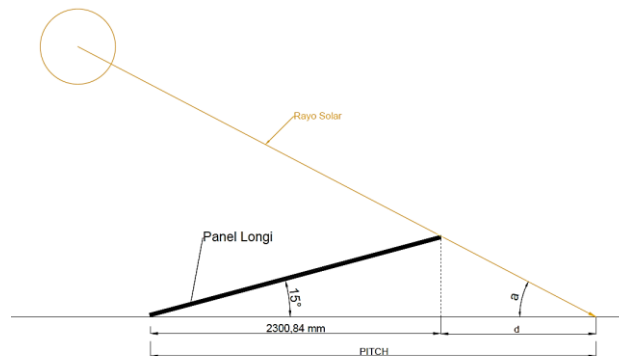


Ilustración 65. Cálculo del sobre proyectado por el panel solar.

Mediante relaciones trigonométricas, la longitud de la sombra puede determinarse a partir de la función tangente:

$$d = \frac{h}{\tan(\alpha)}$$

donde d es la longitud de la sombra, h es la altura del módulo y α es el ángulo de elevación solar. Al analizar la expresión que describe la longitud de la sombra (tomando como referencia una altura unitaria y variando el ángulo solar entre 0° y 90°) se observa que la sombra se alarga de forma notable a medida que disminuye el ángulo de elevación. Este comportamiento es clave para definir el pitch, ya que los ángulos solares más bajos, típicos del amanecer y el atardecer,

son los que generan las sombras más extensas y, por tanto, las condiciones más críticas de sombreado entre filas.

A continuación, se presentan los valores de la longitud de la sombra obtenidos a partir de la expresión $d = \frac{645.48 \text{ mm}}{\tan(\alpha)}$, para distintos ángulos de elevación solar:

Tabla 15. Longitud d de la sombra proyectada por los paneles para distintos ángulos de elevación.

α	d
1°	36,98
10°	3,66
20°	1,77
30°	1,12
40°	0,77
50°	0,54
60°	0,37
70°	0,23
80°	0,11
90°	0,00

A partir de los valores presentados en la tabla, se observa que la longitud de la sombra aumenta a medida que disminuye el ángulo de elevación solar. Considerando el diagrama de trayectoria solar, se adopta un valor conservador de $\alpha = 40^\circ$, con el cual se garantiza que no se presenten sombreados significativos en el intervalo horario comprendido entre las 9:00 y las 15:00 horas.

Para este ángulo, la longitud de la sombra es de 0,77 m. En consecuencia, el *pitch* mínimo puede determinarse como la suma de la proyección horizontal del módulo sobre el terreno y la longitud de la sombra:

$$Pitch_{\text{mínimo}} = 2,3 \text{ m} + 0,77 \text{ m} = 3,07 \text{ m}$$

No obstante, la determinación del espaciamiento entre filas no depende únicamente de criterios geométricos y de sombreado, sino también de aspectos operativos y económicos, particularmente los asociados a las labores de operación y mantenimiento (O&M). Un menor espaciamiento entre mesas puede dificultar el acceso, incrementando los costos de mantenimiento y los tiempos de intervención ante fallas [86].

Tabla 16. Tabla de costos de O&M debido a equipos disponibles por utilizar, relacionados al espaciado entre módulos.

Espacio entre paneles (m)	Tipo de herramienta para O&M	Costo Anual de O&M (€/kW)	Tiempo de respuesta
---------------------------	------------------------------	---------------------------	---------------------

antes fallas (Horas)			
1,5	Manual + pequeñas herramientas	9,94	48
2,5	Pequeños robots + pequeños vehículos	6,21	24
4	Grandes Vehículos automatizados	2,48	4

En la tabla anterior se presenta la relación entre el espaciamiento disponible, el tipo de herramientas utilizadas para O&M, los costos anuales asociados y los tiempos de respuesta ante fallas. A medida que aumenta el espaciamiento entre filas, se reducen tanto los costos de operación y mantenimiento como los tiempos de respuesta ante fallas, especialmente en el sistema de corriente continua.

En función de estos resultados, se adopta un espaciamiento de 4 m entre mesas de módulos para el caso base. En consecuencia, el pitch total de la instalación se calcula como:

$$Pitch_{base} = 2,3 \text{ m} + 4 \text{ m} = 6.3 \text{ m}$$

Con este valor se estaría garantizando la ausencia de pérdidas significativas por sombreado y al mismo tiempo se estaría optimizando las condiciones de operación y mantenimiento de la planta.

5.7.4 Distancia entre módulos e inversores/transformadores

Para definir el espaciamiento adecuado entre los equipos eléctricos y las mesas fotovoltaicas, es necesario asegurar que exista suficiente separación para evitar interferencias físicas y pérdidas por sombreado. El primer paso consiste en evaluar si los inversores proyectan sombras que puedan afectar a las filas de módulos. Para ello, se utilizan las dimensiones y características proporcionadas en la ficha técnica del equipo, que sirven como referencia para estimar la altura efectiva y el posible alcance de la sombra en diferentes condiciones solares.

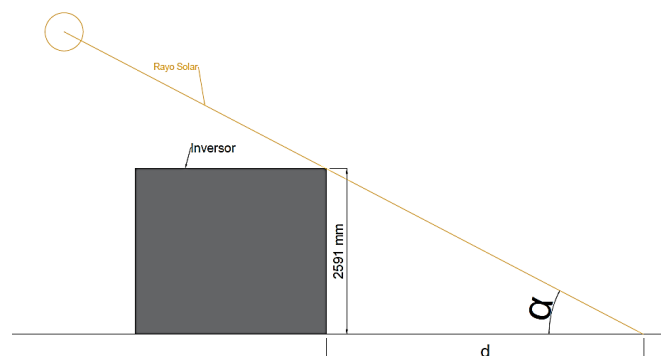


Ilustración 66. Análisis de sombras del inversor.

Para el caso del inversor, se adopta un ángulo de elevación solar más conservador, igual a 15° , debido a sus mayores dimensiones y a que, generalmente, este tipo de equipos se instala sobre estructuras con cubierta.

A partir de este valor, la longitud de la sombra proyectada se calcula como:

$$d = \frac{2,591 \text{ m}}{\tan(15^\circ)} = 9,67 \text{ metros}$$

Se deberá considerar una distancia aproximada de 9,67 m al ubicar el inversor respecto a las mesas de módulos, con el fin de evitar pérdidas por sombreado.

En el caso del transformador, el procedimiento es similar. Según su ficha técnica, puede instalarse en una estructura con dimensiones equivalentes a un contenedor estándar de 40 pies, cuya altura es de unos 2,89 m. Considerando un ángulo solar de elevación de 15° , la longitud de la sombra proyectada se calcula a partir de esta altura, lo que permite determinar la distancia mínima necesaria para evitar interferencias por sombreado.

$$d = \frac{2,89 \text{ m}}{\tan(15^\circ)} = 10.79 \text{ metros}$$

Por lo que la distancia libre hasta cualquier panel solar deberá ser al menos de 10.79 metros. En base a las distancias de los equipos se decide que el espacio designado deberá ser de al menos una distancia de 10.79 metros al panel solar más próximo.

5.7.5 Distribución de los módulos solares y resultados de la simulación

A continuación, se realizó la distribución de los módulos fotovoltaicos en el área seleccionada, considerando los criterios previamente establecidos, tales como el *pitch* entre filas y las distancias mínimas requeridas respecto a los equipos eléctricos.

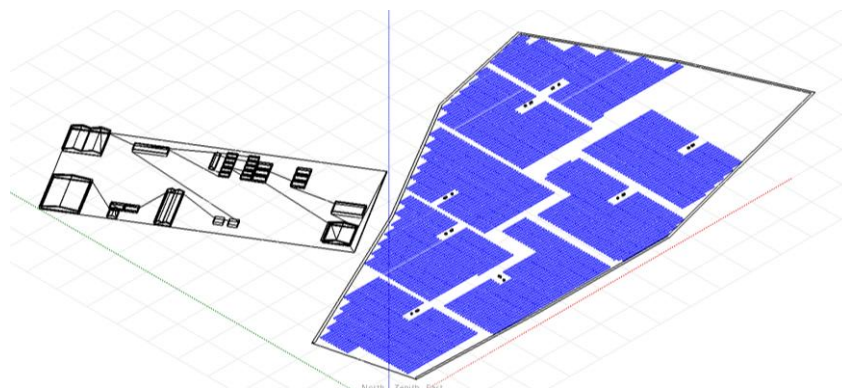


Ilustración 67. Distribución de los módulos solares en el área seleccionada en PVsyst

Los resultados obtenidos fueron poco impacto de las sombras durante el día, dejando un rango libre de sombras entre 7 y las 17 hrs.

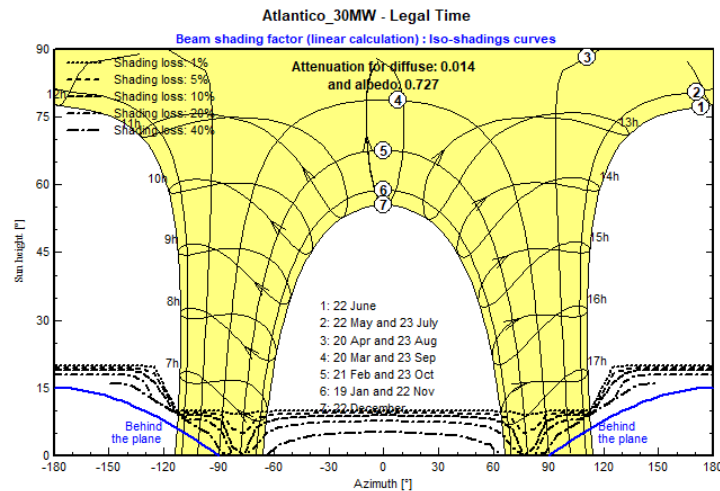


Ilustración 68. Diagrama de sombras caso base en PVsyst.

5.8 Resultados de caso Base

A continuación, se presentan los resultados de generación energética correspondientes al primer año de operación del proyecto.

Tabla 17. Resultados del primer año del proyecto Atlántico 30 MWp, caso base en PVsyst.

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	185.3	49.26	27.25	213.2	205.0	5595	5368	0.839
February	178.3	49.30	27.31	195.5	187.6	5115	4907	0.837
March	206.1	82.03	27.47	212.3	203.6	5556	5332	0.837
April	189.7	90.38	28.13	185.4	177.2	4847	4648	0.836
May	179.7	91.59	28.36	168.6	160.6	4417	4230	0.836
June	170.8	80.65	28.22	156.7	148.8	4101	3924	0.835
July	179.9	81.01	27.82	166.3	158.2	4358	4171	0.836
August	176.1	83.93	28.21	169.0	161.2	4427	4237	0.836
September	163.8	77.14	28.10	164.3	157.1	4315	4129	0.838
October	150.9	81.14	27.76	158.4	151.2	4163	3979	0.837
November	148.3	59.92	27.41	165.3	158.3	4356	4169	0.841
December	172.6	49.58	27.81	200.7	192.8	5275	5059	0.840
Year	2101.8	875.91	27.82	2155.5	2061.7	56524	54153	0.837

De acuerdo con la simulación, la planta presenta una generación anual de 54.152 MWh. A partir de este valor, es posible calcular las horas equivalentes de funcionamiento:

$$\text{Horas equivalentes} = \frac{54.152}{29,99} \approx 1.806 \text{ horas}$$

Este resultado indica un desempeño adecuado del sistema, ya que, al compararlo con el potencial fotovoltaico disponible en Colombia, se observa que el valor máximo de generación específica se sitúa alrededor de 1826

kWh/kWp·año. El proyecto alcanza un valor cercano a dicho máximo, lo que evidencia una correcta selección del emplazamiento y un diseño eficiente del sistema fotovoltaico.



Ilustración 69. Mapa del potencial de generación fotovoltaica en Colombia (kWh/kWp) Tomado de [29]

5.9 Análisis variantes de equipos

Para optimizar el diseño de una planta fotovoltaica de 30 MWp, se realizó un análisis comparativo utilizando el software PVsyst, donde se compararon 22 posibilidades (Anexo 6) de configuración de equipos de manera preliminar y posteriormente se realizaron 14 variaciones a detalle en PVsyst. Cada variante se construyó a partir de combinaciones de:

- Módulos fotovoltaicos de fabricantes de tier 1. [87]
- Inversores centrales de alta potencia (a escala de Utility scale)
- Diferentes configuraciones eléctricas (número de strings, módulos por strings)
- Diferentes relaciones DC/AC

Los criterios de evaluación considerados fueron:

- Potencia nominal en AC (MW)
- Potencia pico instalada (MWp)
- Relación DC/AC
- Número total de módulos e inversores
- Costo total de inversión (CAPEX) asociado con el equipo principal (ver Anexo 12)

Esto permite la optimización técnico-económica, como es típico para una planta fotovoltaica a utility-scale. En la siguiente tabla se muestra las 22 configuraciones preliminares realizadas en PVsyst con diferentes equipos tier 1 [87].

Tabla 18. Configuraciones preliminares de equipos tier 1 en PVsyst

Variante	Modulo	Inversor	Potencia Nominal (MW)	Ratio	Cadenas	Módulos	No Módulos	No Inversores
VC0 Base	LongiSolar LR7-72HVH-670M	Sungrow SG3125	25000	1,20	1791	25	44775	8
VC1	LongiSolar LR7-72HVH-670M	SMA Sunny Central 3060UP	24536	1,22	1791	25	44775	8
VC2	TrinaSolar TSM-DE21-670	Sungrow SG3125	25000	1,20	1544	29	44776	8
VC3	TrinaSolar TSM-DE21-670	SMA Sunny Central 4000UP	24000	1,25	1444	29	41876	6
VC4	TrinaSolar TSM-NE21-695	Sungrow SG3125	25000	1,20	1660	26	43160	8
VC5	TrinaSolar TSM-NE21-695	SMA Sunny Central 3060UP	27603	1,09	1542	28	43176	8
VC6	TrinaSolar TSM-NE21-695	FIMER ABB PVS-980-2091kW	25092	1,20	1542	28	43176	12
VC7	TrinaSolar TSM-NE21-720	Sungrow SG3125	25000	1,24	1660	26	43160	8
VC8	TrinaSolar TSM-NE21-720	SMA Sunny Central 4000UP	28000	1,07	1736	24	41664	7
VC9	TrinaSolar TSM-NE21-720	General Electric LV5-1569	28530	1,01	1488	27	40176	9
VC10	JinkoSolar JKM-650N-4-BDV	Sungrow SG3125	25000	1,20	2098	22	46156	8
VC11	JinkoSolar JKM-650N-4-BDV	SMA Sunny Central 3060UP	24536	1,22	1923	24	46152	8
VC12	JinkoSolar JKM-650N-4-BDV	SMA Sunny Central 3060UP	27603	1,09	1923	24	46152	9
VC13	JinkoSolar JKM-650N-4-BDV	FIMER ABB PVS-980-2091kW	25092	1,20	1923	24	46152	12
VC14	JinkoSolar JKM-650N-4-BDV	General Electric LV5-1569	28530	1,05	1923	24	46152	9
VC15	JinkoSolar JKM-66L5-BDV-735	Sungrow SG3125	25000	1,20	1570	26	40820	8
VC16	JinkoSolar JKM-66L5-BDV-735	SMA Sunny Central 4000UP	28000	1,07	1633	25	40825	7
VC17	JinkoSolar JKM-66L5-BDV-735	FIMER ABB PVS-980-2091kW	25092	1,20	1512	27	40824	12
VC18	JinkoSolar JKM-66L5-BDV-735	General Electric LV5-1569	28530	1,05	1512	27	40824	9
VC19	Canadian Solar CS7N-700TB-AG	Sungrow SG3125	25000	1,20	1648	26	42848	8
VC20	Canadian Solar CS7N-700TB-AG	Sungrow SG3125	28125	1,07	1648	26	42848	9
VC21	Canadian Solar CS7N-700TB-AG	SMA Sunny Central 4000UP	28000	1,07	1648	26	42848	7

5.9.1 Selección de equipo representativas

Después de analizar las 22 configuraciones, se consideraron los siguientes equipos tier 1 para sus diferentes variantes:

Tabla 19. Resumen de equipos seleccionados para realizar variantes en PVsyst.

Módulos	Inversores
LongiSolar LR7-72HVH-670M	Sungrow SG3125
TrinaSolar TSM-DE21-670	SMA Sunny Central 3060UP
JinkoSolar JKM-650N-78HL 4-BDV	SMA Sunny Central 4000UP
Canadian Solar CS7N-700TB-AG	-

5.9.2 Análisis de variantes Ratio DC/AC

La relación de sobredimensionamiento DC/AC es uno de los parámetros operativos clave en el diseño de plantas de energía fotovoltaica. Describe la potencia pico instalada en los módulos (MWp) en comparación con la potencia nominal del sistema de conversión AC (MW). Una proporción adecuada maximizará la producción de energía anual, sin sacrificar potencia innecesariamente y sin costos excesivos (clipping).

Se consideraron cuatro variantes con una potencia constante de 30 MWp y una potencia nominal del inversor variable para investigar relaciones entre 1.07 y 1.60:

Tabla 20. Variantes de simulación PVsyst de ratio.

Variante	Modulo	Inversor	Potencia Nominal (MW)	Potencia Pico (MWp)	Ratio	No Inversores	Perdidas Inversor sobre potencial nominal (%)	Producción año 1 (MWh)
VC0-Caso Base	LongiSolar LR7-72HVVH-670M	Sungrow SG3125	25000	30000	1,20	8	0	54152
VC1-Variante 1	LongiSolar LR7-72HVVH-670M	Sungrow SG3125	28125	30000	1,07	9	0	54140
VC2-Variante 2	LongiSolar LR7-72HVVH-670M	Sungrow SG3125	21875	30000	1,37	7	0,9	53694
VC3-Variante 3	LongiSolar LR7-72HVVH-670M	Sungrow SG3126	18750	30000	1,60	6	5,1	51414

La variante VC0 - Caso Base fue elegida con una ratio de 1.20, que correspondía a 8 inversores Sungrow SG3125 (25 MW nominales) instalados a 30 MWp. Esta conclusión se basa en lo siguiente:

- **Producción óptima:** VC0 mostró el mayor número de producción a alcanzar en el conjunto, con 54,152 MWh para el año 1, seguido de cerca por VC1, un aumento en el costo de los inversores de más de €274,000 debido a la necesidad de agregar un inversor.
- **Pérdidas de clipping cero:** Ninguna de las pérdidas generadas por la relación 1.20 supera las experimentadas por la potencia nominal del inversor (0%), lo que indica que el sobredimensionamiento está ajustado con precisión al recurso solar presente en el sitio.
- **Eficiencia económica:** El costo de VC0 entre €2,192,000 + inversor/transformador es igual al equilibrio óptimo de costo-producción de la serie. La variante VC1 necesita una inversión adicional considerable (+ €274,000) sin ganancia de producción. Las variantes VC2 y VC3 tienen

relaciones más grandes y sufren pérdidas (0.9% y 5.1%, respectivamente) que reducen la energía producida.

- **Práctica estándar de la industria:** La relación de 1.20 es ideal para ubicaciones con alta irradiación ($GHI > 1,700 \text{ kWh/m}^2/\text{año}$), que es la característica del emplazamiento.

Así que, en el análisis final, la relación de 1.20 logra el equilibrio adecuado entre la maximización de la producción, la minimización de las pérdidas por clipping y el control de la inversión en equipos de conversión.

Tabla 21. Variantes de ratio con análisis estimado económico.

Variante	No Inversores	Producción año 1 (MWh)	Valor Inversores y Transformador (Estimado)	Energía Aproximada 30 años (Estimado)	Diferencia Vs. Caso Base
VC0-Caso Base	8	54152	€ 2.192.000	€ 105.576.900	€ 277.900
VC1-Variante 1	9	54140	€ 2.466.000	€ 105.573.000	-€ 277.900
VC2-Variante 2	7	53694	€ 1.918.000	€ 104.703.300	-€ 599.600
VC3-Variante 3	6	51414	€ 1.644.000	€ 100.257.300	-€ 4.771.600

5.9.3 Análisis de variantes distancia entre Filas (Pitch)

La distancia de paso o pitch entre filas de estructuras solares determina las pérdidas por sombreado cercano, GCR y área de la planta. Se examinaron cuatro distancias entre 4 y 8 metros.

Tabla 22. Variantes de distancia pitch en simulación PVsyst.

Variante No	Distancia Pitch (m)	Producción año 1 (MWh/año)	Relación de Cobertura del Suelo - GCR (%)	Ganancia plano Seguimiento (%)	Superficie planta (ha) = superficie paneles/GCR	Perdidas por sombreado cercano (%)	Diferencia en generación energía Vs. Caso Base (VC4) (%)
VC4-Variante 4	6	54152	37,70%	2,60%	32,08116711	0,6%	(*)
VC5-Variante 5	5	54094	47,60%	2,60%	25,40882353	0.7%	99,91%

VC6- Variante 6	4	53993	59,60%	2,60%	20,29295302	0,9%	99,72%
VC7- Variante 7	8	54192	29,80%	2,60%	40,58590604	0,5%	100,09%

La variante VC4 seleccionada tiene un pitch de 6 metros, dando un GCR de 37.7% y un área de planta de 32.08 hectáreas. Esta conclusión se basa en lo siguiente:

- **Pérdidas mínimas por sombreado:** Con un pitch de 6m, las pérdidas por sombreado cercano se reducen a solo 0.6%. Reduciendo el pitch a 4 m, las pérdidas promedio son del 0.9% y esto reduce considerablemente la productividad a lo largo de la vida útil efectiva de la planta.
- **Producción de energía:** El VC4 tiene un registro de 54,152 MWh/año. En comparación con la VC7 de 8m, se producen 50 MWh adicionales (+0.092%) en 8.5 hectáreas adicionales, lo cual no es económicamente sensato, ya que el valor de energía producido no es significativo en relación con el área adicional requerido.
- **Mantenimiento y operación:** Según trabajos técnicos en el espacio fotovoltaico, un corredor de 4 a 6m proporciona circulación para vehículos de limpieza automatizados y, por lo tanto, el costo operativo de O&M es hasta un 75% menor que en configuraciones con separaciones menores a 2.5 m, mientras que un pitch de 6m puede mantener este corredor operativo. [86]
- **Optimización del uso del suelo:** Un GCR de 37.7% es típico en el rango de diseño (30-50%) para optimizar la densidad de instalación mientras se genera la energía de mayor potencia.

Por lo anterior un pitch de 6m es la variante de la modelación realizado más adecuado para esta planta.

5.9.4 Análisis de variantes de módulos

Se analizaron cuatro módulos fotovoltaicos de tier 1 con potencias nominales entre 650 y 670 Wp y tecnologías de última generación (PERC/HPBC y N-Type TOPCon). Estas variantes se simulan manteniendo un pitch de 6m y un ratio de 1.2:

Tabla 23. Variantes de módulos en simulación PVsyst

Variante No	Potencia Nominal (MW)	Potencia Pico (MWp)	No. Paneles	Panel	Inversor	Producción año 1 (MWh)	Diferencia en generación energía Vs.	Valor Total Módulos (Estimado)
-------------	-----------------------	---------------------	-------------	-------	----------	------------------------	--------------------------------------	--------------------------------

Caso Base (VC8) (%)								
VC8- Variante 8	25000	30000	44775	LongiSolar LR7-72HVH- 670M	Sungrow SG3125	54142	(*)	€ 2.843.213
VC9- Variante 9	25000	29849	44550	TrinaSolar TSM-DE21- 670	Sungrow SG3125	52579	97,113%	€ 2.918.025
VCA- Variante 10	25000	30001	46156	JinkoSolar JKM-650N- 78HL 4-BDV	Sungrow SG3126	53659	99,108%	€ 3.069.374
VCB- Variante 11	25000	29994	42848	Canadian Solar CS7N- 700TB-AG	Sungrow SG3127	53471	98,761%	€ 3.213.600

Se eligió el módulo LongiSolar LR7-72HVH-670M (670 Wp, tecnología Mono PERC/HPBC) por:

- **Mayor potencia generada:** La variante VC8 alcanza 54,152 MWh en el año 1, lo que representa la mayor producción de las cuatro variantes estudiadas. El módulo de TrinaSolar es un 2.9% inferior, JinkoSolar un 0.9% y Canadian Solar un 1.2%.
- **Más barato:** Por su costo estimado de €63.5/unidad, el módulo LongiSolar tenía el costo unitario más bajo del grupo (€2,843,213 en total), en comparación con €2,918,025 para TrinaSolar, €3,069,374 para JinkoSolar y €3,213,600 para Canadian Solar. La diferencia con el producto más caro supera los €370,000.
- **Relación calidad-precio:** LongiSolar presenta el dispositivo de mayor producción a un precio más bajo que el grupo, por lo que tiene el mejor LCOE. Con una eficiencia media del módulo del 21.6% y un voltaje Vmpp de ~41.8 V, es muy apropiado para la estructura de cadena diseñada (25 paneles/cadena y 1,791 cadenas).
- **Madurez tecnológica y disponibilidad:** Hay tecnología PERC/HPBC bien probada disponible en plantas utility-scale por LongiSolar, completa con stock global de LongiSolar, una buena cadena de suministro y garantía de producto de 12 años y garantía de potencia de 25 años.
- **Compatibilidad de diseño eléctrico:** La combinación de 44,775 paneles con un coeficiente de temperatura Pmax (-0.29 %/°C) el más pequeño de los cuatro, lleva a que el módulo LongiSolar exhiba menores pérdidas térmicas cuando se expone al ambiente caluroso; contribuyendo así positivamente al proceso de producción en un emplazamiento como Atlántico que es todo el año caluroso.

5.9.5 Análisis de variantes de inversores

Se evaluaron tres inversores centrales Tier 1 representativos del mercado utility-scale: Sungrow y SMA. Todos los análisis parten del módulo y pitch ya seleccionados en capítulos anteriores (LongiSolar 670M, pitch 6 m):

Tabla 24. Variantes de inversores en simulación PVsyst.

Variante No	Ratio MW/MWp	Potencia Pico (MWp)	Panel	Inversor	No Inversores	Perdidas Inversor sobre potencial nominal (%)	Producción año 1 (MWh)	Diferencia generación energía Vs. Caso Base (VCC) (%)
VCC-Variante 12	1,20	30000	LongiSolar LR7-72HVH-670M	Sungrow SG3125	8	0	54152	(*)
VCD-Variante 13	1,22	29999	LongiSolar LR7-72HVH-670M	SMA Sunny Central 3060UP	8	0,6	53673	0,9913
VCE-Variante 14	1,25	29999	LongiSolar LR7-72HVH-670M	SMA Sunny Central 4000UP	6	0,9	53361	0,9856

Se eligió el inversor Sungrow SG3125 (3.125 kW AC, 8 unidades) en la fase de conversión para la planta PVsyst

- **Producción máxima y cero clipping:** El tipo VCC no presenta pérdidas por inversión sobre la potencia nominal (0%), lo que resulta en una producción máxima de 54,152 MWh/año. Las pérdidas producidas por los tipos SMA fueron del 0.6% y 0.9%, respectivamente, lo que lleva a 469 y 781 MWh/año menos.
- **Coste más reducido:** El coste total de los 8 inversores Sungrow SG3125 es de €1,320,000 frente a €1,840,000 para el SMA 3060UP (+39.4%) y €1,620,000 para el SMA 4000UP (+22.7%). El ahorro en precio frente a la alternativa más cara superó los €520,000.
- **Eficiencia técnica:** La eficiencia máxima alcanzada por el Sungrow SG3125 es del 99.0% y la eficiencia europea es del 98.7%, todo lo cual corresponde con los mejores inversores centrales disponibles en el mercado. Su rango MPPT (875-1,300 V) funciona con el diseño de string a 1,500 V DC máx.
- **Robustez y soporte:** Sungrow es el mayor fabricante de inversores en el mundo con su capacidad instalada, con soporte técnico mundial y una fuerte red para conectar subsistemas, y una larga historia de rendimiento en proyectos a

escala de utilidad >100 MW. El nivel de protección IP65 permite fiabilidad en condiciones ambientales adversas.

- **Diseño escalable:** la configuración instalada de 8 inversores con una capacidad de 3.125MW es ideal para la topología de la planta, permitiendo que la instalación se segmente en bloques de igual tamaño, habilitando la gestión del sistema SCADA y la operación y mantenimiento durante los 30 años de vida útil.

5.10 Selección de diseño final

El análisis de variantes se ha llevado a cabo de manera secuencial e incremental, seleccionando el parámetro óptimo al final de cada capítulo antes de proceder al siguiente análisis. Esta serie de decisiones asegura que la configuración final sea óptima a nivel global.

- **Ratio 1.20:** Optimiza el costo de los inversores y maximiza la producción, libre de pérdidas por recorte.
- **Pitch 6m:** Reduce la pérdida por sombreado, proporciona acceso al mantenimiento mecanizado y un uso más eficiente del terreno.
- **Modulo LongiSolar LR7-72HVH-670M:** La mayor energía y el menor costo de módulo de los cuatro candidatos de tier 1.
- **Inversor Sungrow SG3125:** Mínima inversión, la conversión más eficiente y sin pérdidas por encima de la potencia nominal.

La combinación óptima de las cuatro etapas de optimización puede considerarse con estas métricas de diseño:

Tabla 25. Resumen de diseño final.

Modelo del panel solar	LongiSolar LR7-72HVH-670M
Potencia pico del panel (Wp)	670
No Paneles solares	44775
Potencia total pico (MWp)	29,999
No Paneles por string	25
No Strings	1791
Modelo de inversor	Sungrow SG3125
Potencia nominal del inversor (MW)	3,125

No Inversores	8
Potencia nominal total de la planta (MW)	25,000
Distancia Pitch (m)	6
Producción año 1 (MWh)	54152

La combinación de módulo LongiSolar + inversor Sungrow SG3125 con pitch de 6m y ratio 1,20 representa el diseño técnico-económico más óptimo del conjunto de variantes analizadas, proporcionando la mayor producción energética al menor coste de equipamiento principal, con excelentes perspectivas de O&M durante sus 30 años de vida útil de diseño.

5.11 Pérdidas de diseño final

En el capítulo 6.6 detalle de pérdidas, sin embargo, acá se presentan los resultados finales de la VCC-Variante 12 la cual corresponde al diseño final. El diagrama de Sankey de pérdidas de PVsyst muestra que, después de contabilizar las pérdidas debidas a suciedad, sombreado e impactos ópticos (IAM), se obtiene una irradiancia efectiva en el generador de 2062 kWh/m² a partir de una irradiación horizontal de 2102 kWh/m². Estas pérdidas iniciales son moderadas y se encuentran dentro de los rangos típicos para plantas fotovoltaicas a escala de servicios públicos.

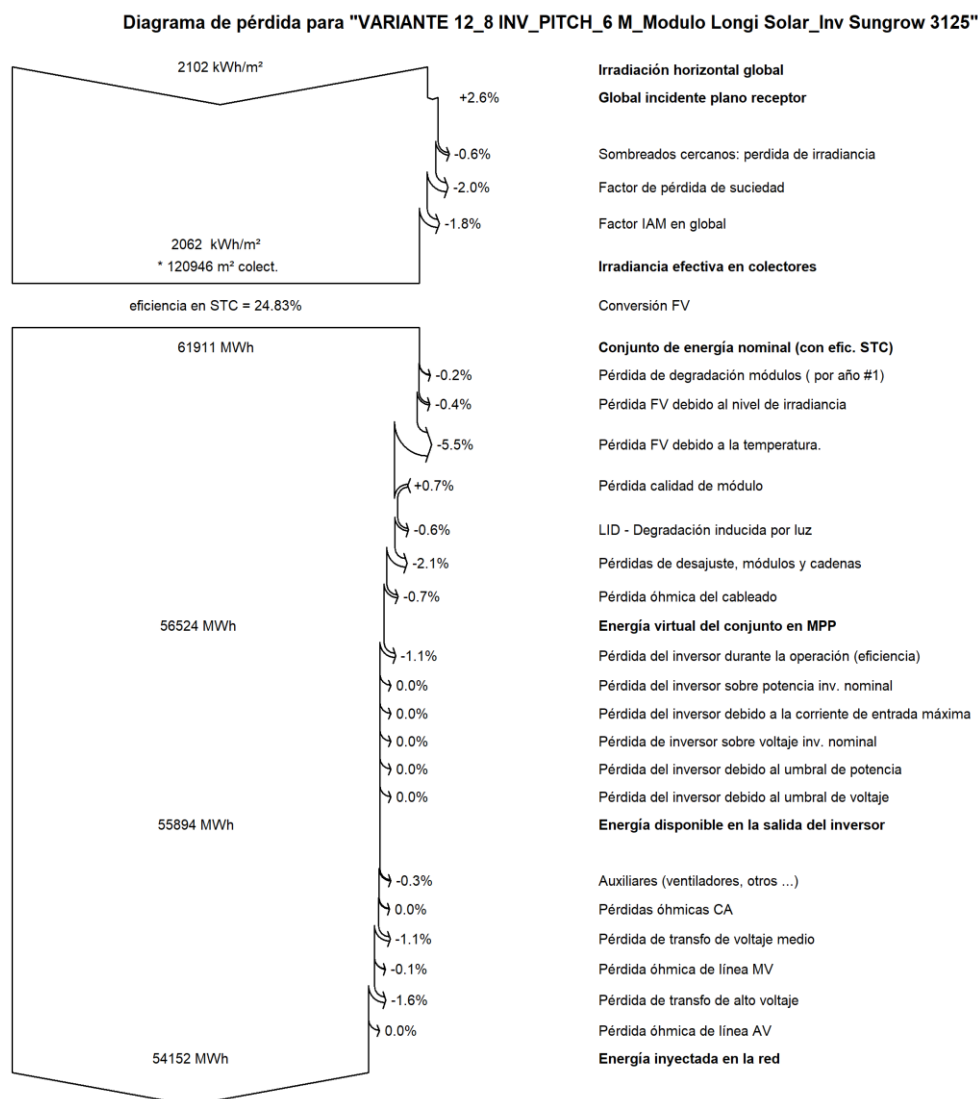


Ilustración 70. Diagrama Sankey de pérdidas del diseño final de simulación en PVsyst.

En la etapa de conversión fotovoltaica, la energía generada equivale a 61,911 MWh, disminuyendo a 56,524 MWh en el punto de máxima potencia (MPP) principalmente debido a pérdidas por temperatura (-5.5%), desajustes de módulos (-2.1%) y pérdidas eléctricas en DC. Cabe señalar que la temperatura es el factor más influyente en la reducción del rendimiento, lo cual es consistente con condiciones de alta irradiancia y temperatura ambiente.

Las pérdidas son relativamente bajas sin recorte para la conversión DC/AC y evacuación de energía, lo que indica que el inversor Sungrow está correctamente dimensionado.

Teniendo en cuenta las pérdidas en transformación y transmisión, la energía inyectada a la red es de 54,152 MWh/año, representando un sistema globalmente eficiente y bien optimizado desde una perspectiva técnica.

Ahora bien, la simulación de PVsyst no tienen en cuenta las pérdidas de O&M, mayormente por fallas. En el cálculo de generación de energía se calcula un 2%, este tiene en cuenta las pérdidas de generación de fuentes operativas y técnicas no medidas directamente por la simulación de PVsyst. Este 2% se compone por: fallos (0.5–1.0%), mantenimiento preventivo/correctivo que incluyen apagados programados (0.3–0.5%), indisponibilidad de red y curtailment (0.2–0.5%), y otros eventos no capturados por PVsyst (0.1–0.3%) [88].

La disponibilidad media del inversor en sistemas fotovoltaicos es de $P50 = 0.99$, con un $P90$ de 0.95 [89]. Aurora Solar utiliza un valor predeterminado del 3% para la disponibilidad del sistema, que se reduce al 0.5% si hay un sistema de O&M activo y alertas de fallos [88]. Por lo tanto, este 2% adoptado está justificado como un punto medio conservador y relevante para una planta que cuenta con monitoreo SCADA.

5.12 Producción energética anual

La producción energética como se muestra en la gráfica disminuye continuamente y de manera predecible, de 53.07 GWh en el año 1 a 47.64 GWh en el año 30. La disminución de 5.43 GWh después de 3 décadas se atribuye a la degradación del módulo Longi (0.35%/año) junto con pérdidas fijas de O&M por fallas del 2%.

En la línea punteada del gráfico muestra el promedio de 50.36 GWh, que sirve como referencia para estimar los ingresos a largo plazo.

La producción no cae repentinamente de la nada, sino que disminuye de manera intermitente y casi se mantiene igual en cada etapa. La primera década proporciona el mayor volumen de energía (522 GWh y 34.6% del total), pero los siguientes 10 años ofrecen aproximadamente un 3.3-3.4% menos que la década anterior.

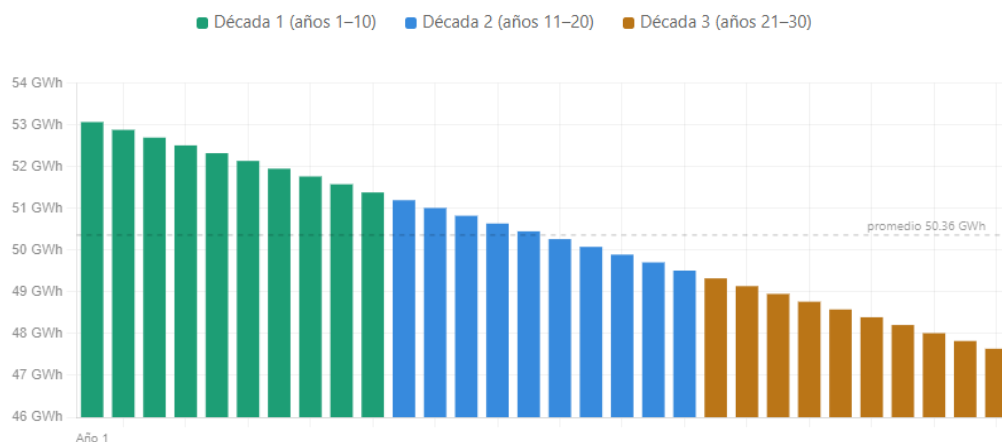


Ilustración 71. Distribución de energía del proyecto en 30 años.

Esto se debe a que, mientras el sistema degrada, la diferencia entre el año 1 y el año 30 es solo un poco más del 10% en producción, un deterioro muy pequeño, y refleja la buena calidad de los componentes del módulo seleccionado. La generación acumulada es de 1,510.7 GWh. Siguiendo cada año consecutivo, la curva acumulada crece casi linealmente, mostrando la estabilización del recurso solar en el proyecto, así como la ausencia de caídas rápidas.

Esta información es imperativa, ya que permite calcular directamente la energía vendida al operador de la red a lo largo del ciclo de vida del proyecto y evaluar el impacto económico. Para el año 11, la producción continúa cayendo por debajo del promedio de 30 años (50.36 GWh), por lo que esos 10 años representan el mayor retorno energético y financiero. Esto subraya la necesidad de recuperar la inversión en la primera década de operación.

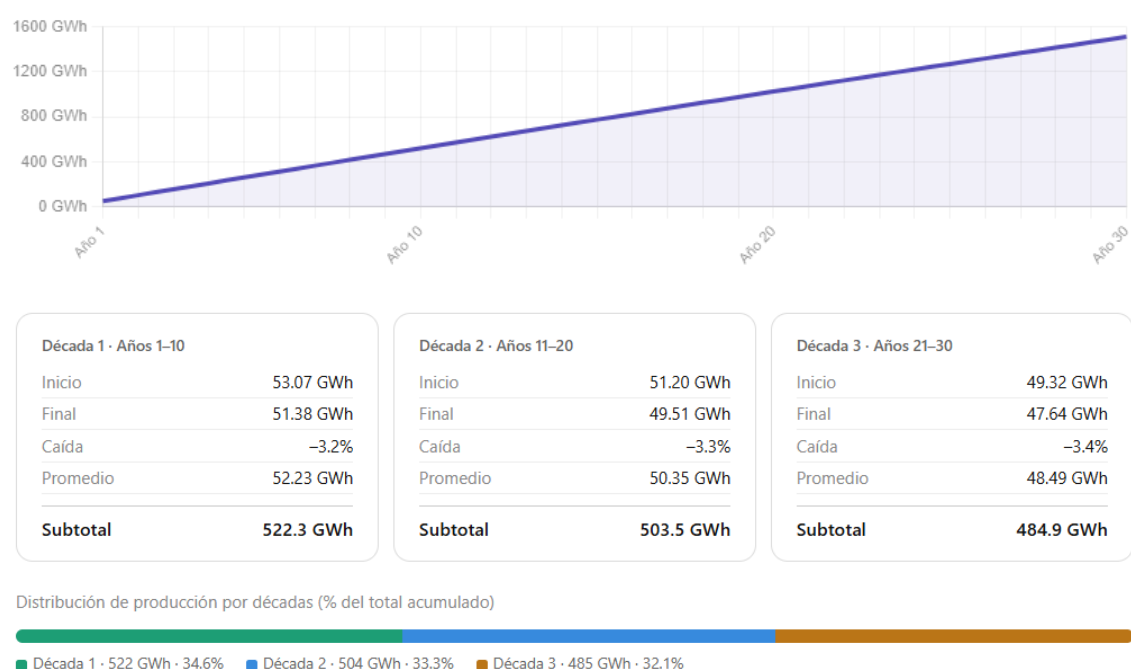


Ilustración 72. Resumen de distribución de la energía y producción en 30 años.

Tabla 26. Generación de energía con diseño final a 30 años.

Año	Producción (GWh/año) Con 2% pérdida O&M	Producción (GWh/año) antes de pérdidas O&M	Horas Equivalentes (h)	Factor de Capacidad (%)
1	53,07	54,15	1769	20,2%
2	52,88	53,96	1763	20,1%
3	52,69	53,77	1757	20,1%
4	52,51	53,58	1750	20,0%
5	52,32	53,39	1744	19,9%
6	52,14	53,2	1738	19,8%
7	51,95	53,01	1732	19,8%

8	51,76	52,82	1725	19,7%
9	51,58	52,63	1719	19,6%
10	51,38	52,43	1713	19,6%
11	51,20	52,24	1707	19,5%
12	51,01	52,05	1700	19,4%
13	50,82	51,86	1694	19,3%
14	50,64	51,67	1688	19,3%
15	50,45	51,48	1682	19,2%
16	50,26	51,29	1676	19,1%
17	50,08	51,1	1669	19,1%
18	49,89	50,91	1663	19,0%
19	49,71	50,72	1657	18,9%
20	49,51	50,52	1650	18,8%
21	49,32	50,33	1644	18,8%
22	49,14	50,14	1638	18,7%
23	48,95	49,95	1632	18,6%
24	48,76	49,76	1626	18,6%
25	48,58	49,57	1619	18,5%
26	48,39	49,38	1613	18,4%
27	48,21	49,19	1607	18,3%
28	48,01	48,99	1600	18,3%
29	47,82	48,8	1594	18,2%
30	47,64	48,61	1588	18,1%
Promedio	50,36	51,38	1679	19,2%

El proyecto demuestra una coherencia plena entre el recurso solar disponible y la producción energética obtenida. La producción específica de 1,805 kWh/kWp sitúa al sistema en el percentil 86 del rango máximo de Colombia, la zona Caribe norte. El PR de 83.75% supera el típico de plantas en clima tropical (75–82%), confirmando que las pérdidas internas están muy bien controladas.

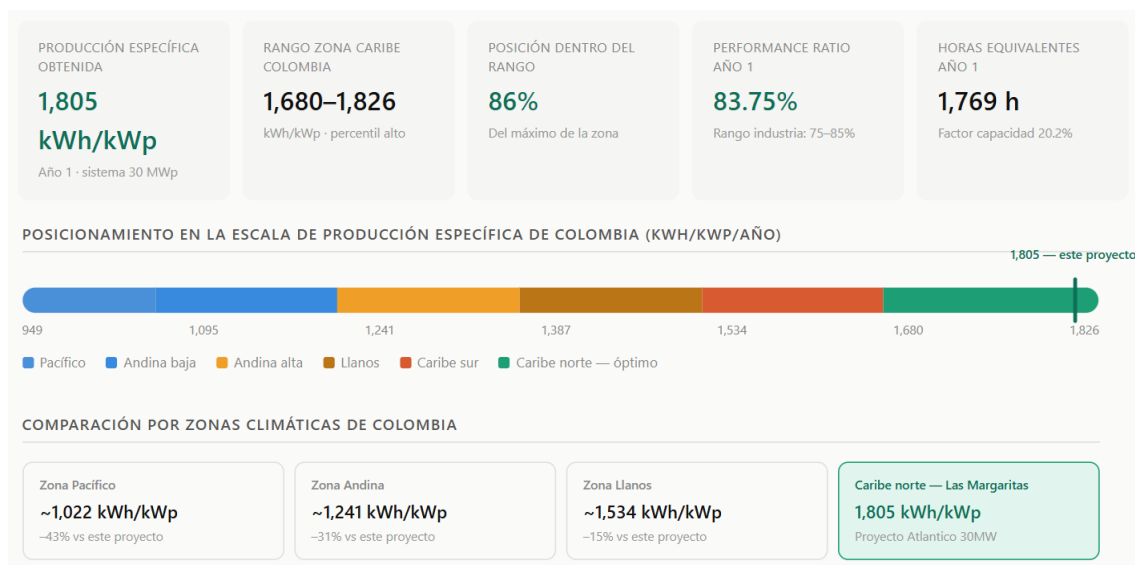


Ilustración 73. Indicadores de energía en relación con la energía solar de la zona.

La ubicación de zona norte de Colombia extrae el máximo aprovechamiento posible de ese recurso. La producción total acumulada de 1,510.7 GWh en 30 años es una consecuencia directa y esperable de la irradiación de la región, validando el modelo de simulación y la elección de variante como técnicamente óptima.

Capítulo 6. Ingeniería del proyecto

6.1 Obra civil

Las obras civiles de un parque solar a escala de utility-scale comprenden todo el trabajo necesario para preparar el terreno y para la instalación de infraestructura fotovoltaica y eléctrica. Estas consisten principalmente en el desbroce y nivelación del terreno, movimientos de tierra, caminos de acceso internos, drenaje pluvial, cimentaciones para estructuras de soporte de paneles e inversores, zanjas para conductos eléctricos y sistemas de puesta a tierra.

También se incluyen en las obras la subestación eléctrica y el edificio de control, el vallado perimetral, los sistemas de seguridad y la adaptación del acceso externo. Estas tareas se realizan para garantizar la estabilidad estructural, mejorar el funcionamiento del parque y cumplir con las exigencias técnicas, ambientales y de seguridad del propio proyecto.

6.1.1 Adecuación del terreno

La fase preliminar de las obras civiles es la preparación del terreno del área para la instalación del parque fotovoltaico de 30 MW en el departamento del Atlántico. Despeje, desbroce, nivelación y compactación del suelo para habilitar las condiciones adecuadas para las instalaciones estructurales, equipos eléctricos y caminos internos, etc., son algunas de las actividades a realizar en esta etapa.

Dado que el paisaje es relativamente plano, el movimiento de tierras requerido es moderado, lo que representa un beneficio técnico y económico para el proyecto. También se realizarán obras de drenaje superficial para evitar la acumulación e inundación de agua en la temporada de lluvias.

6.1.2 Vías de Acceso Interno

Se anticipa que los caminos internos con grava, que se construyen a partir de material granular como la grava, también se integrarán con Inter pasajes y calles si es necesario, construidos para permitir el movimiento alrededor del parque.

Estos caminos están destinados a proporcionar un medio de transporte de maquinaria durante la construcción y apoyar las operaciones de operación y mantenimiento. Estos caminos enlazarán la entrada principal con las áreas de generación fotovoltaica, la subestación elevadora, la sala de control y las áreas de almacenamiento.



Ilustración 74. Referencia proceso de vías con recebo. Tomado de [90].

6.1.3 Cercado Perimetral

Una cerca, un cercado perimetral basado en malla galvanizada en forma de postes metálicos o de concreto con postes metálicos servirá como una cerca de malla galvanizada para asegurar los proyectos. La infraestructura controlará el acceso no autorizado, protegerá la infraestructura de la planta y protegerá los activos de la planta, sirviendo como una barrera visible entre la zona operativa del parque fotovoltaico y su área de operación.



Ilustración 75. Cerramiento tipo en malla. Tomado de [91]

6.1.4 Caseta de Seguridad

En la entrada principal del proyecto se construirá una pequeña caseta de seguridad o garita para controlar la entrada y salida de personal, contratistas y vehículos. Esta estructura contará con instalaciones básicas para el personal de seguridad y mejorará el control del parque sobre los aspectos operativos.

6.1.5 Sistema Sanitario y Tratamiento de Aguas Residuales

Dado que el proyecto está ubicado en un área sin redes de alcantarillado, se planean baños para el personal operativo y administrativo. Para el tratamiento de aguas residuales domésticas, se instalará un sistema compuesto por un tanque séptico y un tanque de Filtro Anaeróbico de Flujo Ascendente (FAFA) para ayudar a manejar correctamente las descargas y cumplir con las normas ambientales aplicables.



Ilustración 76. PTAR Anaerobia Compacta con Aprovechamiento de Tanque FAFA. Tomado de [92]

6.1.6 Canalizaciones Hidráulicas y sistemas de drenaje

Por otro lado, este proyecto consiste en construir canales hidráulicos para llevar a cabo la provisión, transferencia y gestión adecuada de los recursos hídricos en el parque fotovoltaico. Se refieren a la creación de tuberías, asegurando el flujo de agua a todas las áreas esenciales de servicio, particularmente baños, salas de seguridad y otras instalaciones auxiliares que sirven de apoyo para que el personal operativo consuma agua.

Además, los canales de drenaje creados ayudarían a controlar el escurrimiento superficial y evitar la acumulación gradual de agua de lluvia en caminos internos, estructuras fotovoltaicas y edificios del proyecto. Estas obras son particularmente relevantes en el departamento del Atlántico, donde pueden ocurrir inundaciones temporales o saturación del suelo cuando hay mucha lluvia.

Así, los canales hidráulicos ayudan a preservar la estabilidad del suelo, proteger la infraestructura y garantizar la capacidad del parque solar para funcionar en el campo durante su vida útil.

6.1.7 Sala de Control

El parque contará con un edificio dedicado al control o monitoreo de las operaciones de la planta; aquí se ubicarán los sistemas SCADA, paneles eléctricos, equipos de telecomunicaciones y otros equipos auxiliares para el monitoreo y gestión del sistema de la planta.

6.1.8 Canalizaciones electricas

Los conductos eléctricos en el sistema eléctrico se han utilizado para la conducción continua de conductos eléctricos con el fin de conducir los conductores dentro de la instalación de manera segura, organizada y de buena forma en corriente continua y alterna.



Ilustración 77. Imagen de referencia para las canalizaciones de instalaciones eléctricas en tubo de PVC. Tomado de [93]

Las secciones del conductor de CC se entierran directamente. La sección de media tensión entre cada inversor y su transformador elevador utilizará bandejas de cables metálicas que facilitan una ventilación adecuada y pueden ser fácilmente mantenidas para mantener una buena organización del conductor.

Todas las demás instalaciones de CA se enterrarán en tubería de PVC de alta resistencia. En todos los lugares, la instalación deberá tener una profundidad mínima de 0,75 m en cumplimiento con las regulaciones RETIE para proporcionar protección mecánica, aislamiento adecuado y disipación térmica.

6.1.9 Obras Complementarias

Por último, otras obras para el proyecto son almacenamiento temporal, losas de concreto para equipos auxiliares, señalización interna. Estos componentes, en

conjunto, aseguran la adecuada construcción, operación y mantenimiento del parque fotovoltaico a medida que envejece.

6.2 Circuitos DC

El cableado de DC y el cableado hacia los inversores, la ingeniería de la instalación de DC cubrirá todas las conexiones, cables y protecciones hasta la entrada del inversor.

Basado en el programa PVsyst, se definió que cada string debe tener 25 paneles en serie. Del mismo programa, se establece que el voltaje máximo proporcionado por cada string a una temperatura de -10°C será de 1459 V en DC.

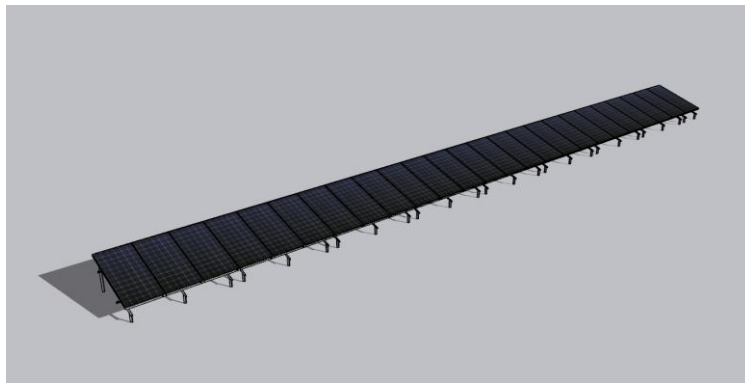


Ilustración 78. Mesa de 25 módulos en serie.

También se define como se distribuirán los string por cada inversor. El arreglo final será 1 inversor con 223 string en paralelo, y 7 inversores con 224 Strings en paralelo.

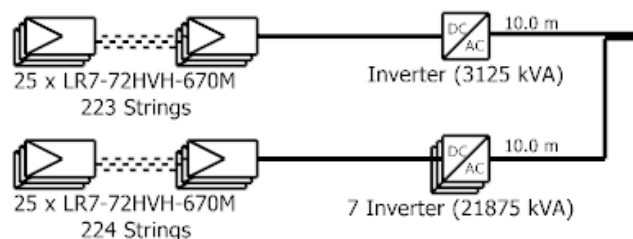


Ilustración 79. Arreglo de strings por Inversor. Tomado de PVsyst

La distribución en piso de los grupos de string e inversores quedarían e la siguiente manera.

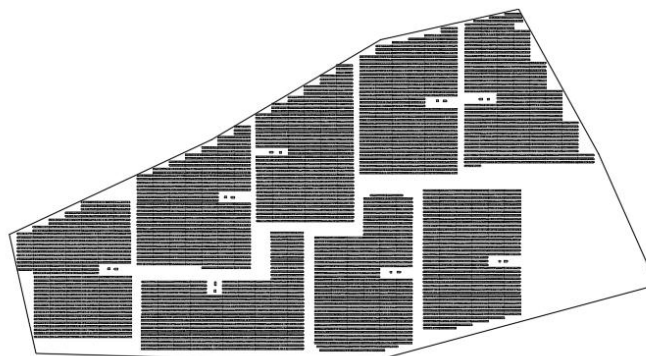


Ilustración 80. Distribución de mesas de módulos e inversores.

6.2.1 Cálculo de sección de conductor de strings

Para el cálculo de la sección del conductor nos basaremos en el catálogo del fabricante Top Cable, seleccionando específicamente el conductor de aluminio HIKRA SOL 1500 V DC (H1Z2Z2-K) [94].

HIKRA® SOL 1500V DC (H1Z2Z2-K)
Data sheet

This cable is intended for use in PV installations e.g. acc. IEC 60364-7-712 and suitable for the application in/at equipment with protective insulation (protection class II). Our double insulated HIKRA® SOL 1500V solar cable is intended for permanent use outdoor and indoor, for free movable, free hanging and fixed installation. Robust materials defy the long-term influences of nature and offer a maximum quality and safety. In case of proper use the expected lifetime of this product will be at least 25 years. Thanks to its good resistance to atmospheric conditions, the cable has a specifically water repellency and can be laid underground. Please refer to our laying instructions.



Approval: H1Z2Z2-K acc. EN50618, RoHS & REACH conform

Construction	
Strand construction:	Tin-plated copper strand (electrolytic copper), fine wire acc. IEC 60228 Class 5
Insulation:	Electron-beam cross-linked Polyolefin; Shore hardness D 32
Outer Sheath:	Electron-beam cross-linked special compound XLPO; Shore hardness D 36
Colour:	Sheath: black/red/blue; Insulation: clear – naturally colored
Marking:	HIKRA SOL 1500V H1Z2Z2-K 1x6,0mm² R 50363076 CE with meter marking

his
we connect solar energy



Type Approved
Safety
Regular Production
Surveillance

www.his.com
ID: 1119041812



*Ilustración 81. Conductor seleccionado para las conexiones DC entre los paneles solares.
Tomado de [94]*

La corriente que pasa por cada cadena será un máximo de 15.6 amperios, un valor que determinará el tipo de sección de conductor preliminar a seleccionar. La Sección 690.31 (c)(6) del NEC establece que, para la conexión entre módulos, la porción más pequeña de conductor será de 18 AWG, lo que equivale a 1 mm². [60]

Según el catálogo del fabricante, la sección mínima disponible es de 1.5 mm² [94], mientras que la Tabla 690.31(A)(3)(1) del NEC indica que los conductores aislados capaces de soportar un voltaje de hasta 2000 voltios tienen capacidades de corriente de 19 A, una cantidad que cubre la corriente máxima para cada cadena, tomando así esta sección de manera preliminar.

A continuación, se calcularán los factores de corrección para el flujo de corriente a través de los cables, se aclara que estos conductores estarán enterrados directamente.

*Tabla 27. Tabla de secciones y ampacidades del cable HIKRA SOL 1500 V DC (H1Z2Z2-K) .
Tomado de [95]*

Order No. black	Order No. red stripe	Cross-section mm ²	Conductor construction n x max-Ø (mm)	Max. resistance of Conductor (Ω/km)	Cable OD (+/- 0,1 mm)	Copper kg/km	Approx. Weight kg/km
739065	739066	1 x 1.5	29 x 0.25	13.7	4.6	14.0	32.0
738609	738610	1 x 2.5	47 x 0.25	8.21	5.0	24.0	42.0
738613	738614	1 x 4.0	52 x 0.3	5.09	5.4	38.4	57.0
738615	738616	1 x 6.0	78 x 0.3	3.39	6.0	57.6	76.0
738617	738618	1 x 10.0	77 x 0.4	1.95	7.2	96.0	119.0
738619	-	1 x 16.0	126 x 0.4	1.24	9.3	153.6	196.0
739061	-	1 x 25.0	190 x 0.4	0.795	11.3	240.0	291.0

En el factor de corrección de temperatura, la temperatura del suelo será de 30°C y se basará en el NEC en su sección Tabla 690.31(A)(3)(2) Factor de Corrección de Temperatura Ambiente. [60]

$$F_{temperatura} = 1$$

Factores de ajuste para más de 3 conductores, operando en un rango de 0 a 2000 V [60]. Esta tabla se utilizará para entender que el número máximo de cables que estarán en paralelo antes de una Caja Combinadora es el factor limitante y estará ligado al número de tablas que están en serie, con un máximo de 6 tablas, de modo que en paralelo habrá 12 cables. Para este caso, el factor será del 50%.

$$F_{circuitos} = 0,50$$

Continuaremos con el factor de corrección por profundidad del conductor, para el cual nos basaremos en la RETIE [72] que establece una profundidad mínima de 0.75 metros.

$$F_{profundidad} = 1,025$$

Por último, tendríamos el factor de corrección por resistividad térmica, para el cual se estaría utilizando resistividad térmica de 1.282 K*m/W para suelo arcilloso húmedo (estimación se realizó en la sección 6.6.5).

$$F_{terreno} = 1,0697$$

Se procede a calcular el valor del factor de corrección total.

$$F_{total} = F_{temperatura} * F_{circuitos} * F_{profundidad} * F_{terreno}$$

$$F_{total} = 1 * 0,50 * 1,025 * 1,0697 = 0.5482$$

$$I_{corregida} = \frac{15,6 A}{0.5482} = 28.46 A$$

La corriente corregida es mayor que la capacidad del cable seleccionado preliminarmente. La sección de 4 mm² o 12 AWG del cable sería evaluada revisando tanto la hoja de datos del conductor como la tabla de capacidad de corriente del NEC, y soportaría hasta una corriente de 36 amperios.

Se verificará la caída de voltaje en el cable. Asumiendo las 6 tablas en serie y un factor de seguridad de 1.25, se estimará la distancia máxima hasta la caja combinadora.

$$L_{cableDC} = 6 \text{ mesas} \cdot 28.35 \frac{\text{metros}}{\text{mesa}} \cdot 1.25 = 212.625$$

Con este valor se puede calcular la caída de tensión, para lo cual se considera que el factor de potencia es uno.

$$\Delta V = IL(R\cos(\varphi)) = 15.6 \text{ A} \cdot 0.2126 * \left(5.09 \frac{\Omega}{\text{km}} * 1 + 0 \right) = 19.57 \text{ V}$$

$$\% \Delta V = \frac{\Delta V}{V} \times 100 = \frac{19.57 \text{ V}}{1500 \text{ V}} * 100 = 1.12 \%$$

La caída es de menos del 3%, pero en el diseño de la planta solar se pretendía que fuera de menos del 1%, por lo que se cambiaría la sección del conductor a 6 mm² o 10 AWG, que tiene una capacidad máxima de 46 amperios, y se recalcula la caída de tensión.

$$\Delta V = IL(R\cos(\varphi)) = 15.6 \text{ A} \cdot 0.2126 * \left(3.39 \frac{\Omega}{\text{km}} * 1 + 0 \right) = 11.24 \text{ V}$$

$$\% \Delta V = \frac{\Delta V}{V} \times 100 = \frac{11.24 \text{ V}}{1500 \text{ V}} * 100 = 0.75 \%$$

La caída de tensión es de menos del 1%, por lo tanto, para las conexiones de las cadenas antes de las cajas combinadoras, se utilizaría una sección de 6 mm².

6.2.2 Selección de conectores DC

A partir de este punto, la selección de componentes se basará en el catálogo del fabricante ABB, debido a la amplitud y detalle de su oferta técnica [96].

Para las conexiones de corriente continua (CC), se selecciona el conector MC4-EVO2 PV, que cumple con las normas internacionales IEC 62852:2014 y UL 6703, asegurando su compatibilidad y seguridad en aplicaciones fotovoltaicas.



Ilustración 82. Conector de líneas en DC de ABB. Tomado de [96].

Considerando una sección de conductor de 6 mm², se utilizarán modelos específicos diseñados para este calibre: PV-PLUG-F10/8.5 para el conector hembra y PV-PLUG-M10/8.5 para el conector macho.

6.2.3 Cálculo de protecciones de Cajas combinadora

Las cajas combinadoras se utilizarán dentro del circuito en la instalación de CC, pero el número de entradas puede variar dependiendo de la disposición de los paneles; sin embargo, el diseño está destinado a aprovechar un máximo de 32 entradas y hasta 21 cajas combinadoras.



Ilustración 83. String Combiners de la marca ABB. Tomado de [96].

El primer elemento de protección a dimensionar es el fusible de protección de cadena. Como se menciona en el Código Eléctrico Nacional 690.9(B), Calificaciones de Dispositivos, la capacidad nominal del fusible debe ser igual al 125% de la corriente de la cadena para asegurar una protección adecuada contra sobre corrientes.

$$I_{fusible} = 15.6 A \times 1.25 = 19.5 A$$

En este caso, el fusible utilizado en el diseño será el modelo E 9F PV y el portafusibles será el del modelo E 90 PV, ambos de la marca ABB. [96]

La corriente máxima es el tamaño que la caja combinadora de cadenas necesita tomar para usar el interruptor automático. Dependiendo del número de cadenas conectadas en paralelo, el cálculo, por ejemplo, especifica 12 cadenas conectadas en paralelo.

$$I_{interruptor} = I_{string} \cdot \text{Strings en paralelo} \cdot 1.25 = 234 A$$

El interruptor automático propuesto sería el modelo UKM5DC 1500V 250A 2 Polos DC MCCB de la marca Kripal, que tiene la capacidad necesaria para la instalación. [97]



Ilustración 84. Circuit Breaker UKM5DC 1500V 250A 4 Pole DC, Tomado de [97]

Se elige el modelo de dispositivo tipo SPD (Dispositivo de Protección contra Sobretensiones) para protección contra sobretensiones OVR PV T2 40 QS 1500 V, que funciona con tecnología de varistor y está desarrollado para eliminar las sobretensiones transitorias producidas por sistemas fotovoltaicos.

La selección de este equipo se basa en el cumplimiento del criterio [96]:

$$U_c \geq V_{sistema}$$

donde U_c corresponde al voltaje máximo de operación continua del dispositivo. Por ejemplo, el SPD tiene un valor de U_c de 1500 V, lo que significa que su voltaje bajo condiciones de operación y temperatura es igual o mayor en comparación con el voltaje máximo del sistema, lo que implica una protección adecuada.



Ilustración 85. Protección contra sobretensiones modelo OVR PV T1 and T2. Tomado de [96].

Finalmente, como última etapa del combinador de cadenas, se utilizan seccionadores, y estos últimos necesitan operar a una corriente nominal de 250 A o más que la del interruptor automático, lo que permite la apertura segura del circuito durante el proceso de mantenimiento y garantiza las condiciones ideales de aislamiento. El dispositivo elegido para realizar el trabajo es el tipo ABB OTDC200UGV11, con un voltaje máximo de funcionamiento de 1500 V y corriente nominal de hasta 250 A, para satisfacer el requisito del sistema. [96]



Ilustración 86. Switch - disconector de la marca ABB. Tomado de [96]

6.2.4 Cálculo de sección de conductor de Cajas Combinadoras a Inversores

Para esta parte del sistema, tenemos en cuenta que el número de entradas que tiene el inversor es 21 y la corriente máxima de entrada es de 4178 Amperios. Así, al dividir el número de amperios por las 21 entradas, podemos obtener:

$$I_{max} = \frac{4178 \text{ A}}{21 \text{ entradas}} = 198,95 \text{ A/entrada}$$

La corriente total de cada entrada dividida por la corriente de cortocircuito dará:

$$\text{Strings por entrada} = \frac{198,95 \text{ A/entrada}}{15,6 \text{ A/string}} = 12,75 \text{ string/entradas}$$

Por lo tanto, se utilizan combinadores de cadenas con un máximo de 12 entradas y una salida. Por lo tanto, la corriente máxima en la entrada del inversor se define de la siguiente manera:

$$I_{max} = 15,6 \text{ A} \cdot 12 \text{ String} = 187,2 \text{ A}$$

Al nivel de corriente requerido, se necesitan conductores de mayor sección transversal. En esta sección, Top Cable es el proveedor del cable TopSOLAR PV AI 1500 V [95], que se produce para uso en corriente continua fotovoltaica. Está disponible un cable de mayor sección transversal con el mayor cumplimiento para instalación solar enterrada.



Ilustración 87. Conductor por utilizar del fabricante. Tomado de [95]

Se elige una sección transversal de tipo conductor de 300 mm² para esta sección de acuerdo con las capacidades de corriente suministradas por el fabricante.

Tabla 28. Ampacidades del cable TOPSOLAR PV AI 1500 V [95]

Cross-section (mm ²)	Diameter (mm)	Weight (Kg/km)	R max. 20°C (Ω/km)	Open air (A) ¹	Buried (A) ²	Voltage drop (V/A · km) ³
1 x 50	14,5	255	0,641	184	139	1,643
1 x 70	16,6	340	0,443	237	170	1,135
1 x 95	17,7	425	0,320	289	204	0,820
1 x 120	19,3	520	0,253	337	233	0,648
1 x 150	20,7	610	0,206	389	261	0,528
1 x 185	22,5	740	0,164	447	296	0,420
1 x 240	24,9	930	0,125	530	343	0,320
1 x 300	27,0	1.095	0,100	613	386	0,256
1 x 400	30,0	1.395	0,0778	740	444	0,199

Se estima la corrección y se utiliza el factor de ajuste de temperatura. El fabricante utiliza una temperatura de referencia de 20 °C para el nivel del suelo, y para el sitio del proyecto se considera una temperatura de 30 °C.

Por lo tanto, se añade el factor de corrección correspondiente según las tablas reglamentarias [71]., obteniéndose:

$$F_{temperatura} = 0,97$$

El siguiente factor por incluir es el ajuste para los agrupamientos de circuitos. Para esta determinación, se representa en la Tabla 310.15(C)(1) datos específicos del NEC, que dictan los factores de corrección para más de tres conductores operando entre 0 y 2000 V [60].

Al considerar la aplicación de este criterio, se aborda el mayor número de conductores en paralelo para un inversor. Aunque podría llegar hasta 21 conductores, para este diseño se toman 18 conductores como criterio, correspondiendo a un factor de corrección de:

$$F_{circuitos} = 0,5$$

Se considera el factor de corrección para la profundidad de instalación del conductor. Para esto, se selecciona RETIE [72], como referencia, donde la profundidad mínima de enterramiento se establece en 0.75 m. Basado en esta condición, el factor de referencia se determina como:

$$F_{profundidad} = 1,04$$

Se ajusta el factor de corrección de la resistividad térmica del terreno. Para el presente estudio se asume un valor de 1.282 K·m/W que fue previamente estimado en la sección 6.6.5, lo cual es consistente con suelo arcilloso húmedo. A partir de este valor, también se aplica:

$$F_{terreno} = 1,042$$

Luego se calcula el factor de corrección total, combinando los factores calculados anteriormente:

$$F_{total} = F_{temperatura} * F_{circuitos} * F_{profundidad} * F_{terreno}$$

$$F_{total} = 0,97 * 0,50 * 1,04 * 1,042 = 0,5255$$

Con este valor, se calcula la corriente corregida:

$$I_{corregida} = \frac{187.2 \text{ A}}{0,5255} = 356.23 \text{ A}$$

Como la corriente correcta no excede la capacidad de amperaje permisible del conductor elegido, se utilizaría la sección de 300 mm² en la salida del combinador de cadenas.

Finalmente, se verifica la caída de tensión del sistema con respecto al sistema. Dado que la distancia entre los combinadores de cadenas y los inversores puede variar, hay una longitud máxima teórica de 130 m, ajustada con un factor de seguridad de 1.25:

$$L_{cableDC} = 130 \text{ metros} \cdot 1,25 = 162,5$$

La caída de tensión se calcula considerando un factor de potencia igual a 1:

$$\Delta V = IL(R\cos(\varphi)) = 187.2 \text{ A} \cdot 0,1625 * \left(0.1 \frac{\Omega}{\text{km}} * 1 + 0\right) = 3.042 \text{ V}$$

$$\% \Delta V = \frac{\Delta V}{V} \times 100 = \frac{3.042 \text{ V}}{1500 \text{ V}} * 100 = 0.2 \%$$

La caída está por debajo del 1% por lo que se puede concluir que la sección del conducto debe ser de 300 mm².

6.2.5 Diagrama de conexión de string combiner

En el diagrama de conexión del combinador de cadenas que muestra cómo se pueden integrar las diversas partes de protección y maniobra del sistema de corriente continua. El diagrama presenta varias cadenas de los módulos fotovoltaicos conectados entre sí, agrupados bajo barras de distribución e individualmente protegidos por fusibles.

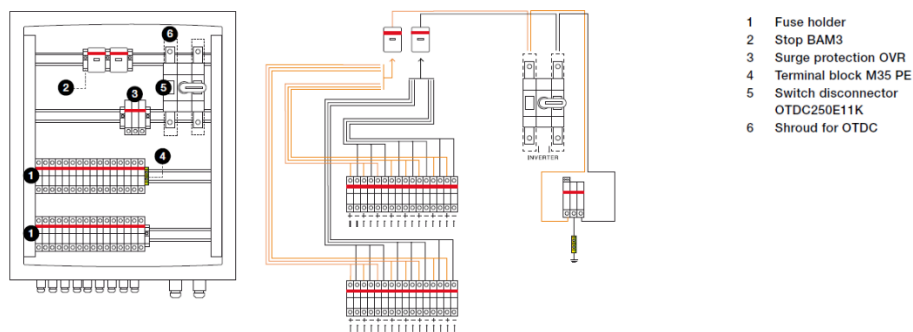


Ilustración 88. Diagramas de conexión de la string Combiners

También incluye dispositivos de protección contra sobretensiones (SPD), seccionadores para operación y mantenimiento, así como bloques de terminales y sistemas auxiliares de control y monitoreo. Este conjunto permite una gestión segura y eficiente de la energía generada antes de que se envíe al inversor.

6.3 Circuito AC de baja tensión 600V

La siguiente sección cubre la conexión entre los inversores y el transformador elevador de media tensión.

6.3.1 Conductor de media tensión

El conductor seleccionado para el nivel de voltaje y la función a desarrollar será el HARMONY Clase XZ1 (S) Al del Grupo Prysmian, con un voltaje nominal de 0.6/1 kV. [51] La distancia que este conductor cubriría es de aproximadamente 10 metros, y estaría en una bandeja expuesta al aire.

En la sección de pérdidas de PVsyst, se realizaron los cálculos de sección, para más información por favor consulte la sección "5.6.3 Pérdidas Óhmicas del Circuito de CA (Inversor – Transformador)". A continuación, se realizará el cálculo de la caída de voltaje.

$$\Delta V = \sqrt{3}IL(R\cos(\varphi) + X\sin(\varphi)) = \sqrt{3} * 4.200 \text{ A} * 0.01 \text{ km} * \left(0,0469 \frac{\Omega}{\text{km}} * 1 + 0\right)$$

$$\Delta V = 3.41 \text{ V}$$

$$\% \Delta V = \frac{\Delta V}{V} \times 100 = \frac{3.41 \text{ V}}{600 \text{ V}} * 100 = 0.6 \%$$

La caída es de apenas un 0.6%, la cual está por debajo del 3% de la RETIE.



Ilustración 89. Referencia de como irían los conductores en bandeja para la conexión inversor/transformado. Tomado de [98]

Se tendrían un total de 2 ternas de 3 cables por fase, lo que daría una sección transversal de 3780 mm². El total de metros de conductor serán los siguiente:

$$\text{Metros}_{\text{conductor}} = \text{Distancia}_{\text{inversor-transformador}} \cdot \# \text{ ternas} \cdot \# \text{ cables por ternas} \cdot \# \text{ circuitos}$$

$$\begin{aligned} \text{Metros}_{\text{conductor}} &= 10 \frac{m}{\text{cable}} \cdot 2 \text{ ternas} \cdot 3 \frac{\text{cables}}{\text{ternas}} \cdot 8 = 480 \text{ metros} \cdot 1.1 (FS) \\ &= 528 m \end{aligned}$$

Por lo tanto, para los 8 circuitos de conexión inversor-transformador, se requerirán 528 metros.

6.3.2 Transformador Elevador

El voltaje de operación se eleva de 600 V a 34.5 kV, permitiendo así la conexión de media tensión de todos los inversores y reduciendo las pérdidas. Se utilizarán transformadores elevadores para este propósito.

Este proyecto utiliza CPS TX4170–34.5/0.8-Dy1 como referencia de transformador, un equipo trifásico con una potencia nominal de 4.2 MVA, diseñado para aplicaciones en plantas fotovoltaicas utility-scale. Así, integra este transformador en una solución tipo skid en un contenedor de 20 pies, proporcionando facilidad de instalación, tiempos de ensamblaje más cortos y mantenimiento minimizado.

El transformador opera a una frecuencia de 60 Hz y aproximadamente debe estar a una impedancia del 6%, lo que limita la corriente de cortocircuito y no compromete la regulación de voltaje. El grupo vectorial es Dy1, lo que indica una conexión en delta en el lado de media tensión y una conexión en estrella en el lado de baja tensión, que se utiliza frecuentemente en sistemas de evacuación de energía fotovoltaica que se usan para equilibrar el sistema y evitar corrientes de secuencia cero.

Además, el equipo tiene tomas de regulación de voltaje de $\pm 2.5\%$, para realizar la operación de acuerdo con la condición del sistema. El transformador muestra alta eficiencia, alcanzando alrededor del 99.32% al 50% y 99% a plena carga, minimizando así las pérdidas de energía del sistema.

El diseño térmico proporciona un aumento de 65°C en la temperatura promedio del devanado, garantizando una operación segura y robusta en condiciones de operación nominal. Está equipado con varios dispositivos de monitoreo y seguridad (nivel de aceite, temperatura, válvula de alivio de presión, sistema de nitrógeno, etc.), que ofrecen un monitoreo continuo del estado del equipo.

6.4 Circuito AC de media tensión 34.5 kV

6.4.1 Conductor de media tensión (transformadores – Celdas MT)

El circuito de media tensión (34.5 kV de corriente alterna) está conectado a los transformadores de media tensión y celdas de carga y se seleccionó un conductor de aluminio aislado con aislamiento EPR, específicamente el

conductor Okoguard Okoseal Tipo MV-105 fabricado por The Okonite Company para estos usos.

El conducto elegido debe ser enterrado en un ducto según la norma americana (NEC) que cubre este tipo de conductor a este nivel de voltaje, que, además, es la base de la norma colombiana. El conductor a utilizar será 1/0 AWG, y debe colocarse en un tubo de PVC de 4 pulgadas de diámetro. Hay tres conductores para cada circuito, los cuales requieren que la pantalla esté conectada a tierra al menos en los extremos del cable y si se realizan empalmes también allí.

6.4.2 Celdas de media tensión

Con respecto a la conexión del sistema de generación fotovoltaica al transformador, se consideran cuatro celdas de media tensión: una para cada dos arreglos de circuitos inversores. La celda de media tensión será del tipo de línea para operar a un voltaje nominal de 34.5 kV y una frecuencia de 60 Hz. La celda debe manejar una corriente nominal de 125 A.

Esta celda se puede utilizar para la manipulación, conexión y desconexión del circuito de media tensión y funciona principalmente en el puenteo de los inversores y el transformador de potencia. La celda incluirá interruptor de potencia al vacío, desconector, sistema de puesta a tierra y CT/PT para realizar la medición, protección y supervisión del circuito eléctrico para una operación segura.

Se requerirán cuatro celdas, luego conectándose a una quinta celda en el transformador de potencia que evacúa la potencia total al transformador de potencia utilizando el mismo voltaje y componentes a una corriente de aproximadamente 500 Amperios.

6.4.3 Conductor de media tensión (Celda MT – Transformador AT)

Supondremos que cada inversor contribuye con 60 amperios, y el número de inversores es 8, por lo que el conductor, que actúa entre la celda de voltaje y el transformador de potencia, debe transportar un total de 480 amperios.

Se utilizará nuevamente el conductor Okoguard Okoseal Tipo MV-105 de The Okonite Company, pero esta vez se seleccionará preliminarmente el área de sección transversal de 1000 kcmil.

$$I_{conductor} = 565 \text{ Amperios}$$

Según la tabla 315.60(D)(4) Factores de Corrección de Temperatura Ambiente del NEC, se debe aplicar un factor de corrección a la capacidad de corriente del cable:

$$I_{Conductor} = 1,07$$

El siguiente factor de corrección a aplicar está relacionado con el blindaje del conductor, y utilizaremos la sección 315.60 Capacidades de Corriente de los Conductores del NEC para esto. El blindaje del conductor estará conectado a tierra en ambos extremos del conductor.

Los cálculos y la demostración de las ecuaciones se llevaron a cabo de manera más elaborada en la sección 5.6.5 Pérdidas Óhmicas del Circuito de CA (Media Tensión a Alta Tensión) de este trabajo.

En consecuencia, omitiremos los procedimientos, aunque la teoría es la misma. La siguiente fórmula debe aplicarse para obtener el factor de corrección para el blindaje:

$$F_{shield} = \sqrt{\frac{R_{ac}}{R_{ac} + R_s \left(\frac{X_M^2}{X_M^2 + R_S^2} \right)}}$$

Donde R_{ac} es igual a la resistencia del conductor en AC y se calcula con la siguiente fórmula:

$$R_{ac} = \rho \frac{L}{A} = (1,10 \times 10^{-6} \Omega \cdot \text{in}) \times \frac{1 \text{ in}}{0.7858 \text{ in}^2} = 1,40 \times 10^{-3} m\Omega$$

R_s corresponde a la resistencia de la pantalla del conductor.

$$R_s = \rho \frac{L}{A} = \rho \frac{L_{axial} \sqrt{\frac{(\pi D)^2}{(w(1 - \text{overlap}))^2} + 1}}{w \times t} = 1,69 m\Omega$$

Por último, X_m corresponde a la reactancia mutua entre el conductor y la pantalla del cable.

$$X_m = 52.92 \log_{10} \left[\left(\frac{2.52 \times S}{D_{SM}} \right)^6 \sqrt{1 - \left(\frac{S}{D_p - S} \right)^2} \right] = 0.0118 \frac{m\Omega}{\text{in}}$$

Entonces, el factor de corrección sería:

$$F_{shield} = 0,9718$$

Por lo tanto, la corriente del conductor se puede calcular con este último valor.

$$I_{Conductor} = I_{diseño} \times F_{ambiente} \times F_{shield} = 1.07 \times 0,9718 \times 565$$

$$I_{Conductor} = \mathbf{587.50 A}$$

La corriente corregida del conductor es mayor que el valor de corriente de diseño.

El siguiente paso es calcular los factores de corrección europeos, comenzando con el primer factor, el factor de temperatura, como 0.97.

$$F_{temperatura} = 0.97$$

El siguiente factor de corrección será para cables enterrados en zanja.

$$F_{profundidad} = 1.04$$

Obtenemos el factor de corrección debido a la resistencia térmica del suelo.

$$F_{terreno} = 1.04$$

Después de lo cual podemos estimar la corriente máxima en el conductor.

$$F_{total} = F_{temperatura} * F_{profundidad} * F_{terreno}$$

$$F_{total} = 0.97 * 1.04 * 1.04 = 1.049$$

$$I_{corregida} = \frac{480 \text{ A}}{1.049} = 457.57 \text{ A}$$

Finalmente, pasaremos a calcular la caída de tensión.

$$\Delta V = \sqrt{3}IL(R\cos(\varphi) + X\sin(\varphi)) = \sqrt{3} * 480 \text{ A} * 0.035 \text{ km} * \left(0.0552 \frac{\Omega}{\text{km}} * 1 + 0\right)$$

$$\Delta V = 1.61 \text{ V}$$

$$\% \Delta V = \frac{\Delta V}{V} \times 100 = \frac{1.61 \text{ V}}{34.500 \text{ V}} * 100 = 0.004 \%$$

Su valor parece muy pequeño, por lo que lo consideramos despreciable.

6.5 Subestación de potencia

Para el desarrollo de la subestación se han considerado los criterios técnicos asociados a este tipo de infraestructuras, incluyendo la definición del nivel de tensión, la capacidad de transformación y la configuración eléctrica del sistema, con el objetivo de garantizar una adecuada integración con la red existente. El nivel de tensión del circuito primario se ha establecido en 34,5 kV, mientras que el circuito secundario operará a 110 kV, con el fin de reducir las pérdidas asociadas a la transmisión de energía. En cuanto a la capacidad del transformador, se ha seleccionado una potencia nominal de 36 MVA, considerando un criterio de operación que no supere el 80% de su capacidad, lo que corresponde aproximadamente a una potencia de operación de 28 MVA, asegurando así un margen adecuado de seguridad y confiabilidad.

Asimismo, se ha definido la disposición de los equipos principales, las distancias de seguridad y los requerimientos de aislamiento, junto con la implementación de sistemas de protección, control y puesta a tierra acordes a las condiciones de operación del proyecto. De igual forma, se han considerado las características del emplazamiento, así como criterios de confiabilidad, mantenibilidad y

posibilidad de expansión futura, garantizando un diseño robusto y alineado con las exigencias operativas del sistema.

6.6 Sistemas de monitoreo

Una planta solar es una inversión, por lo que es necesario contar con un sistema de monitoreo continuo (es decir, uno que permita a un operador de máquinas supervisar la operación de una unidad en todo momento). Al monitorear un dispositivo de esta manera, se pueden detectar fallas o pérdidas de rendimiento lo suficientemente temprano como para no llevar a fallas mayores.

Además, el monitoreo puede ayudar en la optimización de la producción de energía a través de modificaciones operativas y mejorar la gestión del mantenimiento, ya que ayuda a predecir intervenciones antes de que ocurran fallas. [99]

6.6.1 Medidores eléctricos de sistema SCADA

Para la supervisión y control de la planta fotovoltaica, utilizaremos un sistema de monitoreo basado en tecnología SCADA para la adquisición, procesamiento y visualización en tiempo real de los indicadores eléctricos y operativos del sistema. Esta configuración está compuesta por una serie de medidores, sensores y dispositivos de comunicación, que permiten la adquisición de información como voltajes, corrientes, potencia y condiciones de trabajo, permitiendo así el control centralizado de la instalación.

6.6.2 Estacion Meteorológica

Una estación meteorológica es un conjunto de equipos que captura mediciones y registros de las condiciones ambientales en una ubicación específica. Contiene muchos sensores, incluidos aquellos que registran variables como temperatura, humedad, velocidad y dirección del viento, radiación solar y precipitación. Esta información se recopila y utiliza constantemente para el estudio del comportamiento del clima y su efecto en la generación de energía solar. [100]

La estación meteorológica es un componente crítico para evaluar el rendimiento del sistema, comparando los niveles de producción reales y planificados y detectando posibles fluctuaciones en las actividades que el sistema está realizando. Para este estudio, se sugiere que la estación meteorológica consista en un sensor de irradiancia, sensor de temperatura ambiente, pluviómetro, anemómetro, veleta y sensor de suciedad.

6.6.3 Dataloggers

Un datalogger es un dispositivo que almacena y registra datos destinados a capturar y transmitir información, así como a monitorear y almacenar datos de las mediciones reales realizadas. Dispositivos de este tipo se conectan a sensores o se programan directamente con otros dispositivos, incluidos inversores, medidores o cualquier otra cosa que soporte la lectura continua de parámetros (como voltaje / corriente / temperatura / irradiancia a lo largo del tiempo).

Esto sería principalmente para recopilar información de campo para análisis o transferencia a sistemas avanzados (plataformas de monitoreo o sistemas SCADA). [101]



Ilustración 90. Distintos modelos de datalogger de la marca DEWESoft. Tomado de [101]

Para el proyecto actual se han considerado el uso de al menos 5 dataloggers, los cuales se deberán poder acceder de forma remota.

6.7 Línea de transmisión

Para determinar el conductor de aluminio adecuado para una línea de 30 MVA en 110 kV, debemos seguir una serie de pasos técnicos que incluyen el cálculo de la corriente, la capacidad térmica y consideraciones de diseño (efecto corona y caída de tensión).

6.7.1 Cálculo de corriente nominal

La fórmula para un sistema trifásico es:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}V} = \frac{36 \text{ kVA}}{\sqrt{3}V * 110 \text{ kV}} = 188.95 \text{ A}$$
$$I = 188.95 \text{ A}$$

6.7.2 Selección por capacidad térmica (Ampacidad)

Aunque la corriente del sistema es relativamente baja, en líneas de alta tensión la selección del conductor no se realiza únicamente en función de la capacidad de conducción de corriente, sino que también se deben considerar aspectos como la resistencia mecánica, el comportamiento frente a esfuerzos ambientales y los efectos eléctricos asociados a la operación. En este contexto, es común emplear conductores tipo ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced), los cuales constituyen el estándar en líneas de transmisión.

De acuerdo con las características típicas de estos conductores, un ACSR tipo “Raven” (1/0 AWG) presenta una capacidad aproximada de 240 A, un ACSR tipo “Pigeon” (3/0 AWG) alrededor de 300 A, y un ACSR tipo “Partridge” (266,8 kcmil) puede soportar aproximadamente 460 A. Estos valores evidencian que, aun cuando la corriente de operación no es elevada, la selección del conductor debe garantizar márgenes adecuados de seguridad y desempeño estructural [102].

6.7.3 Consideraciones de alta tensión 110 kV

En niveles de tensión de 110 kV, existen factores adicionales que condicionan la selección del conductor, más allá de la corriente de operación. En primer lugar, el efecto corona se vuelve relevante, ya que, si el diámetro del conductor es reducido, el campo eléctrico en su superficie puede ionizar el aire circundante, generando pérdidas de energía, ruido audible e interferencias electromagnéticas. Por esta razón, para sistemas de 110 kV se recomienda un diámetro exterior mínimo del conductor en el rango de 15 a 18 mm, con el fin de mitigar este fenómeno.

En segundo lugar, la resistencia mecánica del conductor es un criterio fundamental, debido a que las líneas de transmisión suelen presentar vanos de gran longitud. En estas condiciones, conductores de pequeña sección podrían no soportar adecuadamente las cargas mecánicas asociadas al peso propio, acumulación de hielo o acción del viento, comprometiendo la integridad de la línea.

