

UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA
Facultad de Ingeniería



Diseño teórico de granja solar para generación de energía en Taxisco, Santa
Rosa

Trabajo de graduación presentado por José Carlos Chacón Godoy para optar
al grado académico de Licenciado en Ingeniería Civil

Guatemala
2025

UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA
Facultad de Ingeniería



Diseño teórico de granja solar para generación de energía en Taxisco, Santa
Rosa

Trabajo de graduación presentado por José Carlos Chacón Godoy para optar
al grado académico de Licenciado en Ingeniería Civil

Guatemala
2025

V.o. Bo.

(f) _____
(Jorge Carlos Escobar Polanco)

Tribunal examinador.

(f) _____
(Jorge Carlos Escobar Polanco)

(f) _____
(Hugo Enrique Pallais Bateta)

(f) _____
(Otoniel Alejandro Echeverría Castellanos)

Fecha de aprobación del examen de graduación
(Guatemala, 08 de diciembre de 2025)

ÍNDICE GENERAL

I. INTRODUCCIÓN	1
II. JUSTIFICACIÓN.....	2
III. OBJETIVOS.....	4
3.1 OBJETIVO GENERAL	4
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	4
IV. MARCO TEÓRICO.....	5
4.1 ENERGÍA SOLAR	5
4.2 GRANJA SOLAR	10
4.3 MERCADO ELÉCTRICO GUATEMALTECO	15
4.4 CÉLULAS Y MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	17
4.5 CARACTERÍSTICAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	21
4.6 OTROS SUBSISTEMAS DE UNA GRANJA SOLAR	24
4.7 MOVIMIENTO DE TIERRAS	34
4.8 PLANTEAMIENTO DE VÍAS DE ACCESO	35
4.9 ANÁLISIS ECONÓMICO	37
V. METODOLOGÍA	39
5.1 FUENTES DE INFORMACIÓN	39
5.2 PROCEDIMIENTO DE INVESTIGACIÓN.....	39
VI. RESULTADOS / ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	43
6.1 VISITA DE CAMPO.....	43
6.2 RECOLECCIÓN DATOS CLIMÁTICOS.....	46
6.3 CARACTERÍSTICAS GENERALES GRANJA SOLAR	47
6.4 ELECCIÓN DE MÓDULOS SOLARES	48
6.5 ELECCIÓN DE INVERSORES	50
6.6 TOPOGRAFÍA.....	53
6.7 NIVELACIÓN DEL TERRENO	56
6.8 VÍA DE ACCESO	58
6.9 PERFORMANCE RATIO	73
6.10 PRODUCCIÓN ANUAL.....	76
6.11 INVERSIÓN INICIAL	78
6.12 ANÁLISIS ECONÓMICO	81
VII. CONCLUSIONES	90
VIII. RECOMENDACIONES.....	91

IX. BIBLIOGRAFÍA.....92
X. ANEXOS.....97

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Datos climáticos.....	46
Tabla 2. Orientación e inclinación óptima de los módulos.....	47
Tabla 3. Potencia en DC	47
Tabla 4. Elección de módulos solares.....	48
Tabla 5. Elección de inversores	50
Tabla 6. Configuración real de módulos.....	50
Tabla 7. Balance de corte / relleno.....	57
Tabla 8. Características geométricas vía de acceso	58
Tabla 9. Rendimiento mensual por temperatura	73
Tabla 10. Performance ratio.....	74
Tabla 11. Producción energética anual	76
Tabla 12. Ingreso anual.....	76
Tabla 13. Costos de equipamiento fotovoltaico y eléctrico	78
Tabla 14. Costo de vía de acceso	78
Tabla 15. Costo de movimiento de tierras	79
Tabla 16. Inversión inicial total	79
Tabla 17. Consideraciones iniciales.....	81
Tabla 18. Ingresos y costos anuales	81
Tabla 19. Valor actual neto y tasa interna de retorno precio MWh Q. 183.22	82
Tabla 20. Análisis de sensibilidad 1 precio MWh Q. 183.22.....	82
Tabla 21. Valor actual neto y tasa interna de retorno precio MWh Q. 510.43	83
Tabla 22. Análisis de sensibilidad 2 precio MWh Q. 510.43.....	84
Tabla 23. Valor actual neto y tasa interna de retorno precio MWh Q. 904.80	85
Tabla 24. Análisis de sensibilidad 3 precio MWh Q. 904.80.....	85
Tabla 25. Precio por MWh para tasa mínima aceptable de retorno	86

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfico 1. Producción mundial de energía comercializada	8
Gráfico 2. Generación eléctrica por tipo de combustible en 2024.....	15
Gráfico 3. Desempeño típico de célula bajo diferentes condiciones de prueba.....	22
Gráfico 4. Análisis de sensibilidad 1	83
Gráfico 5. Análisis de sensibilidad 2	84
Gráfico 6. Análisis de sensibilidad 3	86

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Energía solar anual	8
Figura 2. Mapa de potencia solar de Guatemala.....	9
Figura 3. Mapa de potencia solar con ubicación de proyecto.....	10
Figura 4. Cuota global de sistemas fotovoltaicos	11
Figura 5. Complejo de energía solar Horus Energy.....	13
Figura 6. Planta solar El Carrizo.....	13
Figura 7. Planta solar Yolanda	13
Figura 8. Magdalena Solar 1	13
Figura 9. Granja solar La Avellana	14
Figura 10. Granja solar Taxisco.....	14
Figura 11. Granja solar El Jobo	14
Figura 12. Tipos de células fotovoltaicas	18
Figura 13. Célula y módulos monocristalinos	18
Figura 14. Célula y módulos policristalinos	19
Figura 15. Célula y modulo amorfo.....	19
Figura 16. Tipos de células fotovoltaicas	20
Figura 17. Curva característica I-V	21
Figura 18. Disposición modular de un arreglo fotovoltaico	23
Figura 19. Micro inversor Enphase utilizado en Wisconsin, Estados Unidos	26
Figura 20. Inversor de cadena SMA Sunny Mini Central 11000TL utilizado en Korat, Tailandia.....	27
Figura 21. Inversor central Sunny Central 500CP XT/630CP utilizado en Gahro, Alemania	28
Figura 22. Arreglo propuesto para granja solar con inversores centrales	29
Figura 23. Valores de ILR.....	30
Figura 24. Anatomía básica de transformador distribución tipo pedestal.....	31
Figura 25. Operaciones de movimiento de tierra.....	35
Figura 26. Ubicación satelital del proyecto	43
Figura 27. Fotografía del polígono escogido para el proyecto	44
Figura 28. Vías de acceso actuales	45
Figura 29. Mapa de ortofoto del proyecto	53
Figura 30. Plano de topografía.....	54
Figura 31. Plano de corte y relleno	56
Figura 32. Plano sección transversal en assembly	59
Figura 33. Plano perfil longitudinal vía de acceso.....	60

Figura 34. Plano corredor vía de acceso	61
Figura 35. Plano 1 secciones transversales.....	62
Figura 36. Plano 2 secciones transversales.....	63
Figura 37. Plano 3 secciones transversales.....	64
Figura 38. Plano 4 secciones transversales.....	65
Figura 39. Plano 5 secciones transversales.....	66
Figura 40. Plano 6 secciones transversales.....	67
Figura 41. Plano 7 secciones transversales.....	68
Figura 42. Plano 8 secciones transversales.....	69
Figura 43. Plano 9 secciones transversales.....	70
Figura 44. Plano 10 secciones transversales.....	71

LISTADO DE ACRÓNIMOS

- AASHTO: American Association of State Highway and Transportation Officials. Organismo que establece normas para diseño y construcción de caminos en EE. UU.
- CAPEX: Capital Expenditure. Gasto de capital destinado a la adquisición o mejora de activos fijos a largo plazo.
- CBR: California Bearing Ratio. Índice que compara la resistencia a la penetración de un suelo compactado con la de un agregado pétreo estándar (piedra triturada). Un valor ≥ 90 % (según AASHTO T 193) es aceptable para capas estructurales de caminos.
- IRR: Internal Rate of Return (Tasa Interna de Retorno). Función financiera de Excel que calcula la rentabilidad de una inversión.
- OPEX: Operational Expenditure. Gastos operativos continuos necesarios para el funcionamiento de un proyecto o empresa.
- R: Confiabilidad. Indicador que evalúa la rigidez lateral del suelo bajo carga confinada. Un valor ≥ 85 (según AASHTO T 190) es adecuado para capas de soporte en diseño vial.
- TIR: Tasa Interna de Retorno. Indicador financiero que mide la rentabilidad de un proyecto o inversión.
- TMAR: Tasa Mínima Aceptable de Retorno. Tasa mínima que se espera obtener en una inversión para considerarla viable.
- VAN: Valor Actual Neto. Indicador financiero que determina la rentabilidad de un proyecto al descontar flujos futuros al valor presente.
- VPN: Valor Presente Neto. Sinónimo de VAN, usado para evaluar la rentabilidad de inversiones mediante flujos de caja descontados.

RESUMEN

Este trabajo de investigación plantea el diseño teórico de una granja solar fotovoltaica de 5 MWp en Taxisco, Santa Rosa, Guatemala, con el objetivo de evaluar su factibilidad técnica y viabilidad económica. El documento contextualiza la urgencia climática y el bajo aprovechamiento de la energía solar en la matriz eléctrica de guatemalteca, y propone una solución replicable que combine el dimensionamiento del sistema, los requerimientos civiles y un análisis de prefactibilidad financiero.

La metodología integra (i) verificación en sitio, (ii) caracterización climática mediante bases de datos globales (p. ej., NASA, Global Solar Atlas), (iii) selección tecnológica (módulos, inversores, etc.), y adaptación a las características del sitio (temperatura, área). En el frente civil, se contempla la delimitación topográfica, el cálculo de volúmenes de corte y relleno apoyado en software especializado (Autodesk Civil 3D) y el planteamiento de vías internas para construcción, operación y mantenimiento; de acuerdo con las normativas estipuladas por el Manual Centroamericano de Normas para el Diseño Geométrico de Carreteras, así garantizando transitabilidad y desempeño.

El análisis económico estima la inversión inicial, modela ingresos por venta de energía y evalúa indicadores financieros (VAN, TIR) contra una tasa mínima aceptable de retorno (TMAR) de referencia, así como integrar análisis de sensibilidad con variaciones porcentuales de variables seleccionadas.

Se esperan como resultados el área requerida, el número y tipo de módulos e inversores, la producción energética anual y la conclusión sobre la conveniencia del proyecto desde el punto de vista económico. En conjunto, el trabajo ofrece una guía práctica para impulsar nuevas inversiones solares en Guatemala.

ABSTRACT

This research study sets out the theoretical design of a 5 MWp photovoltaic solar farm in Taxisco, Santa Rosa, Guatemala, with the aim of assessing its technical feasibility and economic viability. The document contextualizes the climate emergency and the low utilization of solar energy within Guatemala's electricity generation mix, and it proposes a replicable solution that combines system sizing, civil engineering requirements, and a financial pre-feasibility analysis.

The methodology integrates (i) on-site verification, (ii) climatic characterization using global databases (e.g., NASA, Global Solar Atlas), (iii) technology selection (modules, inverters, etc.), and adaptation to site-specific characteristics (temperature, available area). On the civil front, it considers topographic delineation, cut-and-fill volume calculations supported by specialized software (Autodesk Civil 3D), and the planning of internal roads for construction, operation, and maintenance, in accordance with the standards established in the Central American Manual of Standards for Geometric Road Design, thus ensuring trafficability and performance.

The economic analysis estimates the initial investment, models revenue from electricity sales, and evaluates financial indicators (NPV, IRR) against a reference minimum acceptable rate of return (MARR), as well as incorporating sensitivity analysis with percentage variations of selected variables.

Expected results include the required land area, the number and type of modules and inverters, the annual energy production, and a conclusion regarding the project's economic attractiveness. Overall, the study provides a practical guide to foster new solar investments in Guatemala.

I. INTRODUCCIÓN

Las energías renovables son un componente importante de la lucha contra el cambio climático, ofreciendo una alternativa a los combustibles fósiles. Aunque ciertos gases de efecto invernadero son producidos durante su fabricación e instalación, a lo largo de su ciclo de vida generan considerablemente menos emisiones que alternativas tradicionales como carbón, petróleo o gas natural. La pregunta que se genera, entonces, es como empezar a implementar estos sistemas a escalas mayores para que conformen la fuente principal de la matriz energética de Guatemala. Una de las maneras en que se facilita este remplazo es haciendo económicamente viable invertir en proyectos fotovoltaicos. De esta forma, el mercado naturalmente va a fomentar la creación de estos sistemas, en gran parte del mundo y sin ser necesaria la intervención del gobierno.

El tamaño de estos sistemas varía mucho dependiendo de las condiciones específicas del proyecto, desde instalaciones de gran escala (más de 1,000 MW) a instalaciones más pequeñas de 2 o 3 MW. Hablando específicamente de Guatemala, ya se han creado varios de estos proyectos, aunque su impacto sigue siendo pequeño en la matriz energética. La implementación de más de estos proyectos sería beneficioso para reducir las emisiones del país, pero su implementación depende de su atractivo económico.

Teniendo estos factores en consideración, el propósito de esta tesis es el dimensionamiento teórico de una granja solar fotovoltaica de pequeña escala (5MW), analizando la factibilidad y viabilidad económica de un proyecto pequeño en Taxisco Santa Rosa, una ubicación del país apropiado para este tipo de generación energética. Una vez completado el análisis, se determinará si este tipo de proyecto hace sentido, o si cambios en tamaño o ubicación podrían volver la propuesta del proyecto una más atractiva.

II. JUSTIFICACIÓN

Guatemala es uno de los cinco países más afectados del mundo por inundaciones, huracanes y terremotos, con un 40.8% de la población expuesta simultáneamente a cinco o más amenazas (Global Facility for Disaster Reduction and Recovery, 2011). Las causas de este fenómeno son varias, pero una de las más importantes es el uso de combustibles fósiles para la generación de energía. La quema de estos combustibles genera gases de efecto invernadero, especialmente el dióxido de carbono (CO_2), que son los principales contribuyentes al cambio climático.

Resolver este problema por completo es muy difícil, considerando la dependencia que existe hacia estas fuentes de energía. Sin embargo, no es imposible, existiendo dos alternativas principales para la generación eléctrica: las energías renovables y la energía nuclear. Aunque la energía nuclear es la más eficiente de las mismas, la logística de su construcción, mantenimiento y gestión de residuos radioactivos vuelve poco práctico su desarrollo en Guatemala. Es natural, entonces enfocarse en la otra alternativa: las energías renovables. Este tipo de generación energética produce significativamente menos emisiones a lo largo de su ciclo de vida en comparación con tecnologías convencionales como el carbón, el petróleo y el gas natural. La energía solar, por ejemplo, alcanza reducciones de aproximadamente el 94% (en $\text{gCO}_2\text{e/kWh}$), confirmando su ventaja ambiental frente a las alternativas convencionales (NREL, 2021).

En Guatemala, el desarrollo de las energías renovables ha avanzado en los últimos años; sin embargo, la matriz eléctrica continúa dominada por la generación hidroeléctrica, que aporta alrededor del 41% de la electricidad nacional. En comparación, las fuentes eólicas y solar apenas alcanzan un 2% cada una (Ministerio de Energía y Minas, 2025). Esta marcada dependencia del recurso hídrico hace al país susceptible a variaciones estacionales, evidenciando la importancia de diversificar la generación mediante el uso de fuentes actualmente desaprovechadas. Durante la presente investigación, se enfocará específicamente en la energía solar o fotovoltaica.

Una vez determinado el método de generación de energía, es importante escoger la ubicación geográfica del proyecto. Esta se decidió por el Municipio de Taxisco, ubicado en el departamento de Santa Rosa. El motivo principal de esta elección es la alta radiación solar, algo muy importante para un proyecto fotovoltaico. El valor de GHI (irradiación global horizontal) que se obtuvo en la ubicación del proyecto es de $5.7 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$, superior al promedio nacional de $5.3 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ (Ministerio de Energía y Minas, 2018). Cabe destacar que para que un proyecto de generación de energía solar sea económicamente rentable, la irradiancia global horizontal (GHI) debe ser mayor a $3.5 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ (United States Environmental Protection Agency, 2022). Esto quiere decir la irradiancia del sitio es 62% superior al mínimo requerido, volviéndolo extremadamente atractivo. Otras ventajas que presenta el municipio de Taxisco fácil acceso por medio de la carretera CA-2 a fincas en la zona con amplias

extensiones de terreno dónde se podría instalar el proyecto, así como topografía no montañosa que no generan sombreado.

En este trabajo, se estudia la rentabilidad del diseño desde el punto de vista económico, mediante análisis de sensibilidad e indicadores VNA (valor actual neto), TIR (tasa interna de retorno), y TMAR (tasa mínima aceptable de rendimiento). Este aspecto es muy importante, porque es imposible dejar completamente las fuentes de energía que dañan al medio ambiente mediante su contribución al cambio climático si las alternativas no son financieramente atractivas. Una vez terminado, en caso el análisis económico sea favorable, este diseño busca ser un modelo de referencia para futuros proyectos del país en zonas con características similares, así impulsando el desarrollo de la energía solar en Guatemala.

III. OBJETIVOS

3.1 Objetivo general

- Diseñar un sistema solar fotovoltaico interconectado de 5 MWp en Taxisco Santa Rosa.

3.2 Objetivos específicos

- Dimensionar el sistema solar fotovoltaico interconectado, escogiendo los componentes tecnológicos más adecuados y tomando en cuenta las características físicas del lugar.
- Delimitar topográficamente el área donde se realizará el proyecto.
- Calcular el movimiento de tierras y planteamiento de vías de acceso necesarias para la adecuada planificación del proyecto.
- Realizar un análisis económico del proyecto, incluyendo estimaciones de inversión y retorno financiero, para evaluar su viabilidad.

IV. MARCO TEÓRICO

4.1 Energía solar

4.1.1 Características generales de energía solar

Se denomina así a la energía electromagnética emitida por el Sol. Esta energía se genera dentro de la estrella en cantidades masivas, con sólo un pequeño porcentaje de la misma llegando a la Tierra. Aun así, esta pequeña cantidad es suficiente para mantener una temperatura adecuada para la vida. El costo de otras energías renovables como la eólica, hidroeléctrica, biomasa y geotérmica pueden parecer más económicas, pero su potencial actualmente es menor al que tiene la solar (Çengel & Boles, 2015).

El aprovechamiento de la energía solar puede llevarse a cabo mediante tres procesos principales:

- Proceso helio químico: es el proceso utilizado por las plantas, la fotosíntesis. Este proceso también es el responsable de la producción de combustibles fósiles y biomasa.
- Proceso helio térmico: en este proceso, la energía solar es recolectada y convertida en energía térmica o calor. Algunos dispositivos que funcionan utilizando este proceso son los colectores concentradores, colectores de placa plana y los heliostatos. Los colectores solares principalmente se utilizan para calefacción y calentamiento de agua. Por otro lado, los heliostatos son espejos que reflejan la radiación hacia un receptor único, para que luego la energía térmica de alta temperatura se convierta en electricidad utilizando un motor térmico.
- Proceso helio eléctrico: del mismo modo que ocurre con los heliostatos, la energía solar se convierte en electricidad. Sin embargo, en este proceso la energía solar se convierte directamente en energía eléctrica, sin la necesidad de ser convertida en energía térmica primero. Este proceso es el utilizado por las células fotovoltaicas o solares para producir electricidad (Çengel & Boles, 2015).

Actualmente, la aplicación más común de la energía solar son los colectores de placa plana utilizados para calentar agua mediante el proceso helio térmico. Las células solares fotovoltaicas, a pesar de su alto costo, comunes alrededor del mundo al poder ser rentables económicamente. Por otro lado, las plantas de energía solar térmica que utilizan heliostatos para producir electricidad no son muy utilizadas a nivel mundial, al requerir amplio espacio y grandes inversiones iniciales (Çengel & Boles, 2015).

Los procesos de ingeniería solar generalmente se dividen en dos categorías principales: aplicaciones solares activas y aplicaciones solares pasivas. Las aplicaciones solares activas utilizan dispositivos mecánicos o eléctricos para utilizar la energía solar, incluyendo aplicaciones como colectores solares, heliostatos y células solares. Por otro

lado, las aplicaciones solares pasivas buscan aprovechar la energía mediante el diseño pasivo del sistema. Ejemplos de esta segunda categoría incluyen el diseño arquitectónico de una casa para captar la mayor cantidad de luz solar y reducir los costos de calefacción, selección de ventanas con acristalamiento apropiado para maximizar las ganancias de calor solar en invierno y minimizarla en verano (tratando de mantener una temperatura constante a lo largo del año), o el uso de un muro de Trombe en las paredes orientadas al sur. Este muro absorbe y almacena el calor durante el día gracias a sus materiales, para luego liberarlo en la noche conforme bajan las temperaturas (Çengel & Boles, 2015).

Es importante destacar que la energía solar llegar a la tierra en forma de radiación electromagnética, luego de experimentar varias interacciones con la atmósfera. Esta energía se genera en el sol mediante las reacciones continuas de fusión nuclear, durante las cuales dos átomos de hidrógeno se fusionan para crear un átomo de helio. De esta forma, se podría decir que el sol es un reactor nuclear, el cual alcanza temperaturas de hasta 40,000,000 Kelvin en su región central y hasta 5800 Kelvin en su región exterior. Esta región exterior se conoce como la zona convectiva, y su disminución en temperatura se debe a la disipación de la energía en forma de radiación (Çengel & Boles, 2015).

La distribución espectral de la radiación solar (cómo se reparte la energía del Sol entre diferentes longitudes de onda dentro del espectro electromagnético) fuera de la atmósfera de la tierra se asemeja a la radiación emitida por un cuerpo negro (un emisor y un absorbedor perfecto de radiación) a 5780 Kelvin, distribuyéndose de la forma siguiente:

- 9% de la energía en la región ultravioleta
- 39% en la región visible
- 52% en la región del infrarrojo cercano

Esta radiación alcanza su máximo en una onda de alrededor de 0.48μ ((micrómetros) lo cual corresponde al color verde en el espectro visible (Çengel & Boles, 2015).

Al pasar por la atmósfera, la radiación solar sufre de procesos de absorción y dispersión, lo que se traduce en una atenuación de la misma. Respecto a la absorción, esta ocurre por los gases O_2 , O_3 (ozono), H_2O (agua) y CO_2 (dióxido de carbono). La absorción por el oxígeno ocurre en una banda estrecha alrededor de una longitud de onda de alrededor de 0.76 micrómetros. El ozono, por otro lado, absorbe la radiación ultravioleta en longitudes de onda menores a 0.3 micrómetros casi completamente, además de absorber gran parte de la radiación dentro del rango de 0.3 a 0.4 micrómetros. De esta forma, la capa de ozono cumple un papel muy importante protegiendo los sistemas biológicos de la tierra de esta peligrosa radiación ultravioleta. Sin embargo, es importante proteger esta capa de ozono, al ser vulnerable a productos químicos destructivos como refrigerantes, propulsores en aerosol y agentes de limpieza. Afortunadamente, la mayoría de estos agentes están ahora prohibidos, y ya no pueden dañar

esta importante parte de la atmósfera. Además de esta absorción de radiación ultravioleta, el ozono también absorbe parte de la radiación en el espectro visible, aunque en menor medida. Por último, el vapor de agua y el dióxido de carbono son los gases principales en absorber la radiación en la región del infrarrojo cercano (Çengel & Boles, 2015).

Explicando ahora el fenómeno de dispersión, esta sucede cuando la radiación solar se encuentra con moléculas de aire y otras partículas suspendidas en la atmósfera como gotas de agua, polvo y smog. El efecto que tiene la dispersión depende del tamaño de la partícula en relación con la longitud de onda de la radiación. De esta forma, el oxígeno y el nitrógeno, los dos principales gases de la atmósfera, reflejan radiaciones de longitud de onda muy cortas, correspondiente a los colores azul y violeta. Esta dispersión molecular a gran escala es lo que da al cielo su color azulado (Çengel & Boles, 2015).

Un aspecto importante a considerar es que cuando la radiación solar incide sobre una superficie, se comporta de la siguiente manera: una parte es absorbida, otra reflejada y la restante es transmitida. Por el principio de la conservación de la energía, la suma de estas partes debe ser igual a la radiación solar incidente. Vale la pena resaltar que, en las aplicaciones de energía solar, la distribución espectral de la radiación solar incidente es muy diferente de la distribución espectral de la radiación emitida por las superficies, ya que la primera de estas se encuentra principalmente en la región de longitudes de onda cortas, y la segunda en la región infrarroja. Esto es importante en el diseño de colectores solares, porque se busca absorber mucha radiación solar (alta absorptividad solar) al mismo tiempo que se emite baja radiación infrarroja (baja emisividad) para no perder energía como calor (Çengel & Boles, 2015).

Según mediciones establecidas, la densidad promedio solar que llega a la Tierra, medida afuera de la atmósfera, da un valor de 1366 W/m^2 , un valor conocido como la constante solar. Como se explicó anteriormente, gran parte de la radiación solar se pierde en su paso por la atmósfera, teniendo un valor aproximado de 1000 W/m^2 al llegar a la superficie terrestre. Con este valor y el radio de la Tierra, se puede calcular la potencia total de radiación solar que llega a la tierra, la cual es de $1.26 \times 10^{17} \text{ W}$. Calculando ahora la energía solar anual, y transformando las unidades a EJ (exajulio), el cual equivale a 10^{18} J , se obtiene que anualmente llega a la tierra 4 millones de EJ de energía solar (Chen, 2024).

Figura 1. Energía solar anual

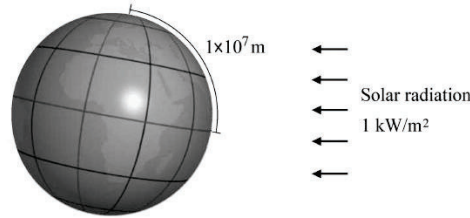


Figure 1.8 Annual solar energy arriving at surface of Earth. The average solar power reaching the Earth is 1 kW/m^2 . The length of the meridian of Earth, according to the definition of the meter, is ten million meters. Using the value 1 kW/m^2 , the total solar energy that arrives at the surface of Earth per year is about 4 million EJ.

Nota. Chen, 2024.

Es muy interesante comparar este valor con la cantidad de energía anual consumida por la humanidad. Como se ve en la Figura 2, el consumo energético mundial en el año 2020 fue de 635 EJ. De esta forma, se concluye que sólo el 0.016% de la energía solar que llega a la Tierra sería suficiente para satisfacer las necesidades energéticas de todo el mundo. No solo esto, sino que, utilizando la proyección del consumo de energía, es claro que podría fácilmente satisfacer las necesidades en el 2050 y más allá. Inclusive comparando este valor con las reservas probadas de combustibles fósiles que existen en el planeta, se encuentra que estos equivalen a sólo 1.5% de la energía que llega a la superficie cada año. Obviamente, es imposible aprovechar toda esta energía por complicaciones de costo y practicidad, pero aun así demuestra claramente el potencial de la energía solar (Chen, 2024).

Gráfico 1. Producción mundial de energía comercializada

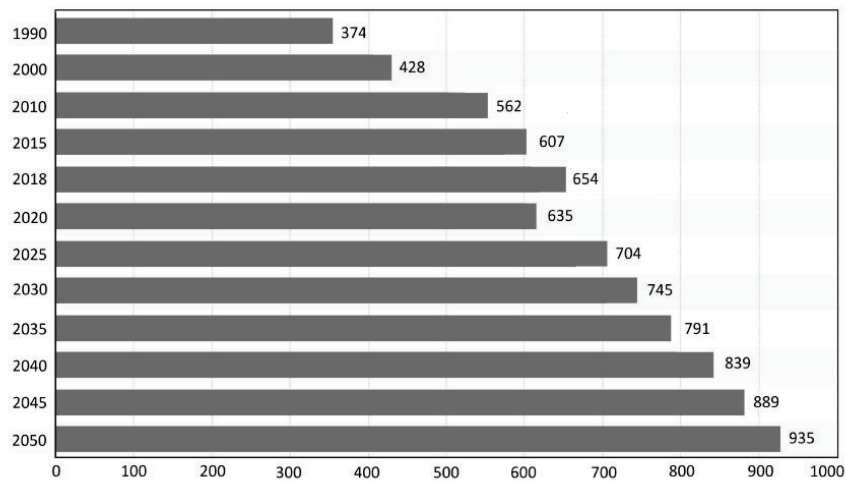


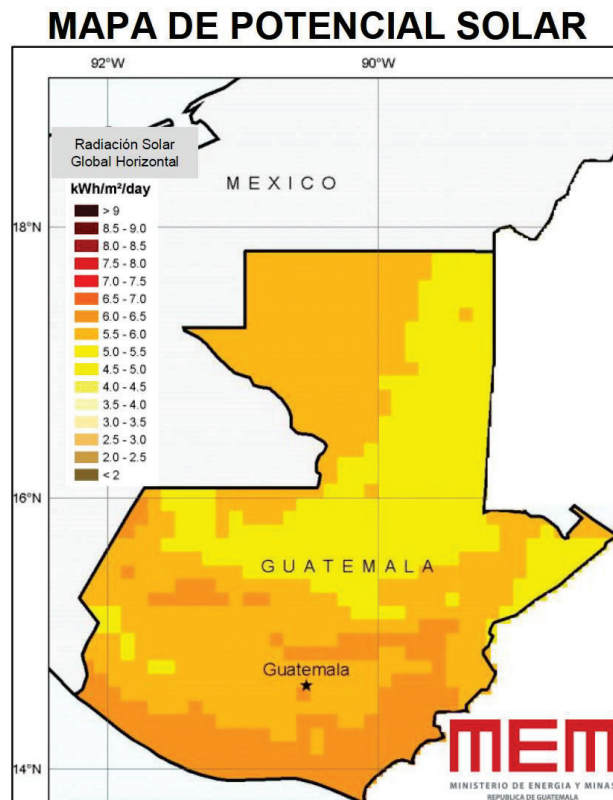
Figure 1.9 World marketed energy consumption. Source: Statistica. The unit is converted from quadrillion Btu to exajoule. The data for 2025 and beyond are projections.

Nota. Chen, 2024.

4.1.2 Energía solar en Guatemala

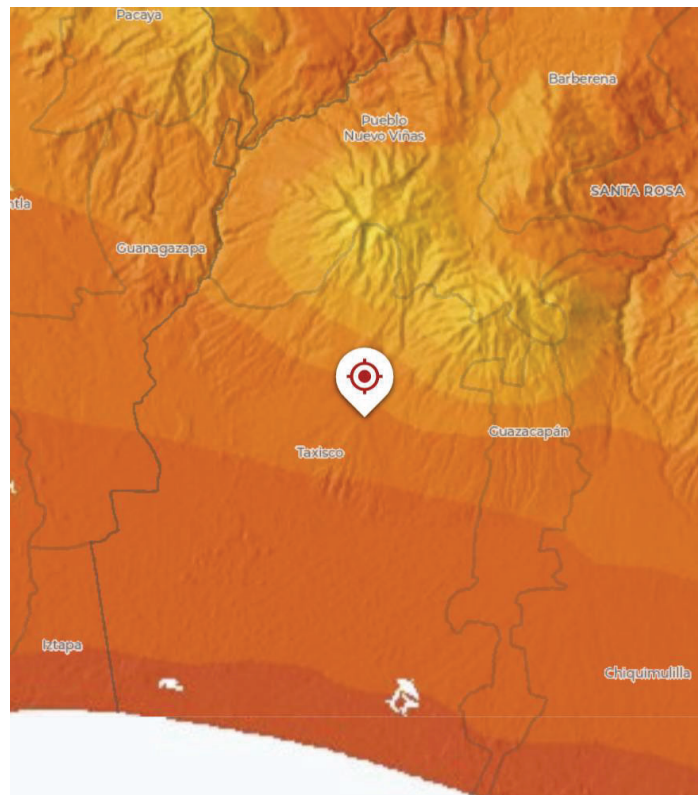
Guatemala se encuentra en una posición estratégica para la generación de energía solar, con un alto promedio anual de radiación solar global horizontal (GHI), teniendo esta un valor de 5.3 kWh/m²/día. Esto es importante, porque según la United States Environmental Protection Agency (2022), un mínimo de 3.5 kWh/m²/día son necesarios para que un proyecto de energía solar sea económicamente viable. Taxisco, Santa Rosa tiene un valor superior al promedio nacional, con la ubicación elegida para el proyecto teniendo un valor de 5.7 kWh/m²/día. El National Renewable Energy Laboratory (2024), clasifica la clase de recurso solar para el sitio de un sistema solar conectado a red (este concepto será explicado más adelante) en un rango de 1-10, con base en la cantidad de radiación solar global del sitio. La clasificación 1, y por lo tanto la más alta, es para sitios con radiación solar superior a 5.75 kWh/m²/día. Con esto se puede ver que el sitio elegido está muy cerca de tener la mayor puntuación según este sistema, estando en la categoría 2 (5.5-5.75 kWh/m²/día). Como se puede ver en la *Figura 2*, la región sur del país concentra uno de los mayores niveles de radiación solar de Guatemala. Aunque es posible tener una mayor radiación solar acercándose aún más a la costa, como se puede ver en la *Figura 3*, la radiación del sitio sigue siendo considerablemente buena (MEM, 2018).