6.7.4 Selección de conductor

Considerando los criterios técnicos asociados a líneas de transmisión de 110 kV, se recomienda la utilización del conductor tipo ACSR “Hawk” (477 kcmil) como solución óptima para el proyecto. Este conductor destaca por su mayor diámetro (aproximadamente 21,8 mm), lo que permite mitigar de forma efectiva el efecto corona, reduciendo pérdidas energéticas, ruido audible e interferencias electromagnéticas, incluso en condiciones exigentes como elevadas altitudes.

Adicionalmente, presenta una excelente resistencia mecánica, lo que lo hace especialmente adecuado para líneas con vanos largos, garantizando un comportamiento seguro frente a cargas por viento y peso propio. Desde el punto de vista operativo, el uso del conductor Hawk proporciona un amplio margen de capacidad de transporte, lo que cubre las condiciones actuales de operación.

6.7.5 Plano de la línea de Transmisión

La línea de transmisión se ha diseñado con una longitud aproximada de 1,5 km, la cual se desarrolla principalmente a través de caminos secundarios, facilitando así su acceso para labores de construcción, operación y mantenimiento. Para su implementación, se contempla la instalación de un total de 14 postes, considerando la presencia de diversos cruces a lo largo del trazado. Asimismo, se ha procurado mantener una distancia máxima entre apoyos de 120 metros, con el objetivo de garantizar un adecuado equilibrio entre criterios técnicos, mecánicos y económicos en el diseño de la línea.

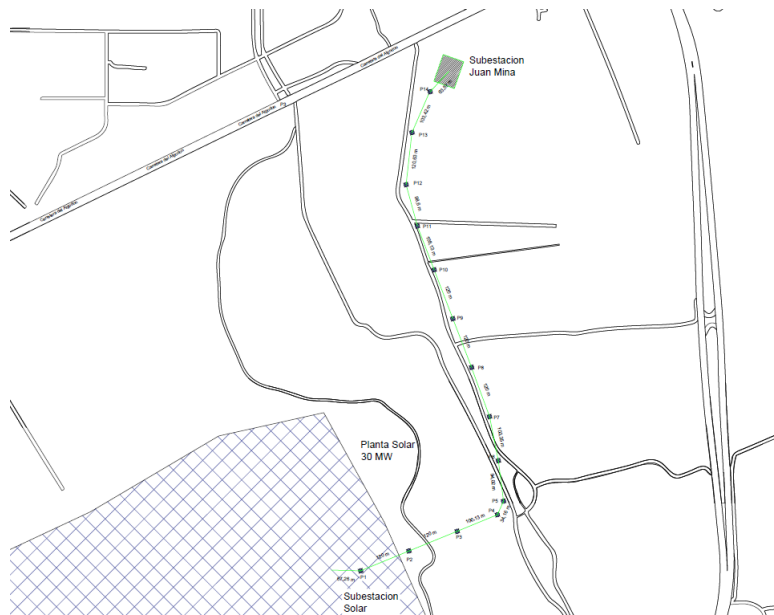


Ilustración 91. Plano del trayecto de interconexión para la subestación Juan Mina

6.8 Sistemas de Puesta a Tierra.

6.8.1 Conexión a tierra para equipos DC / AC

La puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas es un elemento fundamental para garantizar la seguridad de las personas, la protección de los equipos y el correcto funcionamiento del sistema. Su objetivo principal es disipar corrientes de falla, sobretensiones y descargas atmosféricas hacia el terreno, evitando daños en los componentes eléctricos. Este sistema se diseñará de manera integral, abarcando tanto la parte en corriente continua (DC) como la parte en corriente alterna (AC), ya que ambas presentan riesgos eléctricos similares asociados a fallas a tierra, sobretensiones y descargas indirectas [103].

En el lado DC, la puesta a tierra incluye la conexión de estructuras metálicas, marcos de los módulos, cajas combinadoras y sistemas de protección, asegurando la equipotencialidad de todos los elementos. Por su parte, en el lado AC, se deben conectar a tierra los inversores, transformadores, celdas de media tensión y sistemas de distribución. En ambos casos, es fundamental contar con conductores de puesta a tierra adecuados, sistemas de electrodos (como mallas o picas) y una correcta interconexión entre todos los elementos del sistema. De esta manera, se garantiza una protección efectiva frente a fallas eléctricas y se asegura el cumplimiento de las normativas de seguridad aplicables.

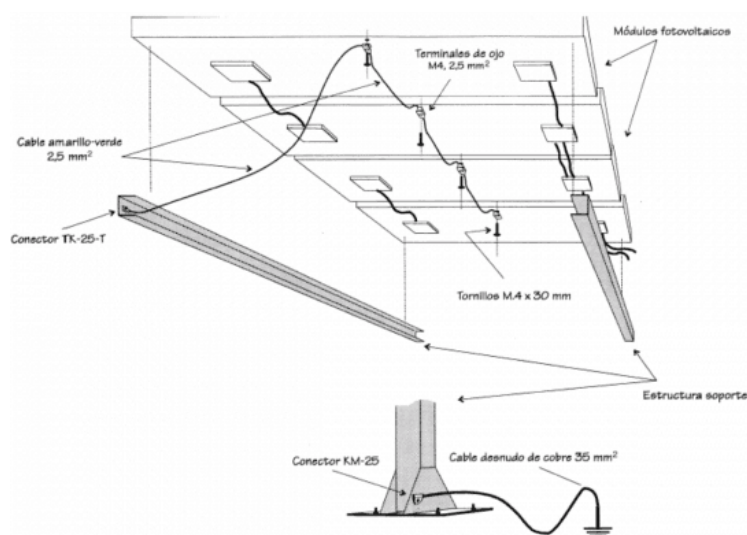


Ilustración 92. Indicaciones de como conectar a tierra los módulos junto con su mesa [103].

6.8.2 Puesta a tierra de subestación

El sistema de puesta a tierra de la subestación se diseña mediante una malla de tierra (ground grid), la cual consiste en una red de conductores enterrados, generalmente de cobre desnudo, dispuestos en forma de retícula bajo la superficie del terreno. Esta malla tiene como objetivo principal disipar de manera segura las corrientes de falla y sobretensiones hacia el suelo, así como garantizar la equipotencialidad en toda el área de la subestación, reduciendo los riesgos asociados a tensiones de paso y de contacto [104].



Ilustración 93. Mallado de puesta a tierra para subestación de potencia

El diseño de la malla considera parámetros como la resistividad del terreno, la magnitud de la corriente de cortocircuito, el tiempo de despeje de la falla y la geometría del área a proteger. Adicionalmente, todos los equipos metálicos, estructuras, cercas y sistemas eléctricos se conectan a esta red, asegurando una referencia común de potencial. Este tipo de sistema es fundamental para cumplir con los criterios de seguridad establecidos en normativas como IEEE 80, garantizando la protección tanto de los equipos como del personal operativo.

6.9 Unifilar

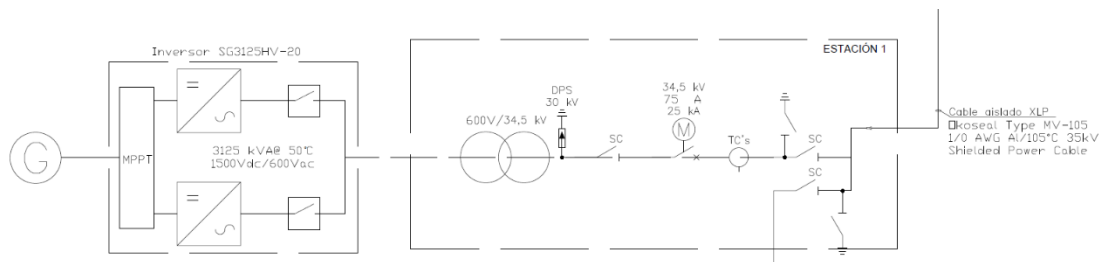


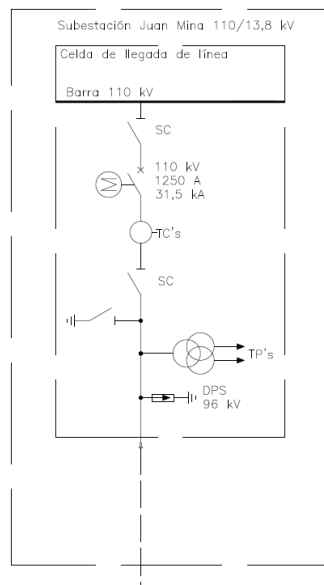
Ilustración 94. Unifilar de inversor y transformador de media tensión.

El diagrama unifilar de la instalación inicia con los paneles solares, representados como un centro de generación con la letra G. Estos se conectan a las entradas DC del inversor, el cual, según la ficha técnica, el encapsulado contiene un circuito de dos inversores en paralelo, que entregan una potencia de 3.1 MW a la salida a 600 V en corriente alterna.

Cada inversor está conectado a un transformador de una potencia de 4.17 MVA, resultado de considerarlo utilizarlo al 80% de su capacidad nominal, aumentando su eficiencia y disminuyendo su degradación. La tensión a la salida del transformador es de 34.5 kV. El transformador cuenta con todas sus protecciones correspondientes.

[illegible]

Los circuitos de media tensión se conectan a la barra de 34.5 kV por medio de 4 celdas de media tensión, las cuales cuentan con las protecciones necesarias para su operación segura. El embaraje termina conectada a una quinta celda de carga de 600 A, la cual se conecta al transformador de 36 MVA. A la salida del transformador se tiene un voltaje de 110 kV, que se transmiten por medio de una línea de alta tensión de aproximadamente 1.5 km de longitud.



127

Finalmente se realiza la conexión a la bahía de 110 kV en la subestación Juan Mina.

Capítulo 7. Planeación

El desarrollo de un parque fotovoltaico de utility-scale requiere una planificación estructurada que permita coordinar las distintas fases del proyecto. Un ciclo completo del proyecto que se divide en cuatro fases principales:

Fase del proyecto	Actividades principales	Duración estimada
Desarrollo del proyecto	Estudios de recurso solar, selección del sitio, estudios preliminares de conexión	6 meses
Ingeniería y financiación	Ingeniería básica, permisos regulatorios, cierre financiero	6 – 8 meses
Construcción	Obras civiles, instalación de equipos, subestación y conexión	10 – 12 meses
Puesta en marcha	Pruebas eléctricas, sincronización con red y operación comercial	2 – 3 meses

La duración del proyecto se ha calculado entre aproximadamente 24 y 30 meses, dependiendo del tiempo necesario para la acción regulatoria, la financiación y la construcción. En el anexo se encuentra un diagrama Gantt del detalle del cronograma en todas sus fases.

El cronograma global demuestra que una variedad de trabajos puede proceder simultáneamente, y esto es típico en proyectos de infraestructura energética en esfuerzos por minimizar los tiempos de desarrollo. Especialmente, para la etapa inicial del proyecto, los estudios ambientales, el proceso de conexión a la red y la ingeniería básica también pueden implementarse en paralelo.

La parte de estructuración financiera y la negociación del acuerdo de compra de energía (PPA) generalmente también siguen una vez que el proyecto ha alcanzado suficiente madurez técnica y regulatoria. El cierre financiero es un hito importante, el punto de estabilidad cuando los recursos están disponibles para comenzar el trabajo.

La fase de construcción, nuevamente, generalmente toma menos de un año para proyectos fotovoltaicos de este tamaño porque la tecnología solar es modular. Después de que la instalación termina y se completan las pruebas eléctricas, el proyecto podría comenzar a operar comercialmente e inyectar energía en el Sistema Interconectado Nacional.

En el Anexo 10, de este documento se podría encontrar la planificación detallada en un Gantt, a continuación, un Gantt ejecutivo.

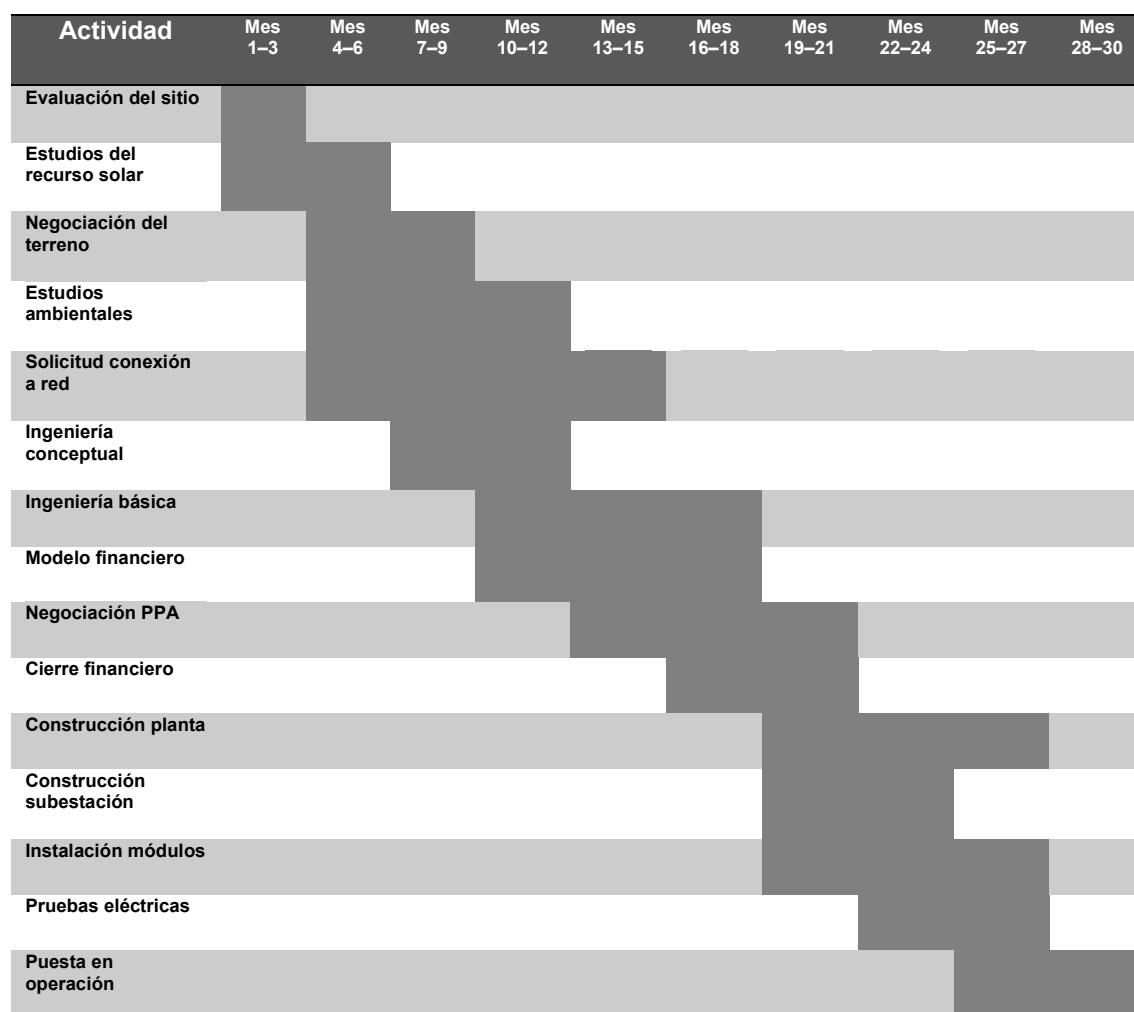


Ilustración 97. Diagrama Gantt general del proyecto.

Capítulo 8. Modelo de Comercialización de energía

8.1 Alternativas de comercialización de energía

Los generadores de energía en Colombia pueden comercializar la energía producida a través de varios mecanismos dentro del Mercado de Energía Mayorista (MEM). Estas alternativas difieren principalmente en cómo se determina el precio de la energía, el nivel de riesgo asociado con la volatilidad del mercado y la estabilidad de los ingresos del proyecto. Para proyectos de generación renovable como las plantas solares fotovoltaicas, las principales opciones de comercialización incluyen la venta en el mercado spot, la firma de contratos bilaterales de suministro de energía y esquemas mixtos que combinan ambos mecanismos.

8.2 Venta de energía al mercado spot

Uno de los principales mecanismos de comercialización a través del cual se negocia la electricidad en Colombia es la venta de energía en el mercado spot, también conocido como la bolsa de energía. Los generadores venden la energía producida al Mercado de Energía Mayorista, donde el precio de la electricidad se determina de manera horaria en función de la interacción entre la oferta de generación y la demanda del sistema. [105]

La operación del mercado spot y el despacho de generación son coordinados por la empresa XM, que actúa como operador del sistema y administrador del mercado mayorista. Para esto, los generadores deben declarar diariamente la disponibilidad de sus plantas y ofrecer un precio al cual están dispuestos a generar electricidad. [106]. Con base en estas ofertas, el sistema realiza un despacho económico que determina qué plantas de generación deben operar cada hora del día para satisfacer la demanda del sistema al menor costo posible.

El precio de la energía en el mercado spot corresponde al costo marginal del sistema, es decir, el precio de la última unidad de generación necesaria para cubrir la demanda cada hora. Como resultado, todas las plantas despachadas reciben el mismo precio por la energía producida, independientemente del costo de generación individual de cada planta.

Este modelo permite optimizar la operación del sistema eléctrico y asegurar el suministro de energía al menor costo posible. Sin embargo, los ingresos de los generadores que participan exclusivamente en el mercado spot están sujetos a una alta volatilidad de precios, ya que dependen de factores como la disponibilidad de recursos hídricos, el costo de los combustibles fósiles, las condiciones climáticas y la evolución de la demanda de electricidad [105].

8.2.1 Precios del mercado spot

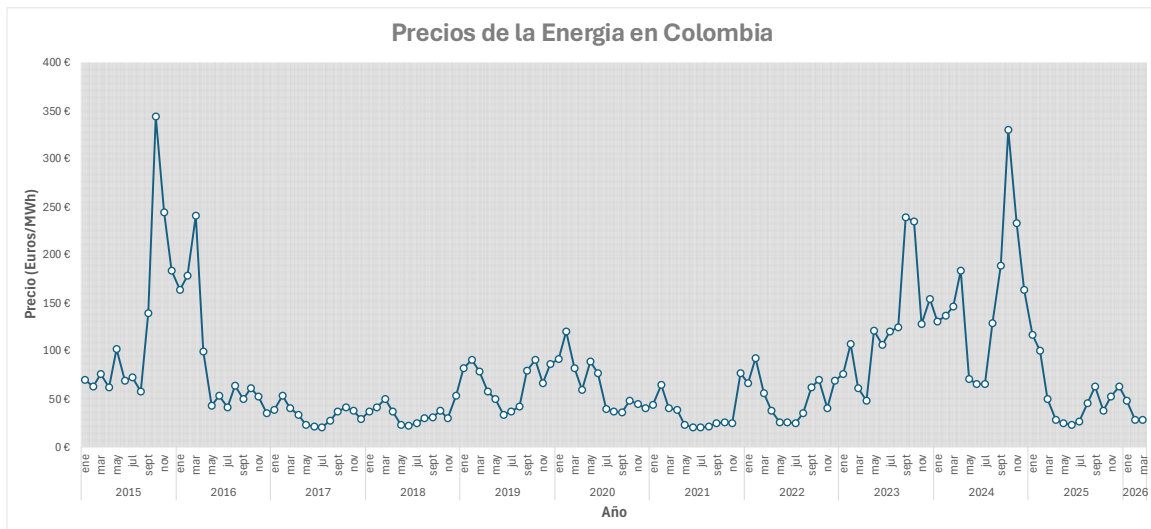


Ilustración 98. Precios de la energía en Colombia durante los últimos 10 años Tomado de [107]

Como demuestra este gráfico, el comportamiento de los precios de la energía es inconsistente. Pero aquí está la razón por la que no es casualidad que haya períodos en los que hay un aumento y estos son parte del fenómeno de El Niño y siguen de cerca el fenómeno de El Niño que afecta a Colombia.

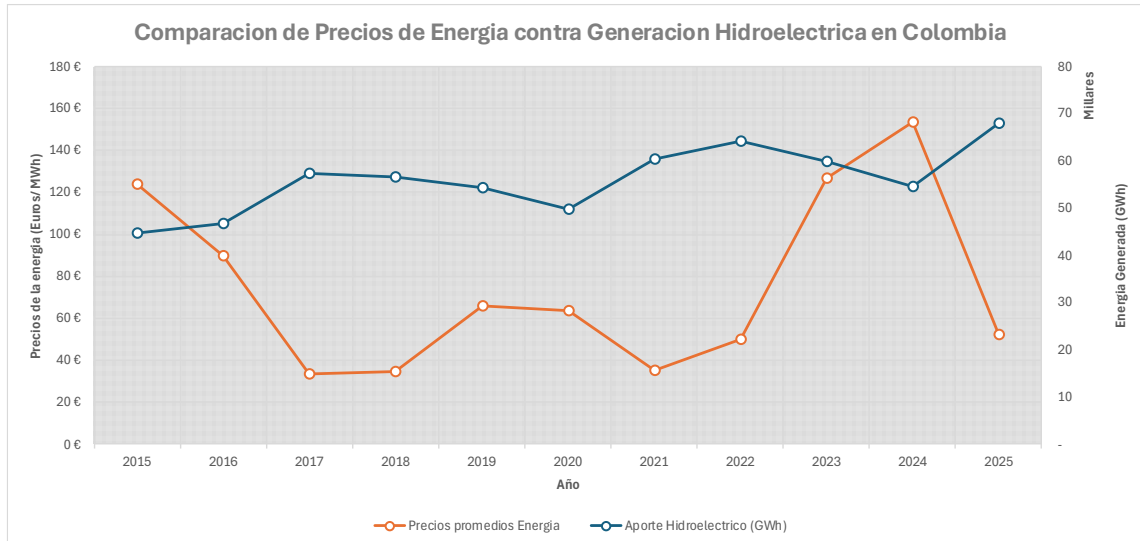


Ilustración 99. Comparación de precios de la energía contra la generación hidroeléctrica anual. Tomado de [107]

Debido a la significativa dependencia de la generación hidroeléctrica en la red eléctrica de este país, los niveles de los embalses en el sistema eléctrico colombiano disminuyen durante la sequía con la consiguiente disminución de los niveles de los embalses, la mayor participación de las plantas térmicas involucradas en el despacho de generación se volverá más que posible.

Adaptable. Esto eleva el costo marginal de producción y, por lo tanto, aumenta el precio de la energía en el mercado eléctrico.

El evento de El Niño de alta intensidad entre 2014 y 2016 redujo considerablemente la generación hidroeléctrica, lo que elevó el precio promedio de la energía a unos 124 €/MWh en 2015. Luego, en 2018-2019, un evento de El Niño menos potente, que continuó experimentándose, siguió impactando la disponibilidad de recursos hídricos y pudo aumentar el costo medio de la energía hasta 65,90 €/MWh en 2019. [108]

Asimismo, de 2023 a 2024, una vez más un fenómeno de El Niño potente redujo la contribución de la hidroeléctrica dentro del sistema y en un aumento significativo de los precios de la energía alcanzando cerca de 153 €/MWh en 2024. En conjunto, estas mediciones confirman el hecho de que incluso si el fenómeno de El Niño no ha cambiado en intensidad en comparación con años anteriores, desde su ocurrencia afecta los precios de la energía de manera diferente.

Esto está relacionado con una demanda de energía del país en constante crecimiento, de tal manera que el sistema eléctrico se vuelve más vulnerable a la disminución de la generación hidroeléctrica.

8.2.2 Estimación de ingresos por venta

Para predecir los ingresos por ventas de energía para el mercado spot, se sugiere que el precio calculado para los últimos diez años no será para el promedio basado en una base mensual a partir de los datos actuales. Este enfoque asegura una representación más armoniosa del comportamiento del comercio de mercado, incluyendo rangos de precios bajos, así como rangos de precios altos influenciados por el mal tiempo.

En los datos muestreados incluimos tres fenómenos de El Niño en el análisis, lo que nos proporciona un medio para tener en cuenta una porción justa de la variación típica del mercado eléctrico colombiano. En otras palabras, el promedio mensual histórico no se toma como una estimación del precio futuro, sino como una suposición de referencia aceptable para la evaluación económica del proyecto.

Además, la tendencia hacia una mayor demanda de energía nacional y el crecimiento económico/industrial mostrado por el crecimiento consecutivo del Producto Interno Bruto (PIB), puede apoyar una predicción conservadora de que los precios de la energía se habrían mantenido cerca de los valores promedio históricos. Sin embargo, el aumento de la demanda y la posición estructural del sistema eléctrico colombiano sugieren una alta probabilidad de que los precios aumenten a largo plazo.

Tabla 29. Precios Promedios de la energía en euros por MWh de los últimos 10 años.

Mes	Precio Por MWh
Enero	80,30 €
Febrero	90,06 €
Marzo	81,88 €
Abril	62,11 €
Mayo	54,04 €
Junio	46,94 €
Julio	44,64 €
Agosto	55,62 €
Septiembre	86,29 €
Octubre	120,07 €
Noviembre	86,52 €
Diciembre	86,57 €
Promedio	74,58 €

Para calcular estos precios, se hicieron proyecciones de precios en lugar de los promedios de los años anteriores. En el primer paso, se debía estimar la proyección de la demanda, luego se desarrolló un modelo econométrico en Python para la proyección de la demanda de energía de Colombia basado en datos históricos que incluyen la demanda, la población y el PIB.

El consumo de electricidad per cápita se determinó a partir de estos y se calculó el PIB per cápita, y se estimó una relación logarítmica entre las dos variables para obtener la elasticidad del consumo en relación con el ingreso.

Con esta relación y las proyecciones de población, se generaron escenarios futuros de demanda bajo diferentes supuestos de crecimiento económico (2%, 3% y 4%), permitiendo una estimación consistente a largo plazo de la evolución de la demanda de energía basada en fundamentos económicos.

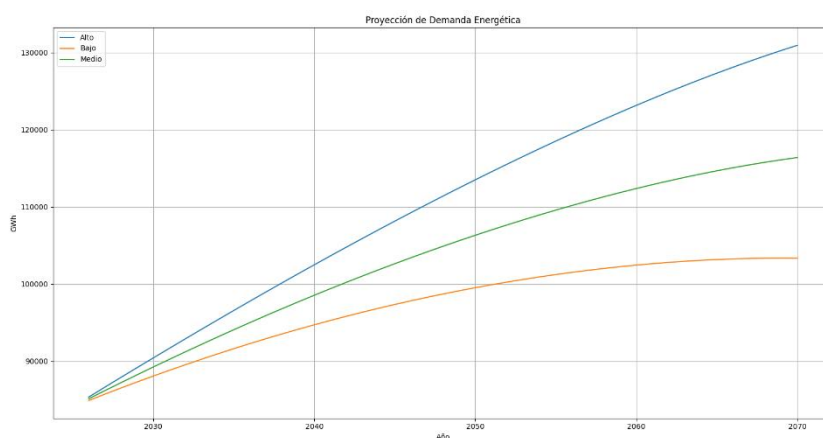


Ilustración 100. Proyecciones de la demanda para distintos escenarios de crecimiento económico.

Basado en un crecimiento de magnitud económica moderada (3%), se eligió la proyección de demanda. Esta es una cifra conservadora y elegir una exorbitante podría llevar a la sobreestimación tanto de los precios de la energía como de las demandas. Luego surgió el modelo de proyección integral.

Se utilizaron principios estadísticos y operativos juntos para simular cómo se desarrollaría el sistema eléctrico con el tiempo. Primero, se estimó la capacidad instalada de generación hidroeléctrica a través de su regresión contra tendencias históricas y así se pudo estimar la escala y el alcance del crecimiento futuro.

La generación hidroeléctrica mensual se modeló a partir de esta capacidad y variables climáticas como ENSO, incluyendo estacionalidad y factores de ajuste calculados utilizando matrices ENSO.

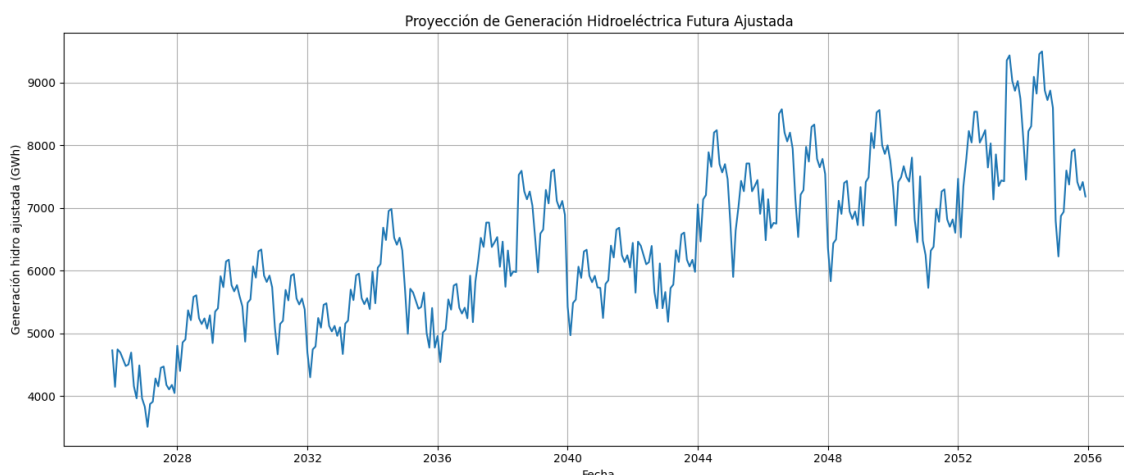


Ilustración 101. Proyección de generación hidro 2027 - 2056

Simultáneamente, la generación solar se predijo logísticamente por el límite superior (techo) asociado con la demanda futura, lo que indica la creciente penetración de la tecnología. Con la demanda mensual proyectada, se estableció un balance energético que permite calcular déficits y excedentes (vertidos), así como una lógica de despacho simplificada donde una parte del vertido hidroeléctrico es almacenable para su uso en tiempos de escasez, simulando, como un embalse, su comportamiento.

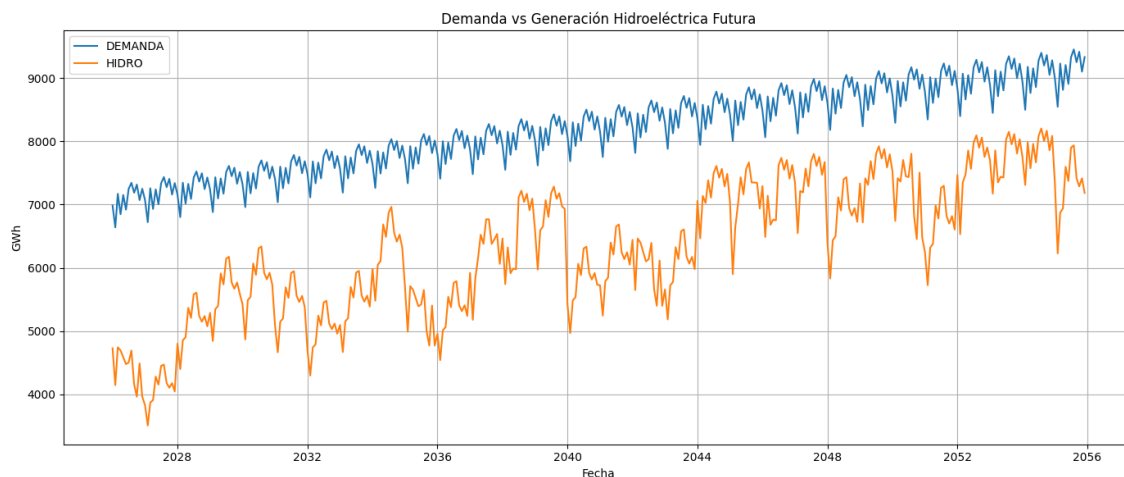


Ilustración 102. Demanda vs Generación Hidro 2027 - 2056

Finalmente, se ha establecido un modelo de formación de precios de energía basado en la no linealidad utilizando una transformación logarítmica entre el déficit y el precio, junto con la estacionalidad mensual y un ajuste como el precio mínimo estructural y la inclusión de la inflación acumulada para lograr precios nominales.

En general, el modelo reproduce de manera coherente la interacción entre la oferta, la demanda, las condiciones climáticas y los costos marginales, permitiendo el análisis de la evolución futura del sistema eléctrico bajo diferentes supuestos. A continuación, se presenta una estimación de las posibles ganancias que podrían obtenerse al comerciar energía en el mercado Spot.

Tabla 30 Total, de ingresos por venta de la energía al mercado Spot

Año	Energía Generada (MWh)	Precio estimado SPOT (€/MWh)	Ingreso de Venta Por Spot (€)
1	53.069,94	152,94 €	8.175.069,89 €
2	52.879,94	73,65 €	3.961.828,11 €
3	52.689,94	43,85 €	2.381.560,81 €
4	52.509,94	39,31 €	2.140.379,57 €
5	52.319,94	71,44 €	3.818.428,49 €
6	52.139,94	120,21 €	6.351.073,94 €
7	51.949,94	87,96 €	4.659.546,52 €
8	51.759,94	25,44 €	1.362.926,63 €
9	51.579,94	125,43 €	6.372.746,69 €
10	51.379,94	140,91 €	7.345.473,71 €
11	51.199,94	47,79 €	2.575.943,92 €
12	51.009,94	34,98 €	1.791.813,77 €
13	50.819,94	23,42 €	1.203.043,47 €
14	50.639,94	138,11 €	7.130.608,37 €
15	50.449,94	108,33 €	5.609.194,88 €
16	50.259,94	142,00 €	6.996.313,10 €
17	50.079,94	153,00 €	7.826.918,47 €
18	49.889,94	27,95 €	1.393.341,83 €
19	49.709,94	45,54 €	2.360.738,14 €
20	49.509,94	37,38 €	1.839.160,07 €
21	49.319,94	33,73 €	1.665.029,37 €
22	49.139,94	111,49 €	5.684.255,72 €
23	48.949,94	36,88 €	1.803.731,15 €
24	48.759,94	98,53 €	4.720.569,54 €
25	48.579,95	200,85 €	10.025.051,50 €
26	48.389,95	51,85 €	2.552.615,64 €
27	48.209,95	47,20 €	2.269.748,62 €
28	48.009,95	48,66 €	2.334.133,82 €
29	47.819,95	137,23 €	6.755.538,45 €
30	47.639,95	84,36 €	4.072.227,11 €
Total			€ 127.179.011,28

En general, si la energía se vende en el mercado spot, se recibirán ingresos de alrededor de 127 millones de euros, con un promedio de 4.2 millones de euros por año durante la vida del proyecto.

8.3 Venta de energía mediante contrato PPA

La venta de energía a través de contratos PPA implica la firma de un acuerdo bilateral a largo plazo entre un generador de electricidad y un comprador, en el cual se establecen las condiciones para el suministro de energía, incluyendo el precio, la cantidad de energía contratada y la duración del contrato.

En este tipo de acuerdos, el generador se compromete a suministrar la energía producida durante un período especificado, mientras que el comprador garantiza la compra de dicha energía bajo las condiciones previamente acordadas.

Este mecanismo es ampliamente utilizado en proyectos de generación renovable, ya que permite reducir la exposición a la volatilidad del mercado spot y proporciona una mayor estabilidad en los ingresos del proyecto. En el contexto del mercado eléctrico colombiano, estos contratos pueden realizarse con comercializadores o con usuarios no regulados dentro del Mercado de Energía Mayorista.

8.3.1 Precios de PPA en Colombia

Una muestra de los precios que estaban alrededor de los contratos PPA firmados con usuarios no regulados durante parte de 2023 se indica en el sitio web de XM, donde también se puede encontrar información sobre precios.

Tabla 31. Datos de contratos PPA registrados ante XM durante 2023. Tomado de [34]

Medidas	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	Promedio
Muestra	581	584	593	597	607	610	595,33
Precio Promedio Ponderado Mínimo (€/MWh)	15,94 €	16,39 €	16,95 €	17,47 €	18,10 €	18,39 €	17,21 €
Precio Promedio Simple Mínimo (€/MWh)	14,73 €	15,16 €	15,67 €	16,15 €	16,73 €	17,00 €	15,91 €
Límite inferior del intervalo de confianza al 95% para el Precio Promedio Ponderado (€/MWh)	57,26 €	58,23 €	62,36 €	63,07 €	65,45 €	67,06 €	62,24 €
Límite inferior del intervalo de confianza al 95% para el Precio Promedio Simple (€/MWh)	57,06 €	57,96 €	62,19 €	62,57 €	65,12 €	66,84 €	61,96 €
Percentil 5% del Precio Promedio Ponderado (€/MWh)	44,57 €	45,22 €	47,14 €	48,50 €	48,75 €	50,41 €	47,43 €
Percentil 5% del Precio Promedio Simple (€/MWh)	44,43 €	44,50 €	46,61 €	47,81 €	48,67 €	49,85 €	46,98 €
Mediana del Precio Promedio Ponderado (€/MWh)	57,93 €	59,14 €	61,55 €	62,83 €	64,67 €	66,57 €	62,11 €
Mediana del Precio Promedio Simple (€/MWh)	57,93 €	59,07 €	61,36 €	62,53 €	64,18 €	65,83 €	61,82 €
Percentil 95% del Precio Promedio Ponderado (€/MWh)	69,12 €	70,22 €	79,87 €	84,60 €	94,54 €	98,17 €	82,75 €
Percentil 95% del Precio Promedio Simple (€/MWh)	69,11 €	70,26 €	82,34 €	84,98 €	93,60 €	104,78 €	84,18 €
Límite superior del intervalo de confianza al 95% para el Precio Promedio Ponderado (€/MWh)	58,62 €	59,60 €	65,06 €	65,14 €	68,02 €	72,97 €	64,90 €
Límite superior del intervalo de confianza al 95% para el Precio Promedio Simple (€/MWh)	58,45 €	59,38 €	64,93 €	64,66 €	67,73 €	72,71 €	64,64 €
Precio Promedio Ponderado Máximo (€/MWh)	101,94 €	83,61 €	173,16 €	152,99 €	179,71 €	862,11 €	258,92 €
Precio Promedio Simple Máximo (€/MWh)	95,69 €	83,61 €	188,35 €	152,01 €	180,63 €	862,11 €	260,40 €

Basado en los datos recopilados y posteriormente condenados en la tabla anterior, se observa que el mercado de contratos PPA para energía solar en Colombia muestra un comportamiento dual, ya que hay un núcleo de precios bastante estable y, por otro lado, una serie de valores extremos que responden a diferentes dinámicas.

En primer lugar, al observar las medidas estadísticas (mediana, percentiles), se observa que los precios promedio de los PPA's están alrededor de 55–80 €/MWh. Esto limita el valor de mercado más realista para los contratos solares a largo plazo a uno que no ha sido distorsionado por los valores extremos. [107]

Sin embargo, con respecto a los valores máximos, se pueden observar valores mucho más altos y en algunos casos superar los 200 €/MWh y en algunos casos >800 €/MWh [107]. Estos números no llegan a ser un PPA de precio fijo original, por lo que se ha investigado su origen. De hecho, en relación con los precios del mercado spot, se puede establecer claramente una correlación: por ejemplo, en meses con grandes aumentos de precios spot (por ejemplo, septiembre y octubre de 2023) los máximos de los PPA's también aumentan. [107]

Esto indica que algunos de los contratos no son completamente fijos, sino que se indexan hacia el precio spot o alguna estructura híbrida. Por lo tanto, se encuentra que no todos los PPA's en el mercado colombiano constituyen contratos de precio fijo; algunos incluyen disposiciones para fijar parcialmente los cambios y cambios del mercado eléctrico, algunos pueden concluirse con la ayuda de licitaciones estatales que caen bajo contratos de competencia abierta; ambos precios de PPA's reflejan otros indicadores como el IPC (Índice de Precios al Consumidor), el comportamiento del precio puede o no relacionarse con cualquier precio real de la energía.

Debe confirmarse a partir de los datos publicados, que los precios máximos son diferentes de mes a mes, incluso cuando el nivel de acumulado contratado aumenta. Utilizando las estadísticas obtenidas del mercado de contratos de energía entre usuarios sin potencia regulada, se utiliza un rango entre 60 y 80 €/MWh para el estudio actual del mercado de precios de contratos PPA. Por lo tanto, a continuación, se presenta una tabla que ofrece un período de contrato de 10 años y una duración de 15 años, y su precio de venta.

Tabla 32. Precios mínimos de venta de energía para distintas duraciones de contratos.

PPA de 10 AÑOS		PPA de 15 años	
Precio de contrato P1 (Año 1 – 10)	€ 78,57	Precio de contrato P1 (Año 1 – 15)	€ 74,00
Precio de contrato P2 (Año 11 – 20)	€ 66,53	Precio de contrato P2 (Año 15 – 30)	€ 73,00
Precio de contrato P3 (Año 21 – 30)	€ 75,32		

De la tabla anterior encontramos los precios mínimos y los períodos de duración de los PPA's para la vida útil del proyecto. Según los cálculos realizados al final de la vida útil del proyecto, los ingresos por ventas de energía son los mismos, pero observando que podría haber una disminución de precios entre los años 11 y 20, se utilizará el modelo de PPA a 15 años.

Tabla 33. Proyección de ingresos por venta de PPA

Año	Energía Generada (MWh)	Precio PPA (€/MWh)	Ingreso de venta por PPA periodo 1 (€)	Ingreso de venta por PPA periodo 2 (€)	Total
1	53.069,94	74,00 €	3.927.175,56 €		3.927.175,56 €
2	52.879,94	74,00 €	3.913.115,58 €		3.913.115,58 €
3	52.689,94	74,00 €	3.899.055,59 €		3.899.055,59 €
4	52.509,94	74,00 €	3.885.735,61 €		3.885.735,61 €
5	52.319,94	74,00 €	3.871.675,62 €		3.871.675,62 €
6	52.139,94	74,00 €	3.858.355,64 €		3.858.355,64 €
7	51.949,94	74,00 €	3.844.295,65 €		3.844.295,65 €
8	51.759,94	74,00 €	3.830.235,67 €		3.830.235,67 €
9	51.579,94	74,00 €	3.816.915,68 €		3.816.915,68 €
10	51.379,94	74,00 €	3.802.115,70 €		3.802.115,70 €
11	51.199,94	74,00 €	3.788.795,72 €		3.788.795,72 €
12	51.009,94	74,00 €	3.774.735,73 €		3.774.735,73 €
13	50.819,94	74,00 €	3.760.675,75 €		3.760.675,75 €
14	50.639,94	74,00 €	3.747.355,76 €		3.747.355,76 €
15	50.449,94	74,00 €	3.733.295,78 €		3.733.295,78 €
16	50.259,94	73,00 €		3.668.975,85 €	3.668.975,85 €
17	50.079,94	73,00 €		3.655.835,87 €	3.655.835,87 €
18	49.889,94	73,00 €		3.641.965,88 €	3.641.965,88 €
19	49.709,94	73,00 €		3.628.825,90 €	3.628.825,90 €
20	49.509,94	73,00 €		3.614.225,91 €	3.614.225,91 €
21	49.319,94	73,00 €		3.600.355,93 €	3.600.355,93 €
22	49.139,94	73,00 €		3.587.215,94 €	3.587.215,94 €
23	48.949,94	73,00 €		3.573.345,96 €	3.573.345,96 €
24	48.759,94	73,00 €		3.559.475,98 €	3.559.475,98 €
25	48.579,95	73,00 €		3.546.335,99 €	3.546.335,99 €
26	48.389,95	73,00 €		3.532.466,01 €	3.532.466,01 €
27	48.209,95	73,00 €		3.519.326,02 €	3.519.326,02 €
28	48.009,95	73,00 €		3.504.726,04 €	3.504.726,04 €
29	47.819,95	73,00 €		3.490.856,05 €	3.490.856,05 €
30	47.639,95	73,00 €		3.477.716,07 €	3.477.716,07 €
Total					€ 111.055.184,44

Tomando lo mencionado anteriormente como ejemplo, se presenta una tabla que muestra el desglose de los ingresos anuales por ventas de energía. Refiriéndose a un estimado de 111 millones de euros en ventas de energía durante la vida útil del proyecto, y un ingreso anual promedio de 3.1 millones de euros al año,

8.4 Análisis de modelos de negocio

Aunque los ingresos derivados de la operación de ventas de energía en el mercado spot en comparación con los derivados del contrato PPA probablemente sean mayores, los precios del mercado spot son altamente variables, considerando la influencia de varios factores, incluyendo la oferta y demanda del sistema, las condiciones hidrológicas, los precios del combustible y la disponibilidad de generación.

Por otro lado, los acuerdos de compra de energía (PPA's) tienen un precio fijo o previamente acordado para la estabilidad a largo plazo de los ingresos del proyecto. En este marco, aunque pueden surgir mayores ingresos del mercado spot durante algunos períodos, también requiere un mayor riesgo como resultado directo de la volatilidad de los precios.

En contraste, los PPA's proporcionan flujos de ingresos más estables y predecibles, haciéndolos particularmente beneficiosos para financiar inversiones en generación renovable.

8.5 Venta de Certificados de energía Limpia (I-REC)

Estos certificados internacionales de energía renovable se utilizan en países de Asia, África y América Latina. Cada certificado I-REC representa la generación de 1 MWh de energía renovable e incluye información detallada sobre dónde, cómo y cuándo se produjo la energía; estos certificados sirven como una forma de registro en la misma línea. [109]

Una forma para que las organizaciones demuestren el uso de energía limpia y reduzcan su huella ambiental es adquiriendo estos certificados. Los I-RECs son entonces cancelados (o redimidos) por una sola entidad, que por lo tanto se convierte en el titular de los beneficios ambientales de esa unidad de energía, como una reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero. [109]

A continuación, se muestra un mapa con los países en verde que están autorizados para comerciar certificados, incluyendo Colombia.

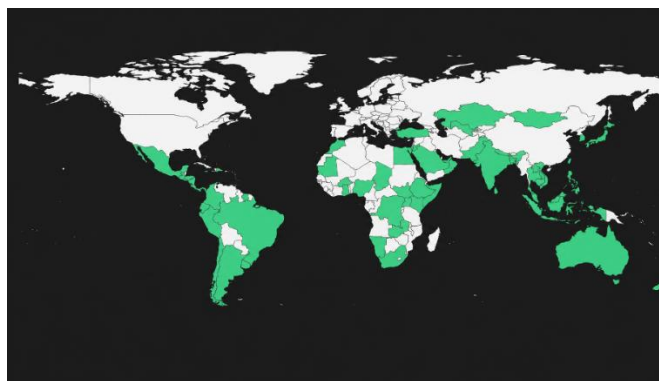


Ilustración 103. Países autorizados a participar de los IRECS. Tomado de [109]

El proyecto debe estar registrado en el esquema internacional gestionado por la Fundación I-REC Standard a través de un Emisor local (en este caso, ECOHZ) si desea participar en el sistema I-REC.

En cuanto a los precios manejados en este mercado, los datos públicos son escasos, y de la limitada información pública disponible, se encuentra que México maneja precios alrededor de 4 y 5 euros, mientras que Estados Unidos, que maneja su propio mercado REC, maneja precios entre 8 y 340 euros.

Por lo tanto, para el proyecto actual, se estima que los precios de venta rondan los 7 euros por MWh generado. Por lo tanto, los ingresos por la venta de certificados de energía limpia se detallan a continuación.

Tabla 34. Ingresos por venta de I-RECs durante la vida útil de la planta

Año	Energía Generada (MWh)	Valor de I-REC (€/MWh)	Ingreso de Venta de I-REC (€)
1	53.069,94	7,00 €	371.489,58 €
2	52.879,94	7,00 €	370.159,58 €
3	52.689,94	7,00 €	368.829,58 €
4	52.509,94	7,00 €	367.569,58 €
5	52.319,94	7,00 €	366.239,59 €
6	52.139,94	7,00 €	364.979,59 €
7	51.949,94	7,00 €	363.649,59 €
8	51.759,94	7,00 €	362.319,59 €
9	51.579,94	7,00 €	361.059,59 €
10	51.379,94	7,00 €	359.659,59 €
11	51.199,94	7,00 €	358.399,59 €
12	51.009,94	7,00 €	357.069,60 €
13	50.819,94	7,00 €	355.739,60 €
14	50.639,94	7,00 €	354.479,60 €
15	50.449,94	7,00 €	353.149,60 €
16	50.259,94	7,00 €	351.819,60 €
17	50.079,94	7,00 €	350.559,60 €
18	49.889,94	7,00 €	349.229,61 €
19	49.709,94	7,00 €	347.969,61 €
20	49.509,94	7,00 €	346.569,61 €
21	49.319,94	7,00 €	345.239,61 €
22	49.139,94	7,00 €	343.979,61 €
23	48.949,94	7,00 €	342.649,61 €
24	48.759,94	7,00 €	341.319,61 €
25	48.579,95	7,00 €	340.059,62 €
26	48.389,95	7,00 €	338.729,62 €
27	48.209,95	7,00 €	337.469,62 €

28	48.009,95	7,00 €	336.069,62 €
29	47.819,95	7,00 €	334.739,62 €
30	47.639,95	7,00 €	333.479,62 €
Total			10.574.678,04 €

8.6 Estimación de ingresos totales

A continuación, se resumen el total de los ingresos por venta al mercado Spot y por PPA, considerando los ingresos por la venta de los certificados I-REC.

Tabla 35. Ingresos totales según el modelo de comercialización

Año	Energía Generada (MWh)	Ingreso de Venta Spot + I-REC (€)	Ingreso de Venta PPA + I-REC (€)
1	53.069,94	8.546.559,47 €	4.298.665,14 €
2	52.879,94	4.331.987,69 €	4.283.275,16 €
3	52.689,94	2.750.390,39 €	4.267.885,17 €
4	52.509,94	2.507.949,16 €	4.253.305,19 €
5	52.319,94	4.184.668,07 €	4.237.915,21 €
6	52.139,94	6.716.053,52 €	4.223.335,23 €
7	51.949,94	5.023.196,11 €	4.207.945,24 €
8	51.759,94	1.725.246,22 €	4.192.555,26 €
9	51.579,94	6.733.806,28 €	4.177.975,28 €
10	51.379,94	7.705.133,30 €	4.161.775,29 €
11	51.199,94	2.934.343,51 €	4.147.195,31 €
12	51.009,94	2.148.883,37 €	4.131.805,33 €
13	50.819,94	1.558.783,07 €	4.116.415,35 €
14	50.639,94	7.485.087,97 €	4.101.835,36 €
15	50.449,94	5.962.344,48 €	4.086.445,38 €
16	50.259,94	7.348.132,70 €	4.020.795,45 €
17	50.079,94	8.177.478,07 €	4.006.395,47 €
18	49.889,94	1.742.571,44 €	3.991.195,49 €
19	49.709,94	2.708.707,74 €	3.976.795,50 €
20	49.509,94	2.185.729,68 €	3.960.795,52 €
21	49.319,94	2.010.268,98 €	3.945.595,54 €
22	49.139,94	6.028.235,34 €	3.931.195,56 €
23	48.949,94	2.146.380,76 €	3.915.995,57 €
24	48.759,94	5.061.889,15 €	3.900.795,59 €
25	48.579,95	10.365.111,12 €	3.886.395,61 €
26	48.389,95	2.891.345,26 €	3.871.195,62 €
27	48.209,95	2.607.218,23 €	3.856.795,64 €
28	48.009,95	2.670.203,44 €	3.840.795,66 €
29	47.819,95	7.090.278,07 €	3.825.595,67 €
30	47.639,95	4.405.706,73 €	3.811.195,69 €
Total		137.753.689,33 €	121.629.862,49 €

Capítulo 9. Análisis Económico y financiero

El análisis económico y financiero es un componente central para evaluar la viabilidad comercial de un proyecto de generación de electricidad. Este capítulo evalúa los gastos clave de la construcción, desarrollo y operación del parque fotovoltaico propuesto, junto con la evaluación de los ingresos anticipados por la venta de energía.

Para este propósito, se tienen en cuenta el CAPEX, DEVEX, OPEX y todos los procedimientos regulatorios con estudios técnicos asociados a la implementación del proyecto. Con esta información, se establecen los flujos de caja del proyecto, así como el cálculo de indicadores financieros para medir la rentabilidad y viabilidad económica del proyecto.

Valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR) y período de recuperación de la inversión. Los hallazgos de este estudio determinan si el parque fotovoltaico es o no una alternativa económicamente viable dentro del sistema eléctrico colombiano.

9.1 Estimación de la inversión Inicial

El costo del parque fotovoltaico, por ejemplo, incluye los pasos que deben tomarse como parte del diseño, desarrollo y construcción del parque para calcular la inversión inicial, así como las inversiones para la subestación elevadora, la línea de transmisión para la evacuación de la energía generada, y los procedimientos regulatorios y estudios técnicos requeridos para su implementación.

Para realizar el análisis, consideramos el costo incurrido para el diseño y construcción del parque fotovoltaico como un punto de referencia. Esto incluye las partes básicas del sistema de generación que van desde la provisión de módulos fotovoltaicos, así como la preparación del terreno, la instalación de aparatos eléctricos para instalar los inversores, transformadores elevadores y la infraestructura basada en red de conexión eléctrica del sistema colector interno al barraje de media tensión de 34.5 kV.

Tabla 36. Costos de CAPEX relacionados al diseño e instalación de la planta solar

Ítem	Descripción	Subtotal
Terracerías y aplanamientos	Desbroce, nivelación, compactación y conformación del terreno	1.316.000,00 €
Módulos Fotovoltaicos	LongiSolar LR7-72HVVH-670M	2.843.212,50 €
Estructuras de soporte	Estructura fija galvanizada para módulos	1.365.637,50 €
Inversores	PVS-980-58-2091kW-L 2	1.320.000,00 €
String Box	Únicamente cajon metalico contra intemperie	48.720,00 €

Conectores DC	MC4-EVO2 (macho + hembra)	14.328,00 €
Conductor DC	HIKRA SOL 1500 V DC (H1Z2Z2-K) – 12 AWG	62.591,04 €
Fusible proteccion string	Fusible ABB E 9F PV – 20 A (10×38 mm, gPV)	17.910,00 €
Porta fusible DC por string	Porta fusible ABB E 90 PV (E91/32 PV)	8.059,50 €
riel DIN	DIN EN 60715 – tipo TS35 (35 mm ancho)	105,00 €
Circuit Breaker para String box	KRIPAL UKM5DC 1500V 250A 4P DC MCCB	16.800,00 €
SPD (Surge Protective Device) para string box	ABB OVR PV T2 40 QS – 1500 V (SPD Tipo 2 DC)	9.520,00 €
Seccionador DC para string box	ABB OTDC630 800E (250A DC Switch-Disconnecter)	100.800,00 €
Conductor DC (Combiner - inverter)	OPSOLAR PV Al 1500 V – 720 mm ²	261.800,00 €
Transformador Elevador 600V/34,5 kV	Transformador elevador	960.000,00 €
Conductor AC (Inverter - Transformador)	HARMONY Class XZ1 (S) Al – Prysmian – 630 mm ²	15.840,00 €
Conductor AC (Media Tensión 34,5 kV)	Okoguard Okoseal Type MV-105 – 1/0 AWG (Okonite)	658.360,00 €
Conductor AC (Celda de transformador de potencia)	Okoguard Okoseal Type MV-105 – 1000 kcmil	8.000,00 €
Puesta a Tierra	Malla de tierra de bloques de inversor/transformador y conexiones equipotenciales	185.000,00 €
Celda de media tensión 150 A	Celda de media tensión 34.5 kV (VCB + protección completa)	100.000,00 €
Celda de media tensión 480 A	Celda MT 34.5 kV – 480 A (VCB + protección completa)	30.000,00 €
Canalizaciones subterráneas DC	Zanja, cama de arena, ductos y señalización para red	523.210,00 €
Canalizaciones en bandeja AC BT	Bandeja superficial galvanizada + soportes + instalación	2.000,00 €
Canalizaciones subterráneas AC MT	Zanja, cama de arena, ductos y señalización para red	76.200,00 €
Tubo PVC eléctrico 4"	tubo PVC Schedule 40 de 4"	146.304,00 €
Tubo PVC eléctrico 8"	tubo de 4" x 20 ft	1.750,00 €
Barra de 34,5 kV	Barra colectora de media tensión	8.000,00 €
Mano de obra eléctrica de montaje	montaje de módulos, estructuras, string boxes, cableado DC, terminaciones, pruebas.	1.100.000,00 €
Total		11.200.147,54 €

El componente de la inversión inicial, se tienen en cuenta los gastos relacionados con la construcción de la subestación elevadora de 34.5 kV / 110 kV. Esto aumentará el nivel de voltaje de la energía producida en el parque fotovoltaico para poder ser transportada a través de la red de transmisión.

Dicha infraestructura consta del transformador de potencia, equipos de conmutación y protección de alta y media tensión, sistemas de control, servicios auxiliares, así como las obras civiles necesarias, montaje electromecánico y pruebas para su puesta en servicio.

La siguiente tabla presenta el desglose de los principales costos asociados con el diseño, suministro de equipos, construcción y puesta en servicio de la subestación elevadora.

Tabla 37. Costos del CAPEX relacionados al diseño y construcción de la subestación de 110 kV

Ítem	Descripción	Subtotal
Ingeniería y diseño	Ingeniería conceptual, básica y de detalle de la subestación, estudios eléctricos, diseño civil y eléctrico, planos y especificaciones técnicas	175.000,00 €
Obras civiles	Movimiento de tierras, cimentaciones de equipos, canalizaciones, drenaje, edificio de control, cerramiento y vías internas	400.000,00 €
Transformador 34,5/110 kV	Transformador elevador de potencia con accesorios, boquillas, sistema de refrigeración y pruebas de fábrica	1.800.000,00 €
Equipos de patio 110 kV	Interruptor de potencia, seccionadores, TC, TP, pararrayos, barras conductoras y estructuras metálicas para una bahía de línea	700.000,00 €
Protección y control	Relés de protección, paneles de control, sistema SCADA, RTU, cableado de control y sistemas de comunicación	700.000,00 €
Servicios auxiliares	Sistema AC/DC, banco de baterías, cargadores, iluminación, tableros auxiliares y servicios del edificio de control	250.000,00 €
Puesta a tierra	Malla de tierra, conductores enterrados, electrodos, conexiones equipotenciales y soldaduras exotérmicas	200.000,00 €
Pararrayos	Mástiles, cables de guarda, bajantes y conexión a malla de tierra.	130.000,00 €
Montaje electromecánico	Instalación de equipos, montaje de estructuras, conexión de barras, tendido de cables y trabajos electromecánicos	550.000,00 €
Pruebas y puesta en servicio	Ensayos eléctricos, pruebas funcionales de protecciones, verificación del sistema y energización inicial	450.000,00 €
Costos indirectos / contingencias	Gestión del proyecto, supervisión, seguros, transporte de equipos y contingencias del proyecto	1.000.000,00 €
Total		6.355.000,00 €

Como siguiente punto, se considera la inversión asociada a la construcción de la línea de transmisión necesaria para la evacuación de la energía generada desde la subestación elevadora hasta el punto de conexión con la red eléctrica. El diseño técnico y el dimensionamiento de esta infraestructura se desarrollan en el anexo del estudio de interconexión, donde se definieron sus principales características, así como los materiales y equipos necesarios para su construcción.

Tabla 38. Costos del CAPEX destinados a la línea de Transmisión de 110 kV

Ítem	Descripción	Subtotal
Poste	Poste monoposte para línea de transmisión 110 kV (acero galvanizado) incluyendo transporte al sitio	119.000,00 €
Conductor Hawk	Conductor ACSR tipo Hawk para línea aérea de transmisión	24.650,00 €
Cable de Guarda	Cable de guarda galvanizado (o OPGW simple) para protección contra descargas atmosféricas	4.602,00 €
Aislador 110 kV	Cadena de aisladores poliméricos o de vidrio para suspensión en línea de 110 kV	9.240,00 €
Herrajes	Grapas, grilletes, conectores, abrazaderas y accesorios metálicos para fijación de conductores y aisladores	8.400,00 €

Crucetas	Cruceta metálica galvanizada para soporte de fases en poste de línea 110 kV	4.200,00 €
Puesta a Tierra	Sistema de puesta a tierra para estructura (varilla cobreada + conductor de bajada + conectores)	2.800,00 €
Cimentación de Poste	Excavación, concreto estructural, anclajes y relleno para cimentación de estructura	119.000,00 €
Montaje	Montaje electromecánico de estructura, instalación de aisladores, herrajes y tendido del conductor	49.000,00 €
Total		340.892,00 €

La siguiente etapa implica describir los costos asociados con el sistema de monitoreo de la planta fotovoltaica. Este sistema está compuesto por equipos de comunicación, registradores de datos y dispositivos de medición, que juntos forman la arquitectura del sistema SCADA del proyecto. Además, se considera la incorporación de una estación meteorológica, responsable de registrar las variables ambientales necesarias para el análisis del rendimiento y operación de la planta.

Tabla 39. Costos de sistemas de monitoreo

Ítem	Descripción	Subtotal
Dataloggers del Sistema SCADA	Sungrow Logger1000 / 3000	7.500,00 €
Fibra Óptica	Fibra monomodo (Single Mode – OS2, G.652D)	350,00 €
Switch industrial	Switch industrial gestionado, 8–16 puertos RJ45 + 2–4 puertos SFP,	4.000,00 €
Medidores del sistema SCADA	Medidor multifunción para SCADA, medición trifásica AC	2.700,00 €
Estacion meteorológica	Piranómetro, sensor de temperatura de módulos, sensores de soiling, sensor temperatura ambiente, anemómetro y veleta	15.000,00 €
Mano de obra	montaje sistema de comunicaciones	8.000,00 €
Total		37.550,00 €

El presupuesto de DevEx está preparado para procesos, estudios y gestión regulatoria necesarios para el desarrollo del proyecto. Esta sección involucra procesos relevantes como el registro y aprobación del proyecto ante la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y el establecimiento de la garantía financiera necesaria para el proceso regulatorio.

Junto a esto, se requieren varios estudios técnicos para la conexión del proyecto al sistema eléctrico; se cubren estudios de flujo de carga, estabilidad, calidad de la energía y coordinación de protecciones. La mayoría de estos aspectos se abordaron previamente en el capítulo correspondiente al marco regulatorio donde se han descrito los requisitos técnicos y administrativos necesarios para proyectos de generación de electricidad en Colombia.

Tabla 40.DevEx, Descripción de costos relacionados a tramites, gestiones y garantías

Ítem	Descripción	Subtotal
Tramite de inscripción y aprobación ante la UPME	Gestión documental, radicación, seguimiento y costos administrativos asociados al proceso de registro y aprobación del proyecto ante la UPME	8.000,00 €
Estudio de interconexión	Flujo de cargas con el propósito de verificar el mejor punto de conexión	15.000,00 €
Evaluación de impacto ambiental	Elaboración del estudio ambiental del proyecto, identificación de impactos y definición de medidas de manejo y mitigación	60.000,00 €
Garantía Financiera ante la UPME	Constitución de garantía exigida para respaldar la seriedad y ejecución del proyecto dentro del proceso regulatorio (0,85 Euros por cada kW)	255.000,00 €
Estudio de calidad de energía	Evaluación de armónicos, flicker, variaciones de tensión y cumplimiento de requisitos de calidad de energía en el punto de conexión	20.000,00 €
Estudio de Flujo de carga (Load Flow)	Análisis del comportamiento del sistema en estado estable para verificar niveles de tensión, cargabilidad y pérdidas en la red	15.000,00 €
Estudio de estabilidad transitoria	Evaluación de la respuesta dinámica del sistema ante perturbaciones severas, fallas o desconexiones súbitas	40.000,00 €
Estudio de estabilidad de tensión	Análisis del comportamiento del sistema frente a variaciones de carga y capacidad de mantener niveles adecuados de tensión	20.000,00 €
Estudio de confiabilidad (criterio N-1)	Verificación del desempeño del sistema ante la salida de un elemento de red sin comprometer la operación segura del sistema	30.000,00 €
Estudio de coordinación de protecciones	Definición y ajuste de protecciones eléctricas para garantizar selectividad, sensibilidad y tiempos adecuados de despeje de fallas	30.000,00 €
Total		493.000,00 €

Finalmente, se prepara un presupuesto que incluye el equipo principal y auxiliar necesario para operar la planta fotovoltaica. Este equipo incluye medios de transporte interno, sistemas de protección contra incendios, equipos de monitoreo y control, así como herramientas y dispositivos especializados para tareas de mantenimiento y operación.

Además, se tienen en cuenta elementos de seguridad industrial, instrumentación de medición y diagnóstico, y un stock de repuestos eléctricos y mecánicos. Estos recursos en conjunto proporcionan el rendimiento diario necesario de la planta, hacen posibles los procedimientos de mantenimiento preventivo y correctivo, y facilitan una respuesta efectiva a posibles fallas y situaciones de emergencia.

Tabla 41. Equipamiento auxiliar para operación y mantenimiento de la planta fotovoltaica

Ítem	Descripción	Subtotal
Transporte interno	Pick-up 4x4	110.000,00 €
Sistema contra incendios	Sistema de detección y extinción por agente limpio para sala eléctrica	50.000,00 €
Computadoras	Computadora industrial para SCADA	4.000,00 €

Equipo de protección personal	cascos, guantes dieléctricos, arneses, gafas, botas, ropa FR y elementos de seguridad para trabajo eléctrico e industrial.	8.000,00 €
Equipos de trabajo y maniobra eléctrica	escaleras dieléctricas, pértigas, detectores de tensión, puestas a tierra portátiles, señalización, herramientas aisladas	60.000,00 €
Taller de herramientas y mantenimiento	equipos de soldadura, corte, esmeriles, taladros, compresor, banco de trabajo y herramientas para reparación en planta.	30.000,00 €
Multímetros	Fluke 283 FC/PV Solar Digital Multímetro	3.000,00 €
Amperímetros	Fluke 393 FC Solar Clamp Meter	2.400,00 €
Camara termográfica	Cámara termográfica industrial para inspección eléctrica, detección de puntos calientes y fallas en equipos	4.000,00 €
Dron	Dron industrial para inspección de planta solar, con cámara térmica y RGB, GPS RTK	12.000,00 €
Módulos solares de reserva	LongiSolar LR7-72HVV-670M	25.400,00 €
stock de repuestos eléctricos y mecánicos menores	Preformadas, herrajes, conectores, fusibles, portafusibles, SPD, string box, conductores, terminales y consumibles de mantenimiento.	80.000,00 €
Total		388.800,00 €

Por lo tanto, se calcula el costo de inversión inicial del proyecto, incluyendo el costo de desarrollo y construcción de la planta solar, la subestación elevadora, la línea de transmisión y todos los procedimientos, estudios y arreglos regulatorios requeridos que la instalación debe realizar para llevar a cabo su trabajo. Sumando todos estos componentes, la inversión inicial total del proyecto es de 18,185,389.54 €.

Tabla 42. Costo de Inversión Inicial del Proyecto

Ítem	Costo
Planta Solar	11.200.147,54 €
Subestación	6.355.000,00 €
Línea de Transmisión	340.892,00 €
Devex	493.000,00 €
Sistemas de Monitoreo	37.550,00 €
Otros	388.800,00 €
Total	18.815.389,54 €

Si la inversión total cubre la capacidad instalada del parque fotovoltaico, entonces se adquirirá un costo de inversión específico de alrededor de €698.68/MW instalado. Este valor está dentro del rango reportado para proyectos fotovoltaicos a utility-scale, lo que significa que la estimación económica realizada está en línea con los estándares de la industria. [110]

9.2 Costos de operación y mantenimiento

Cuando se haya estimado la inversión inicial del proyecto, se deben estudiar los costos involucrados en la operación y mantenimiento del parque fotovoltaico durante su vida útil. Estos costos son los gastos recurrentes necesarios para asegurar el funcionamiento seguro, eficiente y continuo de la instalación.

Esta sección contiene aspectos de mantenimiento como el mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos eléctricos, la limpieza regular de los módulos fotovoltaicos, la monitorización y operación del sistema, los costos asociados con el seguro, la seguridad del sitio, la gestión administrativa y el reemplazo de componentes menores.

También se considera aquí el costo anual asociado con el uso del terreno donde se ubica el parque solar. Los principales costos anuales de operación y mantenimiento considerados para el proyecto se enumeran en la tabla a continuación.

Tabla 43. Desglose del OPEX

Ítem	Descripción	Costo	Cantidad
Mantenimiento preventivo	Inspección periódica de equipos eléctricos, inversores, transformadores y sistemas auxiliares	25.000,00 €	anual
Mantenimiento Correctivo	Reparación o sustitución de equipos ante fallas durante la operación	6.000,00 €	anual
Limpieza de módulos	Lavado periódico de módulos fotovoltaicos para mantener el rendimiento del sistema	21.000,00 €	anual
Monitoreo y operación	Supervisión remota, operación del SCADA y gestión técnica del parque	25.000,00 €	anual
Seguros	Seguro de equipos, responsabilidad civil y cobertura ante daños	60.000,00 €	anual
Seguridad y vigilancia	Personal de vigilancia y sistemas de seguridad del parque	25.000,00 €	anual
Administración y gestión	Costos administrativos, gestión del proyecto y servicios auxiliares	8.000,00 €	anual
Terreno	Alquiler de terreno rural para implantación del parque fotovoltaico	45.000,00 €	anual
Total		215.000,00 €	

El costo total anual de operación y mantenimiento del proyecto, basado en las cifras anticipadas, es de 215,000 € por año. Este número consiste en los gastos técnicos del mantenimiento de la planta y los costos administrativos y operativos necesarios para que la planta funcione.

Suponiendo que los costos anuales de operación y mantenimiento están relacionados con la producción de energía estimada del parque fotovoltaico, es posible derivar un costo operativo específico de aproximadamente 4 €/MWh. Un

valor similar también se informa para plantas fotovoltaicas utility-scale donde el costo de operación y mantenimiento generalmente está en la escala entre 4 € y 13 €/MWh, dependiendo del tamaño de la planta, la ubicación del proyecto y los planes de mantenimiento que se implementen. [111]

9.3 Esquema de Financiamiento

Para asegurar que el proyecto pueda ser financiado económicamente, se recomienda que el proyecto se structure dentro de un esquema de Project Finance. Este modelo se refiere a la construcción del parque fotovoltaico desde la concepción hasta la operación a través de una empresa vehículo del proyecto (Special Purpose Vehicle – SPV), creada específicamente para la construcción y operación de la instalación.

Se propone que el SPV desarrollado para este proyecto se llame Lumenia. Una vez que esta empresa sea fundada, puede aislar el riesgo del proyecto de las otras actividades de los inversores, de modo que los flujos de caja generados por las ventas de energía constituyan el principal medio para pagar la deuda acumulada en la construcción del proyecto.

Así, la financiación se basa fundamentalmente en la capacidad del proyecto para proporcionar beneficios futuros en lugar de en la solvencia individual de los promotores. En este esquema, los accionistas de la empresa del proyecto, junto con otros posibles inversores, deben aportar una parte del capital para la construcción del parque fotovoltaico. Para mayor claridad, el 40% de la inversión inicial (como mínimo) será financiado utilizando el capital aportado por los socios del proyecto.

El otro 60% de la inversión será financiado por fuentes externas, financiado mediante deuda, asegurada con préstamos de instituciones financieras. La transición energética está impulsada por organizaciones financieras internacionales y entidades de desarrollo que a menudo son más competitivas en términos de tasas de interés y períodos de amortización, y se dará prioridad a buscar bancos o instituciones financieras que ofrezcan líneas de financiación favorables para proyectos de energía renovable.

Este tipo de arquitectura financiera se aplica comúnmente en la construcción de infraestructuras energéticas y plantas de generación renovable, ya que permite coordinar la distribución del riesgo entre los diferentes actores del proyecto y abre la financiación para grandes inversiones.

9.4 WACC

Se determina un WACC del 10% para descontarlo, ya que esto es consistente con los factores de riesgo en proyectos renovables en Colombia. Sin embargo, la energía solar es una tecnología madura que tiene un costo de operación

relativamente bajo; varios factores, incluyendo el riesgo país, la volatilidad del tipo de cambio, la incertidumbre regulatoria, el riesgo de conexión y comercialización de energía también contribuyen al aumento del costo de capital en el mercado colombiano.

Tomando las condiciones promedio del mercado financiero colombiano, se estimaron un WACC después de impuestos del 8.08% para proyectos renovables en Colombia, aunque los autores observan que puede haber una variación en esta tasa en relación con las condiciones regionales, así como el riesgo específico involucrado en el proyecto. De manera similar, demuestra que el costo de financiamiento para proyectos solares es mucho más alto en economías emergentes en comparación con países desarrollados donde el valor del costo varía entre el 4% y el 6%, y en mercados emergentes esto puede incluso superar un valor del 10%, ya que la prima de riesgo es mayor.

De igual manera, en un análisis reciente de la transición energética en países en desarrollo, el costo para proyectos a escala de servicios públicos varía entre el 10% y el 15%, reflejando en gran medida restricciones financieras y una mayor percepción de riesgo.

En este sentido, un WACC del 10% es una opción conservadora y práctica para un parque solar de 30 MW en Colombia, ya que está por encima del valor base teórico sugerido para este país, mientras que se encuentra dentro del rango de estimaciones de mercados emergentes. El proyecto puede decidirse bajo tales restricciones financieras prudentes como las que están presentes actualmente en la industria.

9.5 Rentabilidad deseada para venta

En este análisis financiero, se tomará como referencia para considerar que la rentabilidad objetivo es del **15%**, que es un número adoptado para evaluar la viabilidad económica del proyecto.

Las ganancias que alcanzan tal nivel estarán alineadas con los rendimientos esperados para proyectos de generación de energía renovable financiados a través de programas de Project Finance, donde los inversores buscan lograr ganancias moderadas pero constantes a largo plazo.

9.6 Plan de inversión y Financiamiento

El plan de inversión para el proyecto se presenta en esta sección, que incluirá la inversión en los activos necesarios para la construcción del parque fotovoltaico, así como el capital de trabajo para cubrir los gastos operativos iniciales y crear liquidez durante su fase inicial de operación.

Después de desarrollar el plan de inversión del proyecto, se lleva a cabo la definición de la estructura de financiamiento necesaria para financiar el capital

requerido. Para este análisis, se propone un esquema de financiamiento basado en Project Finance, mediante el cual parte de la inversión es proporcionada por los socios del proyecto a través de capital propio y la otra parte puede ser financiada a través de recursos externos de entidades financieras.

Tabla 44. Plan de inversión

Plan de inversión	Importe
Activos	20.960.480,35 €
Fondo de Maniobra	1.048.024,02 €
TOTAL	22.008.504,37 €

Después de desarrollar el plan de inversión del proyecto, se realiza la definición de la estructura de financiamiento necesaria para financiar el capital requerido. Para este análisis, se propone un esquema de financiamiento basado en Project Finance, mediante el cual parte de la inversión es proporcionada por los socios del proyecto a través de capital propio y la otra parte puede ser financiada mediante recursos externos, provenientes de entidades financieras.

Tabla 45. Plan de financiación del proyecto

Plan de Financiación	%	Importe
Recursos Propios	40%	7.902.463,61 €
Recursos Ajenos	60%	11.853.695,41 €
TOTAL	100%	19.756.159,02 €

9.7 Cálculo de pago principal e intereses del préstamo

El financiamiento de recursos externos del proyecto se puede obtener a través de un préstamo mediante el sistema de amortización francés, un sistema ampliamente adoptado en el financiamiento bancario de proyectos de infraestructura y energía.

$$C = \frac{Vi}{1 - (1 + i)^{-N}}$$

Donde C es la cuota por pagar, V es el monto total del préstamo hipotecario, N corresponde al número total de cuotas, e i es la tasa de interés efectiva. Este sistema generalmente establece cuotas de pago regulares a lo largo de las diferentes etapas del período de amortización, con cada pago incluyendo una parte destinada al pago de intereses y otra destinada a la amortización del principal que ocurre cada año.

Se asume un préstamo del 60% de la inversión total del proyecto, con una tasa de interés total del 9% anual para el préstamo, y el período de tiempo utilizado al final del período del préstamo es de hasta 25 años.

En tales circunstancias, el pago del préstamo sobre una base anual es estático a lo largo del ciclo de vida del financiamiento, pero el equilibrio entre el capital amortizado y el interés es dinámico. Los detalles del calendario de amortización del préstamo se indican aquí, mostrando los valores para cada año del período de financiamiento en capital amortizado, el gasto incluido en intereses y los pagos anuales.

Tabla 46. amortización de la deuda

	Capital Amortizable	Interés	Cuota Préstamo
Año 1	95.429,07 €	1.007.564,11 €	1.102.993,18 €
Año 2	103.540,54 €	999.452,64 €	1.102.993,18 €
Año 3	112.341,48 €	990.651,69 €	1.102.993,18 €
Año 4	121.890,51 €	981.102,67 €	1.102.993,18 €
Año 5	132.251,20 €	970.741,97 €	1.102.993,18 €
Año 6	143.492,56 €	959.500,62 €	1.102.993,18 €
Año 7	155.689,42 €	947.303,75 €	1.102.993,18 €
Año 8	168.923,02 €	934.070,15 €	1.102.993,18 €
Año 9	183.281,48 €	919.711,70 €	1.102.993,18 €
Año 10	198.860,41 €	904.132,77 €	1.102.993,18 €
Año 11	215.763,54 €	887.229,64 €	1.102.993,18 €
Año 12	234.103,44 €	868.889,73 €	1.102.993,18 €
Año 13	254.002,24 €	848.990,94 €	1.102.993,18 €
Año 14	275.592,43 €	827.400,75 €	1.102.993,18 €
Año 15	299.017,78 €	803.975,40 €	1.102.993,18 €
Año 16	324.434,29 €	778.558,88 €	1.102.993,18 €
Año 17	352.011,21 €	750.981,97 €	1.102.993,18 €
Año 18	381.932,16 €	721.061,02 €	1.102.993,18 €
Año 19	414.396,39 €	688.596,78 €	1.102.993,18 €
Año 20	449.620,09 €	653.373,09 €	1.102.993,18 €
Año 21	487.837,80 €	615.155,38 €	1.102.993,18 €
Año 22	529.304,01 €	573.689,17 €	1.102.993,18 €
Año 23	574.294,85 €	528.698,33 €	1.102.993,18 €
Año 24	623.109,91 €	479.883,27 €	1.102.993,18 €
Año 25	676.074,25 €	426.918,92 €	1.102.993,18 €
Año 26	733.540,56 €	369.452,61 €	1.102.993,18 €
Año 27	795.891,51 €	307.101,66 €	1.102.993,18 €
Año 28	863.542,29 €	239.450,89 €	1.102.993,18 €
Año 29	936.943,39 €	166.049,79 €	1.102.993,18 €
Año 30	1.016.583,57 €	86.409,60 €	1.102.993,18 €
TOTAL	11.853.695,41 €	20.067.635,35 €	27.574.829,44 €

9.8 Amortización contable de activos

Además del servicio de pasivos del préstamo, el análisis financiero toma en consideración la amortización contable de los activos del proyecto. La amortización representa la pérdida de valor contable de las inversiones realizadas en los activos del parque fotovoltaico a lo largo de su vida útil.

En este estudio se utilizó la depreciación lineal, donde el valor de la inversión inicial se distribuye uniformemente durante el período de depreciación asumido.

Tabla 47. Desglose de amortización de activos

	PRINCIPAL
Año 1	1.254.359,30 €
Año 2	1.254.359,30 €
Año 3	1.254.359,30 €
Año 4	1.254.359,30 €
Año 5	1.254.359,30 €
Año 6	1.254.359,30 €
Año 7	1.254.359,30 €
Año 8	1.254.359,30 €
Año 9	1.254.359,30 €
Año 10	1.254.359,30 €
Año 11	1.254.359,30 €
Año 12	1.254.359,30 €
Año 13	1.254.359,30 €
Año 14	1.254.359,30 €
Año 15	1.254.359,30 €
TOTAL	18.815.389,54 €

9.9 Flujo de caja del proyecto para venta por PPA

Una vez definidos los costos de inversión inicial del proyecto, los costos de operación y mantenimiento, y el esquema de financiamiento, se puede preparar un flujo de caja para el proyecto. Este análisis permite evaluar el desempeño económico de la instalación a lo largo de su vida útil, considerando los ingresos generados por la venta de energía y los diversos gastos asociados con la operación del parque fotovoltaico.

El flujo de caja es una herramienta fundamental para el análisis financiero, ya que permite identificar la evolución de los ingresos y gastos del proyecto en cada período, así como determinar su capacidad para cubrir los costos operativos, el servicio de la deuda y generar rentabilidad para los inversores. A partir de este flujo, se pueden calcular posteriormente los principales indicadores financieros, como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el período

de recuperación de la inversión. A partir de este flujo, se pueden calcular posteriormente los principales indicadores financieros, como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el período de recuperación de la inversión.

9.9.1 Datos de partida para venta por PPA

Para este proyecto, es importante primero definir los datos de inversión inicial para preparar el flujo de caja del proyecto. Además del costo total asociado con los activos necesarios para la construcción del parque fotovoltaico, el concepto incluye un fondo de capital de trabajo.

Se trata de tener un fondo disponible con los primeros gastos operativos, tarifas de operación y mantenimiento para la instalación, administración y los demás compromisos financieros que deben cumplirse antes de que el proyecto logre un flujo de ingresos estable por la venta de energía. Hacer esto garantiza que la empresa del proyecto tendrá suficientes fondos para operar durante los períodos iniciales de operación.

Tabla 48. Datos de la inversión en el flujo de caja

Datos de Inversión	
Activos	18.815.389,54 €
Fondo de maniobra	940.769,48 €
Duración	30 años

La vida útil de un proyecto para el análisis financiero se incluye con 30 años, que son el promedio de vida operativa de las plantas fotovoltaicas a escala de servicios públicos y son útiles para estudios de viabilidad económica de este tipo de instalaciones. Refiriéndose a los términos de financiamiento, se han evaluado las tasas de interés para el préstamo del proyecto de un 9% anual.

Esto se determina como una referencia típica para las condiciones de financiamiento comúnmente disponibles por las instituciones financieras colombianas para proyectos en el campo de la infraestructura energética. Las tasas de interés cobradas a los proyectos de energía renovable en el país dependen del perfil de riesgo del proyecto, las condiciones del mercado financiero y el tipo de prestamista que proporciona el crédito.

En este contexto, una tasa anual de aproximadamente 9% puede considerarse un número conservador y representativo para cálculos básicos.

Tabla 49. Detalles de financiación

Detalles de Financiación	
Equity	40%
Préstamo	60%
Interés	9%

Amortización	15 años
--------------	---------

Se ha considerado un tiempo de amortización de la deuda de 15 años. Este plazo se encuentra dentro de los rangos típicos para financiar proyectos de generación renovable bajo esquemas de Project Finance, donde los tiempos de amortización generalmente oscilan entre 12 y 18 años. 15 años es un plazo sensato, que permite no solo depender del nivel de las cuotas de endeudamiento realizadas, sino también un rango moderado dado el ingreso generado por las ventas de energía, al mismo tiempo que se mantiene una porción saludable dentro de la vida útil total de la planta, estimada en 30 años.

Los ingresos estimados del proyecto se derivarán de la energía anual generada por el parque fotovoltaico y el precio de venta de la electricidad acordado a través de contratos de suministro (PPA) y los ingresos recibidos por la venta de certificados de energía limpia.

Para abordar este posible desafío, se ha considerado un aumento anual del 5% en los costos operativos para el análisis de flujo de caja, lo cual se considerará conservador en la estimación financiera del proyecto. Esta suposición está impulsada por lo que se ha documentado sobre la economía colombiana en la última década, donde se han documentado períodos relativamente altos de inflación que pueden afectar los costos de operación, mantenimiento y servicios del parque fotovoltaico.

9.9.2 Cash-flow libre para venta en PPA

Una proyección a 30 años del estado de resultados de las cuentas del parque fotovoltaico, incluyendo las ventas de energía proyectadas en ingresos, los costos operativos del sistema, las amortizaciones de los activos del parque y los costos del préstamo.

Esta es una previsión con la que podemos evaluar el desempeño económico de un proyecto a través de señales intermedias como EBITDA (ganancias antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización), EBIT (ingreso operativo) y resultado neto antes de impuestos para llegar a un resultado neto para el año fiscal completo.

Se ha tenido en cuenta un aumento anual del 5% en los costos operativos para considerar los posibles efectos inflacionarios y ser conservadores en el análisis financiero. Las obligaciones fiscales relevantes incluyen el Impuesto de Industria y Comercio (ICA) debido a la actividad económica implementada. En Colombia, para las entidades legales, el impuesto sobre la renta es del 35% para el resultado antes de impuestos (EBT).

Por lo tanto, se creará una obligación fiscal sobre un resultado positivo antes de impuestos, mientras que un resultado negativo no resultará en ningún cargo/crédito por este impuesto. Sin embargo, para mi proyecto actual, un beneficio fiscal relevante para proyectos de energía renovable, definido en la

legislación colombiana para permitir la transición energética, es otra consideración. Permite deducir hasta el 50% del valor de la primera inversión (inversión de capital) del proyecto del impuesto sobre la renta durante 15 años.

Tabla 50. Cuenta de resultados de los primeros 5 años

	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
VENTAS	4.298.665,1€	4.283.275,16 €	4.267.885 €	4.253.305,1 €	4.237.915,21€
-Costes de las Mercancías (Directos)	- €	- €	- €	- €	- €
=Margen Bruto	4.298.665,1€	4.283.275,16 €	4.267.885 €	4.253.305,1 €	4.237.915,21€
-GASTOS DE ESTRUCTURA o COSTES OPERATIVOS	- 174.150,00€	- 178.503,75 €	- 182.966,34 €	- 187.540,50 €	- 192.229,01 €
Mantenimiento preventivo	20.250,00 €	20.756,25 €	21.275,16 €	21.807,04 €	22.352,21 €
Mantenimiento Correctivo	4.860,00 €	4.981,50 €	5.106,04 €	5.233,69 €	5.364,53 €
Limpieza de módulos	17.010,00 €	17.435,25 €	17.871,13 €	18.317,91 €	18.775,86 €
Monitoreo y operación	20.250,00 €	20.756,25 €	21.275,16 €	21.807,04 €	22.352,21 €
Seguros	48.600,00 €	49.815,00 €	51.060,38 €	52.336,88 €	53.645,31 €
Seguridad y vigilancia	20.250,00 €	20.756,25 €	21.275,16 €	21.807,04 €	22.352,21 €
Administración y gestión	6.480,00 €	6.642,00 €	6.808,05 €	6.978,25 €	7.152,71 €
Terreno	36.450,00 €	37.361,25 €	38.295,28 €	39.252,66 €	40.233,98 €
RESULTADO DE EXPLOTACION (EBITDA)	4.124.515,14 €	4.104.771,41 €	4.084.918,83 €	4.065.764,69 €	4.045.686,19 €
-Amortizaciones	-1.254.359,3 €	- 1.254.359,30 €	- 1.254.359,30 €	- 1.254.359,30 €	- 1.254.359,30 €
-Depreciaciones o Provisiones					
RESULTADO DE EXPLOTACION (EBIT) o (BAIT)	2.870.155,84 €	2.850.412,10 €	2.830.559,53 €	2.811.405,39 €	2.791.326,89 €
-Gastos Financieros	-1.007.564,1 €	- 999.452,64 €	- 990.651,69 €	- 981.102,67 €	- 970.741,97 €
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS (EBT) o (BAT)	1.862.591,73 €	1.850.959,47 €	1.839.907,84 €	1.830.302,72 €	1.820.584,92 €
-Impuesto de Renta de Personas Jurídicas	- 432.394,23 €	- 428.322,93 €	- 424.454,86 €	- 421.093,07 €	- 417.691,84 €
Impuesto de Industria y Comercio (ICA)	- 18.625,92 €	- 18.509,59 €	- 18.399,08 €	- 18.303,03 €	- 18.205,85 €
RESULTADO DEL EJERCICIO (BN)	1.411.571,58 €	1.404.126,94 €	1.397.053,89 €	1.390.906,62 €	1.384.687,23 €

A partir de la proyección del estado de resultados, se puede calcular el flujo de caja libre del proyecto, que es el efectivo generado por la operación una vez que se tienen en cuenta las implicaciones contables y financieras. Esta medida establece cómo el proyecto puede generar liquidez a lo largo del tiempo y se utiliza para calcular indicadores financieros.

Se encuentra utilizando la ganancia neta del período a la que se suman las amortizaciones, ya que estas corresponden a gastos contables que no implican una salida de efectivo.

Se considera la devolución de la garantía financiera requerida por el proceso regulatorio del proyecto, que se recupera durante el primer año de operación. Luego se deduce el reembolso del principal del préstamo, correspondiente a la amortización de la deuda recibida a través del financiamiento para el proyecto.