Figura 2. Mapa de potencia solar de Guatemala



Nota. MEM, 2018.

Figura 3. Mapa de potencia solar con ubicación de proyecto



Nota. MEM, 2018.

4.2 Granja solar

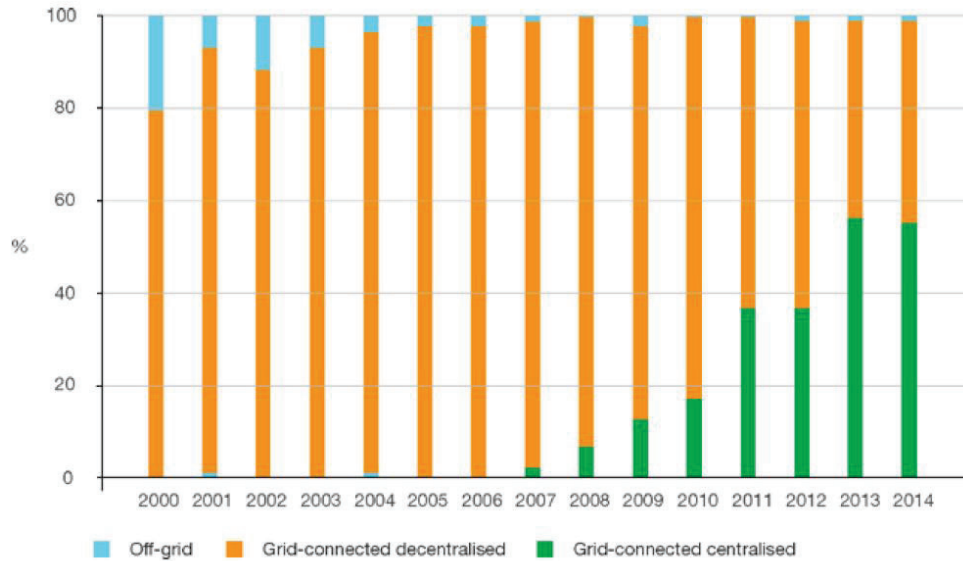
4.2.1 Generalidades

Los sistemas centralizados conectados a red son sistemas fotovoltaicos a gran escala, también conocidos como granjas solares. La definición de una granja solar varía dependiendo de su tamaño, estructura de montaje, tipo de conexión a red, entre otros. Tiene varios nombres diferentes dependiendo del área, siendo conocida también como parque solar, planta solar, planta solar conectada a red, etc. Estos sistemas son generalmente montados en el suelo y construidos para proporcionar energía en bloque a la red eléctrica como cualquier otra central de potencia centralizada (Neill *et al.*, 2017).

Sistemas solares conectados a red constituían una parte insignificante de la cuota global de sistemas fotovoltaicos, hasta alrededor de 2007, creciendo rápidamente desde entonces, como se puede ver en el *Gráfico 2*. Al día de hoy, su cuota en el mercado es mayor que la de sistemas fotovoltaicos descentralizados. Costos decrecientes de tecnología fotovoltaica, sumado a políticas gubernamentales favoreciendo al desarrollo de energía renovable a gran escala a nivel mundial, han permitido a granjas solares volverse cada vez más competitivas respecto a otras

formas de generación de energía descentralizada, llevando a su rápida implementación alrededor del globo (Neill *et al.*, 2017).

Figura 4. Cuota global de sistemas fotovoltaicos



Nota. Neill *et al.*, 2017.

Debido a la gran escala de este tipo de proyectos, su proceso de desarrollo es mucho más complejo y riguroso que para sistemas fotovoltaicos descentralizados más pequeños. Proyectos exitosos de este tipo requieren alta inversión de capital, planeación exhaustiva, diseño minucioso, consultas con expertos y mantenimiento a lo largo de la vida del proyecto. A diferencia de proyectos de la generación distribuida, una planta solar a escala de red aprovecha la economía de escala mediante el despliegue de múltiples megavatios de módulos solares e inversores en amplios espacios abiertos (Neill *et al.*, 2017).

Comparado con otros tipos de centrales de potencia generalizada, las granjas solares causan una mínima alteración al terreno dónde se ubican. Pueden ser completamente decomisadas al final de su vida útil, permitiendo que la tierra regrese a su uso original. Una vez la planta solar está construida, hay mínima alteración por humanos o maquinaria en el sitio, algunos proyectos inclusive utilizan la tierra debajo de los módulos para agricultura limitada. Muchas veces son construidas en terrenos de limitado valor económico o comunitario, aprovechando un espacio que otrora no tendría uso. También tiene beneficios económicos, y sociales, incluyendo: diversificación de red eléctrica, estimulación de la economía local donde se desarrolla el proyecto, y en algunos países reducción a la dependencia de importación de energía (Neill *et al.*, 2017).





4.2.2 Trayectoria de granjas solares




Las granjas solares pasaron en pocos años a liderar las adiciones de capacidad eléctrica global en el rubro de energías renovables. Detrás de este gran avance hay dos factores principales: la caída sostenida de costos (impulsada por economías de escala y mejoras tecnológicas), así como políticas públicas que impulsaron su desarrollo (subastas de largo plazo, metas renovables y esquemas fiscales que reducen el costo de capital). Como resultado, la energía fotovoltaica añadió alrededor de 400–450 GW en 2023 y superó 1.6 TW acumulados, aportando ya una fracción relevante de la electricidad global. Al mismo tiempo, su costo nivelado siguió descendiendo, volviéndose una opción cada vez más atractiva. (IEA-PVPS, 2024; IRENA, 2024; IEA, 2024).

En los orígenes modernos, la planta fotovoltaica de ARCO en Hesperia, inaugurada en California en 1982, demostró viabilidad a escala de red con 1 MW de potencia. Otro ejemplo temprano fue el campo de ARCO en Carrizo Plain California, que operó entre 1983–1994 con una capacidad de 5.2 MW, siendo en su momento la mayor granja solar del mundo. Tres décadas después, la escala es de gigavatios: en 2024 se conectó en Xinjiang (China) un parque de 3.5 GW, en 2023 Al Dhafra (EAU) aportó 2 GW, en 2025 el Mohammed bin Rashid Al Maktoum Solar Park superó 3.8 GW con ruta a 5 GW, y Bhadla (India) se consolidó en 2.245 GW. Estos casos ilustran el patrón global: proyectos cada vez más grandes, para la generación de este tipo de energía. (Bureau of Investment Promotion, 2024; EIA, 2021; DEWA, 2025; Howe, 2024; Masdar, 2023; Proctor, 2024; SEIA, 2024).

4.2.3 Granjas solares en Guatemala

Actualmente existen varios proyectos de generación de energía solar en Guatemala. Varios de estos proyectos se encuentran en Taxisco, Santa Rosa, por las buenas características de esta zona geográfica mencionadas en la sección *Energía solar en Guatemala*. En general, los proyectos actuales se concentran en la región sur del país. A continuación, se presentan los principales proyectos:

Nombre	Ubicación	Dueño	Capacidad	Imagen
HORUS Energy	Chiquimulilla, Santa Rosa	Grupo Onyx	110 MWp	<p><i>Figura 5. Complejo de energía solar Horus Energy</i></p> 
El Carrizo	San José, Escuintla	Ecoener	74.7 MWp	<p><i>Figura 6. Planta solar El Carrizo</i></p> 
Yolanda	San José, Escuintla	Ecoener	73.7 MWp	<p><i>Figura 7. Planta solar Yolanda</i></p> 
Magdalena Solar I	La Democracia, Escuintla	Ingenio Magdalena & MPC Energy Solutions	66 MWp	<p><i>Figura 8. Magdalena Solar I</i></p> 

Nombre	Ubicación	Dueño	Capacidad	Imagen
Taxisco	Taxisco, Santa Rosa	Tuncaj S. A	1.5 MWac	<p><i>Figura 9. Granja solar La Avellana</i></p> 
La Avellana	Taxisco, Santa Rosa	Tuncaj S. A	1.0 MWac	<p><i>Figura 10. Granja solar Taxisco</i></p> 
El Jobo	Taxisco, Santa Rosa	Tuncaj S. A	1.0 MWac	<p><i>Figura 11. Granja solar El Jobo</i></p> 

Nota. Ecoener, 2025; MEM 2015, 2018; Rodríguez, 2025; Seguí Olmedilla, 2025.

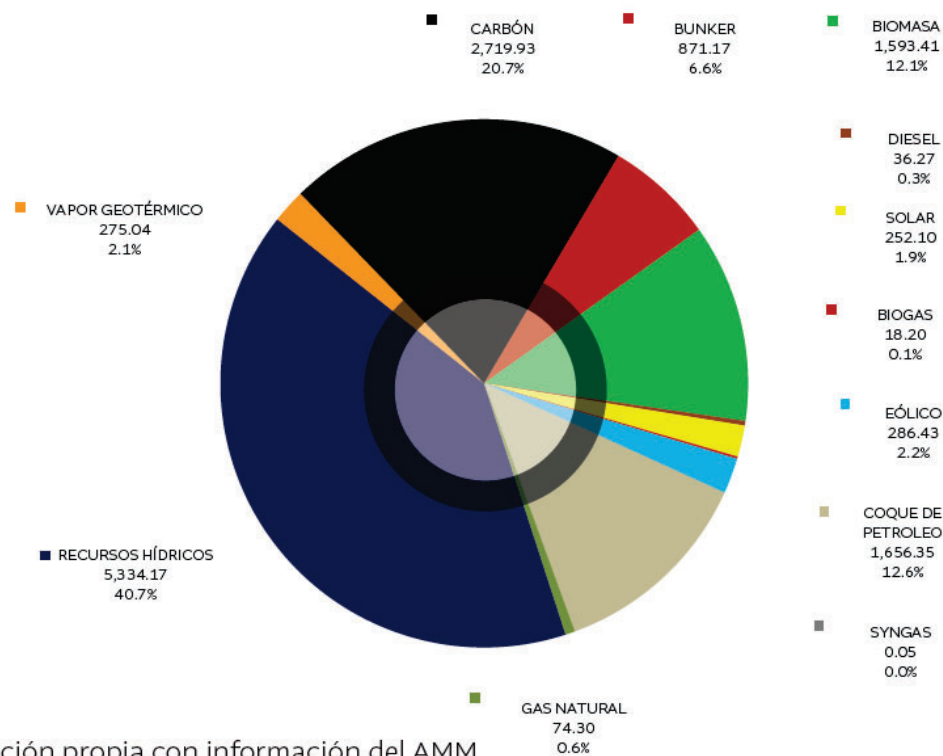
4.3 Mercado eléctrico guatemalteco

4.3.1 Matriz eléctrica

Como se explicó en la *Justificación*, la matriz eléctrica de Guatemala muestra que la participación de la energía solar está en 2% del total, un valor que comparte con la energía eólica. De las energías renovables, la energía hidráulica es ampliamente la mayor, superando con su 41% de participación a cualquier otro tipo de energía, renovable o no. Otros tipos de energía no renovables siguen representando un porcentaje considerable de la matriz energética del país, con carbón y coque de petróleo teniendo un porcentaje de 20.7% y 12.6%, respectivamente (Ministerio de Energía y Minas, 2025).

Gráfico 2. Generación eléctrica por tipo de combustible en 2024

Gráfica 12. Generación por tipo de combustible en GWh, año 2024



Fuente: Elaboración propia con información del AMM

Nota. Ministerio de Energía y Minas, 2025.

4.3.2 Comercialización

Con respecto a la comercialización de la energía generada, en Guatemala esta se realiza por medio del mercado mayorista. Este mercado es, Según la Ley General de Electricidad (Decreto No. 93-96), “El conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan a corto y a largo plazo entre agentes del mercado” (art. 6, definición de *Mercado Mayorista*). Está regulado por el Decreto 93-96, con base en la “Ley General de Electricidad”, creada en 1996. Este mercado mayorista tiene como consecuencia el traslado de energía entre comercializadores, importadores, exportadores, y generadores de Guatemala incluyendo las granjas solares del país (Decreto No. 93-96, 1996).

Respecto a los entes más importantes de este sistema, se pueden resaltar los siguientes:

- Administrador del Mercado Mayorista (AMM): como su nombre lo indica, es el encargado de administrar el mercado mayorista, así como operar el Sistema Nacional Interconectado (la red eléctrica nacional). Debe garantizar la seguridad y el abastecimiento de la red eléctrica del país (Decreto No. 93-96, 1996).
- Ministerio de Energía y Minas (MEM): el Ministerio del Organismo Ejecutivo encargado de la política energética y minera del país, según la Ley del Organismo Ejecutivo (art. 34), buscando impulsar el desarrollo nacional en estos sectores. Establece su estructura y competencias internas mediante su Reglamento Orgánico Interno (Acuerdo Gubernativo No. 382-2006, 2006).
- Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE): órgano técnico del MEM. Encargado de hacer velar la “Ley General de Electricidad”, así como imponer las sanciones apropiadas a sus infractores. También son los encargados de proteger los derechos de los usuarios, definir las tarifas de transmisión y distribución, así como emitir las normativas para garantizar el libre acceso a las redes de distribución de Guatemala (Decreto No. 93-96, 1996).
- Agentes: generadores, comercializadores, distribuidores (EEGSA, DEOCSA/DEORSA), importadores, exportadores y transportistas (ETCEE/INDE) (Decreto No. 93-96, 1996).

4.3.3 Precios

La electricidad en Guatemala, para proyectos como una planta solar, se venden en USD/MWh. El precio asignado a esta medida depende de la forma como se vende la energía producida, esta venta siempre forma parte del mercado mayorista explicado anteriormente. Por ejemplo, si se vende en el mercado de oportunidad (mercado spot), el Administrador del Mercado Mayorista (2025) indica que el promedio para 2024 estuvo en 116 USD/MWh. Sin embargo, la mayoría de los proyectos opta por irse con una licitación a distribuidora, con las alternativas siendo energía generada sin pago por potencia, y energía generada con pago por potencia. La diferencia entre ambas es que, en el contrato con pago por potencia, se tiene la obligación de declarar y sostener MW firmes en horarios y

condiciones definidas. En caso esto no se cumpla, el generador incurrirá en sanciones o multas. El motivo por el que las granjas solares gravitan a la licitación es para asegurar el suministro con contratos de hasta 15 años y tener menor volatilidad que en el mercado spot. En la última licitación abierta (PEG-4-2022), la granja solar Tierra del Sol obtuvo un precio de US\$20.32 MWh, mientras que la granja solar Cox Energy obtuvo un precio de US\$26.66 MWh. Los precios con pago por potencia fueron naturalmente más altos, promediando US\$65.44/MWh. Otra alternativa que pueden tomar las granjas solares para la venta de su energía es negociar con grandes usuarios (GU), consumidores de electricidad cuya demanda de potencia excede 100 kW. En este caso, generadores y grandes usuarios negocian libremente el precio y condiciones de la compra de energía. Esta puede ser con pago por potencia, o sólo por energía generada (Contrato tipo F) (CNEE, 2024, 2025; Del Valle, 2023; Singh, 2023).

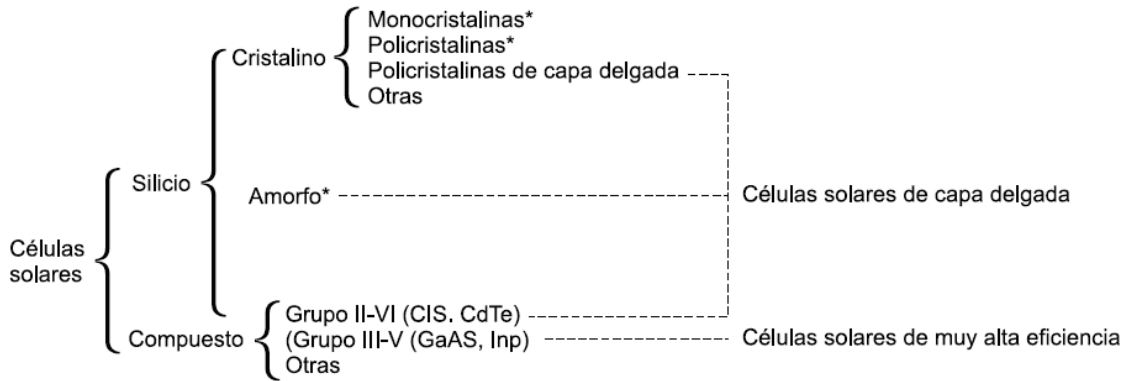
4.4 Células y módulos fotovoltaicos

4.4.1 Células fotovoltaicas

Las células fotovoltaicas son la base de una granja solar. El proceso en el que estas transforman luz solar en electricidad se realiza mediante el fenómeno físico conocido como efecto fotovoltaico, y ocurre en un dispositivo fabricado con semiconductores el cual transforma la luz solar directamente en corriente alterna o directa. La celda solar es, entonces la unidad más pequeña que realiza este proceso, representando la base para la formación de estructuras de potencia eléctrica. Regresando al efecto fotovoltaico, este se puede describir como la generación de una fuerza electromotriz (una diferencia de voltaje o tensión eléctrica) en las terminales de un dispositivo por la absorción de luz solar. En estas condiciones, se producirá una corriente eléctrica si se conecta una carga. Esta corriente producida es directamente proporcional al flujo luminoso recibido por el dispositivo (Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, 2017; Sánchez Juárez et al., 2017; Shaik, 2016).

Existe una gran variedad de materiales para estas células solares. A continuación, en la *Figura 12*, se ilustran los más utilizados:

Figura 12. Tipos de células fotovoltaicas



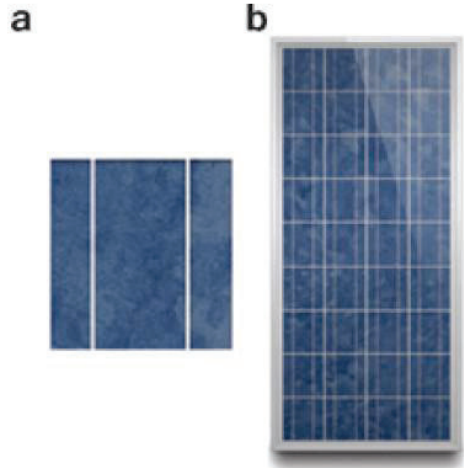
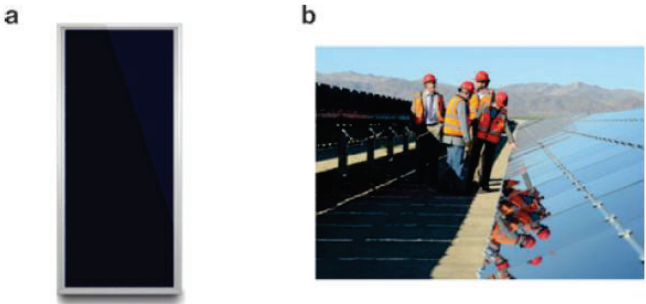
* Tecnologías más comunes y extendidas comercialmente

Figura 6.41. Tipos de células fotovoltaicas.

Nota. Carta González et al., 2019.

De esta forma, los materiales más comunes para utilizar en celdas fotovoltaicas son el silicio y compuestos (combinación de elementos químicos no silíceos). Dependiendo del método utilizado en la cristalización del silicio puro, se pueden generar células de tipo monocristalino, policristalino o amorfo.

Tipo	Descripción	Imagen
Silicio monocristalino	Se producen a partir de un único cristal de silicio puro. Su proceso de fabricación es bastante complicado y caro, tomando además un largo período de tiempo. Sin embargo, proporcionan un excelente rendimiento y una gran resistencia. Los módulos comerciales de esta clase generalmente logran rendimientos entre el 13 % y el 17 %.	<p><i>Figura 13. Célula y módulos monocristalinos</i></p>

Tipo	Descripción	Imagen
<p>Silicio policristalino</p>	<p>Se produce con silicio junto a elementos como arsénico, galio o boro, creando un conjunto de materiales. A pesar de que su eficiencia y durabilidad son menores a las de las monocristalinas, su proceso de fabricación es más fácil y económico, lo que las convierte en una alternativa más práctica de utilizar. Cuentan con una durabilidad de entre 20 y 30 años, mientras que su desempeño comercial está alrededor del 13 %.</p>	<p><i>Figura 14. Célula y módulos policristalinos</i></p> 
<p>Silicio amorfo</p>	<p>Tiene una estructura cristalina caótica. Las células amorfas se distinguen por un método de producción más sencillo y económico, lo que resulta en una menor duración y efectividad. Se generan al evaporar el material fotosensible sobre un soporte de vidrio dentro de una cámara de vapores, para luego instalar los electrodos en unidades previamente designadas. Se utilizan principalmente en aparatos de bajo consumo como calculadoras. Su eficiencia en el comercio está entre el 6 % y el 8 %.</p>	<p><i>Figura 15. Célula y modulo amorfo</i></p> 

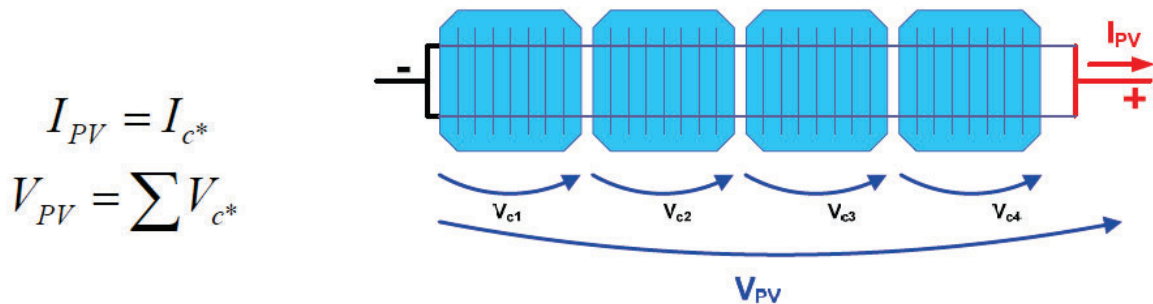
Nota. Becerra Valenzuela, 2018; Gevorkian, 2011; Neill *et al.*, 2017; Sánchez de Serdio Villacorta, 2022.

4.4.2 Módulos fotovoltaicos

Un módulo fotovoltaico es un conjunto de células fotovoltaicas conectadas ya sea en serie o en paralelo para poder producir voltajes y corrientes específicas. Es importante destacar que, como en el caso de las baterías, cuando las celdas están conectadas en serie el voltaje aumenta, mientras que la corriente permanece igual. Por otro lado, cuando están conectadas en paralelo, la corriente aumenta mientras el voltaje se mantiene igual. Es importante destacar que en ambos casos la potencia siempre aumenta. Un módulo fotovoltaico típico tiene 36 celdas, y considerando que cada una produce 0.5 V en promedio, el módulo tendría un voltaje de salida de 18 V, medido bajo condiciones estándar de prueba, las cuales se explicaran en detalle más adelante. Con respecto a la corriente de salida, esta estará determinada por el área y la eficiencia en cada módulo (Solar Energy International, 2019; Orts Grau, S., & Seguí Chilet, S., 2018; Perpiñán Lamigueiro, Ó., 2023).

Los módulos fotovoltaicos usualmente se construyen con todas sus células en serie. De esta forma, en la *Figura 4*, se ilustra esta conexión usual de las celdas:

Figura 16. Tipos de células fotovoltaicas



Nota. Orts Grau & Seguí Chilet, 2018.

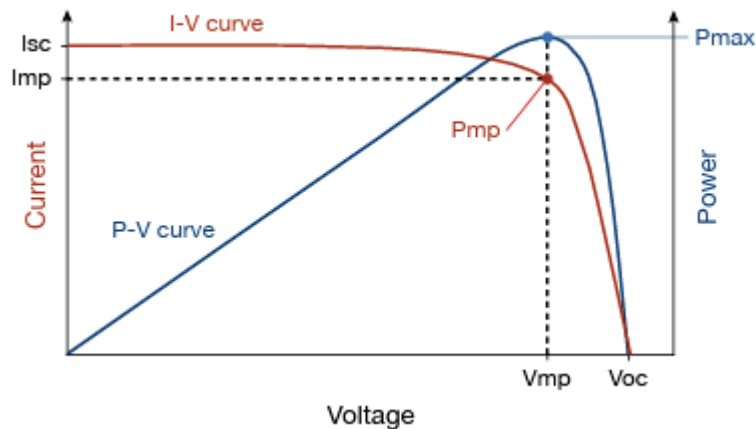
Es necesario destacar la importancia que tiene la energía solar, explicada anteriormente, en la eficiencia de un módulo o conjunto de módulos fotovoltaicos. La potencia y la producción de energía de estos depende de la irradiancia solar. Esta, a su vez, depende de la hora del día y la época del año, de la potencia máxima generada y del tiempo de operación alcanzado en verano. De esta forma, las condiciones meteorológicas en el área donde se instala el conjunto de módulos provocan que la producción de energía presente muchas subidas y bajadas. Aun así, la producción diaria total de varios conjuntos distribuidos por todo el país debería seguir aproximadamente una curva con forma de campana centrada en el mediodía (la hora con más luz solar), con una amplitud que depende de la duración del día (Boyle, 2007; North American Board of Certified Energy Practitioners, 2013).

4.5 Características de módulos fotovoltaicos

4.5.1 Curva característica

Los módulos fotovoltaicos deberían ser diseñado para operar a su máxima eficiencia. Para encontrar esta eficiencia máxima, es necesario determinar los factores que influyen en la generación de potencia. La potencia eléctrica que entrega una celda fotovoltaica (FV) depende del punto en el que opera sobre su curva I–V (corriente-voltaje), la cual describe la relación entre la corriente y el voltaje generados por la celda (Neill *et al.*, 2017).

Figura 17. Curva característica I-V



Nota. Hernday, 2011.

Es necesario entrar en detalle en los valores mostrados en la figura anterior, al ser parámetros clave que gobiernan el comportamiento eléctrico de una célula fotovoltaica. Se pueden definir de la siguiente manera:

- Corriente de cortocircuito (ISC): la corriente durante un cortocircuito (cuando la resistencia es cero). Es la corriente máxima de salida de la celda fotovoltaica.
- Voltaje de circuito abierto (VOC): el voltaje durante un circuito abierto (cuando la resistencia es máxima). Es el voltaje máximo de salida de la celda fotovoltaica.
- Punto de máxima potencia (MPP): el punto en la curva I–V en el cual la celda fotovoltaica genera la mayor potencia.
- Potencia máxima (PMP): la potencia máxima de salida de la celda fotovoltaica.
- Voltaje en PMP (VMP): el voltaje de la celda fotovoltaica en el MPP de la curva I–V.
- Corriente en PMP (IMP): la corriente de la celda fotovoltaica en el MPP de la curva I–V (Neill *et al.*, 2017).

4.5.2 Condiciones estándar de prueba

Las condiciones de operación tienen un efecto profundo en la operación del módulo fotovoltaico. Teniendo esto en cuenta, una condición estándar de operación debe ser determinada para evaluar las características del módulo. Existen dos metodologías principales para calcular estas condiciones estándar: STC y NOCT.

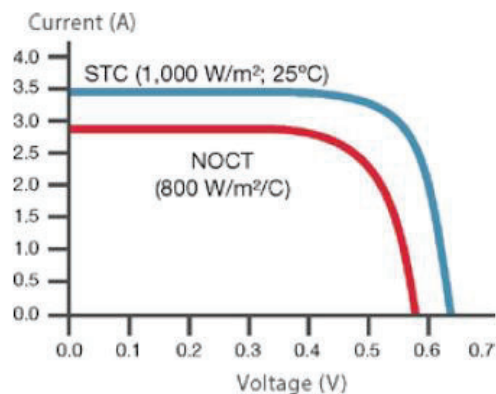
Para las condiciones STS, los módulos se ensayan bajo las siguientes condiciones de prueba:

- Temperatura de célula de 25 °C.
- Irradiancia de 1 000 W/m².
- Masa de aire de 1.5 (Neill *et al.*, 2017).

Muchos fabricantes proporcionan datos que muestran el desempeño de sus módulos fotovoltaicos a la temperatura nominal de operación de la célula (NOCT). Estos datos muestran el menor rendimiento del módulo asociado a la mayor temperatura de la célula. De esta forma, estos datos muestran de forma más precisa el desempeño real de la célula. La NOCT se basa en las siguientes condiciones operativas de referencia:

- Temperatura del aire ambiente de 20 °C.
- Irradiancia de 800 W/m².
- Masa de aire de 1.5.
- Velocidad del viento de 1 m/s (Neill *et al.*, 2017).

Gráfico 3. Desempeño típico de célula bajo diferentes condiciones de prueba



Nota. Neill *et al.*, 2017.

Una vez instalados, los módulos fotovoltaicos no producirán energía con la eficiencia que muestran las condiciones de prueba STC o NOCT, al estar expuestos a diversas pérdidas. Algunas de estas pérdidas son por sombreado, temperatura del módulo, suciedad, tolerancia de fabricación, entre otras (Neill *et al.*, 2017).

La vida útil esperada de un módulo fotovoltaico suele ser superior a 25 años. Sin embargo, en su implementación los módulos están sometidos a varios factores internos y externos que podrían afectar su vida útil. Algunos de estos factores aplican a todos los módulos FV y otros dependen del tipo de módulo (dependiendo de su fabricación). Estos factores incluyen:

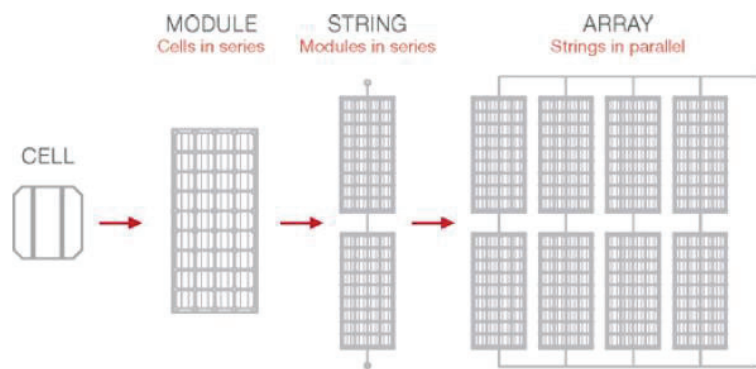
- Exposición a la intemperie
- Amarilleamiento (inducido por UV y calor)
- Microfracturas
- Puntos calientes
- Degradación inducida por potencial (PID)

Los módulos fotovoltaicos contarán con garantías del fabricante aplicables a los módulos adquiridos, algunas de las pérdidas de rendimiento del módulo podrían ser reclamables bajo estas garantías (Neill *et al.*, 2017).

4.5.3 Combinación de módulos fotovoltaicos

La naturaleza modular de los de los sistemas fotovoltaicos (unidades repetibles y combinables) permite gran flexibilidad en el diseño del sistema. Las células fotovoltaicas son combinadas en serie para formar módulos, estos a su vez se conectan en serie para formar cadenas (strings), las cuales se conectan en paralelo para formar un arreglo (array) (Neill *et al.*, 2017).

Figura 18. Disposición modular de un arreglo fotovoltaico



Nota. Neill *et al.*, 2017.

Cadena (módulos en serie):

- Voltaje = suma de voltaje de salida de los módulos.
- Corriente = menor corriente de salida de los módulos.

Arreglo (cadenas en paralelo):

- Voltaje = voltaje más bajo de salida de las cadenas (strings).
- Corriente = suma corriente de salida de las cadenas.

Para un arreglo de módulos idénticos con la misma cantidad de módulos por cadena, las características de corriente y voltaje son las siguientes:

- Voltaje = voltaje del módulo \times número de módulos en una cadena.
- Corriente = corriente del módulo \times número de cadenas (Neill *et al.*, 2017).