Tabla 51. Cálculo de Cash Flow Libre de los primeros 5 años

	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
Beneficio Neto (BN)	1.411.571,58 €	1.404.126,94 €	1.397.053,8 €	1.390.906,62 €	1.384.687,23 €
+Amortizaciones	1.254.359,30 €	1.254.359,30 €	1.254.359,3 €	1.254.359,30 €	1.254.359,30 €
+Depreciación o Provisiones					
+Deducción del IVA 19% y aranceles de importación	3.574.924,01 €				
Devolución de garantía	255.000,00 €				
-Pago Capex	- 95.429,07 €	- 103.540,54 €	-112.341,4 €	-121.890,51 €	- 132.251,2 €
+/- Variación NOF					
CASH FLOR LIBRE	6.400.425,83 €	2.554.945,70 €	2.539.071,71 €	2.523.375,41 €	2.506.795,32 €

Usando estas suposiciones, obtenemos el flujo de caja libre de la producción del parque fotovoltaico por período. Como se indica en la tabla, durante los primeros años, el proyecto tiene una generación de caja anual positiva que supera los 3 millones de euros, demostrando suficiente capacidad para generar efectivo para pagos y beneficios para los inversionistas.

9.10 Indicadores financieros en escenario venta PPA

9.10.1 Valor Actual Neto (VAN) para venta en PPA

El VAN se deriva de descontar los flujos de caja futuros proyectados del proyecto al presente a una tasa de descuento a la par como el rendimiento mínimo del mercado para los inversores.

Esta métrica permite determinar si el valor generado por el proyecto supera la inversión incurrida al inicio del proyecto. Dado los flujos de caja libre estimados del proyecto durante la vida útil de 30 años del activo, y asumiendo un WACC del 10%, obtenemos un Valor Actual Neto (VAN) que asciende a 6.164.867,50 €. VAN=6.164.867,50 €

$$VAN = 6,164,867.50 \text{ €}$$

Esto muestra que no solo el proyecto recupera la inversión inicial incurrida, sino que también crea un excedente financiero de aproximadamente 6 millones de euros, confirmando el negocio del parque fotovoltaico bajo las condiciones de trabajo y financiación consideradas en este estudio.

9.10.2 Tasa Interna de Retorno para venta en PPA

Esta cantidad es la tasa de descuento que hace que el Valor Presente Neto (VPN) del proyecto sea igual a cero, es decir, la rentabilidad anual implícita generada por los flujos de caja del proyecto a lo largo de su vida útil. La TIR

permite comparar directamente la rentabilidad del proyecto con la tasa mínima de retorno requerida por los inversores

A partir de los flujos de caja libres estimados para el horizonte de 30 años de operación, se obtiene una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 15,17 %.

$$TIR = 15,17\%$$

Dado que esta rentabilidad es superior a la tasa de descuento del 15 % utilizada en el análisis, se concluye que el proyecto presenta una rentabilidad adecuada y resulta financieramente atractivo para los inversionistas, generando retornos superiores al costo del capital considerado.

9.10.3 Periodo de recuperación de inversión venta PPA

Este indicador representa el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial realizada a partir de los flujos de caja generados por el proyecto durante su operación. El cálculo del Payback se realiza acumulando los flujos de caja libres anuales hasta que la suma de esta iguala el valor de la inversión inicial. De esta forma es posible estimar el número de años que requiere el proyecto para recuperar el capital invertido.

A partir de los flujos de caja estimados para el parque fotovoltaico, se obtiene un periodo de recuperación de la inversión de aproximadamente 6 años. Este resultado indica que el proyecto recupera la inversión inicial antes de la mitad de su vida útil estimada de 30 años, lo cual refleja un nivel adecuado de recuperación del capital invertido.

$$Payback = 5 \text{ Años y } 9 \text{ meses}$$

En consecuencia, el valor obtenido confirma que el proyecto presenta condiciones favorables desde el punto de vista financiero, ya que permite recuperar la inversión en un periodo relativamente corto dentro del horizonte de operación del sistema.

9.11 Flujo de caja del proyecto para venta por el mercado SPOT

Para esta sección se repetirá el ejercicio de realizar el flujo de caja libre y los indicadores financieros, pero considerando que se realizara la venta de energía al mercado spot.

9.11.1 Datos de partida para venta en SPOT

La inversión del proyecto será la misma, y su duración será siempre de 20 años. De igual manera la financiación se realizará para un 60% de proyecto y a un

interés del 9%. Para el caso de la amortización esta se realizará para un periodo de 3 años, lo cual es posible debido a que el gobierno de Colombia en la ley 1715 lo avala como una forma de incentivo a los proyectos solares [6]. Para el modelo de venta de energía al precio spot realizar esto muestra que afecta de manera positiva el flujo de caja.

Tabla 52. Detalles de financiación

Detalles de Financiación	
Equity	40%
Préstamo	60%
Interés	10%
Amortización	3 años

Respecto a la rentabilidad buscada esta se mantendría en un 15%.

Para el presente análisis financiero se ha considerado una rentabilidad objetivo del 15 %, valor que se adopta como referencia para evaluar la viabilidad económica del proyecto. Este nivel de rentabilidad es consistente con los rendimientos esperados en proyectos de generación de energía renovable financiados mediante esquemas de Project Finance, donde los inversionistas buscan retornos moderados pero estables a largo plazo.

9.11.2 Cash-flow libre por venta en SPOT

Para el flujo de caja considerando la venta de energía al mercado spot, el procedimiento para obtener el flujo libre es el mismo, el cual se detalla a continuación.

Tabla 53. Cuenta de resultados de los primeros 5 años

	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
VENTAS	8.546.559,47 €	4.331.987,69 €	2.750.390,39 €	2.507.949,16€	4.184.668,07€
-Costes de las Mercancías (Directos)	- €	- €	- €	- €	- €
=Margen Bruto	8.546.559,47 €	4.331.987,69 €	2.750.390,39 €	2.507.949,1 €	4.184.668,0 €

-GASTOS DE ESTRUCTURA o COSTES OPERATIVOS	- 174.150,00 €	- 178.503,75 €	- 182.966,34 €	- 187.540,50 €	- 192.229,01 €
Mantenimiento preventivo	20.250,00 €	20.756,25 €	21.275,16 €	21.807,04 €	22.352,21 €
Mantenimiento Correctivo	4.860,00 €	4.981,50 €	5.106,04 €	5.233,69 €	5.364,53 €
Limpieza de módulos	17.010,00 €	17.435,25 €	17.871,13 €	18.317,91 €	18.775,86 €
Monitoreo y operación	20.250,00 €	20.756,25 €	21.275,16 €	21.807,04 €	22.352,21 €
Seguros	48.600,00 €	49.815,00 €	51.060,38 €	52.336,88 €	53.645,31 €
Seguridad y vigilancia	20.250,00 €	20.756,25 €	21.275,16 €	21.807,04 €	22.352,21 €
Administración y gestión	6.480,00 €	6.642,00 €	6.808,05 €	6.978,25 €	7.152,71 €

Terreno	36.450,00 €	37.361,25 €	38.295,28 €	39.252,66 €	40.233,98 €
RESULTADO DE EXPLOTACION (EBITDA)	8.372.409,47 €	4.153.483,94 €	2.567.424,05 €	2.320.408,66 €	3.992.439,06 €
-Amortizaciones	-6.271.796,51€	- 6.271.796,51 €	- 6.271.796,51 €	- €	- €
-Depreciaciones o Provisiones					
RESULTADO DE EXPLOTACION (EBIT) o (BAIT)	2.100.612,96 €	- 2.118.312,57 €	- 3.704.372,46 €	2.320.408,66 €	3.992.439,06 €
-Gastos Financieros	-1.007.564,11€	- 999.452,64 €	- 990.651,69 €	- 981.102,67 €	- 970.741,97 €
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS (EBT) o (BAT)	1.093.048,85 €	- 3.117.765,21 €	- 4.695.024,16 €	1.339.305,99 €	3.021.697,08 €
-Impuesto de Renta de Personas Jurídicas	- 163.054,22 €	- €	- €	- 249.244,22 €	- 838.081,10 €
Impuesto de Industria y Comercio (ICA)	- 10.930,49 €	- €	- €	- 13.393,06 €	- 30.216,97 €
RESULTADO DEL EJERCICIO (BN)	919.064,14 €	- 3.117.765,21 €	- 4.695.024,16 €	1.076.668,71 €	2.153.399,01 €

A partir de la proyección del estado de resultados, el flujo de caja libre del proyecto se puede calcular como la cantidad que genera la operación una vez que se han contabilizado los efectos contables y financieros relevantes. Proporciona un parámetro que mide la generación de liquidez del proyecto a largo plazo, para indicadores financieros.

Así que, al calcular eso, se toma la utilidad neta del período, a la cual se suman las amortizaciones ya que son gastos contables que no implican una salida de efectivo. Asimismo, se tiene en cuenta la devolución de la garantía financiera exigida en el proceso regulatorio del proyecto, que se recupera dentro del primer año de operación. Luego, se deduce el reembolso del principal del préstamo, correspondiente a la amortización de la deuda adquirida para el financiamiento del proyecto.

Tabla 54. Cálculo de Cash Flow Libre de los primeros 5 años

	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
Beneficio Neto (BN)	919.064,14 €	- 3.117.765€	-4.695.024,€	1.076.668,7€	2.153.399,01 €
+Amortizaciones	6.271.796,51 €	6.271.796,51€	6.271.796,51€	- €	- €
+Depreciación o Provisiones					
+Deducción del IVA 19% y aranceles de importación	3.574.924,01 €				
Devolución de garantía	255.000,00 €				
-Pago Capex	- 95.429,07 €	- 103.540,54 €	- 112.341,4€	- 121.890,51 €	- 132.251,20 €
+/- Variación NOF					
CASH FLOR LIBRE	10.925.355,60€	3.050.490,76 €	1.464.430,87 €	954.778,20 €	2.021.147,81 €

Para este caso el fujo de caja promedio obtenido durante los primero 5 años es de 3.6 millones de euros.

9.12 Indicadores financieros para venta en SPOT

9.12.1 Valor Actual Neto (VAN) para venta en SPOT

Basado en los flujos de caja libres previstos durante los 30 años de vida útil de la construcción, y tomando un WACC del 10%, el Valor Actual Neto (VAN) para el proyecto es de 9.217.358,58 €.

$$VAN = 9.217.358,58 \text{ €}$$

El siguiente es el resultado para demostrar que el proyecto no solo recupera la inversión inicial realizada, sino que también genera un excedente económico adicional de alrededor de 6 millones de euros que asegura la viabilidad financiera del parque fotovoltaico para las condiciones operativas y de financiación determinadas en este documento.

9.12.2 Tasa Interna de Retorno por venta en SPOT

Tasa interna de retorno SPOT para la venta. Considerando nuestro horizonte operativo de 30 años basado en los flujos de caja libres previstos, el cálculo resulta en una TIR (tasa interna de retorno) del 18.86%.

$$TIR = 18,86\%$$

Así, se encuentra que el proyecto es rentable, lo cual está por encima de la tasa de descuento del 15% y es aceptable ya que el beneficio es mayor que el costo de capital para el inversor de su proyecto, ese es el resultado de invertir.

9.12.3 Periodo de recuperación de inversión por venta en SPOT

Período de recuperación de la inversión para la venta en SPOT basado en la recuperación de la inversión. Este es el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial tomada de los flujos de caja provenientes de la operación del proyecto. El cálculo del Payback se realiza sumando los flujos de caja libres anuales hasta que estos sumen el monto de la inversión en algo.

De esta manera, es factible proyectar la cantidad de años que tomará recuperar el capital invertido. Utilizando el flujo de caja esperado para el parque fotovoltaico, se elaborará un período de recuperación de la inversión de aproximadamente 6 años. Este resultado implica que el proyecto recupera la inversión inicial antes del punto medio de la vida útil estimada de 30 años, lo cual es una cantidad suficiente de inversión recuperada.

$$Payback = 5 \text{ Años y } 1 \text{ mes}$$

Como resultado, el valor generado indica que el proyecto es financieramente beneficioso, con la recuperación de la inversión ocurriendo en un período relativamente corto dentro del horizonte operativo del sistema.

9.13 Levelized Cost of Energy (LCOE)

El indicador es utilizado para evaluar la competitividad económica de los proyectos de generación de electricidad. Este representa el costo promedio de producir energía eléctrica de toda la vida útil del proyecto, considerando la inversión inicial como los costos de operación y mantenimiento. [112]

La fórmula del LCOE:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^N \frac{I_t + O_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^N \frac{E_T}{(1+r)^t}}$$

Donde se tiene que:

I: Inversiones de capital en el año t

O: Costos de operación en el año t

M: Costos de mantenimiento en el año t

F: Costos de combustible en el año t (Para solar es cero)

E: Energía generada en el año t (MWh)

r: Tasa de descuento (WACC)

N: vida útil del proyecto

Los cálculos correspondientes con los datos del anexo de análisis financiero se obtiene el siguiente valor de LCOE:

$$LCOE = 28,60 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

El LCOE aproximado de 28,60 €/MWh, que indica un costo de generación competitivo para un proyecto fotovoltaico.

9.14 Análisis de modelos financiero

Ya sea que el proyecto solar se venda para un PPA con un cliente industrial o en el mercado mayorista, sus beneficios se muestran. Por otro lado, si se observa detenidamente, las ganancias son mayores cuando la energía se ofrece al precio spot, se puede ver la volatilidad de los precios que se gestionará en el mercado

colombiano (debido a la sequía causada por el fenómeno de El Niño que también se proyecta que se mantenga).

Por otro lado, las ventas de contratos o PPA logran el nivel de rentabilidad tan buscado del 15%; lo que lo hace atractivo para los inversores y ayuda a los procedimientos de financiación de préstamos a procesarse. La rentabilidad es comparativamente menor que la de vender en el mercado spot. En cambio, es más estable y confiable con el precio de venta; en esta situación en particular, porque dentro de la estimación de precios, existen meses y años en los que el precio de la energía puede caer drásticamente por debajo de 50 €/MWh.

Tabla 55. Resumen de resultados de venta por medio de PPA

ESCENARIO 1 – VENTA POR PPA		
CAPEX	-\$19 M€	
INCENTIVOS	+3,6 M€	Deducción IVA 100% + Aranceles 100%
VENTA DE ENERGIA (PPA)	+\$78 €	Precios promedios de proyección y por baja en la tasa de cambio en EUR/COP
CERTIFICADOS DE ENERGIA	+\$7 €	Aumenta el ingreso
TASA DE INTERES	9%	
WACC	10%	
TIR	+15%	
VAN	+\$6,1 M€	

Tabla 56. Resumen de resultados de venta por medio de Spot

ESCENARIO 2 – VENTA POR SPOT		
CAPEX	-\$19 M€	
INCENTIVOS	+3,6 M€	Deducción IVA 100% + Aranceles 100%
VENTA DE ENERGIA (SPOT) MENSUAL	MAX: +362 € MIN: +13 € PROMED: +83 €	Por baja en la tasa de cambio en EUR/COP
CERTIFICADOS DE ENERGIA	+\$7 €	Aumenta el ingreso
TASA INTERES	9%	
WACC	10%	
TIR	+19%	
VAN	+\$9,2 M€	

Venta en PPA – Menor TIR pero menos riesgo al ser un valor fijo

Venta en Spot – Mayor TIR pero mayor riesgo al ser un valor variable

A criterio del equipo de trabajo, en base a la experiencia profesional en este tipo de proyectos, se recomienda realizar la venta de energía por medio de PPA's, pues la estabilidad ofrecida por este tipo de contratos recompensa en los periodos donde los precios son bajos y facilita el administrar más de un proyecto en paralelo.

Capítulo 10. Impacto energético

10.1 Impacto energético y reducción de emisiones de CO₂

Las plantas fotovoltaicas a utility-scale son una de las principales estrategias para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de la generación de electricidad convencional. Específicamente, los sistemas fotovoltaicos generan electricidad utilizando directamente la luz solar sin procesos de combustión, lo que significa que no se emite dióxido de carbono (CO₂) durante su operación.

Aunque los sistemas fotovoltaicos no emiten emisiones durante la operación, las emisiones indirectas relacionadas con el ciclo de vida del sistema incluyen procesos como:

- Producción de módulos fotovoltaicos.
- Producción de estructuras metálicas.
- Fabricación de inversores.
- Transporte de equipos.
- Instalación y construcción de la planta.

10.1.1 Factor de emisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia

El factor de emisión de CO₂ examinado en este estudio es el oficialmente establecido por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y el operador de red XM para el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Este factor es actualizado anualmente por la UPME a través de una resolución basada en el Artículo 3 de la Resolución MME 91304/2014. [113]

Históricamente, el SIN colombiano ha tenido bajas emisiones debido a la predominancia de la energía hidroeléctrica (~66% en años normales). No obstante, con el Fenómeno de El Niño de 2023, la participación térmica aumentó y el factor se elevó por encima del promedio. La evolución reciente se resume en el reporte de XM [114] donde el factor más alto para los inventarios de GEI en 2023 que el promedio histórico como resultado del Fenómeno de El Niño (variación +53.76% en comparación con 2022).

Tabla 57. Resumen de evolución de reciente.

Año SIN	Factor FE Inventario GEI (gCO ₂ /kWh)	Factor MDL – ERNC (gCO ₂ /kWh)	Resolución UPME
2020 (ref. unificada)	164,38	—	XM / Min. Minas (2020)
2021	126	—	Res. 320 de 2022
2022	~100	—	Res. 762/2023 – Res. 705/2024
2023	~252*	586	Res. 1198 de 2024

Para los cálculos conservadores de este TFM, para los inventarios de GEI, se utiliza un factor de referencia unificado de 164.38 gCO₂/kWh (2020), y para el escenario MDL/ERNC, se utiliza un factor de 586 gCO₂/kWh siguiendo la metodología del Programa de Incentivos a las Energías Renovables.

10.1.2 Emisiones de CO₂ para el ciclo de vida del sistema

Los análisis de ciclo de vida (LCA) de grandes sistemas fotovoltaicos se utilizan para explorar todas las fases que incluyen la extracción de materias primas, fabricación, transporte, instalación, operación y desmantelamiento. Según las estimaciones de NREL (Laboratorio Nacional de Energía Renovable) y los cálculos de IEA-PVPS, la huella de carbono para sistemas fotovoltaicos de silicio monocristalino de utility-scale se estima entre 20 y 60 gCO₂eq/kWh con un valor de referencia conservador de 40 gCO₂eq/kWh. [115]

Tabla 58. Emisiones. Tomado de [115] [116]

Parámetro	Valor	Unidad	Fuente
Factor ACV PV (referencia conservadora)	40	gCO ₂ eq/kWh	NREL (2023); IPCC AR6 (2022)
Producción total 30 años (acumulada est.)	1.548.000	MWh	PVsyst Ageing Tool (2026)
Emisiones totales ciclo de vida del sistema	61.920	tCO ₂ eq	Cálculo propio
Carbono embebido estimado (0,40 kgCO ₂ /Wp)	12.000	tCO ₂ eq	IEA-PVPS Task 12 (2020)

El carbono embebido se estima considerando 0,40 kgCO₂eq/Wp para módulos monocristalinos de alta eficiencia (tipo Longi Solar LR7-72HVVH-670M) fabricados con mix eléctrico de origen parcialmente renovable, conforme a la metodología IEA-PVPS Task 12. [116]

10.1.3 Balance neto de emisiones de CO₂

El contrapeso de emisiones netas equilibra las emisiones evitadas al reemplazar la generación convencional del Sistema Interconectado Nacional (SIN) con generación solar con las emisiones del ciclo de vida del sistema fotovoltaico. Para tres escenarios, los cálculos se presentan en la tabla, el factor histórico unificado (conservador), factor MDL/ERNC 2023 y escenario El Niño. [116]

Tabla 59. Balance de emisiones en diferentes escenarios.

Escenario	Factor FE (gCO ₂ /kWh)	CO ₂ Evitado Año 1 (tCO ₂ /año)	CO ₂ Evitado 30 años (tCO ₂)	Emisiones ACV (tCO ₂ eq)	Balance Neto 30 años (tCO ₂)
Conservador – SIN ref. 2020 (inventario GEI)	164,38	8.902	259.000	61.920	+ 197.080
Referencia – MDL/ERNC 2023	586,00	31.733	924.000	61.920	+ 862.080
El Niño 2023 (factor inventario elevado)	~252	13.646	397.000	61.920	+ 335.080

En un escenario conservador (factor de inventario de GEI 164.38 gCO₂/kWh), el primer proyecto elimina alrededor de **8,902 tCO₂/año**, equivalente a retirar de circulación alrededor de 3,800 vehículos de combustión durante un año completo o plantar alrededor de 148,000 árboles (equivalente estándar del IPCC = 0.06 tCO₂/árbol/año). Bajo el escenario MDL/ERNC 2023, la reducción es de más de **31,700 tCO₂/año**.

10.1.4 Período de amortización de carbono

El período de amortización de carbono (Carbon Payback Time, CPBT) indica el tiempo necesario para compensar las emisiones evitadas para cubrir el carbono incorporado creado por la fabricación, transporte e instalación del sistema. Se calcula de la siguiente manera:

$$CBT = \frac{\text{Carbono embebido total (tCO}_2\text{eq)}}{\text{Emisiones evitadas anuales (tCO}_2\text{/año)}}$$

Tabla 60. Escenarios de periodo de amortización.

Escenario FE	Carbono Embebido (tCO ₂ eq)	CO ₂ Evitado/año (tCO ₂)	CPBT (meses)	CPBT (años)
Conservador (164,38 gCO ₂ /kWh)	12.000	8.902	16,2	1,3
MDL/ERNC 2023 (586 gCO ₂ /kWh)	12.000	31.733	4,5	0,4
El Niño 2023 (~252 gCO ₂ /kWh)	12.000	13.646	10,6	0,9

El carbono embebido se estima en 12.000 tCO₂eq, correspondiente a 30 MW × 0,40 kgCO₂eq/Wp instalado. Este valor es conservador; estudios recientes del Fraunhofer ISE reducen la huella a 0,25–0,30 kgCO₂/Wp para módulos europeos de nueva generación. [117] [118]

Incluso en el escenario más conservador, el proyecto compensa su carbono incorporado en menos de 16 meses, lo que representa menos del 5% de su vida útil de 30 años. Durante los 28.6 años restantes, el sistema opera con un balance neto positivo, contribuyendo a la descarbonización del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia.

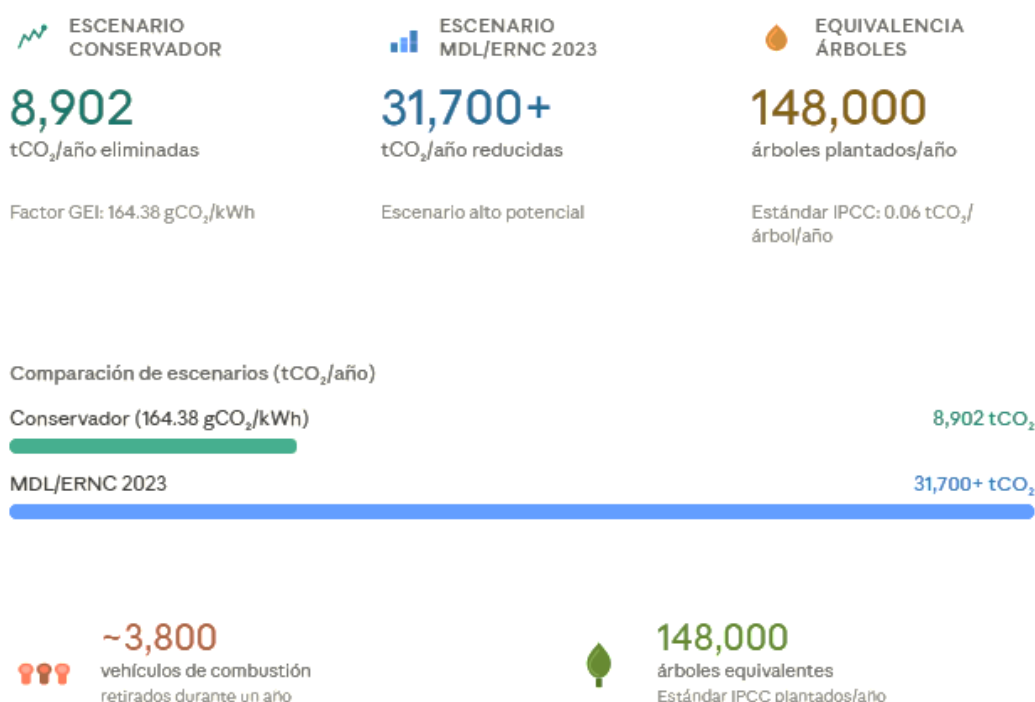


Ilustración 104. Indicadores de impacto energético

10.1.5 Contribución a la sostenibilidad energética

Los hallazgos del análisis indican que la iniciativa fotovoltaica tiene un impacto positivo significativo en el medio ambiente, tanto en términos de generación de energía renovable como de reducción de emisiones de CO₂.

La implementación de este tipo de proyecto ayuda a lograr los siguientes objetivos, que son:

- Reducir la huella de carbono del sistema eléctrico
- Diversificar la matriz energética
- Reducir la dependencia de los combustibles fósiles
- Avanzar hacia un sistema energético más sostenible

El proyecto, por lo tanto, no solo se convierte en una solución adecuada desde una perspectiva tecnológica y económica, sino también en una contribución relevante a los objetivos generales de mitigación del cambio climático y de transición energética.

Colombia ha asumido en su Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) actualizada la meta de reducir un 51 % sus emisiones de GEI para 2030 y alcanzar el carbono neutralidad en 2050 [119] [120]. El sector energético deberá reducir la participación de los combustibles fósiles del 30 % actual de la

generación eléctrica, impulsando las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable.

El departamento de Atlántico está ubicado en la región del Caribe colombiano que, al igual que La Guajira, tiene el mayor potencial solar (irradiación promedio $> 5.0 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{día}$) del país. El proyecto contribuye directamente a la meta nacional de integrar $\geq 23 \text{ GW}$ de FNCER para 2030. [121] [122]

10.2 Contribución del proyecto a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) son un marco mundial que las Naciones Unidas introdujeron en 2015 bajo la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible para promover un sistema de desarrollo que logre un modelo de desarrollo equilibrado de economía, sociedad y medio ambiente [123]. Desarrollados para abordar los desafíos que plantea el cambio climático, la pobreza, el acceso a la energía y el desarrollo sostenible a nivel mundial, este conjunto de objetivos establece muchas metas globales.

En el sector energético, el despliegue de energías renovables apoya estos objetivos, especialmente en lo que respecta a la descarbonización del sistema energético y las infraestructuras sostenibles. La investigación muestra que el desarrollo de energías renovables apoya la seguridad energética, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y el establecimiento de un crecimiento económico sostenible simultáneamente [111].

La instalación fotovoltaica estudiada en este estudio es, a su vez, una que aborda directamente varios objetivos de desarrollo sostenible en general, y especialmente aquellos asociados con la transición energética, el cambio climático y el desarrollo económico sostenible. A continuación, se ilustra los 17 objetivos:



Ilustración 105. 17 ODS, Agenda 2030. Tomado de [124]

- **ODS 7: Energía Asequible y No Contaminante**

La energía solar fotovoltaica es central para esto, ya que la planta generada bajo demanda puede generar energía sin emisiones directas en operación. La construcción de un parque solar de alrededor de 30 MW diversificará la matriz energética de Colombia y mejorará la resiliencia del sistema eléctrico frente al cambio climático, que podría impactar en la industria hidroeléctrica, incluso en el caso del fenómeno de El Niño [125].

- **El ODS 13 fomenta la implementación de iniciativas para mitigar el cambio climático y disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero.**

La generación de electricidad con energía solar ofrece un reemplazo parcial de la producción de electricidad basada en combustibles fósiles, lo que ayuda a reducir las emisiones de CO₂. La implementación de energías renovables podría proporcionar la mayoría de los recortes de emisiones asociados en el sector energético para cumplir con los objetivos climáticos internacionales (IRENA, 2019).

- **El ODS 9 promueve la creación de infraestructura sostenible y resiliente.**

Los grandes proyectos fotovoltaicos implican la construcción de infraestructura energética moderna, como subestaciones, sistemas de control y redes de transmisión. Estas infraestructuras no solo ayudan a mejorar la capacidad y eficiencia del sistema eléctrico, sino que también pueden promover la innovación tecnológica en el sector energético a través de plantas de energía de monitoreo de alta tecnología y sofisticados sistemas de gestión energética [111].

- **ODS 8: Sociedades y trabajo sostenibles, decentes e inclusivos para todos.**

Los proyectos fotovoltaicos generan empleos principalmente en la construcción, pero también trabajos en roles de operación y mantenimiento a lo largo de la vida del proyecto. La creación de empleo mundial en el sector de las energías renovables ha superado los 12 millones de empleos y ha ido aumentando en una parte creciente del mundo. [111]

- **ODS 17: Sociedades y trabajo sostenibles, decentes e inclusivos para todos.**

Los proyectos fotovoltaicos generan empleo principalmente en la fase de construcción y, en menor medida, en operación y mantenimiento, contribuyendo al crecimiento económico local bajo condiciones laborales seguras. A nivel global, el sector de energías renovables supera los 12 millones de empleos, evidenciando su papel en el desarrollo sostenible. [111]

Tabla 61. Resumen de ODS que aporta el proyecto.

ODS	Meta relacionada	Aporte del proyecto
ODS 7 – Energía asequible y no contaminante	7.2: aumentar la energía renovable	Aporte de 54 GWh/año de energía limpia al SIN
ODS 13 – Acción por el clima	13.1: reducir impacto del cambio climático	Evita ~8.900–31.700 tCO ₂ /año según escenario
ODS 9 – Industria, innovación e infraestructura	9.4: modernizar infraestructura	Infraestructura FV de 30 MWp con tecnología de vanguardia
ODS 8 – Trabajo decente y crecimiento económico	8.5 y 8.8: Trabajo Decente y Crecimiento Económico	El proyecto genera empleo directo e indirecto
ODS 17 – Alianzas para los ODS	17.7: tecnología limpia para países en desarrollo	Transferencia de tecnología y capacitación local

Capítulo 11. Conclusiones

Es acertado concluir que Colombia tiene circunstancias estructurales fuertes para maximizar la integración de la energía solar fotovoltaica en su sistema energético, en parte debido a que los recursos solares son extremadamente abundantes en la región del Caribe y a la necesidad de disminuir la dependencia de la generación hidroeléctrica histórica. La susceptibilidad del SIN a eventos climáticos como El Niño demuestra que la diversificación de la matriz energética no solo es una oportunidad de mercado, sino un requisito fundamental para construir la seguridad energética del país.

El departamento del Atlántico se determina como una ubicación altamente técnica en cuanto a la realización del proyecto, basado en una combinación de alta irradiación solar, condiciones óptimas del terreno, disponibilidad de tierras adecuadas y proximidad a la infraestructura de transmisión eléctrica. Todo esto mitiga las restricciones técnicas y proporciona una mayor competitividad del proyecto en comparación con otras áreas del país.

Este análisis técnico nos lleva a la conclusión de que una planta fotovoltaica de **30 MWp** es una capacidad suficiente para el contexto colombiano, proporcionando así un equilibrio entre la eficiencia de escala y menores barreras regulatorias, financieras y de conexión. Los grandes proyectos potencialmente tendrán menores costos unitarios, pero también mayores demandas en términos de infraestructura de evacuación, licencias y estructuración financiera. En comparación, 30 MWp de potencia tienen una mayor capacidad para satisfacer los requisitos cambiantes del mercado eléctrico local.

Además, se encuentra que la aplicación de herramientas de simulación como PVsyst es crucial para optimizar el diseño técnico de las instalaciones fotovoltaicas mediante la evaluación de factores cruciales como: elección de equipos, pérdida de energía, configuración eléctrica y producción de energía estimada. El diseño final elegido confirmó que la generación teórica coincidía con la capacidad solar y que era técnicamente viable en términos de la vida útil del proyecto. Produciendo unos **1,510.7 GWh en sus 30 años de vida**.

En el ámbito financiero, se acepta que la rentabilidad de la energía solar en Colombia está fuertemente influenciada por el enfoque de comercialización adoptado. Si bien el mercado SPOT puede generar mayores ingresos en escenarios de precios altos de energía, estaría expuesto a la volatilidad del mercado. Por lo tanto, los contratos PPA se consolidan como una opción estable que asegura ingresos confiables y mejora la bancabilidad del proyecto.

Además, se encuentra que la estructuración a través de esquemas de Project Finance es una alternativa adecuada para tales estructuras, ya que proporciona un reparto de riesgos y permite a los especialistas en inversiones en el ámbito de la construcción de infraestructura energética. Sin embargo, factores como las tasas de interés, el costo de capital y el entorno regulatorio siguen siendo influyentes para la sostenibilidad financiera de futuros proyectos.

En conclusión, el análisis económico y financiero realizado demuestra que el proyecto del parque fotovoltaico **es viable y rentable** bajo las condiciones consideradas. La inversión inicial estimada asciende a **19.756.159 €**, y los flujos de caja proyectados a lo largo de los 30 años de vida útil del proyecto muestran una generación estable de ingresos capaz de cubrir los costos operativos y las obligaciones financieras.

Los indicadores obtenidos para **venta de energía por medio de PPA**, el cual es menos riesgoso, respaldan esta viabilidad, con un **VAN positivo de 6.164.867 €**, una Tasa Interna de Retorno (**TIR**) **del 15,17 %**, superior al WACC del 10 %, y superando la rentabilidad esperada. Un periodo de recuperación de la inversión (Payback) de 5,9 años. Asimismo, el LCOE estimado de aproximadamente 28,6 €/MWh evidencia que el proyecto presenta un costo de generación competitivo, lo que confirma que el desarrollo del parque fotovoltaico constituye una alternativa económicamente atractiva y sostenible para la generación de energía eléctrica.

Por último, el proyecto no solo es evidencia de que los proyectos fotovoltaicos a utility-scale pueden contribuir a la transición energética de Colombia debido a la competitividad económica, sino también a la efectiva reducción de emisiones de CO₂, así como a la disminución de la dependencia de los combustibles fósiles y al logro de los objetivos energéticos y ambientales del país.

Bibliografía

- [1] Ember, «Electricity Data Explorer,» Ember, 2025. [En línea]. Available: <https://ember-energy.org/data/electricity-data-explorer/>. [Último acceso: 17 Abril 2026].
- [2] Our World in Data, «Installed solar PV capacity,» Our World in Data, 18 Julio 2025. [En línea]. Available: <https://ourworldindata.org/grapher/installed-solar-pv-capacity>. [Último acceso: 17 Abril 2026].
- [3] Ormazabal, «La industria solar mundial alcanza el hito de los 1.000 GW de capacidad instalada,» Ormazabal, [En línea]. Available: <https://www.ormazabal.com/la-industria-solar-mundial-alcanza-el-hito-los-1-000-gw-de-capacidad-instalada/>. [Último acceso: 17 Abril 2026].
- [4] Unidad de Planeación Minero Energética, «Boletín estadístico de Minas y Energía 2020–2024 S1VF,» Ministerio de Minas y Energía, Bogota, 2025.
- [5] Low Carbon Power, «Colombia,» [En línea]. Available: <https://lowcarbonpower.org/es/region/Colombia>.
- [6] Congreso de la Republica de Colombia, «Ley 1715 de 2014,» 13 Mayo 2014. [En línea]. Available: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=57353>.
- [7] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), «Resolucion 30 de 2018,» 01 Marzo 2018. [En línea]. Available: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0030_2018.htm. [Último acceso: 12 Enero 2026].
- [8] Unidad de Planeación Minero Energética, «Resolucion 30 de 2018,» 26 Febrero 2018. [En línea]. Available: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0030_2018.htm.
- [9] SolarReviews, «How does utility-scale solar work?,» SolarReviews, 2025. [En línea]. Available: <https://www.solarreviews.com/blog/how-does-utility-scale-solar-work>. [Último acceso: 16 Abril 2026].
- [10] BBVA, «Qué son los paneles solares, cómo funcionan y cuál es su futuro,» BBVA, [En línea]. Available: <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/que-son-los-paneles-solares-como-funcionan-y-cual-es-su-futuro/>. [Último acceso: 16 Abril 2026].

- [11] AutoSolar, «Panel solar dibujo,» AutoSolar, [En línea]. Available: <https://autosolar.co/energia-solar/panel-solar-dibujo>. [Último acceso: 17 Abril 2026].
- [12] EcoFlow, «How do photovoltaic cells work?,» EcoFlow, [En línea]. Available: <https://www.ecoflow.com/us/blog/how-do-photovoltaic-cells-work>. [Último acceso: 17 Abril 2026].
- [13] Alusín Solar, «Estructuras solares para suelo: fija, hincada o lastrada,» Alusín Solar, [En línea]. Available: <https://alusinsolar.com/estructuras-solares-para-suelo-fija-hincada-o-lastrada/>. [Último acceso: 17 Abril 2026].
- [14] Anixter, «PV Wire,» Anixter, [En línea]. Available: https://www.anixter.com/es_mx/resources/literature/wire-wisdom/pv-wire.html. [Último acceso: 17 Abril 2024].
- [15] Prysmian Group, «Plantas solares fotovoltaicas,» Prysmian Group, [En línea]. Available: <https://es.prysmian.com/e-sens/plantas-solares-fotovoltaicas-prysmian>. [Último acceso: 17 Abril 2026].
- [16] EnergySage, «What is a solar inverter?,» EnergySage, 14 Noviembre 2024. [En línea]. Available: <https://www.energysage.com/solar/what-is-a-solar-inverter/>. [Último acceso: 17 Abril 2026].
- [17] Sungrow Power Supply Co., Ltd., «SG3400/3125/2500HV-20 – Turnkey Station for 1500 Vdc System,» Sungrow, Hefei, 2019.
- [18] Sungrow, «Central inverter for utility-scale solar systems: the key to efficient power generation,» Sungrow Power Supply Co., Ltd., 28 Marzo 2025. [En línea]. Available: <https://en.sungrowpower.com/blog-detail/6289/central-inverter-for-utility-scale-solar-systems-the-key-to-efficient-power-generation>. [Último acceso: 17 Abril 2026].
- [19] Canwind Group, «Step-up transformers: applications and benefits in modern power systems,» Canwind Group, 10 Agosto 2024. [En línea]. Available: <https://www.canwindg.com/es/a-news-step-up-transformers-applications-and-benefits-in-modern-power-systems>. [Último acceso: 17 Abril 2026].
- [20] CONSO Electrical, «15 MVA YNd11 step-up transformer,» CONSO Electrical, [En línea]. Available: <https://es.consoele.com/15-mva-ynd11-step-up-transformer.html>. [Último acceso: 17 Abril 2026].
- [21] Top Cable, «Medium voltage cable characteristics,» Top Cable, 12 Noviembre 2022. [En línea]. Available: <https://www.topcable.com/blog-electric-cable/medium-voltage-cable-characteristics/>. [Último acceso: 17 Abril 2026].

- [22] Top Cable, «Designación de los cables eléctricos de media tensión,» Top Cable, 10 Mayo 2024. [En línea]. Available: <https://www.topcable.com/blog-electric-cable/es/designacion-de-los-cables-electricos-de-media-tension/>. [Último acceso: 17 Abril 2026].
- [23] PV Education, «Solar radiation outside the Earth's atmosphere,» PV Education, [En línea]. Available: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/solar-radiation-outside-the-earths-atmosphere>. [Último acceso: 17 Abril 2026].
- [24] SFE Solar, «Energía fotovoltaica: radiación, geometría, recorrido óptico, irradiancia y HSP,» SFE Solar, 18 Noviembre 2024. [En línea]. Available: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/>. [Último acceso: 17 Abril 2026].
- [25] Sandia National Laboratories, «Global Horizontal Irradiance (GHI),» PV Performance Modeling Collaborative (PVPMC), [En línea]. Available: <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-guide/1-weather-design-inputs/irradiance-insolation/global-horizontal-irradiance/>. [Último acceso: 17 Abril 2026].
- [26] Sandia National Laboratories, «Diffuse Horizontal Irradiance (DHI),» PV Performance Modeling Collaborative (PVPMC), [En línea]. Available: <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-guide/1-weather-design-inputs/irradiance-insolation/diffuse-horizontal-irradiance/>. [Último acceso: 17 Abril 2026].
- [27] Sandia National Laboratories, «Direct Normal Irradiance (DNI),» PV Performance Modeling Collaborative (PVPMC), [En línea]. Available: <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-guide/1-weather-design-inputs/irradiance-insolation/direct-normal-irradiance/>. [Último acceso: 17 Abril 2026].
- [28] Sustainability Directory, «Solar Bel,» 2024. [En línea]. Available: https://lifestyle.sustainability-directory.com/area/solar-belt/resource/1/?__r=1.793491fb4da10cf1b31e77286d4359ce&utm_source.
- [29] The World Bank, «Global Solar Atlas – Colombia,» <https://globalsolaratlas.info/download/colombia>, 2023.
- [30] A. B. M. S. C. C. A. N. Lu, «A zero-carbon, reliable and affordable energy future in Australia,» *Energy*, p. 220, 2021.
- [31] Fundación Transformemos, «Actividades sobre la geografía colombiana,» 2019. [En línea]. Available: <https://transformemos.com/medios/actividades-geografia-colombiana.pdf>.

- [32] Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), «Proyecciones de población,» Julio 2025. [En línea]. Available: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/proyecciones-de-poblacion>.
- [33] Oficina de Información Diplomática, «Ficha país: Colombia,» Ministerio de Asuntos Exteriores, Unión Europea y Cooperación (España), 2025.
- [34] XM S.A., «STN – Sistema de Transmisión Nacional,» 2026. [En línea]. Available: <https://www.xm.com.co/transmisi%C3%B3n/stn-sistema-de-transmision-nacional>.
- [35] Unidad de Planeación Minero Energética, «Cobertura – Energía eléctrica,» 2026. [En línea]. Available: <https://www.upme.gov.co/simec/energia-electrica/cobertura/>.
- [36] XM S.A. E.S.P., «Mapa del Sistema Interconectado Nacional (Paratec),» 2026. [En línea]. Available: <https://paratec.xm.com.co/mapa>.
- [37] Procolombia, «Departamentos de Colombia en el Caribe,» [En línea]. Available: <https://colombia.co/en/greater-colombian-caribbean>. [Último acceso: 11 Enero 2026].
- [38] Bloomberg, «Transición energética en La Guajira: una bomba de tiempo que divide a los wayú,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.bloomberglinea.com/latinoamerica/colombia/transicion-energetica-en-la-guajira-una-bomba-de-tiempo-que-divide-a-los-wayu/>.
- [39] Energia Estrategica, «Otro revés en La Guajira: EPM se suma a la lista de empresas que paralizan su proyecto eólico,» 2025. [En línea]. Available: <https://www.energiaestrategica.com/otro-reves-en-la-guajira-epm-se-suma-a-la-lista-de-empresas-que-paralizan-su-proyecto-eolico/>.
- [40] Gobernación del Atlántico, «Departamento,» 2026. [En línea]. Available: <https://atlantico.gov.co/index.php/departamento>.
- [41] Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC), «Colombia en Mapas,» 2026. [En línea]. Available: <https://www.colombiaenmapas.gov.co/inicio>.
- [42] C. Caribe, «Atlántico,» 2025. [En línea]. Available: <https://costacaribe.webnode.es/atlantico/>.
- [43] Toda Colombia, «Economía del Atlántico,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.todacolombia.com/departamentos-de-colombia/atlantico/economia.html>.
- [44] Google, «Google Earth Pro,» [En línea]. Available: <https://earth.google.com/web/@10.94739651,->

- 74.90353245,41.16436774a,5348.60819816d,35y,359.40676797h,0t,0r/
data=CgRCAggBOgMKATBCAggASgOl_____ARAA.
- [45] National Renewable Energy Laboratory, «Land-Use Requirements for Solar Power Plants in the United States,» National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, 2011.
- [46] European Commision, «Photovoltaic Geographical Information System,» [En línea]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/.
- [47] NASA (National Aeronautics and Space Administration), «NASA Power Viewer,» [En línea]. Available: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>.
- [48] National Renewable Energy Laboratory (NREL), «National Solar Radiation Database (NSRDB),» 2026. [En línea]. Available: <https://nsrdb.nrel.gov/>.
- [49] PVSyst SA, «PVSyst Documentation,» PVSyst SA, [En línea]. Available: <https://www.pvsyst.com/help/project-design/array-and-system-losses/array-thermal-losses/index.html>. [Último acceso: 30 Marzo 2026].
- [50] PVSyst SA, «Array ohmic wiring loss,» PVSyst SA, [En línea]. Available: <https://www.pvsyst.com/help/project-design/array-and-system-losses/array-thermal-losses/index.html>. [Último acceso: 2026 Abril 30].
- [51] Prysmian Group, «Catálogo de cables para baja y media tensión,» Prysmian Group / General Cable Sistemas, Madrid, 2023.
- [52] National Fire Protection Association, National Electrical Code (NFPA 70), Quincy, MA, USA: National Fire Protection Association, I Electrical Code (NFPA 70).
- [53] The Prysmian Group, Libro blanco de instalación en baja tensión, Barcelona: PRYSMIAN CABLES SPAIN S.A.U., 2023.
- [54] Prysmian Group, EL LIBRO BLANCO DE LA INSTALACIÓN: Manual técnico y práctico de cables y accesorios para Media Tensión, Prysmian Group, 2018.
- [55] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), «Concepto 2401 de 2025: Entrada en Operación de un Generador Solar en Colombia,» Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Bogotá, 2025.
- [56] SM Electrical Group, «Capacidades nominales de transformadores,» SM Electrical Group, 23 Febrero 2026. [En línea]. Available: <https://www.smelectricalgroup.com/industria/capacidades-nominales-de-transformadores/>. [Último acceso: 2 Febrero 2026].

- [57] American National Standards Institute (ANSI), «Guide for loading mineral-oil-immersed power transformers,» American National Standards Institute, New York, NY, 1981.
- [58] Ministerio de Minas y Energía, «Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) – Anexo General,» Ministerio de Minas y Energía, Bogotá, 2021.
- [59] Chint Power Systems, «CPS TX4170 34.5/0.8 kV Dy1 Transformer – Datasheet,» Chint Power Systems, Texas, 2022.
- [60] National Fire Protection Association, National Electrical Code (NFPA 70), Quincy, MA: National Fire Protection Association, 2026.
- [61] The Okonite Company, «Okoguard-Okoseal Type MV-105 35 kV Shielded Power Cable – Product Data (Section 2, Sheet 17),» The Okonite Company, Ramsey, New Jersey, 2025.
- [62] IEEE Power and Energy Society, «IEEE Guide for Bonding Shields and Sheaths of Single-Conductor Power Cables Rated 5 kV through 500 kV,» IEEE, New York, NY, USA, 2014.
- [63] Universitat Politècnica de Catalunya (UPC), «ANEXO III: TIPOS DE CONEXIÓN DE PANTALLAS Y CAJAS UTILIZADAS,» Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona.
- [64] ENDESA, «Especificaciones Técnicas Particulares: Líneas Subterráneas de Alta Tensión,» ENDESA, Madrid, 2017.
- [65] Voltage Disturbance, «Medium Voltage Cable Shield Grounding,» Voltage Disturbance, 23 Febrero 2019. [En línea]. Available: <https://voltage-disturbance.com/power-engineering/medium-voltage-cable-shield-grounding/>. [Último acceso: 4 Abril 2026].
- [66] OpenStax, «Física universitaria volumen 2: 9.3 Resistividad y resistencia,» OpenStax, [En línea]. Available: <https://openstax.org/books/f%C3%ADsica-universitaria-volumen-2/pages/9-3-resistividad-y-resistencia>. [Último acceso: 4 Abril 2026].
- [67] Omni Calculator, «Helical Coil Calculator,» Omni Calculator, [En línea]. Available: <https://www.omnicalculator.com/physics/helical-coil>. [Último acceso: 4 Abril 2026].
- [68] Prysmian Club, «Cálculos de caídas de tensión. Valores oficiales de conductividad para Cu y Al,» Prysmian Club, 9 Enero 2019. [En línea]. Available: <https://www.prysmianclub.es/n2-calculos-de-caidas-de-tension-valores-oficiales-de-conductividad-para-cu-y-al/>. [Último acceso: 4 Abril 2026].

- [69] J. H. Neher; M. H. McGrath, «The calculation of temperature rise and load capability of cable systems,» *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, Part III: Power Apparatus and Systems*, p. 752–772, octubre 1957.
- [70] ELEK Software, «Soil Temperature Calculations for Power Engineering,» ELEK Software, [En línea]. Available: <https://elek.com/articles/soil-temperature-calculations/>. [Último acceso: 2026 Abril 1].
- [71] The_Prysmian_Group, El libro blanco de la instalación: Manual técnico y práctico de cables y accesorios de media tensión, Prysmian Group, 2023.
- [72] Ministerio de Minas y Energía, «Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) – Anexo General,» Gobierno de Colombia, Bogota, 2013.
- [73] Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC), «Colombia en Mapas,» Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC), 2007. [En línea]. Available: <https://www.colombiaenmapas.gov.co/>. [Último acceso: 5 Abril 2026].
- [74] Cableizer, «External thermal resistance of tunnel (ρ_4),» Cableizer, [En línea]. Available: https://www.cableizer.com/documentation/rho_4/. [Último acceso: 5 Abril 2026].
- [75] Energy Power Transformer, «110 kV 10–300 MVA three-phase oil-immersed high voltage power transformer,» Energy Power Transformer, [En línea]. Available: <https://energypowertransformer.com/manufacturer/110-kv-10-300-mva-three-phase-oil-immersed-high-voltage-power-transformer/>. [Último acceso: 5 Abril 2026].
- [76] LONGi, «Hi-MO X10 Scientist LR7-72HVH 655–670M,» LONGi, Xi'an, China, 2024.
- [77] Aurora Solar, «Understanding PV system losses (Part 1),» Aurora Solar, [En línea]. Available: <https://aurorasolar.com/blog/understanding-pv-system-losses-part-1/>. [Último acceso: 5 Abril 2026].
- [78] PVsyst SA, «Array incidence loss (IAM),» PVsyst, 2025. [En línea]. Available: <https://www.pvsyst.com/help/project-design/array-and-system-losses/array-incidence-loss-iam.html>. [Último acceso: 04 Abril 2026].
- [79] S. Pandey, «ResearchGate,» 2 Septiembre 2017. [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/publication/352247780_Analysis_of_Auxiliary_Energy_consumption_in_Utility_scale_Solar_PV_Power_plant. [Último acceso: 10 Abril 2026].

- [80] PVsyst SA, «Mismatch loss due to modules dispersion,» PVsyst, 1. [En línea]. Available: https://www.pvsyst.com/help-pvsyst7/module_mismatch_loss.htm. [Último acceso: 10 Abril 2026].
- [81] Pixon Energy, «Optimal orientation for solar panels: landscape vs portrait,» Pixon Energy, [En línea]. Available: <https://pixonenenergy.com/optimal-orientation-for-solar-panels-landscape-vs-landscape/#:~:text=Ideal%20for%20Rooftop%20Installations:%20In%20residential%20settings%2C,making%20them%20more%20secure%20in%20high%2Dwind%20regions>. [Último acceso: 13 Abril 2026].
- [82] SketchUp (Trimble Inc.), «Modelos de panel solar en 3D Warehouse,» SketchUp 3D Warehouse, [En línea]. Available: <https://3dwarehouse.sketchup.com/search/models?q=panel+solar&hl=es>. [Último acceso: 14 Abril 2026].
- [83] SRPL Group, «Portrait vs Landscape Mounting,» SRPL Group, [En línea]. Available: <https://www.srpl-group.in/portrait-vs-landscape-mounting/>. [Último acceso: 13 Abril 2026].
- [84] JinkoSolar, «Installation manual for Photovoltaic Module,» JinkoSolar, Shanghai, China.
- [85] NASA (National Aeronautics and Space Administration), «Dynamic Pressure,» NASA Glenn Research Center, 28 Junio 2024. [En línea]. Available: <https://www1.grc.nasa.gov/beginners-guide-to-aeronautics/dynamic-pressure/>. [Último acceso: 14 Abril 2026].
- [86] Tongwei, «What is the minimum distance between rows of solar panels,» Tongwei, 21 Diciembre 2023. [En línea]. Available: https://en.tongwei.cn/blog/83.html?utm_source=chatgpt.com. [Último acceso: 15 Abril 2026].
- [87] BloombergNEF, «Tier 1 Reports,» 2025. [En línea]. Available: <https://about.bnef.com/tier-1-reports/>. [Último acceso: 15 Abril 2026].
- [88] Aurora Solar, «Understanding PV System Losses, Part 2: Wiring, Connections, and System,» [En línea]. Available: <https://aurorasolar.com/blog/understanding-pv-system-losses-part-2-wiring-connections-and-system-availability/>.
- [89] C. Deline, M. Muller, R. White, K. Perry, M. Springer, M. Deceglie y D. Jordan, «Availability and Performance Loss Factors for U.S. PV Fleet Systems,» 02 2024. [En línea]. Available: <chrome-extension://efaidnbnmnibpcajpcglclefindmkaj/https://docs.nrel.gov/docs/fy24osti/88769.pdf>. [Último acceso: 04 2026].
- [90] Alcandia de Tulua, *Inicia construcción de la vía principal de acceso al proyecto Solares*, Tulua: <https://tulua.gov.co/publicaciones/5939/inicia->

construccion-de-la-via-principal-de-acceso-al-proyecto-solares-de-gualanday/, 2015.

- [91] RGM, «IM2 Solar / Linderos,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.google.com/imgres?q=cerca%20perimetral%20de%20malla%20proyecto%20solar&imgurl=https%3A%2F%2Fweb.rgm.cl%2Fwp-content%2Fuploads%2F2019%2F03%2FLinderos4-1280x960.jpg&imgrefurl=https%3A%2F%2Fweb.rgm.cl%2Fproyectos%2Feurofence-linderos-fotovoltaica>.
- [92] ProAgua Ingenieros SAC, «P'antas de Tratamiento de Aguas Residuales,» [En línea]. Available: <https://proaguaingenieros.com/productos/plantas-potabilizadoras-y-de-tratamiento-de-aguas-residuales-compactas/plantas-de-tratamiento-de-aguas-residuales-compacta/>.
- [93] PVC Conduit Manufacturer, «¿A qué profundidad enterrar conductos eléctricos bajo tierra?,» PVC Conduit Manufacturer, [En línea]. Available: <https://www.pvcconduitmanufacturer.com/es/a-que-profundidad-enterrar-conductos-electricos-bajo-tierra/>. [Último acceso: 24 Abril 2024].
- [94] HIKRA, «HIKRA SOL 1500 V,» HIKRA, Berlin.
- [95] Top Cable, «TOPSOLAR PV AL 1500 V,» Top Cable, 2026. [En línea]. Available: <https://www.topcable.com/cable/topsolar-pv-al-1500-v/>. [Último acceso: 18 Abril 2026].
- [96] ABB, «OTDC200UGV11,» 2026. [En línea]. Available: <https://new.abb.com/products/1SCA161991R1001/otdc200ugv11>. [Último acceso: 26 Abril 2026].
- [97] Kripal Electric Company, «UKM5DC-250A 4P DC MCCB 1500V,» Kripal Electric Company, [En línea]. Available: <https://www.kripal.net/ukm5dc-250a-1500v-3p-dc-mccb-solar-pv/>. [Último acceso: 19 Abril 2026].
- [98] Sustainable Every Day, *3MW Solar Central Inverter | Transformer Station | 1500VDC | MW scale solar Plant*, 2021.
- [99] Mundo Renovable, «Monitoreo de plantas solares,» Mundo Renovable, 19 Septiembre 2024. [En línea]. Available: <https://mundorenovable.org/monitoreo-de-plantas-solares/>. [Último acceso: 24 Abril 2026].
- [100] Renkeer, «Meteorological station introduction,» Renkeer, 06 Abril 2025. [En línea]. Available: <https://www.renkeer.com/meteorological-station-introduction/>. [Último acceso: 24 Abril 2026].

- [101] Dewesoft, «¿Qué es un data logger?,» Dewesoft, 29 September 2025. [En línea]. Available: <https://dewesoft.com/es/blog/que-es-un-data-logger>. [Último acceso: 24 Abril 2026].
- [102] Priority Wire & Cable, «ACSR – Aluminum conductor steel reinforced,» Priority Wire & Cable, 2021.
- [103] SFE Solar, «Puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas,» SFE Solar, 24 Abril 2025. [En línea]. Available: <https://www.sfe-solar.com/instalaciones-fotovoltaicas/puesta-a-tierra/>. [Último acceso: 26 Abril 2026].
- [104] Electrical Engineering Portal, «Substation grounding,» Electrical Engineering Portal, 22 Noviembre 2024. [En línea]. Available: <https://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/power-substations/ss-grounding>. [Último acceso: 26 Abril 2026].
- [105] Bia Energy, «¿Cómo funciona el precio en bolsa de la energía?,» 26 marzo 2025. [En línea]. Available: <https://news.bia.app/como-funciona-el-precio-en-bolsa-de-la-energia/>.
- [106] XM S.A. E.S.P., «Despacho de generación,» 2026. [En línea]. Available: <https://www.xm.com.co/generacion/despacho>.
- [107] XM S.A. E.S.P., «Sinergox,» Marzo 2026. [En línea]. Available: <https://sinergox.xm.com.co/Paginas/Home.aspx>.
- [108] Golden Gate Weather Services, «Oceanic Niño Index (ONI),» Diciembre 2025. [En línea]. Available: <https://ggweather.com/enso/oni.htm>.
- [109] Ecohz, «I-RECs,» Ecohz, [En línea]. Available: <https://www.ecohz.com/i-recs>. [Último acceso: 26 Abril 2026].
- [110] International Renewable Energy Agency (IRENA), «Renewable power generation costs in 2023,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2024.
- [111] IRENA - International Renewable Energy Agency, «Future of Solar Photovoltaic: Deployment, Investment, Technology, Grid,» 2019. [En línea]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Nov/IRENA_Future_of_Solar_PV_2019.pdf.
- [112] Corporate Finance Institute (CFI), «Levelized Cost of Energy (LCOE),» Corporate Finance Institute, 15 Enero 2020. [En línea]. Available: <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/valuation/levelized-cost-of-energy-lcoe/>. [Último acceso: 26 Abril 2026].
- [113] Unidad de Planeación Minero Energética, «Resolucion 001198 DE 2024,» 27 Diciembre 2024. [En línea]. Available:

- https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_upme_1198_2024.htm. [Último acceso: 10 Abril 2026].
- [114] XM S.A. E.S.P., «Resultado preliminar, Cálculo del factor de emisión para el inventario de Gases de Efecto Invernadero del Sistema Interconectado Nacional,» 26 Enero 2024. [En línea]. Available: <https://www.xm.com.co/noticias/6565-resultado-preliminar-calculo-del-factor-de-emision-para-el-inventario-de-gases-de>. [Último acceso: 10 Abril 2026].
- [115] National Renewable Energy Laboratory , « Life Cycle Assessment Harmonization. Photovoltaic Electricity,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/analysis/life-cycle-assessment.html>. [Último acceso: 2026].
- [116] International Energy Agency-PVPS Task 12, «Life cycle inventories and life cycle assessment of photovoltaic systems,» 2020. [En línea]. Available: Report T12-19:2020. [Último acceso: 2026].
- [117] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, «Photovoltaics Report,» Fraunhofer ISE, Freiburg, 2025.
- [118] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, «Photovoltaics Report,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html>.
- [119] Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de Colombia, «Contribución Determinada a Nivel Nacional,» Bogota, 2020.
- [120] Departamento Nacional de Planeación – DNP, « Energía renovable en Colombia: resolver el trilema energético,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.dnp.gov.co/publicaciones/>. [Último acceso: 2026].
- [121] Atlas Energía Colombia , «Energía en Colombia: transición renovable y retos 2030,» 2025. [En línea]. Available: <https://www.atlas.com.co/energia-en-colombia-transicion-renovable-y-retos-2030/>. [Último acceso: 2026].
- [122] WWF Colombia, «El gran reto de alcanzar la carbono-neutralidad en el 2050 y lograr una transición energética justa en Colombia.,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.wwf.org.co/?uNewsID=380775>. [Último acceso: 2026].
- [123] United Nations, «Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development.,» 2015. [En línea]. Available: <https://sdgs.un.org/2030agenda>.
- [124] Naciones Unidas, 25 Septiembre 2015. [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/2015/09/la-asamblea->

- general-adopta-la-agenda-2030-para-el-desarrollo-sostenible/. [Último acceso: 02 Abril 2026].
- [125] International Energy Agency, «PVPS Trends in Photovoltaic Applications,» 2022. [En línea]. Available: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/02/PVPS_Trend_Report_2022.pdf.
- [126] XM S.A. E.S.P., «¿Qué hacemos?,» 2026. [En línea]. Available: https://www.xm.com.co/nuestra-empresa/nosotros/que-hacemos.
- [127] Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), «Modelos de Mercado, Regulación, Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe - Colombia,» Organización Latinoamericana de Energía, Quito, 2013.
- [128] Datosmacro, «PIB de Colombia,» 2025. [En línea]. Available: https://datosmacro.expansion.com/pib/colombia.
- [129] National Renewable Energy Laboratory (NREL), «Photovoltaic Degradation,» Golden, 2011.
- [130] Unidad de Planeación Minero Energética, «Integración de fuentes de energía no convencionales renovables intermitentes (FENCR),» 25 Noviembre 2014. [En línea]. Available: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://bdigital.upme.gov.co/bitstream/handle/001/1400/Integraci%C3%B3n%20_FENCR_Contrato%20de%202014.pdf?sequence=1&isAllowed=y.
- [131] Congreso de la República de Colombia, «Ley 1715 de 2014: Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional,» Congreso de la República de Colombia, 2014.
- [132] Congreso de la República de Colombia, «Ley 2099 de 2021,» Congreso de la República de Colombia, Bogotá, 2021.
- [133] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), «Sistema de Distribución Local (SDL) – Definición,» 2026. [En línea]. Available: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/ee_d_sistema_distribucion_local_sdl_definicion.html.
- [134] Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, «Mercado de energía mayorista: Informes históricos,» 2026. [En línea]. Available: https://www.superservicios.gov.co/Empresas-vigiladas/Energ%C3%ADa-y-gas-combustible/Energ%C3%ADa/Unidad-de-Monitoreo-de-Mercados-de-Energ%C3%ADa-y-Gas-Natural/Mercado-de-energ%C3%ADa-mayorista-Informes-hist%C3%B3ricos.

- [135] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Funciones,» 2026. [En línea]. Available: <https://creg.gov.co/publicaciones/7812/funciones/>.
- [136] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), «¿Quiénes somos?,» 2026. [En línea]. Available: <https://www.upme.gov.co/nosotros/nuestra-entidad/quienes-somos/>.
- [137] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución CREG 075 de 2021,» Comisión de Regulación de Energía y Gas, Bogota, 2021.
- [138] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución CREG 025 de 1995: Por la cual se establece el Código de Redes como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional,» Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995.
- [139] Enel X, «5 ideas para entender las obligaciones del RETIE,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.enelx.com/co/es/historias/5-ideas-para-entender-las-obligaciones-del-retie>.
- [140] Smanova, «¿Qué es la norma técnica NTC 2050?,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.smanova.co/que-es-la-norma-tecnica-ntc-2050/>.
- [141] National Renewable Energy Laboratory , «Concentrating Solar Power Best Practices Study,» 2020. [En línea]. Available: <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://docs.nrel.gov/docs/fy20osti/75763.pdf>.
- [142] Ministerio de Energia de Colombia, «Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa de Colombia,» 2025. [En línea]. Available: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://minenergia.gov.co/documents/13272/Hoja_de_ruta_transicion_energetica_justa_TEJ_2025.pdf.
- [143] Defensoria del pueblo Colombia, «Informe Conflictividad social en el sector minero-energético en Colombia,» Bogota D.C., 2024.
- [144] C. González Posso, La explosion solar en Colombia, Utopías antes del colapso ecológico, Bogota D.C: Taller de Edición Rocca, 2024.
- [145] M. Zambrano, «Nuevo Clarín, una evidencia de la pobreza energética del Caribe colombiano,» 2024. [En línea]. Available: <https://climatetrackerlatam.org/historias/nuevo-clarin-una-evidencia-de-la-pobreza-energetica-del-caribe-colombiano/>.
- [146] Enel Green Power, «Los numerosos beneficios de la agrivoltaica para el mundo agrícola,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.enelgreenpower.com/es/medios/news/2022/12/beneficios-agrivoltaica-mundo-agricola>.

- [147] A. E. Hassanpou, J. Selker y C. Higgins, «Remarkable agrivoltaic influence on soil moisture, micrometeorology and water-use efficiency,» 2018. [En línea]. Available: <https://pmc.ncbi.nlm.nih.gov/articles/PMC6211631/>.
- [148] L. Tinker, «Beyond Recycling: Reducing Waste from Solar Modules Before They're Even Made,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.energy.gov/eere/solar/articles/beyond-recycling-reducing-waste-solar-modules-theyre-even-made>.
- [149] Cleanpower, «Solar Panel Recycling and Disposal,» 2024. [En línea]. Available: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://cleanpower.org/wp-content/uploads/2024/10/ACP-Solar-Recycling-Disposal_Fact-Sheet.pdf.
- [150] K. Hyung Chul y V. Fthenakis, «Land use and electricity generation: A life-cycle analysis,» 2009. [En línea]. Available: <https://zenodo.org/records/1259337/files/article.pdf>.
- [151] Eaton, Power distribution systems: Consulting application guide, Eaton, 2017.

ANEXO 1

MARCO NORMATIVO Y REGULATORIO

Índice

Marco normativo y regulatorio	3
1.1 Marco legal para energías renovables en Colombia	3
1.1.1 Ley 1715 de 2014	3
1.1.2 Ley de 2099 de 2021	4
1.2 Regulación del sistema eléctrico colombiano	5
1.2.1 Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).....	6
1.2.2 Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)	6
1.2.3 XM - Operador del sistema y administrador del mercado	7
1.3 Requisitos de conexión al Sistema Interconectado Nacional.....	7
1.3.1 Regulación de la CREG sobre conexión de plantas de generación: Resolución CREG 075 de 2021	7
1.3.2 Regulación de la CREG sobre conexión de plantas de generación: Resolución CREG 025 de 1995	9
1.4 Normativa técnica aplicable a plantas fotovoltaicas	11
1.4.1 RETIE (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas).....	11
1.4.2 NTC 2050	12
Bibliografía	13

Marco normativo y regulatorio

1.1 Marco legal para energías renovables en Colombia

El marco regulatorio en Colombia ha sido en gran medida destinado a promover instalaciones de generación renovable, con el objetivo de eliminar barreras regulatorias y permitir que los proyectos de electricidad renovable se integren en la red eléctrica. La legislación colombiana, a diferencia de otros regímenes regulatorios más estrictos, no establece requisitos mínimos de capacidad instalada para el desarrollo de plantas solares fotovoltaicas, y por lo tanto permite la implementación de proyectos de diversas escalas, desde sistemas de autogeneración hasta plantas de gran capacidad conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

A través de dicha legislación, las plantas solares pueden operar en el sistema energético nacional e ingresar al mercado eléctrico de acuerdo con los requisitos técnicos y operativos establecidos por las instituciones regulatorias del sector, principalmente la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y el operador del sistema XM.

1.1.1 Ley 1715 de 2014

En Colombia, la operación y uso de proyectos de generación de electricidad renovable están principalmente regidos por la Ley 1715 de 2014, una ley que proporciona un marco legal para la integración de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) en el sistema energético nacional (Capítulo I) [1].

Esta legislación propone promover la diversificación de la matriz energética de Colombia y reducir la dependencia de la generación convencional (principalmente hidroeléctrica) y apoyar la transformación de la principal fuente de electricidad del país hacia otros recursos renovables (solar, eólica, biomasa, geotérmica y otros). La generación de energía en Colombia se realiza principalmente en plantas hidroeléctricas.

Esta gran dependencia hace que el sistema eléctrico sea vulnerable a los cambios en los eventos climáticos, incluyendo la sequía o el fenómeno de El Niño, donde los niveles de los embalses disminuyen significativamente. Cuando esto sucede, hay una reducción en la capacidad de generación hidroeléctrica y, por lo tanto, el país puede enfrentar tanta escasez de energía como un aumento drástico en el precio de la electricidad.

Esto hace necesaria la necesidad de aumentar la diversificación de la matriz energética, lo que a su vez, también debe incluir el uso de recursos renovables como la energía solar que no dependen de las condiciones hidrológicas. Como una de las contribuciones más importantes de esta ley, se estableció un

mecanismo para fomentar y promover la inversión en proyectos de generación renovable a través de un sistema de incentivos fiscales y tributarios. [1]. Entre los incentivos más relevantes se encuentran:

- **Deducción del impuesto sobre la renta**
Los inversionistas pueden deducir hasta el 50 % del valor total de la inversión realizada en proyectos de FNCER del impuesto sobre la renta, distribuyéndose esta deducción durante un período de hasta 15 años (Artículo 11, Ley 1715/14).
- **Exención del Impuesto al Valor Agregado (IVA)**
Equipos, elementos, maquinaria y servicios destinados al desarrollo de proyectos de energía renovable pueden acceder a una exención del IVA, lo que reduce significativamente el costo inicial de implementación (Artículo 12, Ley 1715/14).
- **Exención de aranceles de importación**
Los equipos y componentes importados necesarios para la construcción y operación de proyectos de generación renovable pueden ingresar al país sin pagar derechos, siempre que estén certificados como parte del proyecto energético (Artículo 13, Ley 1715/14).
- **Depreciación acelerada de activos**
Las regulaciones permiten la depreciación acelerada de activos asociados con el proyecto, con una tasa anual de hasta el 20%, lo que facilita la recuperación de la inversión en períodos más cortos (Artículo 14, Ley 1715/14).

1.1.2 Ley de 2099 de 2021

Posteriormente, la Ley 2099 de 2021 amplió, modernizó y fortaleció el marco legal vigente. Esta nueva ley da lugar a lo que se llama la transición energética. Se impulsa el concepto de energías renovables y, por ende, una mayor participación en energía en la matriz energética colombiana; también se recomienda electrificar varias partes de la economía [2]. Los principales objetivos de esta legislación son:

Incrementar la participación de las energías renovables en el sistema eléctrico

La integración en su matriz de tecnologías de energía renovable como la energía solar fotovoltaica y la energía eólica significa que el sistema está cada vez más diversificado, y las fluctuaciones hidrológicas pueden dejarlo más resistente a los ataques. De esa manera, la seguridad del suministro energético se hace aún más fuerte. Además, la proliferación de estas tecnologías está contribuyendo a

reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y a cumplir con los compromisos internacionales para mitigar el cambio climático.

- **Promover la descentralización de la generación eléctrica mediante esquemas de autogeneración y generación distribuida**

Promoción de la autogeneración a pequeña escala, descentralización y distribución de la generación, para que todos los usuarios, ya sean residenciales, comerciales o industriales, puedan instalar sistemas de generación renovable para consumir parcial o totalmente la electricidad. Tales programas ayudan a minimizar las pérdidas en el transporte de energía, mejorar la resiliencia del sistema eléctrico y llevar a usuarios más interactivos en el mercado energético.

- **Fortalecer la planificación energética a largo plazo**

La legislación colombiana pone un considerable énfasis en el papel de las entidades con responsabilidades de planificación energética, particularmente la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), que desarrolla estudios prospectivos sobre el crecimiento de la demanda energética y las perspectivas para el desarrollo de recursos renovables en el territorio colombiano.

- **Impulsar la innovación tecnológica en el sector energético**

El marco regulatorio promueve proyectos piloto, programas de investigación y la implementación de tecnologías emergentes como energías renovables, almacenamiento de energía, redes inteligentes y la digitalización del sistema eléctrico. Estas medidas están diseñadas para ayudar a la modernización del sector energético colombiano y promover la incorporación de nuevas tecnologías que marquen avances en la penetración de energías limpias.

1.2 Regulación del sistema eléctrico colombiano

El sistema eléctrico de Colombia se establece sobre el SIN, que integra la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en un sistema de red eléctrica conectada que abarca la mayor parte del territorio. Este sistema permite la coordinación de la operación de diversas plantas de generación y el suministro continuo de electricidad a los usuarios finales [3].

El SIN sirve a un mercado mayorista de electricidad donde los generadores venden energía a comercializadores o directamente al mercado utilizando sistemas regulados. El modelo anterior ha sido creado por el trabajo de las reformas del sector eléctrico establecidas a través de la Ley 142 de 1994 y la Ley 143 de 1994, que son los elementos básicos del mercado eléctrico moderno en Colombia y los principios para la prestación del servicio público de electricidad.

Estas leyes, a su vez, desarrollaron la separación de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como el establecimiento de un mercado competitivo para la generación de electricidad. En tal sistema, toda la operación

del sistema está centralizada para maximizar el despacho/distribución de energía en términos de optimización de la estabilidad de la red, la estabilidad del sistema y la confiabilidad del suministro eléctrico a nivel nacional [4].

Diferentes instituciones dentro del sistema energético realizan diversas funciones que determinan la regulación y supervisión del sector eléctrico colombiano, y las principales se presentan a continuación.

1.2.1 Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

La CREG regula la provisión económica y técnica de los sectores de electricidad y gas natural en Colombia. Responsabilidades clave: establece normas que cubren aspectos de cómo opera el mercado, junto con condiciones para una provisión eficiente, competitiva y sostenible del servicio de energía eléctrica [5]. Sus principales funciones son:

- Definir las normas del mercado de energía mayorista.
- Establecer requisitos técnicos y económicos para la conexión de nuevas plantas de generación al sistema eléctrico.
- Regular las tarifas de transmisión y distribución.
- Establecer mecanismos que aseguren la confiabilidad del sistema eléctrico.

En el caso de los proyectos de generación renovable, la CREG también define los procedimientos regulatorios para su integración al sistema eléctrico, incluyendo aspectos relacionados con autogeneración, generación distribuida y participación en el mercado energético.

1.2.2 Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)

La Unidad de Planeación Minero-Energética es una entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía encargada de realizar la planificación energética de largo plazo del país. Su principal objetivo es evaluar las necesidades futuras de infraestructura energética y desarrollar estudios que permitan garantizar la seguridad y sostenibilidad del sistema energético nacional [6]. Entre sus funciones principales se encuentran:

- Elaborar el Plan Energético Nacional (PEN).
- Desarrollar el Plan de Expansión de Generación y Transmisión.
- Identificar las regiones con mayor potencial para el desarrollo de proyectos energéticos.

Evaluar la viabilidad técnica de nuevas infraestructuras de transmisión y generación.

Además, la UPME participa en los procesos de evaluación y certificación de proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable que desean acceder a los beneficios tributarios establecidos por la legislación colombiana.

1.2.3 XM - Operador del sistema y administrador del mercado

La empresa XM actúa como operador del sistema eléctrico y administrador del mercado de energía mayorista en Colombia. Su función principal consiste en coordinar la operación en tiempo real del Sistema Interconectado Nacional, garantizando que la generación y el consumo de energía se mantengan en equilibrio para preservar la estabilidad del sistema [7].

- Entre sus responsabilidades se encuentran:
- Operar el Centro Nacional de Despacho (CND).
- Realizar el despacho económico de las centrales de generación.
- Administrar las transacciones del mercado de energía mayorista.
- Supervisar el cumplimiento de las condiciones técnicas del sistema eléctrico.

En conjunto, estas instituciones establecen las condiciones regulatorias, técnicas y operativas que deben cumplir los proyectos de generación eléctrica para conectarse al sistema eléctrico colombiano y participar en el mercado energético.

1.3 Requisitos de conexión al Sistema Interconectado Nacional

Para conectar nuevas plantas de generación al sistema eléctrico colombiano, la Comisión de Regulación de Energía y Gas y el operador del sistema XM deben seguir los procedimientos establecidos. Las nuevas plantas de generación deben ser incluidas, siguiendo estos procedimientos para que la estabilidad, confiabilidad y seguridad de la red eléctrica no se deterioren.

Mientras el SIN vincula un conjunto de procesos en términos de parámetros técnicos y administrativos a través de los cuales se puede determinar la capacidad de un nuevo proyecto para integrarse a este nivel en la red. Este proceso generalmente involucra las siguientes etapas:

1.3.1 Regulación de la CREG sobre conexión de plantas de generación: Resolución CREG 075 de 2021

Esta resolución establece las disposiciones y normas pertinentes para asignar capacidad de transporte al Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia en el cual generación, cogeneración, proyectos de autogeneración y grandes consumidores pueden solicitar permiso para conectarse directamente a la red eléctrica del país. La regulación prescribe cómo las partes participantes deben registrar proyectos, ofrecer el estudio técnico de conexión, solicitar con

anticipación la asignación de capacidad de transporte a la UPME, y cumplir con los requisitos técnicos, financieros y de monitoreo durante el período de construcción del proyecto.

La regulación también establece requisitos sobre prioridad, mecanismos para asegurar la provisión y entrega, reporte y control de proyectos, con el propósito de la ejecución de la expansión y uso de la red eléctrica en el sistema eléctrico nacional de manera justa, eficiente y transparente [8].

A continuación, se describen los pasos para inscribir y obtener autorización de conexión del proyecto solar de 30 MW al SIN

- **Registro del interesado en la ventanilla única**

El desarrollador del proyecto debe registrarse en la plataforma digital (UPME) de ventanilla única del proceso de conexión.

- **Registro formal del proyecto**

Una vez inscrito se cargan los datos técnicos del proyecto: tecnología (solar fotovoltaica), potencia (30 MW), ubicación, punto de conexión propuesto, fecha estimada de entrada en operación. Es en este punto donde tiene importancia la evaluación de interconexión realizada en el capítulo 4 del presente trabajo.

- **Consulta de información del sistema eléctrico**

El desarrollador debe revisar en la plataforma: información técnica de la red, disponibilidad de capacidad, características de subestaciones, datos necesarios para estudios eléctricos.

- **Elaboración del estudio de conexión**

El proyecto debe desarrollar un estudio técnico eléctrico que analice alternativas de conexión, impacto del proyecto en la red, requerimientos técnicos de conexión. También se debe evaluar disponibilidad de espacio en subestaciones y viabilidad física de conexión del proyecto

- **Presentación formal de la solicitud de capacidad de transporte**

El interesado presenta oficialmente la solicitud a la UPME a través de la ventanilla única, esta debe incluir:

- ✓ Estudio de conexión
- ✓ Estudio de espacio físico
- ✓ Datos técnicos del proyecto
- ✓ Fecha prevista de entrada en operación.

- **Revisión de documentación por la UPME**

La UPME verificara que la documentación esté completa, que cumpla los requisitos técnicos y si falta algo solicitara correcciones.

- **Evaluación técnica del proyecto**
La UPME analizara el impacto del proyecto en la red, escenarios de demanda y generación, necesidad de expansión del sistema.
- **Clasificación del proyecto en filas de asignación**
Los proyectos se clasifican en dos categorías, la Fila 1 incluye aquellos proyectos cuya conexión requiere obras de expansión en la red eléctrica, mientras que la Fila 2 agrupa los proyectos que pueden conectarse sin necesidad de ampliar la infraestructura existente. Esta clasificación determina la prioridad y el orden en que los proyectos serán considerados dentro del proceso de asignación de capacidad de transporte.
- **Emisión del concepto de conexión**
La UPME emite el concepto de conexión, que define: punto de conexión, capacidad de transporte asignada y fecha de puesta en operación. Este documento autoriza el uso de la red.
- **Aceptación de la capacidad asignada**
El desarrollador debe confirmar que acepta el concepto de conexión. Además, debe entregar una garantía financiera económica para asegurar que el proyecto se construirá y su valor depende de la capacidad asignada. También se deberá entregar curva S del proyecto (cronograma de construcción).
- **Firma del contrato de conexión**
El desarrollador firma con el operador de red un contrato de conexión, donde se definen obras de conexión, responsabilidades técnicas y cronograma.
- **Seguimiento del proyecto**
Durante la construcción el desarrollador debe entregar informes de avance y cumplimiento de hitos de la curva S.
- **Puesta en operación del proyecto**
Finalmente se construyen las instalaciones, se realizan pruebas y se conecta la planta al SIN

1.3.2 Regulación de la CREG sobre conexión de plantas de generación: Resolución CREG 025 de 1995

La Resolución CREG 025 de 1995, mediante el Código de Redes, constituye el marco técnico que regula la conexión y operación de los agentes eléctricos en el Sistema Interconectado Nacional. Esta normativa establece los criterios, procedimientos y requisitos que deben cumplir los usuarios del sistema (entre ellos generadores, distribuidores y grandes consumidores) para garantizar que cualquier nueva conexión mantenga los niveles adecuados de seguridad, confiabilidad y calidad del suministro eléctrico [9].

Dentro de este marco, la resolución define los estándares técnicos para la planificación y expansión del Sistema de Transmisión Nacional (STN), incluyendo los criterios de diseño de subestaciones, líneas de transmisión, transformadores y demás equipos eléctricos que hacen parte de la red. Estos lineamientos permiten asegurar que la incorporación de nuevos proyectos de generación no afecte la estabilidad del sistema eléctrico ni comprometa la capacidad de transporte de energía [9].

Entre los puntos que trata la Resolución GREG 025 y que se pueden aplicar al proyecto solar tenemos:

- **Definición del punto de conexión**
Determinar dónde se conectará la planta al sistema eléctrico. Normalmente puede ser una subestación existente, una nueva subestación o una línea de transmisión cercana. El punto de conexión debe permitir transportar la potencia generada por la planta hacia la red.
- **Construcción de la infraestructura de conexión**
Para la conexión de una planta se construyen varios elementos eléctricos, en la resolución se mencionan y tratan la subestación elevadora, la línea de transmisión de conexión y equipos de protección y control.
- **Cumplimiento de requisitos técnicos**
El proyecto debe demostrar que su conexión al sistema eléctrico cumple con los requisitos técnicos establecidos para garantizar una operación segura y confiable
- **Integración al sistema eléctrico**
Corresponde a la etapa en la cual, una vez construida la infraestructura de conexión, se realizan las pruebas técnicas y la sincronización de la planta con la red eléctrica. En esta fase se verifica el correcto funcionamiento de los equipos de protección, control y transformación, asegurando que la operación del proyecto cumpla con los parámetros de tensión, frecuencia y seguridad del sistema.

A continuación, se mencionan los estudios eléctricos exigidos por UPME para conectar una planta solar al SIN.

- **Estudio de flujo de carga (Load Flow)**
Este estudio analiza cómo se distribuye la potencia en la red cuando el proyecto entra en operación. En este estudio se evalúan corriente máxima de cortocircuito, capacidad de interruptores, e impacto en protecciones.
- **Estudio de estabilidad transitoria**
Analiza el comportamiento del sistema ante perturbaciones grandes como fallas de línea, desconexión de generación y cambios bruscos de carga. Se evalúa si el sistema mantiene el sincronismo, recupera tensión o amortigua oscilaciones.

- **Estudio de estabilidad de tensión**
Analiza el comportamiento de la red ante variaciones de potencia reactiva. En este estudio se busca evaluar márgenes de estabilidad, capacidad de soporte de tensión y riesgo de colapso de voltaje.
- **Estudio de confiabilidad (criterio N-1)**
Se analiza qué ocurre si falla un elemento del sistema como lo puede ser una línea de transmisión, transformadores o generadores.
- **Estudio de coordinación de protecciones**
Define cómo deben actuar los sistemas de protección y se evalúa ajustes de relés, tiempos de disparos, y coordinación con protecciones del transportador.
- **Estudio de calidad de energía**
Analiza impactos eléctricos como armónicos, flicker y variaciones de tensión. Este estudio es importante en plantas solares por el uso de inversores.

1.4 Normativa técnica aplicable a plantas fotovoltaicas

Entonces, además del control de la operación del mercado eléctrico y los procedimientos de conexión al sistema, los proyectos de generación fotovoltaica deben seguir un conjunto de normas técnicas destinadas a garantizar la seguridad, fiabilidad y correcto funcionamiento de las instalaciones eléctricas. Estas normas establecen los criterios fundamentales relacionados con el diseño, construcción, operación y mantenimiento de los sistemas eléctricos, y los requisitos que debe cumplir el equipo desplegado.

Específicamente, en lo que respecta a Colombia, estos aspectos implican la necesidad de seguir regulaciones técnicas obligatorias, por ejemplo, el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), así como normas técnicas nacionales e internacionales que sirven como referencia para el diseño y certificación de los componentes utilizados en plantas fotovoltaicas.

1.4.1 RETIE (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas)

Establece las condiciones obligatorias que deben cumplir las instalaciones eléctricas realizadas en Colombia para garantizar la seguridad de las personas, los bienes y la confiabilidad del sistema eléctrico. Dicha regulación, emitida por

el Ministerio de Minas y Energía, proporciona un marco legal para identificar directrices técnicas y estándares para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de instalaciones eléctricas en diversos niveles de voltaje del país.

En el caso de los sistemas fotovoltaicos, el RETIE ha definido disposiciones obligatorias para la instalación de equipos de generación solar en términos de sistemas de puesta a tierra, protección contra sobrecorriente, calidad del equipo y requisitos de certificación para componentes eléctricos. De esta manera, el cumplimiento de esta regulación es esencial para la construcción y puesta en marcha de plantas solares dentro del territorio colombiano. [10].

1.4.2 NTC 2050

Norma colombiana elaborada por el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), la cual está basada en el National Electrical Code (NEC) de Estados Unidos y establece los criterios técnicos para el diseño e instalación de sistemas eléctricos de baja tensión. Esta norma define requisitos relacionados con conductores eléctricos, sistemas de protección, canalizaciones, puesta a tierra y seguridad de las instalaciones eléctricas [11].

Esta normativa resulta relevante para el diseño de las instalaciones eléctricas internas del parque solar, tales como los circuitos de corriente continua provenientes de los módulos fotovoltaicos, los sistemas de cableado en baja tensión entre strings y cajas combinadores, así como las conexiones en el lado de baja tensión de los inversores.

La normativa declara que abarca tensiones de hasta 1500 V en corriente continua, margen en el cual se mantiene la para en corriente directa de la planta solar al alcanzar un voltaje de 1023 V. De esta manera, la NTC 2050 complementa otras normativas técnicas al proporcionar criterios de seguridad y diseño para los subsistemas eléctricos que operan en niveles de baja tensión dentro de la planta fotovoltaica.

Bibliografía

- [1] Congreso de la República de Colombia, «Ley 1715 de 2014: Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional,» Congreso de la República de Colombia, 2014.
- [2] Congreso de la República de Colombia, «Ley 2099 de 2021,» Congreso de la República de Colombia, Bogota, 2021.
- [3] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), «Sistema de Distribución Local (SDL) – Definición,» 2026. [En línea]. Available: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/ee_d_sistema_distribucion_local_sdl_definicion.html.
- [4] Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, «Mercado de energía mayorista: Informes históricos,» 2026. [En línea]. Available: <https://www.superservicios.gov.co/Empresas-vigiladas/Energ%C3%ADa-y-gas-combustible/Energ%C3%ADa/Unidad-de-Monitoreo-de-Mercados-de-Energ%C3%ADa-y-Gas-Natural/Mercado-de-energ%C3%ADa-mayorista-Informes-hist%C3%B3ricos>.
- [5] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Funciones,» 2026. [En línea]. Available: <https://creg.gov.co/publicaciones/7812/funciones/>.
- [6] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), «¿Quiénes somos?,» 2026. [En línea]. Available: <https://www.upme.gov.co/nosotros/nuestra-entidad/quienes-somos/>.
- [7] XM S.A. E.S.P., «¿Qué hacemos?,» 2026. [En línea]. Available: <https://www.xm.com.co/nuestra-empresa/nosotros/que-hacemos>.
- [8] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución CREG 075 de 2021,» Comisión de Regulación de Energía y Gas, Bogota, 2021.
- [9] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución CREG 025 de 1995: Por la cual se establece el Código de Redes como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional,» Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995.
- [10] Enel X, «5 ideas para entender las obligaciones del RETIE,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.enelx.com/co/es/historias/5-ideas-para-entender-las-obligaciones-del-retie>.
- [11] Smanova, «¿Qué es la norma técnica NTC 2050?,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.smanova.co/que-es-la-norma-tecnica-ntc-2050/>.