4.6 Otros subsistemas de una granja solar

4.6.1 Inversores

También conocidos como “equipos de acondicionamiento de potencia” en algunos documentos de normas internacionales, son un componente vital de un sistema fotovoltaico. Su función es convertir la electricidad en corriente continua (DC) producida por los módulos fotovoltaicos en electricidad en corriente alterna (AC), que puede ser transportada de forma más eficiente y utilizada para alimentar cargas residenciales, comerciales e industriales (Neill *et al.*, 2017).

Los inversores utilizados en sistemas a escala de red (utility scale) son inversores conectados a la red, que deben ser capaces de producir electricidad en corriente alterna (AC) con voltaje y frecuencia compatible con la red de corriente alterna (AC), y cumplir con los estándares relevantes locales. Este tipo de inversores tienen integrados rastreadores del punto de máxima potencia (MPPTs) para que los módulos/arreglos fotovoltaicos operen a su punto de máxima potencia (MPP) (Neill *et al.*, 2017).

Es muy importante resaltar que los inversores deben ser capaces de referenciarse a la red para conectarse a esta correctamente, de lo contrario no podrán operar. Es requerido que estos inversores tengan protección de red para garantizar que dejarán de operar bajo circunstancias anormales (Neill *et al.*, 2017).

Los inversores conectados a red difieren bajo las siguientes especificaciones:

- Tienen o no transformador.
- La frecuencia de conmutación del transformador.
- La interfase entre el inversor y el arreglo fotovoltaico.
- Si el inversor está conectado a nivel modular, cadena o arreglo (Neill *et al.*, 2017).

4.6.2 Acoplo de transformadores a inversores

Los inversores pueden ser sin transformador (transformerless) o incorporar un transformador integrado (transformer inbuilt). En el nivel de media tensión (MV: 1kV – 35kV), un inversor estándar puede incorporar un transformador de bajo voltaje (LV: <1000V) para entregar el voltaje de corriente alterna (AC) requerido y proveer aislamiento galvánico. Este aislamiento galvánico es una técnica de diseño que separa circuitos eléctricos para eliminar corrientes errantes (también llamadas corrientes vagabundas), en este caso entre los lados de corriente continua (DC) y corriente alterna (AC) del inversor. A pesar de tener este transformador integrado, un transformador adicional es necesario para llevar el voltaje a media tensión (MV) requerido por la subestación (Neill *et al.*, 2017).

Un inversor sin transformador acopla directamente la salida de CA del inversor al transformador, por lo que no requiere un transformador integrado. Estos inversores son más pequeños y ligeros, tienen mayor eficiencia y pueden agruparse antes de conectarse a un único transformador de media tensión (MV), dando así mayor flexibilidad en su diseño. Sin embargo, el aislamiento galvánico sigue siendo necesario, por lo que debe instalarse protección adicional que evite la inyección de corriente continua (DC) a la red de corriente alterna (AC) (Neill *et al.*, 2017).

4.6.3 Tipos de inversores

Como se explicó anteriormente, los inversores varían dependiendo de su punto de conexión al sistema fotovoltaico (módulo, cadena o arreglo). A continuación, se explica cada uno de estos en detalle:

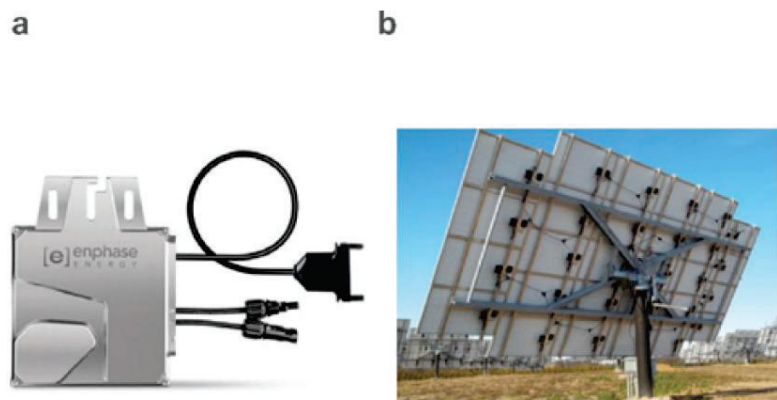
1. Micro inversores:

Son pequeños inversores sin transformador que se conectan a cada módulo o a cada dos módulos de un arreglo. Son muy poco comunes a escala de red (utility-scale).

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Permiten que cada módulo opere en su punto de máxima potencia (MPP), teniendo así una mayor salida (output) global del arreglo. • Se requiere menos cableado en corriente continua (DC), lo que significa menores pérdidas en corriente continua (DC). También se traduce en menores costos de instalación, cableado y equipos, ya que no se requieren dispositivos de protección en corriente continua (DC). • Su modularidad facilita añadir módulos adicionales cuando sean requeridos. • El monitoreo a nivel de módulo facilita el diagnóstico de fallas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto costo por unidad de potencia (Q/W). • Están expuestos a altas temperaturas, y por lo tanto estrés térmico, al estar ubicados en los propios módulos. • Si es necesario cambiar el inversor, debe retirarse todo el módulo del arreglo mientras se realiza el proceso.

Nota. Neill *et al.*, 2017.

Figura 19. Micro inversor Enphase utilizado en Wisconsin, Estados Unidos



Nota. Neill *et al.*, 2017.

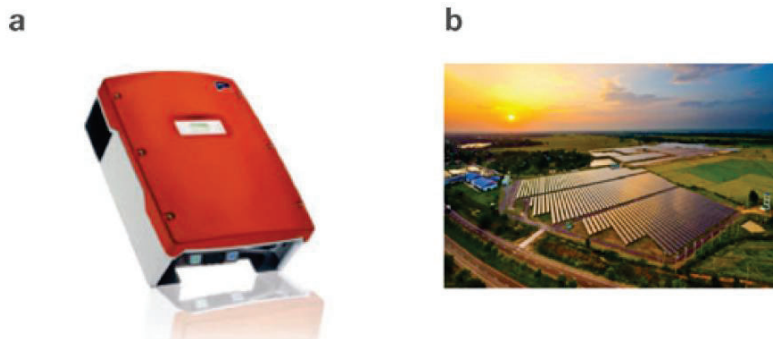
2. Inversores de cadena (string):

Los inversores de cadena se conectan a una o varias cadenas dentro de un arreglo. Aunque son menos comunes que los inversores centrales, a veces se emplean en aplicaciones a escala de red (utility-scale).

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none">• Permiten que cada cadena opere en su punto de máxima potencia (MPP). Esto es útil cuando los módulos de algunas cadenas deben instalarse con distintas orientaciones o existen problemas con el sombreado.• Menor capacidad que los inversores centrales significa más flexibilidad de diseño y mayor redundancia.• Requieren menos cableado en corriente continua (CC) que un diseño con inversores centrales.	<ul style="list-style-type: none">• Costo por unidad de potencia (Q/W) mayor que los inversores centrales.• Más componentes de sistema en comparación con los inversores centrales.

Nota. Neill *et al.*, 2017.

Figura 20. Inversor de cadena SMA Sunny Mini Central 11000TL utilizado en Korat, Tailandia



Nota. Neill *et al.*, 2017.

3. Inversores centrales:

Funcionan a mayor escala que los otros inversores, conectando arreglos (gran cantidad de cadenas en paralelo). De esta forma, utilizar inversores centrales significa que menos inversores son requeridos por el sistema.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none">• Bajo costo por unidad de potencia (Q/W).• Alta confiabilidad.• Simplicidad de instalación.	<ul style="list-style-type: none">• Solo pueden seguir el punto de potencia máxima (MPP) del arreglo o subarreglo completo, a menos que se instalen optimizadores solares a nivel de módulo.• La redundancia del sistema si falla el inversor es menor.

Nota. Neill *et al.*, 2017.

Figura 21. Inversor central Sunny Central 500CP XT/630CP utilizado en Gahro, Alemania

a

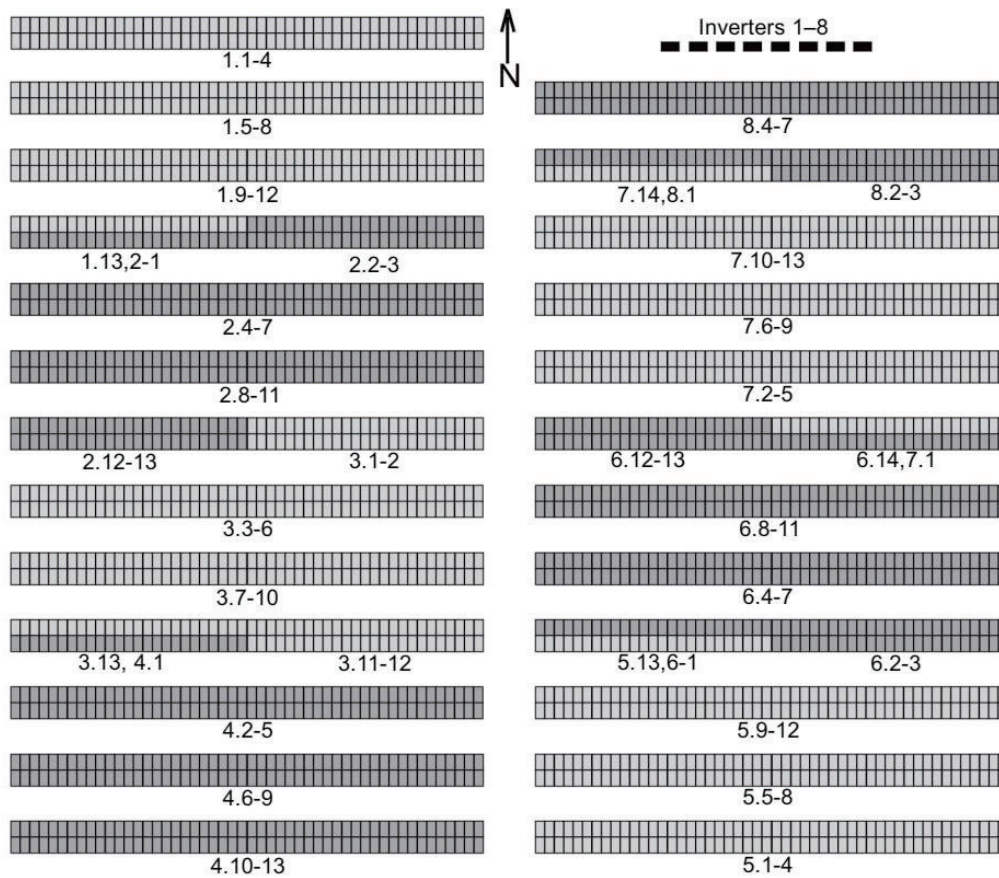


b



Nota. Neill *et al.*, 2017.

Figura 22. Arreglo propuesto para granja solar con inversores centrales



Neill *et al.*, 2017.

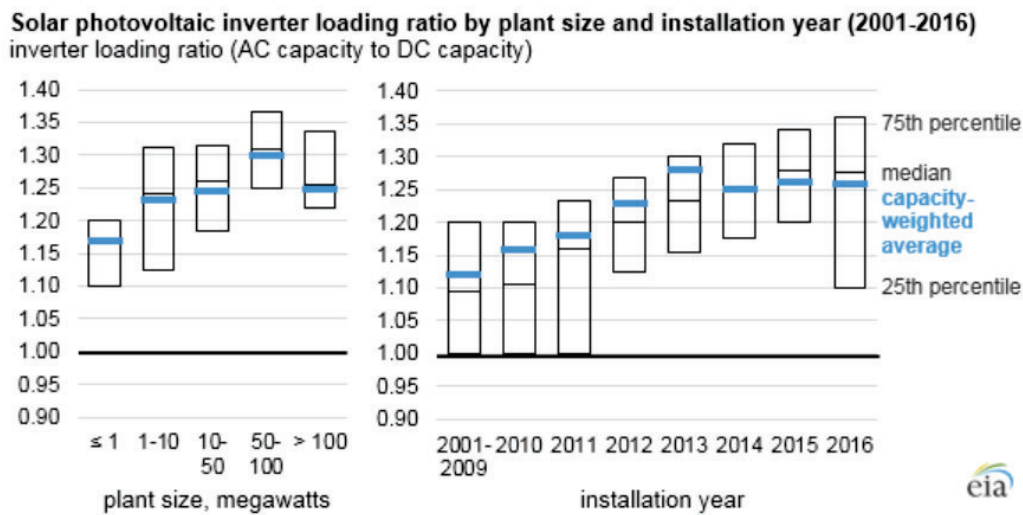
4.6.4 Relación de carga (ILR)

La relación de carga del inversor (ILR), también conocida como la relación DC/AC, expresa la relación entre la capacidad de corriente directa (DC) y la potencia nominal de corriente alterna (AC) del inversor. Teniendo esto en cuenta, se considera que el inversor está subdimensionado si el factor $ILR < 1$, y sobredimensionado cuando el $ILR > 1$. El recorte del inversor (clipping) ocurre cuando la potencia en corriente directa (CC) es mayor que la capacidad de producción en corriente alterna (AC) del inversor, es decir cuando $ILR > 1$. Cuando hay clipping, la serie temporal de potencia fotovoltaica se aplanan en la capacidad del inversor. En otras palabras, se pierde parte de la potencia porque la entrada de corriente continua (CC) al inversor supera su capacidad. Podría parecer, entonces, que lo más recomendable es diseñar el sistema para que el ILR sea menor que 1 y no se produzcan estas pérdidas. Sin embargo, la contrapartida de sobre diseñar el inversor es que esto aumenta la producción de energía en días nublados y durante las horas matutinas y vespertinas. Esta producción adicional supera las pérdidas por clipping, que suceden en las horas pico de días soleados (pocas horas a lo largo del año), siempre y cuando se tenga un valor de ILR razonable. Según la U.S. Energy Information Administration (2018), el ILR promedio

ponderado por capacidad para plantas solares de Estados Unidos fue de 1.25. Para proyectos individuales, el rango estuvo entre 1.13 a 1.30 (Micheli et al., 2024).

La relación de carga del inversor (ILR) es más alta en plantas solares de mayor tamaño. A finales de 2016, las plantas más pequeñas (de 1 MW o menos) tenían un ILR promedio de 1.17, mientras que las plantas más grandes (50 MW y 100 MW) tenían un ILR de 1.30. A medida que las plantas solares han aumentado de tamaño, las relaciones de carga del inversor se han incrementado. En 2010, el sistema fotovoltaico promedio tenía un ILR de 1.17, aumentando al factor de 1.25 mencionado anteriormente para 2016 (U.S. Energy Information Administration, 2018)

Figura 23. Valores de ILR



Nota. U.S. Energy Information Administration, 2018.

4.6.5 Transformadores

Adicional a los transformadores integrados a los inversores (en caso estos sean elegidos para el sistema), una planta fotovoltaica a escala de red utilizará dos tipos diferentes de transformadores: el transformador de distribución instalado después de cada inversor, y un transformador de subestación utilizado para incrementar el voltaje para transmisión. El rol primario de estos transformadores es elevar el voltaje de salida del inversor al nivel de la red de corriente alterna (AC). Este voltaje de red podría estar entre 12-115 kV dependiendo del punto de conexión a red. Para la ubicación seleccionada del proyecto, en Taxisco Santa Rosa, considerando que la subestación más cercana es la SE Guanagazapa, el voltaje debería ser elevado a 13.8 kV. Los transformadores también brindan aislamiento galvánico (explicado en la sección *Acoplo de transformadores a inversores*) entre la granja solar y la red, lo que mejora la seguridad y protección del equipo al evitar lazos de falla a tierra. El uso de cualquier

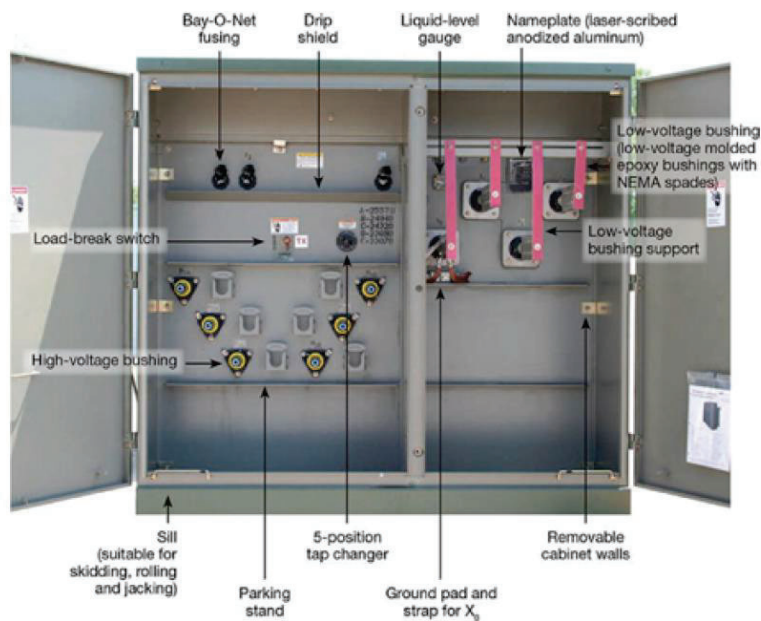
transformador dependerá de conocer las variables únicas del sistema, y adaptar los transformadores para que funcionen correctamente dentro del marco de esas variables (Neill *et al.*, 2017).

- Transformador de distribución

Este tipo de transformador usualmente se ubica después de cada inversor para subir el voltaje de nivel bajo a nivel medio para transmisión a la subestación. Sus características principales son las siguientes:

- Los transformadores tipo pedestal (pad-mounted) son más comunes que los transformadores convencionales montados en poste en plantas fotovoltaicas a escala de red. Esto se debe a que el cableado generalmente va subterráneo y no aéreo.
- La capacidad puede variar entre 50 y 2,500 kVA.
- La tensión máxima para este tipo de transformadores suele ser 35 kV o 36 kV, sin embargo, algunos fabricantes ofrecen tensiones mayores bajo pedido (Neill *et al.*, 2017).

Figura 24. Anatomía básica de transformador distribución tipo pedestal



Nota. Neill *et al.*, 2017.

- Transformador de subestación

Este tipo de transformador se ubica en la subestación e incrementa el voltaje de media tensión (MV) a alta tensión (HV: 35kV-230kV) para transmisión a través de largas distancias a dónde se distribuye la energía. En el caso del presente proyecto, este tipo de transformador no sería necesario por las características de la red local (<35 kV). Sus características principales son las siguientes:

- Requerido cuando se necesita un voltaje de transmisión igual o mayor a 35kV.
- La capacidad puede variar de 2,500 kVA a más de 100 MVA.
- Son más grandes y complejos que los transformadores de distribución y necesitan más aislamiento para acomodar voltajes más altos (Neill *et al.*, 2017).

4.6.6 Cableado

El cableado en una a planta solar a escala de red (utility scale) consiste en el cableado de corriente continua (DC) que conecta cada componente con el punto de conexión con el inversor y el cableado de corriente alterna (AC) que conecta cada componente del inversor con la subestación. (Neill *et al.*, 2017).

Es importante que todos los cables estén correctamente dimensionados y etiquetados, así como que cumplan todos los estándares aplicables. Los cables de corriente continua (CC) deben tener doble aislamiento, ser resistentes a la humedad y a los rayos UV, o estar instalados dentro de canalizaciones o tuberías tipo conducto. La caída de voltaje en el lado de corriente continua (DC) y la elevación de voltaje en el lado de corriente alterna (AC) deben ser considerados (Neill *et al.*, 2017).

- El cableado en corriente continua (DC) debe incluir:
 - Cables de módulo fotovoltaico: generalmente vienen preconnectados al módulo y conectan un conjunto de módulos fotovoltaicos en serie, formando una cadena (string).
 - Cables de cadena (string) fotovoltaica: conectan una cadena de módulos con la caja combinadora de cadenas (*string combiner box*).
 - Cables de subarreglo fotovoltaico: conectan la caja combinadora de cadenas con la caja combinadora del arreglo.
 - Cables de arreglo FV: conectan la caja combinadora del arreglo con los interruptores-seccionadores de corriente continua (DC) del arreglo. Estos interruptores son los encargados de conectar/desconectar y aislar eléctricamente el arreglo del inversor y del resto del sistema.

- Cables de corriente continua (CC) al inversor: conectan los interruptores-seccionadores de corriente continua (DC) del arreglo con el lado de corriente continua (DC) del inversor.
- El cableado en corriente alterna (AC) debe incluir:
 - Cables de corriente alterna (AC) del inversor: conectan el lado de corriente alterna (AC) del inversor con el transformador baja tensión (BT) / media tensión (MT).
 - Cables del transformador BT/MT: conectan los transformadores baja tensión (BT) / media tensión (MT) con el equipo de maniobra de la colectora en media tensión (MT) o con la subestación.
 - Cables del equipo de maniobra en MT: conectan el equipo de maniobra en media tensión (MT) con los transformadores media tensión (MT) / alta tensión (AT), que enlazan el sistema con la red. Evidentemente, estos cables sólo se utilizan si el sistema necesita una transmisión de voltaje igual o superior a 35kV (Neill *et al.*, 2017).

4.6.7 Equipos de protección eléctrica

Los equipos de protección eléctrica son esenciales para garantizar que un sistema solar a escala de red opere de forma segura, y tenga acceso seguro para el personal correspondiente. A continuación, se listan los equipos de protección más importantes para este tipo de sistemas:

- Protección contra sobre corriente: estos dispositivos se desconectan automáticamente durante una falla y están diseñados para prevenir daño a componentes y cables durante sobrecargas o cortocircuitos. Incluyen fusibles e interruptores automáticos (breakers).
- Dispositivos de desconexión: estos dispositivos son interruptores manuales utilizados para abrir un circuito y permitir que partes del sistema estén aislados eléctricamente. Para un sistema de conexión a red, es necesario tener estos dispositivos para el lado de corriente continua (DC) y corriente alterna (AC).
- Puesta a tierra (*earthing/grounding*): este sistema protege tanto al equipo como a las personas de condiciones peligrosas de falla, dirigiendo la corriente de falla a tierra mediante una jabalina con puesta a tierra. Este sistema de puesta a tierra también puede ser utilizado para mejorar el rendimiento en algunos sistemas.
- Protección contra rayos / sobretensiones: esta protección involucra una combinación de sistema de puesta a tierra y dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS/SPD) en el evento de un impacto cercano de rayo. Funcionan dirigiendo a tierra el impacto mediante conductores de gran capacidad (Neill *et al.*, 2017).

4.6.8 Medición

A diferencia de las instalaciones fotovoltaicas en techos conectadas a red, las granjas solares exportan la mayoría de su generación a la red eléctrica, consumiendo un pequeño porcentaje in situ (denominada carga auxiliar). Es extremadamente importante para una granja solar medir esta electricidad generada y exportada a la red para calcular los ingresos en base a esta lectura. Por ende, un medidor de energía de tipo facturación con registro por intervalos debe ser instalado en el lado de red del transformador para medir la cantidad de energía exportada a la red y así calcular tarifas de inyección (feed-in tariffs), acuerdos de compra de energía (PPA) o del mercado spot (mercado de energía a corto plazo con entrega inmediata), además de proporcionar una forma para monitorear el desempeño del sistema. Adicionalmente, un medidor adicional de tipo facturación con registro por intervalos de importación–exportación debe ser instalado para medir la electricidad consumida por la carga auxiliar. Todos los medidores deben cumplir con estándares y códigos locales (Neill *et al.*, 2017).

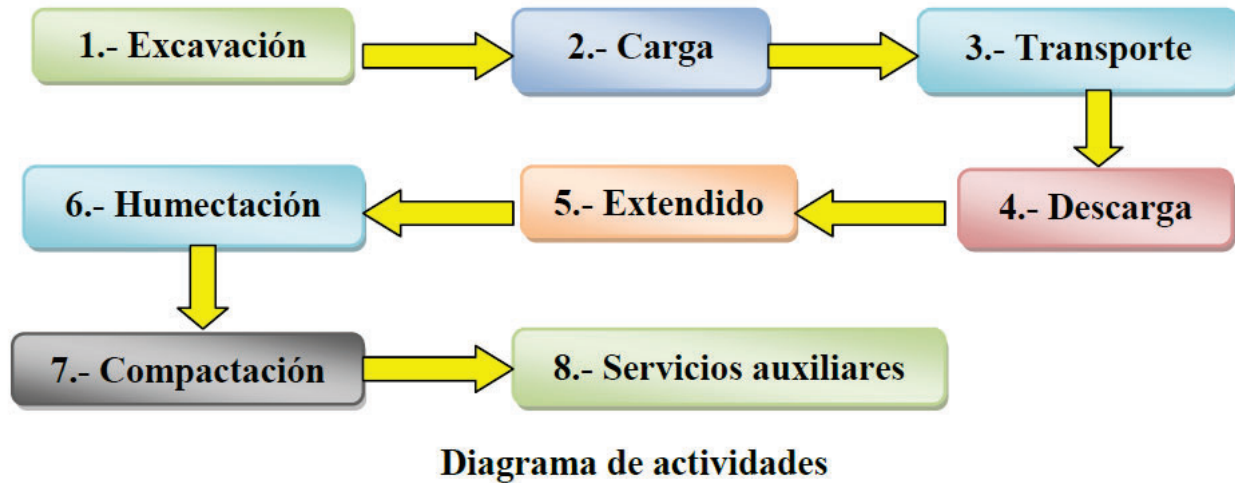
4.7 Movimiento de tierras

Se llama movimiento de tierras a las acciones realizadas en terrenos naturales con propósito de alterar su forma original o incorporar materiales útiles en iniciativas como obras públicas, minería o procesos industriales. Las operaciones principales que conforman el movimiento de tierras son:

- Excavación o remoción.
- Transporte del material.
- Transporte o traslado.
- Descarga del contenido.
- Repartición o ampliado.
- Humedecimiento o deshidratación del suelo.
- Consolidación.
- Servicios adicionales como refuerzo, aseo, etc. (Tiktin Ferreiro, 1997).

Los materiales se encuentran en la naturaleza formando diferentes tipos de depósitos llamados bancos. Cuando están en el trayecto de una vía, se les denomina perfil, y si están fuera de este, se les llama préstamos. Durante la excavación, se obtiene porciones del material de estos bancos. Cada clase de suelo presenta un grado diferente de complejidad para su excavación, por lo que son necesarias diversas técnicas y herramientas según la situación. Tras ser extraído, el material se coloca en un medio de transporte durante la fase de carga. Al llegar al lugar indicado, se lleva a cabo su descarga, la cual puede hacerse directamente en el terreno o en aparatos como tolvas, que están diseñadas para aceptar ese material (Tiktin Ferreiro, 1997).

Figura 25. Operaciones de movimiento de tierra



Nota. Guevara Martínez, 2015.

Los terrenos, ya sean suelos o rocas enteras o parcialmente descompuestas, constituyen una colección de partículas de diferentes dimensiones. Entre estas partículas hay espacios vacíos que pueden tener aire o agua. Al ejercer una fuerza mecánica que cambia el arreglo de las partículas, también se cambia el volumen de los espacios entre ellas. Esto implica que el volumen total de una muestra de material no es fijo, sino que cambia en función de las fuerzas mecánicas que le afecten. El espacio que abarca en ciertas condiciones se denomina volumen aparente. Así, se emplea el concepto de densidad aparente, que se define como la relación entre la masa total de un segmento de suelo (que incluye las partículas sólidas y el agua contenida) y su volumen aparente. El cambio en el volumen visible de los terrenos puede suceder de dos formas. En ciertas situaciones, ocurre como un efecto secundario, como cuando el volumen aparente se incrementa debido a la excavación, mientras que en otros casos intencionalmente se disminuye el volumen mediante métodos como el apisonado, con la finalidad de optimizar las propiedades mecánicas del terreno. En la práctica, se toma como base 1 m³ de material en banco, y los volúmenes aparentes en las diferentes etapas se expresan en función de ese 1 m³ inicial de material en banco (Tiktin Ferreiro, 1997).

4.8 Planteamiento de vías de acceso

4.8.1 Características generales

Sitios de producción de energía solar en gran escala usualmente cuentan con caminos de acceso a través del campo solar. Estos se instalan durante la fase de construcción civil para facilitar la construcción de la misma. Los caminos

se colocan en interrupciones naturales, como al final de varios arreglos de cadenas de paneles solares o al final de una sección (National Renewable Energy Laboratory, 2019).

Estos caminos no necesariamente tienen que ser pavimentados o asfaltados, como el Grand Renewable Energy Park en Ontario, Canadá. En este proyecto, la estructura típica del camino dentro de la granja solar consistirá en 150 mm de relleno estructurado/material triturado del sitio, cubierto con 150 mm de grava triturada (Granular A) (Pattern Energy Group LP, 2011).

En Guatemala, el diseño de caminos sin pavimento o asfalto está normado por la Dirección General de Caminos en su Especificación Técnica para la Construcción de Caminos Rurales de Guatemala. En la Sección III de este manual, establece los requisitos para la capa de grava o piedra machacada (conocido como balasto) que protege la subrasante y sirve como superficie de rodadura. En primer lugar, el balasto debe ser un material selecto, homogéneo y libre de raíces, madera u otras impurezas. (Dirección General de Caminos, 2002).

La especificación indica que el balasto debe tener una humedad adecuada, para luego extenderlo siguiendo la sección típica y compactarlo hasta alcanzar el espesor total indicado en planos. Durante la construcción se deben mantener las tolerancias de humedad y buscar tener un perfil uniforme. La compactación se considera como el método más eficiente para mejorar la resistencia del suelo, persiguiendo entre 90 % y 100 % de la densidad Proctor estándar (Dirección General de Caminos, 2002).

Las Dirección de Caminos señala que la subrasante terminada debe cubrirse inmediatamente con el balasto y nunca quedar expuesta en tramos mayores a 2 km. El espesor acabado de la capa debe mantenerse entre 100 mm y 250 mm. En caso el suelo del tramo este compuesto por materiales blandos o esponjosos (como lima o arcilla), esos suelos deben retirarse por completo y reemplazarse con un relleno adecuado antes de colocar el balasto (Dirección General de Caminos, 2002).

4.8.2 Diseño geométrico

El Manual Centroamericano de Normas para el Diseño Geométrico de Carreteras (MCADGC) es la guía que indica los criterios de diseño geométricos para la red vial en Centroamérica. Define parámetros y controles para seleccionar la velocidad de diseño, establecer el alineamiento horizontal y vertical, dimensionar la sección transversal (ancho de carril, pendiente transversal y hombros), y resolver intersecciones, transiciones y elementos complementarios. Su propósito es favorecer la operación eficiente de los usuarios, así como garantizar su seguridad (Secretaría de Integración Económica Centroamericana, 2011).

A continuación, se presentan los parámetros más importantes que explica este manual:

- **Velocidad de diseño:** velocidad seleccionada para fijar diferentes características del diseño geométrico. Se determina considerando topografía, seguridad, economía, funcionalidad y ambiente. No es necesariamente la velocidad a la que operarán los vehículos. **Radio de giro:** Radio mínimo de la trayectoria del vehículo de diseño para completar un giro con comodidad y seguridad. Se define a partir de trayectorias y retiros laterales, según el tipo de intersección y vehículo.
- **Pendiente longitudinal:** inclinación de la rasante respecto a la horizontal, expresada en porcentaje. El manual establece límites máximos en función de la velocidad de diseño, tipo de carretera y condiciones del terreno.
- **Longitud máxima de tramo:** longitud máxima continua para evitar monotonía y reducir las velocidades.
- **Valor K (curvas verticales en cresta y en columpio):** parámetro que caracteriza la ‘suavidad’ de una curva vertical. En cresta, el control principal es la distancia de visibilidad de parada/adelantamiento. En columpio, el control principal es la visibilidad con faros, el confort y el drenaje.
- **Pendiente transversal (en tangente):** inclinación de la calzada hacia los bordes para evacuar el agua. El manual fija valores recomendados según tipo de vía y superficie.
- **Ancho de carril:** franja destinada a la circulación del vehículo de diseño. El MCADGC establece anchos típicos para distintas categorías de vía; en vías primarias suele adoptarse 3.60 m, con variaciones permitidas según contexto.
- **Hombros (espaldones):** franjas contiguas a los carriles que, junto con éstos, conforman la corona. Sirven de zona de refugio y recuperación, aportan soporte al borde de la calzada, facilitan el mantenimiento y alojan elementos de seguridad y señalización.
- **Sobrecosto (en curvas):** incremento del ancho de calzada en curvas para compensar el desfase entre ejes de vehículos, mejorando la comodidad y reduciendo conflictos laterales. Su magnitud depende de varias características únicas del proyecto como radio de curva y velocidad de diseño (Secretaría de Integración Económica Centroamericana, 2011).

4.9 Análisis económico

Iniciando el análisis económico, es importante para estimar los costos del proyecto, para lo que usualmente se realiza un desglose detallado que incluye los gastos de construcción de la infraestructura (como el edificio técnico y el administrativo), la instalación del cableado, compra de equipos eléctricos, muebles de oficina, dirección de obra, servicios básicos y pagos al personal. También es importante considerar los costos operativos y de mantenimiento a lo largo del tiempo (Prado Alarcón, 2015).

Dentro del estudio es útil incluir un análisis costo-volumen-utilidad, el cual permite identificar el punto de equilibrio. Este valor representa la producción mínima necesaria para cubrir los costos totales del proyecto, diferenciando claramente entre costos fijos (independientes del nivel de producción) y variables. Otros indicadores económicos importantes para incluir en el proyecto son el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), la cuál debe ser comparada con la Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento (TMAR) (Prado Alarcón, 2015).

El Valor Actual Neto (VAN), conocido en inglés como Net Present Value (NPV), es un método muy utilizado en la evaluación de proyectos de inversión. El método consiste en calcular el valor presente de una serie de flujos de efectivo futuros, utilizando una tasa de interés determinada. El principal objetivo de este método es determinar si una inversión generará beneficios suficientes como para recuperar el capital invertido y obtener una ganancia adicional. Es muy importante destacar que este procedimiento siempre tiene en cuenta el valor del dinero en el tiempo. La fórmula en Excel para calcular el VAN es =NPV (tasa, serie), donde “tasa” representa el interés aplicado en cada período de capitalización, y “serie” es el conjunto de ingresos y egresos distribuidos en un rango de celdas. Es muy importante que los valores reflejen los flujos de caja reales del proyecto, considerando los egresos como números negativos (inversiones o gastos) y los ingresos como positivos (ingresos obtenidos). Resumiendo, si el VAN es positivo, el proyecto es rentable; si es negativo, el proyecto no es rentable al tener una pérdida respecto al costo de oportunidad del capital invertido (Blank & Tarquin, 2012).

La TIR (Tasa Interna de Retorno) es una herramienta financiera utilizada para evaluar el rendimiento de una inversión a lo largo del tiempo. De esta forma, la TIR es la tasa de interés que iguala a cero el Valor Actual Neto (VAN) de una serie de flujos de efectivo, representando el punto en el cual los ingresos generados por el proyecto igualan los costos invertidos. Este valor se expresa como un porcentaje y permite determinar si un proyecto es financieramente viable. En Excel, la función IRR (valores, [estimación]) calcula esta tasa con base en valores que representan los flujos de efectivo periódicos. Es muy importante que haya al menos un valor negativo (que indica un egreso, como una inversión inicial) y uno positivo (que representa ingresos o retornos). Es posible que el cálculo no converja, con Excel devolviendo el error #NUM!, y en ese caso se recomienda probar diferentes valores estimados para encontrar posibles múltiples soluciones. Utilizando el TIR, es posible comparar diferentes proyectos (o uno sólo con la alternativa de no hacer nada), evaluar los riesgos de estos y llegar a una decisión. Una TIR mayor que la tasa mínima deseada indica que el proyecto es rentable, mientras que una TIR inferior indica que el proyecto no es una buena inversión (Blank & Tarquin, 2012).

V. METODOLOGÍA

5.1 Fuentes de información

La información se recopiló a partir de fuentes primarias y secundarias, como se detalla a continuación:

- Fuentes primarias: datos del sitio (visitas de campo) y consultas con un ingeniero con experiencia en el área, quien actúa como asesor de tesis.
- Fuentes secundarias: Bases de datos de radiación global horizontal y temperatura (Global Solar Atlas, NASA), literatura técnica, fichas técnicas de inversores y módulos solares, artículos académicos y bases de datos de precios.

5.2 Procedimiento de investigación

5.2.1 Dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico interconectado

- Recolección de datos climáticos relevantes del lugar: a partir de NASA y Global Solar Atlas:
 - Promedio anual y mensual de Irradiancia global horizontal (en Wh/m²). Esta información se obtuvo de Global Solar Atlas y Nasa.
 - Historial de 20 años con desglose de temperatura (en °C) por hora. Con esta información se calculó la temperatura ambiental promedio (con irradiancia solar mayor a 125 W/m²), la temperatura mínima (2 percentil) y la temperatura máxima (98 percentil).
- Identificación de la orientación e inclinación óptima de los paneles en el proyecto:
 - Se determinó la orientación en base a la ubicación en el hemisferio norte.
 - Se calculó la inclinación óptima de los módulos con base en su latitud.
- Determinación de la cantidad de energía buscada a generar por el sistema.
- Selección de paneles en base a la mejor adaptación a las características del proyecto (temperatura, radiación solar) analizando el número requerido para satisfacer la potencia, costo, configuración óptima y área requerida.
 - El número de módulos se encontró mediante la metodología de Orts Grau & Seguí Chilet (2018), ajustando la potencia nominal de los módulos por temperatura e incluyendo un factor de seguridad de 1.25.
 - El cálculo del área requerida toma en cuenta la separación de los módulos para que estos no sean afectados por el sombreado de los módulos vecinos, se realizó con base en el procedimiento de Orts Grau & Seguí Chilet (2018).
 - La configuración óptima se eligió evaluando las opciones vertical y horizontal, eligiendo la que requirió menor área de las mismas.
 - La información de los módulos elegidos se obtuvo de las fichas técnicas de los mismos.

- Elección de los inversores a utilizar y cálculo del arreglo óptimo de los mismos para maximizar producción.
 - Se calculó el máximo y mínimo número de módulos para cada cadena (string) de los inversores analizados, así como el máximo número de cadenas (string). Este procedimiento se hizo con la referencia de Neill *et al.* (2017).
 - Se calculó el ILR de los módulos, buscando el rango de granjas solares en Estados Unidos indicado por Micheli et al. (2024).
 - Con el arreglo real de módulos inversores, se recalculó el número de módulos requeridos, área y configuración óptima.

5.2.2 Delimitación del área de estudio, movimiento de tierras y planteamiento de vías de acceso

- Determinación topográfica del área del terreno a utilizar, incluyendo curvas de nivel.
 - Utilizando la información de la visita técnica, se definió en QGIS el área general del proyecto y el polígono propuesto para la granja.
 - Con el programa de InfraWorks, se obtuvo las curvas de nivel del proyecto.
- Cálculo de volumen de corte y relleno.
 - Con la topografía y el proyecto propuesto, se realizó la nivelación de la plataforma con el programa de Civil 3D.
 - Utilizando la herramienta de Grading Volume Tools.
 - Se definió la cota de elevación de la plataforma, buscando la elevación que llevara a un mejor balance de corte / relleno (menor corte o relleno neto).
 - Utilizando las herramientas de Surface de Civil 3D, se superpuso la plataforma sobre la superficie original para crear una nueva superficie que representara las nuevas características del terreno.
- Planteamiento de vías de acceso para logística de construcción, operación y mantenimiento.
 - Se definieron las características geométricas de la vía de acceso, considerando la topografía del terreno, su uso, y su tipo de superficie (de terracería). Estos factores se obtuvieron del Manual Centroamericano para el Diseño Geométrico de Carreteras (Integración Económica Centroamericana, 2011).
 - Utilizando Civil 3D, se trazó el lineamiento (alignment) de la vía propuesta, se trazó el perfil de su rasante, se definió su sección transversal (Assembly) y se generó una superficie con su corredor (corridor), que muestra el corte/relleno necesario para su paso por el terreno.
 - Utilizando Civil 3D, se obtuvo la sección transversal de la vía de acceso sobre el terreno en incrementos de 20 metros a lo largo de su alineamiento.

5.2.3 Análisis económico y evaluación de viabilidad

- Proyección de ingresos anuales con base en la venta de energía generada, considerando el costo de venta por Megavatio-hora (MWh).

- Se calculó el Performace Ratio (PR) de la instalación, considerando pérdidas de temperatura, cableado, polución, mismatch, punto de máxima potencia, inversor, conexiones y transformador. Este proceso se hizo referenciando a Prado Alarcón (2015).
- Utilizando el PR, se obtuvo la producción anual de la granja solar en MWh, desglosada mensualmente, utilizando la metodología de Prado Alarcón (2015).
- Se calculó el ingreso anual considerando el promedio de precio de venta por MWh en la licitación PEG 4-2022 de granjas solares sin obligación de potencia y con obligación de potencia. Además, se calculó el ingreso anual con el precio de venta del mercado de oportunidad (spot).
- Estimación del costo total de inversión inicial, incluyendo adquisición de equipos tecnológicos, adecuación del terreno, construcción de vía de acceso y mano de obra por instalación.
 - Se desglosó el cálculo por costo de equipamiento fotovoltaico y eléctrico, vía de acceso y movimiento de tierra.
 - Se calculó el costo de los componentes eléctricos con base en su costo en Guatemala (módulos) o internacional (inversores, racks y cableado).
 - Se determinó el costo de instalación mediante el promedio de instalación referenciado por Feldman et al. (2023), el cuál es el 19% del total.
 - Para vías de acceso y movimiento de tierras, se referenciaron bases de datos de precios de Segeplan y Covial.
- Cálculo de flujos de efectivo anuales durante el tiempo de vida del proyecto.
 - Se consideró un tiempo de vida de 30 años, al ser esta la garantía de los módulos.
 - Se consideró la compra de inversores en el año 25, al ser este su tiempo de vida.
 - Se calcularon los ingresos anuales de la granja, considerando la pérdida de potencia por los módulos.
 - Se definió la estructura de la deuda (40/60), así como la tasa de interés, plazo del préstamo y pagos anuales por intereses y abono capital.
 - Se determinaron los costos anuales del proyecto por mantenimiento, administración, imprevistos y compra equipo.
 - Se determinó el régimen ISR más adecuado para el proyecto, considerando una exención de 10 años por incentivos (Decreto No. 93-96, 2003), así como la aportación anual por el mismo.
 - Se calculó el Iva anual a pagar por el proyecto.
- Aplicación de indicadores financieros como Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y precio por MWh para llegar a tasa mínima aceptable de rendimiento (TMAR) para validar la viabilidad del proyecto.
 - Este análisis se hizo para los ingresos por el mercado de oportunidad (spot), licitación sin obligación de potencia y con obligación de potencia.

- Para cada uno de los ingresos diferentes, se realizó un análisis de sensibilidad variando la inversión inicial, precio por MWh y ventas anuales (en MWh). Esta variación se hizo en incrementos / disminuciones del 5%, 10%, 20% y 30%.

VI. RESULTADOS / ANÁLISIS DE RESULTADOS

6.1 Visita de campo

- Coordenadas entrada: 14°05'30.5"N 90°31'01.0"W
- Coordenada interior polígono: 14°06'10"N 90°30'50"W

Figura 26. Ubicación satelital del proyecto

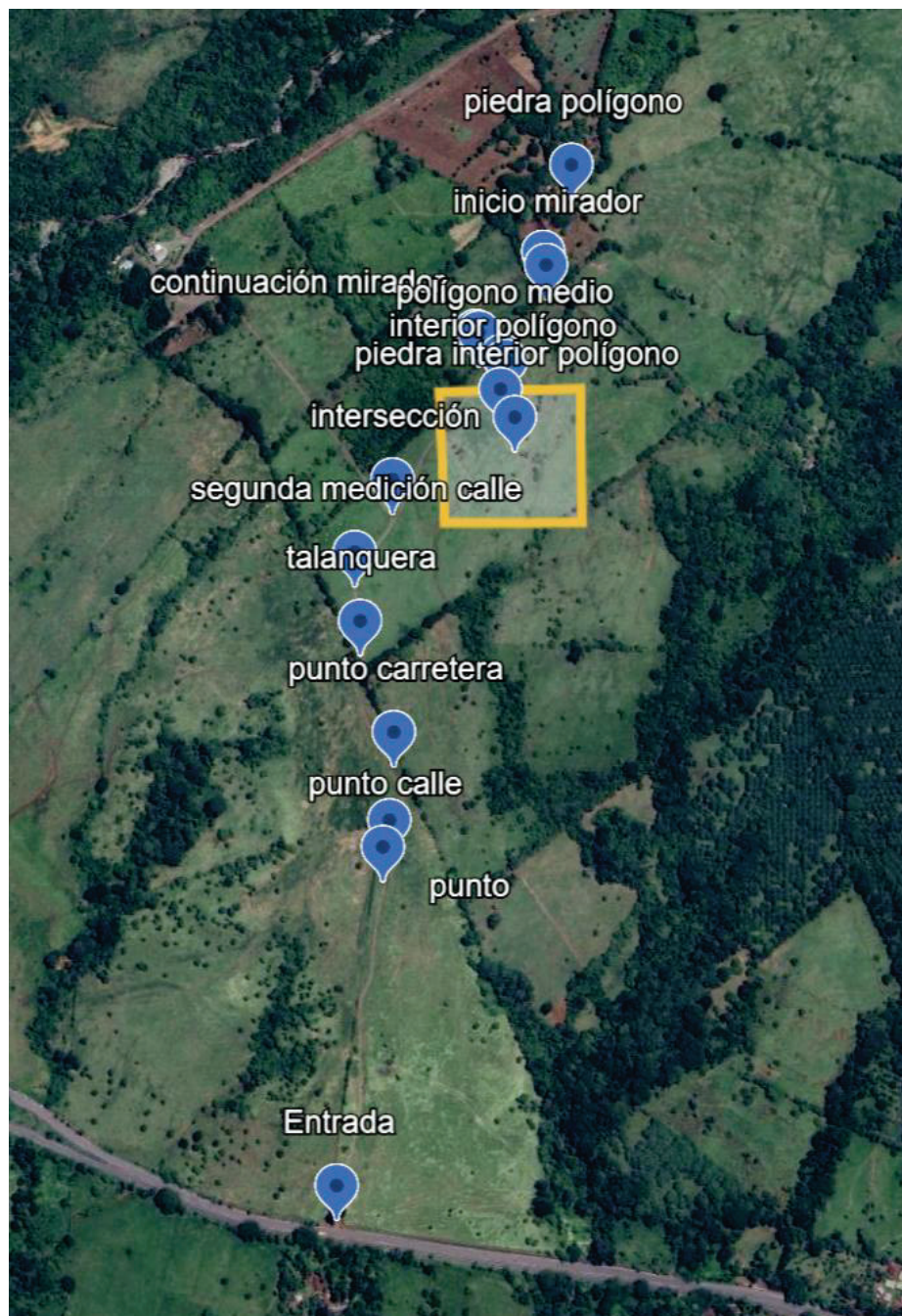


Figura 27. Fotografía del polígono escogido para el proyecto



- Coordenadas: 14°06'13"N 90°30'50"W
- Fecha y hora: 15/8/2025; 1:33 PM
- Descripción: fotografía tomada en el borde del polígono mirando hacia adentro del mismo. Se puede observar la escasa vegetación arbórea y la ausencia de sombreado.

Figura 28. Vías de acceso actuales



- Coordenadas: 14°06'03"N 90°30'59"W
- Fecha y hora: 15/8/2025; 1:22 PM
- Descripción: fotografía de la vía de acceso actual al terreno, tomado a lo largo de la misma. Se puede observar la estrechez y falta de compactación de la sección, sólo se puede utilizar en verano (las lluvias impiden el paso).

El primer resultado del análisis fue la visita de campo a la ubicación planeada para el diseño teórico de la granja solar. Las coordenadas de entrada del terreno son: 14°05'30.5"N 90°31'01.0"W, que corresponde al municipio de Taxisco en Santa Rosa. Como se explicó anteriormente en la sección *Energía solar en Guatemala*, Taxisco es una buena región del país para la generación de energía solar por la alta radiación global horizontal. Otras ventajas del terreno seleccionado son su topografía plana y fácil acceso por medio de la carretera CA-2 (la carretera que se observa en la parte inferior de la *Figura 26*). Además, se tenía la ventaja de tener acceso al terreno seleccionado para realizar una visita de campo para recopilar información.

Como se muestra en la *Figura 26*, se utilizó la aplicación de Goolge Earth para tomar puntos georreferenciados a lo largo de la visita, marcando la entrada, puntos a lo largo del camino existente, y puntos dentro del polígono planteado para la granja solar. La ubicación de este polígono se basó en las excelentes características del terreno: aparte de su topografía plana, tenía poca vegetación arbórea y menos rocas que el resto del terreno observado (facilitando la preparación del terreno). La *Figura 27* muestra una fotografía de la fracción del terreno seleccionada, mientras que la *Figura 28* muestra la vía de acceso existente que se conecta con la CA-2.

6.2 Recolección datos climáticos

Tabla 1. Datos climáticos

Irradiancia horizontal global	5669 Wh/m ²
Hora solar pico	5.669 h/día
Temperatura ambiental promedio	28.94 °C
Temperatura mínima ambiental	21.39 °C
Temperatura máxima ambiental	32.21 °C

Nota. World Bank Group & ESMAP, 2025; NASA POWER Project, 2025.

Con las coordenadas del polígono determinadas, era necesario determinar las características climáticas del lugar para su posterior uso en el cálculo de los componentes eléctricos de la granja solar, como se ve en la *Tabla 1*. Esta muestra los valores de irradiancia horizontal global (GHI) y hora solar pico para la ubicación seleccionada. El valor de la GHI fue obtenido con la herramienta Global Solar Atlas, introduciendo a la herramienta las coordenadas correspondientes. La *Tabla 1* presenta los resultados de las temperaturas relevantes de la zona, siendo estas la temperatura promedio, la temperatura máxima y la temperatura mínima.

Todas las temperaturas se obtuvieron con la herramienta de NASA, utilizando una compilación de las temperaturas horarias de un período de 20 años para las coordenadas del proyecto, del 1/1/2005 al 31/12/2024. Para las temperaturas máximas y mínimas, se utilizaron las del percentil 98 y percentil 2 respectivamente. La temperatura ambiental promedio se obtuvo promediando el desglose mensual de temperaturas, el cuál ajustaba para irradiancia global horizontal (por medio de una media ponderada), para asegurar que la temperatura reflejara las condiciones con luz solar. La irradiancia solar Con estos valores es posible comenzar con el cálculo de los módulos fotovoltaicos.

6.3 Características generales granja solar

Tabla 2. Orientación e inclinación óptima de los módulos

Orientación	Sur
Uso prioritario	Sin uso prioritario
Latitud	14.09 °
Inclinación óptima	13.42 °

Tabla 3. Potencia en DC

Potencia DC total	5 MWp
-------------------	-------

Antes de realizar la elección del modelo, era necesario encontrar la orientación e inclinación óptima de los módulos en base a la ubicación geográfica del proyecto, como se ven en la *Tabla 2*. La orientación de los paneles hacia el sur es evidente desde la elección de hacer el proyecto en Guatemala: al encontrarse en el hemisferio norte, deben estar orientados hacia esa dirección. Se tomó la decisión de no darle al proyecto un uso prioritario, buscando así la orientación óptima para generación de energía a lo largo del año. Utilizando la latitud de las coordenadas antes determinadas, se obtuvo una inclinación óptima de 13.42 ° con respecto a la horizontal. Este valor no depende de las características intrínsecas del panel, por lo que será la inclinación final sin importar el modelo elegido. Respecto a la elección de la potencia en corriente continua (DC) esperada a generar por el sistema, se eligieron 5 MWp. Esto vuelve la granja solar capaz de generar una mayor cantidad de energía que las otras tres granjas solares existentes en Taxisco, la mayor de las cuales tiene una capacidad efectiva de 1 MWac. Sin embargo, no tiene el tamaño de una de las plantas más grandes de Guatemala como Horus Energy o el Carrizo para no complicar el diseño y para mantener la inversión monetaria en un valor razonable.

6.4 Elección de módulos solares

Tabla 4. Elección de módulos solares

Modelo	Número de módulos	Precio unitario	Precio total	Configuración	Área requerida (m2)
Astronergy ASTRO 5 550 W (CHSM72M-HC)	12,664	Q 1,148.00	Q 14,538,272.00	Vertical	51,885
JA solar 605 W N-Type TOPCon bifacial (JAM66D45-LB)	11,322	Q 999.00	Q 11,310,678.00	Vertical	47,969
Trina solar Vertex N 620 W N-Type TOPCon bifacial (TSM-NEG19RC.20)	11,048	Q 957.40	Q 10,577,355.20	Vertical	46,808
Trina solar DUOMAX N 590 W bifacial (TSM-NEG18C.20)	11,610	Q 999.00	Q 11,598,390.00	Vertical	47,567
Trina solar Vertex N 715 W N-Type TOPCon bifacial (TSM-NEG21C.20)	9,581	Q 1,100.00	Q 10,539,100.00	Vertical	46,672

Modelo elegido

Trina solar Vertex N 715 W N-Type TOPCon bifacial (TSM-NEG21C.20)

Los resultados vistos en la *Tabla 4*, muestra la comparativa de los posibles modelos de módulos elegidos para el proyecto. Se eligieron 5 modelos diferentes, como se ven la primera columna, con un rango de potencia de 550-715W. Las marcas elegidas fueron Astroenergy, JA Solar, y Trina Solar. La segunda columna muestra el número de módulos necesarios para cubrir la demanda de potencia elegida para el proyecto (5MWp), teniendo en cuenta el ajuste por temperatura (y su respectivo factor de seguridad). Se puede observar que el modelo Trina Solar Vertex N 715W fue el que necesito considerablemente menos cantidad de módulos para satisfacer la potencia requerida, con el modelo Astroenergy ASTRO 550W necesitando la mayor cantidad.

La cantidad de módulos requerida es un factor importante, pero no uno que determine exclusivamente la elección de paneles. Como se definió en los objetivos, la elección de los componentes tecnológicos se basaría en su adecuación al proyecto (en este caso criterios técnicos y económicos), tomando en cuenta las características del lugar (realizar el diseño con las características de la zona, así como considerar el uso de tierra). En resumen, para escoger los módulos se evaluarán criterios técnicos, económicos y de uso de tierra. De esta forma, la siguiente columna indica los precios unitarios de los paneles según los precios encontrados para su distribución en Guatemala. El precio unitario mayor pertenece al modelo Astroenergy ASTRO 550W, mientras que el menor al Trina Solar Vertex N 620W. El resto de las modelos se encontraron un rango entre estos dos valores. La siguiente columna de la tabla expone los valores de precio total de los módulos, considerando únicamente el valor del equipo. El modelo Astroenergy ASTRO 550W tiene por mucho el precio más alto, siendo Q 2,890,542.00 más caro que la siguiente alternativa, quedando descartado del análisis. El modelo con el precio total más bajo fue el Trina Solar Vertex N 715W, con un precio total de Q 10,447,800.00. Este es un caso interesante, porque el precio unitario fue el segundo más alto de los modelos analizados. Sin embargo, la baja cantidad de módulos necesitados es suficiente para disminuir el costo total de la compra de paneles.

La siguiente columna indica la configuración óptima para los paneles, entre las opciones de configuración horizontal y vertical. La decisión sobre la mejor configuración se tomó considerando únicamente el área necesaria para cada una, siendo evidentemente superior un área menor. Para encontrar esta área total a utilizar por el módulo, se consideró la cantidad total de módulos necesario, así como el área utilizada por el módulo individual, tomando en cuenta los efectos de sombreado. Es interesante ver como todos modelos estudiados tuvieron una configuración óptima vertical, siendo esta ampliamente inferior al área requerida con la configuración horizontal, como se puede apreciar en *Anexos*. Finalmente, la última columna de la tabla evalúa el último criterio de elección, el área total requerida por los modelos en su configuración óptima. Se puede observar en la *Tabla 4* que los modelos de paneles, excluyendo el modelo Astroenergy ASTRO 550W, tuvieron un área necesaria similar, con una variación máxima del 2.7%. Aun así, con este último análisis se llega a la conclusión obvia del mejor modelo para el proyecto: Trina Solar Vertex N 715W. Su menor precio total y menor cantidad de área requerida lo muestran como el más apropiado de los modelos evaluados, por lo que el análisis continúa con las características específicas de este modelo.

6.5 Elección de inversores


Tabla 5. Elección de inversores

Inversor	PV Inverter for 1500Vdc System SG4400UD-20	Sunny Central UP SC 4000 UP	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 2200	Sunny Central 2500-EV
¿Se adapta a las características del panel?	No	Sí	Sí	Sí	No
Número de módulos por cuerda	-	28	28	21	-
Máximo número de cuerdas	-	248	154	188	-
Total inversores requeridos	-	2	3	3	-
Número de cuerdas por inversor	-	170 / 169	113	152	-
Número de módulos por inversor ILR	-	4,760 / 4,732	3,164	3,192	-
Número módulos sistema	-	0.95 / 0.94	0.90	1.14	-
Potencia generada (DC)	-	9,492	9,492	9,576	-
	-	4.954	4.954	4.998	-

Modelo elegido

Sunny Central 2200

Tabla 6. Configuración real de módulos

Modelo	Número de módulos	Configuración	Área requerida (m2)
Trina solar Vertex N 715 W N-Type TOPCon bifacial (TSM-NEG21C.20)	9,576	Vertical 	46,267

La siguiente parte del análisis, *Tabla 5*, muestra los resultados del análisis de inversores. La primera columna muestra los modelos de inversores evaluados para su implementación en el proyecto. Varios de los modelos elegidos corresponden a una misma marca, por su disponibilidad de varios modelos diferentes en Guatemala. El otro modelo elegido fue de la marca PV Inverter. A diferencia de la elección de los paneles, en dónde se eligieron cinco modelos diferentes para evaluar el que mejor se adaptara al proyecto, el proceso de elección de los inversores fue más iterativo: se eligieron y evaluaron nuevos modelos al determinar una configuración poco idónea o falta de compatibilidad. Regresando a los objetivos, en este caso se diseñó escogiendo los componentes tecnológicos más adecuados para las características ya elegidas del sistema). Todos los modelos analizados tenían una característica en común: ser modelos de inversores centrales. Adicional a este tipo de inversores también se pueden utilizar inversores de cadena (string) y micro inversores. Al analizar las ventajas y desventajas de cada uno, se decidió utilizar inversores centrales por su bajo costo por unidad de potencia (Q/W) y simplicidad en instalación.

El primer modelo analizado fue el PV Inverter SG4400UD-20, sin embargo, se encontró que no era apropiado para el proyecto al no adaptarse a las características del panel, como se ve en la *Tabla 5*. La razón por la que no se adaptó a los paneles es porque el mínimo de módulos (29) que necesitaba por cadena era superior al máximo número de módulos (28) permisibles por cadena. Este no es un resultado único de este análisis, en el ejemplo número mostrado por Neill et al. (2017) se llega al mismo problema, y explican cuál es el motivo: el rango de voltaje del inversor es muy reducido, y sumando los factores de seguridad agregados (tanto al máximo como al mínimo número de cuerdas), simplemente no hay un arreglo funcional entre paneles e inversores.

Para los tres siguientes inversores analizados, fue posible encontrar un arreglo satisfactorio de módulos por inversor. En última instancia, el factor determinante para la elección del modelo es el ILR. Este tiene diferencias significativas entre los inversores analizados, siendo Sunny Central 2200 el que tuvo el valor más alto, con una diferencia de 0.19 sobre el segundo mejor, y más importante aun siendo el único con un valor superior a 1. Como se explicó en la sección *ILR* del *Marco Teórico*, indica que el valor promedio de ILR está entre 1.13 y 1.30. Como se ve en la *Tabla 5*, el único modelo de inversor que llega a este rango es el Sunny Central 2200. Considerando que adicionalmente es (en conjunto) el que mejor redundancia tiene, su elección para el sistema es clara. Al final, el arreglo de inversores-paneles escogidos redujo el número de módulos requeridos de 9498 a 9450.

Profundizando en el modelo elegido, la principal diferencia de este modelo con el resto es su voltaje máximo, siendo este de 1,100V a diferencia de los 1,500 volteos de los modelos analizados anteriormente. Esto naturalmente se traduce en un menor número de módulos por cuerdas, ya que este cálculo depende del voltaje máximo de los módulos y su voltaje mínimo en MPP. El rango de módulos posible estaba entre un mínimo de 18 y un máximo de 21. Al final se eligió 21 módulos por cuerda, teniendo en cuenta que la potencia producida e ILR son las mismas en ambos arreglos, pero la opción de 21 módulos por cuerda permite tener un número de módulos más cercanos al originalmente planteado. La cantidad de inversores necesaria para satisfacer la demanda fue de 3 con un factor

de ILR de 1.14. Este ILR muestra que el Sunny Central 2200 está más optimizado con una mayor adecuación a los paneles y las condiciones del proyecto.

Se decidió analizar un último modelo, el Sunny Central 2500-EV, para verificar si era mejor que las opciones ya analizadas. Sin embargo, se llegó a la conclusión que este modelo no se adaptaba a las características del panel teniendo el mismo problema que el primer modelo de inversor analizado. Su mínimo número de módulos por cuerda era 29, mientras que su máximo de 28. De esta forma, se puede llegar a la conclusión que no existe un arreglo apropiado entre paneles e inversores.

Teniendo el número real de módulos a utilizar en el sistema (al determinar la configuración con los inversores), se volvió a calcular la configuración óptima, la cual volvió a ser la vertical, así como el área real a utilizar, que fue de 46,267 m². Estos resultados se encuentran en la *Tabla 6*.