ANEXO 2

ANALISIS DE RIESGOS

Índice

Análisis de riesgos	3
1.1 Riesgos técnicos	3
1.1.1 Variabilidad del recurso solar	3
1.1.2 Pérdidas térmicas del generador fotovoltaico	4
1.1.3 Degradación de módulos fotovoltaicos	4
1.1.4 Fallos en inversores	5
1.1.5 Pérdidas por suciedad (soiling)	5
1.1.6 Fallos en cableado y conexiones eléctricas	6
1.1.7 Evaluación global de los riesgos técnicos	6
1.2 Riesgos regulatorios	6
1.2.1 Cambios en las políticas energéticas	7
1.2.2 Riesgos asociados a la conexión a la red eléctrica	7
1.2.3 Requisitos ambientales y permisos administrativos	8
1.2.4 Evaluación global del riesgo regulatorio	8
1.3 Riesgos Financieros	8
1.3.1 Variación en los costos de inversión	9
1.3.2 Volatilidad del precio de la electricidad	9
1.3.3 Riesgos asociados a la financiación del proyecto	10
1.3.4 Riesgo de rendimiento energético	10
1.3.5 Evaluación global de los riesgos financieros	10
1.4 Riesgos sociales	11
1.4.1 Conflictos con comunidades locales	11
1.4.2 Impacto sobre actividades económicas locales	12
1.4.3 Generación de expectativas socioeconómicas	12
1.4.4 Pobreza energética y desigualdad territorial	12
1.4.5 Evaluación global de los riesgos sociales	13
1.5 Matriz de riesgos	13
Bibliografía	16

Análisis de riesgos

En proyectos fotovoltaicos a utility-scale, el rendimiento técnico, la viabilidad económica y la estabilidad regulatoria del proyecto son de gran preocupación con respecto a los diferentes factores de riesgo que deben tenerse en cuenta al desarrollar proyectos fotovoltaicos utility-scale.

El análisis sistemático de riesgos apoyará la identificación y análisis de todos los factores relevantes para el desarrollo, construcción y operación de la planta fotovoltaica y desarrollará planes para una mitigación adecuada. Aquí se examinan los tres principales riesgos técnicos, regulatorios, financieros y sociales involucrados en el proyecto, analizando su probabilidad e implicaciones para el rendimiento del sistema y el beneficio en la etapa de inversión.

1.1 Riesgos técnicos

En trabajos fotovoltaicos, los riesgos técnicos se relacionan con el rendimiento de los componentes del sistema, la operación del sitio durante su funcionamiento y el comportamiento eléctrico del generador fotovoltaico durante su período operativo útil, o las condiciones de trabajo del sitio, se consideran como riesgos técnicos. Para la seguridad y efectividad de la producción de energía, la identificación precisa de estos peligros y su evaluación son críticas para la estabilidad del sistema, la calidad de la producción de energía y la reducción de posibles interrupciones operativas de la planta.

Este estudio evaluó cuantitativamente los riesgos técnicos mediante el estudio de diseños de sistemas derivados de simulaciones de PVsyst y el historial operativo de plantas fotovoltaicas a utility-scale para proyectos fotovoltaicos a utility-scale.

1.1.1 Variabilidad del recurso solar

La variabilidad de la irradiación solar es uno de los principales riesgos técnicos que enfrentan los sistemas fotovoltaicos y, por lo tanto, la producción de energía está directamente relacionada con el recurso solar utilizado en todas las operaciones de energía solar del mismo recurso solar en el sitio. Si bien las series meteorológicas históricas y las bases de datos satelitales a largo plazo ayudan a dimensionar estos sistemas, siempre hay advertencias sobre los cambios climáticos.

Este sistema puede generar energía a partir de un sistema de irradiación si en algunos años la radiación solar que recibe en un año es menor que la histórica, por lo tanto, ocurre una disminución temporal inmediata de la producción de energía en el sistema. Según la Agencia Internacional de Energías Renovables, una diferencia de $\pm 5\%$ a $\pm 10\%$ del valor de simulación puede deberse a la variación de año a año en la irradiación solar para alguna generación de energía [1].

Para mitigar este riesgo se contemplan las siguientes estrategias:

- Estrategias de Mitigación
- Bases de datos meteorológicas a largo plazo o TMY.
- Evaluación de probabilidad de producción de energía (P50, P75, P90).
- Inclusión de márgenes de seguridad en los modelos de producción.

1.1.2 Pérdidas térmicas del generador fotovoltaico

Cuando se trata de pérdidas térmicas, son particularmente relevantes en el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos, especialmente en regiones con altas temperaturas ambientales. La temperatura de la célula solar induce una caída en la eficiencia del módulo fotovoltaico. Para los módulos de silicio cristalino, el coeficiente de temperatura de la potencia máxima generalmente se encuentra entre $-0.35 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ y $-0.45 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ para describir ese comportamiento.

La temperatura de operación del módulo puede superar los 60°C en condiciones climáticas tropicales o cálidas, lo que disminuye en gran medida el potencial de producción de energía del sistema. Las pérdidas térmicas pueden representar entre el 8% y el 15% de la energía potencial del sistema en diferentes climas y diseños de campos fotovoltaicos. [2].

Para mitigar este riesgo se contemplan las siguientes estrategias:

- Selección de módulos con coeficientes térmicos más bajos.
- Maximización de la ventilación natural de los módulos.
- Diseñar adecuadamente las estructuras de soporte.

1.1.3 Degradación de módulos fotovoltaicos

Con el tiempo, los módulos fotovoltaicos se degradan. Esto puede obstaculizar gravemente la capacidad del sistema energético para funcionar de manera económica y eficiente a lo largo de su vida útil práctica. La degradación de los módulos fotovoltaicos es el resultado de una multitud de procesos físicos y químicos, como la degradación inducida por la luz (LID), la degradación inducida por potencial (PID), el estrés mecánico y térmico. La literatura técnica también informa que los módulos fotovoltaicos actuales tienen una tasa de degradación anual del orden de 0.3% a 0.7% por año [3]

Esta degradación del sistema durante la vida normal de 25 a 30 años, la degradación acumulada puede causar una reducción de la producción de energía del sistema con el tiempo, que puede ser mucho mayor.

Para mitigar este riesgo se contemplan las siguientes estrategias:

- Elección de módulos con certificación internacional (IEC 61215, IEC 61730).
- Garantías de rendimiento a largo plazo proporcionadas por el fabricante.

- Rendimiento del sistema monitoreado de manera continua.

En este caso fue una de las razones por los módulos escogidos que además de cumplir con todas las certificaciones incluyen garantía por degradación y pérdidas y el seguimiento del rendimiento por medio del SCADA.

1.1.4 Fallos en inversores

El inversor es uno de los componentes más cruciales del sistema fotovoltaico; convierte la corriente continua generada por los módulos en corriente alterna, que es viable para la transmisión a la red eléctrica. Los inversores electrónicos de potencia suelen tener tasas de fallo significativamente más altas, particularmente en los primeros años en comparación con los módulos fotovoltaicos.

Los inversores están entre los principales factores de fallo de los sistemas fotovoltaicos a utility-scale, según estudios del Instituto Fraunhofer de Sistemas de Energía Solar [3].

Para mitigar este riesgo se contemplan las siguientes estrategias:

- Selección de inversores con alta eficiencia y fiabilidad.
- Implementación de mantenimiento preventivo.
- Monitoreo remoto para el rendimiento del sistema.

En este caso el inversor cuenta con todas las estrategias anteriormente mencionadas para mitigar este riesgo técnico.

1.1.5 Pérdidas por suciedad (soiling)

Debido a que el polvo, la arena y otras partículas se acumulan en la superficie de los módulos fotovoltaicos, la irradiación solar que llega a las células solares puede disminuir. La suciedad puede causar pérdidas de energía significativas, particularmente en áreas áridas con polvo en el aire o en ambientes secos.

Las pérdidas relacionadas con la suciedad pueden variar del 2% al 7% de la producción anual de energía y dependen de las condiciones ambientales y de la frecuencia de limpieza de los módulos. [4].

Para mitigar este riesgo se contemplan las siguientes estrategias:

- Programas periódicos de limpieza de módulos.
- Monitoreo del rendimiento del sistema para detectar pérdidas anormales.
- Selección de módulos con recubrimientos antirreflectantes.

1.1.6 Fallos en cableado y conexiones eléctricas

Los sistemas fotovoltaicos se caracterizan por su necesidad de redes de cableado extensas que cubren tanto corriente continua como corriente alterna. Las deficiencias en las conexiones eléctricas, el desgaste del aislamiento o los errores de instalación pueden resultar en pérdidas eléctricas o incluso interrumpir el funcionamiento del sistema. Además, las conexiones defectuosas pueden causar puntos calientes que comprometen la seguridad del sistema.

Para mitigar este riesgo se contemplan las siguientes estrategias:

- Uso de materiales certificados y de alta calidad.
- Inspecciones periódicas del sistema eléctrico.
- Monitoreo del sistema a través de sensores y sistemas SCADA.

1.1.7 Evaluación global de los riesgos técnicos

Basado en ese análisis, los riesgos técnicos del proyecto siguen siendo manejables y son típicos para proyectos fotovoltaicos a escala de servicios públicos. La tecnología fotovoltaica se considera una de las tecnologías de generación de electricidad más maduras y confiables dentro del sector de energías renovables.

En este caso se eligieron adecuadamente los componentes, se utilizaron herramientas de simulación avanzadas como PVsyst y se emplean tácticas de mantenimiento preventivo, los riesgos de estas ocurrencias se reducen considerablemente. Por lo tanto, desde un punto de vista técnico, el proyecto conlleva un nivel moderado de riesgo que es adecuado para su desarrollo y uso práctico.

1.2 Riesgos regulatorios

El desarrollo de proyectos de energía renovable para la generación de electricidad está fuertemente influenciado por la regulación y la política energética del país en el que se están creando. Las normas para la planificación energética, la conexión a la red, los mecanismos de remuneración energética y los requisitos ambientales se encuentran entre los factores regulatorios que pueden determinar en gran medida la viabilidad técnica y económica de una planta fotovoltaica.

La estabilidad regulatoria, según lo declarado por la Agencia Internacional de Energías Renovables, es uno de los factores críticos para salvaguardar el desarrollo sostenible de los proyectos de energía renovable, ya que los cambios en las regulaciones pueden impactar directamente en el modelo de ingresos y en el riesgo percibido por los inversores [1].

1.2.1 Cambios en las políticas energéticas

El cambio de la política energética o la provisión de incentivos a las energías renovables son uno de los riesgos regulatorios clave para los proyectos de energía renovable. La variabilidad en los precios regulados, los sistemas basados en subastas, las exenciones fiscales, los incentivos y otros mecanismos de apoyo pueden afectar la rentabilidad esperada del proyecto.

Ha habido varios mecanismos a través de los cuales los sistemas fotovoltaicos (PV) en la mayoría de los mercados eléctricos estabilizan sus ingresos mediante subastas de energía renovable, tarifas reguladas o PPA. La modificación o eliminación de esos instrumentos podría llevar a la incertidumbre financiera entre los desarrolladores.

La previsibilidad de las políticas públicas es vital para la inversión en energías renovables porque reduce el riesgo regulatorio y facilita la financiación de proyectos. [4].

Para mitigar este riesgo se contemplan las siguientes estrategias:

- Establecimiento de acuerdos de compra de energía (PPA) a largo plazo.
- Evaluación previa del marco regulatorio del país.
- Diversificación de los mercados de comercialización de energía.

1.2.2 Riesgos asociados a la conexión a la red eléctrica

La conexión de una planta fotovoltaica a la red eléctrica está regulada por numerosos requisitos técnicos y normativos impuestos por el operador del sistema eléctrico. Estas regulaciones incluyen límites de capacidad de evacuación, condiciones de calidad de la energía y códigos de red aplicables. Además, la infraestructura de transmisión actual podría no tener siempre la capacidad suficiente para evacuar toda la energía generada por nuevas instalaciones renovables.

Esto puede traducirse en restricciones operativas para la planta o la necesidad de inversiones adicionales en infraestructura de red. Inherente al proceso de integración de energías renovables en los sistemas eléctricos es la necesidad de planificar la infraestructura de transmisión para evitar cualquier limitación en la evacuación de energía. [1].

Para mitigar este riesgo se contemplan las siguientes estrategias:

- Realizar estudios de conexión a la red durante la fase de diseño del proyecto.
- Coordinación con el operador del sistema eléctrico.
- Evaluación de la capacidad de evacuación disponible en el punto de conexión.

1.2.3 Requisitos ambientales y permisos administrativos

Existen diversas obligaciones ambientales y de procedimiento antes de que los proyectos fotovoltaicos puedan ser desarrollados y operados. Tales requisitos pueden consistir en evaluaciones de impacto ambiental, permisos de uso de suelo, licencias de construcción y autorizaciones de conexión a la red.

Las dificultades para obtener estos permisos o los cambios en las regulaciones ambientales podrían retrasar el cronograma del proyecto y causar un aumento en los costos asociados con la implementación. Los procesos administrativos y regulatorios son algunos de los factores con mayor impacto en los cronogramas de desarrollo de proyectos renovables, particularmente en instalaciones a utility-scale. [4].

Para mitigar este riesgo se contemplan las siguientes estrategias:

- Planificación anticipada de los procesos de licenciamiento ambiental.
- Evaluación temprana de los impactos ambientales del proyecto.
- Coordinación con las autoridades locales y organismos reguladores.

1.2.4 Evaluación global del riesgo regulatorio

Los riesgos regulatorios se consideran aquellos tipos de riesgos que están en gran medida fuera del control del desarrollador del proyecto, pero que pueden tener un impacto significativo en la viabilidad económica de la planta fotovoltaica. Un entorno gubernamental estable, procedimientos simplificados y una planificación cuidadosa para la integración en la red eléctrica contribuyen positivamente a la reducción de este riesgo.

Estrategias como contratos de venta de energía a largo plazo, investigaciones exhaustivas de la conexión con una red y evaluación del marco regulatorio pueden ayudar a mitigar ese riesgo y mejorar la viabilidad general del proyecto. El proyecto también tiene un riesgo regulatorio moderado, característico de los proyectos de energía renovable de esta magnitud, que puede ser gestionado con una planificación técnica, financiera y administrativa adecuada.

1.3 Riesgos Financieros

Los riesgos financieros son un pilar en la evaluación de la implementación de esquemas fotovoltaicos y un factor que impacta no solo en la rentabilidad de la inversión, sino también en la capacidad del proyecto para financiar los esfuerzos de implementación. Los principales riesgos provienen de la estructura de costos cambiante para la inversión, la seguridad de los ingresos derivados de la venta de energía eléctrica y los términos de financiamiento del proyecto.

Estas inversiones tienen un alto costo de capital inicial (CAPEX) y un bajo costo operativo (OPEX), lo que implica que la rentabilidad de estos proyectos depende

en gran medida de la estabilidad de las fuentes de ingresos a largo plazo [1]. Por lo tanto, la adecuada identificación y control de los riesgos financieros es esencial para proporcionar una vida económica sostenible al proyecto.

1.3.1 Variación en los costos de inversión

El cambio en los costos de inversión del proyecto es el riesgo financiero más importante. Los componentes principales de una planta fotovoltaica de este tipo, como los módulos solares, inversores, estructuras de soporte y sistemas eléctricos son susceptibles a cambios en los mercados internacionales.

Cualquier cambio en los precios de las materias primas, interrupciones en la cadena de suministro o variaciones en los costos logísticos aumentará el costo total del proyecto. A pesar de la caída en el precio de la tecnología fotovoltaica en las últimas décadas, los precios pueden ser volátiles debido a las condiciones económicas globales. [4].

Para mitigar este riesgo se contemplan las siguientes estrategias:

- Contratos de suministro a largo plazo con fabricantes.
- Diversificación de proveedores de equipos.
- Inclusión de contingencias en el presupuesto del proyecto

1.3.2 Volatilidad del precio de la electricidad

En el caso del proyecto, el precio de la generación eléctrica tendrá un gran impacto en la rentabilidad dependiendo en gran medida de su precio de venta. A medida que el mercado de la electricidad se liberaliza, la oferta y la demanda de bienes del sistema eléctrico, como la demanda en el lado de la oferta / lados de la oferta en general, pueden impulsar el precio de la energía, los cambios en los precios de los combustibles fósiles se han asociado con los precios de los combustibles fósiles o la regulación dentro de los mercados energéticos.

La Agencia Internacional de Energías Renovables identifica la fluctuación en los precios de mercado de la electricidad como un riesgo importante para los proyectos de energía renovable que no tienen mecanismos de anclaje de beneficios [1].

Para mitigar este riesgo se contemplan las siguientes estrategias:

- Establecer acuerdos de compra de energía a largo plazo (PPA).
- Participación en un mercado de electricidad con fijación de precios estable.
- Diversificación de los compradores de energía.

1.3.3 Riesgos asociados a la financiación del proyecto

Las grandes instalaciones fotovoltaicas suelen necesitar inversiones iniciales sustanciales y comúnmente se financian mediante estructuras de financiamiento de proyectos que integran capital y financiamiento externo. Las variaciones en los términos de financiamiento (al alza o a la baja), los cambios en las tasas de interés o las restricciones de crédito podrían tener un impacto en la rentabilidad del esquema. El costo del capital es descrito por la AIE como el determinante clave del costo nivelado de la electricidad (LCOE) para un proyecto renovable [4].

Para mitigar este riesgo se contemplan las siguientes estrategias:

- Estructuración financiera sólida que incorpore entidades financieras sólidas.
- Intereses a tasas estables y contratos de financiamiento a largo plazo.
- Fuentes de financiamiento diversas y diversificación.

1.3.4 Riesgo de rendimiento energético

Otro riesgo financiero es la diferencia entre la generación de energía prevista y la producción real de energía del sistema que son posibles. Si la planta genera menos energía de la esperada, los ingresos por la venta de electricidad pueden reducirse. Tal riesgo puede atribuirse a la naturaleza variable asociada del recurso solar, el rendimiento del sistema, las pérdidas operativas, el rendimiento del equipo, etc. Las técnicas avanzadas de simulación, como las empleadas, por ejemplo, PVsyst, facilitan la disminución de la incertidumbre a través de modelos realistas de generación de energía.

Para mitigar este riesgo se contemplan las siguientes estrategias:

- Estudios de producción de energía mediante análisis probabilístico (P50, P75 y P90).
- Elegir equipos que ofrezcan garantías de rendimiento.
- Sistemas de monitoreo con un enfoque de sistema avanzado.

1.3.5 Evaluación global de los riesgos financieros

Generalmente, los riesgos financieros en el proyecto son inherentes a los proyectos de generación renovable que pueden ser gestionados adecuadamente a través de una planificación financiera y contractual adecuada. La estabilidad de los ingresos derivados de contratos de venta de energía a largo plazo, la diversificación de las fuentes de financiación y la aplicación de modelos avanzados de estimación de energía reducen significativamente estos riesgos y, por lo tanto, son necesarios para la gestión financiera.

Como resultado, teniendo en cuenta las estrategias de mitigación propuestas, parece ser un perfil de riesgo financiero moderado para el proyecto, que es adecuado para el desarrollo de plantas fotovoltaicas a utility-scale.

1.4 Riesgos sociales

Los riesgos sociales son un factor importante en el desarrollo de proyectos energéticos a utility-scale, especialmente en entornos territoriales caracterizados por contextos sociales, económicos y ambientales complejos. Para los proyectos de energía renovable, la aceptación social del proyecto, la participación de las comunidades locales y el impacto en las actividades económicas del territorio pueden afectar profundamente la viabilidad y sostenibilidad continuas del proyecto.

Según la información proporcionada por la Agencia Internacional de Energías Renovables, los proyectos de energía renovable deben integrar estrategias de participación territorial y una transición energética justa, con el objetivo de involucrar a la población local en los beneficios del desarrollo energético y minimizar los conflictos relacionados con el desarrollo social que resultan de la operación de infraestructuras energéticas. [1].

En el contexto colombiano, la política pública del sector de transición energética reconoce la importancia de incorporar el desarrollo territorial y la participación comunitaria como determinantes clave para la sostenibilidad de los proyectos. El análisis a continuación se centra en los principales riesgos sociales relacionados con el proyecto fotovoltaico situado en el departamento del Atlántico. [5].

1.4.1 Conflictos con comunidades locales

Un riesgo social significativo de los proyectos energéticos es el potencial de oposición o conflictos por parte de las comunidades locales debido al uso de la tierra, los impactos ambientales percibidos o la distribución desigual de los beneficios del proyecto. Varios estudios empíricos sobre el sector minero-energético de Colombia muestran que pueden surgir luchas territoriales cuando las comunidades perciben que los beneficios o la participación de la población local no se proporcionan suficientemente o no se benefician directamente del desarrollo del proyecto. [6]

Cuando tales tensiones son un factor suficientemente alto en el Caribe colombiano, la existencia de actividades económicas tradicionales, por ejemplo, agricultura, ganadería puede incluso llevar a cambios en el uso de la tierra que han demostrado aumentar estas tensiones.

Para mitigar este riesgo se contemplan las siguientes estrategias:

- Iniciativas de participación comunitaria desde las etapas iniciales del proyecto.

- Programas de iniciativas de responsabilidad social corporativa.
- Protocolos de consulta comunitaria con organizaciones comunitarias y organismos locales.

1.4.2 Impacto sobre actividades económicas locales

La instalación de una planta fotovoltaica en particular implica la ocupación de grandes cantidades de tierra que, quizás, plantea cuestiones sobre si hay suficiente tierra para llevar a cabo tareas productivas locales. En el departamento del Atlántico, donde se instala este proyecto, toda la región comprende agricultura, desarrollo urbano y la construcción de sistemas energéticos. Aunque algunos proyectos solares recientes indican que existe la posibilidad de equilibrar la generación y la conservación, las relaciones con las actividades económicas del sitio deben evaluarse.

Para mitigar este riesgo se contemplan las siguientes estrategias:

- La selección de un sitio con muy baja productividad agrícola.
- Integración de estrategias de uso dual de la tierra (agrovoltaica o conservación de la biodiversidad).
- Acuerdos con propietarios de tierras y comunidades locales.

1.4.3 Generación de expectativas socioeconómicas

Los grandes proyectos energéticos tienden a crear un ambiente positivo para el empleo, el desarrollo económico, la inversión local. Cuando no se abordan correctamente, estas expectativas pueden llevar a fricciones sociales o percepciones negativas del proyecto.

Para Colombia, por ejemplo, estudios centrados en el desarrollo de proyectos energéticos muestran que la comunicación abierta con las comunidades y proporcionar empleo local en las fases de construcción y operación son dos características que podrían mitigar esta forma de riesgo social. [7].

Para mitigar este riesgo se contemplan las siguientes estrategias:

- Programas de empleo local para trabajadores durante el período de construcción.
- Capacitación técnica para trabajadores locales.
- Discusión abierta sobre los beneficios y desventajas del proyecto.

1.4.4 Pobreza energética y desigualdad territorial

En el caso del Caribe colombiano, los problemas de acceso y calidad de la electricidad son significativos. La pobreza energética en la Colombia rural es

también relativamente más alta que en las áreas urbanas, se ha señalado en varios trabajos, en línea con las disparidades en el acceso a la energía y las condiciones socioeconómicas en el territorio.

Por lo tanto, la energía renovable puede agregar beneficios sociales muy necesarios siempre que un recurso de energía renovable se integre y no solo sea una estrategia de desarrollo regional, sino también un vehículo para el desarrollo de infraestructura energética local, acceso a la energía y desarrollo general. [8].

Para mitigar este riesgo se contemplan las siguientes estrategias:

- Vinculación del proyecto a programas regionales de desarrollo energético.
- Fortalecimiento de iniciativas comunitarias de energía renovable.
- Colaboración con el gobierno local y programas de electrificación rural.

1.4.5 Evaluación global de los riesgos sociales

El análisis dice que los riesgos sociales de este proyecto se derivan principalmente de la interacción con las comunidades locales, el uso de la tierra y las expectativas de la sociedad que surgen del desarrollo de plantas fotovoltaicas. Sin embargo, la experiencia internacional demuestra que los proyectos de energía renovable pueden ofrecer contribuciones considerables al empleo, el desarrollo regional y la sostenibilidad ambiental si se implementan en el espíritu de participación territorial y la transición hacia un futuro más amigable con el medio ambiente.

Para el departamento del Atlántico, donde ya se ha construido una gran infraestructura solar, las experiencias nos dicen que es práctico integrar este tipo de infraestructura energética en el desarrollo territorial regional también.

En general, basándose en las estrategias de participación comunitaria, comunicación transparente y la creación de beneficios locales, los riesgos sociales relacionados con el proyecto pueden considerarse moderados y manejables, en línea con la implementación de plantas fotovoltaicas a escala de servicios públicos en el entorno colombiano [5].

1.5 Matriz de riesgos

Tabla 1. Matriz de riesgos de PV Atlántico -Juan Mina.

Categoría	Riesgo identificado	Descripción	Probabilidad	Impacto	Nivel de riesgo	Estrategia de mitigación
-----------	------------------------	-------------	--------------	---------	--------------------	-----------------------------

Técnico	Variabilidad del recurso solar	Variaciones interanuales de irradiación que pueden afectar la producción energética estimada	Media	Medio	Medio	Uso de bases de datos meteorológicas de largo plazo y análisis de escenarios energéticos (P50, P75, P90)
Técnico	Pérdidas por temperatura	Elevadas temperaturas ambientales que reducen la eficiencia de los módulos fotovoltaicos	Alta	Medio	Medio	Selección de módulos con coeficientes térmicos bajos y optimización del diseño del campo fotovoltaico
Técnico	Fallos en inversores	Paradas operativas debido a fallos en los inversores del sistema	Baja	Alto	Medio	Selección de equipos de alta fiabilidad, mantenimiento preventivo y monitorización continua
Técnico	Degradación de módulos	Reducción progresiva del rendimiento de los módulos a lo largo de su vida útil	Alta	Bajo	Medio	Selección de fabricantes con garantías de rendimiento a largo plazo y certificaciones internacionales
Técnico	Pérdidas por suciedad (soiling)	Acumulación de polvo o partículas sobre los módulos que reduce la captación de irradiación solar	Media	Medio	Medio	Implementación de programas periódicos de limpieza y mantenimiento del campo fotovoltaico
Técnico	Fallos en cableado o conexiones	Pérdidas eléctricas o interrupciones por deterioro de conductores o conexiones	Baja	Medio	Bajo	Inspecciones periódicas, uso de materiales certificados y diseño eléctrico optimizado
Regulatorio	Cambios en políticas energéticas	Modificaciones en el marco regulatorio que afecten incentivos o condiciones de mercado	Media	Alto	Alto	Análisis regulatorio previo y establecimiento de contratos de venta de energía a largo plazo (PPA)
Regulatorio	Restricciones de conexión a red	Limitaciones de capacidad de evacuación o restricciones operativas del operador del sistema	Baja	Alto	Medio	Estudios de conexión a red y coordinación con el operador del sistema eléctrico
Financiero	Variación en costos de inversión	Cambios en precios de módulos, inversores o equipos del sistema	Media	Medio	Medio	Contratos de suministro a largo plazo y diversificación de proveedores

Financiero	Volatilidad del precio de electricidad	Fluctuaciones en el precio del mercado eléctrico que afectan los ingresos del proyecto	Media	Alto	Alto	Contratos PPA y análisis financiero con escenarios de precios
Financiero	Riesgos de financiación	Variaciones en tasas de interés o condiciones de financiación del proyecto	Baja	Medio	Bajo	Estructuración financiera robusta y acuerdos con entidades financieras
Social	Conflictos con comunidades locales	Posible oposición social al proyecto por uso del suelo o impactos percibidos	Media	Alto	Alto	Procesos de participación comunitaria y programas de responsabilidad social
Social	Impacto en actividades económicas locales	Posible afectación a actividades agrícolas o ganaderas en el área del proyecto	Baja	Medio	Bajo	Planificación territorial y acuerdos con propietarios del terreno
Social	Generación de expectativas económicas	Expectativas laborales o económicas no cumplidas en la comunidad	Media	Medio	Medio	Programas de empleo local y comunicación transparente
Social	Percepción ambiental negativa	Preocupación social por posibles impactos ambientales del proyecto	Baja	Medio	Bajo	Estudios de impacto ambiental y estrategias de comunicación

Bibliografía

- [1] IRENA - International Renewable Energy Agency, «Future of Solar Photovoltaic: Deployment, Investment, Technology, Grid,» 2019. [En línea]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Nov/IRENA_Future_of_Solar_PV_2019.pdf.
- [2] National Renewable Energy Laboratory , «Concentrating Solar Power Best Practices Study,» 2020. [En línea]. Available: <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgiclfindmkaj/https://docs.nrel.gov/docs/fy20osti/75763.pdf>.
- [3] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, «Photovoltaics Report,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html>.
- [4] International Energy Agency, «PVPS Trends in Photovoltaic Applications,» 2022. [En línea]. Available: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgiclfindmkaj/https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/02/PVPS_Trend_Report_2022.pdf.
- [5] Ministerio de Energia de Colombia, «Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa de Colombia,» 2025. [En línea]. Available: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgiclfindmkaj/https://minenergia.gov.co/documentos/13272/Hoja_de_ruta_transicion_energetica_justa_TEJ_2025.pdf.
- [6] Defensoria del pueblo Colombia, «Informe Conflictividad social en el sector minero-energético en Colombia,» Bogota D.C., 2024.
- [7] C. González Posso, La explosion solar en Colombia, Utopías antes del colapso ecológico, Bogota D.C: Taller de Edición Rocca, 2024.
- [8] M. Zambrano, «Nuevo Clarín, una evidencia de la pobreza energética del Caribe colombiano,» 2024. [En línea]. Available: <https://climatetrackerlatam.org/historias/nuevo-clarin-una-evidencia-de-la-pobreza-energetica-del-caribe-colombiano/>.

ANEXO 3

IMPACTO AMBIENTAL

Índice

Impacto ambiental	4
1.1 Impactos durante la fase de prefactibilidad	4
1.2 Impactos durante la fase de construcción	4
1.2.1 Impacto en el suelo	5
1.2.2 Impacto sobre la calidad de las aguas	6
1.2.3 Impacto sobre la atmósfera	7
1.2.4 Impacto en la fauna	7
1.2.5 Impactos en la vegetación	8
1.2.6 Influencia en el paisaje	8
1.2.7 Efecto socioeconómico	8
1.2.8 Matriz de impactos ambientales en fase de construccion	8
1.3 Impactos en la fase de operación	10
1.3.1 Impacto sobre la atmósfera	10
1.3.2 Impacto sobre la calidad de las aguas	11
1.3.3 Impacto sobre la vegetación	11
1.3.4 Impacto socioeconómico	12
1.3.5 Matriz de impactos ambientales en fase de operacion	12
1.4 Impactos post-operativos	14
1.4.1 Generación de residuos sólidos	14
1.4.2 Impacto en la atmósfera	15
1.4.3 Impacto en el suelo	16
1.4.4 Matriz de impactos ambientales en fase de post-operación	16
Bibliografía	19

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1. Croquis en corte de instalación estándar de módulos.....	5
Ilustración 2. Unidades de suelo en el área del proyecto	6
Ilustración 3. Plano de cuerpos de aguas.	7
Ilustración 4. Sistema agrivoltaicos, Fuente: Enel Green Power.....	11

Índice de Tablas

Tabla 1. Matriz de impactos ambientales durante la fase de construcción	10
Tabla 2. Matriz de impactos ambientales durante la fase de operación.....	13
Tabla 3. Matriz de impactos ambientales durante la fase de operación.....	16

Impacto ambiental

La evaluación del impacto ambiental del proyecto se realiza para estas etapas del ciclo de vida: prefactibilidad, construcción, operación, cierre o desmantelamiento, y posibles impactos en los aspectos físicos, bióticos y socioeconómicos del área.

1.1 Impactos durante la fase de prefactibilidad

La fase de prefactibilidad consiste en tareas preliminares para evaluar la viabilidad técnica, económica y ambiental del proyecto. Durante esta fase, se incluyen estudios de recursos solares, levantamientos topográficos, evaluaciones geotécnicas, trabajos de conexión a la red y análisis ambiental preliminar de la región en cuestión.

Hay impactos ambientales insignificantes en esta parte del proceso de desarrollo, ya que las actividades que se realizan están en gran medida confinadas a inspecciones de campo, recolección de datos y análisis del territorio. Generalmente no se realizan intervenciones físicas en el entorno natural. Es importante ahora tener en cuenta que es durante este tiempo que el personal técnico se está moviendo y se ha establecido algún equipo de medición temporal a corto plazo (por ejemplo, estaciones meteorológicas o equipos de monitoreo solar).

Puede haber un impacto humano menor por estas actividades y la intermitencia de la generación de residuos que puede ocurrir con respecto al sitio de estudio. Sin embargo, estos impactos son temporales, localizados y totalmente reversibles, lo que significa que no cambian drásticamente los ecosistemas ni la estructura socioeconómica del territorio.

1.2 Impactos durante la fase de construcción

La fase de construcción es la etapa en la que se concentran la mayoría de los impactos ambientales del proyecto debido al desarrollo de la planta fotovoltaica. Aquí se llevan a cabo las actividades necesarias para la instalación de módulos solares, la construcción de infraestructuras eléctricas y la preparación física. Sin embargo, en contraste, los proyectos fotovoltaicos no son tan dañinos como otras infraestructuras energéticas como las plantas térmicas e hidroeléctricas porque, a diferencia de ellas, estas últimas implican actividades de construcción e industriales de mayor escala, mientras que los proyectos fotovoltaicos tienen una intervención de construcción menos agresiva.

Las principales tareas en esta fase incluyen:

- Preparación y nivelación del terreno.

- Construcción de caminos de acceso y caminos internos.
- Estructuras de soporte metálicas.
- Ensamblaje de módulos fotovoltaicos.
- Instalación de inversores y transformadores
- Construcción de la subestación eléctrica.
- Instalación de los cables directamente y con corriente alterna.
- Construcción de la línea de interconexión con la red eléctrica.

La construcción de estas utilidades incluye la instalación de equipos pesados, transferencias de materiales, personal técnico pesado y otras tareas que afectan los componentes ambientales del sitio, como el transporte, el equipo y el personal técnico pesado, creando así un contacto temporal con los diversos componentes ambientales del área.

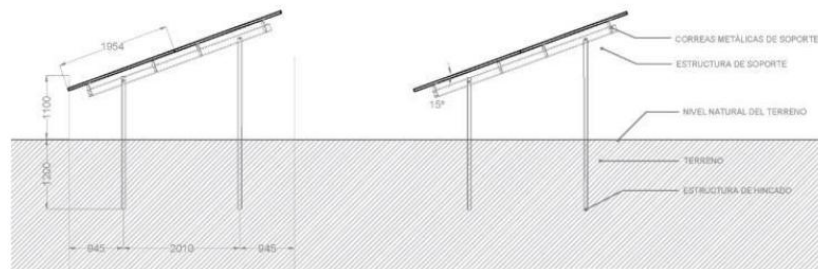


Ilustración 1. Croquis en corte de instalación estándar de módulos.

1.2.1 Impacto en el suelo

Durante la etapa de construcción, el impacto en la estructura del suelo se debe principalmente a los procesos de movimiento de tierras, compactación del suelo y construcción de infraestructuras. Especialmente la instalación de estructuras de soporte para módulos fotovoltaicos podría modificar la estructura superficial del suelo, lo que podría producir cambios en el área, en forma de cambios temporales en las propiedades físicas (por ejemplo, permeabilidad y capacidad de infiltración).

Sin embargo, en los sistemas fotovoltaicos, los cimientos suelen ser superficiales o de hecho una estructura impulsada y, por lo tanto, se requiere mucho menos excavación profunda. Y esto significa que la contribución al suelo es generalmente baja en comparación con la de otras formas de infraestructuras energéticas. Además, el sitio del proyecto está fuertemente asociado con sistemas de ganadería y silvopastoriles, y no afectaría ecosistemas frágiles.

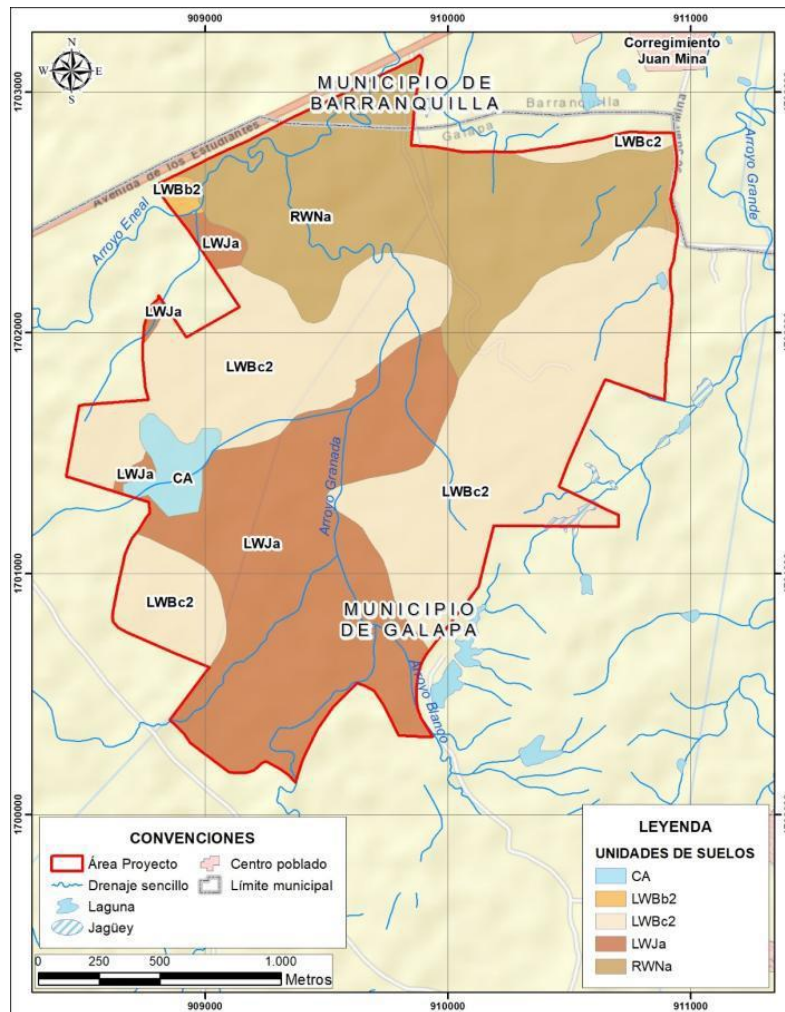


Ilustración 2. Unidades de suelo en el área del proyecto

1.2.2 Impacto sobre la calidad de las aguas

En la fase de construcción, el fenómeno de escorrentía superficial como resultado de actividades de movimiento de tierras puede crear impactos temporales en la calidad del agua. La reducción de la cobertura vegetal podría hacer que los sedimentos sean transportados más fácilmente al drenaje natural durante la lluvia.

También puede ser que exista la posibilidad de contaminación por derrames accidentales de combustibles o lubricantes que la maquinaria de construcción utiliza para lubricar su maquinaria como resultado de derrames que ocurren en el sitio. Sin embargo, este peligro puede minimizarse estableciendo medidas de gestión ambiental, como mecanismos de control de escorrentía, almacenamiento adecuado de sustancias peligrosas y mantenimiento preventivo de maquinaria, cuando se utiliza para trabajos de construcción.

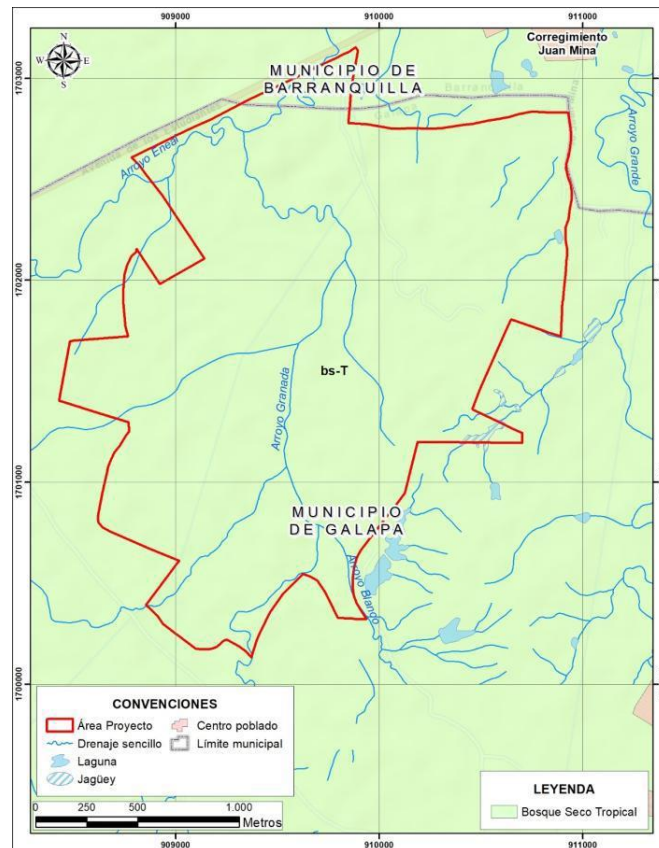


Ilustración 3. Plano de cuerpos de aguas.

1.2.3 Impacto sobre la atmósfera

En la fase de construcción, el principal impacto de esta contaminación está relacionado con la producción de material particulado (polvo) y los gases de combustión de los instrumentos y vehículos utilizados durante la construcción. La mayoría de las veces, tales efectos son localizados y de corto plazo, lo único que se ve afectado es el período de construcción. Además, debido al hecho de que las plantas fotovoltaicas no necesitan procesos industriales agresivos, sus magnitudes son típicamente medias.

1.2.4 Impacto en la fauna

Las actividades de construcción pueden crear disturbios temporales en la fauna local debido al aumento del ruido de los equipos que se mueven dentro del área y la presencia de personal en ella. Estos disturbios pueden causar que algunas especies migren temporalmente a áreas vecinas menos impactadas. Sin embargo, dado que el área del proyecto está principalmente mapeada en tierras con pasado agrícola, la biodiversidad en la que existe este proyecto está típicamente adaptada a una medida de interferencia humana. Por lo tanto, el efecto sobre la fauna se considera a corto plazo y de bajo alcance.

1.2.5 Impactos en la vegetación

Para instalar la planta fotovoltaica, es necesario eliminar parte de la cobertura vegetal existente que ya está en el lugar. Sin embargo, en el área del proyecto, la ganadería y la agroforestería son el uso principal, por lo tanto, la vegetación es principalmente de pastizales y vegetación secundaria. Como resultado, la intervención en los ecosistemas naturales se consideró limitada. Además, con la planta instalada, se puede mantener la cobertura de vegetación herbácea entre las filas de módulos, reduciendo los procesos de erosión y, por lo tanto, manteniendo cierta funcionalidad ecológica del suelo.

1.2.6 Influencia en el paisaje

La instalación de dispositivos fotovoltaicos resulta en una alteración visual al introducir elementos artificiales en la tierra. Pero las dimensiones de los módulos solares son muy bajas, generalmente < 3 metros, en comparación con los sistemas de potencia transducida como las torres de transmisión o los aerogeneradores, disminuyendo así el interés visual en estas instalaciones. Por lo tanto, los impactos paisajísticos del proyecto se consideran moderados y son compatibles con el entorno rural que ocupa.

1.2.7 Efecto socioeconómico

Durante el ciclo de vida de la construcción podría crear una alta contribución social especialmente en el ámbito de proporcionar empleo temporal. La planta necesita mano de obra local, para instalación, logística, transporte y servicios auxiliares. Esto puede crear dinamismo económico localmente, en comunidades justo afuera pero más cercanas. Además, el empleo de proveedores y servicios locales puede apoyar la resiliencia de la economía regional durante la implementación del proyecto.

1.2.8 Matriz de impactos ambientales en fase de construcción

Actividad del proyecto	Componente ambiental afectado	Tipo de impacto	Descripción del impacto	Magnitud	Duración	Medidas de mitigación
Movimiento de tierras y nivelación del terreno	Suelo	Negativo	Alteración temporal de la estructura del suelo, compactación y posible incremento de procesos erosivos debido a la	Media	Temporal	Implementación de control de erosión, manejo adecuado de drenajes y restauración de áreas intervenidas.

			remoción de cobertura vegetal.			
Movimiento de maquinaria pesada	Suelo	Negativo	Compactación del suelo por tránsito de maquinaria y equipos de construcción.	Baja–Media	Temporal	Delimitación de áreas de tránsito y reducción de maquinaria fuera de zonas de trabajo.
Excavaciones y cimentaciones	Agua superficial	Negativo	Posible arrastre de sedimentos hacia drenajes naturales durante eventos de precipitación.	Baja	Temporal	Implementación de barreras de sedimentos y manejo adecuado de escorrentías.
Uso de maquinaria y equipos de construcción	Atmósfera	Negativo	Emisión de gases contaminantes y material particulado asociado al uso de combustibles fósiles.	Baja	Temporal	Mantenimiento adecuado de maquinaria y control de emisiones.
Transporte de materiales y equipos	Atmósfera	Negativo	Generación de polvo por tránsito de vehículos en vías sin pavimentar.	Baja	Temporal	Humectación de vías y control de velocidad de vehículos.
Actividades de obra civil	Fauna	Negativo	Perturbación temporal de especies debido a ruido y presencia de maquinaria.	Baja	Temporal	Limitación de horarios de trabajo y control de ruido en áreas sensibles.
Remoción de cobertura vegetal	Vegetación	Negativo	Eliminación de vegetación herbácea y modificación del hábitat local.	Media	Temporal	Restauración de cobertura vegetal y manejo adecuado de áreas intervenidas.
Instalación de estructuras fotovoltaicas	Paisaje	Negativo	Modificación de la percepción visual del paisaje por la presencia de infraestructura energética.	Baja	Permanente	Diseño paisajístico y mantenimiento de cobertura vegetal circundante.
Construcción de infraestructura eléctrica	Socioeconómico	Positivo	Generación de empleo temporal y dinamización de la economía local durante la construcción.	Media	Temporal	Priorización de contratación de mano de obra local.

Contratación de servicios y proveedores	Socioeconómico	Positivo	Incremento de la actividad económica en la región por demanda de bienes y servicios asociados al proyecto.	Media	Temporal	Integración de proveedores locales en la cadena de suministro del
--	----------------	----------	--	-------	----------	---

Tabla 1. Matriz de impactos ambientales durante la fase de construcción

La de impacto ambiental durante el período de construcción refleja los impactos negativos centrados principalmente en los elementos físicos del medio ambiente (suelo, atmósfera, vegetación). No obstante, tales efectos tienden a ser transitorios, localizados y reversibles, lo que asegura que se mitiguen mediante la implementación de las prácticas pertinentes de gestión ambiental.

Por el contrario, la dimensión socioeconómica se ve positivamente afectada, en términos de creación de empleo y dinamismo económico generado por la ejecución del proyecto en el territorio. Tal beneficio es un escenario común con los proyectos de infraestructura energética, específicamente durante la construcción.

En general, el balance ambiental del proyecto en esta etapa podría describirse como moderado y manejable, y los impactos negativos determinados son de una magnitud baja a media y pueden ser gestionados a través de las herramientas de gestión ambiental utilizadas durante la construcción de las obras.

1.3 Impactos en la fase de operación

La fase de operaciones es la más larga de todas las etapas de un proyecto, en la que se asume que dura 25-30 años. En este punto, el daño generado por las plantas fotovoltaicas es mucho menor en comparación con la etapa de construcción.

Principales actividades realizadas en la fase operativa:

- Generación de electricidad.
- Revisión del sistema fotovoltaico.
- Mantenimiento preventivo de equipos eléctricos.
- Limpieza regular de los módulos solares.
- Gestión y control de la producción de energía.

Estas actividades requieren una presencia limitada de personal y no implican procesos industriales complejos.

1.3.1 Impacto sobre la atmósfera

Las emisiones contaminantes del aire no provenientes de la operación de fotovoltaicos son los principales méritos ambientales del sistema solar porque no se utilizan fuentes de energía fósil ni se producen procesos de combustión. Es decir, producir electricidad a partir de un sistema basado en fotovoltaicos tiene un efecto directo en las emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con las tecnologías de generación térmica de carbón, gas natural y derivados del petróleo.

1.3.2 Impacto sobre la calidad de las aguas

La demanda de agua durante la operación es insignificante debido a la limpieza ocasional de los módulos solares. Los sistemas fotovoltaicos no producen descargas líquidas en general y no tienen que llevar a cabo procesos industriales que puedan dañar potencialmente la calidad del agua, lo que lo convierte en una de las opciones de generación de electricidad disponibles con la menor influencia adversa en el recurso hídrico.

1.3.3 Impacto sobre la vegetación

Los módulos pueden producir sombreado parcial, por lo que la planta fotovoltaica puede afectar la cobertura vegetal del terreno. Sin embargo, la vegetación herbácea puede adaptarse a las condiciones microclimáticas inducidas por los sistemas fotovoltaicos a través de diferentes estudios. En algunos casos, los módulos solares parciales proporcionan sombra, lo que también reduce la tasa de evaporación del suelo, lo cual es beneficioso para la retención de humedad y la eficiencia en la utilización del agua en las plantas.

Los estudios realizados en proyectos de sistemas agrivoltaicos sugieren que las áreas ubicadas bajo paneles fotovoltaicos retienen más humedad en el suelo y tienen una mayor productividad de biomasa, en comparación con aquellas expuestas a la radiación solar directa [1] [2]



Ilustración 4. Sistema agrivoltaicos, Fuente: Enel Green Power.

1.3.4 Impacto socioeconómico

El proyecto proporciona nuevas oportunidades de empleo sostenible para trabajos permanentes en el campo de operación y mantenimiento del sistema fotovoltaico después de la fase operativa. Al apoyar la infraestructura de generación de energía, el proyecto también proporciona energía renovable a la red eléctrica nacional y, por lo tanto, mejora la seguridad energética al diversificar la matriz energética de la nación.

1.3.5 Matriz de impactos ambientales en fase de operacion

Actividad del proyecto	Componente ambiental afectado	Tipo de impacto	Descripción del impacto	Magnitud	Duración	Medidas de gestión / mitigación
Generación de energía fotovoltaica	Atmósfera	Positivo	Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero al sustituir generación eléctrica basada en combustibles fósiles.	Alta	Permanente	Integración de energía renovable en la red eléctrica y monitoreo de producción energética.
Operación de inversores y equipos eléctricos	Atmósfera	Negativo (muy bajo)	Generación mínima de ruido asociado al funcionamiento de equipos eléctricos y ventilación de inversores.	Baja	Permanente	Ubicación estratégica de equipos y mantenimiento periódico para reducir emisiones sonoras.
Limpieza periódica de módulos fotovoltaicos	Agua	Negativo (bajo)	Consumo de agua para la limpieza de paneles y posible generación de escorrentía superficial si no se gestiona adecuadamente.	Baja	Temporal	Uso eficiente del agua y sistemas de limpieza de bajo consumo.
Presencia de estructuras fotovoltaicas	Vegetación	Negativo / Neutro	Modificación parcial de la cobertura vegetal debido a la sombra generada por los módulos.	Baja	Permanente	Manejo de vegetación y control de crecimiento mediante prácticas de mantenimiento sostenible.

Presencia de estructuras fotovoltaicas	Suelo	Positivo / Neutro	Reducción de procesos erosivos al mantener cobertura vegetal entre las filas de módulos y menor perturbación del suelo.	Baja	Permanente	Mantenimiento de cobertura vegetal natural para estabilización del suelo.
Operación y mantenimiento del sistema	Fauna	Negativo (bajo)	Posibles perturbaciones menores a fauna local debido a presencia ocasional de personal técnico.	Baja	Temporal	Restricción de actividades en horarios nocturnos y control del tránsito de vehículos.
Infraestructura del parque solar	Paisaje	Negativo	Alteración visual del paisaje rural debido a la presencia permanente de módulos fotovoltaicos y estructuras eléctricas.	Media	Permanente	Integración paisajística y mantenimiento de vegetación perimetral.
Operación del sistema eléctrico	Socioeconómico	Positivo	Generación de empleo permanente asociado a actividades de operación, mantenimiento y monitoreo de la planta.	Media	Permanente	Prioridad de contratación local y programas de formación técnica.
Generación de energía renovable	Socioeconómico / energético	Positivo	Contribución al suministro energético regional y diversificación de la matriz energética del país.	Alta	Permanente	Integración con el sistema eléctrico nacional y planificación energética sostenible.

Tabla 2. Matriz de impactos ambientales durante la fase de operación.

El análisis de la matriz de impacto ambiental durante la fase operativa del proyecto fotovoltaico indica que los impactos negativos son muy limitados en comparación con otras tecnologías de generación de electricidad. Esto se debe principalmente a que los sistemas fotovoltaicos no requieren combustibles fósiles ni procesos industriales complejos para la generación de electricidad.

La mayoría de los impactos negativos identificados corresponden a efectos de baja magnitud, como alteraciones menores del paisaje o consumo moderado de agua para la limpieza de los módulos. Estos impactos son generalmente

localizados y fácilmente manejables a través de medidas adecuadas de operación y mantenimiento.

Por otro lado, la fase operativa presenta impactos positivos significativos, particularmente en términos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, generación de energía renovable y contribución a la seguridad energética del sistema eléctrico. Estos beneficios ambientales y energéticos refuerzan el papel de la energía solar fotovoltaica como una tecnología clave para la transición hacia sistemas energéticos más sostenibles.

En general, el balance ambiental del proyecto durante la fase operativa puede considerarse altamente favorable, ya que los beneficios asociados con la generación de energía limpia superan con creces los impactos ambientales negativos identificados.

1.4 Impactos post-operativos

La fase que sigue a la fase operativa corresponde al desmantelamiento de instalaciones después de que la vida útil de un proyecto haya terminado.

El trabajo principal de esta fase incluye:

- Desensamble de módulos fotovoltaicos.
- Remoción de estructuras metálicas.
- Desmantelamiento de inversores y transformadores.
- Remoción de cableado eléctrico.
- Restauración del terreno.

1.4.1 Generación de residuos sólidos

El desmantelamiento de una planta fotovoltaica genera residuos de elementos como módulos fotovoltaicos, estructuras metálicas, cableado y equipos eléctricos. Sin embargo, el reciclaje es capaz de recuperar una gran proporción de los componentes incrustados en los módulos solares.

El vidrio, el aluminio, el silicio y otros metales, que también se conocen como materiales adecuados para el reciclaje en la industria, constituyen los materiales principales de los paneles fotovoltaicos. Según varios estudios, más del 85% de los materiales en un módulo fotovoltaico son materiales reciclables como el vidrio y el aluminio, para asegurar que puedan ser recuperados al final de la vida útil del sistema [3].

Hoy en día, se han desarrollado varios esquemas de reciclaje y tecnologías avanzadas que han permitido la recuperación de un gran volumen de dichos materiales. Estudios recientes sugieren que entre el 80% y el 95% de los materiales presentes como vidrio, aluminio y silicio en un panel fotovoltaico a partir de procesos de reciclaje pueden ser recuperados e reintegrados en nuevos procesos industriales [4].

De manera similar, los esfuerzos globales enfocados en el tratamiento de residuos fotovoltaicos han resultado en la aparición de iniciativas de economía circular en las que los módulos se reutilizan al final de su vida útil, lo cual está relacionado con la minimización de la necesidad de extraer recursos naturales para desarrollar materiales renovables y los potenciales costos ambientales de la fabricación de nuevos equipos.

1.4.2 Impacto en la atmósfera

Sus efectos atmosféricos suelen ser mucho más leves que los de otras fases del ciclo de vida del proyecto, ya que las operaciones realizadas se limitan en gran medida al desmantelamiento de estructuras, transporte de materiales y retirada de equipos eléctricos.

Las emisiones a la atmósfera en esta etapa se atribuyen predominantemente a la maquinaria pesada y a los vehículos de transporte que requieren el uso de combustibles fósiles para realizar dichos procesos, incluyendo el desmantelamiento de estructuras metálicas, la retirada de módulos fotovoltaicos y el transporte de materiales a instalaciones de reciclaje o disposición final de residuos.

Todos estos procesos también pueden liberar una variedad de gases contaminantes, como dióxido de carbono (CO_2), óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de carbono (CO) y material particulado. Incluso al trabajar con materiales, se pueden emitir polvo y partículas suspendidas, especialmente durante la retirada de estructuras metálicas y al manejar transportes de residuos sólidos. Pero este tipo de emisiones suelen ser locales y temporales, y pueden ser mitigadas con estrategias adecuadas de gestión ambiental.

El mantenimiento de la maquinaria y las rutas de transporte y el uso de prácticas de gestión que conduzcan a una emisión mínima de polvo durante las actividades de desmantelamiento son algunas de las principales estrategias para minimizar estos impactos.

En general, se espera que el impacto atmosférico de una fase de desmantelamiento sea relativamente menor y temporal porque, una vez que se retiran las instalaciones, las fuentes de emisión relacionadas con el proyecto cesan por completo. Además, la opción de reciclar una parte significativa de los materiales del sistema fotovoltaico contribuiría significativamente de manera indirecta a disminuir las emisiones del ciclo de vida del proyecto al reducir la extracción y producción de nuevas materias primas con respecto a sus emisiones globales. [5] [6].

1.4.3 Impacto en el suelo

Las consecuencias para el suelo están principalmente relacionadas con los procesos de remoción de estructuras metálicas, desmantelamiento de módulos y remoción de los elementos de anclaje o cimentación. No obstante, las instalaciones fotovoltaicas tienen una intervención relativamente limitada en el suelo, ya que muchas estructuras se instalan en sistemas de pilotes o cimentaciones superficiales, que no requieren excavaciones profundas, en comparación con otras infraestructuras energéticas permanentes.

Una vez que la vida útil del proyecto ha terminado y se retiran los elementos fotovoltaicos, se pueden tomar medidas de restauración o incluso de recuperación ecológica del terreno (por ejemplo, nivelación, recuperación de la estructura del suelo, restauración de la vegetación). Tales prácticas apoyan el área intervenida para que recupere gradualmente sus características iniciales y, por lo tanto, pueda ser utilizada nuevamente para uso agrícola, forestal o ambiental.

Varios trabajos sobre el ciclo de vida de las plantas fotovoltaicas respaldan la conclusión de que la operación modular y reversible con la instalación fotovoltaica permite que el suelo recupere su función básica, con una rehabilitación ambiental adecuada y gestión del terreno, una vez que la instalación fotovoltaica es desmantelada. Esto puede lograrse a través de la revegetación natural o asistida, la gestión de los procesos de erosión y la recuperación de las propiedades físicas del suelo mediante una gestión sostenible [5] [7].

Por lo tanto, el efecto post-operativo en el suelo es tanto temporal como reversible, ya que, al retirar las instalaciones fotovoltaicas, la condición del terreno puede ser restaurada y la capacidad productiva y ecológica puede ser recuperada a mediano plazo. Este es uno de los méritos cruciales de la tecnología fotovoltaica en comparación con otras formas de infraestructuras energéticas, donde la huella territorial es más duradera.

1.4.4 Matriz de impactos ambientales en fase de post-operación

Tabla 3. Matriz de impactos ambientales durante la fase de operación.

Actividad del proyecto	Componente ambiental afectado	Tipo de impacto	Descripción del impacto	Magnitud	Duración	Medidas de gestión / mitigación
Desmontaje de módulos fotovoltaicos	Suelo	Negativo	Posible compactación o alteración superficial del suelo debido al tránsito de maquinaria durante las actividades de desmontaje.	Baja	Temporal	Restricción de zonas de tránsito de maquinaria y rehabilitación del suelo tras la finalización de las actividades.

Retiro de estructuras metálicas	Suelo	Negativo	Alteración puntual del suelo por extracción de anclajes o cimentaciones superficiales.	Baja	Temporal	Nivelación del terreno y recuperación de la estructura del suelo mediante técnicas de restauración ambiental.
Transporte de materiales y equipos	Atmósfera	Negativo	Emisión de gases contaminantes (CO ₂ , NOx) y material particulado generados por vehículos de transporte.	Baja	Temporal	Optimización de rutas logísticas y mantenimiento adecuado de vehículos y maquinaria.
Desmontaje de equipos eléctricos	Atmósfera	Negativo	Generación puntual de polvo o partículas durante el retiro de componentes del sistema fotovoltaico.	Baja	Temporal	Control de polvo y manejo adecuado de residuos durante las actividades de desmontaje.
Gestión de residuos del sistema fotovoltaico	Suelo / Agua	Negativo	Riesgo de contaminación si los residuos electrónicos o materiales del sistema no se gestionan adecuadamente.	Baja	Temporal	Implementación de programas de reciclaje y manejo adecuado de residuos según normativa ambiental.
Reciclaje de módulos fotovoltaicos	Recursos naturales	Positivo	Recuperación de materiales como vidrio, aluminio y silicio, reduciendo la necesidad de extracción de materias primas.	Media	Permanente	Implementación de programas de reciclaje especializados para módulos fotovoltaicos.
Restauración del terreno	Suelo / Vegetación	Positivo	Recuperación de la estructura del suelo y restablecimiento de la cobertura vegetal tras el desmantelamiento de la planta.	Media	Permanente	Programas de revegetación y restauración ecológica del área intervenida.
Rehabilitación del área del proyecto	Paisaje	Positivo	Recuperación del paisaje natural al retirar las estructuras fotovoltaicas.	Media	Permanente	Restauración paisajística y recuperación de usos del suelo previos al proyecto.
Finalización de operaciones de la planta	Socioeconómico	Negativo	Reducción de empleos asociados a la operación del sistema fotovoltaico.	Baja	Permanente	Planificación de programas de transición laboral y capacitación técnica.

Recuperación del uso del suelo	Socioeconómico	Positivo	Posibilidad de reutilización del terreno para actividades agropecuarias, forestales o conservación ambiental.	Media	Permanente	Planificación territorial y uso sostenible del suelo tras el cierre del proyecto.
---	----------------	----------	--	-------	------------	---

La matriz de impacto ambiental durante el período post-operativo, demuestra que los impactos negativos debido al desmantelamiento del sistema fotovoltaico son en gran medida transitorios y de baja magnitud porque la tecnología es modular. Todas las actividades de desmantelamiento tienen efectos sobre el suelo, la atmósfera, así como en la gestión de residuos.

Sin embargo, tales impactos pueden ser compensados de acuerdo con las prácticas de gestión ambiental. Esta etapa ofrece considerables beneficios, particularmente en lo que respecta a la recuperación del uso del suelo y el reciclaje de materiales del sistema fotovoltaico. La capacidad de reciclar materiales como vidrio, aluminio y silicio reducirá la necesidad de sustancias naturales y promoverá el desarrollo de modelos de economía circular dentro del sector energético.

Generalmente, se describe que la fase postoperatoria de las plantas fotovoltaicas es "beneficiosa" para el medio ambiente; las influencias negativas son bajas y reversibles, la restauración del suelo y el reciclaje de materiales son contribuyentes beneficiosos para la sostenibilidad del proyecto a lo largo de su ciclo de vida.

Bibliografía

- [1] Enel Green Power, "Los numerosos beneficios de la agrivoltaica para el mundo agrícola," 2022. [Online]. Available: <https://www.enelgreenpower.com/es/medios/news/2022/12/beneficios-agrivoltaica-mundo-agricola>.
- [2] A. E. Hassanpou, J. Selker and C. Higgins, "Remarkable agrivoltaic influence on soil moisture, micrometeorology and water-use efficiency," 2018. [Online]. Available: <https://pmc.ncbi.nlm.nih.gov/articles/PMC6211631/>.
- [3] L. Tinker, "Beyond Recycling: Reducing Waste from Solar Modules Before They're Even Made," 2024. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/solar/articles/beyond-recycling-reducing-waste-solar-modules-theyre-even-made>.
- [4] Cleanpower, "Solar Panel Recycling and Disposal," 2024. [Online]. Available: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgiclfindmkaj/https://cleanpower.org/wp-content/uploads/2024/10/ACP-Solar-Recycling-Disposal_Fact-Sheet.pdf.
- [5] IRENA - International Renewable Energy Agency, "Future of Solar Photovoltaic: Deployment, Investment, Technology, Grid," 2019. [Online]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Nov/IRENA_Future_of_Solar_PV_2019.pdf.
- [6] International Energy Agency, "PVPS Trends in Photovoltaic Applications," 2022. [Online]. Available: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgiclfindmkaj/https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/02/PVPS_Trend_Report_2022.pdf.
- [7] K. Hyung Chul and V. Fthenakis, "Land use and electricity generation: A life-cycle analysis," 2009. [Online]. Available: <https://zenodo.org/records/1259337/files/article.pdf>.

ANEXO 4

EVALUACIÓN DE CONEXIÓN ELÉCTRICA AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL COLOMBIANO

Índice

Evaluación de conexión eléctrica al Sistema Interconectado Nacional Colombiano	3
1.1 Sistema Interconectado Nacional	3
1.2 Infraestructura eléctrica en el área de evaluación.....	4
1.3 Alternativas de conexión al sistema eléctrico.....	6
1.3.1 Alternativa 1: Conexión a la SE Juan Mina (110 kV).....	7
1.3.2 Alternativa 2: Conexión a la SE Nueva Barranquilla (110 kV).	13

Evaluación de conexión eléctrica al Sistema Interconectado Nacional Colombiano

1.1 Sistema Interconectado Nacional

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) es la conexión de redes eléctricas que incluye la generación, transmisión y distribución de electricidad a la mayoría de las áreas de Colombia, que en conjunto proporcionan el suministro eléctrico nacional. El control y la gestión de esta red son llevados a cabo por el Centro Nacional de Despacho (CND), una división de XM, cuya responsabilidad en la supervisión y operación en tiempo real de la red eléctrica es realizada por el CND para asegurar su operación segura, confiable y eficiente [1].

El SIN este compuesto por:

- **Sistema de Transmisión Nacional (STN)**

Corresponde al conjunto de líneas de transmisión y subestaciones de alta tensión, generalmente con niveles iguales o superiores a 220 kV, cuya función principal es transportar grandes cantidades de energía eléctrica a largas distancias dentro del país. Este sistema constituye la columna vertebral de la red eléctrica colombiana, ya que permite interconectar las principales centrales de generación con los centros de consumo y con otros sistemas regionales de transmisión [2].

- **Sistema de Transmisión Regional (STR)**

Es la serie de redes y subestaciones que funcionan a niveles intermedios de tensión que mueven la energía eléctrica desde el Sistema de Transmisión Nacional (STN) a las diversas regiones y centros de consumo locales. Las redes generalmente operan a voltajes de alrededor de 110 kV, a veces hasta 220 kV y conectan el sistema de transmisión de alta tensión con las redes de distribución.

Su función operativa principal es ayudar al suministro de energía regional, con suministro a las subestaciones que alimentan electricidad de nuevo al Sistema de Distribución Local (SDL). En consecuencia, el STR proporciona un conducto crítico entre la red de transmisión nacional y las redes de distribución [2].

- **Sistema de Distribución Local (SDL)**

Este es el conjunto de redes y subestaciones que entregan energía eléctrica desde el sistema de transmisión a todos los usuarios. Tales redes funcionan a voltajes más bajos, generalmente en media y baja tensión, y

pueden proporcionar un suministro de electricidad para hogares, negocios e industrias en ubicaciones geográficas específicas. El SDL recibe electricidad del Sistema de Transmisión Regional (STR) que entrega la energía a través de transformadores, alimentadores y salidas de distribución.

Estos llevan la electricidad desde su lugar de recepción hasta el usuario final. En consecuencia, el Sistema de Distribución Local representa la etapa final de este sistema eléctrico de electricidad que debe suministrar electricidad [3].

1.2 Infraestructura eléctrica en el área de evaluación

Para la evaluación de la interconexión eléctrica del proyecto, solo se consideraron las subestaciones ubicadas en los sistemas de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Esta elección se tomó para evitar la conexión a infraestructuras que sirven a terceros, por ejemplo, los esquemas de distribución de las empresas comercializadoras o distribuidoras de energía, y que pueden requerir costos adicionales por el uso de la red, expansión o acuerdos operativos, lo que podría hacer que el proyecto no sea viable técnica y económicamente.

Además, conectarse a redes de distribución requeriría trabajar en voltajes medios o bajos, lo que resulta en mayores pérdidas eléctricas junto con la descarga de energía producida, lo cual es particularmente preocupante para el proyecto de generación de energía de alta capacidad analizado en este estudio.

Por lo tanto, la evaluación basada en estas ubicaciones de conexión enfatizó las conexiones asociadas con una infraestructura de transmisión a través de la cual la energía puede ser evacuada de manera más efectiva al sistema eléctrico nacional. Estas son las subestaciones del Sistema Interconectado Nacional dentro del departamento del Atlántico

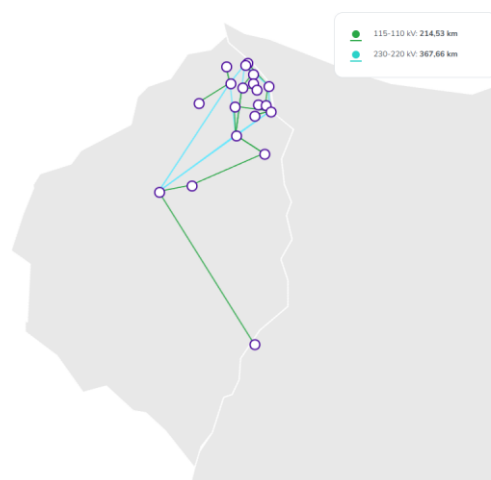


Ilustración 1. Mapa de subestaciones y líneas de interconexión del STN para el departamento de Atlántico. Tomado de [4]

Según la figura anterior, el departamento del Atlántico cuenta con muchas subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional (STN). A pesar de su pequeña extensión territorial, el departamento es un distrito altamente concentrado con intensas actividades industriales y comerciales (solo en el área metropolitana de Barranquilla), lo que significa una demanda generalizada de energía eléctrica y una fuerte infraestructura de transmisión como clave para garantizar un suministro confiable.

Esta infraestructura ha identificado las subestaciones más cercanas al área estudiada del proyecto como posibles puntos de enlace para evacuar la energía obtenida de la investigación.

Tabla 1. Posibles puntos de conexión. Adaptado de [4]

Subestación	Voltaje nominal (kV)	Capacidad de cortocircuito (kA)	Configuración	Operador	Líneas principales	Transformadores
Caracolí	220	40	Interruptor y medio	ISA Inter Colombia	Caracolí – Cordialidad 220 kV	Caracolí 30 MVA 110/13.8 kV
Cordialidad	110	31,5	Anillo	AIR-E S.A.S. E.S.P.	Caracolí – Cordialidad 110 kV	Cordialidad 150 MVA 110/13.8 kV; Cordialidad 250 MVA 110/13.8 kV
Juan Mina	110	31,5	Barra sencilla	AIR-E S.A.S. E.S.P.	Juan Mina – Nueva Barranquilla 110 kV	Juan Mina 150 MVA 110/34.5/13.8 kV
Norte	110	31,5	Doble barra + barra de transferencia	DELISA / AIR-E S.A.S. E.S.P.	Norte – Nueva Barranquilla 110 kV	—
Nueva Barranquilla	220	31,5	Interruptor y medio	ISA Inter Colombia / AIR-E	Caracolí – Nueva Barranquilla 220 kV; Norte – Nueva Barranquilla 110 kV; Juan Mina – Nueva Barranquilla 110 kV	Nueva Barranquilla 1: 100 MVA 220/110/13.8 kV; Nueva Barranquilla 2: 100 MVA 220/110/13.8 kV

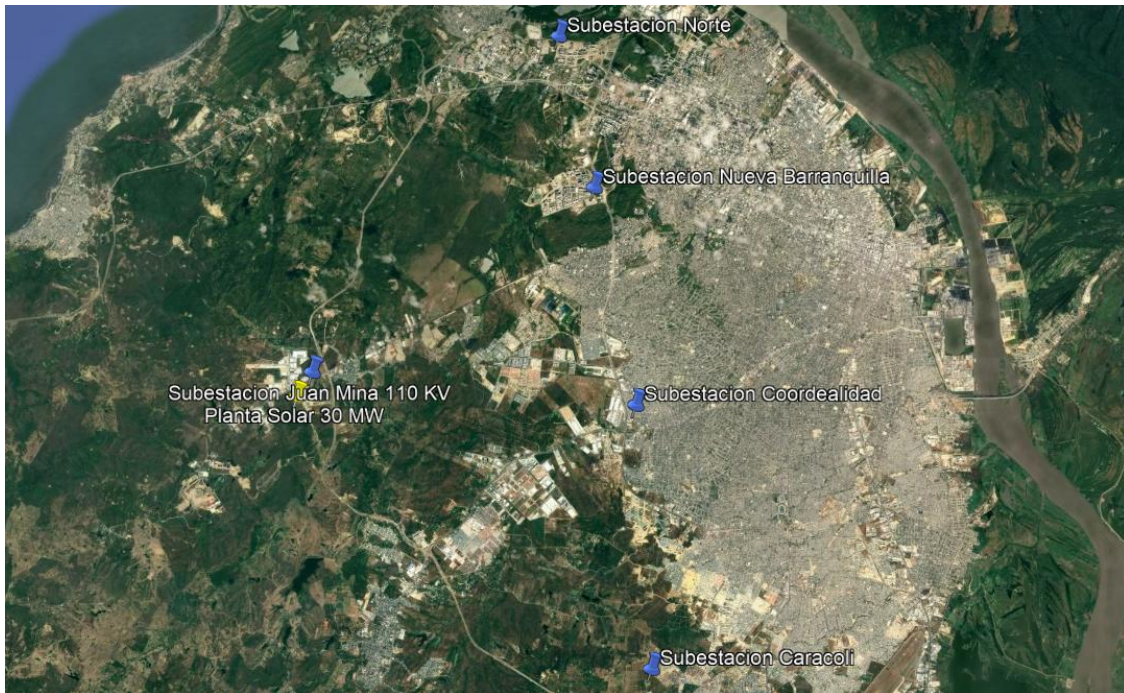


Ilustración 2. Subestaciones cercanas al área del Proyecto.

Basado en la ubicación de todas las subestaciones dentro del área del proyecto en consideración, la Subestación Juan Mina (110 kV) muestra el mayor potencial como alternativa para la conexión de la planta solar propuesta. Debido a su proximidad geográfica a su sitio de instalación, asegura que se pueda trazar una línea de evacuación mucho más corta, lo que lleva a menores costos de instalación, menores pérdidas de electricidad y mayor viabilidad técnica y económica del proyecto.

Por lo tanto, esta subestación es el primer sitio para la conexión del sistema eléctrico. Se registra una segunda opción, la Subestación Nueva Barranquilla (220 kV). Aunque está a una mayor distancia del área del proyecto, es una infraestructura de transmisión con más capacidad y resiliencia dentro del sistema y podría servir como plataforma favorable para la extracción de energía producida, si hay limitaciones técnicas o de capacidad en la primera ruta.

En contraste, las otras subestaciones en las cercanías están mucho más lejos del campo del proyecto. Por lo tanto, si se deben construir las líneas de conexión requeridas, significaría una inversión más costosa y disminuiría la viabilidad económica del proyecto, por lo que las soluciones de conectividad prioritarias no se priorizan para la interconexión.

1.3 Alternativas de conexión al sistema eléctrico

A partir del análisis de proximidad geográfica, nivel de tensión y características de las subestaciones cercanas, se identificaron dos posibles alternativas de conexión que podrían permitir la integración del proyecto al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Las alternativas consideradas para la interconexión del proyecto son las siguientes:

- Alternativa 1: Conexión a la Subestación Juan Mina (110 kV).
- Alternativa 2: Conexión a la Subestación Nueva Barranquilla (220 kV).

Criterios de Calidad

Según la reglamentación establecida por el Código de Redes resolución CREG 025 de 1995 se tendrán los siguientes criterios de calidad [5]:

- Barras de 220 kV, 110 kV, 66 kV, 34,5 kV y 13,8 kV, no deben ser inferiores al 90%, ni superiores al 110% del valor nominal.
- Para las redes de 500 kV deben estar entre el 90% y el 105% del valor nominal.
- Para el control de tensiones se procede con el ajuste de cambiadores de taps en los transformadores, con compensación capacitiva en barras de carga o con ajuste de reactivos en las plantas de generación.
- Plantas menores o del tipo renovable se despachan con factor de potencia unitario. En otras palabras, no entregan ni absorben reactivos en el punto de conexión.

1.3.1 Alternativa 1: Conexión a la Subestación Juan Mina (110 kV).



Ilustración 3. Imagen satelital de la distancia entre la planta solar y la subestación Juan Mina.

La alternativa 1 busca conectar a la subestación Juan Mina (tensión 110 kV). La distancia para la línea de transmisión que permite la interconexión con esta subestación se estimó en base a la ubicación del proyecto y el análisis de la infraestructura existente.

Según este análisis preliminar, la línea de transmisión requerida medirá aproximadamente 1,493.27 metros, la cual debe ser construida para habilitar la conexión entre la planta solar proyectada y la subestación seleccionada.

Tabla 2. Tabla de distancias entre la planta solar y la Subestación Juan Mina.

INICIO	FIN	DISTANCIA (m)
Planta Solar	P1	67,26
P1	P2	120
P2	P3	120
P3	P4	100,13
P4	P5	34,16
P5	P6	94,02
P6	P7	103,35
P7	P8	120
P8	P9	120
P9	P10	120
P10	P11	108,13
P11	P12	98,6
P12	P13	120,63
P13	P14	103,42
P14	Subestación Juan Mina	63,57
Total		1493,27

A continuación, se muestra un plano con la ubicación de los postes, y el recorrido que tendría la línea de transmisión.



Ilustración 4. Plano del trayecto de interconexión para la subestación Juan Mina

Como siguiente punto se muestra el diagrama eléctrico del departamento de Atlántico, en el cual se muestra la propuesta de conexión de la planta Solar. La conexión se realizaría en la barra de 110 kV en la subestación de Juan Mina.

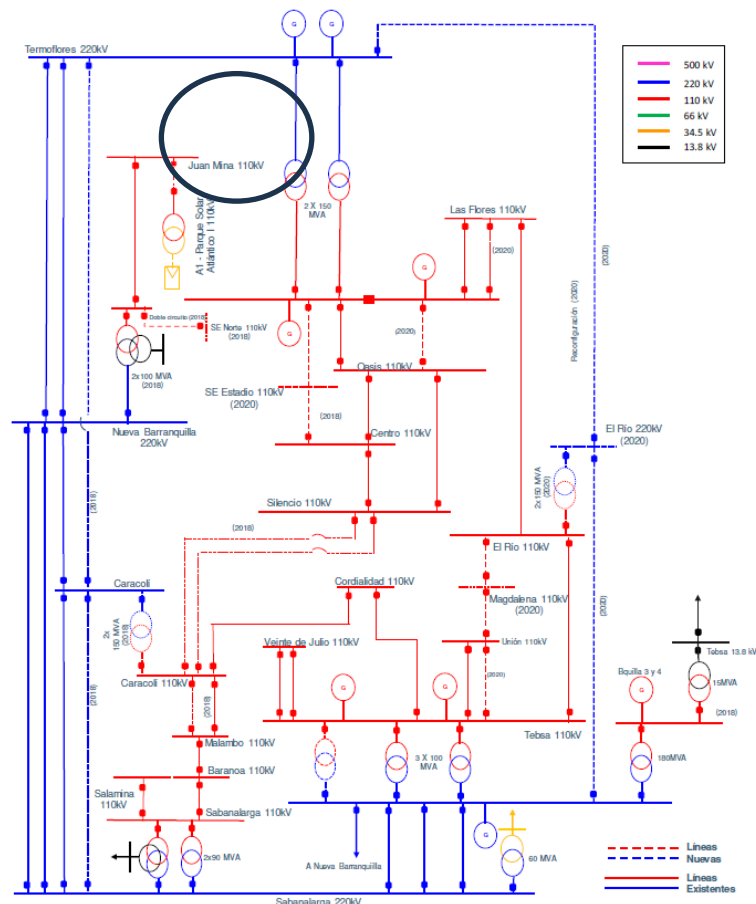


Ilustración 5. Diagrama Unifilar alternativa 1

En el diagrama unifilar se observa la forma en que se encuentra interconectada la red eléctrica del departamento. Gracias a esta configuración, la energía generada por la planta podría evacuarse no solo a través de la carga de la Subestación Juan Mina, sino también hacia otras subestaciones ubicadas dentro del departamento del Atlántico que se muestran en el unifilar.

Asimismo, en caso de ser necesario, la energía podría aportar en el abastecimiento de la demanda de otros departamentos del país mediante el uso de la red de transmisión a 220 kV, la cual permite el transporte de energía a mayores distancias dentro del sistema eléctrico colombiano.

Dimensionado de Conductor y Caída de tensión

Teniendo en cuenta la distancia estimada de conexión a nivel de terreno, y asumiendo que la longitud del conductor será aproximadamente equivalente (despreciando incrementos debidos a flechas y configuración de vanos), se procede a evaluar la caída de tensión en la línea de transmisión propuesta.

La caída de tensión se calculará mediante la siguiente expresión [6]

$$\Delta V = \sqrt{3}IL(R\cos(\varphi) + X\sin(\varphi))$$

Donde tenemos que:

I: Corriente en el conductor

L: Longitud de la línea en Km

R: resistencia en Ω/km

X: Reactancia en Ω/km

Φ = Factor de potencia

Para el cálculo de la corriente en el conductor tenemos que la potencia a entregar sería un máximo de 30 MW, por lo tanto, si el voltaje es de 110 kV, se puede encontrar la corriente con la fórmula de la potencia.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}V\cos(\varphi)} = \frac{30.000 \text{ kW}}{\sqrt{3} \times 110 \text{ kV} * 1} = 157.5 \text{ A}$$

En cuanto al factor de potencia, de acuerdo con la normativa del sistema eléctrico colombiano, se establece que las plantas de generación deben operar con un factor de potencia cercano a la unidad en el punto de conexión. Por lo tanto, para efectos de este cálculo se asumirá un factor de potencia unitario, lo que implica que: $\cos(\varphi) = 1$, $\sin(\varphi) = 0$. [3]

Para el valor considerar de la resistencia y reactancia del conductor, se procederá a realizar un cálculo preliminar del conductor a utilizar, y para ello será necesario calcular la corriente de diseño. Para la estimación de la corriente de diseño se buscará no superar el 70% de la capacidad térmica, a lo cual será igual a:

$$I_{diseño} = \frac{I}{0.8} = \frac{157.5 A}{0.8} = 196.875 A$$

Una vez determinada la corriente de diseño, es posible seleccionar el conductor adecuado utilizando las tablas de datos técnicos proporcionadas por fabricantes comerciales. Para este caso se empleará una hoja de datos (datasheet) del fabricante Priority Wire & Cable.

El tipo de conductor seleccionado es ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced), que en español corresponde a un conductor de aluminio reforzado con acero. Este tipo de conductor es ampliamente utilizado en líneas de transmisión aéreas, debido a que combina una buena capacidad de conducción eléctrica proporcionada por el aluminio con una alta resistencia mecánica gracias al núcleo de acero, lo que permite soportar adecuadamente las tensiones mecánicas presentes en este tipo de instalaciones sin comprometer significativamente la ampacidad del conductor. [7]

Code Word	Size (AWG or kcmil)	Stranding (AL/STL)	Diameter(inch)				Weight (lbs/kft)			Content %		Rated Breaking Strength (lbs.)	Resistance** (Ohms/kft)		Ampacity (amps)
			Individual Wire			Comp. Cable OD	AL	STL	Total	AL	STL		DC @ 20°C	AC @ 75°C	
			AL	STL	Steel Core										
Pelican	477.0	18/1	0.1628	0.1628	0.1628	0.814	447.8	70.2	518	86.45	13.55	11,800	0.0360	0.044	646
Flicker	477.0	24/7	0.1410	0.0940	0.2820	0.846	450.1	164.4	615	73.23	26.77	17,200	0.0358	0.044	655
Hawk	477.0	26/7	0.1354	0.1053	0.3159	0.858	449.6	206.4	656	68.53	31.47	19,500	0.0356	0.044	659
Hen	477.0	30/7	0.1261	0.1261	0.3783	0.883	451.1	296.2	747	60.35	39.65	23,800	0.0354	0.043	666
Osprey	556.5	18/1	0.1758	0.1758	0.1758	0.879	522.2	81.8	604	86.45	13.55	13,700	0.0308	0.038	711
Parakeet	556.5	24/7	0.1523	0.1015	0.3045	0.914	525.1	191.7	717	73.23	26.77	19,800	0.0307	0.038	721
Dove	556.5	26/7	0.1463	0.1138	0.3414	0.927	525.0	241.0	766	68.53	31.47	22,600	0.0306	0.038	726

Ilustración 6. Tabla de conductores ACSR sin recubrimiento. Tomado de [7]

Si bien el dimensionamiento inicial del conductor puede realizarse a partir del criterio de ampacidad, este no constituye el único parámetro relevante en el diseño de líneas aéreas de transmisión. En niveles de tensión como 110 kV intervienen además otros factores técnicos, tales como el comportamiento mecánico del conductor frente a esfuerzos ambientales, las pérdidas eléctricas asociadas a su resistencia, la regulación de tensión a lo largo de la línea y criterios constructivos habituales en infraestructuras de subtransmisión.

Por esta razón, la selección del conductor no se basa exclusivamente en la corriente de diseño calculada, sino que se adopta un conductor comercial ACSR tipo Hawk de 477 kcmil, el cual presenta una capacidad de conducción de aproximadamente 659 A, valor ampliamente superior a la corriente de operación prevista. Esta elección proporciona un margen térmico adecuado y contribuye a mejorar el desempeño eléctrico y mecánico de la línea de interconexión propuesta.

$$R = 0,044 \frac{\Omega}{kft} * \frac{1 kft}{0,3048 km} = 0,1444 \frac{\Omega}{km}$$

El valor de la reactancia no será considerado en el cálculo, ya que al multiplicarse por $\sin(\varphi) = 0$, el término correspondiente se anula dentro de la expresión de la caída de tensión. Por lo tanto, la ecuación se simplifica y a continuación se procederá a realizar el cálculo de la caída de tensión de la línea.

$$\Delta V = \sqrt{3}IL(R\cos(\varphi) + X\sin(\varphi))$$

$$= \sqrt{3} * 196,875 \text{ A} * 1,49327 \text{ km} * \left(0,1444 \frac{\Omega}{\text{km}} * 1 + 0\right)$$

$$\Delta V = 73,53 \text{ V}$$

$$\% \Delta V = \frac{\Delta V}{V} \times 100 = \frac{73,53 \text{ V}}{110.000,00 \text{ V}} * 100 = 0,07 \%$$

Por lo tanto, la caída de tensión se puede considerar despreciable para la alternativa 1.

Costo de línea de transmisión

Un punto importante para tener en cuenta es el costo de la inversión en la línea de transmisión. Por lo tanto, se procederá a estimar los costos de los materiales e instalación de la línea de transmisión de la Alternativa 1.

Tabla 3. Costos de construcción de línea de 110 kV para Alternativa 1

Ítem	Descripción	Precio	Unidad	Cantidad	Subtotal
Poste	Poste monopastos para línea de transmisión 110 kV (acero galvanizado o concreto pretensado) incluyendo transporte al sitio	6.000,00 €	unidad	14	84.000,00 €
Conductor Hawk	Conductor ACSR tipo Hawk para línea aérea de transmisión	4,50 €	m	4927,791	22.175,06 €
Cable de Guarda	Cable de guarda galvanizado (o OPGW simple) para protección contra descargas atmosféricas	2,90 €	m	771,02	2.235,96 €
Aislador 110 kV	Cadena de aisladores poliméricos o de vidrio para suspensión en línea de 110 kV	175,00 €	unidad	42	7.350,00 €
Herrajes	Grapas, grilletes, conectores, abrazaderas y accesorios metálicos para fijación de conductores y aisladores	132,00 €	poste	14	1.848,00 €
Crucetas	Cruceta metálica galvanizada para soporte de fases en poste de línea 110 kV	720,00 €	poste	14	10.080,00 €
Puesta a Tierra	Sistema de puesta a tierra para estructura (varilla cobreada + conductor de bajada + conectores)	102,00 €	poste	14	1.428,00 €
Cimentación de Poste	Excavación, concreto estructural, anclajes y relleno para cimentación de estructura	1.320,00 €	poste	14	18.480,00 €
Montaje	Montaje electromecánico de estructura, instalación de aisladores, herrajes y tendido del conductor	2.220,00 €	poste	14	31.080,00 €
Total					178.677,02 €

Con base en el cálculo anterior, se estima que el costo de construcción de la línea de transmisión correspondiente a la Alternativa 1 sería aproximadamente de 178.677,02 euros.