6.6 Topografía

Figura 29. Mapa de ortofoto del proyecto

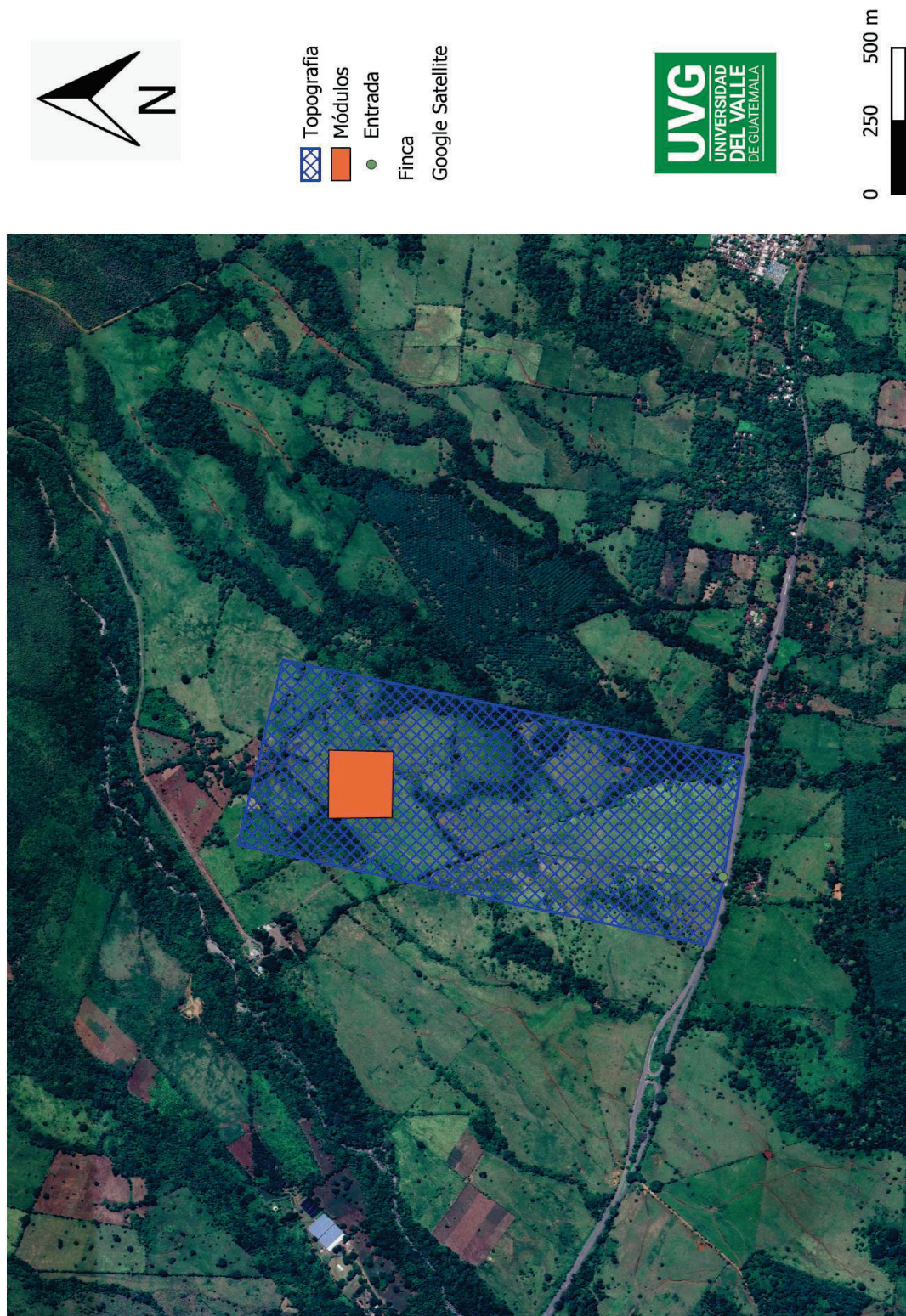
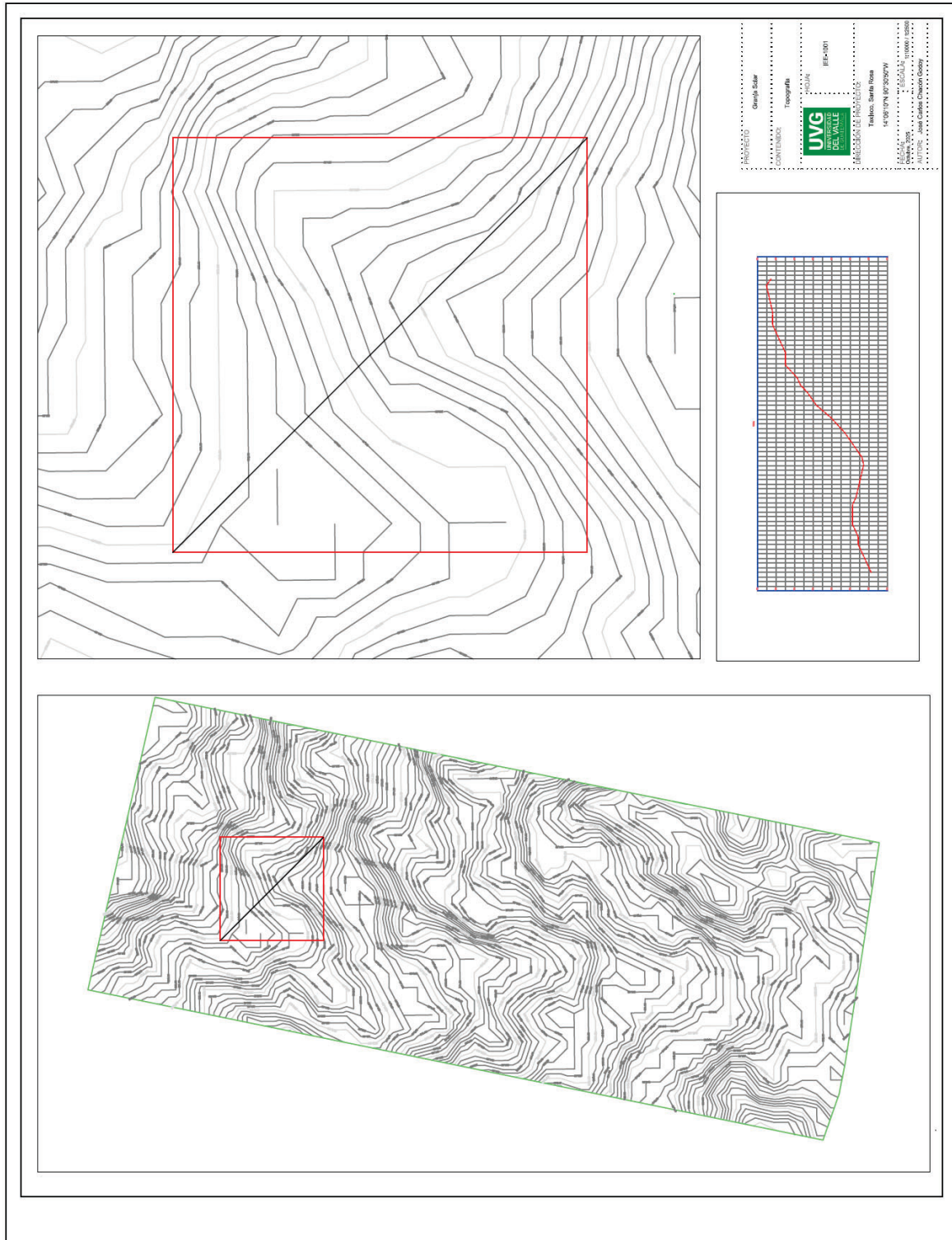


Figura 30. Plano de topografía



Una vez determinado los principales componentes eléctricos de la granja solar y el área necesaria para los mismos, era necesario regresar a la ubicación del terreno escogido para delimitar la fracción que se utilizaría para el proyecto. Regresando a la *Figura 26*, se dibujó retroactivamente un polígono alrededor de los puntos tomados durante la visita de campo con una extensión de 50,000 m². Cabe destacar que esta área es mayor a la requerida por el proyecto, de 46,267 m², pero se eligió delimitar una extensión mayor para asegurar que se tuviera espacio para los inversores, transformadores, vías de acceso y demás componentes necesarios para el parque solar. Este polígono y puntos fueron luego exportados a QGIS, para que en conjunto con la topografía del terreno en general se realizara la ortofoto ilustrada en el mapa de la *Figura 29*. En él, se muestra el polígono de la granja solar, el punto de entrada de la vía de acceso con la CA-2, y la extensión total del terreno en análisis. Estas capas fueron posteriormente exportadas a InfraWorks para continuar con el procedimiento.

Utilizando el programa de InfraWorks, se generó una superficie que posteriormente se exportó a Civil 3D para continuar con el análisis. En la *Figura 30*, se muestran las curvas de nivel de la superficie general, así como el polígono delimitado para la granja solar. Como se ve en el perfil de la misma figura, el terreno elegido no es completamente plano, con la elevación creciendo hacia el norte a lo largo de toda la superficie general del terreno. Para la correcta instalación de los paneles y minimizar efectos de sombreado, es necesario calcular la nivelación de una plataforma en la superficie escogida. Este cálculo se hizo utilizando Civil 3D.

6.7 Nivelación del terreno

Figura 31. Plano de corte y relleno

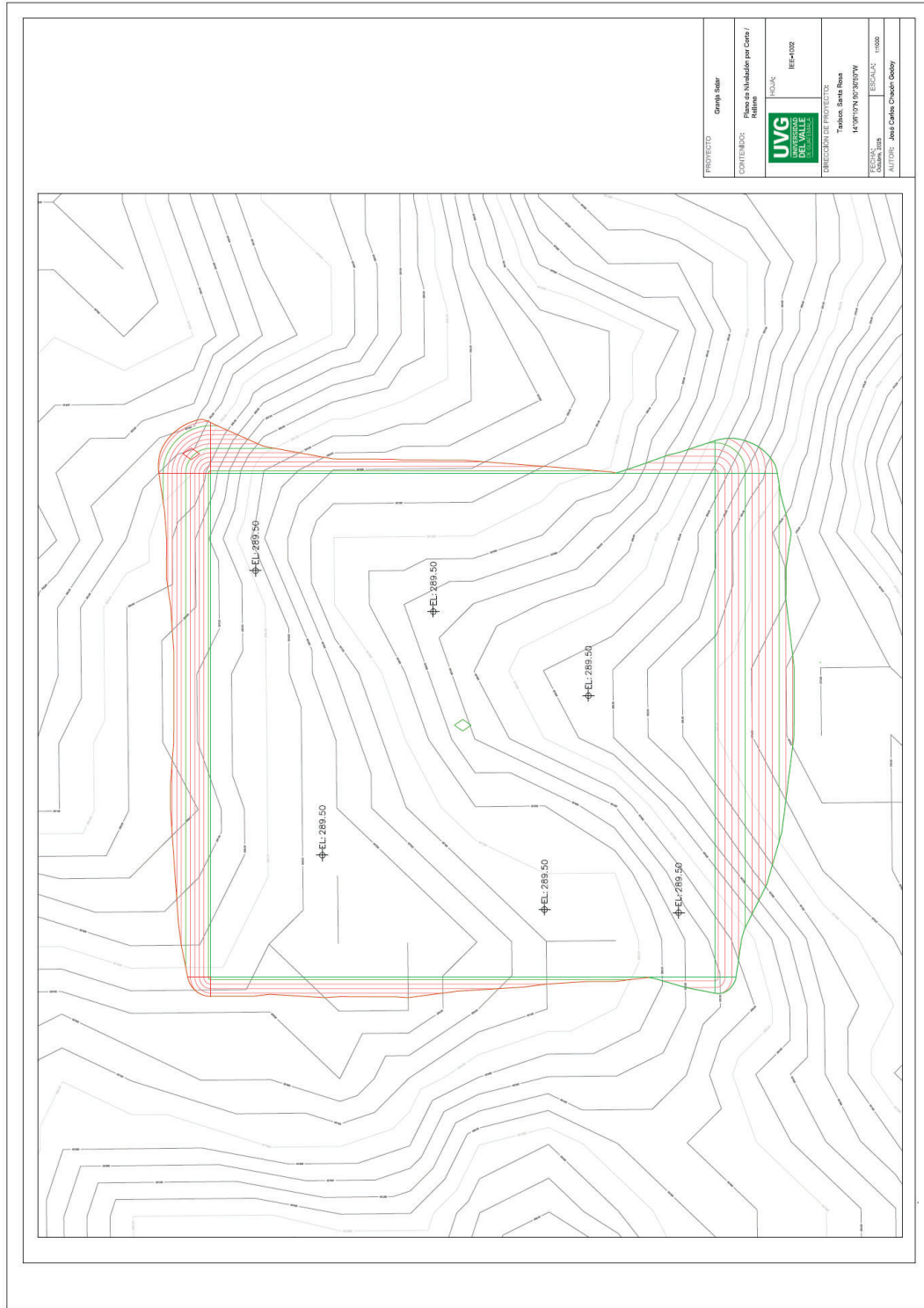


Tabla 7. Balance de corte / relleno

Corte (m ³)	Relleno (m ³)	Relleno Neto (m ³)
108,909.68	107,511.08	1,398.59

En la *Figura 31*, se muestra la plataforma con su cota de 289 metros, así como los taludes para la nivelación de esta. Esta elevación no se escogió arbitrariamente, sino utilizando la herramienta Grading Volume Tools para balancear corte/relleno. Como se explicó en la sección de *Movimiento de Tierras* del **Marco Teórico**, es importante buscar que el volumen neto de tierra sea cercano a cero, de esta forma optimizando el proyecto. Luego de numerosas iteraciones con cotas superiores e inferiores en intervalos de 10 centímetros, se llegó a la conclusión que la cota de 289.5 metros era la óptima para el proyecto. La *Tabla 6* ilustra que se necesitará un corte de 108,909.68 m³, un relleno de 107,511.08 m³, y un relleno neto de sólo 1,398.59 m³. Es muy importante crear un balance de corte / relleno que permita un relleno o corte neto cercano a cero, para minimizar los costos como se explicará en detalle más adelante.

6.8 Vía de acceso

Tabla 8. Características geométricas vía de acceso

Concepto	Valor
Velocidad de diseño	30 km/h
Radio de giro	55 m
Longitud máxima de tramo	600 m
Pendiente longitudinal máxima	8 %
Pendiente longitudinal mínima	0.5 %
K en cresta	2
K en columpio	6
Pendiente transversal	4 %
Ancho carril	3 m
Hombros	0.6 m
Sobreechancho	-

Figura 32. Plano sección transversal en assembly

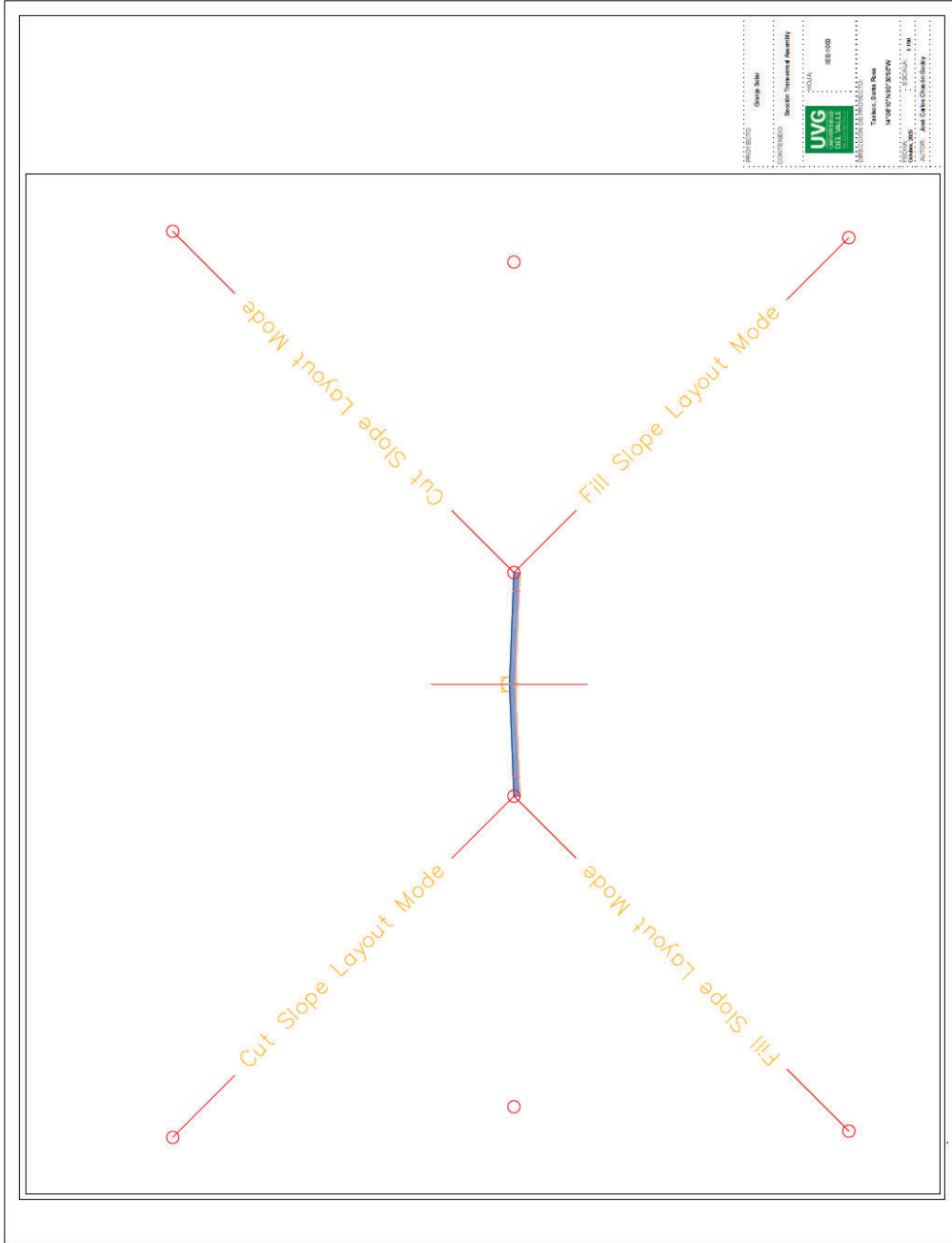


Figura 33. Plano perfil longitudinal via de acceso

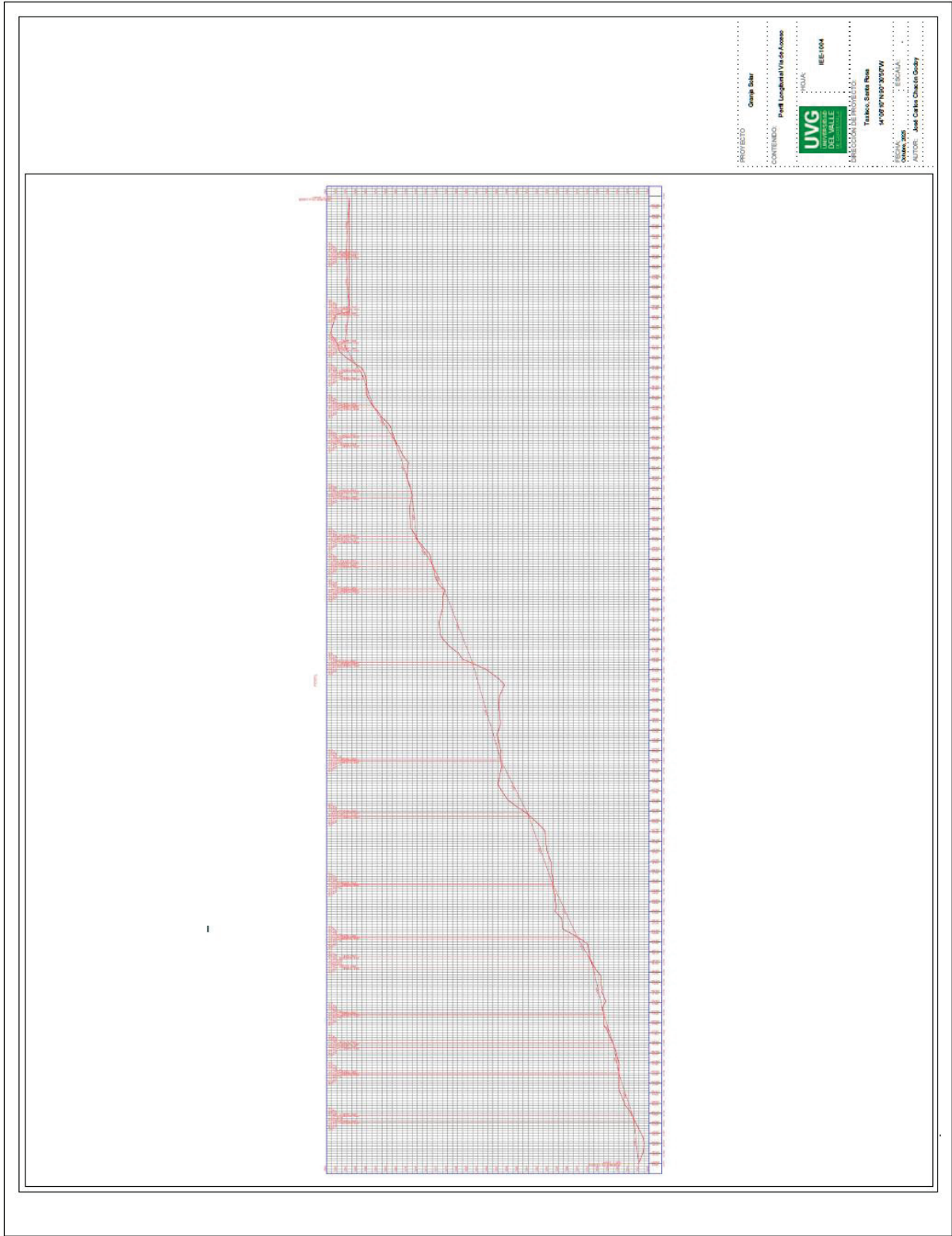


Figura 34. Plano corredor vía de acceso

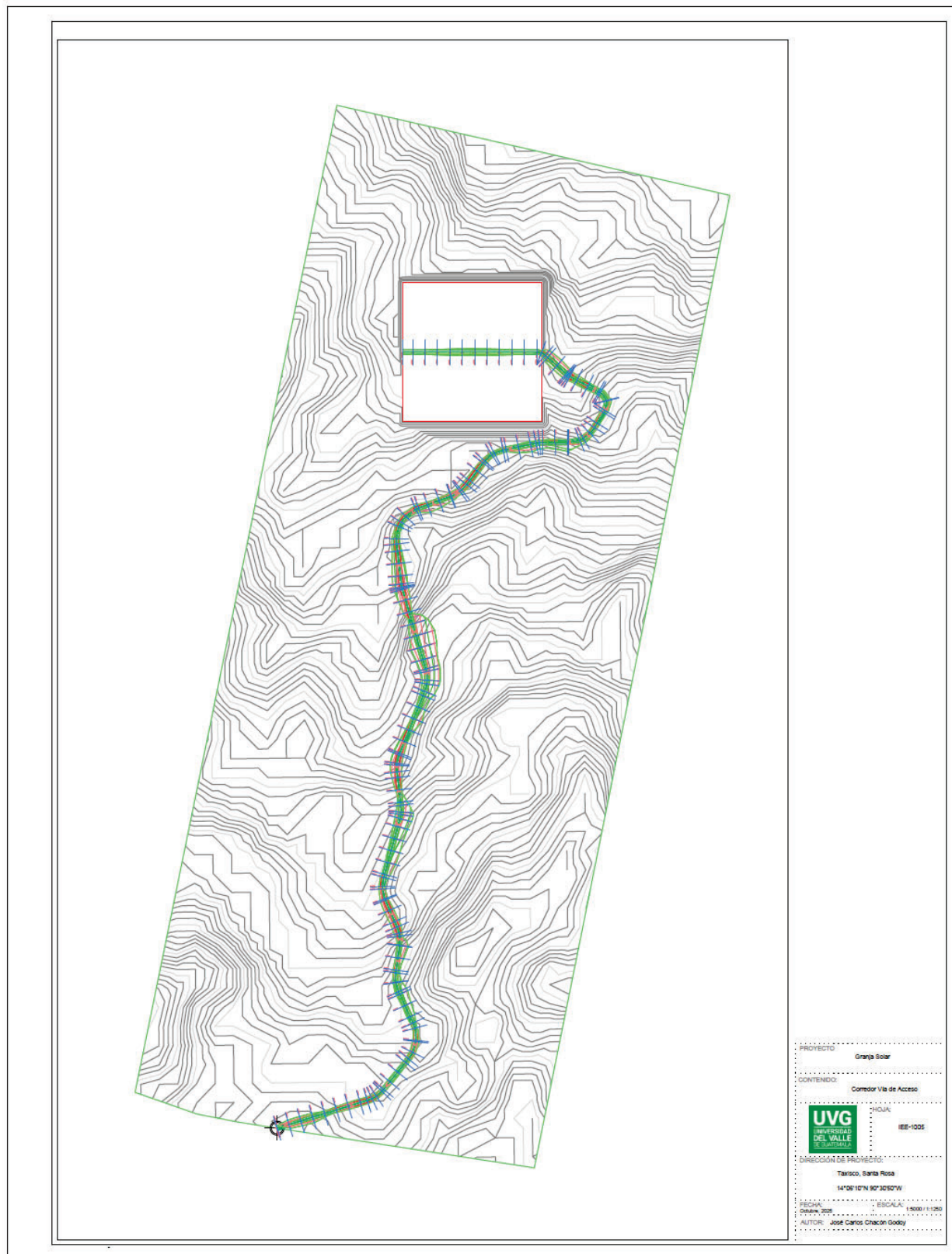


Figura 35. Plano I secciones transversales

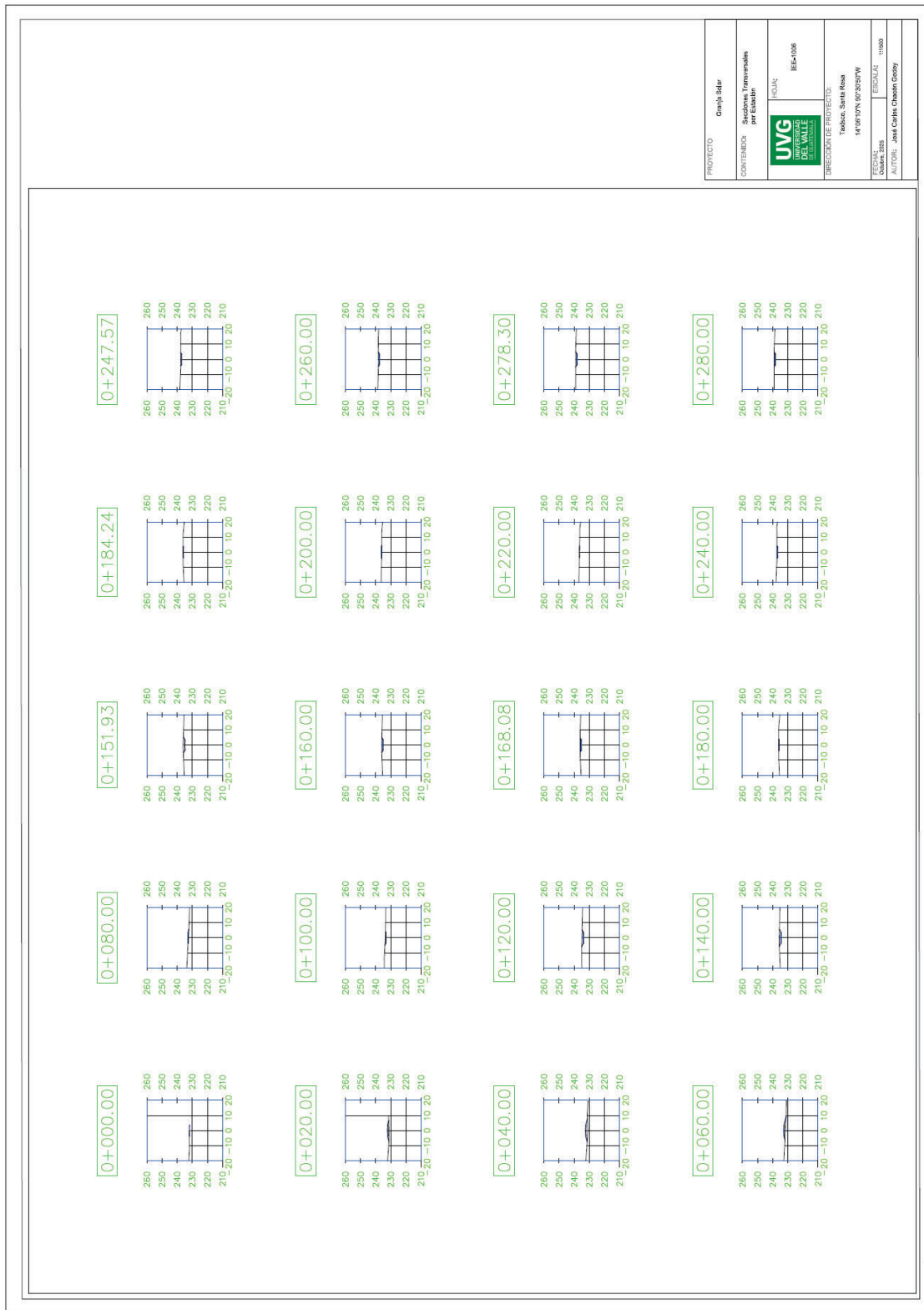
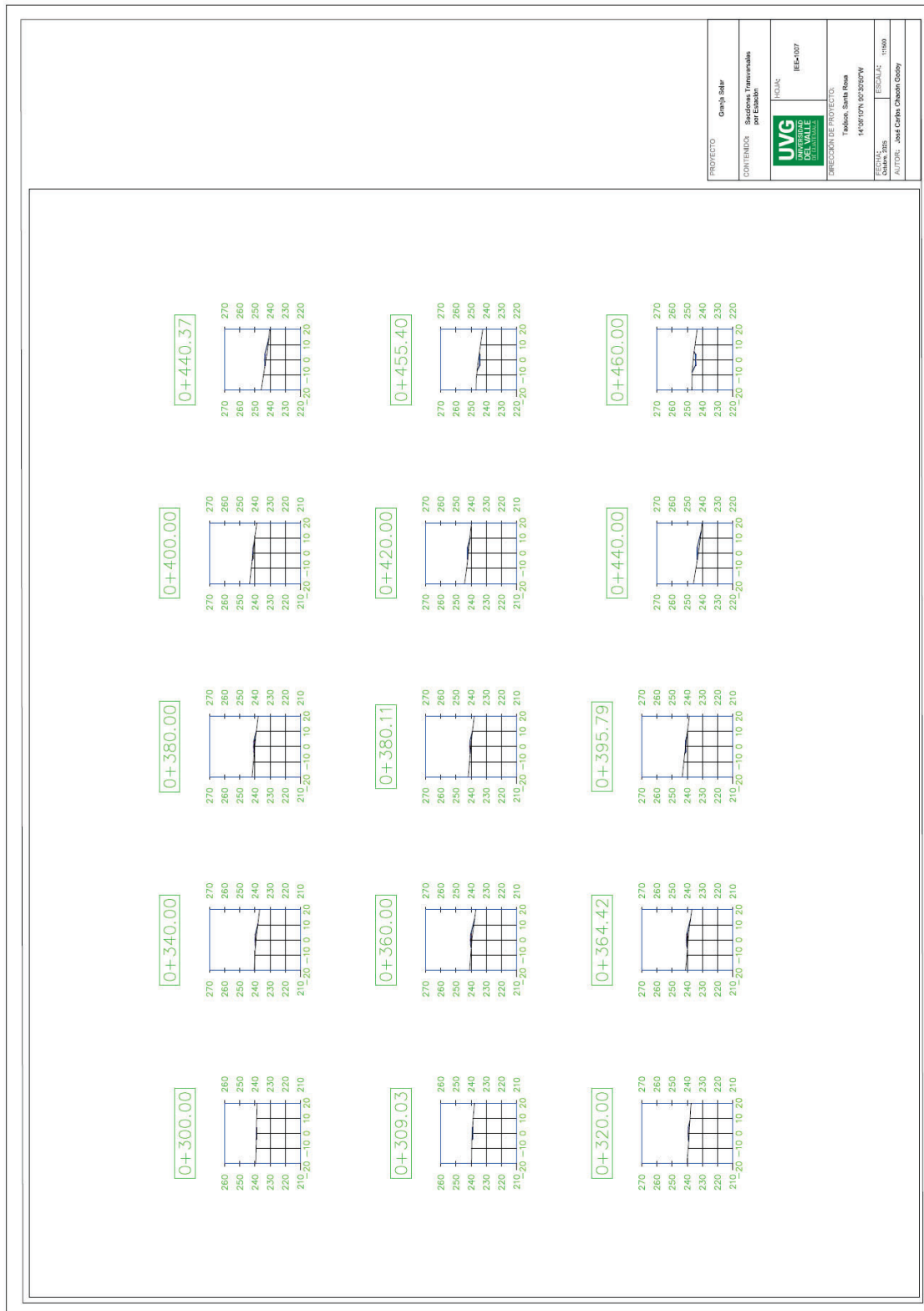
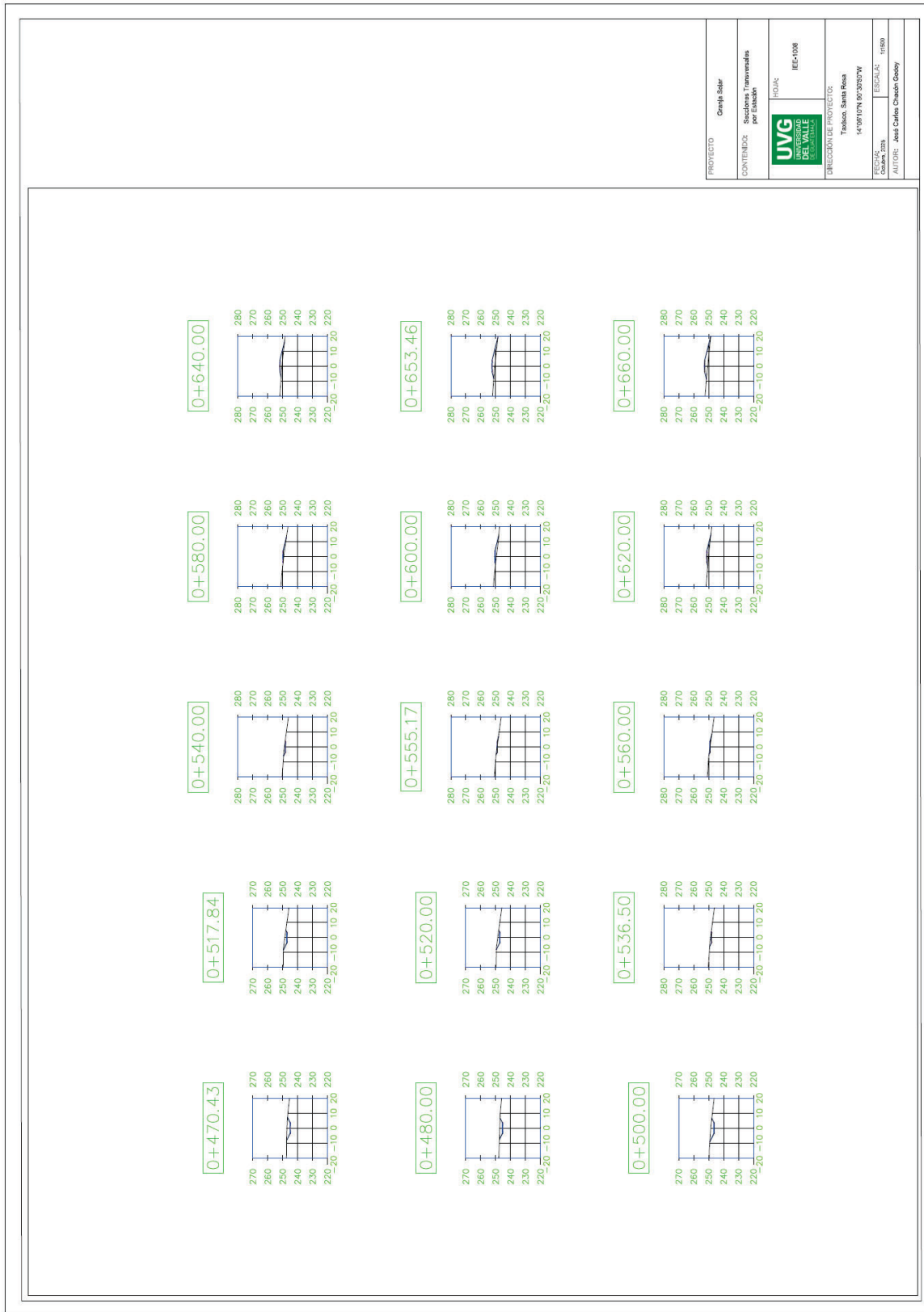


Figura 36. Plano 2 secciones transversales



PROYECTO	Carretera Bider
CONTENIDOS	Secciones Transversales por Estacion
UNIVERSIDAD	UNIVERSIDAD DEL VALLE
INSTITUCION DE PROYECTO	IBG-1037
INGENIERO	Tadisco, Sarah Rosa
FECHA	14/08/2016 09:20:00 AM
ESCALA	1:1000
AUTORES	José Carlos Chaves Obispo

Figura 37. Plano 3 secciones transversales



PROYECTO	Gruta Isler
CONTENIDO:	Borchieta Transversales pendientes
URREGION DE PROYECTO	URUGUAY
INSTITUCION	IES-1008
UBICACION	Talaboc, Santa Rosa
FECHA	14/06/2018 09:50:27
ESCALA	1:1000
AUTOR	José Carlos Chacón Gascón

Figura 38. Plano 4 secciones transversales

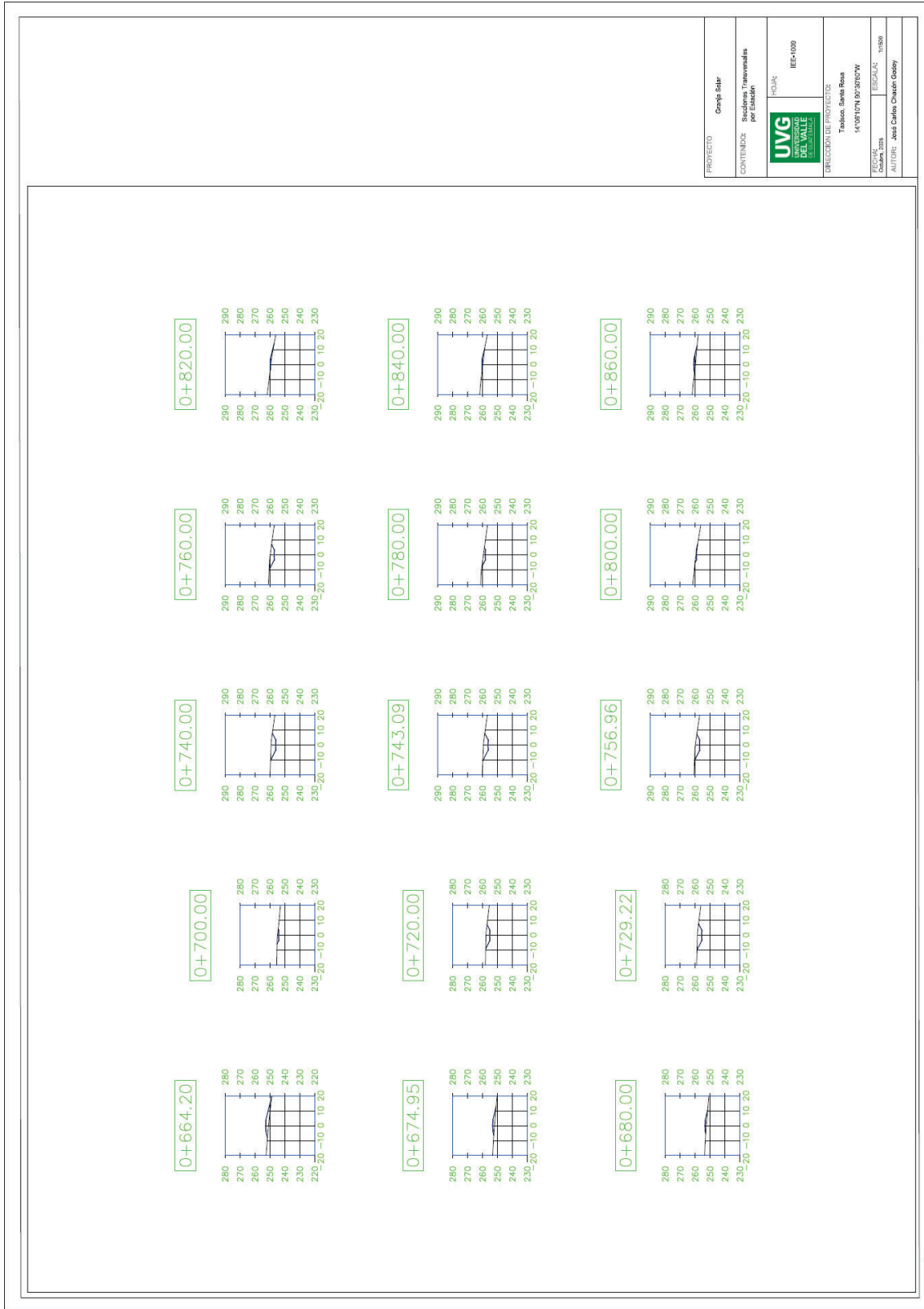


Figura 39. Plano 5 secciones transversales

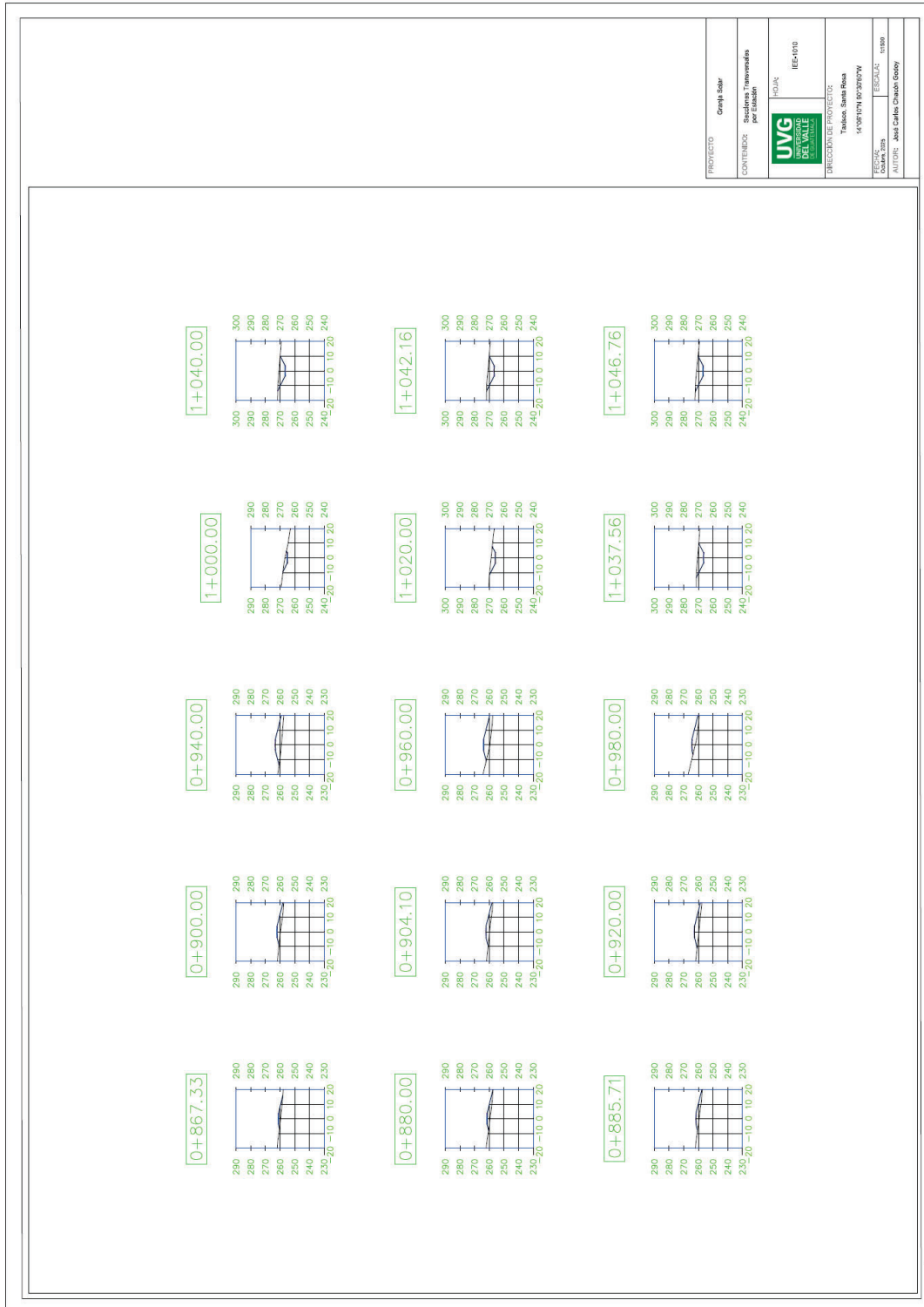


Figura 40. Plano 6 secciones transversales

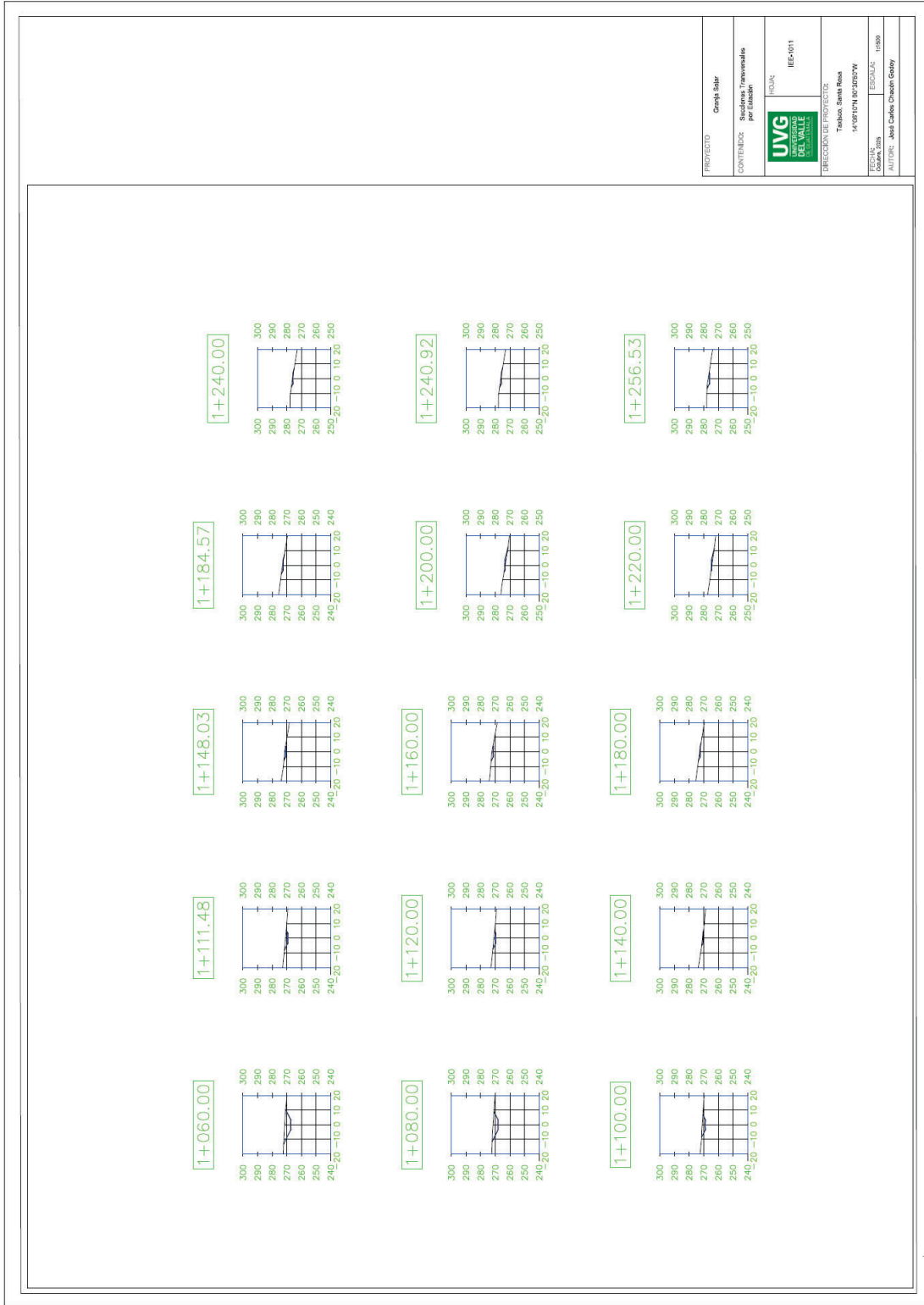
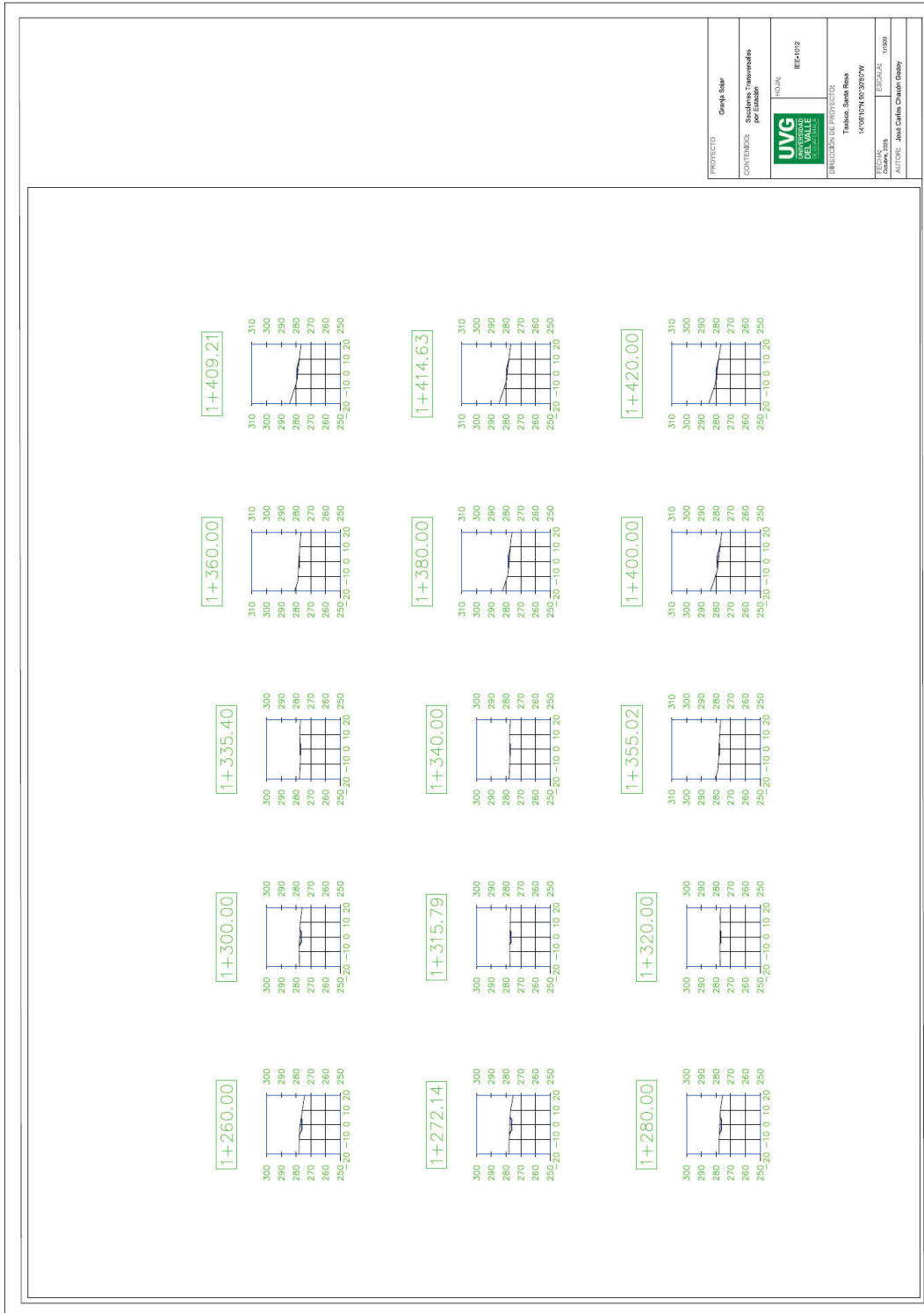


Figura 41. Plano 7 secciones transversales



PROYECTO	Orquídea Salir
CONTENIDO	Secciones Transversales por Estación
LOGO	
DIRECCIÓN DE PROYECTOS	IBER-1012 Telsón, Sarah Rosa 14°08'12N 90°30'57W
FECHA:	11/03/2024
AUTOR:	José Carlos Chacón Osorio

Figura 42. Plano 8 secciones transversales

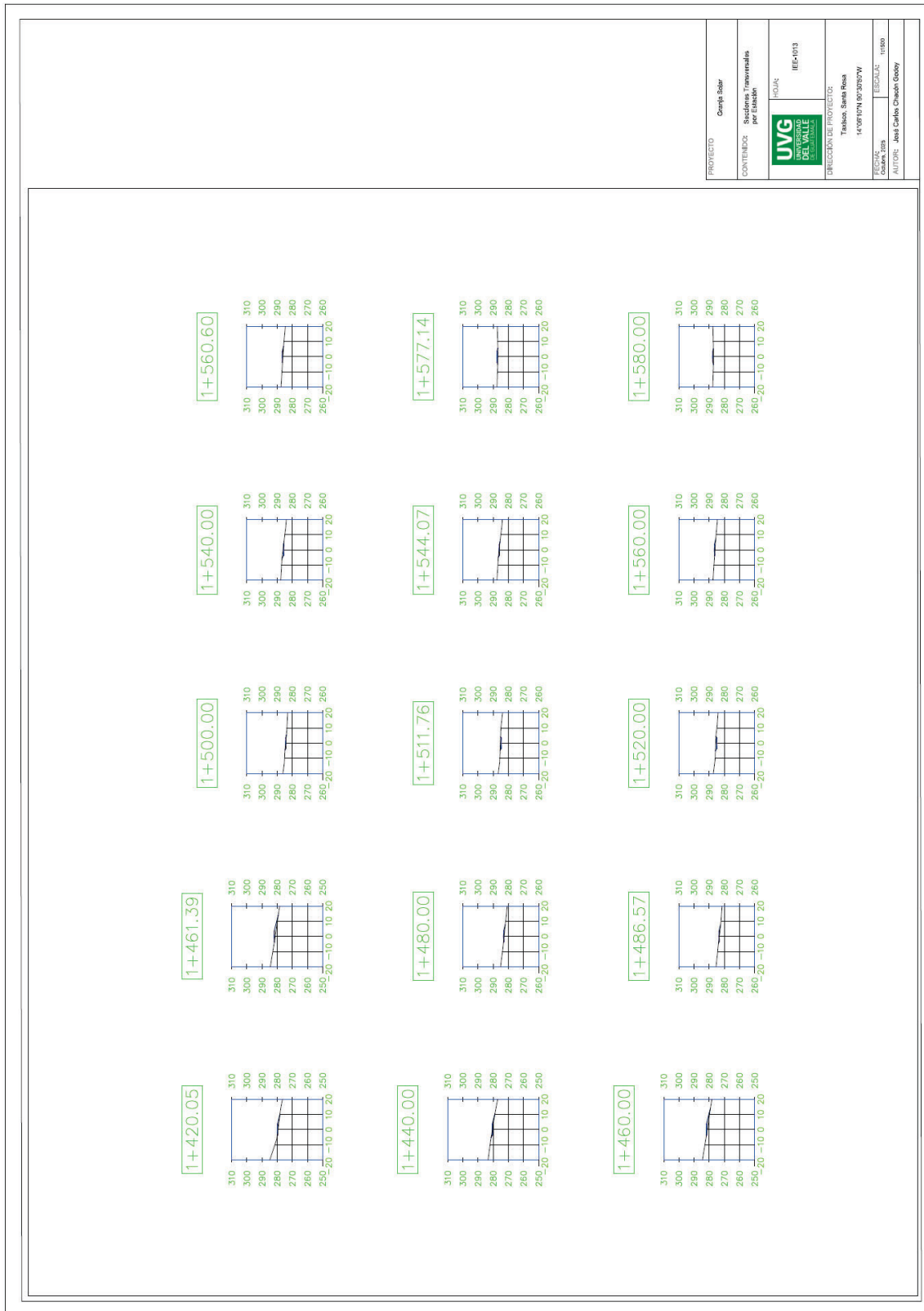


Figura 43. Plano 9 secciones transversales

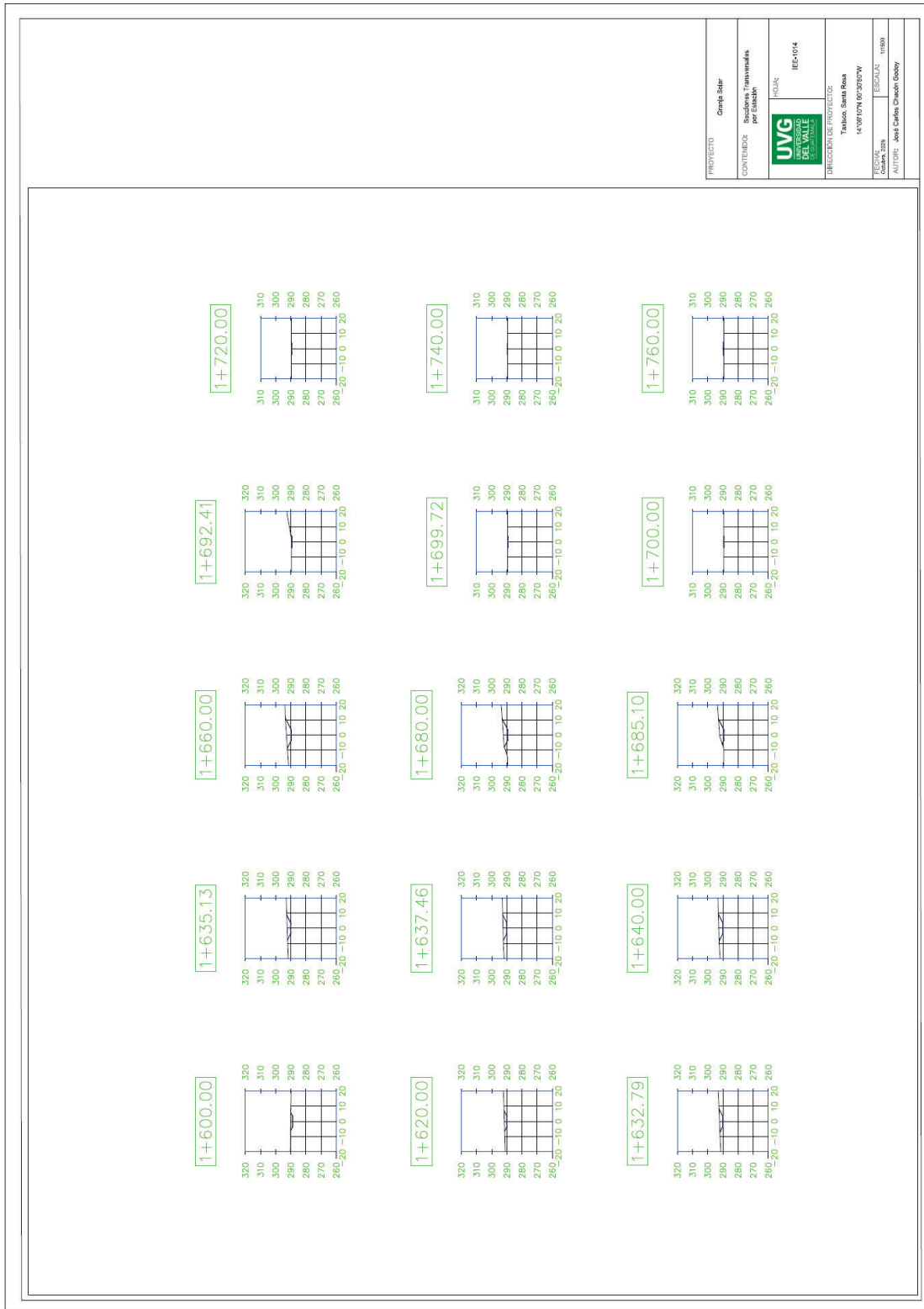
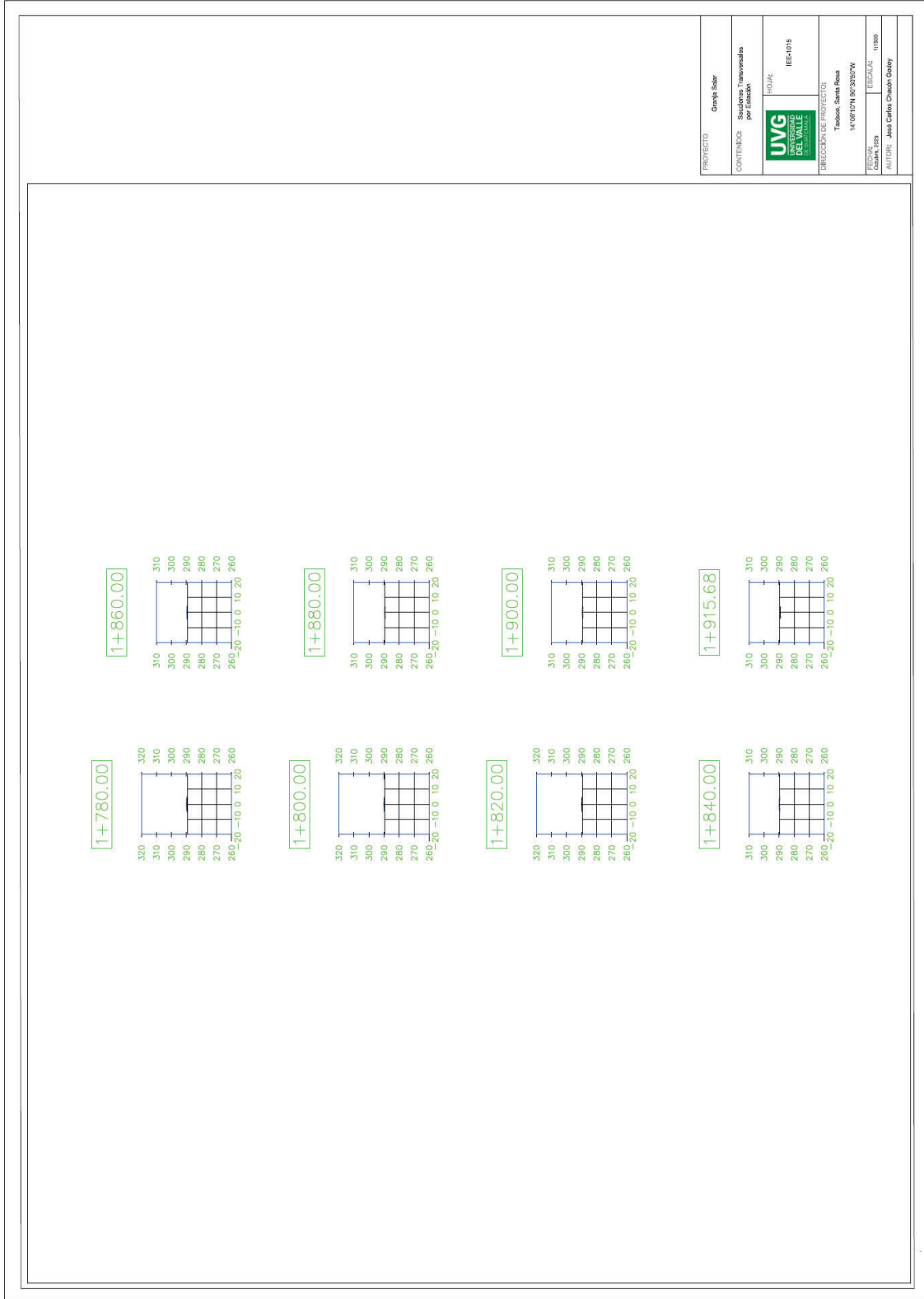


Figura 44. Plano 10 secciones transversales



PROYECTO	Campo Solar
CONTENIDO	Secciones Transversales por Estación
LOGO	
FECHA	18/01/2018
DIRECCION DE PROYECTOS	Talisco, Santa Rosa
FECHA DE ELABORACION	14/01/2018
FECHA DE ACTUALIZACION	11/02
AUTORES	José Carlos Chacón Velásquez

El planteamiento de vías de acceso se realizó desde la entrada ya existente por la CA-2 en la parte sur del terreno, hasta el centro del polígono de la granja solar. Esta elección se hizo para tener fácil acceso a los inversores centrales y sus respectivos transformadores, ubicados en la parte central del proyecto. Respecto a las características geométricas de la vía de acceso planteada, se pueden observar en la *Tabla 7*. Estos valores se escogieron principalmente en base al Manual Centroamericano para el Diseño Geométrico de Carreteras, con complemento de normativas internacionales. Estos valores serían insertados en el programa de Civil 3D en base a la metodología de diseño, de esta forma realizando los cálculos y obteniendo al mismo tiempo los planos en planta, perfiles y secciones transversales considerando la topografía del área. Uno de los valores más importantes, y uno de los primeros que pide el programa es la velocidad de diseño. La velocidad de diseño para la planta solar se eligió con base en *Guide for Safe Speeds (2024)*, un manual para velocidades seguras. Aquí indica que para proyectos donde posibles usuarios vulnerables podrán caminar por las vías, y no se tiene infraestructura adecuada como banquetas y paso de peatones, la velocidad máxima de diseño es 30 km/h. Como este es el caso de la granja solar, se utilizó esta velocidad de diseño.

La *Figura 34* muestra la ruta planteada para la vía de acceso, considerando la topografía del lugar. El Manual Centroamericano expone las longitudes máximas de tramo, como se ve en la tabla, con base en la velocidad de diseño. Para el proyecto esta longitud es de 600 metros, por lo que se aseguró que ningún tramo superara este valor. Para adecuarse satisfactoriamente a la topografía, ningún llegó a superar los 200 metros de longitud. Esta adecuación a la topografía es importante, para controlar el corte / relleno del proyecto y tener pendientes longitudinales balanceadas considerando el límite de la *Tabla 7*. La misma figura el corredor de la carretera, con el balance de corte/relleno necesario para acomodar la sección transversal en la topografía. Esta sección transversal se construyó con un Assembly, como se ve en la *Figura 32*, considerando la carpeta de rodadura y el hombro en base a los parámetros geométricos especificados en la *Tabla 7*. Las *figuras 35-44* muestra la interacción de esta sección transversal con el terreno en estaciones incrementales desde la estación 0+00 hasta la 1+915.68 (el final de la vía de acceso). El perfil longitudinal de la misma a lo largo de toda su extensión se muestra en la *Figura 34*. Durante la construcción de este perfil, se tuvo que asegurar la pendiente longitudinal de la vía no superara el 8%, en base al límite impuesto por el Manual Centroamericano con base en la topografía del terreno. Sin embargo, el perfil final ilustra que la máxima pendiente fue de 6.22%, lo que significa que las pendientes no superaron el 7% a lo largo de la vía. Esta misma figura muestra cómo la vía llega a la plataforma en la cota 1+691.88, alcanzando la elevación requerida de 298.5 metros. A lo largo de la plataforma, tiene una pendiente de 0.60% hasta llegar a la cresta en el centro de la plataforma, regresando al final de esta con una pendiente de -0.60%. De esta forma, se respeta la pendiente mínima de 0.50% indicada por el Manual Centroamericano.