1.3.2 Alternativa 2: Conexión a la Subestación Nueva Barranquilla (110 kV).

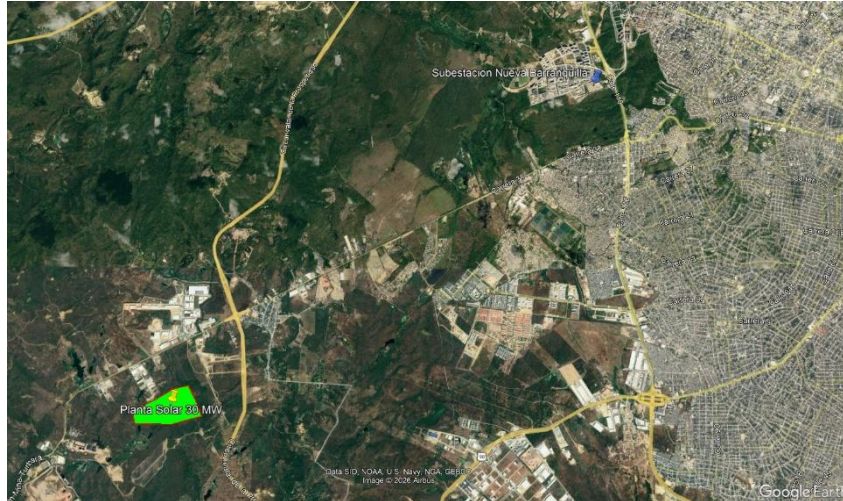


Ilustración 7. Imagen satelital de la distancia entre la planta solar y la subestación Nueva Barranquilla. Adaptado de [8]

Para la Alternativa 2 se propone la conexión del proyecto a la subestación Nueva Barranquilla, subestación que trabaja a un voltaje nominal de 220 kV, pero que tenemos en el diagrama unifilar y en la descripción de la subestación según XM [4], posee barras y transformadores que trabajan a 220, 110 y 13.8 kV. Por lo que la conexión a través está planeada para realizarse en la barra de 110 kV, y por lo tanto ese sería el voltaje nominal de la línea de transmisión.

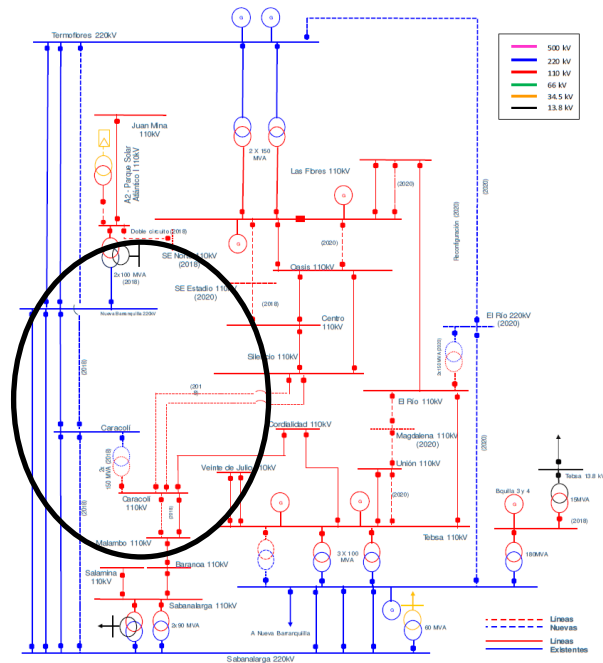


Ilustración 8. Diagrama unifilar de conexión para Alternativa 2

Como resultado de este análisis preliminar, se determina que la línea de transmisión requerida tendría una longitud aproximada de 9.8 kilómetros.

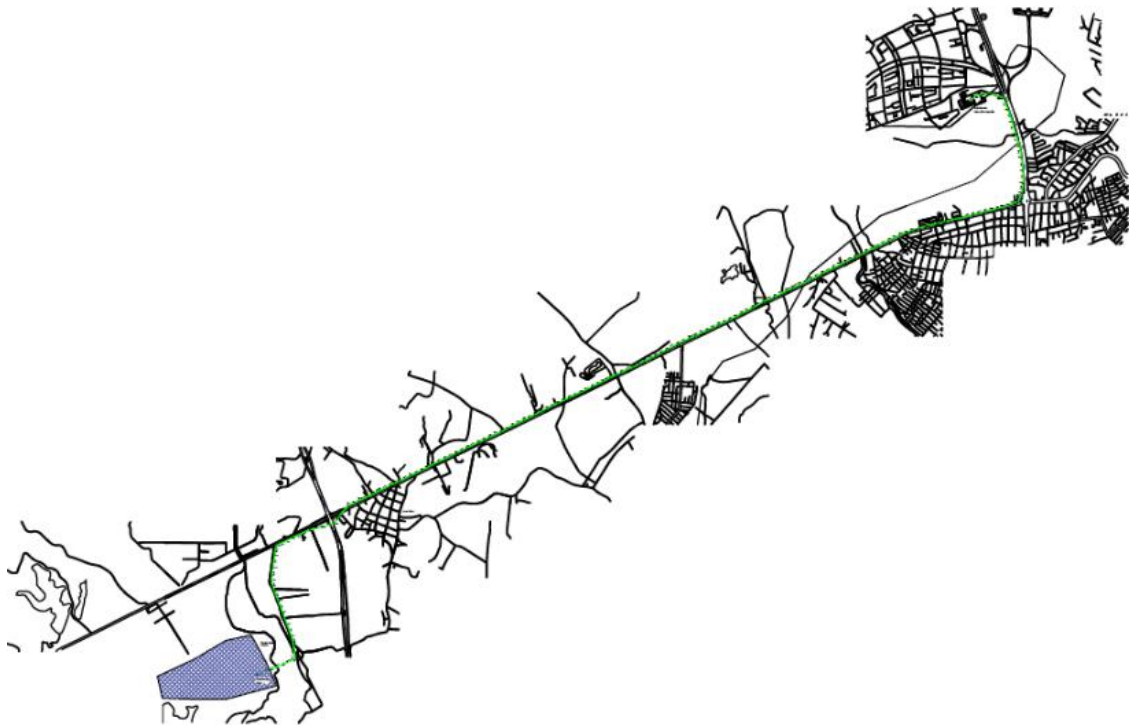


Ilustración 9. Conexión a subestación Nueva Barranquilla

Dimensionado de Conductor y Caída de tensión

Teniendo en cuenta la distancia estimada de conexión a nivel de terreno, y asumiendo que la longitud del conductor será aproximadamente equivalente se procede a evaluar la caída de tensión en la línea de transmisión propuesta. La caída de tensión se calculará mediante la siguiente expresión [6]

$$\Delta V = \sqrt{3}IL(R\cos(\varphi) + X\sin(\varphi))$$

La corriente calculada a partir de la potencia nominal de proyecto solar se mantiene en el mismo valor.

$$I = 157.5 \text{ A}$$

Para la corriente de diseño, nuevamente estimamos un uso máximo del 80% de la capacidad de la línea.

$$I_{\text{diseño}} = \frac{I}{0.8} = \frac{157.5 \text{ A}}{0.8} = 196.875 \text{ A}$$

Según la corriente de diseño, el conductor ASCR deberá ser un #1 AWG que tiene una capacidad máxima de 212 Amperios. Nuevamente se utilizó la datasheet del fabricante Priority Wire & Cable. [7].

Code Word	Size (AWG or kcmil)	Stranding (AL/STL)	Diameter(inch)				Weight (lbs/kft)			Content %		Rated Breaking Strength (lbs.)	Resistance** (Ohms/kft)		Ampacity (amps)
			Individual Wire			Comp. Cable OD	AL	STL	Total	AL	STL		DC @ 20°C	AC @ 75°C	
			AL	STL	Steel Core										
Pelican	477.0	18/1	0.1628	0.1628	0.1628	0.814	447.8	70.2	518	86.45	13.55	11,800	0.0380	0.044	646
Flicker	477.0	24/7	0.1410	0.0940	0.2820	0.846	450.1	164.4	615	73.23	26.77	17,200	0.0358	0.044	655
Hawk	477.0	26/7	0.1354	0.1053	0.3159	0.858	449.6	206.4	656	68.53	31.47	19,500	0.0356	0.044	659
Hen	477.0	30/7	0.1261	0.1261	0.3783	0.883	451.1	296.2	747	60.35	39.65	23,800	0.0354	0.043	666
Osprey	556.5	18/1	0.1758	0.1758	0.1758	0.879	522.2	81.8	604	86.45	13.55	13,700	0.0308	0.038	711
Parakeet	556.5	24/7	0.1523	0.1015	0.3045	0.914	525.1	191.7	717	73.23	26.77	19,800	0.0307	0.038	721
Dove	556.5	26/7	0.1463	0.1138	0.3414	0.927	525.0	241.0	766	68.53	31.47	22,600	0.0306	0.038	726

Ilustración 10. Tabla de conductores ASCR sin recubrimiento. Tomado de [7]

De la datasheet obtenemos el valor de la resistencia, por lo cual podemos calcular la resistencia del circuito por cada kilómetro.

$$R = 0,044 \frac{\Omega}{kft} * \frac{1 \text{ kft}}{0,3048 \text{ km}} = 0,144 \Omega/\text{km}$$

El valor de la reactancia no será considerado en el cálculo, ya que al multiplicarse por $\sin(\varphi) = 0$, el término correspondiente se anula dentro de la expresión de la caída de tensión. Por lo tanto, la ecuación se simplifica y a continuación se procederá a realizar el cálculo de la caída de tensión de la línea.

$$\Delta V = \sqrt{3}IL(R\cos(\varphi) + X\sin(\varphi))$$

$$= \sqrt{3} * 196.875 \text{ A} * 10.72536 \text{ km} * \left(0,144 \frac{\Omega}{\text{km}} * 1 + 0\right)$$

$$\Delta V = 504,89 \text{ V}$$

$$\% \Delta V = \frac{\Delta V}{V} \times 100 = \frac{504,89 \text{ V}}{110.000,00 \text{ V}} * 100 = 0.46 \%$$

Por lo tanto, la caída de tensión para la alternativa 2 es del 0.46%, la cual se encuentra dentro de los rangos aceptables. Se puede observar como la caída aumenta respecto a la Alternativa 1, y una posible solución para ajustar el pequeño desbalance será ajustar el Tap del transformador.

Costo de línea de transmisión

A continuación, se muestra una tabla con la descripción de los gastos de instalación de la línea de transmisión de la alternativa 2 para una distancia de 9.85 kilómetros.

Tabla 4. Costos de construcción de línea de 110 kV para Alternativa 1

Ítem	Descripción	Precio	Unidad	Cantidad	Subtotal
Poste	Poste monopastos para línea de transmisión 110 kV (acero galvanizado o concreto pretensado) incluyendo transporte al sitio	6.000,00 €	unidad	96,00	576.000,00 €
Conductor Hawk	Conductor ACSR tipo Hawk para línea aérea de transmisión	4,50 €	m	35393,69	159.271,60 €
Cable de Guarda	Cable de guarda galvanizado (o OPGW simple) para protección contra descargas atmosféricas	2,90 €	m	9849,23	28.562,77 €
Aislador 110 kV	Cadena de aisladores poliméricos o de vidrio para suspensión en línea de 110 kV	175,00 €	unidad	288,00	50.400,00 €
Herrajes	Grapas, grilletes, conectores, abrazaderas y accesorios metálicos para fijación de conductores y aisladores	132,00 €	poste	96,00	12.672,00 €
Crucetas	Cruceta metálica galvanizada para soporte de fases en poste de línea 110 kV	720,00 €	poste	96,00	69.120,00 €
Puesta a Tierra	Sistema de puesta a tierra para estructura (varilla cobreada + conductor de bajada + conectores)	102,00 €	poste	96,00	9.792,00 €
Cimentación de Poste	Excavación, concreto estructural, anclajes y relleno para cimentación de estructura	1.320,00 €	poste	96,00	126.720,00 €

Montaje	Montaje electromecánico de estructura, instalación de aisladores, herrajes y tendido del conductor	2.220,00 €	poste	96,00	213.120,00 €
Total					1.245.658,36 €

Con base en el cálculo anterior, se estima que el costo de construcción de la línea de transmisión correspondiente a la Alternativa 2 sería aproximadamente de 1.245.658,36 euros. Por lo tanto, en base al costo de la inversión necesaria para la instalación de la línea de transmisión entre el proyecto y el punto de interconexión a la red, se elige a la subestación Juan Mina.

Además, dicha subestación presenta características muy utiles, pues se encuentra cerca de un centro de carga considerable por su cercanía con zonas industriales, posee voltaje nominal de 110 kV y una conexión directa con la subestación Juan Mina por medio de la cual se conecta al sistema de transmisión nacional.

Bibliografía

- [1] XM S.A. E.S.P., «¿Qué hacemos?,» 2026. [En línea]. Available: <https://www.xm.com.co/nuestra-empresa/nosotros/que-hacemos>.
- [2] XM S.A., «STN – Sistema de Transmisión Nacional,» 2026. [En línea]. Available: <https://www.xm.com.co/transmisi%C3%B3n/stn-sistema-de-transmision-nacional>.
- [3] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), «Sistema de Distribución Local (SDL) – Definición,» 2026. [En línea]. Available: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/ee_d_sistema_distribucion_local_sdl_definicion.html.
- [4] XM S.A. E.S.P., «Mapa del Sistema Interconectado Nacional (Paratec),» 2026. [En línea]. Available: <https://paratec.xm.com.co/mapa>.
- [5] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución CREG 025 de 1995: Por la cual se establece el Código de Redes como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional,» Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995.
- [6] Eaton, Power distribution systems: Consulting application guide, Eaton, 2017.
- [7] Priority Wire & Cable, «ACSR – Aluminum conductor steel reinforced,» Priority Wire & Cable, 2021.

- [8] Google, «Google Earth Pro,» [En línea]. Available: https://earth.google.com/web/@10.94739651,-74.90353245,41.16436774a,5348.60819816d,35y,359.40676797h,0t,0r/d ata=CgRCAggBOgMKATBCAggASg0I_____ARAA.
- [9] Congreso de la República de Colombia, «Ley 1715 de 2014: Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional,» Congreso de la República de Colombia, 2014.
- [10] Congreso de la República de Colombia, «Ley 2099 de 2021,» Congreso de la República de Colombia, Bogota, 2021.
- [11] Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, «Mercado de energía mayorista: Informes históricos,» 2026. [En línea]. Available: <https://www.superservicios.gov.co/Empresas-vigiladas/Energ%C3%ADa-y-gas-combustible/Energ%C3%ADa/Unidad-de-Monitoreo-de-Mercados-de-Energ%C3%ADa-y-Gas-Natural/Mercado-de-energ%C3%ADa-mayorista-Informes-hist%C3%B3ricos>.
- [12] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Funciones,» 2026. [En línea]. Available: <https://creg.gov.co/publicaciones/7812/funciones/>.
- [13] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), «¿Quiénes somos?,» 2026. [En línea]. Available: <https://www.upme.gov.co/nosotros/nuestra-entidad/quienes-somos/>.
- [14] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución CREG 075 de 2021,» Comisión de Regulación de Energía y Gas, Bogota, 2021.
- [15] Enel X, «5 ideas para entender las obligaciones del RETIE,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.enelx.com/co/es/historias/5-ideas-para-entender-las-obligaciones-del-retie>.
- [16] Smanova, «¿Qué es la norma técnica NTC 2050?,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.smanova.co/que-es-la-norma-tecnica-ntc-2050/>.

ANEXO 5

ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO Y PROYECCION DE PRECIOS DEL MERCADO SPOT

Índice

Capítulo 1.	Estructura del mercado eléctrico y agentes participantes	4
1.1.1	Entidades de política, regulación y planificación	4
1.1.2	Agentes del mercado eléctrico mayorista	6
Capítulo 2.	Proyección de los precios del mercado energético Colombiano...	9
2.1	Proyección de la demanda.....	10
2.1.1	Desarrollo económico de Colombia	11
2.1.2	Crecimiento poblacional en Colombia.....	13
2.1.3	Relación entre PIB y Población.....	13
2.1.4	Modelo en Python para estimar la demanda.....	14
2.2	Proyección de Precios.	17
2.3	Script para proyección de generación hidroeléctrica, generación solar, y precios de la energía.....	24
Bibliografía		43

Índice de Tablas

Tabla 1. Histórico de ENSO	20
Tabla 2. Proyeccion del comportamiento del ENSO	21

Índice de Ilustraciones

Ilustración 2. Esquema institucional del sector eléctrico en Colombia.	4
Ilustración 3. Evolución de los Precios de la Energía en Colombia.....	9
Ilustración 4. Evolución de la Generación Eléctrica en Colombia.....	10
Ilustración 5. Comportamiento de la demanda 2015 - 2025.....	10
Ilustración 6. Distribución de la demanda energética de Colombia.	11
Ilustración 7. Evolución del PIB de Colombia (1999–2024).....	12
Ilustración 8. Crecimiento Poblacional de Colombia.	13
Ilustración 9. Relación entre PIB per cápita y Consumo per cápita	14
Ilustración 10. Proyección de la demanda mensual.	18
Ilustración 11. Histórico de potencia instalada de generación Hidro	18
Ilustración 12. Resultados de la proyección de capacidad hidroeléctrica.....	19
Ilustración 13. Histórico de generación fotovoltaica en Colombia.	19
Ilustración 14. Proyección de generación solar fotovoltaica.....	20
Ilustración 15. Proyección de la generación hidroeléctrica	22
Ilustración 16. Proyección de la demanda vs la generación Hidroeléctrica	23
Ilustración 17. Proyección de precios de la energía para Colombia.....	23

Capítulo 1. Estructura del mercado eléctrico y agentes participantes

El mercado eléctrico colombiano se organiza a partir de una estructura institucional y operativa en la que intervienen diversas entidades encargadas de la planificación, regulación, supervisión y operación del sistema. A nivel institucional, organismos como el Ministerio de Minas y Energía, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) establecen las políticas, regulaciones y planes de expansión del sector.

Por su parte, la operación del sistema y la administración del mercado de energía mayorista son realizadas por la empresa XM, mientras que los agentes del mercado (generadores, transmisores, distribuidores y comercializadores) participan en la producción, transporte y suministro de electricidad hasta los usuarios finales [1].

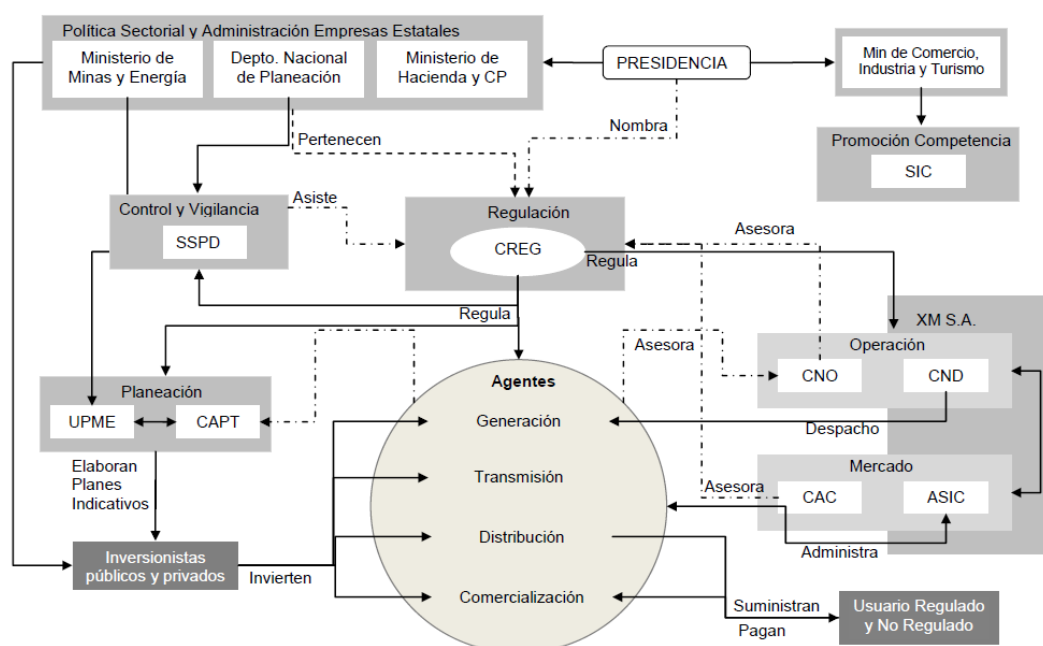


Ilustración 1. Esquema institucional del sector eléctrico en Colombia. Tomado de OLADE

1.1.1 Entidades de política, regulación y planificación

Dentro de la estructura institucional del sector eléctrico colombiano existen diversas entidades encargadas de la formulación de políticas, la regulación del mercado y la planificación del desarrollo energético. Estas instituciones establecen el marco normativo y estratégico que orienta el funcionamiento del sistema eléctrico y la participación de los distintos agentes del mercado.

Ministerio de Minas y Energías (MME)

El Ministerio de Minas y Energía es la entidad encargada de definir la política energética y minera de Colombia, actuando como la máxima autoridad del sector. Desde este ministerio se establecen las directrices para el desarrollo del sistema energético y se coordinan entidades técnicas y regulatorias adscritas como la Comisión de Regulación de Energía y Gas y la Unidad de Planeación Minero-Energética, responsables de la regulación del mercado eléctrico y la planificación energética del país.

Además, el ministerio orienta la participación de empresas estatales vinculadas al sector energético y supervisa la formulación de estrategias para garantizar el abastecimiento y desarrollo sostenible de los recursos energéticos [1].

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

La Comisión de Regulación de Energía y Gas es la entidad encargada de establecer la regulación económica y técnica del sector eléctrico y del gas natural en Colombia. Creada por las Leyes 142 y 143 de 1994, su función principal es definir las reglas de funcionamiento del mercado energético, promover la competencia cuando es posible y regular los monopolios naturales del sector.

Además, establece las metodologías tarifarias para los usuarios regulados y garantiza que la prestación de los servicios públicos de energía se realice con criterios de eficiencia, calidad, cobertura y sostenibilidad. [1]

Unidad de Planeación Minero-Energética

La Unidad de Planeación Minero-Energética es una entidad técnica adscrita al Ministerio de Minas y Energía encargada de la planificación energética de largo plazo en Colombia. Entre sus principales funciones se encuentran la elaboración de los planes de expansión del sistema eléctrico, la evaluación de la demanda energética futura y la definición de las necesidades de infraestructura de generación y transmisión para garantizar la seguridad y sostenibilidad del sistema energético nacional. [1]

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD)

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios es la entidad encargada de ejercer el control, inspección y vigilancia sobre las empresas que prestan servicios públicos en Colombia, incluyendo el servicio de energía eléctrica. Su función principal consiste en supervisar el cumplimiento de la regulación del sector, proteger los derechos de los usuarios y garantizar que la prestación del servicio se realice conforme a las normas establecidas. [1]

Operación del sistema y administración del mercado

La operación técnica del sistema eléctrico y la administración del mercado de energía en Colombia se realizan a través de entidades encargadas de coordinar el despacho de generación, garantizar el equilibrio entre oferta y demanda y gestionar las transacciones comerciales del mercado eléctrico. Estas funciones permiten asegurar la operación segura, confiable y eficiente del sistema eléctrico nacional.

Expertos del mercado (XM)

empresa encargada de operar el Sistema Interconectado Nacional y administrar el Mercado de Energía Mayorista en Colombia. A través del Centro Nacional de Despacho coordina la operación del sistema eléctrico y gestiona las transacciones del mercado energético. [2]

Dentro de XM se destacan dos componentes importantes:

- **Centro Nacional de Despacho (CND)**
Es la entidad encargada de coordinar y supervisar la operación del sistema eléctrico colombiano. Su función principal consiste en planificar y controlar el despacho de las centrales de generación y la operación de la red de transmisión, con el objetivo de garantizar una operación segura, confiable y económicamente eficiente del Sistema Interconectado Nacional. [2]
- **Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC)**
Organismo encargado de gestionar y liquidar las transacciones comerciales del Mercado de Energía Mayorista en Colombia. Tiene la responsabilidad de registrar los intercambios de energía entre los agentes del mercado, calcular las obligaciones económicas y administrar los procesos de facturación del sistema eléctrico. [2]

1.1.2 Agentes del mercado eléctrico mayorista

Son las empresas que participan directamente en la cadena de suministro de energía eléctrica. El sector se estructura en cuatro actividades principales: generación, transmisión, distribución y comercialización.

Generadores

La generación de energía eléctrica en Colombia puede ser desarrollada por cualquier agente económico y constituye la primera etapa de la cadena productiva del sector eléctrico. La energía producida se comercializa principalmente en el Mercado de Energía Mayorista, a través de dos

mecanismos: la bolsa de energía (mercado spot) y los contratos bilaterales entre agentes del mercado, como los acuerdos de compra de energía o PPA.

La regulación distingue diferentes tipos de generadores según la capacidad instalada de sus plantas. Aquellas unidades con capacidad igual o superior a 20 MW participan en el despacho centralizado del sistema, mientras que las plantas entre 10 MW y 20 MW pueden hacerlo de forma voluntaria. Las plantas de menor capacidad no participan directamente en el mercado mayorista y su energía puede ser comercializada mediante acuerdos con comercializadores o grandes consumidores.

Transmisores

La transmisión de energía eléctrica corresponde al transporte de electricidad desde las centrales de generación hasta las redes de distribución o grandes consumidores a través de líneas de alta tensión. En Colombia, esta actividad se desarrolla principalmente mediante el STN, que conecta las principales zonas de generación y demanda del país. Las empresas transportadoras son responsables de construir, operar y mantener la infraestructura de transmisión, recibiendo una remuneración regulada por el uso de estas redes.

En los últimos años, el desarrollo de nuevas líneas de transmisión ha sido fundamental para facilitar la integración de proyectos de energías renovables, especialmente solares y eólicos, ubicados en regiones con alto potencial energético. [1]

Distribuidores

La distribución de energía eléctrica corresponde al transporte de electricidad desde las redes de transmisión hasta los usuarios finales a través de redes de media y baja tensión. En Colombia, esta actividad se desarrolla mediante los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y los Sistemas de Distribución Local (SDL), que permiten llevar la energía desde el Sistema de Transmisión Nacional hasta las áreas de consumo.

Las empresas distribuidoras son responsables de la operación, mantenimiento y expansión de estas redes dentro de sus zonas de servicio, recibiendo una remuneración regulada por el uso de la infraestructura.

En los últimos años, la regulación también ha incorporado esquemas de generación distribuida y autogeneración, lo que ha permitido integrar sistemas de energía renovable especialmente solar fotovoltaica directamente en las redes de distribución, contribuyendo a la diversificación del sistema eléctrico colombiano. [1]

Comercializadores

La comercialización de energía eléctrica corresponde a la actividad mediante la cual las empresas adquieren electricidad en el Mercado de Energía Mayorista y la venden a los usuarios finales. Los comercializadores actúan como intermediarios entre generadores y consumidores, gestionando la compra de energía a través del mercado spot o mediante contratos bilaterales de largo plazo. En Colombia, los comercializadores pueden atender tanto usuarios regulados, cuyas tarifas están definidas por la regulación, como usuarios no regulados, que pueden negociar libremente las condiciones de suministro. En los últimos años, la comercialización también ha incorporado nuevos esquemas asociados a la transición energética, como contratos de suministro de energía renovable y acuerdos de compra de energía (PPA) provenientes de proyectos solares y eólicos. [1]

- **Usuarios regulados**

Los usuarios regulados son aquellos consumidores de energía eléctrica cuya demanda no supera el umbral establecido por la regulación, por lo que las condiciones de suministro y las tarifas que pagan están definidas por metodologías establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Generalmente corresponden a usuarios residenciales, comerciales y pequeños consumidores industriales atendidos por empresas comercializadoras dentro de sus áreas de servicio. En este esquema, los usuarios no negocian directamente el precio de la energía, sino que este es determinado por la regulación vigente y supervisado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. [1]

- **Usuarios No Regulados**

Los usuarios no regulados son consumidores de energía eléctrica con una demanda superior al umbral establecido por la regulación, lo que les permite negociar libremente las condiciones de suministro con los comercializadores o directamente con los generadores. Generalmente corresponden a grandes consumidores industriales o comerciales, quienes pueden suscribir contratos bilaterales de compra de energía, incluyendo acuerdos de largo plazo como los PPA, dentro del Mercado de Energía Mayorista regulado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. [1]

Capítulo 2. Proyección de los precios del mercado energético colombiano

El propósito de este capítulo del anexo es poder realizar una estimación de los precios y evitar utilizar de manera burda promedios de los años anteriores, como si eso se fuera a repetir en el futuro. La variabilidad que puede tener un mercado de cualquier producto es algo que deben de conocer los inversionistas de ese rubro, y en el caso del mercado de proyectos energéticos no es diferente.

Para el desarrollo del presente capítulo se realizará un extenso análisis de los datos disponibles por parte de XM y organismos relacionados al rubro o a la información que se pretende analizar. El análisis de estos datos se facilitará por medio de herramientas computacionales, como es la programación en Python.

Se inicio realizando un análisis del comportamiento de los precios, datos publicados por XM [3]. La grafica se adjunta a continuación.

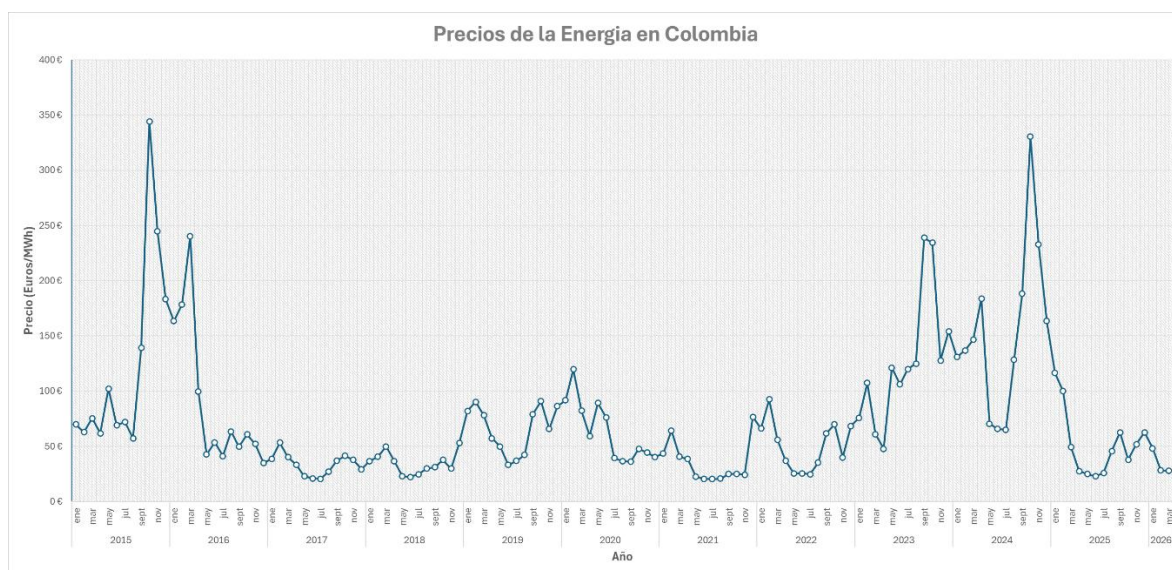


Ilustración 2. Evolución de los Precios de la Energía en Colombia (2015–2026). Tomado de [3]

Los años tomados a consideración fueron del 2015 a la actualidad, las razones son varias, pero la que mas destaca es que el comportamiento de los precios no es lineal ni cíclico, aparte que la generación de energías renovables, entre ellas la solar fotovoltaica tuvo su auge hasta este periodo, siendo el caso específico para la energía fotovoltaica en el año 2018.

Al analizar los datos surgen más preguntas que respuestas, como, por ejemplo, ¿Por qué hay meses que se alcanzan valores cercanos a los 350 €/MWh, mientras que hay otros en los que el precio baja cerca de los 20 €/MWh?

Entonces a partir de estas preguntas se puede deducir que los precios pueden estar relacionados a factores como la demanda nacional y como es abastecida.

Por lo que al consultar los datos de generación por recursos se puede observar que la generación hidroeléctrica es un pilar importante en el abastecimiento de la demanda, y que la energía que no se puede suministrar a través de este recurso, es suplida por medio de generación a base de combustible fósiles.

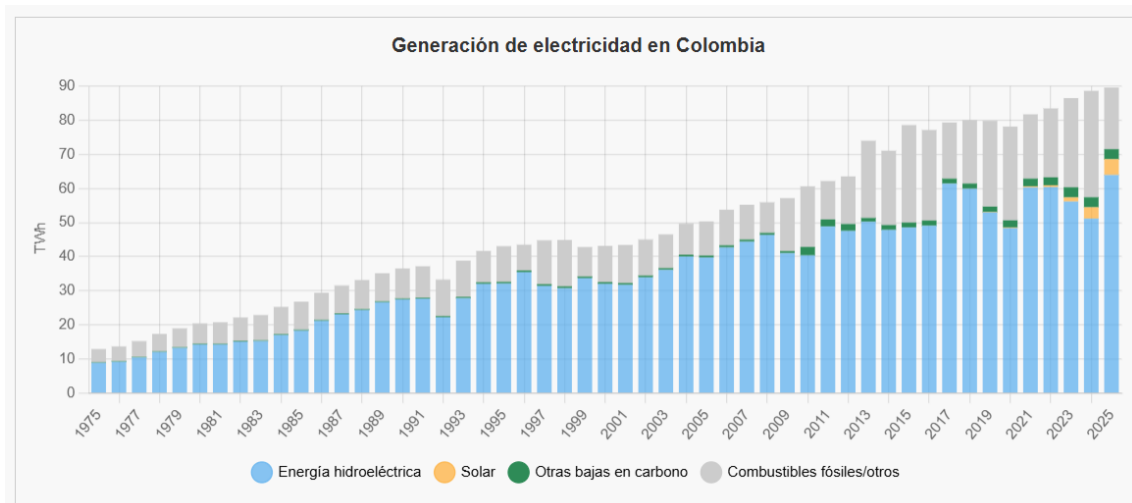


Ilustración 3. Evolución de la Generación Eléctrica en Colombia por Fuente (1975–2025). Tomado de [4]

Por lo tanto, la demanda y la generación de energía hidroeléctrica se convierten en los puntos a evaluar, los cuales se analizarán a profundidad, con el fin de lograr una proyección de precios.

2.1 Proyección de la demanda

El punto de partida será analizar el comportamiento de la demanda en los últimos años.

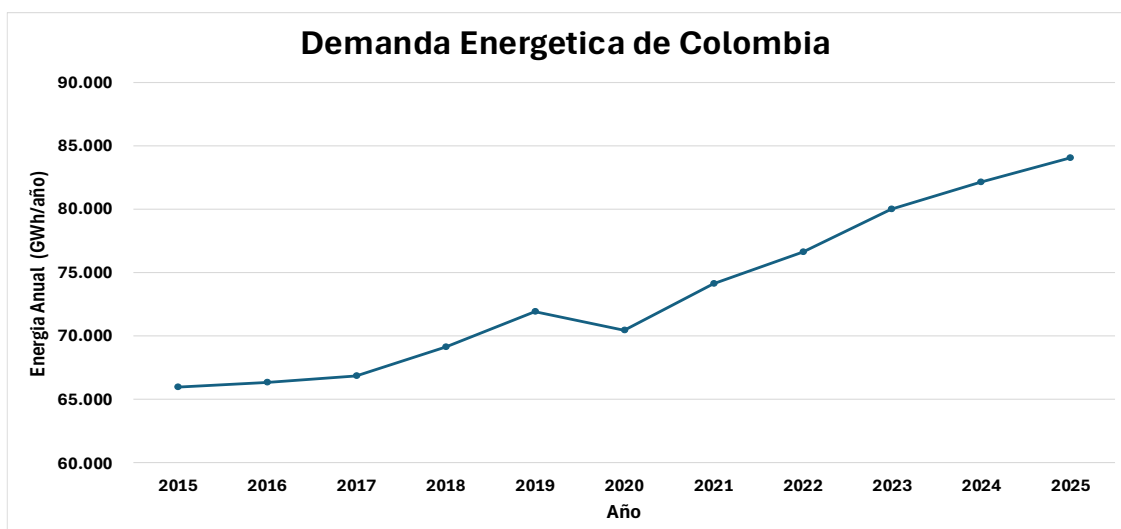


Ilustración 4. Comportamiento de la demanda 2015 - 2025. Tomado de [3]

En el gráfico anterior se observa que la demanda nacional de energía eléctrica en Colombia ha presentado una tendencia creciente durante los últimos diez años.

Según datos del operador del sistema, XM, la demanda energética se divide de la siguiente manera:

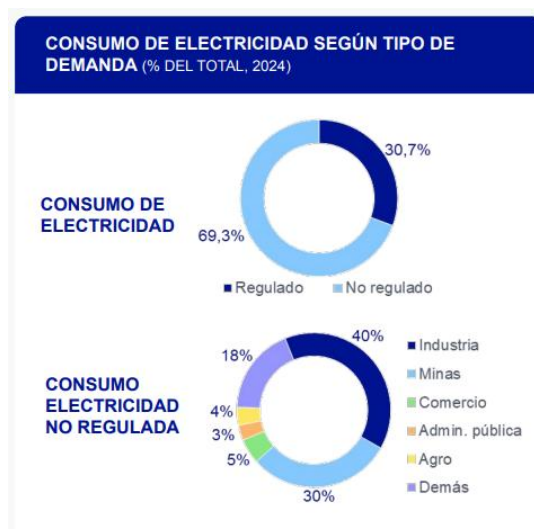


Ilustración 5. Distribución de la demanda energética de Colombia. Tomado de [3]

Se tiene que alrededor del 31 % de la demanda proviene de clientes regulados (Hogares y negocios pequeños) mientras que el restante 69% proviene de clientes no regulados que generalmente son grandes clientes industriales.

En este punto, se puede inferir que la demanda energética está influenciada principalmente por el desarrollo industrial de Colombia y, en menor medida, aunque de forma significativa, por el crecimiento poblacional. Con el fin de validar esta hipótesis, resulta necesario analizar el comportamiento de indicadores de desarrollo económico, como el Producto Interno Bruto (PIB), así como la evolución del crecimiento demográfico del país.

2.1.1 Desarrollo económico de Colombia

Para evaluar el desarrollo económico e industrial de Colombia, se utilizará el comportamiento histórico del Producto Interno Bruto (PIB) como indicador representativo. Este indicador permite analizar la evolución de la actividad económica del país, ya que un crecimiento sostenido del PIB suele estar asociado a un aumento en la producción industrial y en los niveles de ingreso. En este sentido, es razonable suponer que la expansión de la actividad económica conlleva un incremento en la demanda energética, dado que los

sectores productivos requieren mayores consumos de energía para sostener su crecimiento.

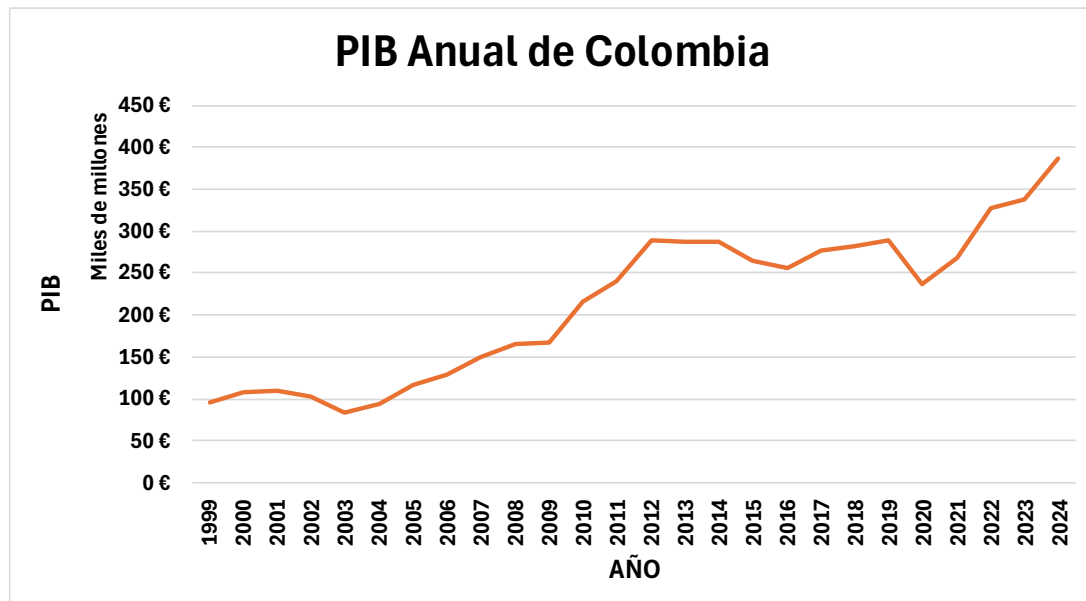


Ilustración 6. Evolución del PIB de Colombia (1999–2024). Tomado de [5]

Se observa una tendencia general de crecimiento a lo largo del periodo analizado. Aunque se presentan algunas variaciones en ciertos años, el comportamiento global evidencia un incremento significativo del PIB en Colombia, pasando de aproximadamente 96 mil millones de euros en 1999 a más de 387 mil millones de euros en 2024 [5]. Este crecimiento refleja un aumento en la actividad económica del país, lo cual suele estar asociado con procesos de desarrollo industrial, expansión del sector productivo y mayor demanda de bienes y servicios.

De hecho, se puede observar como durante el 2020 se tuvo una disminución en la demanda al igual que en el PIB.

Para poder realizar una proyección de la demanda es necesario tener una proyección del PIB, la cual se trato de calcular por medio la fórmula de crecimiento compuesto:

$$g = \left(\frac{PIB_{final}}{PIB_{inicial}} \right)^{\frac{1}{n}} - 1$$

Esta fórmula se calculó en Python y dio como resultado un crecimiento del 5.4% anual durante los próximos año, Valor que es demasiado alto y podría llevar a sobreestimar la demanda, por lo cual se decidió utilizar un dato conservador, y este es de un crecimiento del 3% anual.

2.1.2 Crecimiento poblacional en Colombia

Para el apartado del crecimiento poblacional resulta un poco más sencillo realizar su análisis debido que entidades gubernamentales tiene disponible la evolución de la población en el tiempo, desde 1950 y además muestra una proyección hasta el año 2070.

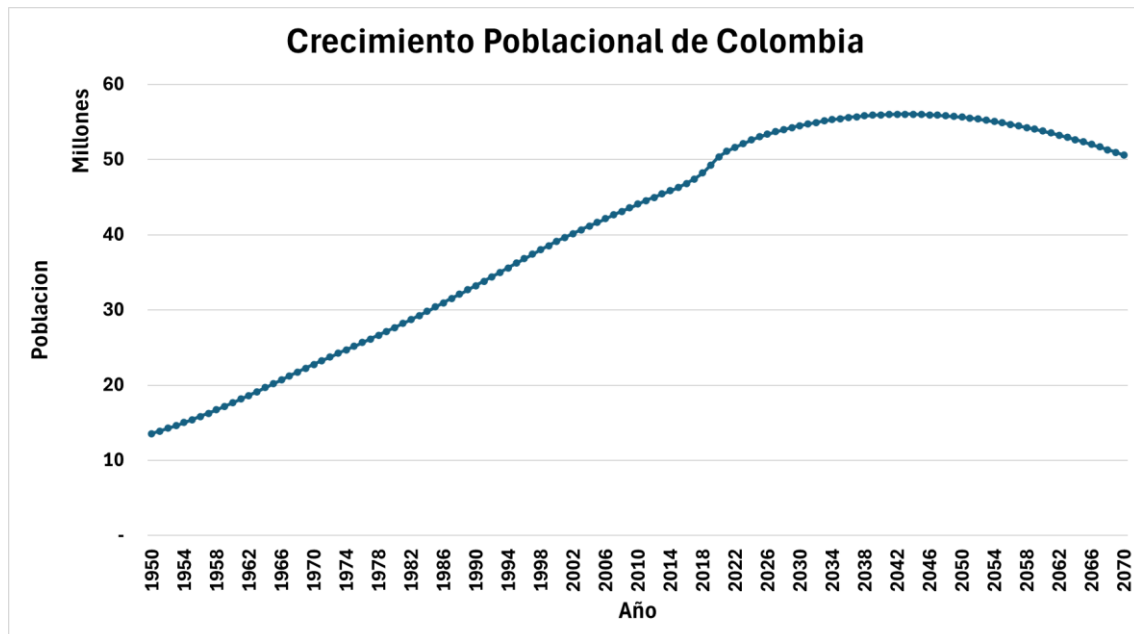


Ilustración 7. Crecimiento Poblacional de Colombia. Tomado de [6]

En la gráfica se observa la evolución del crecimiento poblacional de Colombia durante el periodo comprendido entre 1999 y 2024. Los datos muestran una tendencia sostenida al alza, pasando de aproximadamente 38,6 millones de habitantes en 1999 a más de 52,6 millones en 2024.

2.1.3 Relación entre PIB y Población.

Con el fin de simplificar el desarrollo del modelo de regresión, se optó por integrar las variables de PIB y población en un único indicador económico, el **PIB per cápita**, el cual permite reflejar de manera más representativa el nivel de desarrollo económico del país en relación con su población. Para ello se verificó la existencia de una relación entre el PIB per cápita y la demanda energética, observándose una tendencia positiva entre ambas variables, tal como se muestra en la siguiente figura.

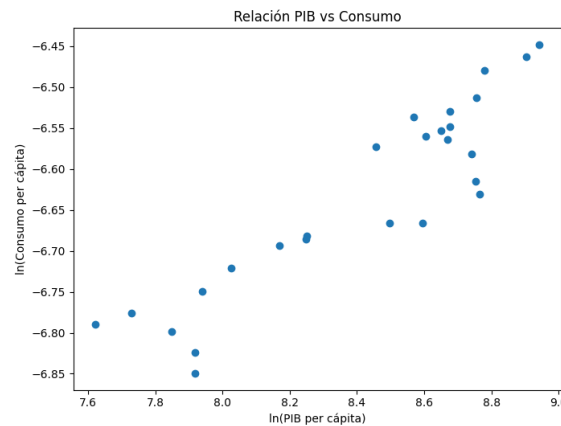


Ilustración 8. Relación entre PIB per cápita y Consumo per cápita en Colombia

Este comportamiento indica que, a medida que aumenta el nivel de ingreso por habitante, también se incrementa el consumo de energía, lo cual justifica el uso de este indicador como variable explicativa dentro del modelo.

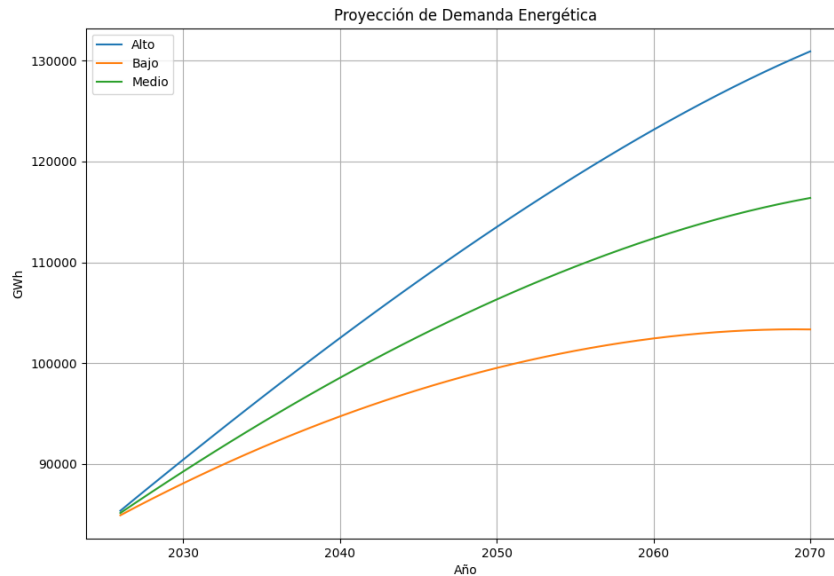
2.1.4 Modelo en Python para estimar la demanda.

Para la estimación del demanda se desarrolló un modelo en Python que permite proyectar la demanda energética futura a partir de la relación histórica entre el consumo eléctrico y el nivel de actividad económica.

Para ello, utiliza como entradas tres conjuntos de datos: la demanda eléctrica anual, la población y el Producto Interno Bruto (PIB), todos organizados por año y leídos desde un archivo Excel. Con esta información, el modelo calcula variables per cápita, estima mediante una regresión lineal la elasticidad entre el PIB per cápita y el consumo per cápita, y posteriormente define distintos escenarios de crecimiento económico (bajo, medio y alto). A partir de estos supuestos, proyecta el PIB futuro, lo combina con las proyecciones de población y aplica la elasticidad estimada para calcular la demanda energética futura.

Como salidas, el programa genera tablas con la proyección de la demanda para cada escenario, gráficos comparativos de la evolución de la demanda en el tiempo y un archivo Excel consolidado que contiene todos los resultados organizados por escenario.

A continuación, se comparte una imagen de la proyección de la demanda para los próximos 40 años según el nivel de desarrollo económico considerado. Para el proyecto escogeremos el escenario intermedio que ocupa un crecimiento del PIB del 3% anual



A continuación, se comparte el código de la demanda.

```
import pandas as pd
import numpy as np
from sklearn.linear_model import LinearRegression
import matplotlib.pyplot as plt
import os
from datetime import datetime

# Ruta del archivo (cambia esto si tu archivo está en otra carpeta)
archivo = r"C:\Users\ Proyeccion de la demanda\Datos_proy_dem.xlsx"

# Obtener carpeta del archivo original
carpeta = os.path.dirname(archivo)

# Leer cada hoja
demanda = pd.read_excel(archivo, sheet_name="demanda")
poblacion = pd.read_excel(archivo, sheet_name="poblacion")
pib = pd.read_excel(archivo, sheet_name="pib")

# Unir solo años que existan en las 3 tablas
demanda = demanda.sort_values("Año")
poblacion = poblacion.sort_values("Año")
pib = pib.sort_values("Año")

df = demanda.merge(poblacion, on="Año", how="inner").merge(pib, on="Año",
how="inner")

# Consumo per cápita (MWh por persona)
df["consumo_pc"] = df["Demanda_GWh"] / df["Poblacion"]

# PIB per cápita
df["pib_pc"] = df["PIB"] / df["Poblacion"]

print("\n--- VARIABLES PER CAPITA ---")
print(df[["Año", "consumo_pc", "pib_pc"]].head())

df["ln_consumo_pc"] = np.log(df["consumo_pc"])
```

```
df["ln_pib_pc"] = np.log(df["pib_pc"])

print("\n--- VARIABLES LOG ---")
print(df[["ln_consumo_pc", "ln_pib_pc"]].head())

X = df[["ln_pib_pc"]]
y = df["ln_consumo_pc"]

modelo = LinearRegression()
modelo.fit(X, y)

a = modelo.intercept_
b = modelo.coef_[0]

print("\n--- RESULTADO DEL MODELO ---")
print("Intercepto (a):", a)
print("Elasticidad (b):", b)

plt.scatter(df["ln_pib_pc"], df["ln_consumo_pc"])
plt.xlabel("ln(PIB per cápita)")
plt.ylabel("ln(Consumo per cápita)")
plt.title("Relación PIB vs Consumo")
plt.show()

g_bajo = 0.02
g_medio = 0.03
g_alto = 0.04

print("\nEscenarios:")
print("Bajo:", g_bajo)
print("Medio:", g_medio)
print("Alto:", g_alto)

def proyectar_demanda(crecimiento_pib, nombre):
    futuro = poblacion[poblacion["Año"] >= 2026].copy()

    pib_base = df[df["Año"] == 2025]["PIB"].values[0]
    demanda_base = df[df["Año"] == 2025]["Demanda_GWh"].values[0]
    poblacion_base = df[df["Año"] == 2025]["Poblacion"].values[0]
    pib_pc_base = pib_base / poblacion_base

    futuro["PIB"] = np.nan
    futuro["PIB"] = futuro["PIB"].astype(float)
    futuro.loc[futuro["Año"] == 2026, "PIB"] = pib_base * (1 + crecimiento_pib)

    for i in range(1, len(futuro)):
        futuro.iloc[i, futuro.columns.get_loc("PIB")] = futuro.iloc[i - 1][
            "PIB"
        ] * (1 + crecimiento_pib)

    futuro["pib_pc"] = futuro["PIB"] / futuro["Poblacion"]

    futuro["Demanda_GWh"] = demanda_base * (
        (futuro["Poblacion"] / poblacion_base) *
        (futuro["pib_pc"] / pib_pc_base) ** b
    )
```

```
futuro["Escenario"] = nombre
return futuro

esc_bajo = proyectar_demanda(g_bajo, "Bajo")
esc_medio = proyectar_demanda(g_medio, "Medio")
esc_alto = proyectar_demanda(g_alto, "Alto")

resultado = pd.concat([esc_bajo, esc_medio, esc_alto], ignore_index=True)

print("\n--- RESULTADO FINAL ---")
print(resultado[["Año", "Escenario", "Demanda_GWh"]])

for nombre, grupo in resultado.groupby("Escenario"):
    plt.plot(grupo["Año"], grupo["Demanda_GWh"], label=nombre)

plt.legend()
plt.title("Proyección de Demanda Energética")
plt.xlabel("Año")
plt.ylabel("GWh")
plt.grid()
plt.show()

# Crear nombre con fecha y hora
timestamp = datetime.now().strftime("%Y%m%d_%H%M%S")

nombre_archivo = f"proyeccion_demanda_{timestamp}.xlsx"

ruta_salida = os.path.join(carpeta, nombre_archivo)

# Exportar a Excel
with pd.ExcelWriter(ruta_salida) as writer:
    esc_bajo.to_excel(writer, sheet_name="Bajo", index=False)
    esc_medio.to_excel(writer, sheet_name="Medio", index=False)
    esc_alto.to_excel(writer, sheet_name="Alto", index=False)
    resultado.to_excel(writer, sheet_name="Consolidado", index=False)

print("\nArchivo guardado en:")
print(ruta_salida)
```

2.2 Proyección de Precios.

Para tener una mejor proyección de la generación hidro y a futuro los precios se necesitaron trabajar con datos mensuales. La demanda eléctrica, originalmente proyectada a nivel anual, fue desagregada a escala mensual mediante la aplicación de un perfil estacional derivado de datos históricos. Para ello, se calcularon las participaciones relativas de cada mes sobre el total anual, obteniendo así factores de distribución mensual normalizados cuya suma es igual a la unidad.

Posteriormente, estos factores se aplicaron a la demanda anual proyectada de cada año del horizonte de estudio, permitiendo estimar la demanda mensual correspondiente. Este enfoque asume que la estacionalidad observada en el pasado se mantiene en el futuro, lo cual resulta adecuado para capturar los

patrones intra-anales de consumo en ausencia de cambios estructurales significativos.

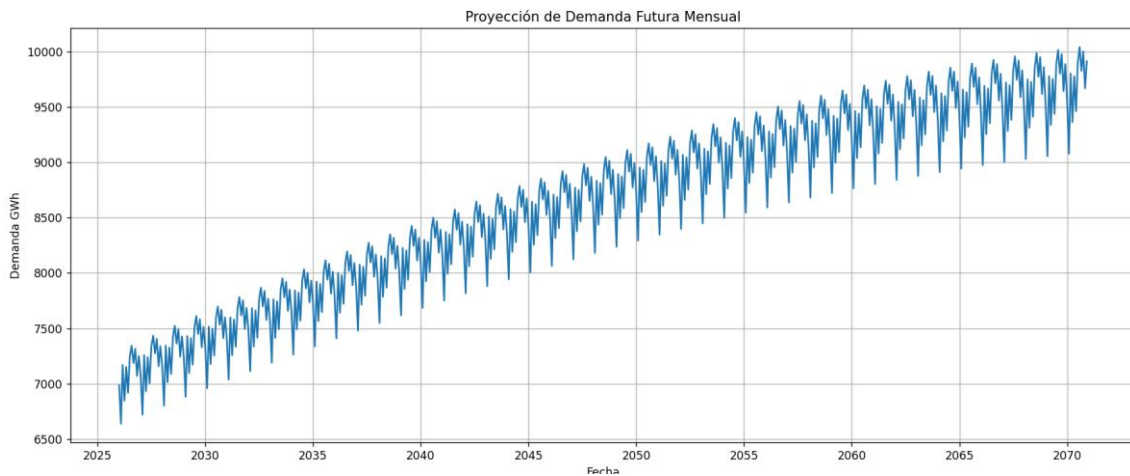


Ilustración 9. Proyección de la demanda mensual.

Siguiente punto fue estimar como aumentaría la capacidad de generación hidroeléctrica durante el tiempo de proyección, esto consideran el comportamiento que se tuvo en los registros de XM.

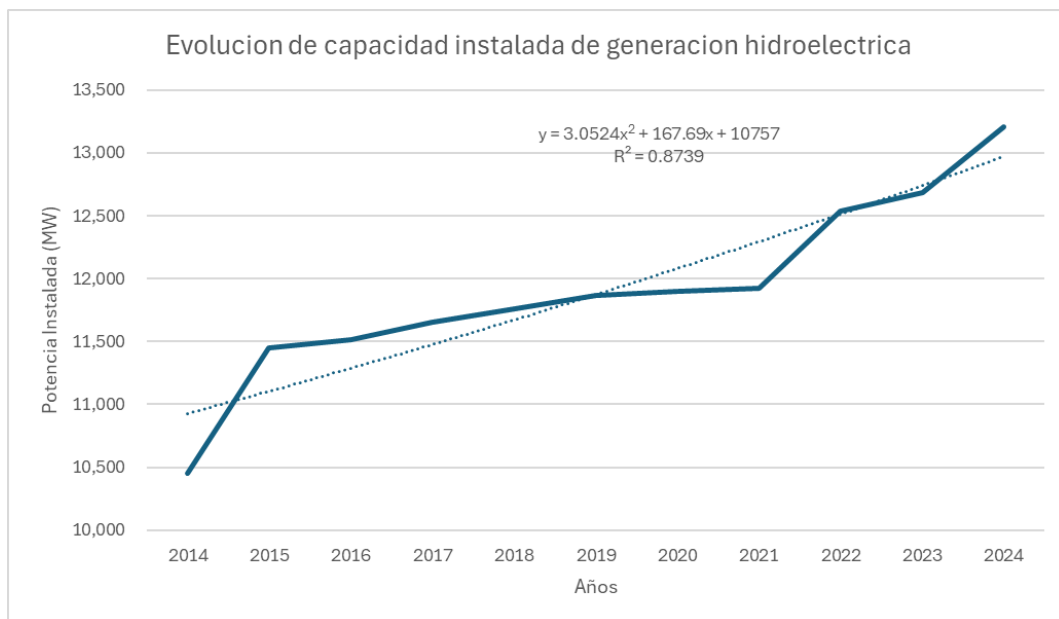


Ilustración 10. Histórico de potencia instalada de generación Hidro

En base al comportamiento histórico se considerar un incremento lineal.

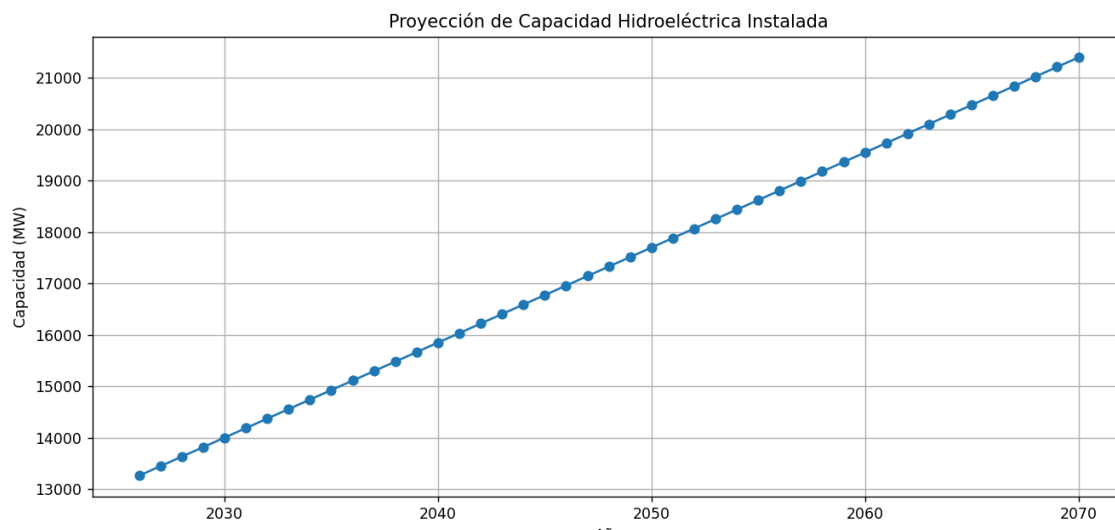


Ilustración 11. Resultados de la proyección de capacidad hidroeléctrica instalada hasta el 2070

Como siguiente punto se procedió a tomar en cuenta la evolución de la generación solar fotovoltaica en el sistema. Por lo que primero se evaluaron los datos históricos de generación.

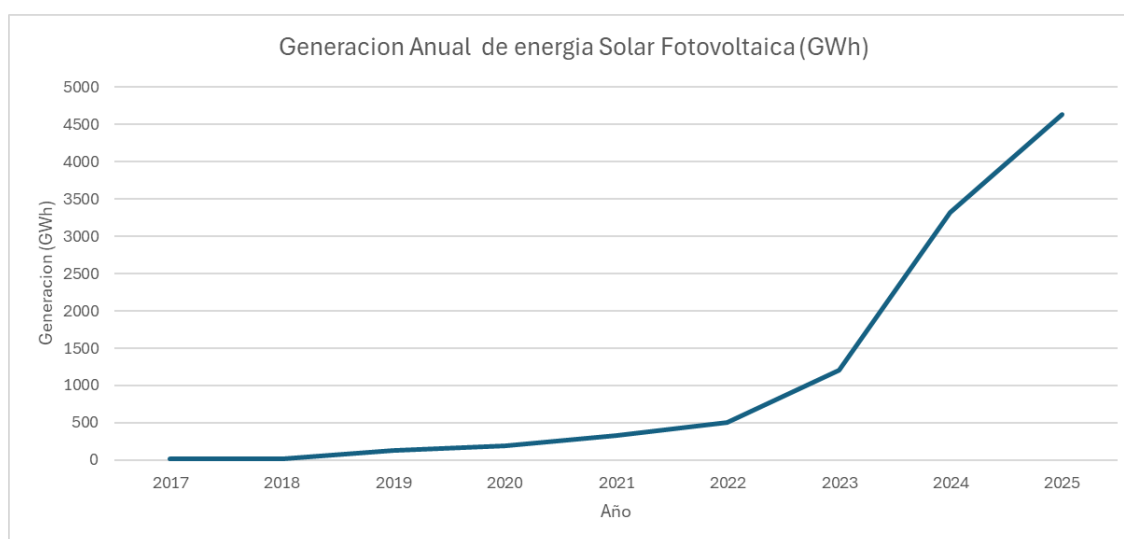


Ilustración 12. Histórico de generación fotovoltaica en Colombia.

Posteriormente, se estimó una trayectoria de crecimiento de la generación, asociada principalmente al incremento esperado de la capacidad instalada fotovoltaica. Esta proyección se aplicó manteniendo el perfil estacional observado, de modo que cada mes conserva su patrón relativo de generación (mayor en meses más soleados y menor en los menos favorables). Adicionalmente, se incorporaron restricciones para evitar crecimientos no realistas, que provocarían un aumento en los vertimientos de generación base,

afectando directamente los precios de la energía y volviendo poco competitivo o nulo el mercado de venta Spot. El resultado es una serie mensual proyectada de generación solar coherente tanto con la evolución esperada del parque instalado como con la estacionalidad característica del recurso.

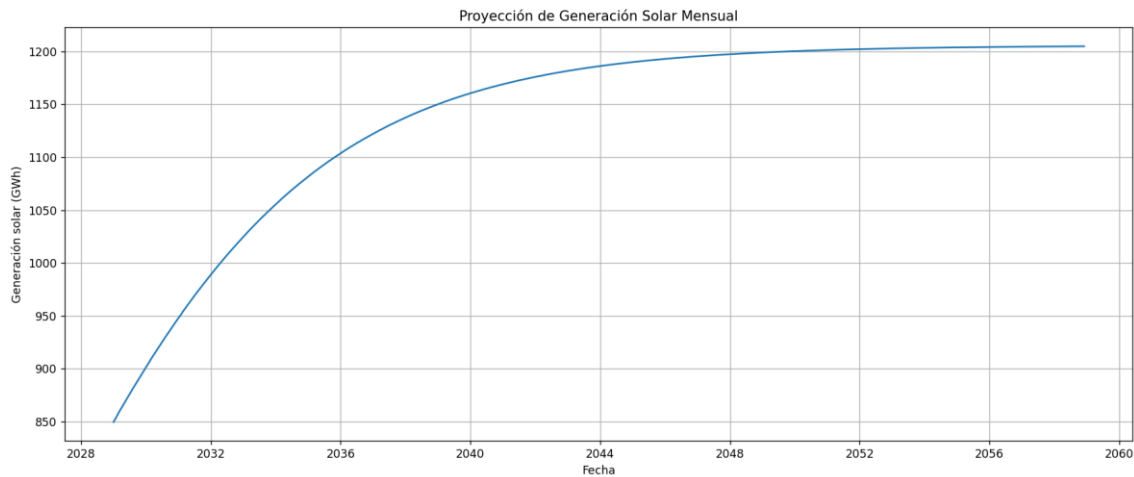


Ilustración 13. Proyección de generación solar fotovoltaica hasta el año 2060.

El paso final fue estimar como afecta el fenómeno del niño y de la niña a la generación hidroeléctrica. Para lo cual primero se recopiló información sobre como se ha comportado el ENSO desde 1995 hasta la fecha, información que se resume en la siguiente tabla.

Tabla 1. Histórico de ENSO. Tomado de [7]

Año	Estado ENSO	Intensidad
1995	La Niña	Moderado
1996	Neutral	Neutral
1997	El Niño	Muy Fuerte
1998	El Niño	Moderado
1999	La Niña	Fuerte
2000	La Niña	Fuerte
2001	Neutral	Neutral
2002	El Niño	Moderado
2003	El Niño	Moderado
2004	El Niño	Débil
2005	El Niño	Débil
2006	El Niño	Moderado
2007	El Niño	Moderado
2008	La Niña	Fuerte
2009	El Niño	Moderado
2010	El Niño	Moderado
2011	La Niña	Fuerte
2012	La Niña	Débil

2013	Neutral	Neutral
2014	El Niño	Débil
2015	El Niño	Muy Fuerte
2016	El Niño	Muy Fuerte
2017	La Niña	Débil
2018	El Niño	Débil
2019	El Niño	Moderado
2020	La Niña	Moderado
2021	La Niña	Moderado
2022	La Niña	Moderado
2023	El Niño	Fuerte
2024	El Niño	Fuerte
2025	Neutral	Neutral

Además de estos datos, también se consultaron proyección del fenómeno del niño y de la niña en la región latinoamericana.

Tabla 2. Proyección del comportamiento del ENSO. Tomado de [8]

Año	Fase ENSO	Intensidad	Explicación
2026	Niño	Fuerte	Se toma como arranque un evento Niño fuerte en el corto plazo, y desde ahí se arma la secuencia.
2027	Niño	Suave	Persistencia residual frecuente después de un Niño fuerte.
2028	Neutral	Suave	Transición típica tras disiparse un evento cálido.
2029	Niña	Suave	Después de Niño, muchas secuencias pasan a enfriamiento o neutralidad; aquí se asumió enfriamiento débil.
2030	Niño	Suave	Reaparición dentro del intervalo típico ENSO de 3–7 años.
2031	Neutral	Suave	Año de descanso del sistema tras un evento cálido débil.
2032	Niño	Moderado	Nuevo evento cálido dentro de una recurrencia plausible.
2033	Niña	Suave	Alternancia razonable tras un Niño moderado.
2034	Neutral	Suave	Fase intermedia de estabilización océano-atmósfera.
2035	Niño	Fuerte	Se colocó un evento fuerte por patrón histórico espaciado, no por predicción exacta.
2036	Neutral	Suave	Salida del evento fuerte hacia condiciones cercanas al promedio.
2037	Niño	Suave	Persistencia/rebote cálido débil posible tras un evento fuerte previo.
2038	Niña	Moderado	Compensación fría plausible luego de varios años con sesgo cálido.
2039	Neutral	Suave	Año de transición, sin señal dominante.
2040	Niño	Moderado	Nuevo Niño dentro del intervalo medio esperado.
2041	Neutral	Suave	Alternancia hacia condiciones medias.
2042	Niño	Fuerte	Otro pico cálido intenso espaciado aproximadamente una década respecto a otro fuerte.
2043	Niña	Suave	Respuesta fría débil tras un evento Niño intenso.
2044	Neutral	Suave	Fase de relajación del sistema ENSO.
2045	Niño	Suave	Evento cálido débil dentro de la recurrencia normal.

2046	Niña	Moderado	Cambio a fase fría como parte de la oscilación natural.
2047	Niño	Moderado	Retorno cálido en una secuencia oscilatoria plausible.
2048	Neutral	Suave	Año sin forzamiento claro hacia Niño o Niña.
2049	Niña	Suave	Enfriamiento débil tras el evento cálido anterior.
2050	Niño	Fuerte	Se ubica otro evento fuerte por espaciado histórico aproximado.
2051	Neutral	Suave	Salida del evento fuerte hacia estado medio.
2052	Niño	Suave	Persistencia o rebrote cálido débil posterior a un evento fuerte.
2053	Niña	Moderado	Fase fría plausible tras varios años con influencia cálida.
2054	Neutral	Suave	Año de transición sin anomalía dominante.
2055	Niño	Moderado	Reaparición cálida en el rango típico de recurrencia ENSO.

La proyección de la generación hidroeléctrica se realizó a partir de datos históricos mensuales, incorporando tanto la estacionalidad del recurso hídrico como la variabilidad interanual asociada a condiciones climáticas. En primer lugar, se definió un perfil base mensual a partir del comportamiento histórico de la generación. Posteriormente, este perfil fue ajustado mediante factores de corrección vinculados a indicadores climáticos (como ENSO), que permiten capturar periodos más húmedos o secos. Estos factores se aplicaron de forma probabilística o según escenarios, generando así una serie mensual proyectada que refleja tanto la estacionalidad como la incertidumbre hidrológica, manteniendo valores dentro de rangos coherentes con la operación real del sistema.

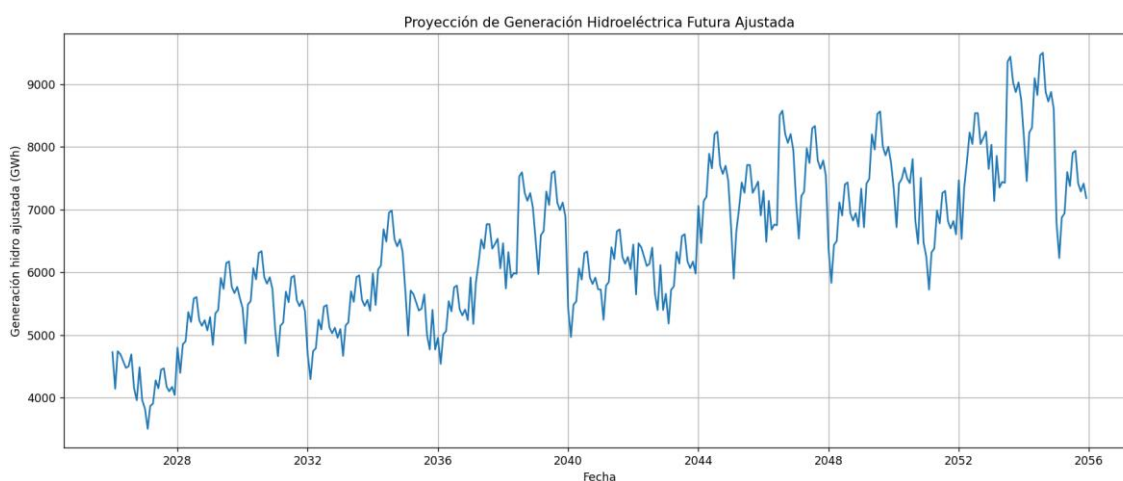


Ilustración 14. Proyección de la generación hidroeléctrica hasta el año 2056.

La relación entre la demanda y la generación hidroeléctrica se analizó mediante la comparación de sus series mensuales proyectadas a lo largo del horizonte de estudio. La demanda presenta una tendencia creciente sostenida, con una estacionalidad marcada y variaciones relativamente estables, mientras que la generación hidroeléctrica, aunque también muestra estacionalidad, está sujeta a una mayor variabilidad asociada a la disponibilidad del recurso hídrico y crece a un ritmo más moderado. A partir de la gráfica se observa que, si bien la generación hidroeléctrica sigue aportando una fracción relevante del suministro,

se observa cómo hay años en los que la generación hidro disminuye, afectada por el fenómeno del niño.

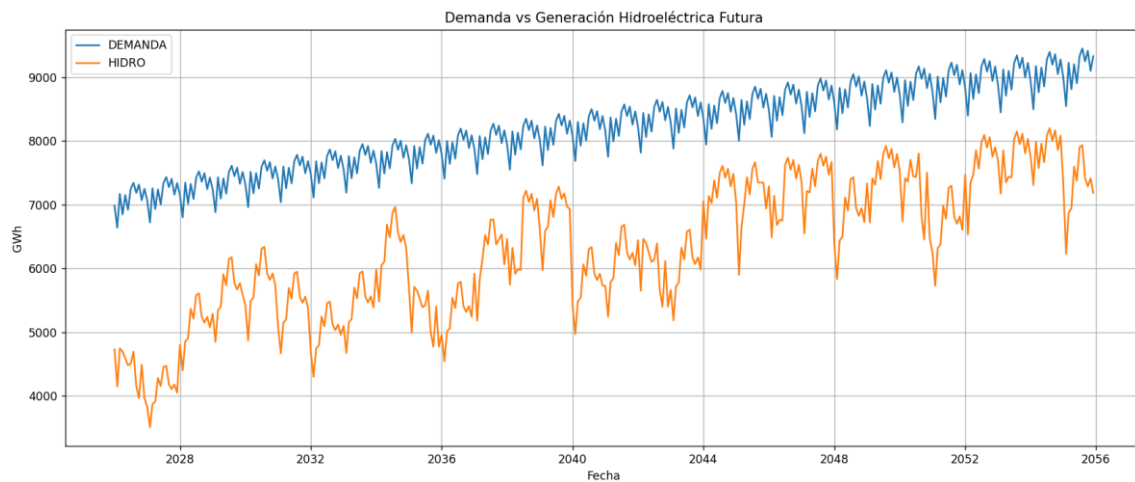


Ilustración 15. Proyección de la demanda vs la generación Hidroeléctrica

La proyección de precios se realizó integrando las series mensuales proyectadas de demanda y generación (hidroeléctrica y solar), con el objetivo de capturar el equilibrio entre oferta y demanda del sistema eléctrico. A partir de esta relación, se modeló el comportamiento del precio considerando que mayores niveles de demanda respecto a la oferta disponible tienden a presionar los precios al alza, mientras que una mayor disponibilidad de generación los modera. Asimismo, se incorporaron efectos estacionales y la variabilidad asociada a la generación hidroeléctrica, reflejando condiciones más secas o húmedas. Como resultado, se obtuvo una serie mensual de precios proyectados coherente con la evolución esperada del sistema, capturando tanto tendencias de largo plazo como fluctuaciones de corto plazo.

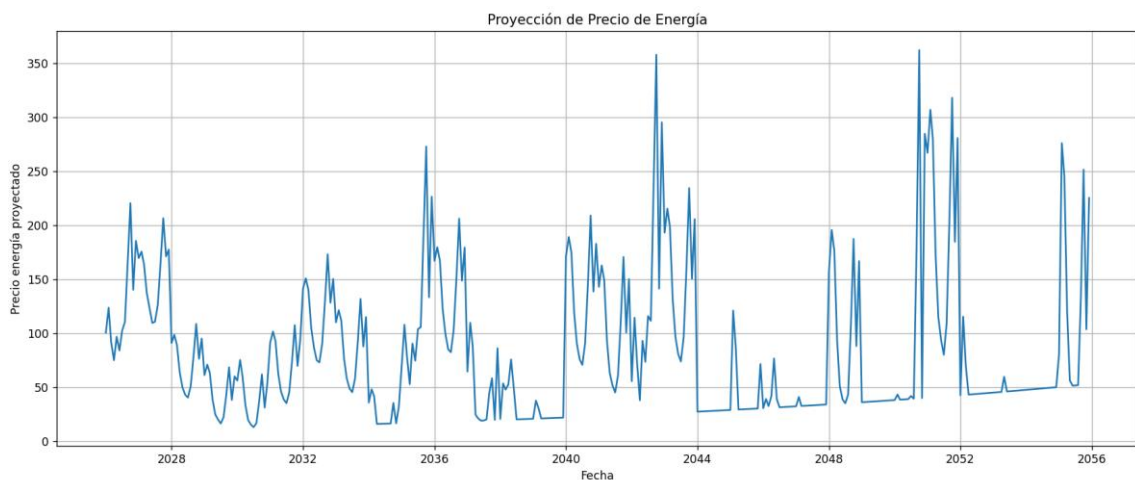


Ilustración 16. Proyección de precios de la energía para Colombia (2026-2056)

2.3 Script para proyección de generación hidroeléctrica, generación solar, y precios de la energía.

```
import pandas as pd
import statsmodels.api as sm
import seaborn as sns
import matplotlib.pyplot as plt
import os

# Leer Excel
df = pd.read_excel(
    r"C:\Universidad Europea\OneDrive\000000000 Universidad
Europea\TFM\Recursos\Proyeccion de precios\Datos_para_precios.xlsx",
    sheet_name="historicos"
)

# Limpiar nombres de columnas
df.columns = df.columns.str.strip()

cols_numericas = [
    "precio_energia",
    "demanda_gwh",
    "hidro_gwh",
    "capacidad_hidro_mw",
    "enso_score",
    "inflacion"
]

for col in cols_numericas:
    df[col] = (
        df[col]
        .astype(str)
        .str.replace(",", "", regex=False)
        .str.strip()
    )
    df[col] = pd.to_numeric(df[col], errors="coerce")

# Revisar nulos
print(df[cols_numericas].isnull().sum())

# Nos quedamos solo con las columnas que usaremos
df_modelo = df[[
    "precio_energia",
    "demanda_gwh",
    "hidro_gwh",
    "enso_score"
]].copy()

# Eliminar filas con nulos, si existieran
df_modelo = df_modelo.dropna()

# Variable dependiente
y = df_modelo["precio_energia"]
```

```
# Variables explicativas
X = df_modelo[["demanda_gwh", "hidro_gwh", "enso_score"]]

# Agregar constante
X = sm.add_constant(X)

# Ajustar modelo
modelo = sm.OLS(y, X).fit()

# Resumen completo
print(modelo.summary())

# Base para modelo de hidro
df_hidro = df[[
    "hidro_gwh",
    "enso_score",
    "capacidad_hidro_mw"
]].copy()

df_hidro = df_hidro.dropna()

print(df_hidro.head())
print(df_hidro.shape)

# Variable dependiente
y_h = df_hidro["hidro_gwh"]

# Variables explicativas
X_h = df_hidro[["enso_score", "capacidad_hidro_mw"]]

# Agregar constante
X_h = sm.add_constant(X_h)

# Ajustar modelo
modelo_hidro = sm.OLS(y_h, X_h).fit()

# Resumen
print(modelo_hidro.summary())

# Total anual real
total_anual = df.groupby("anio", as_index=False)["demanda_gwh"].sum()
total_anual = total_anual.rename(columns={"demanda_gwh":
"demanda_anual_real"})

# Copia histórica con total anual
df_hist = df.copy()
df_hist = df_hist.merge(total_anual, on="anio", how="left")

# Peso mensual dentro de cada año
df_hist["peso_mes"] = df_hist["demanda_gwh"] / df_hist["demanda_anual_real"]

# Peso promedio por mes
pesos_mensuales = df_hist.groupby("mes", as_index=False)["peso_mes"].mean()

# Normalizar
```

```

pesos_mensuales["peso_mes"] = pesos_mensuales["peso_mes"] /
pesos_mensuales["peso_mes"].sum()

print(pesos_mensuales)
print("Suma pesos:", pesos_mensuales["peso_mes"].sum())

dem_anual = pd.read_excel(
    r"C:\Universidad Europea\OneDrive\000000000 Universidad
Europea\TFM\Recursos\Proyeccion de precios\Datos_para_precios.xlsx",
    sheet_name="demanda_proyectada"
)

dem_anual.columns = dem_anual.columns.str.strip()
dem_anual["demanda_anual"] = pd.to_numeric(dem_anual["demanda_anual"],
errors="coerce")
# Crear meses
meses = pd.DataFrame({"mes": range(1, 13)})

# Expandir
dem_mensual = dem_anual.merge(meses, how="cross")

# Agregar pesos
dem_mensual = dem_mensual.merge(pesos_mensuales, on="mes", how="left")

# Calcular demanda mensual
dem_mensual["demanda_gwh"] = dem_mensual["demanda_anual"] *
dem_mensual["peso_mes"]

# Crear fecha
dem_mensual["fecha"] = pd.to_datetime(
    dem_mensual["anio"].astype(str) + "-" + dem_mensual["mes"].astype(str) +
"-01"
)
print(dem_mensual.head())

check = dem_mensual.groupby("anio", as_index=False)["demanda_gwh"].sum()
check = check.merge(dem_anual, on="anio", how="left")
check["error"] = check["demanda_gwh"] - check["demanda_anual"]
print(check.head())

#<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<< PROYECCION CAPACIDAD INSTALADA HIDRO

# Datos anuales de capacidad (promedio por año)
cap_anual = df.groupby("anio", as_index=False)["capacidad_hidro_mw"].mean()
print(cap_anual.head())

# Modelo de capacidad
y_cap = cap_anual["capacidad_hidro_mw"]
X_cap = sm.add_constant(cap_anual[["anio"]])

modelo_cap = sm.OLS(y_cap, X_cap).fit()
print(modelo_cap.summary())

# Años futuros (tomados de demanda proyectada)
cap_futuro = dem_anual[["anio"]].copy()
X cap fut = sm.add constant(cap futuro)

```



```
plt.tight_layout()
plt.show()
#<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<< VARIABLES HIDRO HISTORICAS PARA FACTORES

# Horas del mes
df["dias_mes"] = df["fecha"].dt.days_in_month
df["horas_mes"] = df["dias_mes"] * 24

# Capacidad mensual expresada en GWh posibles del mes
# MW * horas / 1000 = GWh
df["capacidad_hidro_gwh"] = (df["capacidad_hidro_mw"] * df["horas_mes"]) / 1000

# Horas equivalentes de operación hidro
# hidro_gwh / capacidad_hidro_gwh * horas_mes
# esto te devuelve "horas equivalentes" en el mes
df["horas_equiv"] = (df["hidro_gwh"] / df["capacidad_hidro_gwh"]) * df["horas_mes"]

print(df[["fecha", "mes", "hidro_gwh", "capacidad_hidro_mw", "capacidad_hidro_gwh", "horas_equiv", "enso_score"]].head())

#<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<< ENSO PREVIO

# ENSO anual (tomando el primero de cada año)
enso_anual_hist = df.groupby("anio", as_index=False)["enso_score"].first()

# Crear enso_previo
enso_anual_hist["enso_previo"] = enso_anual_hist["enso_score"].shift(1)

print(enso_anual_hist.head(10))

# Unir al histórico mensual
df = df.merge(
    enso_anual_hist[["anio", "enso_previo"]],
    on="anio",
    how="left"
)

print(df[["fecha", "anio", "mes", "enso_score", "enso_previo"]].head(15))

#<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<< PROMEDIO HISTORICO DE HORAS POR MES

promedio_horas_mes = df.groupby("mes", as_index=False)["horas_equiv"].mean()
promedio_horas_mes = promedio_horas_mes.rename(columns={"horas_equiv": "horas_equiv_prom_mes"})

print(promedio_horas_mes)

# Unir promedio mensual
df = df.merge(promedio_horas_mes, on="mes", how="left")

# Factor observado
df["factor_hidro"] = df["horas_equiv"] / df["horas_equiv_prom_mes"]

print(df[["fecha", "mes", "horas_equiv", "horas_equiv_prom_mes", "factor_hidro", "enso_score", "enso_previo"]].head(15))
```

```
#<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<< TABLA DE FACTORES

factores_hidro = (
    df.dropna(subset=["enso_previo"])
        .groupby(["mes",          "enso_previo",          "enso_score"],
as_index=False)["factor_hidro"]
        .mean()
)

#<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<< COMPLETAR TABLA DE FACTORES PARA TODOS LOS MESES

# Valores ENSO posibles
valores_enso = sorted(df["enso_score"].dropna().unique())

factores_hidro_completo = []

for mes_i in sorted(df["mes"].dropna().unique()):

    # Filtrar un mes
    tabla_mes = factores_hidro[factores_hidro["mes"] == mes_i].pivot(
        index="enso_previo",
        columns="enso_score",
        values="factor_hidro"
    )

    # Reindexar filas y columnas para asegurar que estén todas las combinaciones
    tabla_mes = tabla_mes.reindex(index=valores_enso, columns=valores_enso)

    # Forzar valores DESPUÉS del reindex
    tabla_mes.loc[3, 3] = 0.65
    tabla_mes.loc[2, 2] = 0.75
    tabla_mes.loc[3, 2] = 0.70
    tabla_mes.loc[1, 2] = 0.80
    tabla_mes.loc[1, 1] = 0.85
    tabla_mes.loc[2, 1] = 0.80
    tabla_mes.loc[3, 1] = 0.75
    tabla_mes.loc[0, 0] = 0.95
    tabla_mes.loc[0, 2] = 0.85
    tabla_mes.loc[-1, 2] = 0.9
    tabla_mes.loc[-2, 2] = 1
    tabla_mes.loc[-1, -1] = 1
    tabla_mes.loc[-1, 0] = 1
    tabla_mes.loc[-2, 0] = 1.1
    tabla_mes.loc[1, 0] = 0.9
    tabla_mes.loc[2, 0] = 0.85
    tabla_mes.loc[3, 0] = 0.8
    tabla_mes.loc[-2,-1] = 1.1
    tabla_mes.loc[0,-1] = 0.95
    tabla_mes.loc[1,-1] = 0.9
    tabla_mes.loc[2,-1] = 0.85
    tabla_mes.loc[3,-1] = 0.8

    # Interpolador primero por filas (enso_previo)
    tabla_mes = tabla_mes.interpolate(method="linear", axis=0,
limit_direction="both")

    # Luego por columnas (enso score)
```


[illegible]


```
# Unir anual proyectado
solar_fut_mensual = solar_fut_mensual.merge(solar_futuro, on="anio", how="left")

# MODELO LOGÍSTICO SOLAR

# Punto de partida: último valor mensual de 2028
valor_base_2028 = 849.4

# Número de meses a proyectar
n = len(solar_fut_mensual)

# Parámetros del modelo logístico

TECHO_SOLAR = "TECHO SOLAR"
participacion_solar_max = 0.13

demanda_2058_prom = dem_mensual.loc[
    dem_mensual["anio"] == 2058, "demanda_gwh"
].mean()

K = demanda_2058_prom * participacion_solar_max

r = 0.018 # velocidad de crecimiento

print("Techo solar mensual K:", K)

t = np.arange(n)

# Curva logística que parte desde 1323.08
solar_fut_mensual["solar_gwh"] = (
    K / (1 + ((K - valor_base_2028) / valor_base_2028) * np.exp(-r * t))
)

# Recalcular anual estimado como suma de meses proyectados
solar_fut_mensual["solar_anual_estimado"] = (
    solar_fut_mensual.groupby("anio")["solar_gwh"].transform("sum")
)

plt.figure(figsize=(14, 6))
plt.plot(solar_fut_mensual["fecha"], solar_fut_mensual["solar_gwh"])
plt.title("Proyección de Generación Solar Mensual")
plt.xlabel("Fecha")
plt.ylabel("Generación solar (GWh)")
plt.grid(True)
plt.tight_layout()
plt.show()

SOLAR_TOTAL_2015_2058_PARA_INTEGRAR_A_HIDRO_FUTURA = "SOLAR TOTAL 2015-2058 PARA INTEGRAR A HIDRO FUTURA"

# Solar histórica real: 2015 - 2028
solar_hist_merge = df_solar[[
    "fecha", "anio", "mes", "solar_gwh"
]].copy()
```



```
"demanda_gwh",
"hidro_gwh_final",
"solar_proyectado",
"ratio_solar",
"vertimiento"
]].head(20))

#<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<< AJUSTE HIDRO CON VERTIMIENTO

#<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<< AJUSTE HIDRO CON VERTIMIENTO

# 1) Guardar valores originales
hidro_fut_mensual["hidro_con_vertimiento"] = 
hidro_fut_mensual["hidro_gwh_final"] = 
hidro_fut_mensual["solar_con_vertimiento"] = 
hidro_fut_mensual["solar_proyectado"]

# 2) Reparto del vertimiento
hidro_fut_mensual["vert_hidro"] = hidro_fut_mensual["vertimiento"] * 0.90
hidro_fut_mensual["vert_solar"] = hidro_fut_mensual["vertimiento"] * 0.10

# 3) Parte regulable de hidro (30% de lo que absorbe hidro)
hidro_fut_mensual["vertimiento_regulable"] = (
    hidro_fut_mensual["vert_hidro"] * 0.30
)

# 4) Ajuste real de generación
hidro_fut_mensual["hidro_gwh_final"] = (
    hidro_fut_mensual["hidro_con_vertimiento"]
    - hidro_fut_mensual["vert_hidro"]
)

hidro_fut_mensual["solar_proyectado"] = (
    hidro_fut_mensual["solar_con_vertimiento"]
    - hidro_fut_mensual["vert_solar"]
)

# 5) Seguridad
hidro_fut_mensual["hidro_gwh_final"] = 
hidro_fut_mensual["hidro_gwh_final"].clip(lower=0)
hidro_fut_mensual["solar_proyectado"] = 
hidro_fut_mensual["solar_proyectado"].clip(lower=0)

# 6) Nuevo balance
balance2 = (
    hidro_fut_mensual["demanda_gwh"]
    - hidro_fut_mensual["hidro_gwh_final"]
    - hidro_fut_mensual["solar_proyectado"]
)

hidro_fut_mensual["vertimiento_ajustado"] = (-balance2).clip(lower=0)
hidro_fut_mensual["deficit_ajustado"] = balance2.clip(lower=0)

hidro_fut_mensual["vertimiento_regulable_acumulado"] = (
```

```
hidro_fut_mensual["vertimiento_regulable"].cumsum()
)

#<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<< USO DEL VERTIMIENTO REGULABLE ACUMULADO

#hidro_fut_mensual = 
hidro_fut_mensual.sort_values("fecha").reset_index(drop=True)

hidro_fut_mensual["hidro_antes_uso_acumulado"] = 
hidro_fut_mensual["hidro_gwh_final"]
hidro_fut_mensual["uso_vertimiento_regulable"] = 0.0

saldo_regulable = 0.0
saldos = []

for i, row in hidro_fut_mensual.iterrows():

    # 1) Primero se suma el vertimiento regulable nuevo del mes al saldo
    saldo_regulable += row["vertimiento_regulable"]

    # 2) Capacidad disponible para subir hidro sin superar hidro_max_90
    espacio_hidro = row["hidro_max_90"] - row["hidro_gwh_final"]

    # 3) Déficit del mes
    deficit_mes = row["deficit"]

    # 4) Cuánto se puede usar del saldo acumulado
    uso = min(
        saldo_regulable,
        max(0, espacio_hidro),
        max(0, deficit_mes)
    )

    # 5) Aplicar uso
    hidro_fut_mensual.loc[i, "hidro_gwh_final"] = row["hidro_gwh_final"] + uso
    hidro_fut_mensual.loc[i, "uso_vertimiento_regulable"] = uso

    # 6) Restar al saldo
    saldo_regulable -= uso

    # 7) Guardar saldo restante
    saldos.append(saldo_regulable)

hidro_fut_mensual["vertimiento_regulable_acumulado"] = saldos

balance3 = (
    hidro_fut_mensual["demanda_gwh"]
    - hidro_fut_mensual["hidro_gwh_final"]
    - hidro_fut_mensual["solar_proyectado"]
)

hidro_fut_mensual["deficit_final"] = balance3.clip(lower=0)
hidro_fut_mensual["vertimiento_final"] = (-balance3).clip(lower=0)

plt.figure(figsize=(14, 6))
plt.plot(hidro_fut_mensual["fecha"], hidro_fut_mensual["hidro_gwh_ajustada"])
plt.title("Proyección de Generación Hidroeléctrica Futura Ajustada")
```



```
plt.grid(True)
plt.tight_layout()
plt.show()

# Exportar en múltiples hojas
with pd.ExcelWriter(ruta_excel, engine="openpyxl", mode="w") as writer:

    # Hoja 1: Demanda
    dem_mensual_export = dem_mensual[[
        "fecha", "anio", "mes", "demanda_anual", "peso_mes", "demanda_gwh"
    ]].copy()
    dem_mensual_export.to_excel(writer, sheet_name="Demanda_Mensual",
index=False)

    # Hoja 2: Capacidad
    cap_futuro_export = cap_futuro[[
        "anio", "capacidad_hidro_mw"
    ]].copy()
    cap_futuro_export.to_excel(writer, sheet_name="Capacidad_Hidro",
index=False)

    hidro_fut_mensual["ratio_hidro"] = (
        hidro_fut_mensual["hidro_gwh_final"] /
        hidro_fut_mensual["demanda_gwh"]
    )

    # Hoja 3: Hidro futura mensual (AJUSTADA + INFO EXTRA)
    hidro_futuro_export = hidro_fut_mensual[[
        "fecha",
        "anio",
        "mes",
        "enso_score",
        "demanda_gwh",
        "solar_proyectado",
        "ratio_solar",
        "solar_con_vertimiento",
        "vertimiento",
        "deficit",
        "vertimiento_regulable",
        "vertimiento_ajustado",
        "deficit_ajustado",
        "vertimiento_regulable_acumulado",
        "hidro_antes_uso_acumulado",
        "uso_vertimiento_regulable",
        "deficit_final",
        "vertimiento_final",
        "capacidad_hidro_mw",
        "hidro_gwh",
        "factor_hidro",
        "hidro_gwh_ajustada",
        "hidro_max_90",
        "hidro_con_vertimiento",
        "hidro_gwh_final",
        "ratio_hidro",
        "precio_energia_proyectado"
    ]].copy()
    # Hoja 4: Solar futura mensual
```

```
solar_futuro_export = solar_fut_mensual[[
    "fecha",
    "anio",
    "mes",
    "solar_anual_estimado",
    "solar_gwh"
]].copy()

solar_futuro_export.to_excel(writer,      sheet_name="Solar_Futura",
index=False)

hidro_futuro_export.to_excel(writer,      sheet_name="Hidro_Futura",
index=False)

print(f"Archivo actualizado en: {ruta_excel}")

# Abrir automáticamente
os.startfile(ruta_excel)

print(modelo.params)

ruta_factores = r"C:\Universidad Europea\OneDrive\000000000 Universidad
Europea\TFM\Recursos\Proyeccion de precios\factores_hidro_mensuales.xlsx"

with pd.ExcelWriter(ruta_factores, engine="openpyxl") as writer:

    for mes_i in sorted(factores_hidro_completo["mes"].unique()):

        df_mes = factores_hidro_completo[
            factores_hidro_completo["mes"] == mes_i
        ]

        # Convertir a formato matriz
        tabla_mes = df_mes.pivot(
            index="enso_previo",
            columns="enso_score",
            values="factor_hidro"
        )

        # Nombre de hoja
        nombre_hoja = f"Mes_{mes_i}"

        tabla_mes.to_excel(writer, sheet_name=nombre_hoja)

print(f"Archivo guardado en: {ruta_factores}")
os.startfile(ruta_factores)
```


Bibliografía

- [1] Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), «Modelos de Mercado, Regulación, Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe - Colombia,» Organización Latinoamericana de Energía, Quito, 2013.
- [2] XM S.A. E.S.P., «¿Qué hacemos?,» 2026. [En línea]. Available: <https://www.xm.com.co/nuestra-empresa/nosotros/que-hacemos>.
- [3] XM S.A. E.S.P., «Sinergox,» Marzo 2026. [En línea]. Available: <https://sinergox.xm.com.co/Paginas/Home.aspx>.
- [4] Low Carbon Power, «Colombia,» Low Carbon Power, [En línea]. Available: <https://lowcarbonpower.org/es/region/Colombia>. [Último acceso: 7 Abril 2026].
- [5] Datosmacro, «PIB de Colombia,» 2025. [En línea]. Available: <https://datosmacro.expansion.com/pib/colombia>.
- [6] Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), «Proyecciones de población,» Julio 2025. [En línea]. Available: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/proyecciones-de-poblacion>.
- [7] NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration), «Niño 3.4 Index (detrended),» [En línea]. Available: https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensostuff/detrend.nino34.ascii.txt. [Último acceso: 8 Abril 2026].
- [8] International Research Institute for Climate and Society (IRI), Columbia University, «ENSO Forecasts,» Columbia University, [En línea]. Available: <https://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/enso/current/>(<https://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/enso>). [Último acceso: 4 Abril 2026].

ANEXO 6

ANÁLISIS DE VARIANTES EQUIPOS

Índice

1.1	Resumen Preliminar Variantes de equipos	3
1.2	Variantes de Módulo Inversor – Ratio	5
1.3	Variantes de Pitch – Relación de Cobertura del Suelo (GCR)	6
1.4	Variantes de Paneles Solares	6
1.5	Variantes de Inversores	7
1.6	Datos Técnicos de diseño final	8
1.7	Producción Estimada – 30 Años	9
1.8	Precios de Referencia – Módulos Solares	10
1.9	Precios de Referencia – Inversores	11

1.1 Resumen Preliminar Variantes de equipos

VC	Módulo	Inversor	Pot. Nom. (MW)	Pot. Pico (MWp)	Ratio	Cadenas	Mod. String	Nº Mod.	Nº Inv.	Prod. Año 1 (MWh)	P. Módulo (€/ud)	P. Inv. (€/ud)	Total Módulos	TOTAL
VC0	LongiSolar LR7-72HVVH-670M	Sungrow SG3125	25.000	30.000	1,2000	1.791	25	44.775	8	54.050	€ 64	€ 165.000	€ 2.843.213	€ 4.163.213
VC1	LongiSolar LR7-72HVVH-670M	SMA SC 3060UP	24.536	29.999	1,2227	1.791	25	44.775	8	53.735	€ 64	€ 207.500	€ 2.843.213	€ 4.503.213
VC2	TrinaSolar TSM-DE21-670	Sungrow SG3125	25.000	30.000	1,2000	1.544	29	44.776	8	52.637	€ 66	€ 165.000	€ 2.932.828	€ 4.252.828
VC3	TrinaSolar TSM-DE21-670	SMA SC 4000UP	24.000	30.000	1,2500	1.444	29	41.876	6	52.343	€ 66	€ 270.000	€ 2.742.878	€ 4.362.878
VC4	TrinaSolar TSM-NE21-695	Sungrow SG3125	25.000	29.996	1,1998	1.660	26	43.160	8	53.527	€ 73	€ 165.000	€ 3.150.680	€ 4.470.680
VC5	TrinaSolar TSM-NE21-695	SMA SC 3060UP	27.603	30.007	1,0871	1.542	28	43.176	8	53.196	€ 73	€ 207.500	€ 3.151.848	€ 4.811.848
VC6	TrinaSolar TSM-NE21-695	FIMER ABB PVS-980	25.092	30.007	1,1959	1.542	28	43.176	12	51.631	€ 73	€ 120.000	€ 3.151.848	€ 4.591.848
VC7	TrinaSolar TSM-NE21-720	Sungrow SG3125	25.000	31.075	1,2430	1.660	26	43.160	8	55.492	€ 79	€ 165.000	€ 3.409.640	€ 4.729.640
VC8	TrinaSolar TSM-NE21-720	SMA SC 4000UP	28.000	29.998	1,0714	1.736	24	41.664	7	53.181	€ 79	€ 270.000	€ 3.291.456	€ 5.181.456
VC9	TrinaSolar TSM-NE21-720	GE LV5-1569	28.530	28.927	1,0139	1.488	27	40.176	9	51.425	€ 79	€ 105.000	€ 3.173.904	€ 4.118.904
VC10	JinkoSolar JKM-650N-78HL4-BDV	Sungrow SG3125	25.000	30.001	1,2000	2.098	22	46.156	8	53.701	€ 75	€ 165.000	€ 3.461.700	€ 4.781.700
VC11	JinkoSolar JKM-650N-78HL4-BDV	SMA SC 3060UP	24.536	29.999	1,2227	1.923	24	46.152	8	53.452	€ 75	€ 207.500	€ 3.461.400	€ 5.121.400

VC	Módulo	Inversor	Pot. Nom. (MW)	Pot. Pico (MWp)	Ratio	Cadenas	Mod. String	Nº Mod.	Nº Inv.	Prod. Año 1 (MWh)	P. Módulo (€/ud)	P. Inv. (€/ud)	Total Módulos	TOTAL
VC12	JinkoSolar JKM-650N-78HL4-BDV	SMA SC 3060UP	27.603	29.999	1,0868	1.923	24	46.152	9	53.544	€ 75	€ 207.500	€ 3.461.400	€ 5.328.900
VC13	JinkoSolar JKM-650N-78HL4-BDV	FIMER ABB PVS-980	25.092	29.999	1,1956	1.923	24	46.152	12	53.510	€ 75	€ 120.000	€ 3.461.400	€ 4.901.400
VC14	JinkoSolar JKM-650N-78HL4-BDV	GE LV5-1569	28.530	29.999	1,0515	1.923	24	46.152	9	53.588	€ 75	€ 105.000	€ 3.461.400	€ 4.406.400
VC15	JinkoSolar JKM-66L5-BDV-735	Sungrow SG3125	25.000	30.003	1,2001	1.570	26	40.820	8	53.784	€ 83	€ 165.000	€ 3.367.650	€ 4.687.650
VC16	JinkoSolar JKM-66L5-BDV-735	SMA SC 4000UP	28.000	30.006	1,0716	1.633	25	40.825	7	53.600	€ 83	€ 270.000	€ 3.368.063	€ 5.258.063
VC17	JinkoSolar JKM-66L5-BDV-735	FIMER ABB PVS-980	25.092	29.999	1,1956	1.512	27	40.824	12	53.503	€ 83	€ 120.000	€ 3.367.980	€ 4.807.980
VC18	JinkoSolar JKM-66L5-BDV-735	GE LV5-1569	28.530	30.006	1,0517	1.512	27	40.824	9	53.580	€ 83	€ 105.000	€ 3.367.980	€ 4.312.980
VC19	Canadian Solar CS7N-700TB-AG	Sungrow SG3125	25.000	29.994	1,1998	1.648	26	42.848	8	53.520	€ 75	€ 165.000	€ 3.213.600	€ 4.533.600
VC20	Canadian Solar CS7N-700TB-AG	Sungrow SG3125	28.125	29.994	1,0665	1.648	26	42.848	9	53.504	€ 75	€ 165.000	€ 3.213.600	€ 4.698.600
VC21	Canadian Solar CS7N-700TB-AG	SMA SC 4000UP	28.000	29.994	1,0712	1.648	26	42.848	7	53.214	€ 75	€ 270.000	€ 3.213.600	€ 5.103.600
PROMEDIO			26.194	30.000	1,1499	1.689	26	43.333	9	53.351	€ 75	€ 177.500	€ 3.232.331	€ 4.687.672
MÁXIMA			28.530	31.075	1,2500	2.098	29	46.156	12	55.492	€ 83	€ 270.000	€ 3.461.700	€ 5.328.900
MÍNIMA			24.000	28.927	1,0139	1.444	22	40.176	6	51.425	€ 64	€ 105.000	€ 2.742.878	€ 4.118.904

1.2 Variantes de Módulo Inversor – Ratio

Variante	Módulo	Inversor	Pot. Nominal (MW)	Pot. Pico (MWp)	Ratio Inv.	Nº Inv.	Prod. Año 1 (MWh)	Valor Inv. + Trafo (Est.)	Energía 30 años (Est.)
VC0-Caso Base	LongiSolar LR7-72HVVH-670M	Sungrow SG3125	25.000	30.000	1,20	8	54.152	€ 2.192.000	€ 105.596.400
VC1-Variante 1	LongiSolar LR7-72HVVH-670M	Sungrow SG3125	28.125	30.000	1,07	9	54.140	€ 2.466.000	€ 105.573.000
VC2-Variante 2	LongiSolar LR7-72HVVH-670M	Sungrow SG3125	21.875	30.000	1,37	7	53.694	€ 1.918.000	€ 104.703.300
VC3-Variante 3	LongiSolar LR7-72HVVH-670M	Sungrow SG3126	18.750	30.000	1,60	6	51.414	€ 1.644.000	€ 100.257.300

1.3 Variantes de Pitch – Relación de Cobertura del Suelo (GCR)

Variante	Pitch (m)	Ratio MW/MWp	Prod. Año 1 (MWh/año)	GCR (%)	Ganancia Seguimiento (%)	Sup. Paneles (ha)	Sup. Planta (ha)	Pérd. Sombr. (%)	Dif. vs Caso Base (%)
VC4-Variante 4	6	1,2	54.152	37,70%	2,60%	12,0946	32,08	0,6%	(*)
VC4-Variante 5	5	1,2	54.094	47,60%	2,60%	12,0946	25,41	0,7%	99,89%
VC5-Variante 6	4	1,2	53.993	59,60%	2,60%	12,0946	20,29	0,9%	99,71%
VC6-Variante 7	8	1,2	54.192	29,80%	2,60%	12,0946	40,59	0,5%	100,07%

1.4 Variantes de Paneles Solares

Variante	Pitch (m)	MW/MWp	Pot. Nom. (MW)	Pot. Pico (MWp)	N° Paneles	Panel	Inversor	Prod. Año 1 (MWh)	Valor Módulos (Est.)
VC8-Variante 8	6	1,2	25.000	30.000	44.775	LongiSolar LR7-72HVV-670M	Sungrow SG3125	54.152	€ 2.843.213
VC9-Variante 9	6	1,2	25.000	29.849	44.550	TrinaSolar TSM-DE21-670	Sungrow SG3125	52.579	€ 2.918.025
VCA-Variante 10	6	1,2	25.000	30.001	46.156	JinkoSolar JKM-650N-78HL 4-BDV	Sungrow SG3126	53.659	€ 3.069.374
VCB-Variante 11	6	1,2	25.000	29.994	42.848	Canadian Solar CS7N-700TB-AG	Sungrow SG3127	53.471	€ 3.213.600

1.5 Variantes de Inversores

Variante	Pitch (m)	MW/MWp	Pot. Nom. (MW)	Pot. Pico (MWp)	Panel	Inversor	Nº Inv.	Pérd. Inv. (%)	Prod. Año 1 (MWh)	Valor Inv. (Est.)
VCC-Variante 12	6	1,20	25.000	30.000	LongiSolar LR7-72HVH-670M	Sungrow SG3125	8	0	54.152	€ 1.320.000
VCD-Variante 13	6	1,22	24.536	29.999	LongiSolar LR7-72HVH-670M	SMA Sunny Central 3060UP	8	0,6	53.673	€ 1.840.000
VCE-Variante 14	6	1,25	24.000	29.999	LongiSolar LR7-72HVH-670M	SMA Sunny Central 4000UP	6	0,9	53.361	€ 1.620.000

1.6 Datos Técnicos de diseño final

Parámetro	Valor
Modelo del panel solar	LongiSolar LR7-72HVVH-670M
Potencia pico del panel (Wp)	670
Nº Paneles solares	44.775
Potencia total pico (MWp)	29,999
Nº Paneles por string	25
Nº Strings	1.791
Modelo de inversor	Sungrow SG3125
Potencia nominal del inversor (MW)	3,125
Nº Inversores	8
Potencia nominal total de la planta (MW)	25,000
Distancia Pitch (m)	6
Producción año 1 (MWh)	54.152

1.7 Producción Estimada – 30 Años

Año	Prod. (GWh/año)	Horas Eq. (h)	Factor Cap. (%)	Año	Euseful (GWh)	PR (%)	Pérd. PR (%)
1	53.07	1769	20.2%	1	54.15	83.75	-0.18
2	52.88	1763	20.1%	2	53.96	83.45	-0.53
3	52.69	1757	20.1%	3	53.77	83.16	-0.88
4	52.51	1750	20.0%	4	53.58	82.86	-1.23
5	52.32	1744	19.9%	5	53.39	82.57	-1.58
6	52.14	1738	19.8%	6	53.2	82.27	-1.93
7	51.95	1732	19.8%	7	53.01	81.98	-2.29
8	51.76	1725	19.7%	8	52.82	81.68	-2.64
9	51.58	1719	19.6%	9	52.63	81.39	-2.99
10	51.38	1713	19.6%	10	52.43	81.09	-3.34
11	51.2	1707	19.5%	11	52.24	80.79	-3.69
12	51.01	1700	19.4%	12	52.05	80.5	-4.05
13	50.82	1694	19.3%	13	51.86	80.2	-4.4
14	50.64	1688	19.3%	14	51.67	79.91	-4.75
15	50.45	1682	19.2%	15	51.48	79.61	-5.1
16	50.26	1676	19.1%	16	51.29	79.32	-5.46
17	50.08	1669	19.1%	17	51.1	79.02	-5.81
18	49.89	1663	19.0%	18	50.91	78.73	-6.16
19	49.71	1657	18.9%	19	50.72	78.43	-6.51
20	49.51	1650	18.8%	20	50.52	78.14	-6.86
21	49.32	1644	18.8%	21	50.33	77.84	-7.22
22	49.14	1638	18.7%	22	50.14	77.54	-7.57
23	48.95	1632	18.6%	23	49.95	77.25	-7.92
24	48.76	1626	18.6%	24	49.76	76.95	-8.27

Año	Prod. (GWh/año)	Horas Eq. (h)	Factor Cap. (%)	Año	Euseful (GWh)	PR (%)	Pérd. PR (%)
25	48.58	1619	18.5%	25	49.57	76.66	-8.63
26	48.39	1613	18.4%	26	49.38	76.36	-8.98
27	48.21	1607	18.3%	27	49.19	76.07	-9.33
28	48.01	1600	18.3%	28	48.99	75.77	-9.68
29	47.82	1594	18.2%	29	48.8	75.47	-10.04
30	47.64	1588	18.1%	30	48.61	75.18	-10.39
Promedio	50,36	1.679	19,2%	Promedio	51,38	79,46	-5,28

1.8 Precios de Referencia – Módulos Solares

Módulo	Precio (€/Wp)	Precio MIN	Precio MAX	Precio PROM
Longi LR7-72HVV-670M	0,085–0,105 €/Wp	€ 57	€ 70	€ 64
Trina TSM-DE21-670	0,085–0,11 €/Wp	€ 57	€ 74	€ 66
Trina TSM-NE21-695 (TOPCon)	0,095–0,115 €/Wp	€ 66	€ 80	€ 73
Trina TSM-NE21-720 (TOPCon)	0,10–0,12 €/Wp	€ 72	€ 86	€ 79
Jinko JKM-650N-78HL4-BDV (N-type)	0,09–0,115 €/Wp	€ 58	€ 75	€ 67
Jinko JKM-66L5-BDV-735 (TOPCon)	0,10–0,125 €/Wp	€ 73	€ 92	€ 83
Canadian Solar CS7N-700TB-AG	0,095–0,12 €/Wp	€ 66	€ 84	€ 75

1.9 Precios de Referencia – Inversores

Inversor	Precio (€/Wac)	Precio MIN	Precio MAX	Precio PROM
Sungrow SG3125	0,045–0,060 €/Wac	€ 140.000	€ 190.000	€ 165.000
SMA Sunny Central 3060UP	0,060–0,075 €/Wac	€ 185.000	€ 230.000	€ 207.500
FIMER ABB PVS-980-58-2091kW	0,050–0,065 €/Wac	€ 105.000	€ 135.000	€ 120.000
SMA Sunny Central 4000UP	0,060–0,075 €/Wac	€ 240.000	€ 300.000	€ 270.000
GE LV5-1569	0,050–0,065 €/Wac	€ 80.000	€ 105.000	€ 92.500
Valor ref. Transformador	–	€ 78.000	€ 140.000	€ 109.000

ANEXO 7

FICHAS TECNICAS EQUIPOS Y MATERIALES PRINCIPALES

Hi-MO X10 Scientist

LR7-72HVH 655~670M

- Suitable for Distribution Market
- Highest efficiency with the best energy generation performance
- TaiRay wafer & BC technology enhances high product reliability
- Smart manufacturing & LONGi product lifecycle standards deliver exceptional product quality

15

15-year Warranty for
Materials and Processing

30

30-year Warranty for Extra
Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2015: ISO Quality Management System

ISO14001: 2015: ISO Environment Management System

ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety

IEC62941: Guideline for module design qualification and type approval

LONGi



24.8%
MAX MODULE
EFFICIENCY

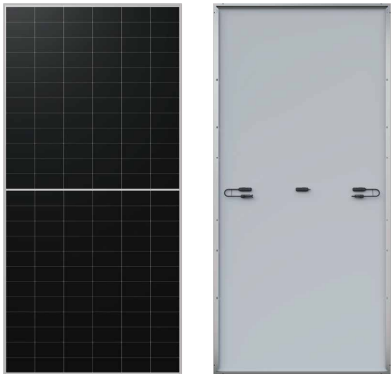
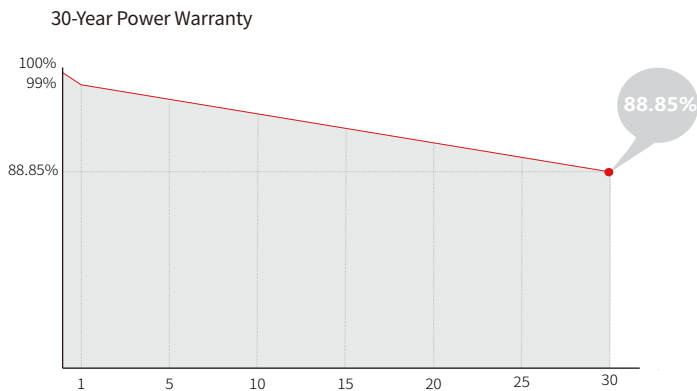
0~3%
POWER
TOLERANCE

<1%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.35%
YEAR 2-30
POWER DEGRADATION

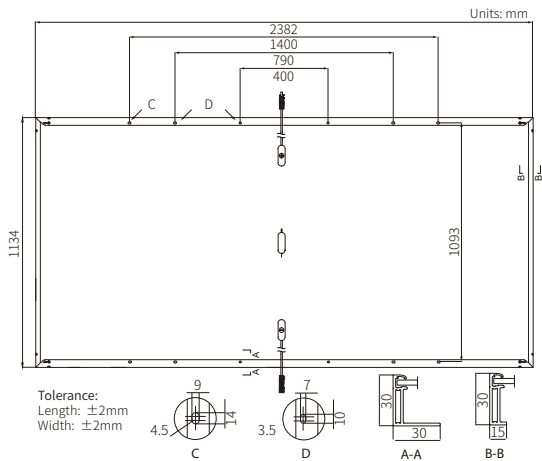
BC-CELL
LOWER OPERATING
TEMPERATURE

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	28.5kg
Dimension	2382×1134×30mm
Packaging	36pcs per pallet / 144pcs per 20' GP / 720pcs per 40' HC



Electrical Characteristics	STC : AM1.5 1000W/m² 25°C		NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s		Test uncertainty for Pmax: ±3%			
	LR7-72HVH-655M		LR7-72HVH-660M		LR7-72HVH-665M		LR7-72HVH-670M	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
	655	499	660	502	665	506	670	510
	54.00	51.32	54.10	51.42	54.20	51.51	54.30	51.61
	15.37	12.34	15.45	12.41	15.52	12.47	15.60	12.53
	44.66	42.44	44.76	42.54	44.86	42.63	44.96	42.73
	14.67	11.76	14.75	11.82	14.83	11.88	14.91	11.94
	24.2		24.4		24.6		24.8	

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.200%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.260%/°C

SG3400/3125/2500HV-20

Turnkey Station for 1500 Vdc System

SUNGROW
Clean power for all

SG3400/3125/2500HV-20



HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. inverter efficiency 99 %



EASY O&M

- Integrated current and voltage monitoring function for online analysis and fast trouble shooting
- Modular design, easy for maintenance
- Convenient external touch screen



SAVED INVESTMENT

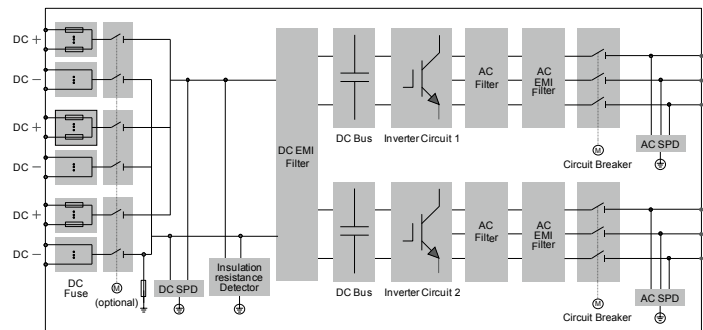
- Low transportation and installation cost due to 10-foot container design
- DC 1500 V system, low system cost
- Integrated LV auxiliary power supply
- Q at night function optional



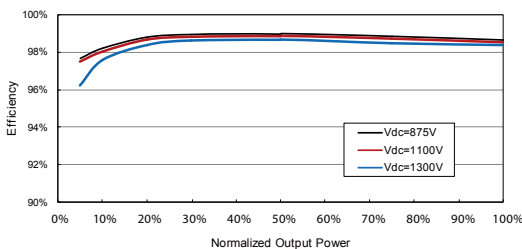
GRID SUPPORT

- Compliance with standards: IEC 62116, IEC 61727
- Low/High voltage ride through (L/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE (SG3400HV-20)



Type designation	SG3400HV-20	SG3125HV-20	SG2500HV-20
Input (DC)			
Max. PV input voltage	1500 V		
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V	875 V / 915 V	800 V / 840 V
MPP voltage range for nominal power	875 – 1300 V	875 – 1300 V	800 – 1300 V
No. of independent MPP inputs	1		
No. of DC inputs	21 (optional: 24 negative grounding or floating; 28 negative grounding)		18 – 24
Max. PV input current	4178 A	4178 A	3508 A
Output (AC)			
AC output power	3593 kVA @ 25 °C / 3437 kVA @ 45 °C	3593 kVA@ 25 °C / 3437 kVA@ 45 °C / 3125 kVA@ 50 °C	2750 kVA@ 45 °C / 2500 kVA@ 50 °C
Max. AC output current	3458 A	3458 A	2886 A
Nominal AC voltage	600 V	600 V	550 V
AC voltage range	480 – 690 V	480 – 690 V	495 – 605 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz		
THD	< 3 % (at nominal power)		
DC current injection	< 0.5 % In		
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging		
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3		
Efficiency			
Inverter Max. efficiency	99.0%		
Inverter Euro. efficiency	98.7 %		
Protection and Function			
DC input protection	Load break switch + fuse		
AC output protection	Circuit breaker		
Overvoltage protection	DC Type I + II / AC Type II		
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes		
Insulation monitoring	Yes		
Overheat protection	Yes		
Q at night function	Optional		
General Data			
Dimensions (W*H*D)	2991*2591*2438 mm		
Weight	6.5 T		
Isolation method	Transformerless		
Degree of protection	IP55	IP55	IP54
Auxiliary power supply	415 V, 15 kVA (Optional: max. 40 kVA)		
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 45 °C derating)		
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 95 %		
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling		
Max. operating altitude	4000 m (> 2300 m derating)	4000 m (>3000 m derating)	4000 m (> 2000 m derating)
Display	Touch screen		
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber		
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 62116, IEC 61727		
Grid support	Q at night function (optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control		



HIKRA® SOL 1500V DC (H1Z2Z2-K)

Data sheet



This cable is intended for use in PV installations e.g. acc. IEC 60364-7-712 and suitable for the application in/at equipment with protective insulation (protection class II). Our double insulated HIKRA® SOL 1500V solar cable is intended for permanent use outdoor and indoor, for free movable, free hanging and fixed installation. Robust materials defy the long-term influences of nature and offer a maximum quality and safety. In case of proper use the expected lifetime of this product will be at least 25 years. Thanks to its good resistance to atmospheric conditions, the cable has a specifically water repellency and can be laid underground. Please refer to our laying instructions.



Approval: H1Z2Z2-K acc. EN50618; RoHS & REACH conform

Construction

Strand construction:	Tin-plated copper strand (electrolytic copper), fine wire acc. IEC 60228 Class 5
Insulation	Electron-beam cross-linked Polyolefin; Shore hardness D 32
Outer Sheath	Electron-beam cross-linked special compound XLPO; Shore hardness D 36
Colour	Sheath: black/red/blue; Insulation: clear – naturally colored
Marking	HIKRA SOL1500V H1Z2Z2-K 1x6,0mm ² R 50363076 CE with meter marking

Technical characteristics

Nominal voltage	1,5kV DC and 1,0kV AC
Maximum permitted operating voltage:	1,8kV DC
Voltage test on complete cable	6,5kV AC / 15kV DC (5 minutes water bath, 20±5°C)
Current carrying capacity	See document „Current rating – HIKRA® Solar Cable“ November 2013
Max. resistance of conductor	EN 50395 Clause 5
Short-circuit-temperature	250° C/5s

Material properties

UV stability	Tensile strength and ultimate-elongation after 720 h (360 cycles) ≥ 70% of initial values; EN 50289-4-17 acc. Method A; EN ISO 4892-1 (2000) and EN ISO 4892-2 (2006)
Ozone resistance	72h, relative humidity 55±5%, Temperature 40±2°C (EN 50396 Method B; Ozone concentration (200±50)×10 ⁻⁶)
Insulation resistance	Insulation resistance in water bath, each 2h at +90°C and 2h at 20°C (Limit values acc. EN 50618 Table 1)
Surface resistance of sheath	≥10 ⁹ Ω (applied voltage 100-500V DC, 1 minute) acc. EN 50395 Clause 11
Dynamic penetration test	Spring-steel-needle through insulation or sheath (EN50618 Annex D)
Direct burial	Water immersion at 90°C, duration 12 weeks; Insulation resistance ≥ 3GΩ (internal examination acc. UL44 cl. 5.4 & UL2556 6.4.4.2.1)
Crushing- and impact-resistance	Impact-Resistance UL 854.23 and Crushing-Resistance UL 854.24 (internal examination)
Sheath resistance against acid and alkaline solution	168h at 23°C in N-Oxal acid and N-Sodium hydroxide (EN 60811-404); ammoniac-resistant
Behaviour in case of fire	Flame-retardant acc. EN 60332-1-2 Annex A, low smoke emission (EN 61034,-2)
Halogen-free	EN 50525-1, Annex B
Cold impact test	EN 60811-506, EN 50618 Annex C.1 at -40°C
Cold bending test	-40°C;16h (EN 60811-504)
Cold elongation test	Max. 30% elongation at -40±2°C, 16h (EN 60811-505)
Damp heat test	Duration 1000h at 90°C and min. 85% relative humidity (EN 60068-2-78)
Minimum bending radius flexible / fixed	10x cable diameter 4x cable diameter

Range of temperature

Temperature	Ambient temperature: -40° C to +90°C; Maximum conductor temperature: +120° C
Maximum storage temperature:	+40°C
Minimum temperature for installation and handling:	-25°C

Order No.	Cross-section	Conductor construction	Max. resistance of Conductor (Ω/km)	Cable OD (+/- 0,1 mm)	Copper kg/km	Approx. Weight kg/km
739065	1 x 1.5	29 x 0.25	13.7	4.6	14.0	32.0
738609	1 x 2.5	47 x 0.25	8.21	5.0	24.0	42.0
738613	1 x 4.0	52 x 0.3	5.09	5.4	38.4	57.0
738615	1 x 6.0	78 x 0.3	3.39	6.0	57.6	76.0
738617	1 x 10.0	77 x 0.4	1.95	7.2	96.0	119.0
738619	1 x 16.0	126 x 0.4	1.24	9.3	153.6	196.0
739061	1 x 25.0	190 x 0.4	0.795	11.3	240.0	291.0

Okoguard®-Okoseal® Type MV-105 35kV Shielded Power Cable

One Aluminum Conductor/105°C Rating
100% and 133% Insulation Level



- A Conductor-Stranded Aluminum
- B Strand Screen-Extruded Semiconducting EPR
- C Insulation-Okoguard EPR
- D Insulation Screen-Extruded Semiconducting EPR
- E Shield-Copper Tape
- F Jacket-Okoseal

Insulation

Okoguard is Okonite's registered trade name for its exclusive ethylene-propylene rubber (EPR) based, thermosetting compound, whose optimum balance of electrical and physical properties is unequalled in other solid dielectrics. Okoguard insulation, with the distinctive red color and a totally integrated EPR system, provides the optimum balance of electrical and physical properties for long, problem free service. The triple tandem extrusion of the screens with the insulation provides optimum electrical characteristics.

Jacket

The Okoseal (PVC) jacket supplied with this cable is mechanically rugged and has excellent resistance to oil and most chemicals.

Applications

Okoguard shielded Okoseal Type MV-105 power cables are recommended for distribution circuits, and for feeders or branch circuits in industrial and commercial installations.

Type MV cables may be installed in wet or dry locations, indoors or outdoors (exposed to sunlight), in any raceway or underground duct, directly buried if installed in a system with a grounding conductor in close proximity that conforms with NEC Section 315.36 and 250.4(A)(5), or messenger supported in industrial establishments and electric utilities.

Specifications

Conductor: Aluminum per ASTM B-609, Class B stranded per B-231.

Strand Screen: Extruded semiconducting EPR strand screen. Meets or exceeds electrical and physical requirements of ICEA S-93-639/NEMA WC74 & S-97-682, AEIC CS8, and UL 1072.

Insulation: Meets or exceeds electrical and physical requirements of ICEA S-93-639/NEMA WC74 & S-97-682, AEIC CS8, and UL 1072.

Insulation Screen: Extruded semiconducting EPR insulation screen. Meets or exceeds electrical and physical requirements of ICEA S-93-639/NEMA WC74 & S-97-682, AEIC CS8, and UL 1072.

Shield: Uncoated 5 mil copper tape helically applied with 12.5% minimum overlap.

Jacket: Meets or exceeds electrical and physical requirements of ICEA S-93-639/NEMA WC74 & S-97-682 and UL 1072 for polyvinyl chloride jackets. UL Listed as Type MV-105 and sunlight resistant, in accordance with UL 1072. A flame retardant construction, size 1/0 AWG and larger, for installation in cable tray is available on special order that is UL labeled "MV-105 FOR CT USE." CSA C68.10 listed as FT1, SR, and LTDD (-25°C).

Product Features

- Triple tandem extruded all EPR system.
- Okoguard cables meet or exceed all recognized industry standards (UL, AEIC, NEMA/ICEA, IEEE).
- 105°C continuous operating temperature.
- 140°C emergency rating.
- 250°C short circuit rating.
- Excellent corona resistance.
- Screens are clean stripping.
- Exceptional resistance to "treeing."
- Moisture resistant.
- Resistant to most oils, acids, and alkalis.
- Sunlight resistant.
- Improved Temperature Rating.
- Compact constructions available upon special request.

Optional Jacket:

- FR-Okoseal® PVC.
- LT/FR Okoseal® PVC.
- LF-Okoseal® PVC-Low Friction.
- Okolon® TP-CPE.
- Okolon® TS-CPE.
- Okoclear® TP (TPPO-low smoke zero halogen).
- Okoclear® TS (XLPO)-low smoke zero halogen).
- Okolene® Polyethylene (MV-90).

Okoguard-Okoseal Type MV-105

35kV Shielded Power Cable

One Aluminum Conductor/105°C Rating
100% and 133% Insulation Level



Product Data Section 2: Sheet 17

Catalog Number	Conductor size AWG or kcmil	Conductor Size -mm ²	Approx. Dia. over Insulation (in.)	Approx. Dia. over Screen (in.)	Jacket Thickness - mils	Jacket Thickness - mm	Approx. O.D. -Inches	Approx. O.D. -mm	Approx. Net Weight lbs./1000'	Approx. Ship Weight lbs./1000'	Ampacities (1) Conduit in Air	Ampacities (2) Direct Burial	Ampacities (3) Underground Duct	Conduit Size Inches (4)*
Okoguard Insulation: 345 mils (8.76mm), 100% Insulation Level														
135-23-3516	1/0	53.5	1.11	1.16	80	2.03	1.35	34.3	940	1075	170	230	165	4
135-23-3517	2/0	67.4	1.15	1.21	80	2.03	1.39	35.3	1010	1185	200	260	190	4
135-23-3519	3/0	85.0	1.20	1.26	80	2.03	1.44	36.6	1090	1265	225	295	215	4
135-23-3521	4/0	107.0	1.26	1.31	80	2.03	1.50	38.1	1185	1360	260	340	245	5
135-23-3523	250	127.0	1.31	1.37	80	2.03	1.55	39.4	1275	1450	290	370	270	5
135-23-3527	350	177.0	1.42	1.47	80	2.03	1.66	42.2	1470	1650	350	450	330	5
135-23-3531	500	253.0	1.55	1.60	80	2.79	1.85	47.0	1840	2110	430	545	400	6
135-23-3535	750	380.0	1.74	1.79	110	2.79	2.04	51.8	2285	2655	540	680	490	6
135-23-3537	1000	507.0	1.89	1.94	110	2.79	2.19	55.7	2675	3065	640	795	565	8
Okoguard Insulation: 420 mils (10.7mm), 133% Insulation Level														
135-23-3656	1/0	53.5	1.27	1.31	80	2.03	1.50	38.1	1145	1330	170	230	165	5
135-23-3657	2/0	67.4	1.31	1.36	80	2.03	1.55	39.4	1220	1400	200	260	190	5
135-23-3659	3/0	85.0	1.36	1.41	80	2.03	1.59	40.4	1305	1490	225	295	215	5
135-23-3661	4/0	107.0	1.41	1.46	80	2.03	1.65	41.9	1410	1595	260	340	245	5
135-23-3663	250	127.0	1.47	1.53	80	2.03	1.71	43.4	1505	1715	290	370	270	5
135-23-3667	350	177.0	1.57	1.62	110	2.79	1.87	47.5	1825	2100	350	450	330	6
135-23-3671	500	253.0	1.70	1.75	110	2.79	2.00	50.8	2115	2500	430	545	400	6
135-23-3675	750	380.0	1.90	1.94	110	2.79	2.19	55.6	2585	3020	540	680	490	8
135-23-3677	1000	507.0	2.05	2.09	110	2.79	2.34	59.4	2995	3440	640	795	565	8

Okonite's web site, www.okonite.com contains the most up to date information.

Ampacities

(1) Ampacities are in accordance with Table 315.60(C)(8) of the NEC for three single Type MV-105 conductors, or single conductors twisted together (triplexed) and installed in an isolated conduit in air at an ambient temperature of 40°C and a conductor temperature of 105°C.

(2) Ampacities are in accordance with Table 315.60(C)(16) of the NEC for an insulated single conductor directly buried with a conductor temperature rating of 105°C, ambient earth temperature of 20°C, 100% Load Factor, thermal resistance (RHO) of 90, 7 1/2 inch spacing between conductor center lines, and 24 inch spacing between circuits.

(3) Ampacities are in accordance with Table 315.60(C)(12) of the NEC for three single conductors or triplexed cable in one underground raceway, three feet deep with a conductor temperature of 105°C, 100% Load Factor, an ambient earth temperature of 20°C, and thermal resistance (RHO) of 90.

Refer to the NEC, IEEE/ICEA S-135 Power Cable Ampacities, or the Okonite Engineering Data Bulletin for installation in duct banks, multiple point grounded shields, other ambient temperatures, circuit configurations or installation requirements.

(4) Recommended size of rigid or nonmetallic conduit for three conductors based on 40% maximum fill.

* The jam ratio conduit I.D. to cable O.D. should be checked to avoid possible jamming.



THE OKONITE COMPANY

Ramsey, New Jersey 07446

ANEXO 8

SIMULACIÓN DISEÑO FINAL PVSYST

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Atlantico_30MW

Variant: VARIANTE 12_8 INV_PITCH_6 M_Modulo Longi Solar_Inv Sungrow 3125

Sheds on ground

System power: 30.00 MWp

Las Margaritas - Colombia

Author

Universidad Europea (Spain)



Project: Atlantico_30MW

Variant: VARIANTE 12_8 INV_PITCH_6 M_Modulo Longi Solar_Inv
Sungrow 3125

PVsyst V8.0.16

VCC, Simulation date:
13/04/26 20:01
with V8.0.16

Universidad Europea (Spain)

Project summary

Geographical Site

Las Margaritas
Colombia

Situation

Latitude 10.94 °(N)
Longitude -74.91 °(W)
Altitude 47 m
Time zone UTC-5

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Las Margaritas
NREL NSRDB Typ. Met. Year PSMv4_1998 to 2024 - TMY

System summary

Grid-Connected System

Simulation for year no 1

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 15 / 0 °

Sheds on ground

Near Shadings

Linear shadings : Slow (simul.)

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 44775 units
Pnom total 30.00 MWp

Inverters

Nb. of units 8 units
Total power 25000 kWac
Pnom ratio 1.20

Results summary

Produced Energy	54152 MWh/year	Specific production	1805 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	83.75 %
-----------------	----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
Ageing Tool	9
Single-line diagram	11



Project: Atlantico_30MW

Variant: VARIANTE 12_8 INV_PITCH_6 M_Modulo Longi Solar_Inv
Sungrow 3125

PVsyst V8.0.16

VCC, Simulation date:
13/04/26 20:01
with V8.0.16

Universidad Europea (Spain)

General parameters

Grid-Connected System

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 15 / 0 °

Models used

Transposition Perez
Diffuse Imported
Circumsolar separate

User's needs

Unlimited load (grid)

Sheds on ground

Sheds configuration

Nb. of sheds 1791 units

Set of tables

Shading limit angle

Limit profile angle 8.7 °

Sizes

Sheds spacing 6.31 m

Sensitive width 2.38 m

GCR Shading 37.7 %

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

Linear shadings : Slow (simul.)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Generic
Model LR7-72HVH-670M
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 670 Wp
Number of PV modules 44775 units
Nominal (STC) 30.00 MWp
Modules 1791 string x 25 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 28.07 MWp
U mpp 1050 V
I mpp 26733 A

Total PV power

Nominal (STC) 29999 kWp
Total 44775 modules
Module area 120946 m²
Cell area 106785 m²

Inverter

Manufacturer Generic
Model SG3125-HV-20
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 3125 kWac
Number of inverters 8 units
Total power 25000 kWac
Operating voltage 875-1300 V
Max. power (=>25°C) 3593 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 1.20

Total inverter power

Total power 25000 kWac
Max. power 28744 kWac
Number of inverters 8 units
Pnom ratio 1.20

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 2.0 %

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 0.7 %

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.15 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.75 %

Module average degradation

Year no 1
Loss factor 0.36 %/year
Imp / Vmp contributions 80% / 20%

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0 %/year
Vmp RMS dispersion 0 %/year

DC wiring losses

Global array res. 0.43 mΩ
Loss Fraction 1.00 % at STC

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.00 % at MPP



PVsyst V8.0.16

VCC, Simulation date:
13/04/26 20:01
with V8.0.16

Universidad Europea (Spain)

Array losses

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, $n(\text{glass})=1.526$, $n(\text{AR})=1.290$

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000

System losses

Auxiliary losses

Proportional to Power 3.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 600 Vac tri
Loss Fraction 0.08 % at STC

Inverter: SG3125-HV-20

Wire section (8 Inv.) Alu 8 x 3 x 4000 mm²
Average wires length 10 m

MV line up to HV Transfo

MV Voltage 34.5 kV
Average each transformer
Wires Alu 3 x 50 mm²
Length 1000 m
Loss Fraction 0.20 % at STC

HV line up to Injection

HV line voltage 110 kV
Wires Alu 3 x 240 mm²
Length 1493 m
Loss Fraction 0.05 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage 34.5 kV

Transformer from Datasheets

Nominal power 4300 kVA
Iron Loss 4.90 kVA
Iron loss fraction 0.11 % of PNom
Copper loss 38.10 kVA
Copper loss fraction 0.89 % at PNom
Coils equivalent resistance 3 x 0.74 mΩ

Operating losses at STC (full system)

Nb. identical MV transfos 8
Nominal power at STC 29.70 MVA
Iron loss 39.20 kVA
Iron loss fraction 0.13 % at STC
Copper loss 227.19 kVA
Copper loss fraction 0.76 % at STC

HV transfo

Grid voltage 110 kV

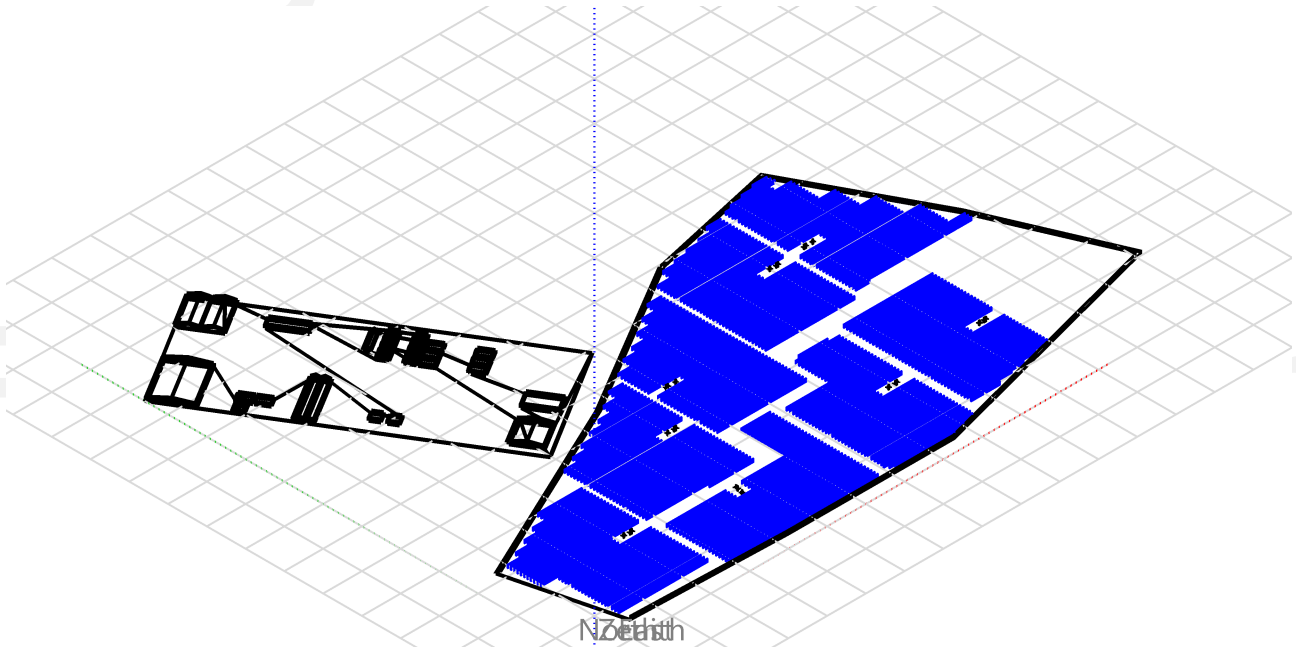
Transformer from Datasheets

Nominal power 36000 kVA
Iron Loss (24/24 Connexion) 72.00 kVA
Iron loss fraction 0.20 % of PNom
Copper loss 288.00 kVA
Copper loss fraction 0.80 % at PNom
Coils equivalent resistance 3 x 264.50 mΩ



Near shadings parameter

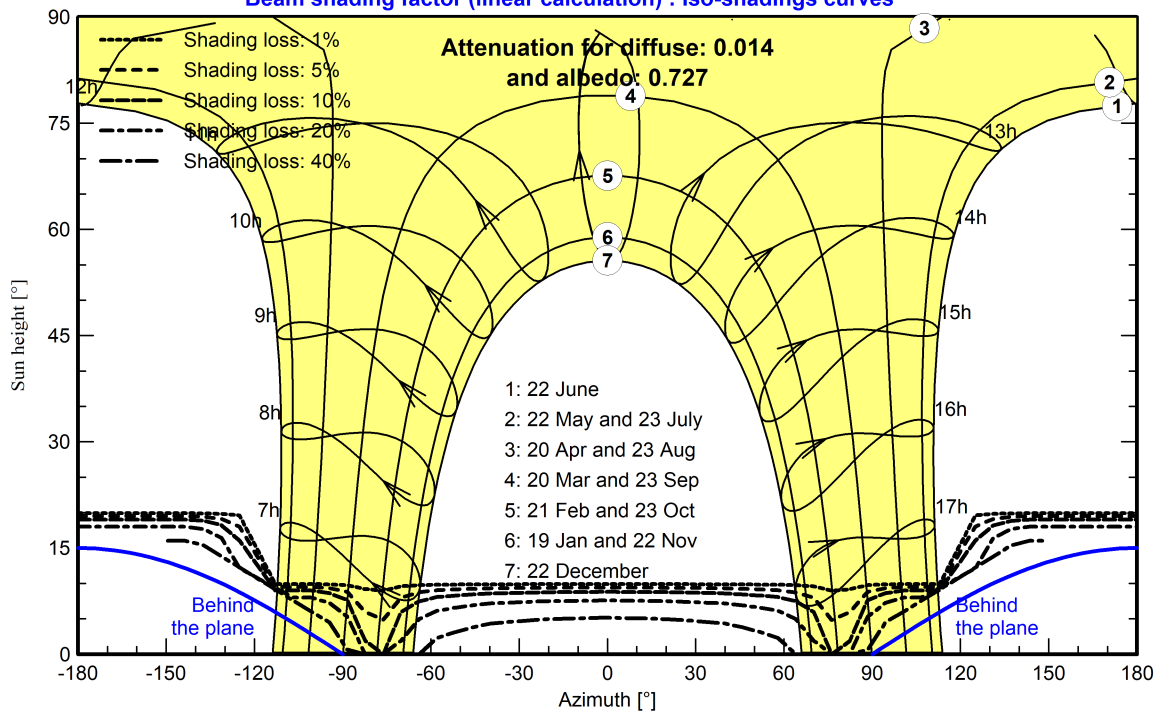
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1 - Fixed plane, Tilts/azimuths: 15°/ 0°

Beam shading factor (linear calculation) : Iso-shadings curves





Project: Atlantico_30MW

Variant: VARIANTE 12_8 INV_PITCH_6 M_Modulo Longi Solar_Inv
Sungrow 3125

PVsyst V8.0.16

VCC, Simulation date:
13/04/26 20:01
with V8.0.16

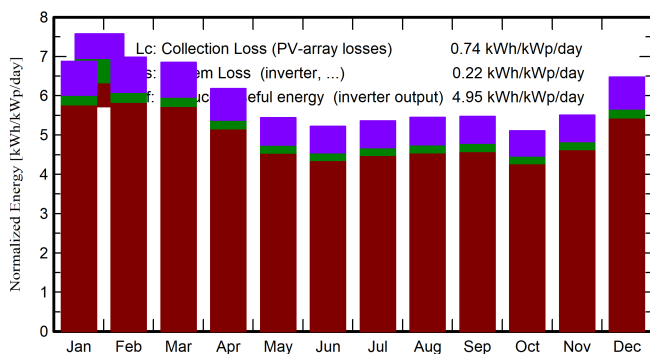
Universidad Europea (Spain)

Main results

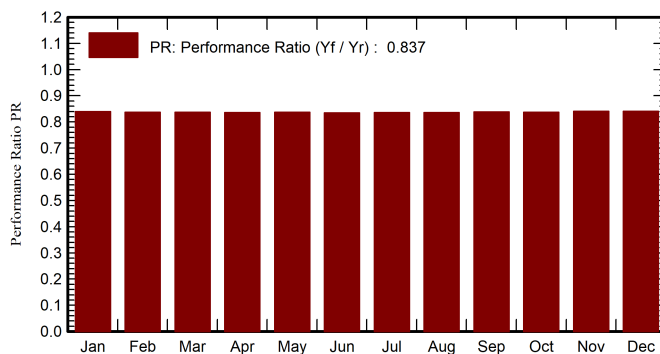
System Production

Produced Energy 54152 MWh/year Specific production 1805 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 83.75 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	185.3	49.26	27.25	213.2	205.0	5595	5368	0.839
February	178.3	49.30	27.31	195.5	187.6	5115	4907	0.837
March	206.1	82.03	27.47	212.3	203.6	5556	5332	0.837
April	189.7	90.38	28.13	185.4	177.2	4847	4648	0.836
May	179.7	91.59	28.36	168.6	160.6	4417	4230	0.836
June	170.8	80.65	28.22	156.7	148.8	4101	3924	0.835
July	179.9	81.01	27.82	166.3	158.2	4358	4171	0.836
August	176.1	83.93	28.21	169.0	161.2	4427	4237	0.836
September	163.8	77.14	28.10	164.3	157.1	4315	4129	0.838
October	150.9	81.14	27.76	158.4	151.2	4163	3979	0.837
November	148.3	59.92	27.41	165.3	158.3	4356	4169	0.841
December	172.6	49.58	27.81	200.7	192.8	5275	5059	0.840
Year	2101.8	875.91	27.82	2155.5	2061.7	56524	54152	0.837

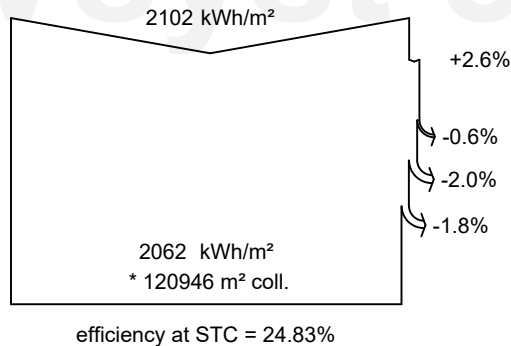
Legends

GlobHor Global horizontal irradiation
DiffHor Horizontal diffuse irradiation
T_Amb Ambient Temperature
GlobInc Global incident in coll. plane
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array
E_Grid Energy injected into grid
PR Performance Ratio



Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Near Shadings: irradiance loss

Soiling loss factor

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

Module Degradation Loss (for year #1)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Available Energy at Inverter Output

Auxiliaries (fans, other)

AC ohmic loss

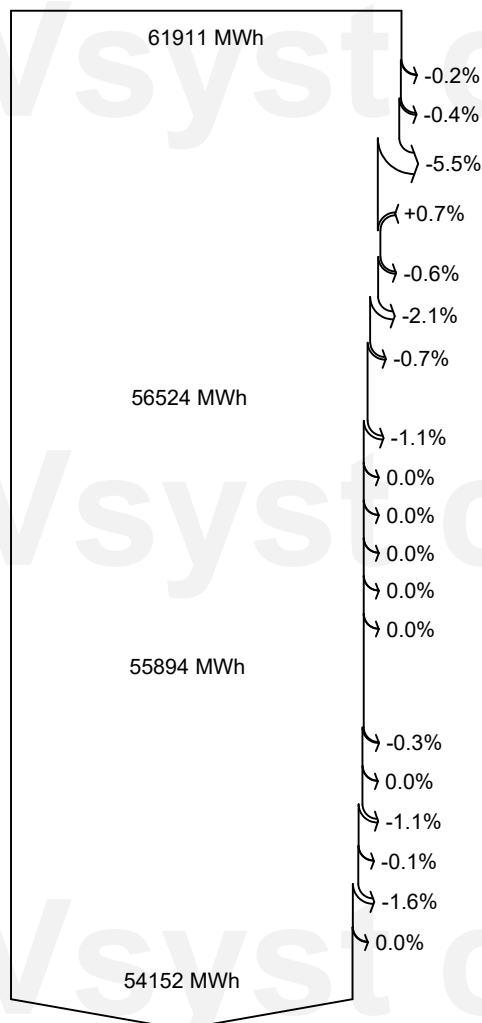
Medium voltage transfo loss

MV line ohmic loss

High voltage transfo loss

HV line ohmic loss

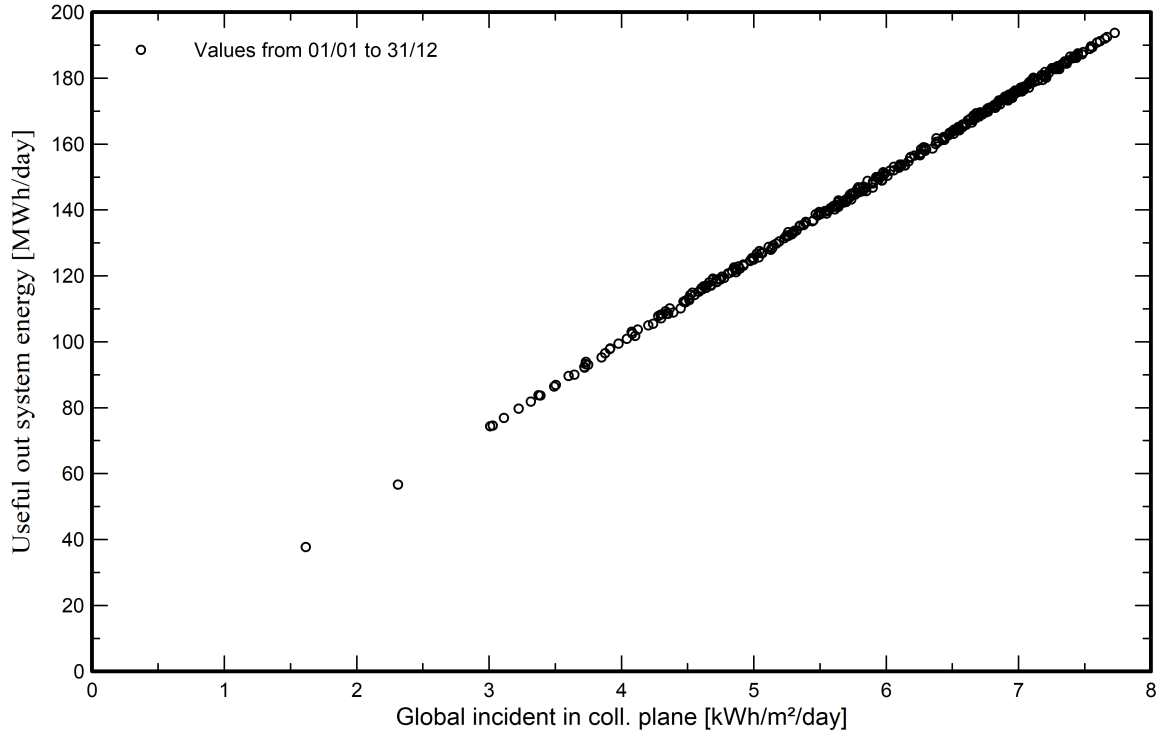
Energy injected into grid



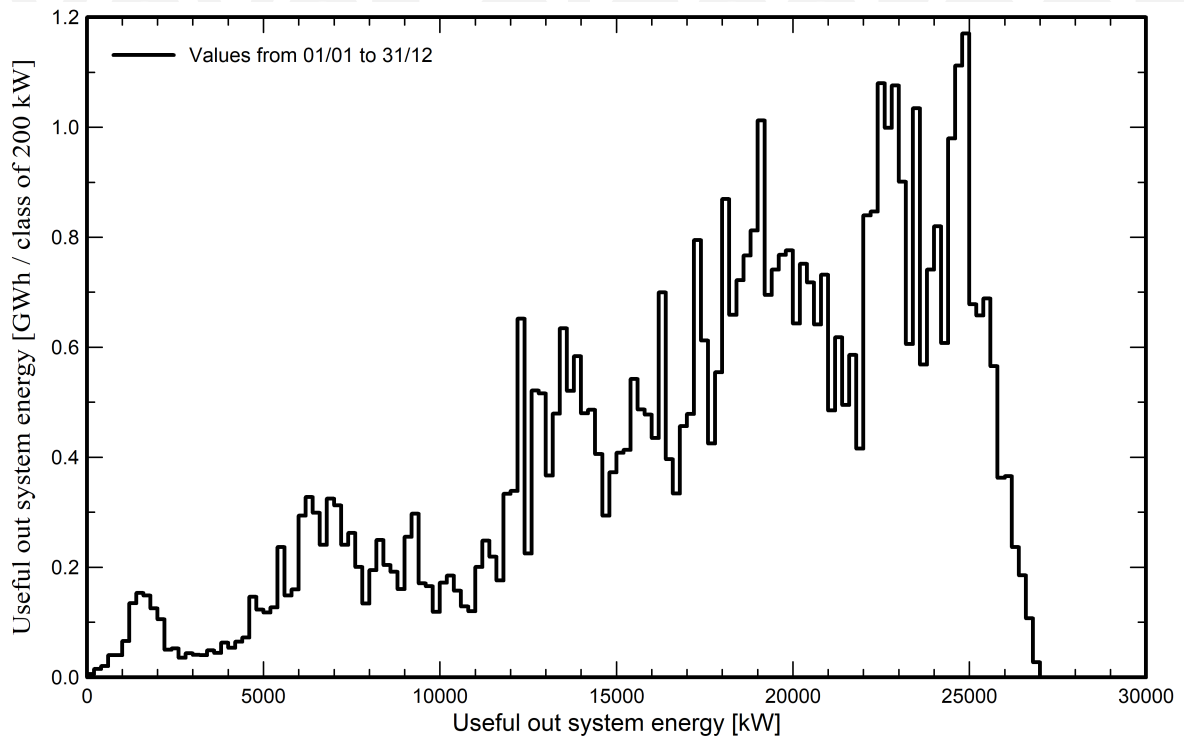


Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





Ageing Tool

Ageing Parameters

Time span of simulation 30 years

Module average degradation

Loss factor 0.35 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0 %/year

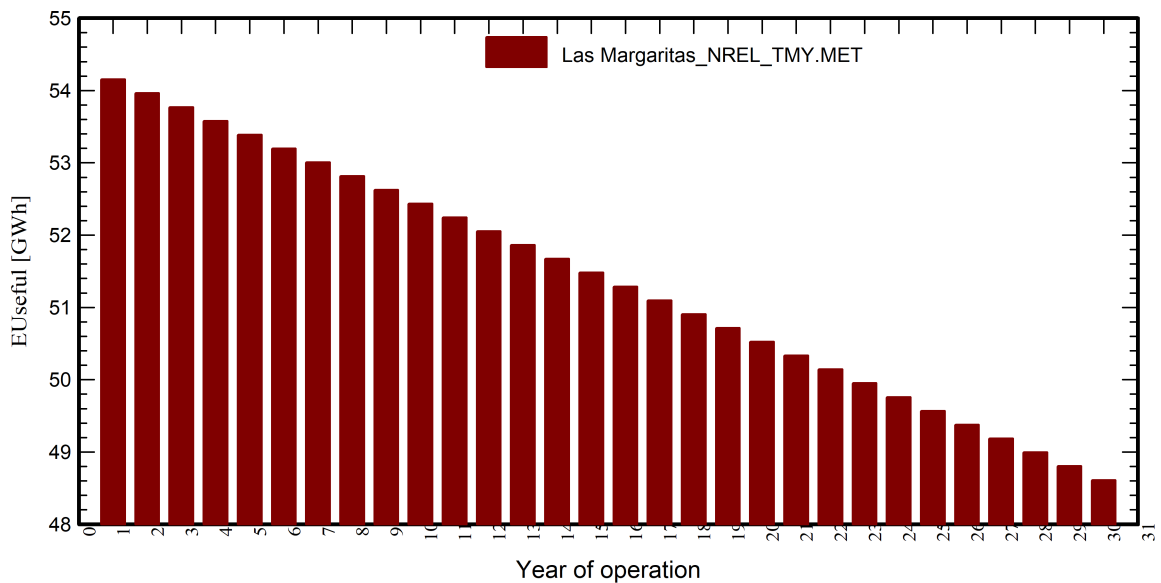
Vmp RMS dispersion 0 %/year

Weather data used in the simulation

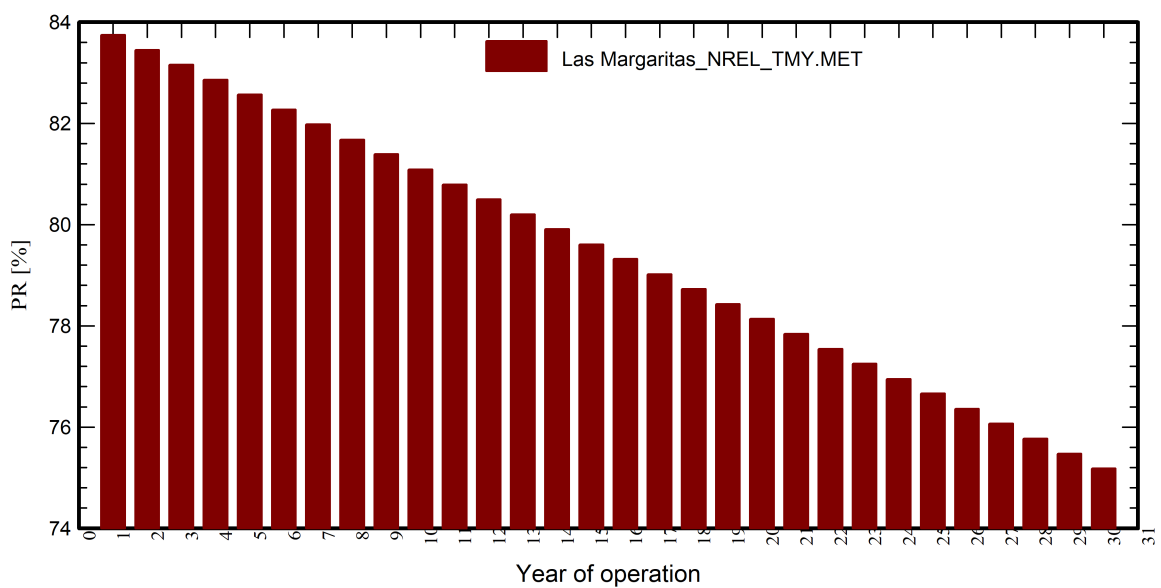
Las Margaritas NREL TMY

Years reference year

Useful out system energy



Performance Ratio





PVsyst V8.0.16

VCC, Simulation date:
13/04/26 20:01
with V8.0.16

Universidad Europea (Spain)

Ageing Tool

Ageing Parameters

Time span of simulation 30 years

Module average degradation

Loss factor 0.35 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0 %/year

Vmp RMS dispersion 0 %/year

Weather data used in the simulation

Las Margaritas NREL TMY

Years reference year

	EUseful	PR	PR loss
Year	GWh	%	%
1	54.15	83.75	-0.18
2	53.96	83.45	-0.54
3	53.77	83.16	-0.88
4	53.58	82.86	-1.24
5	53.39	82.57	-1.59
6	53.20	82.27	-1.94
7	53.01	81.98	-2.29
8	52.82	81.68	-2.65
9	52.63	81.39	-2.99
10	52.43	81.09	-3.35
11	52.24	80.79	-3.71
12	52.05	80.50	-4.05
13	51.86	80.20	-4.41
14	51.67	79.91	-4.76
15	51.48	79.61	-5.11
16	51.29	79.32	-5.46
17	51.10	79.02	-5.82
18	50.91	78.73	-6.16
19	50.72	78.43	-6.52
20	50.52	78.14	-6.87
21	50.33	77.84	-7.22
22	50.14	77.54	-7.58
23	49.95	77.25	-7.93
24	49.76	76.95	-8.28
25	49.57	76.66	-8.63
26	49.38	76.36	-8.99
27	49.19	76.07	-9.33
28	48.99	75.77	-9.69
29	48.80	75.47	-10.05
30	48.61	75.18	-10.39



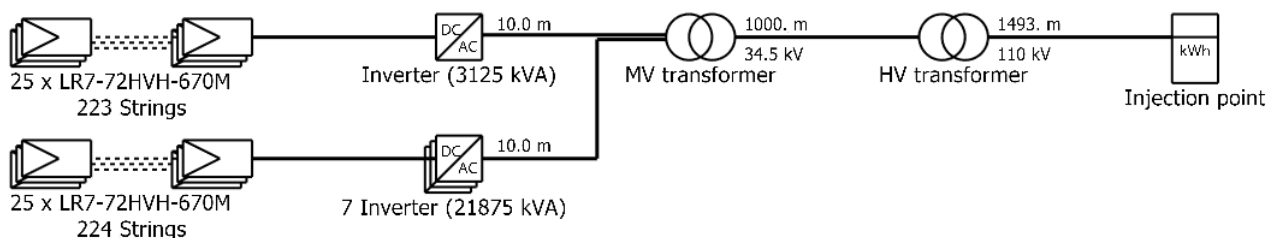
PVsyst V8.0.16

VCC, Simulation date:

13/04/26 20:01

with V8.0.16

Single-line diagram



PV module	LR7-72HVVH-670M
Inverter	SG3125-HV-20
String	25 x LR7-72HVVH-670M

Atlantico_30MW

Universidad Europea (Spain)

VCC : VARIANTE 12_8 INV_PITCH_6 M
_Modulo Longi Solar_Inv Sungrow 312

18/04/26

ANEXO 9

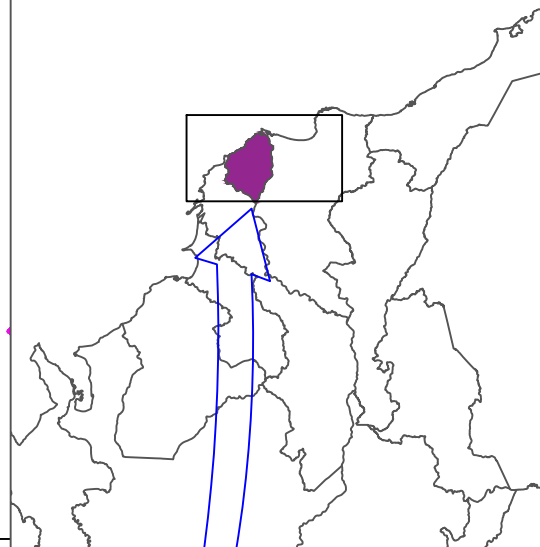
PLANOS

Índice

L01-Plano de Localización	3
A01-Interconexion: Alternativa 1	4
A02-Interconexion: Alternativa 1	5
A03-Interconexion: Alternativa 1	6
A04-Interconexion: Alternativa 1	7
B01-Interconexion: Alternativa 2	8
B02-Interconexion: Alternativa 2	9
B03-Interconexion: Alternativa 2	10
B04-Interconexion: Alternativa 2	11
B05-Interconexion: Alternativa 2	12
B06-Interconexion: Alternativa 2	13
B07-Interconexion: Alternativa 2	14
B08-Interconexion: Alternativa 2	15
B09-Interconexion: Alternativa 2	16
B10-Interconexion: Alternativa 2	17
B11-Interconexion: Alternativa 2	18
I01-Implantacion General.....	19
I02-Implantacion Mesas.....	20
D01-Unifilar Planta Solar	21
D02-Unifilar Combiner Box 12E/1S.....	22



ATLANTICO



UNIVERSIDAD
EUROPEA DE
MADRID

ESCUELA DE
ARQUITECTURA,
INGENIERIA, Y DISEÑO

MASTER UNIVERSITARIO EN
ENERGIAS RENOVABLES

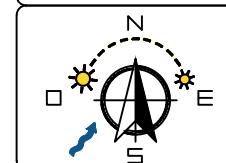
PROYECTO

Trabajo de Fin de
Master

DISTRITO

Atlántico, Colombia

ORIENTACIÓN



DIRECTOR

ING. CONSOLACION
ALONSO ALONSO

ALUMNOS

ING. NICOLAS PICALUA
ING. JOSE PINTO
ING. WILLIAN TORRES

PLANO

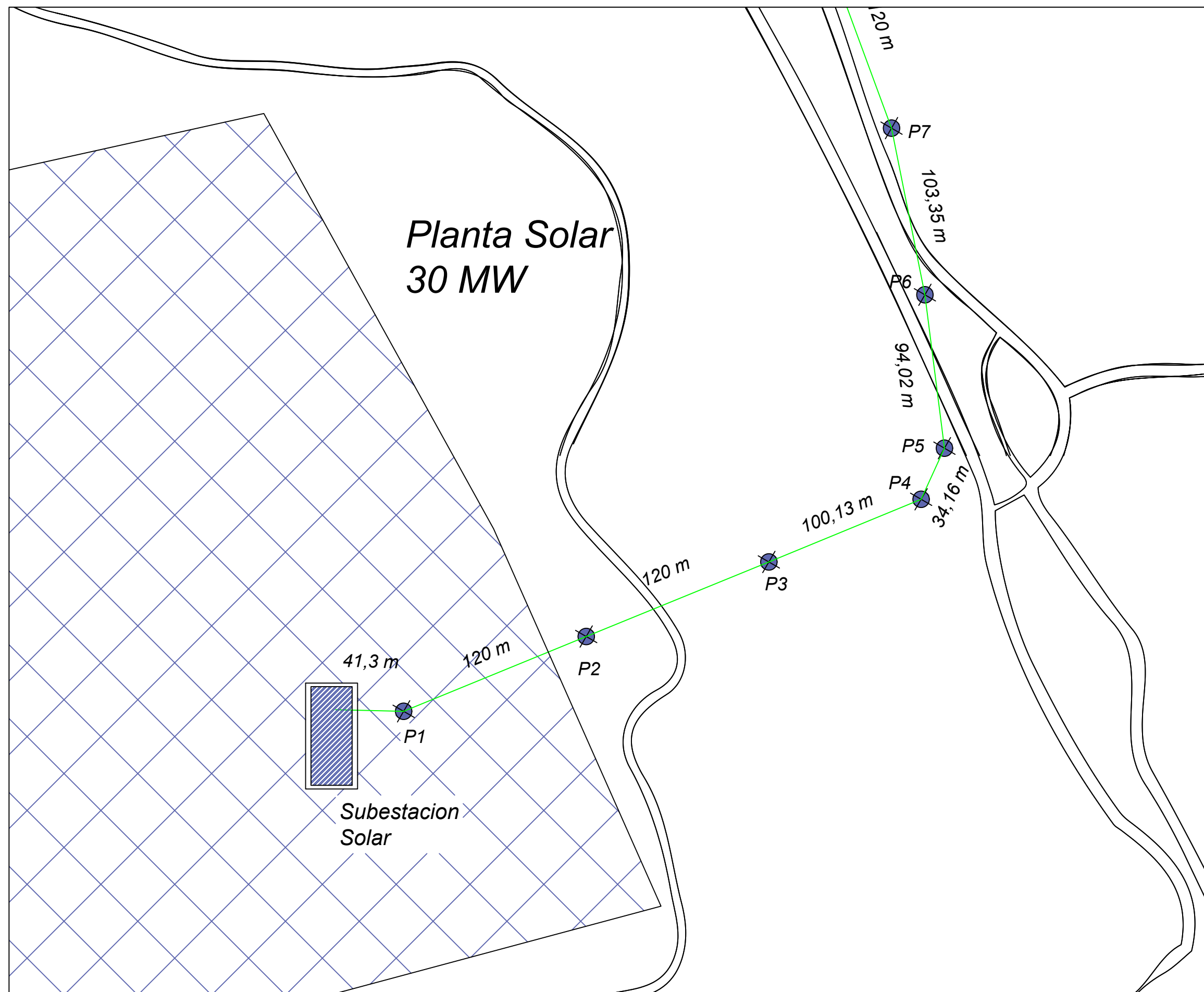
Ubicación de planta Solar

ESCALA:



LAMINA:

L-01



**Planta Solar
30 MW**

**Subestacion
Solar**



UNIVERSIDAD
EUROPEA DE
MADRID

ESCUELA DE
ARQUITECTURA,
INGENIERIA, Y DISEÑO

MASTER UNIVERSITARIO EN
ENERGIAS RENOVABLES

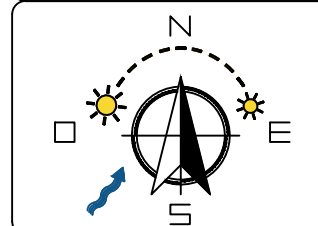
PROYECTO

Trabajo de Fin de
Master

DISTRITO

Atlantico, Colombia

ORIENTACIÓN



DIRECTOR

ING. CONSOLACION
ALONSO ALONSO

ALUMNOS

ING. NICOLAS PICALUA
ING. JOSE PINTO
ING. WILLIAN TORRES

PLANO

Interconexion: Alternativa 1

ESCALA: 1:3



LAMINA:

A-01



UNIVERSIDAD
EUROPEA DE
MADRID

ESCUELA DE
ARQUITECTURA,
INGENIERIA, Y DISEÑO

MASTER UNIVERSITARIO EN
ENERGIAS RENOVABLES

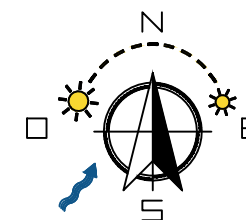
PROYECTO

Trabajo de Fin de
Master

DISTRITO

Atlantico, Colombia

ORIENTACIÓN



DIRECTOR

ING. CONSOLACION
ALONSO ALONSO

ALUMNOS

ING. NICOLAS PICALUA
ING. JOSE PINTO
ING. WILLIAN TORRES

PLANO 1:3

Interconexion: Alternativa 1

ESCALA:



LAMINA:

A-02



Subestacion Juan Mina



UNIVERSIDAD
EUROPEA DE
MADRID

ESCUELA DE
ARQUITECTURA,
INGENIERIA, Y DISEÑO

MASTER UNIVERSITARIO EN
ENERGIAS RENOVABLES

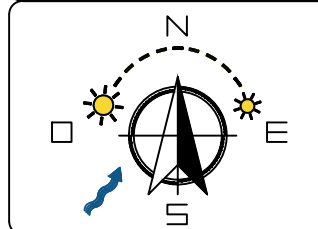
PROYECTO

Trabajo de Fin de
Master

DISTRITO

Atlantico, Colombia

ORIENTACIÓN



DIRECTOR

ING. CONSOLACION
ALONSO ALONSO

ALUMNOS

ING. NICOLAS PICALUA
ING. JOSE PINTO
ING. WILLIAN TORRES

PLANO

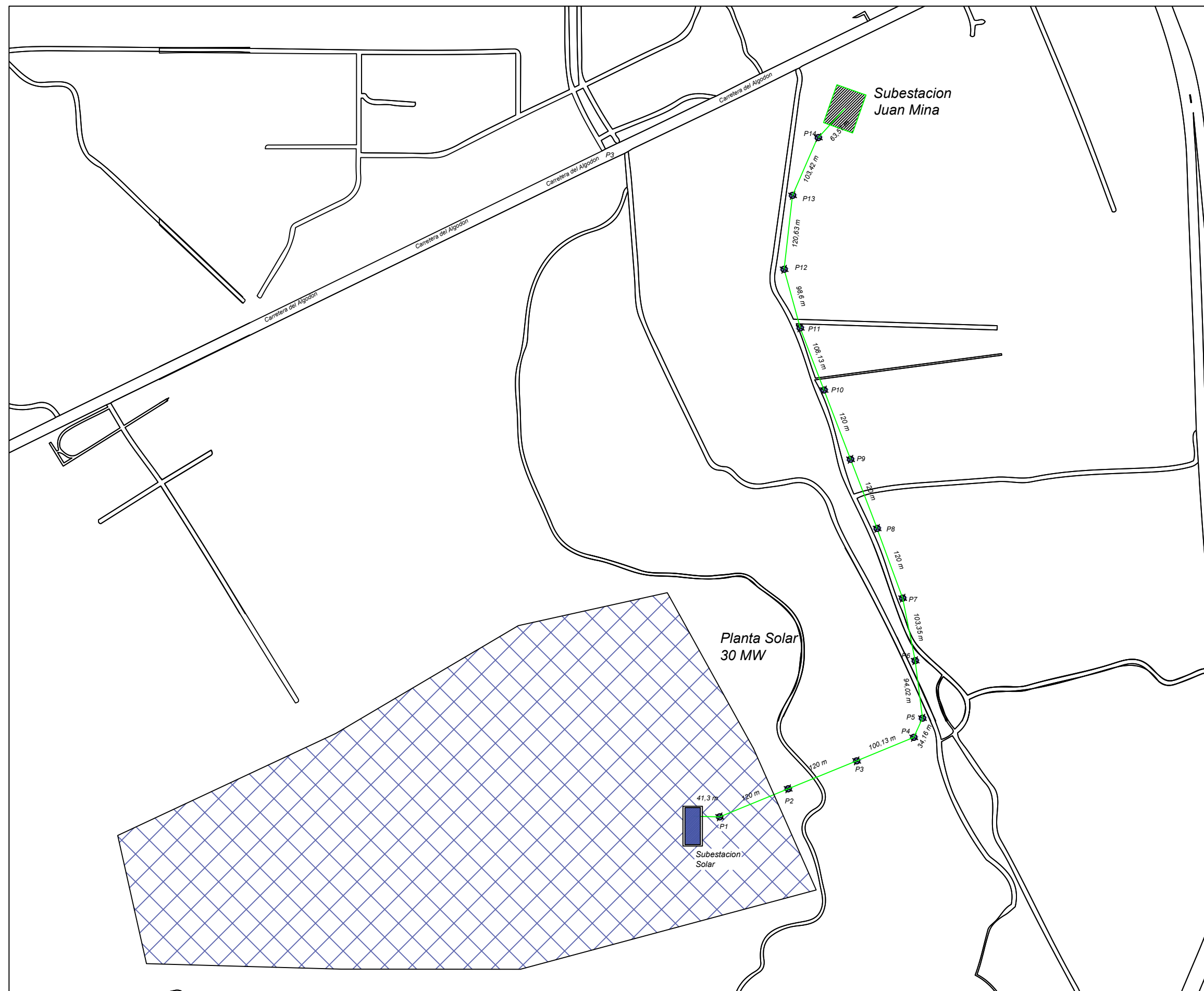
Interconexion: Alternativa 1

ESCALA: 1:3



LAMINA:

A-03



UNIVERSIDAD
EUROPEA DE
MADRID

ESCUELA DE
ARQUITECTURA,
INGENIERIA, Y DISEÑO

MASTER UNIVERSITARIO EN
ENERGIAS RENOVABLES

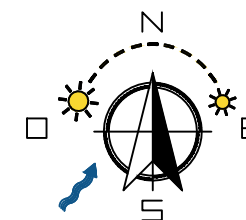
PROYECTO

Trabajo de Fin de
Master

DISTRITO

Atlantico, Colombia

ORIENTACIÓN



DIRECTOR

ING. CONSOLACION
ALONSO ALONSO

ALUMNOS

ING. NICOLAS PICALUA
ING. JOSE PINTO
ING. WILLIAN TORRES

PLANO

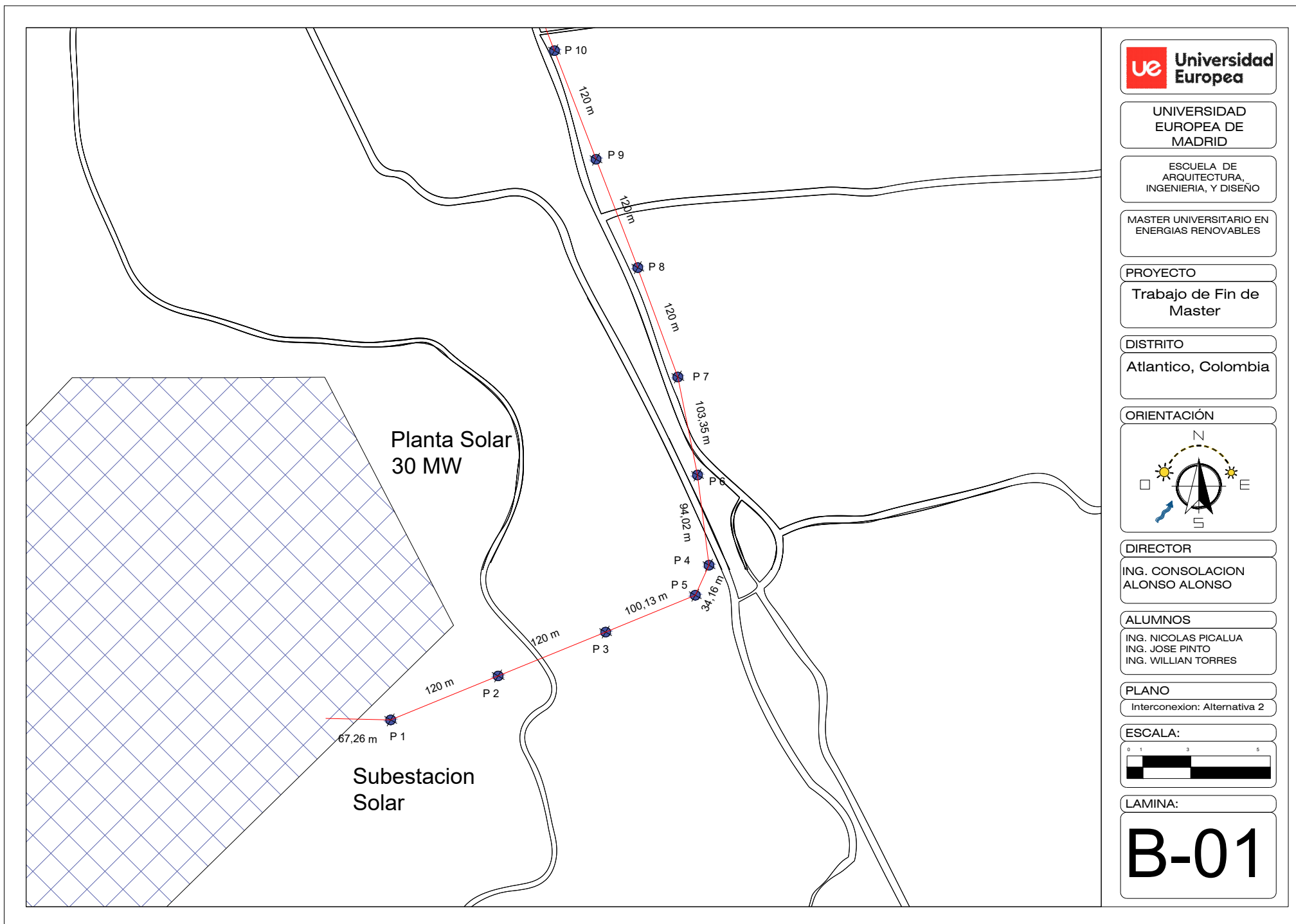
Interconexion: Alternativa 1

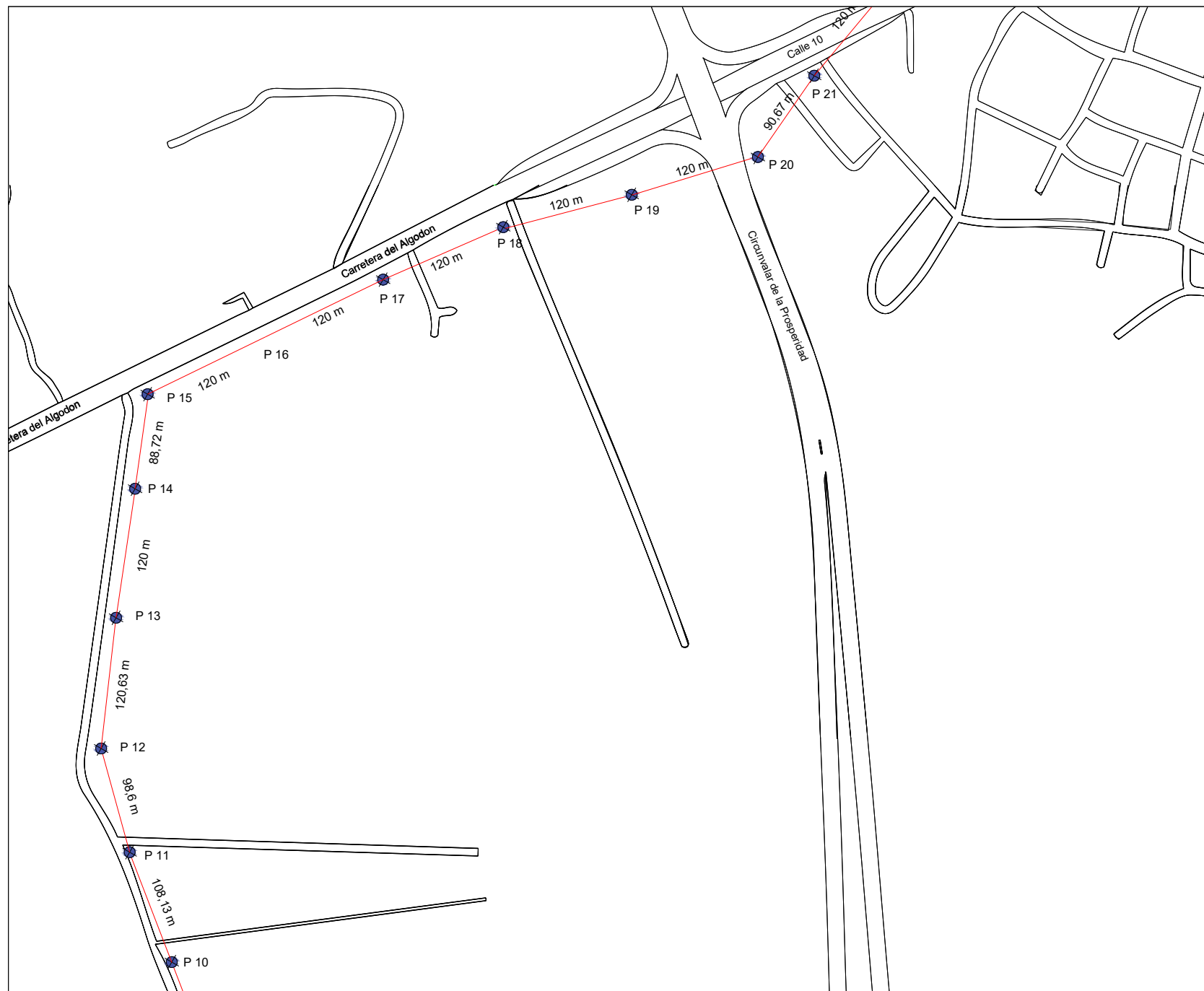
ESCALA: 1:8



LAMINA:

A-04





UNIVERSIDAD
EUROPEA DE
MADRID

ESCUELA DE
ARQUITECTURA,
INGENIERIA, Y DISEÑO

MASTER UNIVERSITARIO EN
ENERGIAS RENOVABLES

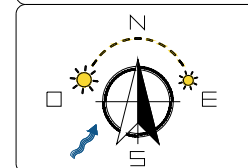
PROYECTO

Trabajo de Fin de
Master

DISTRITO

Atlantico, Colombia

ORIENTACIÓN



DIRECTOR

ING. CONSOLACION
ALONSO ALONSO

ALUMNOS

ING. NICOLAS PICALUA
ING. JOSE PINTO
ING. WILLIAN TORRES

PLANO

Interconexion: Alternativa 2

ESCALA:



LAMINA:

B-02



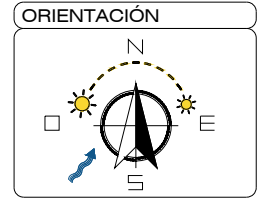
UNIVERSIDAD
EUROPEA DE
MADRID

ESCUELA DE
ARQUITECTURA,
INGENIERIA, Y DISEÑO

MASTER UNIVERSITARIO EN
ENERGIAS RENOVABLES

PROYECTO
Trabajo de Fin de
Master

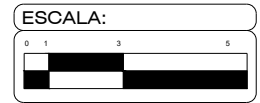
DISTRITO
Atlantico, Colombia



DIRECTOR
ING. CONSOLACION
ALONSO ALONSO

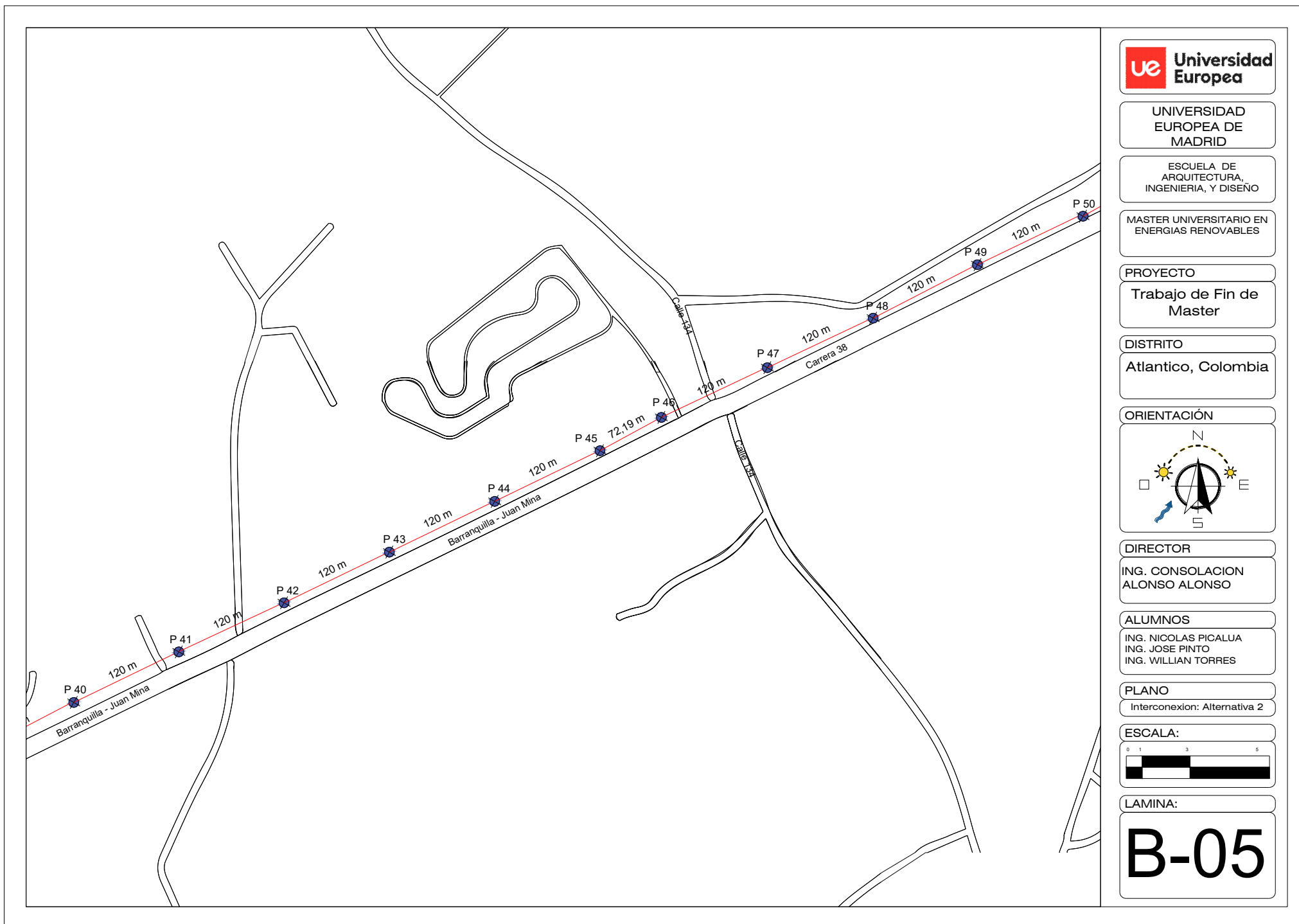
ALUMNOS
ING. NICOLAS PICALUA
ING. JOSE PINTO
ING. WILLIAN TORRES

PLANO
Interconexion: Alternativa 2



LAMINA:
B-03





**Universidad Europea**

UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID

ESCUELA DE ARQUITECTURA, INGENIERIA, Y DISEÑO

MASTER UNIVERSITARIO EN ENERGÍAS RENOVABLES

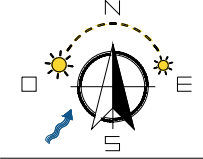
PROYECTO

Trabajo de Fin de Master

DISTRITO

Atlántico, Colombia

ORIENTACIÓN



DIRECTOR

ING. CONSOLACION ALONSO ALONSO

ALUMNOS

ING. NICOLAS PICALUA
ING. JOSE PINTO
ING. WILLIAN TORRES

PLANO

Interconexion: Alternativa 2

ESCALA:



LAMINA:

B-05



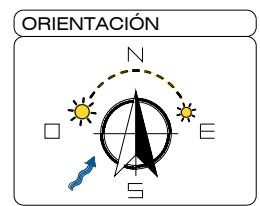
UNIVERSIDAD
EUROPEA DE
MADRID

ESCUELA DE
ARQUITECTURA,
INGENIERIA, Y DISEÑO

MASTER UNIVERSITARIO EN
ENERGIAS RENOVABLES

PROYECTO
**Trabajo de Fin de
Master**

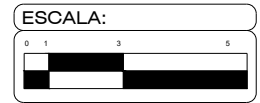
DISTRITO
Atlantico, Colombia



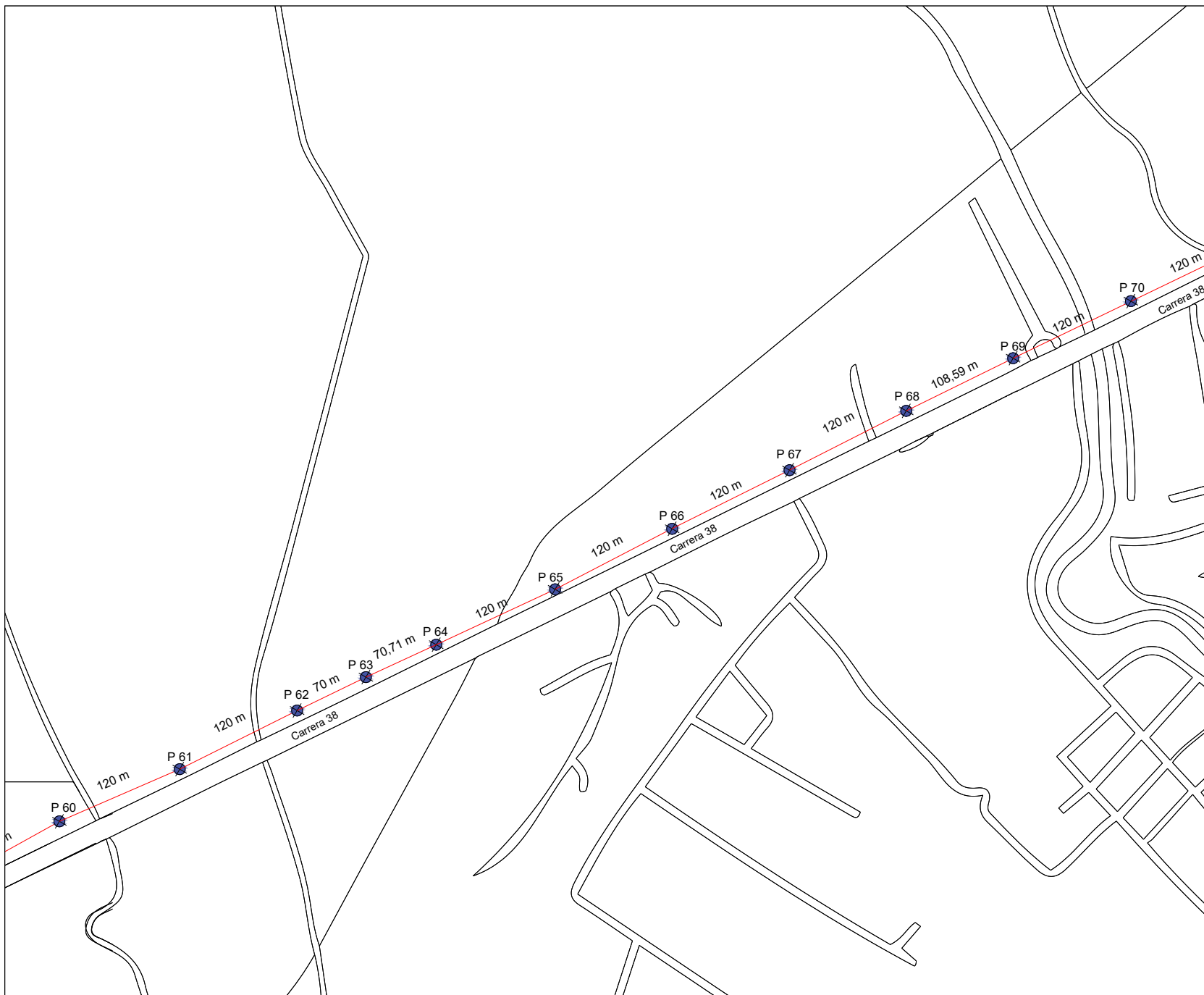
DIRECTOR
ING. CONSOLACION
ALONSO ALONSO

ALUMNOS
ING. NICOLAS PICALUA
ING. JOSE PINTO
ING. WILLIAN TORRES

PLANO
Interconexion: Alternativa 2



LAMINA:
B-06



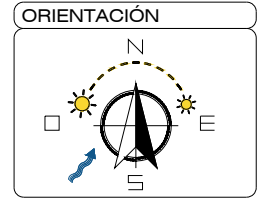
UNIVERSIDAD
EUROPEA DE
MADRID

ESCUELA DE
ARQUITECTURA,
INGENIERIA, Y DISEÑO

MASTER UNIVERSITARIO EN
ENERGIAS RENOVABLES

PROYECTO
Trabajo de Fin de
Master

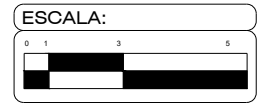
DISTRITO
Atlantico, Colombia



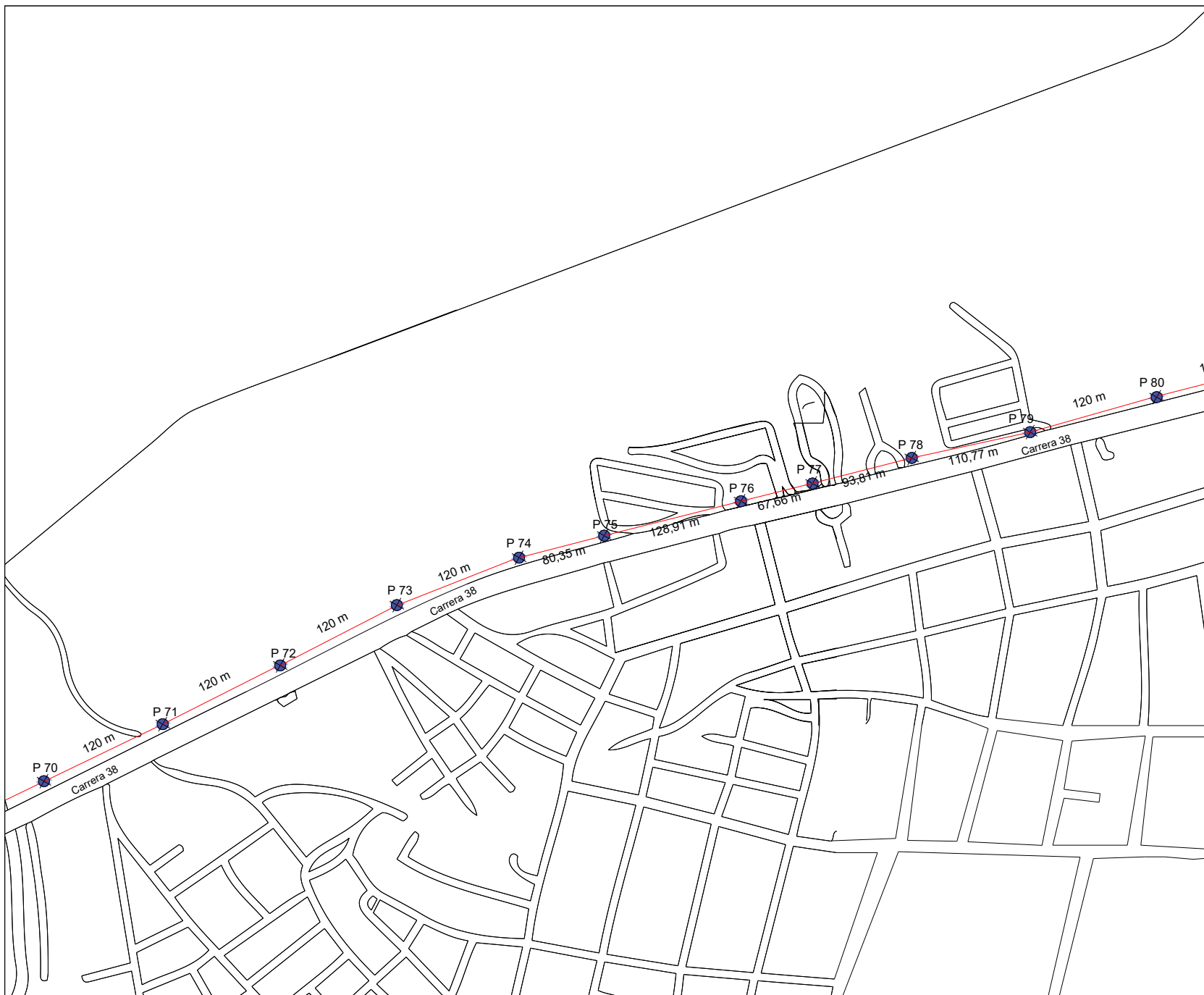
DIRECTOR
ING. CONSOLACION
ALONSO ALONSO

ALUMNOS
ING. NICOLAS PICALUA
ING. JOSE PINTO
ING. WILLIAN TORRES

PLANO
Interconexion: Alternativa 2



LAMINA:
B-07



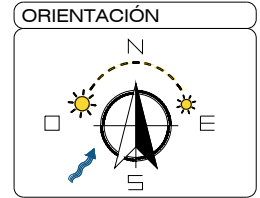
UNIVERSIDAD
EUROPEA DE
MADRID

ESCUELA DE
ARQUITECTURA,
INGENIERIA, Y DISEÑO

MASTER UNIVERSITARIO EN
ENERGIAS RENOVABLES

PROYECTO
Trabajo de Fin de
Master

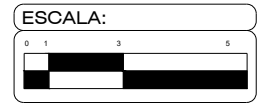
DISTRITO
Atlantico, Colombia



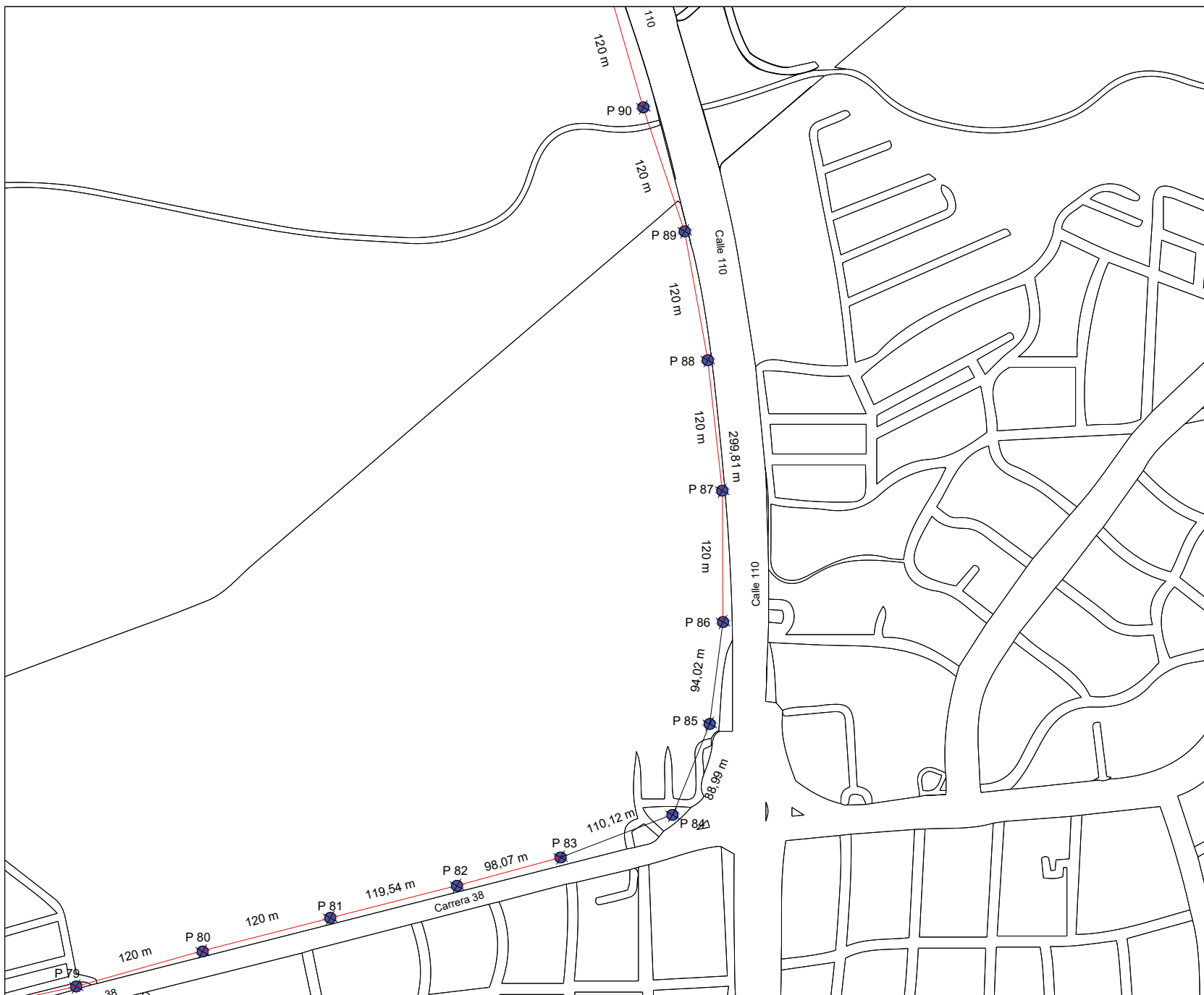
DIRECTOR
ING. CONSOLACION
ALONSO ALONSO

ALUMNOS
ING. NICOLAS PICALUA
ING. JOSE PINTO
ING. WILLIAN TORRES

PLANO
Interconexion: Alternativa 2



LAMINA:
B-08



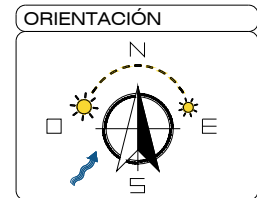
UNIVERSIDAD
EUROPEA DE
MADRID

ESCUELA DE
ARQUITECTURA,
INGENIERIA, Y DISEÑO

MASTER UNIVERSITARIO EN
ENERGIAS RENOVABLES

PROYECTO
Trabajo de Fin de
Master

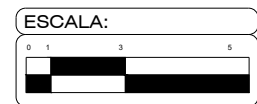
DISTRITO
Atlantico, Colombia



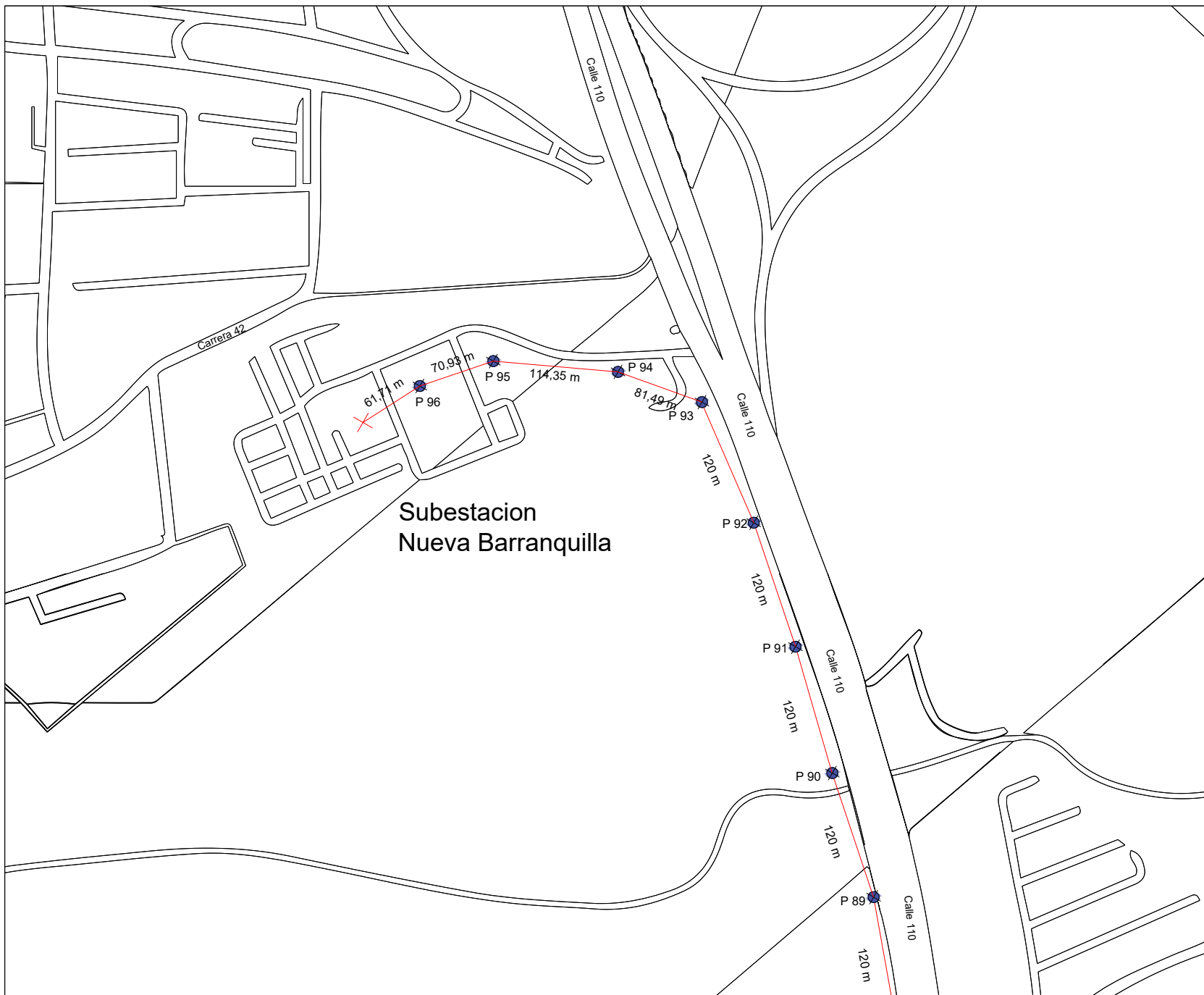
DIRECTOR
ING. CONSOLACION
ALONSO ALONSO

ALUMNOS
ING. NICOLAS PICALUA
ING. JOSE PINTO
ING. WILLIAN TORRES

PLANO
Interconexion: Alternativa 2



LAMINA:
B-09



**Universidad Europea**

UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID

ESCUELA DE ARQUITECTURA, INGENIERIA, Y DISEÑO

MASTER UNIVERSITARIO EN ENERGÍAS RENOVABLES

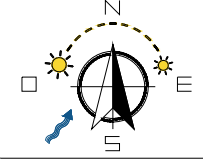
PROYECTO

Trabajo de Fin de Master

DISTRITO

Atlántico, Colombia

ORIENTACIÓN



DIRECTOR

ING. CONSOLACION ALONSO ALONSO

ALUMNOS

ING. NICOLAS PICALUA
ING. JOSE PINTO
ING. WILLIAN TORRES

PLANO

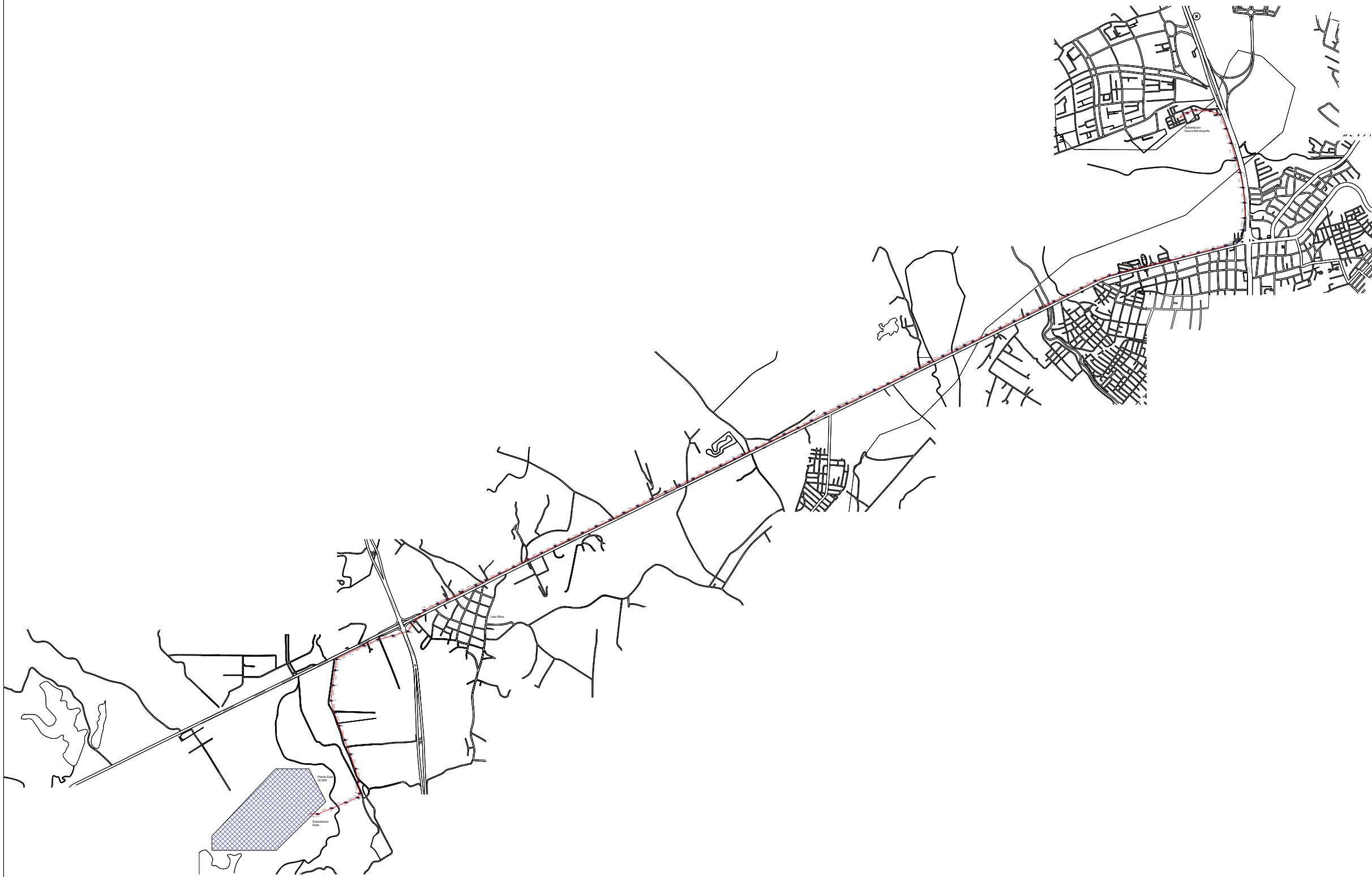
Interconexion: Alternativa 2

ESCALA:



LAMINA:

B-10



UNIVERSIDAD
EUROPEA DE
MADRID

ESCUELA DE
ARQUITECTURA,
INGENIERIA, Y DISEÑO

MASTER UNIVERSITARIO EN
ENERGIAS RENOVABLES

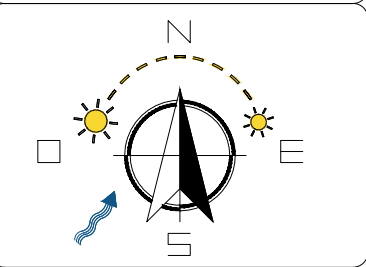
PROYECTO

Trabajo de Fin de
Master

DISTRITO

Atlantico, Colombia

ORIENTACIÓN



DIRECTOR

ING. CONSOLACION
ALONSO ALONSO

ALUMNOS

ING. NICOLAS PICALUA
ING. JOSE PINTO
ING. WILLIAN TORRES

PLANO

Interconexion: Alternativa 2

ESCALA:



LAMINA:

B-11



**Universidad Europea**

UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID

ESCUELA DE ARQUITECTURA, INGENIERIA, Y DISEÑO

MASTER UNIVERSITARIO EN ENERGIAS RENOVABLES

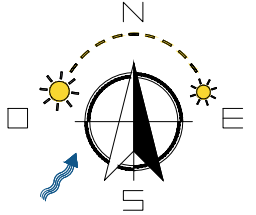
PROYECTO

Trabajo de Fin de Master

DISTRITO

Atlantico, Colombia

ORIENTACIÓN



DIRECTOR

ING. CONSOLACION ALONSO ALONSO

ALUMNOS

ING. NICOLAS PICALUA
ING. JOSE PINTO
ING. WILLIAN TORRES

PLANO

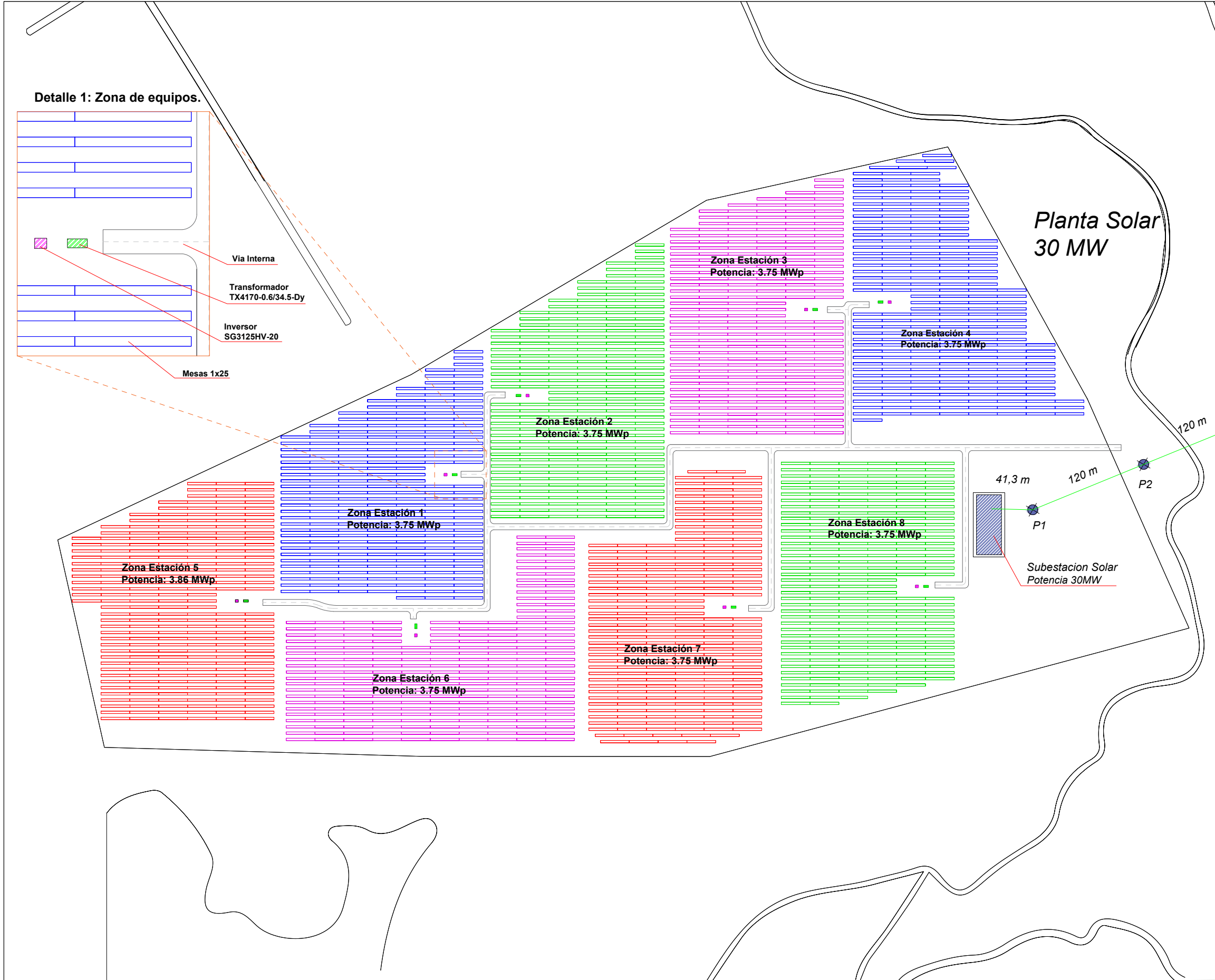
Implantación

ESCALA: 1:7



LAMINA:

I-01



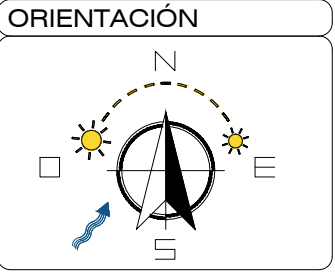
UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID

ESCUELA DE ARQUITECTURA, INGENIERIA, Y DISEÑO

MASTER UNIVERSITARIO EN ENERGIAS RENOVABLES

PROYECTO
Trabajo de Fin de Master

DISTRITO
Atlantico, Colombia



DIRECTOR
ING. CONSOLACION ALONSO ALONSO

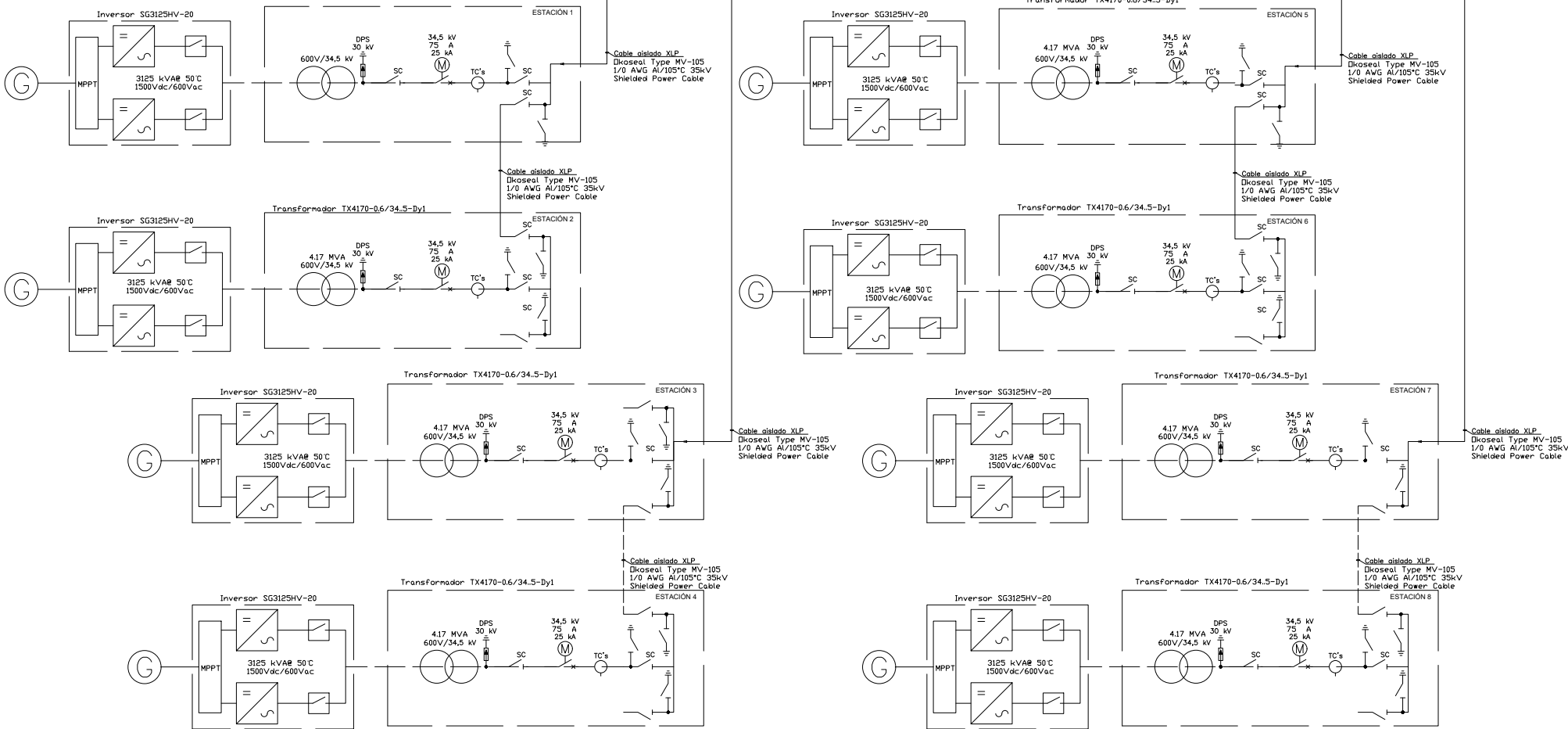
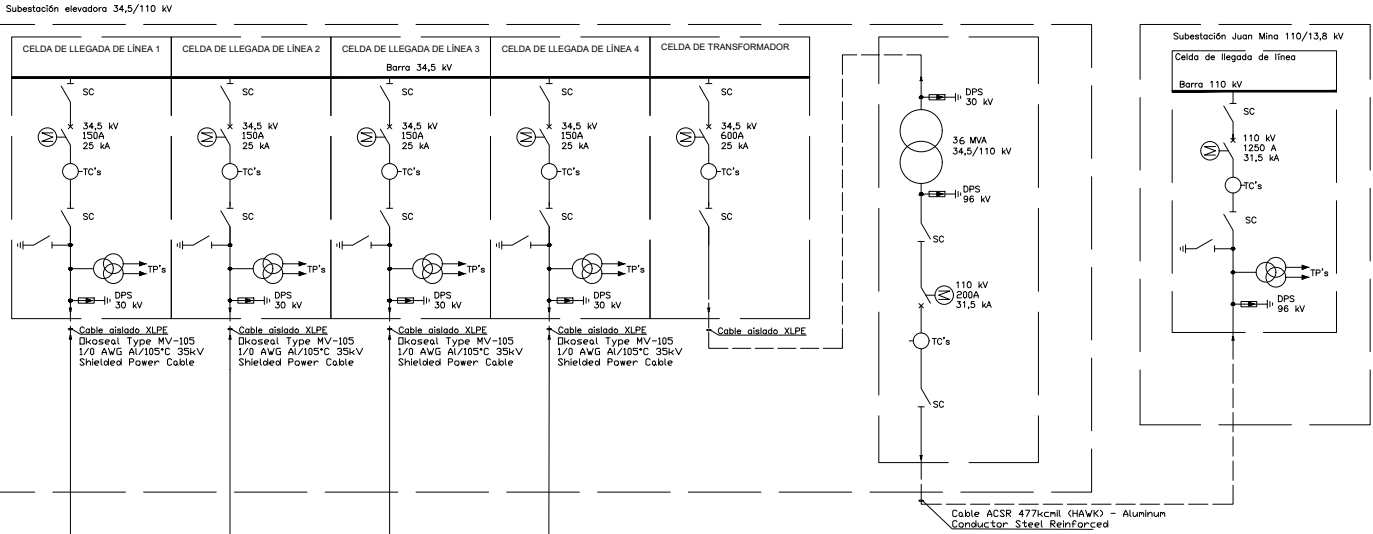
ALUMNOS
ING. NICOLAS PICALUA
ING. JOSE PINTO
ING. WILLIAN TORRES

PLANO
Implantación



LAMINA:
I-02

CONVENCIONES	
SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
	Transformador de potencia.
	Interruptor de potencia.
	Transformador de corriente.
	Seccionador de maniobras motorizado con cuchilla puesta a tierra.
	Seccionador de maniobras.
	Transformador de tensión.
	Descargador de sobretensión.
	Generador.
	Inversor de corriente.
	Planta solar.



UNIVERSIDAD
EUROPEA DE
MADRID

ESCUELA DE
ARQUITECTURA,
INGENIERIA, Y DISEÑO

MASTER UNIVERSITARIO EN
ENERGIAS RENOVABLES

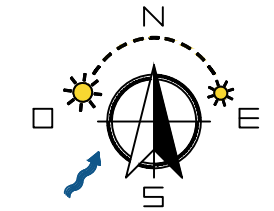
PROYECTO

Trabajo de Fin de
Master

DISTRITO

Atlantico, Colombia

ORIENTACIÓN



DIRECTOR

ING. CONSOLACION
ALONSO ALONSO

ALUMNOS

ING. NICOLAS PICALUA
ING. JOSE PINTO
ING. WILLIAN TORRES

PLANO

Unifilar Planta Solar

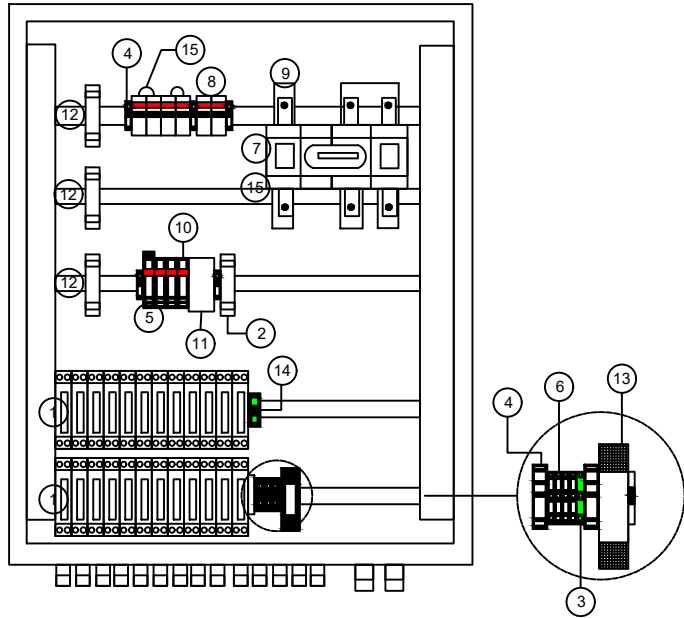
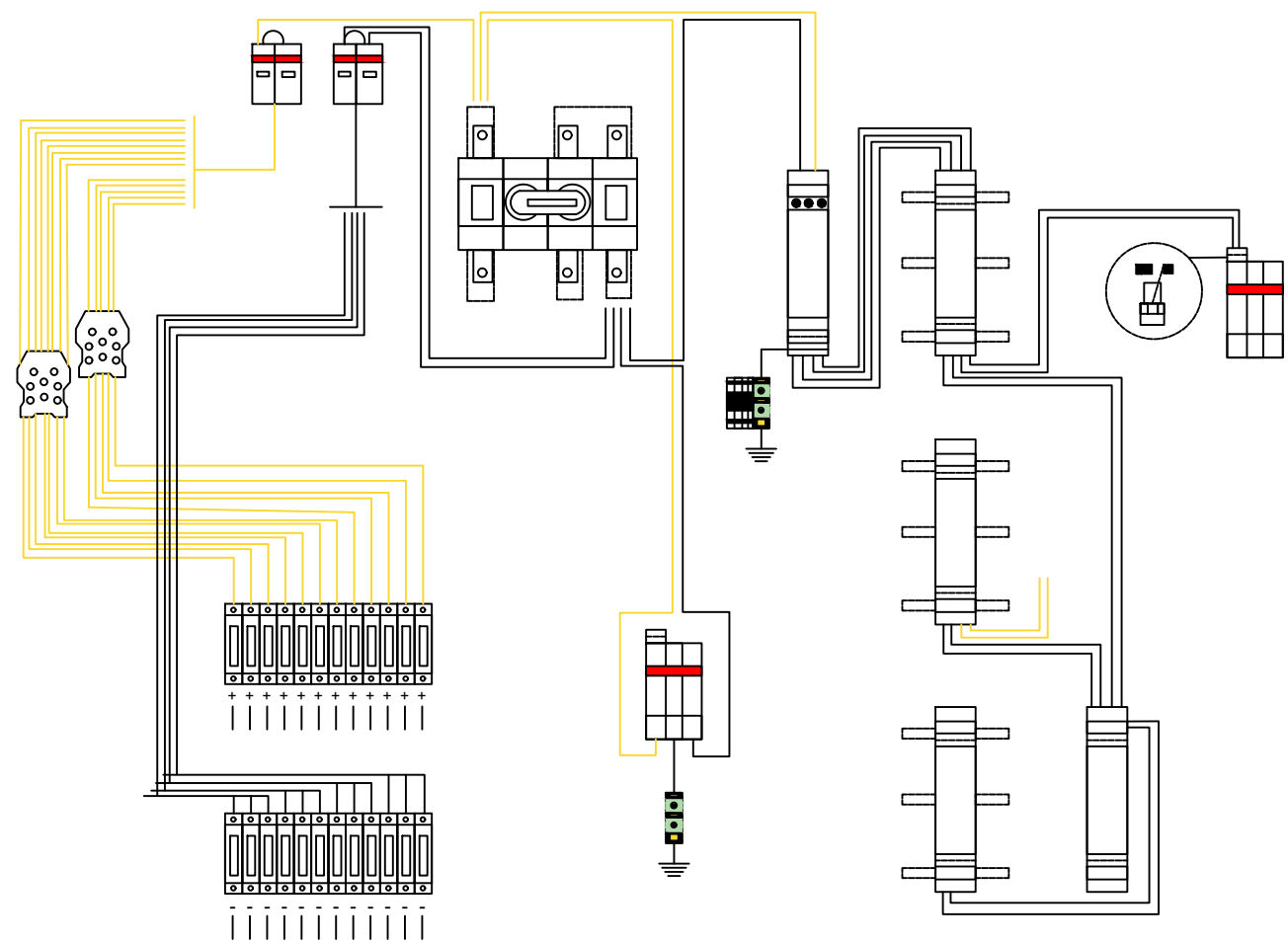
ESCALA:



LAMINA:

D-01

ESQUEMA DE CONEXIÓN BOXCOMBINER 12 ENTRADAS 1 SALIDA



- 1. Portafusibles
- 2. Accesorio para conexión Modbus
- 3. Bornera conexión a tierra
- 4. Tope para fijar borneras
- 5. Protección contra sobretensiones SPD
- 6. Bornera
- 7. Seccionador DC
- 8. Bloque de Distribución
- 9. Seccionador OTDC
- 10. Interruptor Modular
- 11. Protección de alimentación
- 12. Módulo de conexión/riel
- 13. Módulo Modbus
- 14. Bornera de conexión a tierra
- 15. Contacto Auxiliar de OTDC

UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID

ESCUELA DE ARQUITECTURA, INGENIERIA, Y DISEÑO

MASTER UNIVERSITARIO EN ENERGIAS RENOVABLES

PROYECTO

Trabajo de Fin de Master

DISTRITO

Atlántico, Colombia

ORIENTACIÓN

DIRECTOR

ING. CONSOLACION ALONSO ALONSO

ALUMNOS

ING. NICOLAS PICALUA
ING. JOSE PINTO
ING. WILLIAN TORRES

PLANO

Unifilar Boxcombiner 12E/1S

ESCALA:

LAMINA:

D-02

* Basado en: ABB, <<String Combiner Catalog>> 2026. [En Línea]. Available: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=9AKK106930A8B04>. [Último acceso: 26 Abril 2026]

ANEXO 10

DIAGRAMA DE GANTT

PROYECTO SOLAR 30MW ATLANTICO - JUAN MINA																																	
Id	EDT	Task Name	Duración	Comienzo	Fin																												
						Semestre 1, 2027			Semestre 2, 2027			Semestre 1, 2028			Semestre 2, 2028			Semestre 1, 2029			Semestre 2, 2029												
						N	E	M	M	J	S	N	E	M	M	J	S	N	E	M	M	J	S	N	E	M	M	J	S	N			
0		Proyecto Solar 30MW	857 días	12/01/2027	17/05/2029																												
1	1	Proyecto Solar Atlántico - Juan Mina	857 días	12/01/2027	17/05/2029																												
2	1.1	Desarrollo del proyecto	371 días	12/01/2027	17/01/2028																												
3	1.1.1	Identificación y evaluación del sitio	15 días	12/01/2027	26/01/2027																												
4	1.1.2	Negociación o aseguramiento del terreno	20 días	27/01/2027	15/02/2027																												
5	1.1.3	Estudios preliminares del recurso solar	70 días	27/01/2027	06/04/2027																												
6	1.1.4	Estudios topográficos y geotécnicos	60 días	18/03/2027	16/05/2027																												
7	1.1.5	Estudio preliminar de conexión a red	60 días	18/03/2027	16/05/2027																												
8	1.1.6	Solicitud formal de conexión a red	100 días	27/05/2027	03/09/2027																												
9	1.1.7	Estudios de impacto ambiental	150 días	17/05/2027	13/10/2027																												
10	1.1.8	Obtención de permisos ambientales	60 días	14/10/2027	12/12/2027																												
11	1.1.9	Ingeniería conceptual	30 días	17/05/2027	15/06/2027																												
12	1.1.10	Ingeniería básica	30 días	04/09/2027	03/10/2027																												
13	1.1.11	Evaluación económica del proyecto	60 días	16/06/2027	14/08/2027																												
14	1.1.12	Definición del modelo de negocio	95 días	15/08/2027	17/11/2027																												
15	1.1.13	Aprobación del Comité	15 días	18/11/2027	02/12/2027																												
16	1.1.14	Aprobación por el Cliente	30 días	03/12/2027	01/01/2028																												
17	1.1.15	Firma del contrato	0 días	02/01/2028	02/01/2028																												
18	1.1.16	Adjudicación EPC	15 días	03/01/2028	17/01/2028																												
19	1.2	Ingeniería Detalle	75 días	18/01/2028	01/04/2028																												
20	1.2.1	PFV Civil	45 días	18/01/2028	02/03/2028																												
21	1.2.2	PFV Electromecanica	30 días	03/03/2028	01/04/2028																												
22	1.2.3	SE Civil	45 días	18/01/2028	02/03/2028																												
23	1.2.4	SE Electrica	30 días	03/03/2028	01/04/2028																												
24	1.3	Procura	120 días	02/04/2028	30/07/2028																												
25	1.3.1	Equipos PFV	90 días	02/04/2028	30/06/2028																												
26	1.3.2	Equipos SE	120 días	02/04/2028	30/07/2028																												
27	1.4	Construcción	482 días	13/12/2027	07/04/2029																												
28	1.4.1	Movilización y preparación del sitio	90 días	13/12/2027	17/03/2028																												
29	1.4.2	Movimiento de tierras	90 días	18/03/2028	15/06/2028																												
30	1.4.3	Construcción de caminos internos	45 días	18/03/2028	01/05/2028																												
31	1.4.4	Instalación de drenajes	45 días	09/04/2028	24/05/2028																												
32	1.4.5	Hincado de pilotes o cimentaciones	60 días	01/07/2028	29/08/2028																												
33	1.4.6	Montaje de estructuras metálicas	45 días	30/08/2028	13/10/2028																												
34	1.4.7	Instalación de módulos fotovoltaicos	30 días	19/10/2028	17/11/2028																												
35	1.4.8	Instalación de cableado DC	90 días	19/10/2028	16/01/2029																												
36	1.4.9	Instalación de inversores	15 días	24/11/2028	08/12/2028																												
37	1.4.10	Instalación de centros de transformación	90 días	24/11/2028	21/02/2029																												
38	1.4.11	Construcción de subestación	100 días	24/11/2028	03/03/2029																												
39	1.4.12	Instalación de sistema SCADA	90 días	08/01/2029	07/04/2029																												
40	1.4.13	Construcción de línea de transmision	30 días	30/08/2028	28/09/2028																												
41	1.5	Puesta en marcha	75 días	04/03/2029	17/05/2029																												
42	1.5.1	Pruebas eléctricas del sistema	30 días	04/03/2029	02/04/2029																												
43	1.5.2	Verificación de protecciones	30 días	03/04/2029	02/05/2029																												
44	1.5.3	Integración del sistema SCADA	20 días	08/04/2029	27/04/2029																												
45	1.5.4	Sincronización con la red eléctrica	15 días	03/05/2029	17/05/2029																												
46	1.5.5	Puesta en operación comercial (COD)	0 días	17/05/2029	17/05/2029																												

ANEXO 11 A

ANALISIS FINANCIERO CON VENTA EN PPA

Índice

1.1	Datos Generales del Proyecto.....	3
1.2	Detalles de Ingresos Anuales (30 Años)	4
1.3	Plan de Inversión y Financiación	5
1.4	Cuadro de Amortización del Préstamo	6
1.5	Tabla de Amortizaciones del Activo.....	8
1.6	Deducción de Impuestos (Años 0 – 15).....	9
1.7	Cash Flow Libre PPA – Cuenta de Resultados y CFL (Años 1–15)	10
1.8	Cash Flow Libre PPA – Cuenta de Resultados y CFL (Años 16–30)	12
1.9	Resumen de Rentabilidad – VAN / TIR / Payback.....	14

1.1 Datos Generales del Proyecto

Datos de Inversión		Detalles de Financiación		Costes Operativos	
Concepto	Valor	Concepto	Valor	Concepto	Valor (€/año)
Activos	€ 18.815.390	Equity	40,00%	Mantenimiento preventivo	25.000
Fondo de Maniobra	€ 940.769	Préstamo	60,00%	Mantenimiento Correctivo	6.000
Duración	30 años	Interés	8,50%	Limpieza de módulos	21.000
		Amortización	15 años	Monitoreo y operación	25.000
		Rentabilidad deseada	10,00%	Seguros	60.000
				Seguridad y vigilancia	25.000
				Administración y gestión	8.000
				Terreno	45.000
				Incremento anual (OPEX)	2,50%

1.2 Detalles de Ingresos Anuales (30 Años)

Año	Ingresos Anuales		Año	Ingresos Anuales
Año 1	€ 4.298.665,14		Año 16	€ 4.020.795,45
Año 2	€ 4.283.275,16		Año 17	€ 4.006.395,47
Año 3	€ 4.267.885,17		Año 18	€ 3.991.195,49
Año 4	€ 4.253.305,19		Año 19	€ 3.976.795,50
Año 5	€ 4.237.915,21		Año 20	€ 3.960.795,52
Año 6	€ 4.223.335,23		Año 21	€ 3.945.595,54
Año 7	€ 4.207.945,24		Año 22	€ 3.931.195,56
Año 8	€ 4.192.555,26		Año 23	€ 3.915.995,57
Año 9	€ 4.177.975,28		Año 24	€ 3.900.795,59
Año 10	€ 4.161.775,29		Año 25	€ 3.886.395,61
Año 11	€ 4.147.195,31		Año 26	€ 3.871.195,62
Año 12	€ 4.131.805,33		Año 27	€ 3.856.795,64
Año 13	€ 4.116.415,35		Año 28	€ 3.840.795,66
Año 14	€ 4.101.835,36		Año 29	€ 3.825.595,67
Año 15	€ 4.086.445,38		Año 30	€ 3.811.195,69
Incremento anual			2,50% (con degradación panel incluida)	

1.3 Plan de Inversión y Financiación

Plan de Inversión		Plan de Financiación		
Concepto	Importe	Fuente	%	Importe
Activos	€ 18.815.390	Recursos Propios	40%	€ 7.902.464
Fondo de Maniobra	€ 940.769	Recursos Ajenos	60%	€ 11.853.695
TOTAL	€ 19.756.159	TOTAL	100%	€ 19.756.159

1.4 Cuadro de Amortización del Préstamo

Principal: € 11.853.695		Interés: 8,50%	Duración: 30 años	
Año	Capital Amortizado	Intereses	Cuota Total	Capital Pendiente
AÑO 1	€ 95.429,07	€ 1.007.564,11	€ 1.102.993,18	€ 11.758.266,34
AÑO 2	€ 103.540,54	€ 999.452,64	€ 1.102.993,18	€ 11.654.725,80
AÑO 3	€ 112.341,48	€ 990.651,69	€ 1.102.993,18	€ 11.542.384,32
AÑO 4	€ 121.890,51	€ 981.102,67	€ 1.102.993,18	€ 11.420.493,81
AÑO 5	€ 132.251,20	€ 970.741,97	€ 1.102.993,18	€ 11.288.242,61
AÑO 6	€ 143.492,56	€ 959.500,62	€ 1.102.993,18	€ 11.144.750,05
AÑO 7	€ 155.689,42	€ 947.303,75	€ 1.102.993,18	€ 10.989.060,63
AÑO 8	€ 168.923,02	€ 934.070,15	€ 1.102.993,18	€ 10.820.137,60
AÑO 9	€ 183.281,48	€ 919.711,70	€ 1.102.993,18	€ 10.636.856,12
AÑO 10	€ 198.860,41	€ 904.132,77	€ 1.102.993,18	€ 10.437.995,71
AÑO 11	€ 215.763,54	€ 887.229,64	€ 1.102.993,18	€ 10.222.232,17
AÑO 12	€ 234.103,44	€ 868.889,73	€ 1.102.993,18	€ 9.988.128,73
AÑO 13	€ 254.002,24	€ 848.990,94	€ 1.102.993,18	€ 9.734.126,49
AÑO 14	€ 275.592,43	€ 827.400,75	€ 1.102.993,18	€ 9.458.534,07
AÑO 15	€ 299.017,78	€ 803.975,40	€ 1.102.993,18	€ 9.159.516,29
AÑO 16	€ 324.434,29	€ 778.558,88	€ 1.102.993,18	€ 8.835.081,99
AÑO 17	€ 352.011,21	€ 750.981,97	€ 1.102.993,18	€ 8.483.070,79
AÑO 18	€ 381.932,16	€ 721.061,02	€ 1.102.993,18	€ 8.101.138,63
AÑO 19	€ 414.396,39	€ 688.596,78	€ 1.102.993,18	€ 7.686.742,23
AÑO 20	€ 449.620,09	€ 653.373,09	€ 1.102.993,18	€ 7.237.122,14
AÑO 21	€ 487.837,80	€ 615.155,38	€ 1.102.993,18	€ 6.749.284,35
AÑO 22	€ 529.304,01	€ 573.689,17	€ 1.102.993,18	€ 6.219.980,34

AÑO 23	€ 574.294,85	€ 528.698,33	€ 1.102.993,18	€ 5.645.685,49
AÑO 24	€ 623.109,91	€ 479.883,27	€ 1.102.993,18	€ 5.022.575,58
AÑO 25	€ 676.074,25	€ 426.918,92	€ 1.102.993,18	€ 4.346.501,33
AÑO 26	€ 733.540,56	€ 369.452,61	€ 1.102.993,18	€ 3.612.960,76
AÑO 27	€ 795.891,51	€ 307.101,66	€ 1.102.993,18	€ 2.817.069,25
AÑO 28	€ 863.542,29	€ 239.450,89	€ 1.102.993,18	€ 1.953.526,96
AÑO 29	€ 936.943,39	€ 166.049,79	€ 1.102.993,18	€ 1.016.583,57
AÑO 30	€ 1.016.583,57	€ 86.409,60	€ 1.102.993,18	€ 0,00
TOTAL	€ 11.853.695	€ 20.067.635	€ 27.574.829	€ 0

1.5 Tabla de Amortizaciones del Activo

Inversión:	€ 18.815.390
Año	Amortización Anual
AÑO 1	€ 1.254.359,30
AÑO 2	€ 1.254.359,30
AÑO 3	€ 1.254.359,30
AÑO 4	€ 1.254.359,30
AÑO 5	€ 1.254.359,30
AÑO 6	€ 1.254.359,30
AÑO 7	€ 1.254.359,30
AÑO 8	€ 1.254.359,30
AÑO 9	€ 1.254.359,30
AÑO 10	€ 1.254.359,30
AÑO 11	€ 1.254.359,30
AÑO 12	€ 1.254.359,30
AÑO 13	€ 1.254.359,30
AÑO 14	€ 1.254.359,30
AÑO 15	€ 1.254.359,30
TOTAL	€ 18.815.390

1.6 Deducción de Impuestos (Años 0 – 15)

Año	Deducción de la Renta
AÑO 0	€ 627.179,65
AÑO 1	€ 627.179,65
AÑO 2	€ 627.179,65
AÑO 3	€ 627.179,65
AÑO 4	€ 627.179,65
AÑO 5	€ 627.179,65
AÑO 6	€ 627.179,65
AÑO 7	€ 627.179,65
AÑO 8	€ 627.179,65
AÑO 9	€ 627.179,65
AÑO 10	€ 627.179,65
AÑO 11	€ 627.179,65
AÑO 12	€ 627.179,65
AÑO 13	€ 627.179,65
AÑO 14	€ 627.179,65
AÑO 15	€ 627.179,65

1.7 Cash Flow Libre PPA – Cuenta de Resultados y CFL (Años 1–15)

Concepto	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15
CUENTA DE RESULTADOS															
VENTAS	4.298.665,14 €	4.283.275,16 €	4.267.885,17 €	4.253.305,19 €	4.237.915,21 €	4.223.335,23 €	4.207.945,24 €	4.192.555,26 €	4.177.975,28 €	4.161.775,29 €	4.147.195,31 €	4.131.805,33 €	4.116.415,35 €	4.101.835,36 €	4.086.445,38 €
-Costes de las Mercancías (Directos)	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00
= MARGEN BRUTO	4.298.665,14 €	4.283.275,16 €	4.267.885,17 €	4.253.305,19 €	4.237.915,21 €	4.223.335,23 €	4.207.945,24 €	4.192.555,26 €	4.177.975,28 €	4.161.775,29 €	4.147.195,31 €	4.131.805,33 €	4.116.415,35 €	4.101.835,36 €	4.086.445,38 €
-GASTOS DE ESTRUCTURA / COSTES OPERATIVOS	-€ 174.150,00	178.503,75 -€	182.966,34 -€	187.540,50 -€	192.229,01 -€	197.034,74 -€	201.960,61 -€	207.009,62 -€	212.184,86 -€	217.489,49 -€	-€ 222.926,72	-€ 228.499,89	-€ 234.212,39	-€ 240.067,70	-€ 246.069,39
<i>Mantenimiento preventivo</i>	€ 20.250,00	€ 20.756,25	€ 21.275,16	€ 21.807,04	€ 22.352,21	€ 22.911,02	€ 23.483,79	€ 24.070,89	€ 24.672,66	€ 25.289,48	€ 25.921,71	€ 26.569,75	€ 27.234,00	€ 27.914,85	€ 28.612,72
<i>Mantenimiento Correctivo</i>	€ 4.860,00	€ 4.981,50	€ 5.106,04	€ 5.233,69	€ 5.364,53	€ 5.498,64	€ 5.636,11	€ 5.777,01	€ 5.921,44	€ 6.069,47	€ 6.221,21	€ 6.376,74	€ 6.536,16	€ 6.699,56	€ 6.867,05
<i>Limpieza de módulos</i>	€ 17.010,00	€ 17.435,25	€ 17.871,13	€ 18.317,91	€ 18.775,86	€ 19.245,25	€ 19.726,39	€ 20.219,54	€ 20.725,03	€ 21.243,16	€ 21.774,24	€ 22.318,59	€ 22.876,56	€ 23.448,47	€ 24.034,68
<i>Monitoreo y operación</i>	€ 20.250,00	€ 20.756,25	€ 21.275,16	€ 21.807,04	€ 22.352,21	€ 22.911,02	€ 23.483,79	€ 24.070,89	€ 24.672,66	€ 25.289,48	€ 25.921,71	€ 26.569,75	€ 27.234,00	€ 27.914,85	€ 28.612,72
<i>Seguros</i>	€ 48.600,00	€ 49.815,00	€ 51.060,37	€ 52.336,88	€ 53.645,31	€ 54.986,44	€ 56.361,10	€ 57.770,13	€ 59.214,38	€ 60.694,74	€ 62.212,11	€ 63.767,41	€ 65.361,60	€ 66.995,64	€ 68.670,53
<i>Seguridad y vigilancia</i>	€ 20.250,00	€ 20.756,25	€ 21.275,16	€ 21.807,04	€ 22.352,21	€ 22.911,02	€ 23.483,79	€ 24.070,89	€ 24.672,66	€ 25.289,48	€ 25.921,71	€ 26.569,75	€ 27.234,00	€ 27.914,85	€ 28.612,72
<i>Administración y gestión</i>	€ 6.480,00	€ 6.642,00	€ 6.808,05	€ 6.978,25	€ 7.152,71	€ 7.331,53	€ 7.514,81	€ 7.702,68	€ 7.895,25	€ 8.092,63	€ 8.294,95	€ 8.502,32	€ 8.714,88	€ 8.932,75	€ 9.156,07
<i>Terreno</i>	€ 36.450,00	€ 37.361,25	€ 38.295,28	€ 39.252,66	€ 40.233,98	€ 41.239,83	€ 42.270,83	€ 43.327,60	€ 44.410,79	€ 45.521,06	€ 46.659,08	€ 47.825,56	€ 49.021,20	€ 50.246,73	€ 51.502,90
RESULTADO EXPLOTACIÓN – EBITDA	4.124.515,14 €	4.104.771,41 €	4.084.918,83 €	4.065.764,69 €	4.045.686,19 €	4.026.300,48 €	4.005.984,63 €	3.985.545,64 €	3.965.790,41 €	3.944.285,81 €	3.924.268,59 €	3.903.305,44 €	3.882.202,96 €	3.861.767,66 €	3.840.375,99 €
-Amortizaciones	-€ 1.254.359,30	-€ 1.254.359,30	-€ 1.254.359,30	-€ 1.254.359,30	-€ 1.254.359,30	-€ 1.254.359,30	-€ 1.254.359,30	-€ 1.254.359,30	-€ 1.254.359,30	-€ 1.254.359,30	-€ 1.254.359,30	-€ 1.254.359,30	-€ 1.254.359,30	-€ 1.254.359,30	-€ 1.254.359,30

Concepto	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15
RESULTADO EXPLOTACIÓN – EBIT/BAIT	€ 2.870.155,84	€ 2.850.412,10	€ 2.830.559,53	€ 2.811.405,39	€ 2.791.326,89	€ 2.771.941,18	€ 2.751.625,33	€ 2.731.186,33	€ 2.711.431,11	€ 2.689.926,51	€ 2.669.909,29	€ 2.648.946,13	€ 2.627.843,65	€ 2.607.408,36	€ 2.586.016,69
-Gastos Financieros	-€ 1.007.564,11	-€ 999.452,64	-€ 990.651,69	-€ 981.102,67	-€ 970.741,97	-€ 959.500,62	-€ 947.303,75	-€ 934.070,15	-€ 919.711,70	-€ 904.132,77	-€ 887.229,64	-€ 868.889,73	-€ 848.990,94	-€ 827.400,75	-€ 803.975,40
RESULTADO ANTES IMPUESTOS – EBT/BAT	€ 1.862.591,73	€ 1.850.959,47	€ 1.839.907,84	€ 1.830.302,72	€ 1.820.584,92	€ 1.812.440,56	€ 1.804.321,58	€ 1.797.116,18	€ 1.791.719,41	€ 1.785.793,74	€ 1.782.679,65	€ 1.780.056,40	€ 1.778.852,71	€ 1.780.007,61	€ 1.782.041,29
-Impuesto de Renta de Personas Jurídicas	-€ 432.394,23	-€ 428.322,93	-€ 424.454,86	-€ 421.093,07	-€ 417.691,84	-€ 414.841,32	-€ 411.999,67	-€ 409.477,79	-€ 407.588,92	-€ 405.514,93	-€ 404.425,00	-€ 403.506,86	-€ 403.085,57	-€ 403.489,79	-€ 404.201,57
-Impuesto de Industria y Comercio (ICA)	-€ 18.625,92	-€ 18.509,59	-€ 18.399,08	-€ 18.303,03	-€ 18.205,85	-€ 18.124,41	-€ 18.043,22	-€ 17.971,16	-€ 17.917,19	-€ 17.857,94	-€ 17.826,80	-€ 17.800,56	-€ 17.788,53	-€ 17.800,08	-€ 17.820,41
RESULTADO DEL EJERCICIO (BN)	€ 1.411.571,58	€ 1.404.126,94	€ 1.397.053,89	€ 1.390.906,62	€ 1.384.687,23	€ 1.379.474,84	€ 1.374.278,69	€ 1.369.667,23	€ 1.366.213,30	€ 1.362.420,87	€ 1.360.427,85	€ 1.358.748,97	€ 1.357.978,61	€ 1.358.717,75	€ 1.360.019,30
CASH FLOW LIBRE															
Beneficio Neto (BN)	€ 1.411.571,58	€ 1.404.126,94	€ 1.397.053,89	€ 1.390.906,62	€ 1.384.687,23	€ 1.379.474,84	€ 1.374.278,69	€ 1.369.667,23	€ 1.366.213,30	€ 1.362.420,87	€ 1.360.427,85	€ 1.358.748,97	€ 1.357.978,61	€ 1.358.717,75	€ 1.360.019,30
+Amortizaciones	€ 1.254.359,30	€ 1.254.359,30	€ 1.254.359,30	€ 1.254.359,30	€ 1.254.359,30	€ 1.254.359,30	€ 1.254.359,30	€ 1.254.359,30	€ 1.254.359,30	€ 1.254.359,30	€ 1.254.359,30	€ 1.254.359,30	€ 1.254.359,30	€ 1.254.359,30	€ 1.254.359,30
-Pago Capital Préstamo (Capex)	-€ 95.429,07	-€ 103.540,54	-€ 112.341,48	-€ 121.890,51	-€ 132.251,20	-€ 143.492,56	-€ 155.689,42	-€ 168.923,02	-€ 183.281,48	-€ 198.860,41	-€ 215.763,54	-€ 234.103,44	-€ 254.002,24	-€ 275.592,43	-€ 299.017,78
CASH FLOW LIBRE	€ 6.400.425,83	€ 2.554.945,70	€ 2.539.071,71	€ 2.523.375,41	€ 2.506.795,32	€ 2.490.341,58	€ 2.472.948,57	€ 2.455.103,51	€ 2.437.291,12	€ 2.417.919,76	€ 2.399.023,61	€ 2.379.004,83	€ 2.358.335,68	€ 2.337.484,63	€ 2.315.360,82
PAYBACK Acumulado	-€ 12.414.963,71	-€ 9.860.018,01	-€ 7.320.946,30	-€ 4.797.570,89	-€ 2.290.775,56	€ 199.566,02	€ 2.672.514,59	€ 5.127.618,10	€ 7.564.909,22	€ 9.982.828,99	€ 12.381.852,60	€ 14.760.857,43	€ 17.119.193,12	€ 19.456.677,74	€ 21.772.038,57

1.8 Cash Flow Libre PPA – Cuenta de Resultados y CFL (Años 16–30)

Concepto	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20	AÑO 21	AÑO 22	AÑO 23	AÑO 24	AÑO 25	AÑO 26	AÑO 27	AÑO 28	AÑO 29	AÑO 30
CUENTA DE RESULTADOS															
VENTAS	€ 4.020.795,45	€ 4.006.395,47	€ 3.991.195,49	€ 3.976.795,50	€ 3.960.795,52	€ 3.945.595,54	€ 3.931.195,56	€ 3.915.995,57	€ 3.900.795,59	€ 3.886.395,61	€ 3.871.195,62	€ 3.856.795,64	€ 3.840.795,66	€ 3.825.595,67	€ 3.811.195,69
-Costes de las Mercancías (Directos)	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00
= MARGEN BRUTO	€ 4.020.795,45	€ 4.006.395,47	€ 3.991.195,49	€ 3.976.795,50	€ 3.960.795,52	€ 3.945.595,54	€ 3.931.195,56	€ 3.915.995,57	€ 3.900.795,59	€ 3.886.395,61	€ 3.871.195,62	€ 3.856.795,64	€ 3.840.795,66	€ 3.825.595,67	€ 3.811.195,69
-GASTOS DE ESTRUCTURA / COSTES OPERATIVOS	-€ 252.221,13	-€ 258.526,65	-€ 264.989,82	-€ 271.614,57	-€ 278.404,93	-€ 285.365,05	-€ 292.499,18	-€ 299.811,66	-€ 307.306,95	-€ 314.989,62	-€ 322.864,36	-€ 330.935,97	-€ 339.209,37	-€ 347.689,61	-€ 356.381,85
<i>Mantenimiento preventivo</i>	€ 29.328,04	€ 30.061,24	€ 30.812,77	€ 31.583,09	€ 32.372,67	€ 33.181,98	€ 34.011,53	€ 34.861,82	€ 35.733,37	€ 36.626,70	€ 37.542,37	€ 38.480,93	€ 39.442,95	€ 40.429,02	€ 41.439,75
<i>Mantenimiento Correctivo</i>	€ 7.038,73	€ 7.214,70	€ 7.395,06	€ 7.579,94	€ 7.769,44	€ 7.963,68	€ 8.162,77	€ 8.366,84	€ 8.576,01	€ 8.790,41	€ 9.010,17	€ 9.235,42	€ 9.466,31	€ 9.702,97	€ 9.945,54
<i>Limpieza de módulos</i>	€ 24.635,55	€ 25.251,44	€ 25.882,73	€ 26.529,79	€ 27.193,04	€ 27.872,87	€ 28.569,69	€ 29.283,93	€ 30.016,03	€ 30.766,43	€ 31.535,59	€ 32.323,98	€ 33.132,08	€ 33.960,38	€ 34.809,39
<i>Monitoreo y operación</i>	€ 29.328,04	€ 30.061,24	€ 30.812,77	€ 31.583,09	€ 32.372,67	€ 33.181,98	€ 34.011,53	€ 34.861,82	€ 35.733,37	€ 36.626,70	€ 37.542,37	€ 38.480,93	€ 39.442,95	€ 40.429,02	€ 41.439,75
<i>Seguros</i>	€ 70.387,29	€ 72.146,97	€ 73.950,65	€ 75.799,41	€ 77.694,40	€ 79.636,76	€ 81.627,68	€ 83.668,37	€ 85.760,08	€ 87.904,08	€ 90.101,68	€ 92.354,23	€ 94.663,08	€ 97.029,66	€ 99.455,40
<i>Seguridad y vigilancia</i>	€ 29.328,04	€ 30.061,24	€ 30.812,77	€ 31.583,09	€ 32.372,67	€ 33.181,98	€ 34.011,53	€ 34.861,82	€ 35.733,37	€ 36.626,70	€ 37.542,37	€ 38.480,93	€ 39.442,95	€ 40.429,02	€ 41.439,75
<i>Administración y gestión</i>	€ 9.384,97	€ 9.619,60	€ 9.860,09	€ 10.106,59	€ 10.359,25	€ 10.618,23	€ 10.883,69	€ 11.155,78	€ 11.434,68	€ 11.720,54	€ 12.013,56	€ 12.313,90	€ 12.621,74	€ 12.937,29	€ 13.260,72
<i>Terreno</i>	€ 52.790,47	€ 54.110,23	€ 55.463,00	€ 56.849,56	€ 58.270,80	€ 59.727,57	€ 61.220,76	€ 62.751,28	€ 64.320,06	€ 65.928,06	€ 67.576,26	€ 69.265,67	€ 70.997,31	€ 72.772,24	€ 74.591,55
RESULTADO EXPLOTACIÓN – EBITDA	€ 3.768.574,33	€ 3.747.868,82	€ 3.726.205,67	€ 3.705.180,94	€ 3.682.390,59	€ 3.660.230,49	€ 3.638.696,38	€ 3.616.183,91	€ 3.593.488,64	€ 3.571.405,98	€ 3.548.331,26	€ 3.525.859,67	€ 3.501.586,28	€ 3.477.906,07	€ 3.454.813,84

Concepto	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20	AÑO 21	AÑO 22	AÑO 23	AÑO 24	AÑO 25	AÑO 26	AÑO 27	AÑO 28	AÑO 29	AÑO 30
-Amortizaciones	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00
RESULTADO EXPLOTACIÓN – EBIT/BAIT	3.768.574,33 €	3.747.868,82 €	3.726.205,67 €	3.705.180,94 €	3.682.390,59 €	3.660.230,49 €	3.638.696,38 €	3.616.183,91 €	3.593.488,64 €	3.571.405,98 €	3.548.331,26 €	3.525.859,67 €	3.501.586,28 €	3.477.906,07 €	3.454.813,84 €
-Gastos Financieros	-€ 778.558,88	-€ 750.981,97	-€ 721.061,02	-€ 688.596,78	-€ 653.373,09	-€ 615.155,38	-€ 573.689,17	-€ 528.698,33	-€ 479.883,27	-€ 426.918,92	-€ 369.452,61	-€ 307.101,66	-€ 239.450,89	-€ 166.049,79	-€ 86.409,60
RESULTADO ANTES IMPUESTOS – EBT/BAT	2.990.015,44 €	2.996.886,85 €	3.005.144,65 €	3.016.584,16 €	3.029.017,50 €	3.045.075,10 €	3.065.007,21 €	3.087.485,58 €	3.113.605,37 €	3.144.487,06 €	3.178.878,65 €	3.218.758,00 €	3.262.135,40 €	3.311.856,28 €	3.368.404,24 €
-Impuesto de Renta de Personas Jurídicas	-€ 1.046.505,41	-€ 1.048.910,40	-€ 1.051.800,63	-€ 1.055.804,45	-€ 1.060.156,13	-€ 1.065.776,29	-€ 1.072.752,52	-€ 1.080.619,95	-€ 1.089.761,88	-€ 1.100.570,47	-€ 1.112.607,53	-€ 1.126.565,30	-€ 1.141.747,39	-€ 1.159.149,70	-€ 1.178.941,48
-Impuesto de Industria y Comercio (ICA)	-€ 29.900,15	-€ 29.968,87	-€ 30.051,45	-€ 30.165,84	-€ 30.290,18	-€ 30.450,75	-€ 30.650,07	-€ 30.874,86	-€ 31.136,05	-€ 31.444,87	-€ 31.788,79	-€ 32.187,58	-€ 32.621,35	-€ 33.118,56	-€ 33.684,04
RESULTADO DEL EJERCICIO (BN)	1.913.609,88 €	1.918.007,58 €	1.923.292,58 €	1.930.613,86 €	1.938.571,20 €	1.948.848,07 €	1.961.604,61 €	1.975.990,77 €	1.992.707,44 €	2.012.471,72 €	2.034.482,33 €	2.060.005,12 €	2.087.766,65 €	2.119.588,02 €	2.155.778,71 €
CASH FLOW LIBRE															
Beneficio Neto (BN)	1.913.609,88 €	1.918.007,58 €	1.923.292,58 €	1.930.613,86 €	1.938.571,20 €	1.948.848,07 €	1.961.604,61 €	1.975.990,77 €	1.992.707,44 €	2.012.471,72 €	2.034.482,33 €	2.060.005,12 €	2.087.766,65 €	2.119.588,02 €	2.155.778,71 €
+Amortizaciones	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00
-Pago Capital Préstamo (Capex)	-€ 324.434,29	-€ 352.011,21	-€ 381.932,16	-€ 414.396,39	-€ 449.620,09	-€ 487.837,80	-€ 529.304,01	-€ 574.294,85	-€ 623.109,91	-€ 676.074,25	-€ 733.540,56	-€ 795.891,51	-€ 863.542,29	-€ 936.943,39	-€ 1.016.583,57
CASH FLOW LIBRE	1.589.175,59 €	1.565.996,37 €	1.541.360,42 €	1.516.217,46 €	1.488.951,11 €	1.461.010,27 €	1.432.300,60 €	1.401.695,93 €	1.369.597,53 €	1.336.397,46 €	1.300.941,77 €	1.264.113,61 €	1.224.224,36 €	1.182.644,63 €	1.139.195,14 €
PAYBACK Acumulado	23.361.214,16 €	24.927.210,53 €	26.468.570,95 €	27.984.788,41 €	29.473.739,53 €	30.934.749,80 €	32.367.050,40 €	33.768.746,33 €	35.138.343,86 €	36.474.741,32 €	37.775.683,09 €	39.039.796,70 €	40.264.021,06 €	41.446.665,69 €	42.585.860,83 €

1.9 Resumen de Rentabilidad – VAN / TIR / Payback

Indicador Financiero	Valor
Inversión Total (Activos + F. Maniobra)	€ 19.756.159
Inversión Propia – Equity (40%)	€ 7.902.464
Préstamo Bancario (60%)	€ 11.853.695
Rentabilidad Buscada	10,00%
WACC	10,00%
VAN (con WACC 10%)	€ 24.980.257
VAN (con Rentabilidad Buscada 15%)	€ 6.164.868
TIR	15,17%
Payback (recuperación inversión)	5 años (año 6 con positivo)
Deducción IVA 19% + aranceles importación	€ 3.574.924
Devolución de Garantía	€ 255.000