6.9 Performance ratio

Tabla 9. Rendimiento mensual por temperatura

Mes	Temperatura ambiente (°C)	Irradiancia (W/m ²)	TNOCT (°C)	T célula (°C)	T ensayo (°C)	Pérdidas (%/°C)	Rto t
Enero	28.74	1000	43	57.49	25	0.29	90.58%
Febrero	29.82	1000	43	58.57	25	0.29	90.27%
Marzo	30.79	1000	43	59.54	25	0.29	89.98%
Abril	31.03	1000	43	59.78	25	0.29	89.91%
Mayo	29.82	1000	43	58.57	25	0.29	90.27%
Junio	28.37	1000	43	57.12	25	0.29	90.69%
Julio	28.87	1000	43	57.62	25	0.29	90.54%
Agosto	28.46	1000	43	57.21	25	0.29	90.66%
Septiembre	27.86	1000	43	56.61	25	0.29	90.83%
Octubre	27.74	1000	43	56.49	25	0.29	90.87%
Noviembre	27.78	1000	43	56.53	25	0.29	90.86%
Diciembre	28.02	1000	43	56.77	25	0.29	90.79%

Nota. NASA POWER Project, 2025.

Tabla 10. Performance ratio

Mes	Rto t	Rto cab	Rto pol	Rto mismatch	Rto pmp	Rto inversor	Rto conexión	Rto trafo	PR
Enero	90.58%	99.00%	97.00%	99.25%	99.00%	98.00%	99.90%	97.00%	81.16%
Febrero	90.27%	99.00%	97.00%	99.25%	99.00%	98.00%	99.90%	97.00%	80.88%
Marzo	89.98%	99.00%	97.00%	99.25%	99.00%	98.00%	99.90%	97.00%	80.63%
Abril	89.91%	99.00%	97.00%	99.25%	99.00%	98.00%	99.90%	97.00%	80.57%
Mayo	90.27%	99.00%	97.00%	99.25%	99.00%	98.00%	99.90%	97.00%	80.88%
Junio	90.69%	99.00%	97.00%	99.25%	99.00%	98.00%	99.90%	97.00%	81.26%
Julio	90.54%	99.00%	97.00%	99.25%	99.00%	98.00%	99.90%	97.00%	81.13%
Agosto	90.66%	99.00%	97.00%	99.25%	99.00%	98.00%	99.90%	97.00%	81.24%
Septiembre	90.83%	99.00%	97.00%	99.25%	99.00%	98.00%	99.90%	97.00%	81.39%
Octubre	90.87%	99.00%	97.00%	99.25%	99.00%	98.00%	99.90%	97.00%	81.42%
Noviembre	90.86%	99.00%	97.00%	99.25%	99.00%	98.00%	99.90%	97.00%	81.41%
Diciembre	90.79%	99.00%	97.00%	99.25%	99.00%	98.00%	99.90%	97.00%	81.35%

PR anual 81.11%

Es necesario estimar la producción anual energética de la granja solar para determinar su viabilidad económica. El performance ratio (PR) permite obtener una estimación más acercada a la realidad ajustando por coeficientes de pérdidas. La *Tabla 9* muestra el resultado del rendimiento mensual de la planta teniendo en cuenta únicamente la temperatura. En la columna temperatura ambiente se muestra el desglose de temperaturas ajustadas por irradiancia mencionado en la sección de Recolección de Datos Climáticos, con el que se obtuvo el promedio explicado en esta sección. Se puede observar que los meses de marzo y abril tiene la mayor temperatura, con 30.79 y 31.03 °C respectivamente. Esto tiene sentido, ya que estos meses corresponden con el auge del verano en Guatemala. Por otro lado, los meses que tuvieron la menor temperatura fueron octubre y noviembre, con una temperatura de 27.74 y 27.78 °C. Es interesante ver la gran diferencia entre las menores de estas temperaturas y la temperatura mínima ambiental (2 percentil) utilizado para el cálculo de los inversores. La diferencia de 6.35°C entre ambas es producto del ajuste por irradiancia a la temperatura de *Tabla 9*. En el cálculo del máximo y mínimo número de módulos por cadena (string) del inversore, se necesita la temperatura menor general, considerando que el voltaje máximo ocurre precisamente con esa temperatura. Como esta temperatura menor generalmente se da al amanecer de los días más fríos (5 de la mañana en el caso analizado), cuando todavía no hay irradiancia, no se tomó en cuenta para calcular la temperatura asociada a las pérdidas del sistema en ese rubro.

Utilizando esta temperatura se calculó la temperatura de la célula como se ve en la quinta columna de la *Tabla 9*, para así calcular el Rto mensual por temperatura. Como se ve en la *Tabla 10*, este coeficiente de pérdidas es el que más impacto tiene de los analizados. Adicional a este, se tomaron en cuenta pérdidas por cableado, polución, mismatch, punto de máxima potencia, inversor, conexión y transformador. Se puede observar que, a diferencia de las pérdidas por temperatura, el resto de las pérdidas no varían mes a mes. Aun así, las pérdidas por temperatura son las que más impacto tienen, por lo que vale la pena hacer el cálculo desglosado. Multiplicando sucesivamente todos estos factores, se obtuvo el performace ratio (PR) mensual de la granja solar. Como se puede ver en la *Tabla 10*, el promedio anual performace ratio (PR) es 81.11%. También se puede observar cómo abril, el mes con la mayor temperatura y por lo tanto la mayor pérdida por temperatura, tuvo consecuentemente el performance ratio más bajo (PR).

Evidentemente, mientras más cercano sea este valor a 1, menos pérdidas tendrá la planta, y por lo tanto será más eficiente y generará más energía. El valor obtenido es bueno, considerando que ejemplos como Prado Alarcón (2015) tiene un performance ratio (PR) promedio anual de 74.68%, considerablemente menor al obtenido en esta investigación.

6.10 Producción anual

Tabla 11. Producción energética anual

Mes	Días	kWh/m2 día	PR	kWh/m2 mes	P (kWp)	G cem (kW/m2)	Ep (kWh/mes)
Enero	31	5.19	81.16%	130.58	6846.84	1	894,034.19
Febrero	28	5.73	80.88%	129.87	6846.84	1	889,212.66
Marzo	31	6.08	80.63%	151.93	6846.84	1	1,040,232.08
Abril	30	5.78	80.57%	139.72	6846.84	1	956,642.51
Mayo	31	5.28	80.88%	132.50	6846.84	1	907,220.95
Junio	30	5.09	81.26%	124.11	6846.84	1	849,766.49
Julio	31	5.76	81.13%	144.76	6846.84	1	991,179.72
Agosto	31	5.57	81.24%	140.33	6846.84	1	960,830.69
Septiembre	30	5.10	81.39%	124.54	6846.84	1	852,673.99
Octubre	31	4.74	81.42%	119.69	6846.84	1	819,531.84
Noviembre	30	4.90	81.41%	119.59	6846.84	1	818,833.26
Diciembre	31	4.97	81.35%	125.42	6846.84	1	858,752.28

Producción anual (kWh)	10,838,911
Producción anual (MWh)	10,839

Tabla 12. Ingreso anual

Precio por MWh	23.49 USD/MWh
Ingreso anual	\$ 254,606.01 USD

Con el performance ratio (PR) mensual calculado, es posible estimar la producción de la granja, como se ve en la *Tabla 11*. Sin embargo, es necesario obtener la irradiancia global horizontal promedio por mes, para que sea lógico con el performance ratio (PR) mensual obtenido. Teniendo esto en cuenta, se obtuvo la sumatoria diaria de la irradiancia global horizontal de NASA obtenida para el cálculo de la temperatura. En este desglose mensual, se puede observar como el mes más caliente (abril), no tuvo la irradiancia mayor (marzo). Esta combinación de menor temperatura y mayor irradiancia se tradujo en la mayor producción mensual, como se observa en la última columna de la *Tabla 11*. Esta producción mensual se obtuvo con la fórmula estándar de rendimiento, tomando en cuenta el performance ratio, potencia nominal de los inversores, e irradiancia mensual. Por otro lado, la menor producción mensual se dio en noviembre, por una combinación de baja irradiancia y medias pérdidas.

Al hacer la suma de todas las producciones mensuales, se obtuvo la producción anual de 10,839 MWh, como se observa en la *Tabla 11*. Para obtener el ingreso anual de la granja, útil para el análisis económico, es necesario multiplicar este valor por el precio de mercado por MWh. El precio elegido de 23.49 USD/MWh se ve en la *Tabla 12*, resultado del promedio contratado en PEG 4 por granjas solares en la modalidad de energía generada (sin potencia). De esta forma, se obtuvo un ingreso anual de la granja solar de \$. 254,606.01, por la venta de la energía generada.

6.11 Inversión inicial

Tabla 13. Costos de equipamiento fotovoltaico y eléctrico

Componente	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Total
Módulo solar	Trina solar Vertex N 715 W N-Type TOPCon bifacial (TSM-NEG21C.20)	ud	9576	1,100.00 Q	Q 10,533,600.00
Inversor	Sunny Central 2200	ud	3	1,145,582.55 Q	Q 3,436,747.65
Transformador	2500 kVA three-phase pad-mounted transformer	ud	3	748,447.27 Q	Q 2,245,341.81
Cableado	Cable solar fotovoltaico XLPO reticulado	m	58517	3.93 Q	Q 229,920.01
Rack	IntegraRack	Wp	6846840	0.78 Q	Q 5,340,535.20
Subtotal					Q 21,786,144.67
Instalación en campo	Mano de obra / preparación de sitio / colocación	%	19	-	Q 4,139,367.49
Subtotal					Q 25,925,512.16
Indirectos	Admón / utilidad / imprevistos	%	25	-	Q 6,481,378.04
Total					Q 32,406,890.20

Tabla 14. Costo de vía de acceso

Componente	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Total
Limpia/chapeo/destronque	-	m2	13792.90	17.78 Q	Q 245,237.69
Conformación, nivelación y compactación de subrasante	-	m2	13792.90	25.00 Q	Q 344,822.40
Estabilización granular	Subbase de 15 cm	m2	13792.90	48.81 Q	Q 673,265.74
Subtotal					Q 1,263,325.83
Indirectos	Admón / utilidad / imprevistos	%	25	-	Q 315,831.46
Total					Q 1,579,157.28

Tabla 15. Costo de movimiento de tierras

Componente	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Total
Excavación no clasificada	-	m3	108,909.68	45.22	Q 4,924,895.73
Excavación material de desperdicio	-	m3	1,389.59	45.21	Q 62,823.36
Conformación de superficie	Superficie plataforma	m2	50,000.00	2.45	Q 122,500.00
Acarreo interno	En terracería	m3-km	10,890.97	6.42	Q 69,920.01
Acarreo externo	En terracería	m3-km	6,947.95	6.42	Q 44,605.84
Subtotal					Q 5,224,744.95
Indirectos	Admón / utilidad / imprevistos	%	25	-	Q 1,306,186.24
Total					Q 6,530,931.18

Tabla 16. Inversión inicial total

Inversión inicial	Q	40,516,978.66
-------------------	---	---------------

Para hacer el análisis económico del proyecto, es necesario saber cuánto se invirtió para su desarrollo, o en otras palabras la inversión inicial. En el presente análisis, se separaron los costos iniciales de la construcción de la granja solar en tres rubros principales: el equipamiento fotovoltaico y eléctrico, la vía de acceso y el movimiento de tierras. La *Tabla 13* muestra cómo se evaluó el primero de estos rubros, considerando el precio de los módulos solares, inversores, transformadores, cableado y racks. Se puede ver como el precio de los módulos fue considerablemente mayor al resto, aunque el precio de los racks para su instalación (aun considerando alternativas económicas) también fue considerablemente elevado. A estos componentes fue necesario sumarles el costo de mano de obra para su instalación, la cual se estimó en un 20%. Al igual que el resto de los rubros analizados, a este subtotal se le añadió un 25% por los costos indirectos, como administración, utilidades o imprevistos. El total por este rubro fue entonces de Q. 32,406,890.20. Como se puede observar en las siguientes tablas de esta sección, esta sección fue por diferencia considerable la más alta del proyecto, resultando en el 80% del costo total inicial del mismo. Esto tiene mucho sentido, considerando que sólo el costo de los módulos (sin considerar instalación) resultó en el 26% del total.

El siguiente rubro analizado fue el de la vía de acceso de terracería, considerando los diferentes factores necesarios para su construcción, como se ve en la *Tabla 14*. En este caso no se tomó la mano de obra como un porcentaje del subtotal, al ir esta implícita dentro de los apartados individuales. Considerando los costos indirectos, el total fue de Q. 1,579,157.28 por los 1,915.68 metros de vía de acceso. A pesar de su importancia, su costo dentro del proyecto fue mínimo, representando sólo el 4% del total.

El último rubro analizado fue el de movimiento de tierras, para la nivelación de la plataforma de 50,000 m² de extensión, sobre la que estaría ubicado el proyecto. Como se ve en la *Tabla 15*, se consideró el costo de la excavación para el corte, la conformación de la superficie para el relleno, el acarreo de los materiales en el interior del polígono (para corte/relleno) así como el acarreo externo (para el corte neto). Al igual que en el rubro anterior, el costo de mano de obra se encuentra implícito dentro de cada uno de los rubros explicados. Con la consideración de costos indirectos que también tiene el resto del proyecto, se obtuvo un total de Q. 6,530,931.18. Esto representa el 16% del total, un porcentaje considerable teniendo en cuenta que se tomó especial cuidado en balancear el corte/relleno. Se puede observar que el costo por excavación para préstamo es mayor que la excavación normal, el costo del acarreo externo también es mayor a causa del incremento en la distancia para llegar al banco de excavación. De esta forma, el tener un corte/relleno balanceado, como el presente caso, disminuye el costo total del proyecto.

Sumando los tres rubros analizados, se obtiene que el total de la granja solar es de Q. 40,516,978.66, como se ve en la *Tabla 16*. Con este valor, y la producción anual calculada anteriormente, se tienen los dos factores claves necesarios para comenzar con el análisis económico del proyecto para determinar su viabilidad.

6.12 Análisis económico

Tabla 17. Consideraciones iniciales

Inversión inicial	Q	40,516,978.66	
Financiamiento externo		60%	
Tiempo (abonos anuales iguales a capital)		10	años
Interés		8%	sobre saldo
Vida del equipo y del proyecto		30	años
Valor de salvamento	Q	877,500.00	venta inversores comprados en año 25 en año 30
ISR		25%	
TMAR		10%	

Tabla 18. Ingresos y costos anuales

Precio por MWh	Q	183.22	
Producción planta anual (MWh por año)		10,839	MWh
Decremento anual		1%	anual del 2 año
Decremento anual		0.40%	anual a partir de 3 año
Gasto mantenimiento		0.9%	inversión inicial
Gastos administrativos		2%	ingresos totales anuales
Gastos imprevistos		3%	costos totales anuales
Compra equipo	-Q	3,510,000.00	en año 25 por compra de inversores

Tabla 19. Valor actual neto y tasa interna de retorno precio MWh Q. 183.22

VNA	-Q 35,429,554.06
TIR	-5.69%

Tabla 20. Análisis de sensibilidad I precio MWh Q. 183.22

	-30%	-20%	-10%	-5%	0%	5%	10%	20%	30%
Precio por MWh	Q 128.25	Q 146.58	Q 164.90	Q 174.06	Q 183.22	Q 192.38	Q 201.54	Q 219.86	Q 238.19
Ventas anuales (MWh)	7 587	8 671	9 755	10 297	10 839	11 381	11 923	13 007	14 091
Inversión inicial	Q 28,361,885.06	Q 32,413,582.93	Q 36,465,280.80	Q 38,491,129.73	Q 40,516,978.66	Q 42,542,827.60	Q 44,568,676.53	Q 48,620,374.40	Q 52,672,072.26
	-30%	-20%	-10%	-5%	0%	5%	10%	20%	30%
Precio por MWh	-9.44%	-8.02%	-6.82%	-6.27%	-5.76%	-5.27%	-4.80%	-3.92%	-3.10%
Ventas anuales (MWh)	-9.44%	-8.02%	-6.82%	-6.27%	-5.76%	-5.27%	-4.80%	-3.92%	-3.10%
Inversión inicial	-2.24%	-3.57%	-4.70%	-5.21%	-5.69%	-6.14%	-6.57%	-7.37%	-8.12%

Gráfico 4. Análisis de sensibilidad I

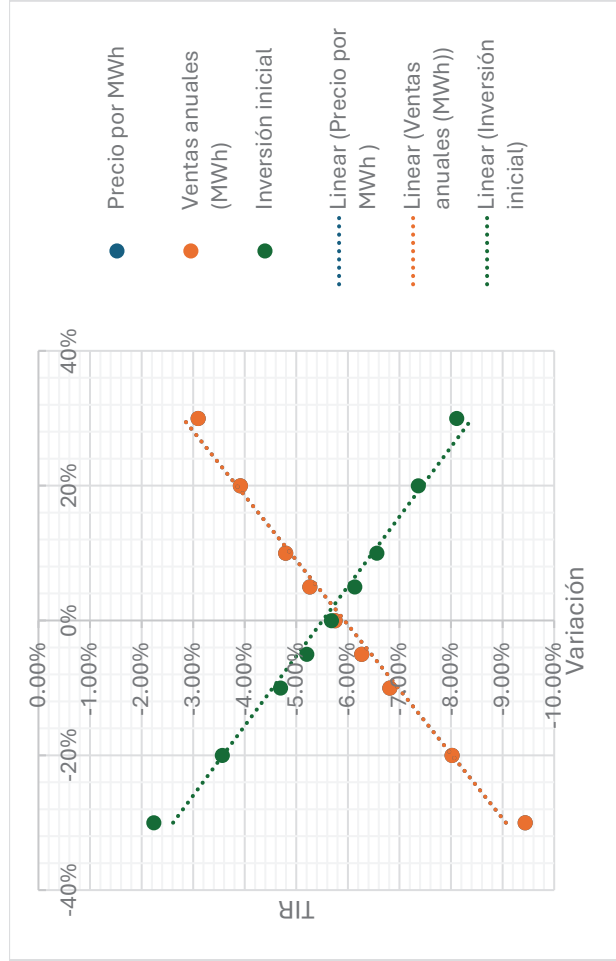


Tabla 21. Valor actual neto y tasa interna de retorno precio MWh Q. 510.43

VNA	-Q 8,601,089.82
TIR	6.53%

Tabla 22. Análisis de sensibilidad 2 precio MWh Q. 510.43

	-30%	-20%	-10%	-5%	0%	5%	10%	20%	30%
Precio por MWh	Q 357.30	Q 408.35	Q 459.39	Q 484.91	Q 510.43	Q 535.95	Q 561.48	Q 612.52	Q 663.56
Ventas anuales (MWh)	7 587	8 671	9 755	10 297	10 839	11 381	11 923	13 007	14 091
Inversión inicial	Q 28,361,885.06	Q 32,413,582.93	Q 36,465,280.80	Q 38,491,129.73	Q 40,516,978.66	Q 42,542,827.60	Q 44,568,676.53	Q 48,620,374.40	Q 52,672,072.26
	-30%	-20%	-10%	-5%	0%	5%	10%	20%	30%
Precio por MWh	1.48%	3.20%	4.87%	5.70%	6.53%	7.37%	8.20%	9.90%	11.65%
Ventas anuales (MWh)	1.48%	3.20%	4.87%	5.70%	6.53%	7.37%	8.20%	9.90%	11.65%
Inversión inicial	13.97%	10.75%	8.38%	7.40%	6.53%	5.75%	5.04%	3.80%	2.74%

Gráfico 5. Análisis de sensibilidad 2

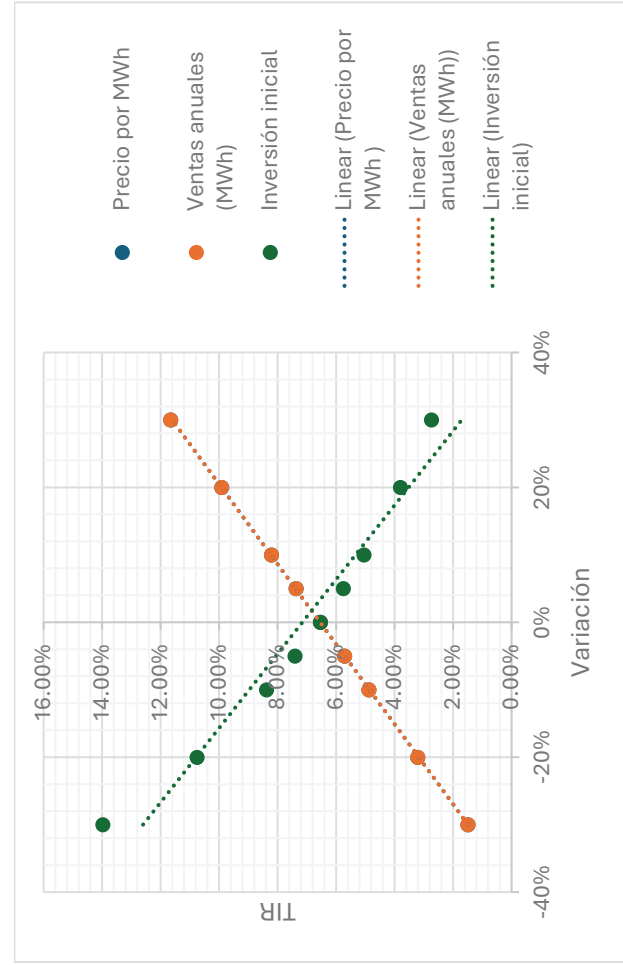


Tabla 23. Valor actual neto y tasa interna de retorno precio MWh Q. 904.80

VNA	Q 23,731,483.46
TIR	20.89%

Tabla 24. Análisis de sensibilidad 3 precio MWh Q. 904.80

	-30%	-20%	-10%	-5%	0%	5%	10%	20%	30%
Precio por MWh	Q 633.36	Q 723.84	Q 814.32	Q 859.56	Q 904.80	Q 950.04	Q 995.28	Q 1,085.76	Q 1,176.24
Ventas anuales (MWh)	7587	8671	9755	10297	10839	11381	11923	13007	14091
Inversión inicial	Q 28,361,885.06	Q 32,413,582.93	Q 36,465,280.80	Q 38,491,129.73	Q 40,516,978.66	Q 42,542,827.60	Q 44,568,676.53	Q 48,620,374.40	Q 52,672,072.26
Precio por MWh	10.61%	13.80%	17.21%	19.02%	20.89%	22.83%	24.83%	29.03%	33.44%
Ventas anuales (MWh)	10.61%	13.80%	17.21%	19.02%	20.89%	22.83%	24.83%	29.03%	33.44%
Inversión inicial	39.36%	31.21%	25.29%	22.93%	20.89%	19.11%	17.54%	14.92%	12.81%

Gráfico 6. Análisis de sensibilidad 3

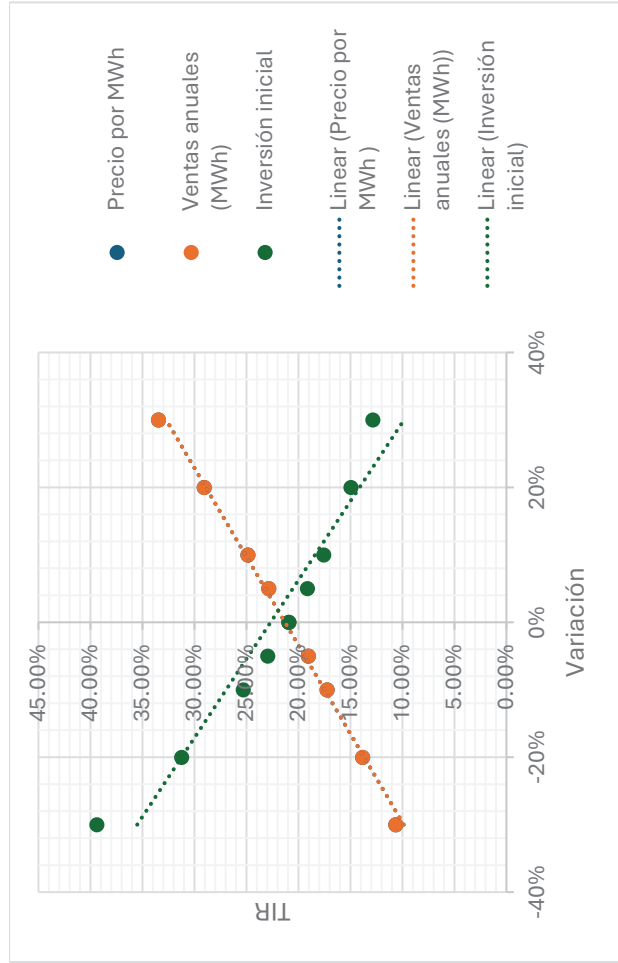


Tabla 25. Precio por MWh para tasa mínima aceptable de retorno

Precio por MWh	Q	615.34
VNA	Q	-
TIR		10.00%

La *Tabla 17* muestra las premisas iniciales del análisis económico. Para la inversión inicial calculada en el inciso anterior, se decidió tener 60% de financiamiento (un valor razonable para proyectos de este tipo), con una tasa de interés del 8%. Según el Ministerio de Economía (2025), la tasa para este tipo de proyectos se encuentra en 7.5% (suministros de electricidad), se decidió aumentar ligeramente para considerar comisiones, commitment fees y primas adicionales. El tiempo de vida del proyecto es de 30 años, esto está determinado por la garantía de potencia del módulo Trina Solar Vertex N 715W. Sin embargo, los inversores Sunny Central 2200 sólo tienen un tiempo de vida de 25 años, por lo que se contempló su compra para remplazo en el año correspondiente. Estos inversores también dan el valor de salvamiento del proyecto, por su venta en el año 30 al 25% de su precio de compra. El impuesto sobre la renta (ISR) para el régimen de utilidades es 25% según la ley, para considerarlo en el cálculo fiscal. La tasa mínima aceptable de rendimiento (TMAR) se decidió colocar en 10%, considerando el riesgo y costo del capital.

La *Tabla 18* muestra los ingresos y costos anuales de la granja solar. Los ingresos fueron explicados anteriormente, considerando la producción anual de la granja solar. Sin embargo, es importante considerar un decremento anual en producción por la degradación intrínseca del panel. Según el fabricante, el módulo Trina Solar Vertex N 715W tiene una atenuación de potencia de 1% en el primer año, que se reduce al 0.4% anual por el resto del tiempo de vida del proyecto. Los gastos anuales de la planta consisten en el gasto por mantenimiento, gasto administrativo e imprevistos, siendo modelados los tres como un porcentaje de la inversión inicial, ingresos anuales totales y costos respectivamente. En la *Tabla 18* también se muestra el valor de la compra de inversores en el año 25, explicada en el párrafo anterior.

Con estas premisas, se realizó el análisis económico del proyecto, modelando los flujos de efectivo de cada año. Un aspecto fundamental de este análisis que no se ha mencionado hasta el momento son los impuestos. Como se ve en **Anexos**, se consideró el pago de ISR, ISO e IVA dentro del modelo económico. Es importante resaltar que según el Decreto No. 93-96 (2003), las plantas solares (por su función como generadoras de energía renovable) no deben pagar impuesto sobre la renta (ISR) durante sus primeros diez años de operación. De esta forma, el análisis tomó en cuenta el pago de ISR a partir del año 11. El régimen de ISR escogido para el proyecto fue sobre ingresos, al analizar tanto ese como el de utilidades y ser esta opción considerablemente mejor. Al pagar ISR sobre ingresos, no es necesario pagar ISO, por lo que no se tomó en cuenta durante el análisis. El pago de IVA débito se hizo respecto a la venta de energía por MWh, mientras que el IVA débito consideró la compra de equipo en el año 25.

El resultado del análisis, en este caso valor neto actual (VNA) y tasa interna de retorno (TIR), para el precio de Q. 183.22 (precio en quetzales del promedio de las adjudicaciones solares en PEG-2022), se ven en la *Tabla 19*. Aquí se puede observar que ambos son negativos, demostrando que el proyecto no es viable con estas premisas. El VNA negativo sugiere que la rentabilidad esperada del proyecto es inferior a la tasa requerida (TMAR), por regla de decisión es necesario rechazarlo. Por otro lado, la TIR negativa indica que el proyecto no llega a recuperar su

inversión inicial, por lo que nuevamente se concluye que no se alcanzó la rentabilidad mínima razonable. El análisis de sensibilidad en la *Tabla 20* muestra variaciones hasta el 30% (positivas y negativas) de le precio por MWh, las ventas anuales (cantidad de MWh) y la inversión inicial. Se eligieron estos factores al ser los que tienen mayor impacto en el proyecto, considerando que los costos anuales (excluyendo el año 25 con la compra de inversores) son bajos comparados con la inversión inicial. La parte superior de la tabla muestra el valor asociado al porcentaje de variación, mientras que la parte inferior muestra la TIR correspondiente. Se puede observar cómo no es posible hacer el TIR positivo, inclusive con disminuciones del 30% en la inversión inicial. El Gráfico 4 ilustra este fenómeno, todos los valores se encuentran en el eje Y negativo, necesitando ajustes considerables para al menos recuperar la inversión inicial. De la forma planteada, el proyecto se queda lejos de alcanzar la TMAR.

Considerando que no se alcanzó la viabilidad con las condiciones planteadas anteriormente, se decidió probar con el precio promedio por contrato con pago por potencia. Esta nueva modalidad sube considerablemente le precio por MWh, a Q. 510.43. Realizando el análisis nuevamente, se llegó al resultado que se ve en la *Tabla 21*. Esta ilustra como ahora la TIR es positiva, siendo de 6.53%. Sin embargo, el VNA sigue siendo negativo, al ser la TIR menor a la TMAR elegida del 10%. Con estas nuevas variables, el proyecto logra recuperar su inversión inicial, aunque sus retornos no son particularmente atractivos. El análisis de sensibilidad en la *Tabla 22* muestra como la inversión inicial es nuevamente el factor más determinante, una disminución del 30% sube el TIR a 13.97%, superando la TMAR esperada. Aumentos del 30% en la producción de la granja o el precio por MWh (siendo este último más probable, no es razonable esperar un aumento del 30% en producción, mucho menos de forma consistente) suben el TIR a 11.57%, superando la TMAR y volviendo al proyecto económicamente viable. El problema con utilizar este precio es que no representa las condiciones reales de operar bajo contrato con pago por potencia. Como se explicó en la sección **Precio** de la **Metodología**, al no cumplir la obligación de potencia el proyecto incurre en sanciones o multas. Esto quiere decir que los proyectos generalmente deben implementar baterías o comprar potencia de otros proyectos para mantener la disponibilidad de potencia acordada. Esto quiere decir que los costos de la inversión inicial aumentarían (las baterías son notoriamente caras), así como los gastos anuales por la compra de potencia. Alternativamente, proyectos como Alternativa de Energía Renovable (adjudicada 5.9 MW en el bloque de potencia garantizada de PEG-2022) utilizan un enfoque híbrido, combinando energía solar con hidráulica para tener siempre potencia disponible.

La *Tabla 23* muestra el VNA y TIR del proyecto, considerando el precio por MWh promedio del mercado spot o de oportunidad. Este precio es considerablemente mayor a los dos anteriores, de Q. 904.80, lo que se traduce en ganancias del proyecto muy superiores a los dos casos anteriores. El VNA de Q. 23,731,483.46 (o más de 3 millones de dólares) refleja el alto valor presente de los flujos de efectivo del proyecto, sólo el hecho de ser positivo muestra que se superó la TMAR definida. La TIR de 20.89% muestra claramente por cuanto se supera la TMAR, siendo 10.89% superior. Esto significa que el proyecto con estas condiciones es extremadamente atractivo, con un TIR superior incluso al necesario para capital de riesgo (15%). La *Tabla 24* muestra el análisis de sensibilidad para

el precio del mercado spot, ilustrando como aún con caídas de producción o aumentos de la inversión inicial del 30%, el proyecto no baja del TMAR seleccionado. Por otro lado, con una disminución del 30% en la inversión inicial, se llega a un TIR de 39.36%, un valor extremadamente favorable. Sin embargo, cabe destacar que por la volatilidad del mercado spot o de oportunidad, la mayoría de los inversionistas optan por irse a licitación. Esta volatilidad puede impedir que el proyecto consiga un financiamiento (del 60% en el modelo analizado), lo cual dificultaría su implementación.