ANEXO 11 B

ANALISIS FINANCIERO CON VENTA EN SPOT

Índice

1.1	Datos Generales del Proyecto – Modalidad Spot.....	3
1.2	Detalles de Ingresos Anuales – Precio Spot (30 Años).....	4
1.3	Plan de Inversión y Financiación	5
1.4	Cuadro de Amortización del Préstamo	6
1.5	Tabla de Amortizaciones del Activo (Acelerada 3 Años)	8
1.6	Deducción de Impuestos (Años 0 – 15).....	9
1.7	Cash Flow Libre Spot – Cuenta de Resultados y CFL (Años 1–15).....	10
1.8	Cash Flow Libre Spot – Cuenta de Resultados y CFL (Años 16–30).....	12
1.9	Resumen de Rentabilidad – VAN / TIR / Payback (Modalidad Spot)	14

1.1 Datos Generales del Proyecto – Modalidad Spot

Datos de Inversión		Detalles de Financiación		Costes Operativos	
Concepto	Valor	Concepto	Valor	Concepto	Valor (€/año)
Activos	€ 18.815.390	Equity	40,00%	Mantenimiento preventivo	25.000
Fondo de Maniobra	€ 940.769	Préstamo	60,00%	Mantenimiento Correctivo	6.000
Duración	30 años	Interés	8,50%	Limpieza de módulos	21.000
		Amortización	3 años	Monitoreo y operación	25.000
		Rentabilidad deseada	10,00%	Seguros	60.000
				Seguridad y vigilancia	25.000
				Administración y gestión	8.000
				Terreno	45.000
				Incremento anual (OPEX)	2,50%

1.2 Detalles de Ingresos Anuales – Precio Spot (30 Años)

Año	Ingresos Anuales (Precio Spot)		Año	Ingresos Anuales (Precio Spot)
Año 1	€ 8.546.559,47		Año 16	€ 7.348.132,70
Año 2	€ 4.331.987,69		Año 17	€ 8.177.478,07
Año 3	€ 2.750.390,39		Año 18	€ 1.742.571,44
Año 4	€ 2.507.949,16		Año 19	€ 2.708.707,74
Año 5	€ 4.184.668,07		Año 20	€ 2.185.729,68
Año 6	€ 6.716.053,52		Año 21	€ 2.010.268,98
Año 7	€ 5.023.196,11		Año 22	€ 6.028.235,34
Año 8	€ 1.725.246,22		Año 23	€ 2.146.380,76
Año 9	€ 6.733.806,28		Año 24	€ 5.061.889,15
Año 10	€ 7.705.133,30		Año 25	€ 10.365.111,12
Año 11	€ 2.934.343,51		Año 26	€ 2.891.345,26
Año 12	€ 2.148.883,37		Año 27	€ 2.607.218,23
Año 13	€ 1.558.783,07		Año 28	€ 2.670.203,44
Año 14	€ 7.485.087,97		Año 29	€ 7.090.278,07
Año 15	€ 5.962.344,48		Año 30	€ 4.405.706,73
Nota: Ingresos variables según precio de mercado Spot				

1.3 Plan de Inversión y Financiación

Plan de Inversión		Plan de Financiación		
Concepto	Importe	Fuente	%	Importe
Activos	€ 18.815.390	Recursos Propios	40%	€ 7.902.464
Fondo de Maniobra	€ 940.769	Recursos Ajenos	60%	€ 11.853.695
TOTAL	€ 19.756.159	TOTAL	100%	€ 19.756.159

1.4 Cuadro de Amortización del Préstamo

Principal: € 11.853.695		Interés: 8,50%	Duración: 30 años	
Año	Capital Amortizado	Intereses	Cuota Total	Capital Pendiente
AÑO 1	€ 95.429,07	€ 1.007.564,11	€ 1.102.993,18	€ 11.758.266,34
AÑO 2	€ 103.540,54	€ 999.452,64	€ 1.102.993,18	€ 11.654.725,80
AÑO 3	€ 112.341,48	€ 990.651,69	€ 1.102.993,18	€ 11.542.384,32
AÑO 4	€ 121.890,51	€ 981.102,67	€ 1.102.993,18	€ 11.420.493,81
AÑO 5	€ 132.251,20	€ 970.741,97	€ 1.102.993,18	€ 11.288.242,61
AÑO 6	€ 143.492,56	€ 959.500,62	€ 1.102.993,18	€ 11.144.750,05
AÑO 7	€ 155.689,42	€ 947.303,75	€ 1.102.993,18	€ 10.989.060,63
AÑO 8	€ 168.923,02	€ 934.070,15	€ 1.102.993,18	€ 10.820.137,60
AÑO 9	€ 183.281,48	€ 919.711,70	€ 1.102.993,18	€ 10.636.856,12
AÑO 10	€ 198.860,41	€ 904.132,77	€ 1.102.993,18	€ 10.437.995,71
AÑO 11	€ 215.763,54	€ 887.229,64	€ 1.102.993,18	€ 10.222.232,17
AÑO 12	€ 234.103,44	€ 868.889,73	€ 1.102.993,18	€ 9.988.128,73
AÑO 13	€ 254.002,24	€ 848.990,94	€ 1.102.993,18	€ 9.734.126,49
AÑO 14	€ 275.592,43	€ 827.400,75	€ 1.102.993,18	€ 9.458.534,07
AÑO 15	€ 299.017,78	€ 803.975,40	€ 1.102.993,18	€ 9.159.516,29
AÑO 16	€ 324.434,29	€ 778.558,88	€ 1.102.993,18	€ 8.835.081,99
AÑO 17	€ 352.011,21	€ 750.981,97	€ 1.102.993,18	€ 8.483.070,79
AÑO 18	€ 381.932,16	€ 721.061,02	€ 1.102.993,18	€ 8.101.138,63
AÑO 19	€ 414.396,39	€ 688.596,78	€ 1.102.993,18	€ 7.686.742,23
AÑO 20	€ 449.620,09	€ 653.373,09	€ 1.102.993,18	€ 7.237.122,14
AÑO 21	€ 487.837,80	€ 615.155,38	€ 1.102.993,18	€ 6.749.284,35
AÑO 22	€ 529.304,01	€ 573.689,17	€ 1.102.993,18	€ 6.219.980,34

AÑO 23	€ 574.294,85	€ 528.698,33	€ 1.102.993,18	€ 5.645.685,49
AÑO 24	€ 623.109,91	€ 479.883,27	€ 1.102.993,18	€ 5.022.575,58
AÑO 25	€ 676.074,25	€ 426.918,92	€ 1.102.993,18	€ 4.346.501,33
AÑO 26	€ 733.540,56	€ 369.452,61	€ 1.102.993,18	€ 3.612.960,76
AÑO 27	€ 795.891,51	€ 307.101,66	€ 1.102.993,18	€ 2.817.069,25
AÑO 28	€ 863.542,29	€ 239.450,89	€ 1.102.993,18	€ 1.953.526,96
AÑO 29	€ 936.943,39	€ 166.049,79	€ 1.102.993,18	€ 1.016.583,57
AÑO 30	€ 1.016.583,57	€ 86.409,60	€ 1.102.993,18	€ 0,00
TOTAL	€ 11.853.695	€ 20.067.635	€ 27.574.829	€ 0

1.5 Tabla de Amortizaciones del Activo (Acelerada 3 Años)

Inversión:	€ 18.815.390
Amortización acelerada:	3 años (en lugar de 15)
Año	Amortización Anual
AÑO 1	€ 6.271.796,51
AÑO 2	€ 6.271.796,51
AÑO 3	€ 6.271.796,51
AÑO 4	€ 0,00
AÑO 5	€ 0,00
AÑO 6	€ 0,00
AÑO 7	€ 0,00
AÑO 8	€ 0,00
AÑO 9	€ 0,00
AÑO 10	€ 0,00
AÑO 11	€ 0,00
AÑO 12	€ 0,00
AÑO 13	€ 0,00
AÑO 14	€ 0,00
AÑO 15	€ 0,00
TOTAL	€ 18.815.390

1.6 Deducción de Impuestos (Años 0 – 15)

Año	Deducción de la Renta
AÑO 0	€ 627.179,65
AÑO 1	€ 627.179,65
AÑO 2	€ 627.179,65
AÑO 3	€ 627.179,65
AÑO 4	€ 627.179,65
AÑO 5	€ 627.179,65
AÑO 6	€ 627.179,65
AÑO 7	€ 627.179,65
AÑO 8	€ 627.179,65
AÑO 9	€ 627.179,65
AÑO 10	€ 627.179,65
AÑO 11	€ 627.179,65
AÑO 12	€ 627.179,65
AÑO 13	€ 627.179,65
AÑO 14	€ 627.179,65
AÑO 15	€ 627.179,65

1.7 Cash Flow Libre Spot – Cuenta de Resultados y CFL (Años 1–15)

Concepto	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15
CUENTA DE RESULTADOS															
VENTAS (Precio Spot variable)	8.546.559,47 €	4.331.987,69 €	2.750.390,39 €	2.507.949,16 €	4.184.668,07 €	6.716.053,52 €	5.023.196,11 €	1.725.246,22 €	6.733.806,28 €	7.705.133,30 €	2.934.343,51 €	2.148.883,37 €	1.558.783,07 €	7.485.087,97 €	5.962.344,48 €
-Costes de las Mercancías (Directos)	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00
= MARGEN BRUTO	8.546.559,47 €	4.331.987,69 €	2.750.390,39 €	2.507.949,16 €	4.184.668,07 €	6.716.053,52 €	5.023.196,11 €	1.725.246,22 €	6.733.806,28 €	7.705.133,30 €	2.934.343,51 €	2.148.883,37 €	1.558.783,07 €	7.485.087,97 €	5.962.344,48 €
-GASTOS DE ESTRUCTURA / COSTES OPERATIVOS	-€ 174.150,00	178.503,75 €	182.966,34 €	187.540,50 €	192.229,01 €	197.034,74 €	201.960,61 €	207.009,62 €	212.184,86 €	-€ 217.489,49	-€ 222.926,72	-€ 228.499,89	-€ 234.212,39	-€ 240.067,70	-€ 246.069,39
<i>Mantenimiento preventivo</i>	€ 20.250,00	€ 20.756,25	€ 21.275,16	€ 21.807,04	€ 22.352,21	€ 22.911,02	€ 23.483,79	€ 24.070,89	€ 24.672,66	€ 25.289,48	€ 25.921,71	€ 26.569,75	€ 27.234,00	€ 27.914,85	€ 28.612,72
<i>Mantenimiento Correctivo</i>	€ 4.860,00	€ 4.981,50	€ 5.106,04	€ 5.233,69	€ 5.364,53	€ 5.498,64	€ 5.636,11	€ 5.777,01	€ 5.921,44	€ 6.069,47	€ 6.221,21	€ 6.376,74	€ 6.536,16	€ 6.699,56	€ 6.867,05
<i>Limpieza de módulos</i>	€ 17.010,00	€ 17.435,25	€ 17.871,13	€ 18.317,91	€ 18.775,86	€ 19.245,25	€ 19.726,39	€ 20.219,54	€ 20.725,03	€ 21.243,16	€ 21.774,24	€ 22.318,59	€ 22.876,56	€ 23.448,47	€ 24.034,68
<i>Monitoreo y operación</i>	€ 20.250,00	€ 20.756,25	€ 21.275,16	€ 21.807,04	€ 22.352,21	€ 22.911,02	€ 23.483,79	€ 24.070,89	€ 24.672,66	€ 25.289,48	€ 25.921,71	€ 26.569,75	€ 27.234,00	€ 27.914,85	€ 28.612,72
<i>Seguros</i>	€ 48.600,00	€ 49.815,00	€ 51.060,37	€ 52.336,88	€ 53.645,31	€ 54.986,44	€ 56.361,10	€ 57.770,13	€ 59.214,38	€ 60.694,74	€ 62.212,11	€ 63.767,41	€ 65.361,60	€ 66.995,64	€ 68.670,53
<i>Seguridad y vigilancia</i>	€ 20.250,00	€ 20.756,25	€ 21.275,16	€ 21.807,04	€ 22.352,21	€ 22.911,02	€ 23.483,79	€ 24.070,89	€ 24.672,66	€ 25.289,48	€ 25.921,71	€ 26.569,75	€ 27.234,00	€ 27.914,85	€ 28.612,72
<i>Administración y gestión</i>	€ 6.480,00	€ 6.642,00	€ 6.808,05	€ 6.978,25	€ 7.152,71	€ 7.331,53	€ 7.514,81	€ 7.702,68	€ 7.895,25	€ 8.092,63	€ 8.294,95	€ 8.502,32	€ 8.714,88	€ 8.932,75	€ 9.156,07
<i>Terreno</i>	€ 36.450,00	€ 37.361,25	€ 38.295,28	€ 39.252,66	€ 40.233,98	€ 41.239,83	€ 42.270,83	€ 43.327,60	€ 44.410,79	€ 45.521,06	€ 46.659,08	€ 47.825,56	€ 49.021,20	€ 50.246,73	€ 51.502,90
RESULTADO EXPLOTACIÓN – EBITDA	8.372.409,47 €	4.153.483,94 €	2.567.424,05 €	2.320.408,66 €	3.992.439,06 €	6.519.018,78 €	4.821.235,51 €	1.518.236,59 €	6.521.621,41 €	7.487.643,81 €	2.711.416,79 €	1.920.383,48 €	1.324.570,68 €	7.245.020,27 €	5.716.275,08 €
-Amortizaciones (3 años acelerada)	-€ 6.271.796,51	-€ 6.271.796,51	-€ 6.271.796,51	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00

Concepto	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15
RESULTADO EXPLOTACIÓN – EBIT/BAIT	€ 2.100.612,96	-€ 2.118.312,57	-€ 3.704.372,46	€ 2.320.408,66	€ 3.992.439,06	€ 6.519.018,78	€ 4.821.235,51	€ 1.518.236,59	€ 6.521.621,41	€ 7.487.643,81	€ 2.711.416,79	€ 1.920.383,48	€ 1.324.570,68	€ 7.245.020,27	€ 5.716.275,08
-Gastos Financieros	-€ 1.007.564,11	-€ 999.452,64	-€ 990.651,69	-€ 981.102,67	-€ 970.741,97	-€ 959.500,62	-€ 947.303,75	-€ 934.070,15	-€ 919.711,70	-€ 904.132,77	-€ 887.229,64	-€ 868.889,73	-€ 848.990,94	-€ 827.400,75	-€ 803.975,40
RESULTADO ANTES IMPUESTOS – EBT/BAT	€ 1.093.048,85	-€ 3.117.765,21	-€ 4.695.024,16	€ 1.339.305,99	€ 3.021.697,08	€ 5.559.518,16	€ 3.873.931,75	€ 584.166,44	€ 5.601.909,72	€ 6.583.511,04	€ 1.824.187,16	€ 1.051.493,74	€ 475.579,74	€ 6.417.619,52	€ 4.912.299,69
-Impuesto de Renta de Personas Jurídicas	-€ 163.054,22	€ 0,00	€ 0,00	-€ 249.244,22	-€ 838.081,10	-€ 1.726.318,48	-€ 1.136.363,23	€ 0,00	-€ 1.741.155,52	-€ 2.084.715,99	-€ 418.952,63	-€ 148.509,93	€ 0,00	-€ 2.026.653,95	-€ 1.499.792,01
-Impuesto de Industria y Comercio (ICA)	-€ 10.930,49	€ 0,00	€ 0,00	-€ 13.393,06	-€ 30.216,97	-€ 55.595,18	-€ 38.739,32	-€ 5.841,66	-€ 56.019,10	-€ 65.835,11	-€ 18.241,87	-€ 10.514,94	-€ 4.755,80	-€ 64.176,20	-€ 49.123,00
RESULTADO DEL EJERCICIO (BN)	€ 919.064,14	-€ 3.117.765,21	-€ 4.695.024,16	€ 1.076.668,71	€ 2.153.399,01	€ 3.777.604,50	€ 2.698.829,20	€ 578.324,78	€ 3.804.735,10	€ 4.432.959,95	€ 1.386.992,66	€ 892.468,87	€ 470.823,94	€ 4.326.789,37	€ 3.363.384,68
CASH FLOW LIBRE															
Beneficio Neto (BN)	€ 919.064,14	-€ 3.117.765,21	-€ 4.695.024,16	€ 1.076.668,71	€ 2.153.399,01	€ 3.777.604,50	€ 2.698.829,20	€ 578.324,78	€ 3.804.735,10	€ 4.432.959,95	€ 1.386.992,66	€ 892.468,87	€ 470.823,94	€ 4.326.789,37	€ 3.363.384,68
+Amortizaciones	€ 6.271.796,51	€ 6.271.796,51	€ 6.271.796,51	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00
-Pago Capital Préstamo (Capex)	-€ 95.429,07	-€ 103.540,54	-€ 112.341,48	-€ 121.890,51	-€ 132.251,20	-€ 143.492,56	-€ 155.689,42	-€ 168.923,02	-€ 183.281,48	-€ 198.860,41	-€ 215.763,54	-€ 234.103,44	-€ 254.002,24	-€ 275.592,43	-€ 299.017,78
CASH FLOW LIBRE	€ 10.925.355,60	€ 3.050.490,76	€ 1.464.430,87	€ 954.778,20	€ 2.021.147,81	€ 3.634.111,95	€ 2.543.139,78	€ 409.401,75	€ 3.621.453,62	€ 4.234.099,54	€ 1.171.229,12	€ 658.365,43	€ 216.821,70	€ 4.051.196,94	€ 3.064.366,90
PAYBACK Acumulado	-€ 7.890.033,94	-€ 4.839.543,18	-€ 3.375.112,30	-€ 2.420.334,10	-€ 399.186,30	€ 3.234.925,65	€ 5.778.065,43	€ 6.187.467,18	€ 9.808.920,79	€ 14.043.020,33	€ 15.214.249,45	€ 15.872.614,88	€ 16.089.436,58	€ 20.140.633,53	€ 23.205.000,42

1.8 Cash Flow Libre Spot – Cuenta de Resultados y CFL (Años 16–30)

Concepto	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20	AÑO 21	AÑO 22	AÑO 23	AÑO 24	AÑO 25	AÑO 26	AÑO 27	AÑO 28	AÑO 29	AÑO 30
CUENTA DE RESULTADOS															
VENTAS (Precio Spot variable)	€ 7.348.132,70	€ 8.177.478,07	€ 1.742.571,44	€ 2.708.707,74	€ 2.185.729,68	€ 2.010.268,98	€ 6.028.235,34	€ 2.146.380,76	€ 5.061.889,15	€ 10.365.111,12	€ 2.891.345,26	€ 2.607.218,23	€ 2.670.203,44	€ 7.090.278,07	€ 4.405.706,73
-Costes de las Mercancías (Directos)	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00
= MARGEN BRUTO	€ 7.348.132,70	€ 8.177.478,07	€ 1.742.571,44	€ 2.708.707,74	€ 2.185.729,68	€ 2.010.268,98	€ 6.028.235,34	€ 2.146.380,76	€ 5.061.889,15	€ 10.365.111,12	€ 2.891.345,26	€ 2.607.218,23	€ 2.670.203,44	€ 7.090.278,07	€ 4.405.706,73
-GASTOS DE ESTRUCTURA / COSTES OPERATIVOS	-€ 252.221,13	-€ 258.526,65	-€ 264.989,82	-€ 271.614,57	-€ 278.404,93	-€ 285.365,05	-€ 292.499,18	-€ 299.811,66	-€ 307.306,95	-€ 314.989,62	-€ 322.864,36	-€ 330.935,97	-€ 339.209,37	-€ 347.689,61	-€ 356.381,85
<i>Mantenimiento preventivo</i>	€ 29.328,04	€ 30.061,24	€ 30.812,77	€ 31.583,09	€ 32.372,67	€ 33.181,98	€ 34.011,53	€ 34.861,82	€ 35.733,37	€ 36.626,70	€ 37.542,37	€ 38.480,93	€ 39.442,95	€ 40.429,02	€ 41.439,75
<i>Mantenimiento Correctivo</i>	€ 7.038,73	€ 7.214,70	€ 7.395,06	€ 7.579,94	€ 7.769,44	€ 7.963,68	€ 8.162,77	€ 8.366,84	€ 8.576,01	€ 8.790,41	€ 9.010,17	€ 9.235,42	€ 9.466,31	€ 9.702,97	€ 9.945,54
<i>Limpieza de módulos</i>	€ 24.635,55	€ 25.251,44	€ 25.882,73	€ 26.529,79	€ 27.193,04	€ 27.872,87	€ 28.569,69	€ 29.283,93	€ 30.016,03	€ 30.766,43	€ 31.535,59	€ 32.323,98	€ 33.132,08	€ 33.960,38	€ 34.809,39
<i>Monitoreo y operación</i>	€ 29.328,04	€ 30.061,24	€ 30.812,77	€ 31.583,09	€ 32.372,67	€ 33.181,98	€ 34.011,53	€ 34.861,82	€ 35.733,37	€ 36.626,70	€ 37.542,37	€ 38.480,93	€ 39.442,95	€ 40.429,02	€ 41.439,75
<i>Seguros</i>	€ 70.387,29	€ 72.146,97	€ 73.950,65	€ 75.799,41	€ 77.694,40	€ 79.636,76	€ 81.627,68	€ 83.668,37	€ 85.760,08	€ 87.904,08	€ 90.101,68	€ 92.354,23	€ 94.663,08	€ 97.029,66	€ 99.455,40
<i>Seguridad y vigilancia</i>	€ 29.328,04	€ 30.061,24	€ 30.812,77	€ 31.583,09	€ 32.372,67	€ 33.181,98	€ 34.011,53	€ 34.861,82	€ 35.733,37	€ 36.626,70	€ 37.542,37	€ 38.480,93	€ 39.442,95	€ 40.429,02	€ 41.439,75
<i>Administración y gestión</i>	€ 9.384,97	€ 9.619,60	€ 9.860,09	€ 10.106,59	€ 10.359,25	€ 10.618,23	€ 10.883,69	€ 11.155,78	€ 11.434,68	€ 11.720,54	€ 12.013,56	€ 12.313,90	€ 12.621,74	€ 12.937,29	€ 13.260,72
<i>Terreno</i>	€ 52.790,47	€ 54.110,23	€ 55.463,00	€ 56.849,56	€ 58.270,80	€ 59.727,57	€ 61.220,76	€ 62.751,28	€ 64.320,06	€ 65.928,06	€ 67.576,26	€ 69.265,67	€ 70.997,31	€ 72.772,24	€ 74.591,55
RESULTADO EXPLOTACIÓN – EBITDA	€ 7.095.911,58	€ 7.918.951,42	€ 1.477.581,62	€ 2.437.093,18	€ 1.907.324,75	€ 1.724.903,92	€ 5.735.736,16	€ 1.846.569,10	€ 4.754.582,20	€ 10.050.121,49	€ 2.568.480,89	€ 2.276.282,26	€ 2.330.994,06	€ 6.742.588,46	€ 4.049.324,88

Concepto	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20	AÑO 21	AÑO 22	AÑO 23	AÑO 24	AÑO 25	AÑO 26	AÑO 27	AÑO 28	AÑO 29	AÑO 30
-Amortizaciones (3 años acelerada)	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00
RESULTADO EXPLOTACIÓN – EBIT/BAIT	€ 7.095.911,58	€ 7.918.951,42	€ 1.477.581,62	€ 2.437.093,18	€ 1.907.324,75	€ 1.724.903,92	€ 5.735.736,16	€ 1.846.569,10	€ 4.754.582,20	€ 10.050.121,49	€ 2.568.480,89	€ 2.276.282,26	€ 2.330.994,06	€ 6.742.588,46	€ 4.049.324,88
-Gastos Financieros	-€ 778.558,88	-€ 750.981,97	-€ 721.061,02	-€ 688.596,78	-€ 653.373,09	-€ 615.155,38	-€ 573.689,17	-€ 528.698,33	-€ 479.883,27	-€ 426.918,92	-€ 369.452,61	-€ 307.101,66	-€ 239.450,89	-€ 166.049,79	-€ 86.409,60
RESULTADO ANTES IMPUESTOS – EBT/BAT	€ 6.317.352,69	€ 7.167.969,45	€ 756.520,60	€ 1.748.496,39	€ 1.253.951,66	€ 1.109.748,54	€ 5.162.046,99	€ 1.317.870,77	€ 4.274.698,94	€ 9.623.202,57	€ 2.199.028,28	€ 1.969.180,60	€ 2.091.543,18	€ 6.576.538,67	€ 3.962.915,28
-Impuesto de Renta de Personas Jurídicas	-€ 2.211.073,44	-€ 2.508.789,31	-€ 264.782,21	-€ 611.973,74	-€ 438.883,08	-€ 388.411,99	-€ 1.806.716,45	-€ 461.254,77	-€ 1.496.144,63	-€ 3.368.120,90	-€ 769.659,90	-€ 689.213,21	-€ 732.040,11	-€ 2.301.788,54	-€ 1.387.020,35
-Impuesto de Industria y Comercio (ICA)	-€ 63.173,53	-€ 71.679,69	-€ 7.565,21	-€ 17.484,96	-€ 12.539,52	-€ 11.097,49	-€ 51.620,47	-€ 13.178,71	-€ 42.746,99	-€ 96.232,03	-€ 21.990,28	-€ 19.691,81	-€ 20.915,43	-€ 65.765,39	-€ 39.629,15
RESULTADO DEL EJERCICIO (BN)	€ 4.043.105,72	€ 4.587.500,45	€ 484.173,18	€ 1.119.037,69	€ 802.529,06	€ 710.239,07	€ 3.303.710,07	€ 843.437,29	€ 2.735.807,32	€ 6.158.849,64	€ 1.407.378,10	€ 1.260.275,58	€ 1.338.587,63	€ 4.208.984,75	€ 2.536.265,78
CASH FLOW LIBRE															
Beneficio Neto (BN)	€ 4.043.105,72	€ 4.587.500,45	€ 484.173,18	€ 1.119.037,69	€ 802.529,06	€ 710.239,07	€ 3.303.710,07	€ 843.437,29	€ 2.735.807,32	€ 6.158.849,64	€ 1.407.378,10	€ 1.260.275,58	€ 1.338.587,63	€ 4.208.984,75	€ 2.536.265,78
+Amortizaciones	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00
-Pago Capital Préstamo (Capex)	-€ 324.434,29	-€ 352.011,21	-€ 381.932,16	-€ 414.396,39	-€ 449.620,09	-€ 487.837,80	-€ 529.304,01	-€ 574.294,85	-€ 623.109,91	-€ 676.074,25	-€ 733.540,56	-€ 795.891,51	-€ 863.542,29	-€ 936.943,39	-€ 1.016.583,57
CASH FLOW LIBRE	€ 3.718.671,43	€ 4.235.489,24	€ 102.241,02	€ 704.641,30	€ 352.908,97	€ 222.401,27	€ 2.774.406,06	€ 269.142,44	€ 2.112.697,41	€ 5.482.775,39	€ 673.837,54	€ 464.384,07	€ 475.045,34	€ 3.272.041,36	€ 1.519.682,20
PAYBACK Acumulado	€ 26.923.671,86	€ 31.159.161,10	€ 31.261.402,12	€ 31.966.043,42	€ 32.318.952,39	€ 32.541.353,66	€ 35.315.759,73	€ 35.584.902,17	€ 37.697.599,58	€ 43.180.374,97	€ 43.854.212,51	€ 44.318.596,57	€ 44.793.641,92	€ 48.065.683,28	€ 49.585.365,49

1.9 Resumen de Rentabilidad – VAN / TIR / Payback (Modalidad Spot)

Indicador Financiero	Valor
Modalidad de venta	Precio Spot (mercado variable)
Inversión Total (Activos + F. Maniobra)	€ 19.756.159
Inversión Propia – Equity (40%)	€ 7.902.464
Préstamo Bancario (60%)	€ 11.853.695
Amortización contable	3 años (acelerada)
Rentabilidad Buscada	10,00%
WACC	10,00%
VAN (con WACC 10%)	€ 28.032.748
VAN (con Rentabilidad Buscada 15%)	€ 9.217.359
TIR	18,86%
Payback (recuperación inversión)	5 años (positivo en Año 6)
Deducción IVA 19% + aranceles importación	€ 3.574.924
Devolución de Garantía	€ 255.000

ANEXO 12

CAPEX & OPEX

Índice

1.1	CAPEX – Resumen General	3
1.2	OPEX – Costes Operativos Anuales	4
1.3	DevEx – Costes de Desarrollo.....	5
1.4	Planta Solar – Desglose de Costes	6
1.5	Subestación – Desglose de Costes.....	8
1.6	Línea de Transmisión – Desglose de Costes	10
1.7	Sistemas de Monitoreo – Desglose de Costes	11
1.8	Otros – Desglose de Costes.....	12

1.1 CAPEX – Resumen General

Ítem	Costo (€)	% Total
Planta Solar	€ 11.200.147,54	59,53%
Subestación	€ 6.355.000,00	33,78%
Línea de Transmisión	€ 340.892,00	1,81%
DevEx	€ 493.000,00	2,62%
Sistemas de Monitoreo	€ 37.550,00	0,20%
Otros	€ 388.800,00	2,07%
TOTAL CAPEX	€ 18.815.389,54	100,00%
Proyecto: 30 MWp Costo por MWp instalado:		€ 627.179,65/MWp

1.2 OPEX – Costes Operativos Anuales

Ítem	Descripción	Costo (€)	Periodo
Mantenimiento preventivo	<i>Inspección periódica de equipos eléctricos, inversores, transformadores y sistemas auxiliares</i>	€ 25.000,00	anual
Mantenimiento Correctivo	<i>Reparación o sustitución de equipos ante fallas durante la operación</i>	€ 6.000,00	anual
Limpieza de módulos	<i>Lavado periódico de módulos fotovoltaicos para mantener el rendimiento del sistema</i>	€ 21.000,00	anual
Monitoreo y operación	<i>Supervisión remota, operación del SCADA y gestión técnica del parque</i>	€ 25.000,00	anual
Seguros	<i>Seguro de equipos, responsabilidad civil y cobertura ante daños</i>	€ 60.000,00	anual
Seguridad y vigilancia	<i>Personal de vigilancia y sistemas de seguridad del parque</i>	€ 25.000,00	anual
Administración y gestión	<i>Costos administrativos, gestión del proyecto y servicios auxiliares</i>	€ 8.000,00	anual
Terreno	<i>Alquiler de terreno rural para implantación del parque fotovoltaico</i>	€ 45.000,00	anual
TOTAL OPEX ANUAL		€215.000,00	anual

1.3 DevEx – Costes de Desarrollo

Ítem	Descripción	Unidad	Precio (€)	Cantidad	Subtotal (€)
Trámite inscripción y aprobación UPME	<i>Gestión documental, radicación, seguimiento y costos administrativos asociados al proceso de registro y aprobación del proyecto ante la UPME</i>	unidad	€ 8.000,00	1	€ 8.000,00
Estudio de interconexión	<i>Flujo de cargas con el propósito de verificar el mejor punto de conexión</i>	unidad	€ 15.000,00	1	€ 15.000,00
Evaluación de impacto ambiental	<i>Elaboración del estudio ambiental del proyecto, identificación de impactos y definición de medidas de manejo y mitigación</i>	unidad	€ 60.000,00	1	€ 60.000,00
Garantía Financiera ante la UPME	<i>Constitución de garantía exigida para respaldar la seriedad y ejecución del proyecto dentro del proceso regulatorio (0,85 €/kW)</i>	unidad	€255.000,00	1	€255.000,00
Estudio de calidad de energía	<i>Evaluación de armónicos, flicker, variaciones de tensión y cumplimiento de requisitos de calidad de energía en el punto de conexión</i>	unidad	€ 20.000,00	1	€ 20.000,00
Estudio de Flujo de carga (Load Flow)	<i>Análisis del comportamiento del sistema en estado estable para verificar niveles de tensión, cargabilidad y pérdidas en la red</i>	unidad	€ 15.000,00	1	€ 15.000,00
Estudio de estabilidad transitoria	<i>Evaluación de la respuesta dinámica del sistema ante perturbaciones severas, fallas o desconexiones súbitas</i>	unidad	€ 40.000,00	1	€ 40.000,00
Estudio de estabilidad de tensión	<i>Análisis del comportamiento del sistema frente a variaciones de carga y capacidad de mantener niveles adecuados de tensión</i>	unidad	€ 20.000,00	1	€ 20.000,00
Estudio de confiabilidad (criterio N-1)	<i>Verificación del desempeño del sistema ante la salida de un elemento de red sin comprometer la operación segura del sistema</i>	unidad	€ 30.000,00	1	€ 30.000,00
Estudio de coordinación de protecciones	<i>Definición y ajuste de protecciones eléctricas para garantizar selectividad, sensibilidad y tiempos adecuados de despeje de fallas</i>	unidad	€ 30.000,00	1	€ 30.000,00
TOTAL					€493.000,00

1.4 Planta Solar – Desglose de Costes

Ítem	Descripción	Unidad	Precio (€)	Cantidad	Subtotal (€)
Terracerías y aplanamientos	<i>Desbroce, nivelación, compactación y conformación del terreno</i>	hectárea	€ 28.000,00	47	€ 1.316.000,00
Módulos Fotovoltaicos	<i>LongiSolar LR7-72HVH-670M</i>	unidad	€ 63,50	44.775	€ 2.843.212,50
Estructuras de soporte	<i>Estructura fija galvanizada para módulos</i>	unidad	€ 30,50	44.775	€ 1.365.637,50
Inversores	<i>PVS-980-58-2091kW-L 2</i>	unidad	€ 165.000,00	8	€ 1.320.000,00
String Box	<i>Únicamente cajón metálico contra intemperie</i>	unidad	€ 870,00	56	€ 48.720,00
Conectores DC	<i>MC4-EVO2 (macho + hembra)</i>	pareja	€ 4,00	3.582	€ 14.328,00
Conductor DC	<i>HIKRA SOL 1500 V DC (H1Z2Z2-K) – 12 AWG</i>	metro	€ 0,40	156.478	€ 62.591,04
Fusible protección string	<i>Fusible ABB E 9F PV – 20 A (10×38 mm, gPV)</i>	unidad	€ 10,00	1.791	€ 17.910,00
Porta fusible DC por string	<i>Porta fusible ABB E 90 PV (E91/32 PV)</i>	unidad	€ 4,50	1.791	€ 8.059,50
Riel DIN	<i>DIN EN 60715 – tipo TS35 (35 mm ancho)</i>	metro	€ 3,00	35	€ 105,00
Circuit Breaker para String box	<i>KRIPAL UKM5DC 1500V 250A 4P DC MCCB</i>	unidad	€ 300,00	56	€ 16.800,00

Ítem	Descripción	Unidad	Precio (€)	Cantidad	Subtotal (€)
SPD para string box	<i>ABB OVR PV T2 40 QS – 1500 V (SPD tipo 2 DC)</i>	unidad	€ 170,00	56	€ 9.520,00
Seccionador DC para string box	<i>ABB OTDC630 800E (630A DC Switch-Disconnecter)</i>	unidad	€ 1.800,00	56	€ 100.800,00
Conductor DC (Combiner - inverter)	<i>OPSOLAR PV AI 1500 V – 720 mm²</i>	metro	€ 55,00	4.760	€ 261.800,00
Transformador Elevador 600V/34,5 kV	<i>Transformador elevador</i>	unidad	€ 120.000,00	8	€ 960.000,00
Conductor AC (Inverter - Transformador)	<i>HARMONY Class XZ1 (S) AI – Prysmian – 630 mm²</i>	metro	€ 30,00	528	€ 15.840,00
Conductor AC (Media Tensión 34,5 kV)	<i>Okoguard Okoseal Type MV-105 – 1/0 AWG (Okonite)</i>	metro	€ 20,00	32.918	€ 658.360,00
Conductor AC (Celda transformador)	<i>Okoguard Okoseal Type MV-105 – 1000 kcmil</i>	metro	€ 160,00	50	€ 8.000,00
Puesta a Tierra	<i>Malla de tierra de bloques de inversor/transformador y conexiones equipotenciales</i>	unidad	€ 185.000,00	1	€ 185.000,00
Celda de media tensión 150 A	<i>Celda de media tensión 34.5 kV (VCB + protección completa)</i>	unidad	€ 25.000,00	4	€ 100.000,00
Celda de media tensión 480 A	<i>Celda MT 34.5 kV – 480 A (VCB + protección completa)</i>	unidad	€ 30.000,00	1	€ 30.000,00
Canalizaciones subterráneas DC	<i>Zanja, cama de arena, ductos y señalización para red DC</i>	metro	€ 10,00	52.321	€ 523.210,00

Ítem	Descripción	Unidad	Precio (€)	Cantidad	Subtotal (€)
Canalizaciones en bandeja AC BT	<i>Bandeja superficial galvanizada + soportes + instalación</i>	metro	€ 25,00	80	€ 2.000,00
Canalizaciones subterráneas AC MT	<i>Zanja, cama de arena, ductos y señalización para red MT</i>	metro	€ 25,00	3.048	€ 76.200,00
Tubo PVC eléctrico 4"	<i>Tubo PVC Schedule 40 de 4"</i>	metro	€ 20,00	7.315	€ 146.304,00
Tubo PVC eléctrico 8"	<i>Tubo de 4" x 20 ft</i>	metro	€ 35,00	50	€ 1.750,00
Barra de 34,5 kV	<i>Barra colectora de media tensión</i>	unidad	€ 8.000,00	1	€ 8.000,00
Mano de obra eléctrica de montaje	<i>Montaje de módulos, estructuras, string boxes, cableado DC, terminaciones y pruebas</i>	unidad	€ 1.100.000,00	1	€ 1.100.000,00
TOTAL					€11.200.147,54

1.5 Subestación – Desglose de Costes

Ítem	Descripción	Unidad	Precio (€)	Cantidad	Subtotal (€)
Ingeniería y diseño	<i>Ingeniería conceptual, básica y de detalle, estudios eléctricos, diseño civil y eléctrico, planos y especificaciones técnicas</i>	subestación	€ 175.000,00	1	€ 175.000,00
Obras civiles	<i>Movimiento de tierras, cimentaciones, canalizaciones, drenaje, edificio de control, cerramiento y vías internas</i>	subestación	€ 400.000,00	1	€ 400.000,00

Ítem	Descripción	Unidad	Precio (€)	Cantidad	Subtotal (€)
Transformador 34,5/110 kV	<i>Transformador elevador de potencia con accesorios, boquillas, sistema de refrigeración y pruebas de fábrica</i>	unidad	€1.800.000,00	1	€1.800.000,00
Equipos de patio 110 kV	<i>Interruptor de potencia, seccionadores, TC, TP, pararrayos, barras conductoras y estructuras metálicas para bahía de línea</i>	bahía	€ 700.000,00	1	€ 700.000,00
Protección y control	<i>Relés de protección, paneles de control, SCADA, RTU, cableado de control y sistemas de comunicación</i>	subestación	€ 700.000,00	1	€ 700.000,00
Servicios auxiliares	<i>Sistema AC/DC, banco de baterías, cargadores, iluminación, tableros auxiliares y servicios del edificio de control</i>	subestación	€ 250.000,00	1	€ 250.000,00
Puesta a tierra	<i>Malla de tierra, conductores enterrados, electrodos, conexiones equipotenciales y soldaduras exotérmicas</i>	subestación	€ 200.000,00	1	€ 200.000,00
Pararrayos	<i>Mástiles, cables de guarda, bajantes y conexión a malla de tierra</i>	subestación	€ 130.000,00	1	€ 130.000,00
Montaje electromecánico	<i>Instalación de equipos, montaje de estructuras, conexión de barras, tendido de cables y trabajos electromecánicos</i>	subestación	€ 550.000,00	1	€ 550.000,00
Pruebas y puesta en servicio	<i>Ensayos eléctricos, pruebas funcionales de protecciones, verificación del sistema y energización inicial</i>	subestación	€ 450.000,00	1	€ 450.000,00
Costos indirectos / contingencias	<i>Gestión del proyecto, supervisión, seguros, transporte de equipos y contingencias del proyecto</i>	subestación	€1.000.000,00	1	€1.000.000,00
TOTAL					€6.355.000,00

1.6 Línea de Transmisión – Desglose de Costes

Ítem	Descripción	Unidad	Precio (€)	Cantidad	Subtotal (€)
Poste	<i>Poste monoposte para línea de transmisión 110 kV (acero galvanizado) incluyendo transporte al sitio</i>	unidad	€8.500,00	14	€119.000,00
Conductor Hawk	<i>Conductor ACSR tipo Hawk para línea aérea de transmisión</i>	m	€ 5,00	4.930	€ 24.650,00
Cable de Guarda	<i>Cable de guarda galvanizado (o OPGW simple) para protección contra descargas atmosféricas</i>	m	€ 3,00	1.534	€ 4.602,00
Aislador 110 kV	<i>Cadena de aisladores poliméricos o de vidrio para suspensión en línea de 110 kV</i>	unidad	€ 220,00	42	€ 9.240,00
Herrajes	<i>Grapas, grilletes, conectores, abrazaderas y accesorios metálicos para fijación de conductores y aisladores</i>	poste	€ 600,00	14	€ 8.400,00
Crucetas	<i>Cruceta metálica galvanizada para soporte de fases en poste de línea 110 kV</i>	poste	€ 300,00	14	€ 4.200,00
Puesta a Tierra	<i>Sistema de puesta a tierra para estructura (varilla cobreada + conductor de bajada + conectores)</i>	poste	€ 200,00	14	€ 2.800,00
Cimentación de Poste	<i>Excavación, concreto estructural, anclajes y relleno para cimentación de estructura</i>	poste	€ 8.500,00	14	€ 119.000,00
Montaje	<i>Montaje electromecánico de estructura, instalación de aisladores, herrajes y tendido del conductor</i>	poste	€ 3.500,00	14	€ 49.000,00
TOTAL					€ 340.892,00

1.7 Sistemas de Monitoreo – Desglose de Costes

Ítem	Descripción	Unidad	Precio (€)	Cantidad	Subtotal (€)
Dataloggers del Sistema SCADA	<i>Sungrow Logger1000 / 3000</i>	unidad	€ 1.500,00	5	€ 7.500,00
Fibra Óptica	<i>Fibra monomodo (Single Mode – OS2, G.652D)</i>	metro	€ 0,14	2.500	€ 350,00
Switch industrial	<i>Switch industrial gestionado, 8–16 puertos RJ45 + 2–4 puertos SFP</i>	unidad	€ 800,00	5	€ 4.000,00
Medidores del sistema SCADA	<i>Medidor multifunción para SCADA, medición trifásica AC</i>	unidad	€ 300,00	9	€ 2.700,00
Estación meteorológica	<i>Piranómetro, sensor de temperatura de módulos, sensores de soiling, sensor temperatura ambiente, anemómetro y veleta</i>	unidad	€15.000,00	1	€ 15.000,00
Mano de obra	<i>Montaje sistema de comunicaciones</i>	unidad	€ 8.000,00	1	€ 8.000,00
TOTAL					€ 37.550,00

1.8 Otros – Desglose de Costes

Ítem	Descripción	Unidad	Precio (€)	Cantidad	Subtotal (€)
Transporte interno	<i>Pick-up 4x4</i>	unidad	€55.000,00	2	€110.000,00
Sistema contra incendios	<i>Sistema de detección y extinción por agente limpio para sala eléctrica</i>	unidad	€50.000,00	1	€ 50.000,00
Computadoras	<i>Computadora industrial para SCADA</i>	unidad	€ 2.000,00	2	€ 4.000,00
Equipo de protección personal	<i>Cascos, guantes dieléctricos, arneses, gafas, botas, ropa FR y elementos de seguridad para trabajo eléctrico e industrial</i>	trabajador	€ 800,00	10	€ 8.000,00
Equipos de trabajo y maniobra eléctrica	<i>Escaleras dieléctricas, pértigas, detectores de tensión, puestas a tierra portátiles, señalización, herramientas aisladas</i>	conjunto	€60.000,00	1	€ 60.000,00
Taller de herramientas y mantenimiento	<i>Equipos de soldadura, corte, esmeriles, taladros, compresor, banco de trabajo y herramientas para reparación en planta</i>	conjunto	€30.000,00	1	€ 30.000,00
Multímetros	<i>Fluke 283 FC/PV Solar Digital Multímetro</i>	unidad	€ 1.500,00	2	€ 3.000,00
Amperímetros	<i>Fluke 393 FC Solar Clamp Meter</i>	unidad	€ 1.200,00	2	€ 2.400,00
Cámara termográfica	<i>Cámara termográfica industrial para inspección eléctrica, detección de puntos calientes y fallas en equipos</i>	unidad	€ 4.000,00	1	€ 4.000,00

Ítem	Descripción	Unidad	Precio (€)	Cantidad	Subtotal (€)
Dron	<i>Dron industrial para inspección de planta solar, con cámara térmica y RGB, GPS RTK</i>	unidad	€12.000,00	1	€ 12.000,00
Módulos solares de reserva	<i>LongiSolar LR7-72HVH-670M</i>	unidad	€ 63,50	400	€ 25.400,00
Stock de repuestos eléctricos y mecánicos menores	<i>Preformadas, herrajes, conectores, fusibles, portafusibles, SPD, string box, conductores, terminales y consumibles de mantenimiento</i>	unidad	€80.000,00	1	€ 80.000,00
TOTAL					€388.800,00

ANEXO 13

DEMANDA ENERGETICA DE COLOMBIA

Índice

1.1	Generación Hidráulica vs. Precio Spot (2015–2025)	3
1.2	Demanda Energía SIN – GWh (Histórico y Proyección)	5
1.3	Generación Solar Colombia (GWh).....	6
1.4	IPC – Índice de Precios al Consumidor.....	7
1.5	PIB Colombia (USD Millones)	9
1.6	Histórico ENSO – Fenómeno El Niño / La Niña (1995–2025).....	11
1.7	Proyección ENSO (2026–2055).....	12
1.8	Estadísticas PPA – Precios de Contratos de Energía (COP/kWh)	14
1.9	Estadísticas PPA – Precios de Contratos de Energía (€/kWh)	14
1.10	Evolución de la población por décadas (1950–2070).....	15
1.11	Evolución de la capacidad instalada de generación Hidroeléctrica (2014-2024)	17
1.12	Precios de la energía en Colombia	18
	Bibliografía	20

1.1 Generación Hidráulica vs. Precio Spot (2015–2025)

Año	Precios Promedios Energía (\$/kWh)	Aporte Hidroeléctrico (GWh)
2015	123.97	44,601
2016	89.88	46,799
2017	33.38	57,343
2018	34.60	56,651
2019	65.90	54,437
2020	63.41	49,837
2021	35.06	60,496
2022	50.02	64,337
2023	126.77	59,833
2024	153.54	54,494
2025	52.10	68,102
Total general	75.34	616,931

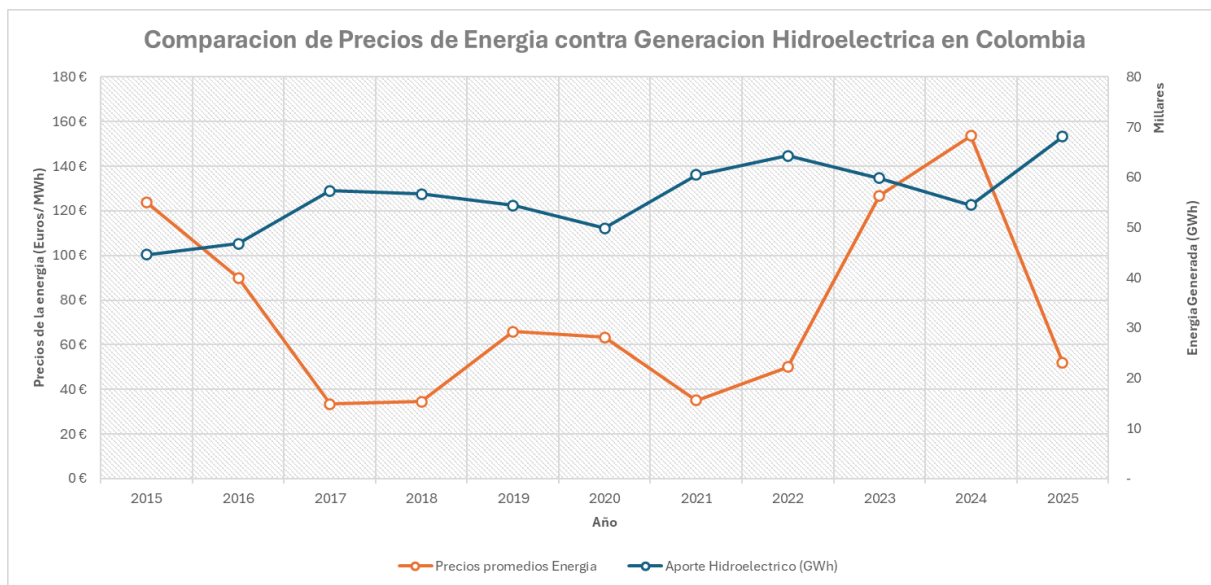


Ilustración 1. Relación entre Precios de Energía y Generación Hidroeléctrica en Colombia (2015–2025)

1.2 Demanda Energía SIN – GWh (Histórico y Proyección)

Año	Demanda Energía SIN (GWh)
2015	66,007
2016	66,319
2017	66,893
2018	69,127
2019	71,925
2020	70,422
2021	74,117
2022	76,657
2023	79,982
2024	82,111
2025	84,049

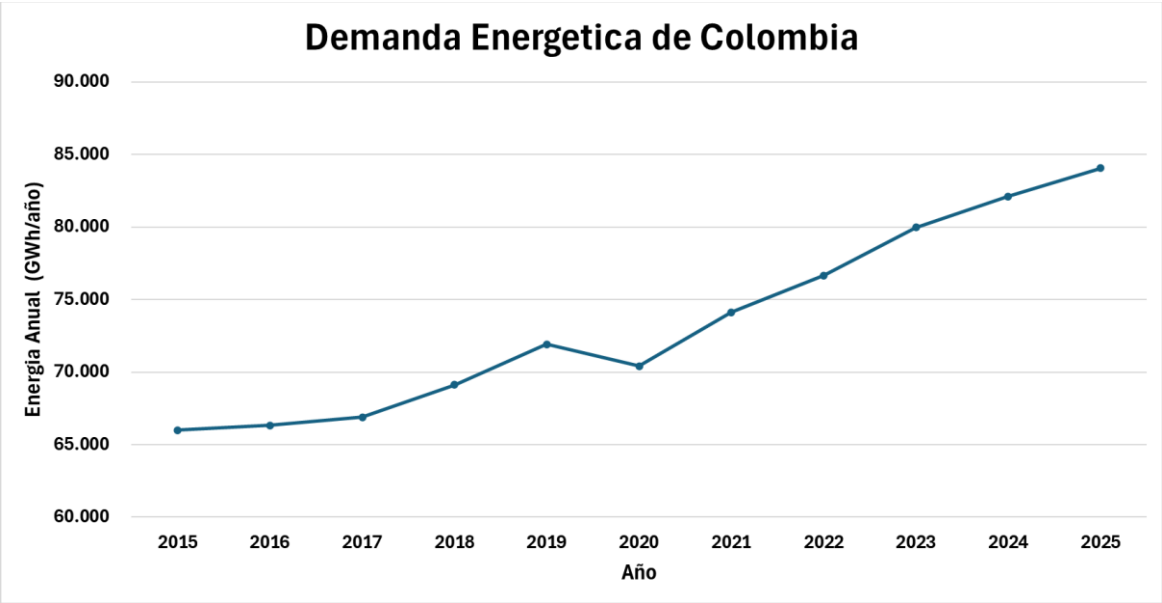


Ilustración 2 Evolución de la Demanda Energética en Colombia (2015–2025).

1.3 Generación Solar Colombia (GWh)

Año	Generación Solar (GWh)	Crecimiento (%)
2000–2018	6 – 21	< 1%
2019	133	5.33%
2020	195	46.6%
2021	323	65.6%
2022	503	55.7%
2023	1,205	139.6%
2024	3,323	175.8%
2025	4,630	39.3%

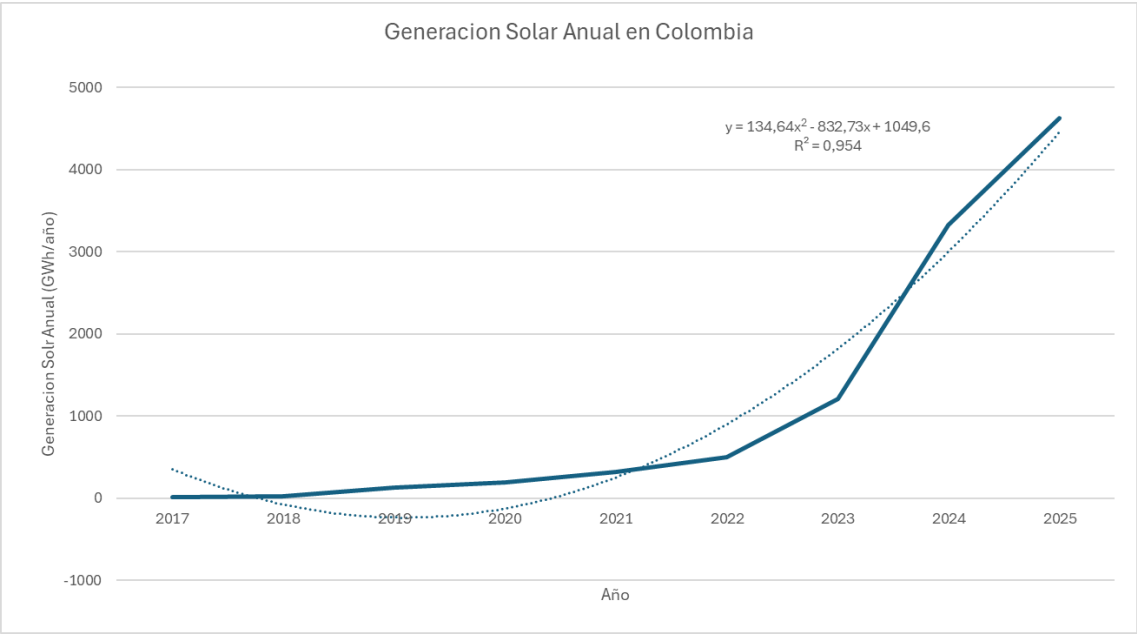


Ilustración 3. Expansión Acelerada de la Generación Solar en Colombia

1.4 IPC – Índice de Precios al Consumidor

Año	Inflación IPC (%)
2010	2.3%
2011	3.4%
2012	3.2%
2013	2.0%
2014	2.9%
2015	5.0%
2016	7.5%
2017	4.3%
2018	3.2%
2019	3.5%

Año	Inflación IPC (%)
2020	2.5%
2021	3.5%
2022	10.2%
2023	11.7%
2024	6.6%
2025	5.1%

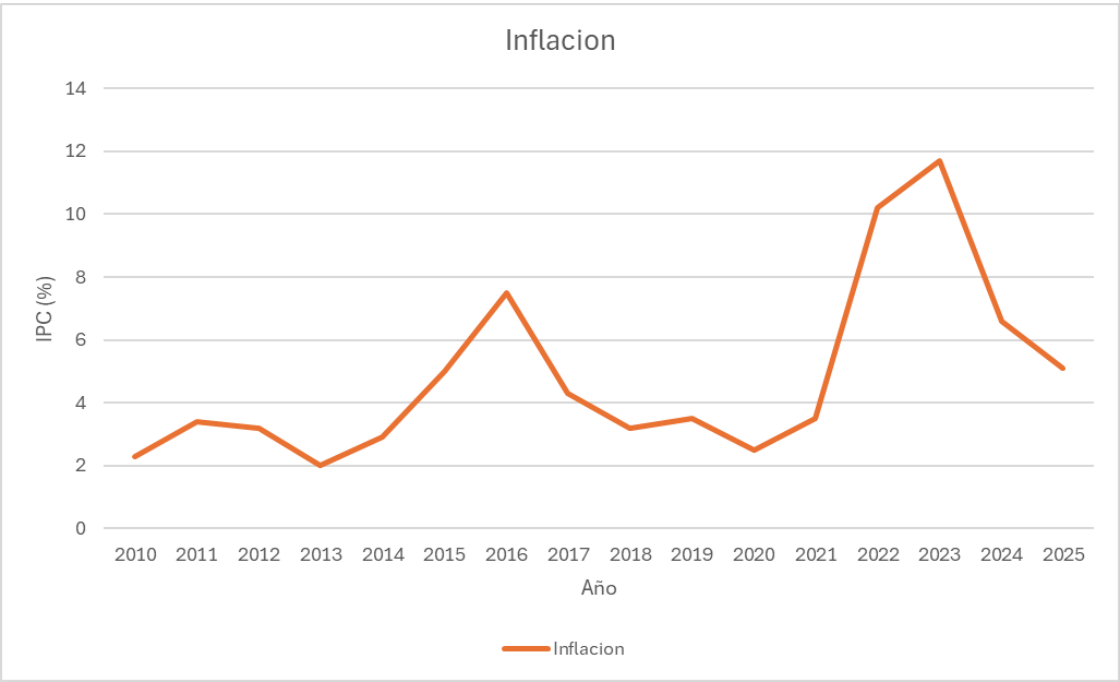


Ilustración 4. Tendencias Inflacionarias en Colombia: 15 Años de Variación del IPC

1.5 PIB Colombia (USD Millones)

Año	PIB (Millones USD)	Var. PIB (%)
1999	96,671	-5.2%
2000	107,433	2.6%
2001	108,980	1.7%
2002	103,029	2.5%
2003	83,185	3.9%
2004	93,604	5.3%
2005	116,969	4.7%
2006	128,850	6.7%
2007	150,463	6.7%
2008	164,902	3.3%
2009	166,852	1.1%
2010	215,932	4.5%
2011	240,687	6.9%
2012	288,340	3.9%
2013	287,691	5.1%
2014	286,897	4.5%
2015	264,497	3.0%
2016	255,486	2.1%
2017	276,183	1.4%

Año	PIB (Millones USD)	Var. PIB (%)
2018	282,799	2.6%
2019	288,545	3.2%
2020	236,881	-7.2%
2021	269,132	10.8%
2022	327,962	7.3%
2023	338,664	0.7%
2024	387,058	1.6%

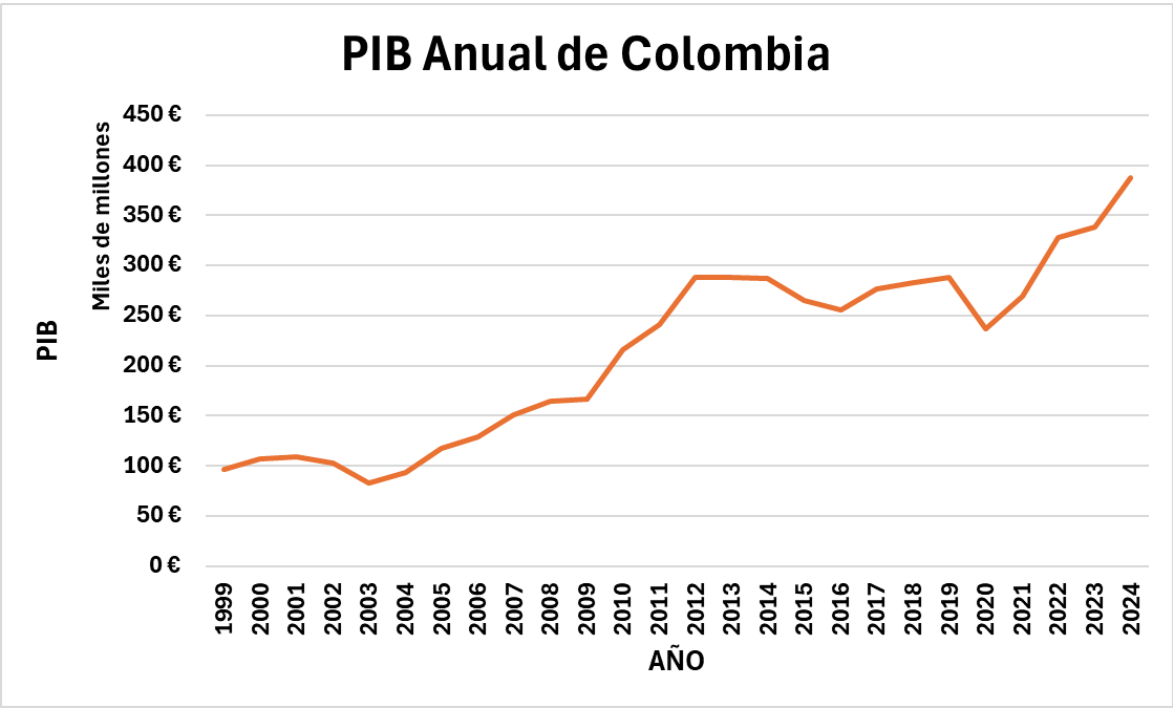


Ilustración 5. Evolución del PIB de Colombia (1999–2024)

1.6 Histórico ENSO – Fenómeno El Niño / La Niña (1995–2025)

Año	Estado ENSO	Intensidad
1995	La Niña	Moderado
1996	Neutral	Neutral
1997	El Niño	Muy Fuerte
1998	El Niño	Moderado
1999	La Niña	Fuerte
2000	La Niña	Fuerte
2001	Neutral	Neutral
2002	El Niño	Moderado
2003	El Niño	Moderado
2004	El Niño	Débil
2005	El Niño	Débil
2006	El Niño	Moderado
2007	El Niño	Moderado
2008	La Niña	Fuerte
2009	El Niño	Moderado
2010	El Niño	Moderado
2011	La Niña	Fuerte
2012	La Niña	Débil
2013	Neutral	Neutral
2014	El Niño	Débil
2015	El Niño	Muy Fuerte
2016	El Niño	Muy Fuerte

Año	Estado ENSO	Intensidad
2017	La Niña	Débil
2018	El Niño	Débil
2019	El Niño	Moderado
2020	La Niña	Moderado
2021	La Niña	Moderado
2022	La Niña	Moderado
2023	El Niño	Fuerte
2024	El Niño	Fuerte
2025	Neutral	Neutral

1.7 Proyección ENSO (2026–2055)

Año	Fase ENSO	Intensidad
2026	Niño	Fuerte
2027	Niño	Suave
2028	Neutral	Suave
2029	Niña	Suave
2030	Niño	Suave
2031	Neutral	Suave
2032	Niño	Moderado
2033	Niña	Suave
2034	Neutral	Suave
2035	Niño	Fuerte
2036	Neutral	Suave

Año	Fase ENSO	Intensidad
2037	Niño	Suave
2038	Niña	Moderado
2039	Neutral	Suave
2040	Niño	Moderado
2041	Neutral	Suave
2042	Niño	Fuerte
2043	Niña	Suave
2044	Neutral	Suave
2045	Niño	Suave
2046	Niña	Moderado
2047	Niño	Moderado
2048	Neutral	Suave
2049	Niña	Suave
2050	Niño	Fuerte
2051	Neutral	Suave
2052	Niño	Suave
2053	Niña	Moderado
2054	Neutral	Suave
2055	Niño	Moderado

1.8 Estadísticas PPA – Precios de Contratos de Energía (COP/kWh)

Medida	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago
Muestra (contratos)	581	584	593	597	607	610
Precio Promedio Ponderado Mínimo (COP/kWh)	80	80	80	80	80	80
Precio Promedio Simple Mínimo (COP/kWh)	73.96	73.96	73.96	73.96	73.96	73.96
Percentil 5% - Ponderado (COP/kWh)	223.75	220.66	222.49	222.14	215.46	219.30
Percentil 5% - Simple (COP/kWh)	223.02	217.15	220.00	218.99	215.10	216.85
Mediana Ponderado (COP/kWh)	290.83	288.58	290.50	287.74	285.83	289.59
Mediana Simple (COP/kWh)	290.79	288.27	289.60	286.38	283.67	286.37
Percentil 95% - Ponderado (COP/kWh)	346.96	342.66	376.97	387.45	417.88	427.06
Percentil 95% - Simple (COP/kWh)	346.94	342.86	388.66	389.19	413.70	455.79
Precio Promedio Ponderado Máximo (COP/kWh)	511.74	408.01	817.32	700.71	794.33	3,750.20
Precio Promedio Simple Máximo (COP/kWh)	480.36	408.01	889.00	696.20	798.37	3,750.20

1.9 Estadísticas PPA – Precios de Contratos de Energía (€/kWh)

Medida	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago
Muestra (contratos)	581	584	593	597	607	610
Precio Promedio Ponderado Mínimo (COP/kWh)	15,94 €	16,39 €	16,95 €	17,47 €	18,10 €	18,39 €
Precio Promedio Simple Mínimo (COP/kWh)	14,73 €	15,16 €	15,67 €	16,15 €	16,73 €	17,00 €
Percentil 5% del Precio Promedio Ponderado (€/MWh)	44,57 €	45,22 €	47,14 €	48,50 €	48,75 €	50,41 €

Medida	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago
Percentil 5% del Precio Promedio Simple (€/MWh)	44,43 €	44,50 €	46,61 €	47,81 €	48,67 €	49,85 €
Mediana del Precio Promedio Ponderado (€/MWh)	57,93 €	59,14 €	61,55 €	62,83 €	64,67 €	66,57 €
Mediana del Precio Promedio Simple (€/MWh)	57,93 €	59,07 €	61,36 €	62,53 €	64,18 €	65,83 €
Percentil 95% del Precio Promedio Ponderado (€/MWh)	69,12 €	70,22 €	79,87 €	84,60 €	94,54 €	98,17 €
Percentil 95% del Precio Promedio Simple (€/MWh)	69,11 €	70,26 €	82,34 €	84,98 €	93,60 €	104,78 €
Precio Promedio Ponderado Máximo (€/MWh)	101,94 €	83,61 €	173,16 €	152,99 €	179,71 €	862,11 €
Precio Promedio Simple Máximo (€/MWh)	95,69 €	83,61 €	188,35 €	152,01 €	180,63 €	862,11 €

1.10 Evolución de la población por décadas (1950–2070)

Periodo	Población inicial	Población final	Cambio absoluto	Tendencia
1950–1960	13.570.943,00	17.665.037,00	4.094.094,00	Crecimiento rápido
1960–1970	17.665.037,00	22.780.007,00	5.114.970,00	Crecimiento alto
1970–1980	22.780.007,00	27.684.385,00	4.904.378,00	Crecimiento sostenido
1980–1990	27.684.385,00	33.268.154,00	5.583.769,00	Crecimiento alto
1990–2000	33.268.154,00	39.140.080,00	5.871.926,00	Crecimiento máximo

Periodo	Población inicial	Población final	Cambio absoluto	Tendencia
2000–2010	39.140.080,00	44.086.292,00	4.946.212,00	Crecimiento moderado
2010–2020	44.086.292,00	50.390.790,00	6.304.498,00	Crecimiento acelerado
2020–2030	50.390.790,00	54.518.223,00	4.127.433,00	Desaceleración
2030–2040	54.518.223,00	55.967.762,00	1.449.539,00	Estabilización
2040–2050	55.967.762,00	55.653.490,00	- 314.272,00	Inicio descenso
2050–2060	55.653.490,00	53.806.118,00	- 1.847.372,00	Descenso sostenido
2060–2070	53.806.118,00	50.592.097,00	- 3.214.021,00	Descenso acelerado

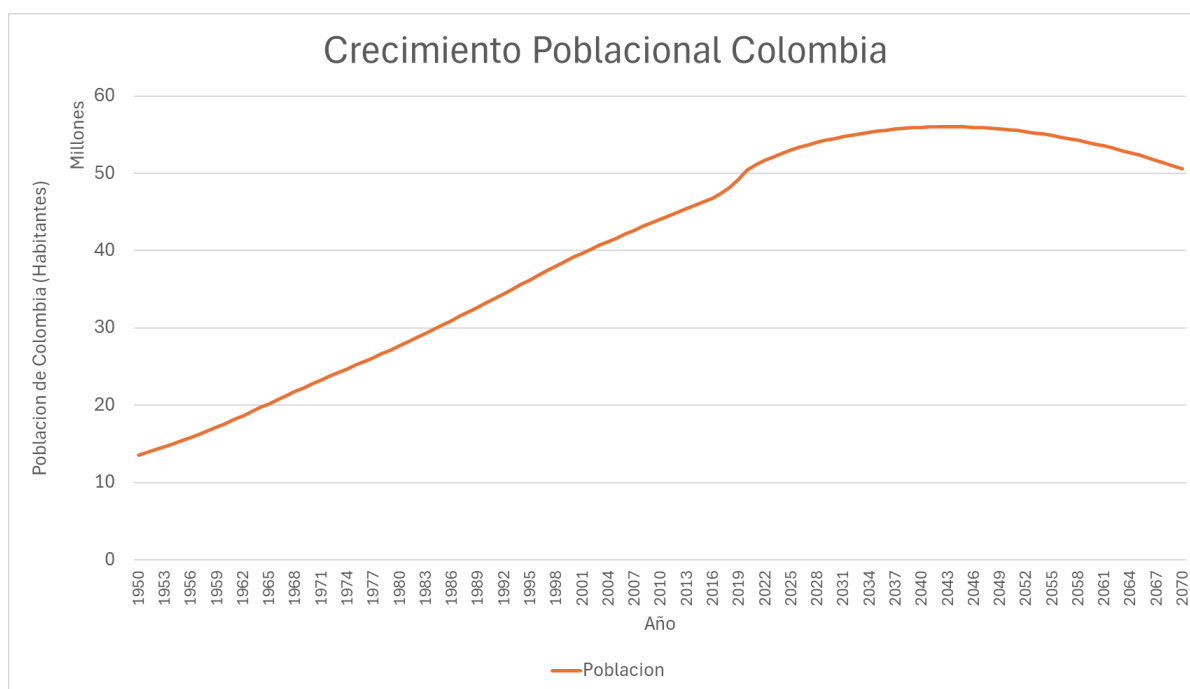


Ilustración 6. Evolución y Proyección de la Población Colombiana

1.11 Evolución de la capacidad instalada de generación Hidroeléctrica (2014-2024)

AÑO	MW
2014	10.452,69
2015	11.446,39
2016	11.514,04
2017	11.654,97
2018	11.761,09
2019	11.862,67
2020	11.897,47
2021	11.925,47
2022	12.537,72
2023	12.681,54
2024	13.209,94

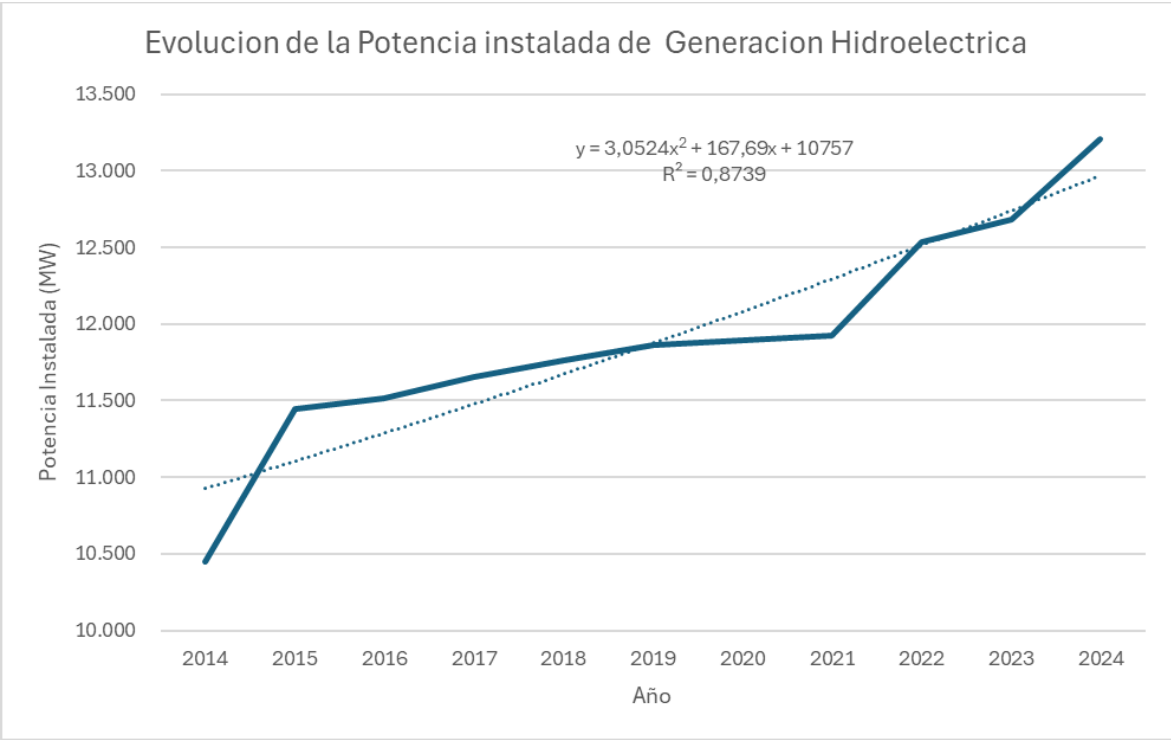


Ilustración 7. Evolución de la Potencia Hidroeléctrica Instalada en Colombia (2014–2024)

1.12 Precios de la energía en Colombia

AÑO	Precios Promedios para horas de generación Solar (€/MWh)
2015	123,96
2016	89,87
2017	33,37
2018	34,59
2019	65,90
2020	63,41
2021	35,05
2022	50,01

AÑO	Precios Promedios para horas de generación Solar (€/MWh)
2023	126,76
2024	153,53
2025	52,10
2026	37,04

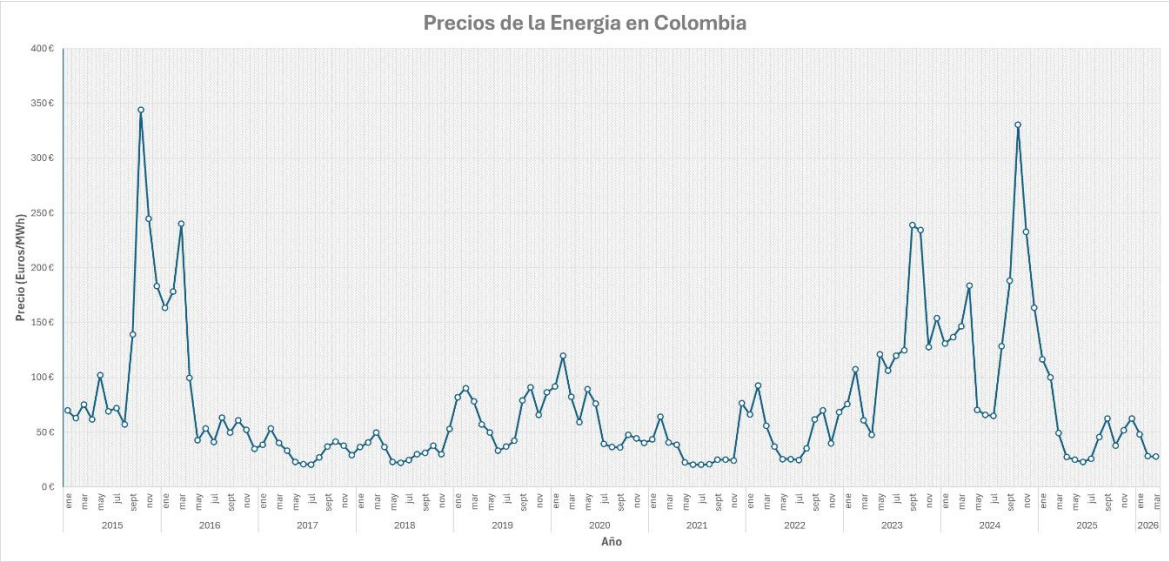


Ilustración 8. Evolución de los Precios de la Energía en Colombia (2015–2026)

Bibliografía

- [1] Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), «Modelos de Mercado, Regulación , Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe - Colombia,» Organización Latinoamericana de Energía, Quito, 2013.
- [2] Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), «Proyecciones de población,» Julio 2025. [En línea]. Available: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/proyecciones-de-poblacion>.
- [3] Bia Energy, «¿Cómo funciona el precio en bolsa de la energía?,» 26 marzo 2025. [En línea]. Available: <https://news.bia.app/como-funciona-el-precio-en-bolsa-de-la-energia/>.
- [4] Datosmacro, «PIB de Colombia,» 2025. [En línea]. Available: <https://datosmacro.expansion.com/pib/colombia>.
- [5] XM S.A. E.S.P., «Sinergox,» Marzo 2026. [En línea]. Available: <https://sinergox.xm.com.co/Paginas/Home.aspx>.

ANEXO 14

MODELO DE COMERCIALIZACION DE ENERGIA

Índice

1. Generación de Proyecto 30 MWp	3
2. Ingresos mensuales por venta al mercado Spot	5
3. Precios de contratos PPA para 15 años.....	6
4. IPC – Ingresos mensuales por venta en contratos (PPA)	6
5. Ingresos por venta de I-REC	7
6. Tabla comparativa de ingresos totales por modelo de comercialización energética.....	8
Bibliografía	10

1.1 Generación de Proyecto 30 MWp

Año	Generación total (GWh)	Generación después de perdidas por Mantenimiento (GWh)
1	54,15	53,07
2	53,96	52,88
3	53,77	52,69
4	53,58	52,51
5	53,39	52,32
6	53,20	52,14
7	53,01	51,95
8	52,82	51,76
9	52,63	51,58
10	52,43	51,38
11	52,24	51,20
12	52,05	51,01
13	51,86	50,82
14	51,67	50,64
15	51,48	50,45
16	51,29	50,26
17	51,10	50,08
18	50,91	49,89
19	50,72	49,71
20	50,52	49,51
21	50,33	49,32
22	50,14	49,14
23	49,95	48,95
24	49,76	48,76
25	49,57	48,58
26	49,38	48,39
27	49,19	48,21
28	48,99	48,01
29	48,80	47,82

Año	Generación total (GWh)	Generación después de pérdidas por Mantenimiento (GWh)
30	48,61	47,64
Total	1541,5	1510,67

Mes	Energía Generada Mensual Año 1 (MWh)
Enero	5.260,64
Febrero	4.808,86
Marzo	5.225,36
Abril	4.555,04
Mayo	4.145,40
Junio	3.845,52
Julio	4.087,58
Agosto	4.152,26
Septiembre	4.046,42
Octubre	3.899,42
Noviembre	4.085,62
Diciembre	4.957,82
Total	53.069,94

1.2 Ingresos mensuales por venta al mercado Spot

Año	Energía Generada (MWh)	Precio estimado SPOT (€/MWh)	Ingreso de Venta Spot (€)
1	53.069,94	152,94 €	8.175.069,89 €
2	52.879,94	73,65 €	3.961.828,11 €
3	52.689,94	43,85 €	2.381.560,81 €
4	52.509,94	39,31 €	2.140.379,57 €
5	52.319,94	71,44 €	3.818.428,49 €
6	52.139,94	120,21 €	6.351.073,94 €
7	51.949,94	87,96 €	4.659.546,52 €
8	51.759,94	25,44 €	1.362.926,63 €
9	51.579,94	125,43 €	6.372.746,69 €
10	51.379,94	140,91 €	7.345.473,71 €
11	51.199,94	47,79 €	2.575.943,92 €
12	51.009,94	34,98 €	1.791.813,77 €
13	50.819,94	23,42 €	1.203.043,47 €
14	50.639,94	138,11 €	7.130.608,37 €
15	50.449,94	108,33 €	5.609.194,88 €
16	50.259,94	142,00 €	6.996.313,10 €
17	50.079,94	153,00 €	7.826.918,47 €
18	49.889,94	27,95 €	1.393.341,83 €
19	49.709,94	45,54 €	2.360.738,14 €
20	49.509,94	37,38 €	1.839.160,07 €
21	49.319,94	33,73 €	1.665.029,37 €
22	49.139,94	111,49 €	5.684.255,72 €
23	48.949,94	36,88 €	1.803.731,15 €
24	48.759,94	98,53 €	4.720.569,54 €
25	48.579,95	200,85 €	10.025.051,50 €
26	48.389,95	51,85 €	2.552.615,64 €
27	48.209,95	47,20 €	2.269.748,62 €
28	48.009,95	48,66 €	2.334.133,82 €
29	47.819,95	137,23 €	6.755.538,45 €
30	47.639,95	84,36 €	4.072.227,11 €
Total			€ 127.179.011,28

1.3 Precios de contratos PPA para 15 años

Precio de contrato Periodo 1	74,00 €/MWh
Precio de contrato Periodo 2	73,00 €/MWh

1.4 IPC – Ingresos mensuales por venta en contratos (PPA)

Año	Energía Generada (MWh)	Precio PPA (€/MWh)	Ingreso de venta por PPA periodo 1 (€)	Ingreso de venta por PPA periodo 2 (€)	Ingreso de Venta Total (€)
1	53.069,94	74,00 €	3.927.175,56 €		3.927.175,56 €
2	52.879,94	74,00 €	3.913.115,58 €		3.913.115,58 €
3	52.689,94	74,00 €	3.899.055,59 €		3.899.055,59 €
4	52.509,94	74,00 €	3.885.735,61 €		3.885.735,61 €
5	52.319,94	74,00 €	3.871.675,62 €		3.871.675,62 €
6	52.139,94	74,00 €	3.858.355,64 €		3.858.355,64 €
7	51.949,94	74,00 €	3.844.295,65 €		3.844.295,65 €
8	51.759,94	74,00 €	3.830.235,67 €		3.830.235,67 €
9	51.579,94	74,00 €	3.816.915,68 €		3.816.915,68 €
10	51.379,94	74,00 €	3.802.115,70 €		3.802.115,70 €
11	51.199,94	74,00 €	3.788.795,72 €		3.788.795,72 €
12	51.009,94	74,00 €	3.774.735,73 €		3.774.735,73 €
13	50.819,94	74,00 €	3.760.675,75 €		3.760.675,75 €
14	50.639,94	74,00 €	3.747.355,76 €		3.747.355,76 €
15	50.449,94	74,00 €	3.733.295,78 €		3.733.295,78 €
16	50.259,94	73,00 €		3.668.975,85 €	3.668.975,85 €
17	50.079,94	73,00 €		3.655.835,87 €	3.655.835,87 €
18	49.889,94	73,00 €		3.641.965,88 €	3.641.965,88 €
19	49.709,94	73,00 €		3.628.825,90 €	3.628.825,90 €
20	49.509,94	73,00 €		3.614.225,91 €	3.614.225,91 €
21	49.319,94	73,00 €		3.600.355,93 €	3.600.355,93 €

Año	Energía Generada (MWh)	Precio PPA (€/MWh)	Ingreso de venta por PPA periodo 1 (€)	Ingreso de venta por PPA periodo 2 ((€)	Ingreso de Venta Total (€)
22	49.139,94	73,00 €		3.587.215,94 €	3.587.215,94 €
23	48.949,94	73,00 €		3.573.345,96 €	3.573.345,96 €
24	48.759,94	73,00 €		3.559.475,98 €	3.559.475,98 €
25	48.579,95	73,00 €		3.546.335,99 €	3.546.335,99 €
26	48.389,95	73,00 €		3.532.466,01 €	3.532.466,01 €
27	48.209,95	73,00 €		3.519.326,02 €	3.519.326,02 €
28	48.009,95	73,00 €		3.504.726,04 €	3.504.726,04 €
29	47.819,95	73,00 €		3.490.856,05 €	3.490.856,05 €
30	47.639,95	73,00 €		3.477.716,07 €	3.477.716,07 €
Total					€ 111.055.184,44

1.5 Ingresos por venta de I-REC

Año	Energía Generada (MWh)	Valor de I-REC (€/MWh)	Ingreso de Venta de I-REC (€)
1	53.069,94	7,00 €	371.489,58 €
2	52.879,94	7,00 €	370.159,58 €
3	52.689,94	7,00 €	368.829,58 €
4	52.509,94	7,00 €	367.569,58 €
5	52.319,94	7,00 €	366.239,59 €
6	52.139,94	7,00 €	364.979,59 €
7	51.949,94	7,00 €	363.649,59 €
8	51.759,94	7,00 €	362.319,59 €
9	51.579,94	7,00 €	361.059,59 €
10	51.379,94	7,00 €	359.659,59 €
11	51.199,94	7,00 €	358.399,59 €
12	51.009,94	7,00 €	357.069,60 €
13	50.819,94	7,00 €	355.739,60 €
14	50.639,94	7,00 €	354.479,60 €

Año	Energía Generada (MWh)	Valor de I-REC (€/MWh)	Ingreso de Venta de I-REC (€)
15	50.449,94	7,00 €	353.149,60 €
16	50.259,94	7,00 €	351.819,60 €
17	50.079,94	7,00 €	350.559,60 €
18	49.889,94	7,00 €	349.229,61 €
19	49.709,94	7,00 €	347.969,61 €
20	49.509,94	7,00 €	346.569,61 €
21	49.319,94	7,00 €	345.239,61 €
22	49.139,94	7,00 €	343.979,61 €
23	48.949,94	7,00 €	342.649,61 €
24	48.759,94	7,00 €	341.319,61 €
25	48.579,95	7,00 €	340.059,62 €
26	48.389,95	7,00 €	338.729,62 €
27	48.209,95	7,00 €	337.469,62 €
28	48.009,95	7,00 €	336.069,62 €
29	47.819,95	7,00 €	334.739,62 €
30	47.639,95	7,00 €	333.479,62 €
Total			10.574.678,04 €

1.6 Tabla comparativa de ingresos totales por modelo de comercialización energética

Año	Energía Generada (MWh)	Ingreso de Venta Spot + I-REC (€)	Ingreso de Venta PPA + I-REC (€)
1	53.069,94	8.546.559,47 €	4.298.665,14 €
2	52.879,94	4.331.987,69 €	4.283.275,16 €
3	52.689,94	2.750.390,39 €	4.267.885,17 €
4	52.509,94	2.507.949,16 €	4.253.305,19 €
5	52.319,94	4.184.668,07 €	4.237.915,21 €
6	52.139,94	6.716.053,52 €	4.223.335,23 €
7	51.949,94	5.023.196,11 €	4.207.945,24 €

Año	Energía Generada (MWh)	Ingreso de Venta Spot + I-REC (€)	Ingreso de Venta PPA + I-REC (€)
8	51.759,94	1.725.246,22 €	4.192.555,26 €
9	51.579,94	6.733.806,28 €	4.177.975,28 €
10	51.379,94	7.705.133,30 €	4.161.775,29 €
11	51.199,94	2.934.343,51 €	4.147.195,31 €
12	51.009,94	2.148.883,37 €	4.131.805,33 €
13	50.819,94	1.558.783,07 €	4.116.415,35 €
14	50.639,94	7.485.087,97 €	4.101.835,36 €
15	50.449,94	5.962.344,48 €	4.086.445,38 €
16	50.259,94	7.348.132,70 €	4.020.795,45 €
17	50.079,94	8.177.478,07 €	4.006.395,47 €
18	49.889,94	1.742.571,44 €	3.991.195,49 €
19	49.709,94	2.708.707,74 €	3.976.795,50 €
20	49.509,94	2.185.729,68 €	3.960.795,52 €
21	49.319,94	2.010.268,98 €	3.945.595,54 €
22	49.139,94	6.028.235,34 €	3.931.195,56 €
23	48.949,94	2.146.380,76 €	3.915.995,57 €
24	48.759,94	5.061.889,15 €	3.900.795,59 €
25	48.579,95	10.365.111,12 €	3.886.395,61 €
26	48.389,95	2.891.345,26 €	3.871.195,62 €
27	48.209,95	2.607.218,23 €	3.856.795,64 €
28	48.009,95	2.670.203,44 €	3.840.795,66 €
29	47.819,95	7.090.278,07 €	3.825.595,67 €
30	47.639,95	4.405.706,73 €	3.811.195,69 €
Total	1.510.668,29	137.753.689,33 €	121.629.862,49 €

Bibliografía

- [1] Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), «Modelos de Mercado, Regulación , Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe - Colombia,» Organización Latinoamericana de Energía, Quito, 2013.
- [2] Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), «Proyecciones de población,» Julio 2025. [En línea]. Available: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/proyecciones-de-poblacion>.
- [3] Bia Energy, «¿Cómo funciona el precio en bolsa de la energía?,» 26 marzo 2025. [En línea]. Available: <https://news.bia.app/como-funciona-el-precio-en-bolsa-de-la-energia/>.
- [4] Datosmacro, «PIB de Colombia,» 2025. [En línea]. Available: <https://datosmacro.expansion.com/pib/colombia>.
- [5] XM S.A. E.S.P., «Sinergox,» Marzo 2026. [En línea]. Available: <https://sinergox.xm.com.co/Paginas/Home.aspx>.