La *Tabla 25* muestra el mínimo precio por MWh, para que el proyecto llegue a la TMAR aceptable sin considerar variaciones adicionales (misma producción e inversión inicial). Se puede observar como el precio necesario de 615.34 MWh, está entre los valores del mercado spot y el pago por potencia, siendo considerablemente mayor al precio de energía generada sin potencia adjudicado a las granjas solares en el PEG-2022. Una alternativa para tener consistentemente este precio de venta sería hacer un contrato con un gran usuario (GU), negociando para tener un contrato por este precio. Sin embargo, cabe destacar que los grandes usuarios tienen obligación de garantizar potencia, por lo que deberían tener un contrato adicional con terceros para la compra de potencia, así cumpliendo con su obligación.

VII. CONCLUSIONES

- La visita de campo permitió georreferenciar el sitio y documentar sus características físicas, a partir de lo cual se determinó la orientación óptima del arreglo, así como la irradiancia global y la temperatura representativas de la zona. Con esa base, se compararon cinco módulos fotovoltaicos (utilizando criterios técnicos, económicos y de uso de tierra) y se seleccionó el Trina Solar Vertex N 715 W. Para el diseño propuesto se calculó preliminarmente necesitar 9,581 módulos en configuración vertical, y tras integrar el arreglo módulos-inversores y efectos de sombreado se calculó el número total en 9,576 módulos. Se evaluaron cinco inversores con base en su compatibilidad con los módulos, la redundancia y el factor ILR, seleccionándose el Sunny Central 2200; el diseño considera tres inversores con 152 cadenas de 21 módulos cada una, para una potencia declarada de 4.998 MWp y un ILR de 1.14.
- Se elaboró un mapa en QGIS con ortoimagen del área, delimitando topográficamente el polígono en análisis para el diseño teórico del proyecto; el área requerida por el arreglo, considerando efectos de sombreado, resultó en 46,267 m² y el área operativa de la granja solar se ajustó a 50 000 m² para incorporar vías de acceso y equipos eléctricos adicionales.
- Se calculó el movimiento de tierras para la nivelación del polígono de la granja solar con una cota de 289.5 m y un volumen neto de corte de 1,389.59 m³; asimismo, se planteó la vía de acceso desde la entrada a la carretera CA-2 hacia el centro de la granja, considerando los parámetros geométricos del Manual Centroamericano para el Diseño Geométrico de Carreteras y otras normativas internacionales, obteniéndose el corredor de la vía, sus secciones transversales y su perfil longitudinal.
- El análisis financiero mostró que el proyecto no es viable con el precio de venta por MWh de proyectos similares en el PEG-2022, con contratos con y sin pago por potencia. Se afirmó la viabilidad del proyecto con el precio del mercado de oportunidad, con las problemáticas por volatilidad que esto implica. Se determinó que el precio de venta mínimo para alcanzar la viabilidad (según la TMAR esperada) es de Q. 615.34 por MWh, pudiendo este precio ser negociado con grandes usuarios.

VIII. RECOMENDACIONES

- Se recomienda analizar la viabilidad de importar los módulos solares y demás componentes eléctricos con un proveedor en el extranjero, como China, para disminuir la inversión inicial. Esto, en consecuencia, disminuiría el precio por MWh necesario para llegar a la TMAR.
- Se recomienda analizar la alternativa de utilizar soportes de concreto (zapata y pedestal), en lugar del rack metálico prefabricado utilizado en este proyecto. Su implementación podría disminuir la inversión en los soportes, así volviendo más rentable el proyecto, pero su cálculo y cuantificación precisa es necesaria para llegar a un resultado significativo.
- En caso se decida vender la energía mediante una licitación por contrato con potencia, es necesario realizar un análisis detallado sobre los componentes eléctricos adicionales necesarios para satisfacer dicha potencia, o en su defecto un plan para adquirir esta potencia de otros proveedores. De esta forma, se puede llegar a una conclusión más acertada sobre la viabilidad del proyecto con este método de venta.
- Se sugiere realizar el cálculo y cuantificación de los componentes necesarios para la subestación de la granja solar, incorporando sus costos al análisis económico. Esto con el fin de obtener resultados financieros más precisos y fortalecer la consistencia técnica del diseño eléctrico.
- Se considera pertinente que estudios futuros incorporen un análisis ambiental del sitio para determinar el impacto del proyecto, así como una evaluación de los permisos municipales necesarios para su ejecución.

IX. BIBLIOGRAFÍA

- Acuerdo Gubernativo No. 382-2006 [Presidente de la República de Guatemala]. Reglamento Orgánico Interno del Ministerio de Energía y Minas. 28 de junio de 2006.
- Becerra Valenzuela, F. J. (2018). *Diseño de una central fotovoltaica de 50 MW conectada a red en la provincia de Badajoz* [Trabajo fin de máster, Universidad de Sevilla]. <https://idus.us.es/items/3d59821f-3460-4e41-bb1f-b11b19b06f41>
- Blank, L. T., y Tarquin, A. J. (2012). *Engineering economy* (8th ed.). McGraw-Hill.
- Boyle, G. (Ed.). (2007). *Renewable electricity and the grid: The challenge of variability*. Earthscan.
- Bureau of Investment Promotion. (2024). *Renewable Energy*. Government of Rajasthan. <https://rising.rajasthan.gov.in/renewable-energy>
- Carta González, J. A., Calero Pérez, R., Colmenar Santos, A., y Castro Gil, M.-A. (2009). *Centrales de energías renovables: Generación eléctrica con energías renovables*. Pearson Educación.
- Çengel, Y. A., y Boles, M. A. (2015). *Termodinámica* (8.ª ed.). McGraw-Hill.
- Chen, C. J. (2024). *Physics of solar energy and energy storage* (2nd ed.). Wiley.
- Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. (2017). *La industria solar fotovoltaica y fototérmica en México* [Archivo PDF]. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/428621/La_industria_solar_fv_y_ft_en_M_xico-compressed.pdf
- Decreto No. 93-96 [Congreso de la República de Guatemala]. Ley General de Electricidad. 15 de noviembre de 1996.
- Decreto Número 52-2003 [Congreso de la República de Guatemala]. Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable. 4 de noviembre de 2003.
- Del Valle, S. (29 de septiembre de 2023). *Resultados de la Licitación PEG-4-2022 en Guatemala*. Consortium Legal. <https://consortiumlegal.com/2023/09/29/resultados-de-la-licitacion-peg-4-2022-en-guatemala/>
- Dirección General de Caminos. (2002). *Especificaciones técnicas para la construcción de caminos rurales en Guatemala: Caminos ambientalmente compatibles*. Ministerio de Comunicaciones, Infraestructura y Vivienda. <https://www.caminos.gob.gt/Descargas/Otros/Especificaciones%20Tecnicas%20para%20la%20Construccion%20de%20Caminos%20Rurales.pdf>
- Dubai Electricity and Water Authority. (9 de junio de 2025). *DEWA adds 800MW of clean energy production capacity to its energy mix in 2025 through the Mohammed bin Rashid Al Maktoum Solar Park's projects*. Government of Dubai. <https://www.dewa.gov.ae/en/about-us/media-publications/latest-news/2025/06/dewa-adds-800mw-of-clean-energy-production>

- Ecoener. (2 de septiembre de 2025). *Ecoener, líder fotovoltaico en Guatemala con una nueva planta de 74,7 MWp*.
<https://www.ecoener.es/noticias/ecoener-lider-fotovoltaico-en-guatemala-con-una-nueva-planta-de-74-7-m-wp>
- Feldman, D., Dummit, K., Zuboy, J., Smith, B., Stright, D., Heine, M., y Margolis, R. (26 de octubre de 2023). *Fall 2023 Solar Industry Update* [Diapositivas de PowerPoint]. National Renewable Energy Laboratory.
<https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/88026.pdf>
- Gevorkian, P. (2011). *Large-scale solar power system design*. McGraw-Hill.
- Global Facility for Disaster Reduction and Recovery. (abril de 2011). *Climate risk and adaptation country profile: Vulnerability, risk reduction, and adaptation to climate change: Guatemala*. World Bank Group.
<https://www.gfdr.org/sites/default/files/publication/climate-change-country-profile-2011-guatemala.pdf>
- Guevara Martínez, F. R. (2015). *Análisis y ejecución de movimiento de tierras en una obra empleando el diagrama de curva masa* [Tesis de máster en Ingeniería Civil con Mención en Ingeniería Vial, Universidad de Piura].
<https://hdl.handle.net/11042/2441>
- Hernday, P. (2011). Field Applications for I-V Curve Tracers. *SolarPro*, 4(5), 78-104.
<https://www.solmetric.com/wp-content/uploads/2022/11/SolarPro-FieldApplicationsOf-I-V-Curve-Tracers-Hernday.pdf>
- Howe, C. (3 de junio de 2024). *World's biggest solar farm comes online in China's Xinjiang*. Reuters.
<https://www.reuters.com/world/china/worlds-biggest-solar-farm-comes-online-chinas-xinjiang-2024-06-03/>
- International Energy Agency. (2024). *Renewables 2024: Analysis and forecasts to 2030*.
<https://www.iea.org/reports/renewables-2024>
- International Renewable Energy Agency. (2024). *Renewable power generation costs in 2023*.
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf
- Jowett, P. (13 de junio de 2025). *DEWA's Mohammed bin Rashid solar park capacity hits 3.8 GW*. pv magazine.
<https://www.pv-magazine.com/2025/06/13/dubais-giant-solar-park-surpasses-3-8-gw/>
- Masdar. (2023). *Al Dhafra Solar PV Plant* [Archivo PDF]. <https://masdar.ae/-/media/corporate-revamp/projects/downloads/al-dhafra-solar-pv/al-dhafra-factsheet-en-v2.pdf>
- Masson, G., Bosch, E., Van Rechem, A., y de l'Epine, M. (2024). *Snapshot of Global PV Markets 2024*. IEA PVPS.
<https://doi.org/10.69766/VHRF4040>
- Masson, G., de l'Epine, M., y Kaizuka, I. (2024). *Trends in Photovoltaic Applications 2024*. IEA PVPS.
<https://doi.org/10.69766/JNEW6916>
- Micheli, L., Muller, M., Theristis, M., Smestad, G. P., Almonacid, F., y Fernández, E. F. (2024). Quantifying the impact of inverter clipping on photovoltaic performance and soiling losses. *Renewable Energy*, 225, 120317. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.120317>

- Ministerio de Economía de Guatemala. (3 de febrero de 2025). Informe económico semanal (Edición V, Año VI). https://mineco.gob.gt/images/dae/2025/03022025_Informe_Economico_Semanal.pdf
- Ministerio de Energía y Minas. (2025). Balance energético 2024. <https://mem.gob.gt/wp-content/uploads/2025/07/BALANCE-ENERGETICO-2024.pdf>
- Ministerio de Energía y Minas. (2025). Informe de monitoreo y evaluación de la operación del subsector eléctrico nacional 2024. <https://mem.gob.gt/wp-content/uploads/2025/06/Informe-de-Monitoreo-y-Evaluacion-de-la-Operacion-del-Subsector-Elctrico-Nacional-2024.pdf>
- Ministerio de Energía y Minas. (23 de mayo de 2018). *Energía solar en Guatemala* [Archivo PDF]. <https://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2018/07/Energ%C3%ADa-Solar-en-Guatemala.pdf>
- Ministerio de Energía y Minas. (3 de febrero de 2015). *Estrenan planta solar con mayor potencia de América Central*. <https://mem.gob.gt/estrenan-planta-solar-con-mayor-potencia-de-america-central/>
- NASA Earth Observatory. (30 de diciembre de 2024). *Building a Great Solar Wall in China*. <https://science.nasa.gov/earth/earth-observatory/building-a-great-solar-wall-in-china-153759/>
- NASA POWER Project. (2025). *POWER Data Access Viewer and APIs*. NASA Langley Research Center. <https://power.larc.nasa.gov/>
- National Renewable Energy Laboratory. (2024). *Utility-scale PV*. In *Annual Technology Baseline (ATB) 2024 – Electricity*. https://atb.nrel.gov/electricity/2024/utility-scale_pv
- Neill, S., Stapleton, G., y Martell, C. (2017). *Solar farms: The Earthscan expert guide to design and construction of utility-scale photovoltaic systems*. Routledge. <https://doi.org/10.4324/9781315651002>
- North American Board of Certified Energy Practitioners. (2013). *NABCEP PV installation professional resource guide*. <https://www.nabcep.org/wp-content/uploads/2013/08/NABCEP-PV-Guide-7-16-13-W.pdf>
- Orts Grau, S., y Seguí Chilet, S. (2018). *Introducción a las instalaciones solares fotovoltaicas de conexión a la red de suministro*. Universitat Politècnica de València.
- Perpiñán Lamigueiro, Ó. (2023). *Energía solar fotovoltaica* [Archivo PDF]. <https://oscarperpinan.github.io/esf/ESF.pdf>
- Prado Alarcón, R. A. (2015). *Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de generación centralizada conectada a red para la venta de energía en la provincia del Guayas y análisis de viabilidad técnica y económica* [Tesis de grado, Escuela Superior Politécnica del Litoral]. <https://dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/60041>
- Proctor, D. (2 de diciembre de 2024). *Solar Power Leads Buildout of India's Renewable Energy*. POWER. <https://www.powermag.com/solar-power-leads-buildout-of-indias-renewable-energy/>
- Quantum. (2024). *Apoyo para la contratación de energía y potencia - Licitación Abierta LA-2-2024: Informe de adjudicación*. <https://www.cnee.gob.gt/pdf/resoluciones/2024/CNEE-188-2024.pdf>
- Resolución CNEE-108-2025 [Comisión Nacional de Energía Eléctrica]. Anexo I. Licitación Abierta PEG-5-2025. Bases de licitación para contratar potencia y energía eléctrica para el suministro de los usuarios del servicio de distribución final de Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, Distribuidora de

- Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, y Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima. 3 de abril de 2025.
- Rodríguez, L. (12 de agosto de 2025). *Inauguran Magdalena Solar I, planta que abastecerá a más de 15 mil hogares con energía limpia*. Agencia Guatemalteca de Noticias. <https://agn.gt/inauguran-magdalena-solar-i-planta-que-abastecera-a-mas-de-15-mil-hogares-con-energia-limpia/>
- Sánchez de Serdio Villacorta, M. (2022). *Dimensionamiento de una planta fotovoltaica de 49,9 MW en la localidad de Almodóvar del Río* [Trabajo de grado, Universidad de Sevilla]. <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/94509/fichero/TFG-4509%2BS%C3%A1nchez%2Bde%2BSerdio%2BVillacorta.pdf>
- Sánchez Juárez, A., Martínez Escobar, D., Santos Magdaleno, R. D., Ortega Cruz, J., y Sánchez Pérez, P. A. (2017). *Aplicaciones fotovoltaicas de la energía solar en los sectores residencial, servicio e industrial*. Universidad Nacional Autónoma de México, Instituto de Energías Renovables.
- Secretaría de Integración Económica Centroamericana. (2011). Manual de normas para el diseño geométrico de carreteras con enfoque de gestión de riesgo y seguridad vial. <https://www.sieca.int/producto/manual-de-normas-para-el-diseno-geometrico-de-carreteras/>
- Seguí Olmedilla, P. (3 de septiembre de 2025). *Ecoener pone en marcha la planta fotovoltaica más potente de Guatemala*. Cinco Días. <https://cincodias.elpais.com/companias/2025-09-03/ecoener-pone-en-marcha-la-planta-fotovoltaica-mas-potente-de-guatemala.html>
- Shaik, N. M. (2016). *Large scale solar power system design* [Tesis de maestría, California State University, Northridge]. <https://es.scribd.com/document/490580050/Large-Scale-Solar-Power-System-Design>
- Singh, N. (9 de agosto de 2023). *Precios, empresas y más detalles de las ofertas ganadoras de la licitación de Guatemala*. Energía Estratégica. <https://www.energiaestrategica.com/precios-empresas-y-mas-detalles-de-las-ofertas-ganadoras-de-la-licitacion-de-guatemala/>
- Solar Energy Industries Association. (29 de abril de 2024). *The solar century: Landmark moments in the history of solar energy*. <https://seia.org/blog/solar-century-landmark-moments-history-solar-energy/>
- Solar Energy International. (2019). *Fotovoltaica: Manual de diseño e instalación* (4.^a ed.). Solar Energy International.
- Tiktin Ferreiro, J. (1995). *Movimiento de tierras: Procedimientos generales de construcción*. E.T.S. Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos, Servicio de Publicaciones.
- Turner, B. M., Eichinger-Vill, E. M., El-Samra, S., Adriazola-Steil, C., y Burlacu, F. A. (2024). *Guide for safe speeds: Managing traffic speeds to save lives and improve livability*. World Bank y World Resources Institute. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/099032224020526401/pdf/P175107129f9b401c19e411b9abd824cfd7.pdf>

- U.S. Energy Information Administration. (16 de marzo de 2018). *Solar plants typically install more panel capacity relative to their inverter capacity.* Today in Energy. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=35372>
- U.S. Energy Information Administration. (20 de septiembre de 2021). *World's longest-operating solar thermal facility is retiring; new projects continue to come online.* Today in Energy. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=49616>
- United States Environmental Protection Agency. (2022). *Best practices for siting solar photovoltaics (PV) on municipal solid waste landfills.* U.S. EPA. https://www.epa.gov/system/files/documents/2022-05/best-practices-siting-solar-photovoltaics-municipal-solid-waste-landfills_051722-pub.pdf
- World Bank Group y Energy Sector Management Assistance Program. (2025). *Global Solar Atlas.* <https://globalsolaratlas.info/>

X. ANEXOS

Elección de módulos solares

Potencia DC total	5 MWp
Temperatura ambiental promedio	28.94 °C
Temperatura a STC	25 °C
Irradiancia horizontal global	5669 Wh/m ²
Hora solar pico	5.669 h/día
Altura de seguridad	1 m

Orientación sur

Modelo 1: Astronergy ASTRO 5 550 W (CHSM72M-HC)

Largo (P)	2.278 m
Ancho (P)	1.134 m
Temperatura nominal célula	T_{NOM} 41 °C
Temperatura célula	T_{CEL} 55.1904472 °C
Potencia máxima STC (Pa)	P_{MAX} 550 W
Coefficiente de temperatura de P_{MAX} (Pa)	T_{PMAX} -0.34 %/°C

1. Cálculo número de módulos

Potencia a temperatura promedio	P_{PMTC} 493.54 W
Factor seguridad	1.25
Número de módulos	#M 12664

2. Área requerida

Latitud Lat 14.09 °
Sin uso prioritario

Inclinación óptima $\theta_{\text{inclinación}}$ 13.42 °

Configuración vertical

Altura h 0.53 m
Beta β 76.58 °
Distancia entre módulos d 1.40
Longitud proyectada módulo x 2.22

Área módulo con sombreado A_M 4.10 m²

Área total módulos A_T 51885.06 m²

Configuración horizontal

Altura h 0.26 m
Beta β 76.58 °
Distancia entre módulos d 1.15
Longitud proyectada módulo x 1.10

Área módulo con sombreado A_M 5.14 m²

Área total módulos A_T 65124.90 m²

Área total final 51885.06 m²
Área total final 7.42 manzanas
Configuración óptima vertical

Modelo 2: JA solar 605 W N-Type TOPCon bifacial (JAM66D45-LB)

Largo (P) 2.382 m
Ancho (P) 1.134 m
Temperatura nominal célula T_{NOM} 45 °C
Temperatura célula T_{CEL} 60.1904472 °C
Potencia máxima STC (Pa) P_{MAX} 605 W
Coeficiente de temperatura de P_{MAX} (Pa) T_{PMAX} -0.29 %/°C

1. Cálculo número de módulos

Potencia a temperatura promedio P_{PMTC} 552.03 W
Factor seguridad 1.25
Número de módulos #M 11322

2. Área requerida

Latitud Lat 14.09 °
Sin uso prioritario

Inclinación óptima $\theta_{\text{inclinación}}$ 13.42 °

Configuración vertical

Altura	h	0.55 m
Beta	β	76.58 °
Distancia entre módulos	d	1.42
Longitud proyectada módulo	x	2.32
Área módulo con sombreado	A_M	4.24 m ²
Área total módulos	A_T	47968.89 m ²

Configuración horizontal

Altura	h	0.26 m
Beta	β	76.58 °
Distancia entre módulos	d	1.15
Longitud proyectada módulo	x	1.10
Área módulo con sombreado	A_M	5.38 m ²
Área total módulos	A_T	60881.78 m ²

Área total final 47968.89 m²

Área total final 6.86 manzanas

Configuración óptima vertical

Modelo 3: Trina solar Vertex N 620 W N-Type TOPCon bifacial (TSM-NEG19RC.20)

Largo (P) 2.382 m
Ancho (P) 1.134 m

Temperatura nominal célula T_{NOM} 43 °C
Temperatura célula T_{CEL} 57.6904472 °C
Potencia máxima STC (Pa) P_{MAX} 620 W
Coeficiente de temperatura de P_{MAX}
(Pa) $T_{P_{MAX}}$ -0.29 %/°C

1. Cálculo número de módulos

Potencia a temperatura promedio $P_{P_{MTC}}$ 565.72 W
Factor seguridad 1.25
Número de módulos #M 11048

2. Área requerida

Latitud Lat 14.09 °
Sin uso prioritario
Inclinación óptima $\theta_{inclinación}$ 13.42 °

Configuración vertical

Altura h 0.55 m
Beta β 76.58 °
Distancia entre módulos d 1.42
Longitud proyectada módulo x 2.32

Área módulo con sombreado A_M 4.24 m²

Área total módulos A_T 46808.01 m²

Configuración horizontal

Altura h 0.26 m
Beta β 76.58 °
Distancia entre módulos d 1.15
Longitud proyectada módulo x 1.10

Área módulo con sombreado A_M 5.38 m²

Área total módulos A_T 59408.40 m²

Área total final 46808.01 m²

Área total final 6.70 manzanas

Configuración óptima vertical

Modelo 4: Trina solar DUOMAX N 590 W bifacial (TSM-NEG18C.20)

Largo (P) 2.278 m

Ancho (P) 1.134 m

Temperatura nominal célula T_{NOM} 43 °C

Temperatura célula T_{CEL} 57.6904472 °C

Potencia máxima STC (Pa) P_{MAX} 590 W

Coefficiente de temperatura de P_{MAX}
(Pa) T_{PMAX} -0.29 %/°C

1. Cálculo número de módulos

Potencia a temperatura promedio P_{PMTC} 538.34 W
Factor seguridad 1.25
Número de módulos #M 11610

2. Área requerida

Latitud Lat 14.09 °
Sin uso prioritario
Inclinación óptima $\theta_{inclinación}$ 13.42 °

Configuración vertical

Altura h 0.53 m
Beta β 76.58 °
Distancia entre módulos d 1.40
Longitud proyectada módulo x 2.22

Área módulo con sombreado A_M 4.10 m²
Área total módulos A_T 47566.77 m²

Configuración horizontal

Altura h 0.26 m
Beta β 76.58 °
Distancia entre módulos d 1.15
Longitud proyectada módulo x 1.10

Área módulo con sombreado A_M 5.14 m²

Área total módulos A_T 59704.68 m²

Área total final 47566.77 m²

Área total final 6.81 manzanas

Configuración óptima vertical

Modelo 5: Trina solar Vertex N 715 W N-Type TOP Con bifacial (TSM-NEG21C.20)

Largo (P) 2.384 m

Ancho (P) 1.303 m

Temperatura nominal célula T_{NOM} 43 °C

Temperatura célula T_{CEL} 57.6904472 °C

Potencia máxima STC (Pa) P_{MAX} 715 W

Coefficiente de temperatura de P_{MAX}
(Pa) $T_{P_{MAX}}$ -0.29 %/°C

1. Cálculo número de módulos

Potencia a temperatura promedio P_{PMTC} 652.40 W

Factor seguridad 1.25

Número de módulos #M 9581

2. Área requerida

Latitud Lat 14.09 °
Sin uso prioritario

Inclinación óptima $\theta_{\text{inclinación}}$ 13.42 °

Configuración vertical

Altura h 0.55 m
Beta β 76.58 °
Distancia entre módulos d 1.42
Longitud proyectada módulo x 2.32

Área módulo con sombreado A_M 4.87 m²

Área total módulos A_T 46671.75 m²

Configuración horizontal

Altura h 0.30 m
Beta β 76.58 °
Distancia entre módulos d 1.19
Longitud proyectada módulo x 1.27

Área módulo con sombreado A_M 5.86 m²

Área total módulos A_T 56136.79 m²

Área total final

46671.75 m²

Área total final

6.68 manzanas

Configuración óptima

vertical

Módulo óptimo con base en menor
área

Modelo 5: Trina solar Vertex N 715 W N-Type TOPCon bifacial (TSM-NEG21C.20)

Área final

46671.75 m²

Área final

6.68 manzanas

Elección de inversores

Características temperatura

Temperatura mínima ambiental	21.39 °C
Temperatura máxima ambiental	32.21 °C
Temperatura nominal célula	43 °C
Temperatura a STC	25 °C
Irradiancia horizontal global	5669 Wh/m ²
Hora solar pico	5.669 h/día
Temperatura máxima célula	60.96 °C

Características panel

Voltaje de circuito abierto (Pa)	V_{OC}	49.2 V
Voltaje de operación óptimo (Pa)	V_{MPP}	41.1 V
Coefficiente de temperatura de V_{OC} (Pa)	T_{Voc}	-0.24 %/°C
Coefficiente de temperatura de P_{MAX} (Pa)	$T_{P_{MAX}}$	-0.29 %/°C
Corriente de corto circuito (Pa)	I_{SC}	20.28 A
Coefficiente de temperatura de I_{SC} (Pa)	T_{ISC}	0.04 %/°C
Corriente máxima I_{mpp} (Pa)	I_{MPP}	19.14 A

Modelo 1: PV Inverter for 1500Vdc System SG4400UD-20

1. Dimensionamiento del voltaje

Voltaje de circuito abierto (Pa)	V_{OC}	49.2 V
Voltaje de operación óptimo (Pa)	V_{MPP}	41.1 V
Coefficiente de temperatura de V_{OC} (Pa)	T_{Voc}	-0.24 %/°C
Coefficiente de temperatura de P_{MAX} (Pa)	$T_{P_{MAX}}$	-0.29 %/°C
Voltaje máximo de entrada (I)	V_{MAX}	1500 V
Voltaje mínimo MPP (I)	V_{MIN}	938 V
Voltaje de circuito abierto a temperatura mínima	$V_{oc(t\ min)}$	49.63 V
Factor de protección voltaje máximo inversor	F_{pmax}	1.05
Máximo número de módulos por cuerda	N	28
Máximo voltaje de potencia a temperatura máxima	$V_{MPP(t\ max)}$	36.81
Factor de protección caída de voltaje en cables DC entre módulo e inversor	F_{pc}	0.98
Factor de protección voltaje mínimo inversor	F_{pmin}	0.9
Mínimo número de módulos por cuerda	M	29
Módulos por cuerda elegidos	M_S	-

2. Dimensionamiento de corriente

Corriente de corto circuito (Pa)	I_{SC}	20.28 A
Coefficiente de temperatura de I_{SC} (Pa)	T_{ISC}	0.04 %/°C
Corriente máxima de corto circuito (I)	C_{MAX}	3528 A
Corriente máxima a temperatura máxima	$I_{SC(t_{max})}$	20.57 A
Factor de protección corriente a cortocircuito NEC	F_{cc}	1.56
Máximo número de cuerdas por corriente máxima	P	109
Corriente máxima I_{mpp} (Pa)	I_{MPP}	19.14 A
Corriente de entrada PV máxima (I)	I_{MPV}	1435 A
Máximo número de cuerdas por corriente PV máxima	P_{PV}	74
Número de entradas DC (I)	E	28
Máximo número de cuerdas por MPP	M_{MPP}	28
Número de entradas MPP	N_{MPP}	4
Máximo total de cuerdas	M	112

3. Máximo número de módulos

Máximo número de módulos por inversor	M_{MAX}	-
Total inversores requeridos	I_{TOTAL}	-

Modelo 2: Sunny Central UP SC 4000 UP

1. Dimensionamiento del voltaje

Voltaje de circuito abierto (Pa)	V_{OC}	49.2 V
Voltaje de operación óptimo (Pa)	V_{MPP}	41.1 V
Coefficiente de temperatura de V_{OC} (Pa)	T_{Voc}	-0.24 %/°C
Coefficiente de temperatura de P_{MAX} (Pa)	$T_{P_{MAX}}$	-0.29 %/°C
Voltaje máximo de entrada (I)	V_{MAX}	1500 V
Voltaje mínimo MPP (I)	V_{MIN}	880 V
Voltaje de circuito abierto a temperatura mínima	$V_{oc(t\ min)}$	49.63 V
Factor de protección voltaje máximo inversor	$F_{p\ max}$	1.05
Máximo número de módulos por cuerda	N	28
Máximo voltaje de potencia a temperatura máxima	$V_{MPP(t\ max)}$	36.81
Factor de protección caída de voltaje en cables DC entre módulo e inversor	F_{pc}	0.98
Factor de protección voltaje mínimo inversor	$F_{p\ min}$	0.9
Mínimo número de módulos por cuerda	M	28
Módulos por cuerda elegidos	M_s	28

2. Dimensionamiento de corriente

Corriente de corto circuito (Pa)	I_{SC}	20.28 A
Coefficiente de temperatura de I_{SC} (Pa)	T_{ISC}	0.04 %/°C
Corriente máxima de corto circuito (I)	C_{MAX}	8400 A

Corriente máxima a temperatura máxima	$I_{SC(t_{max})}$	20.57 A
---------------------------------------	-------------------	---------

Factor de protección corriente a cortocircuito NEC

F_{cc}	1.56
----------	------

Máximo número de cuerdas por corriente máxima

P	261
---	-----

Corriente máxima I_{mpp} (Pa)

I_{MPP}	19.14 A
-----------	---------

Corriente de entrada PV máxima (I)

I_{MPV}	4750 A
-----------	--------

Máximo número de cuerdas por corriente PV máxima

P_{PV}	248
----------	-----

Máximo número de cuerdas por MPP

M_{MPP}	248
-----------	-----

Número de entradas MPP

N_{MPP}	1
-----------	---

Máximo total de cuerdas

M	248
---	-----

3. Máximo número de módulos

Máximo número de módulos por inversor

M_{TOTAL}	6944
-------------	------

Total inversores requeridos

I_{TOTAL}	2
-------------	---

El modelo de inversor se adapta satisfactoriamente a las características del panel

Inversor a utilizar

Modelo 2: Sunny Central UP SC 4000 UP

Cantidad de inversores

2

Inversor # 1

Número de módulos por cuerda 28
Número de cuerdas 170
Número total de módulos 4760
Capacidad nominal DC módulo 715 W
Capacidad Nominal AC inversor 3.6 MW
ILR 0.95

Inversor # 2

Número de módulos por cuerda 28
Número de cuerdas 169
Número total de módulos 4732
Capacidad nominal DC módulo 715 W
Capacidad Nominal AC inversor 3.6 MW
ILR 0.94

Número de módulos sistema

9492

Potencia generada (DC)

4.954 MWp

Modelo 3: Sunny Central 2750-EV

1. Dimensionamiento del voltaje

Voltaje de circuito abierto (Pa)	V_{OC}	49.2 V
Voltaje de operación óptimo (Pa)	V_{MPP}	41.1 V
Coefficiente de temperatura de V_{OC} (Pa)	T_{Voc}	-0.24 %/°C

Coeficiente de temperatura de P_{MAX} (Pa)	$T_{P_{MAX}}$	-0.29 %/°C
Voltaje máximo de entrada (I)	V_{MAX}	1500 V
Voltaje mínimo MPP (I)	V_{MIN}	875 V
Voltaje de circuito abierto a temperatura mínima	$V_{oc(t,min)}$	49.63 V
Factor de protección voltaje máximo inversor	F_{pmax}	1.05
Máximo número de módulos por cuerda	N	28
Máximo voltaje de potencia a temperatura máxima	$V_{MPP(t,max)}$	36.81
Factor de protección caída de voltaje en cables DC entre módulo e inversor	F_{pc}	0.98
Factor de protección voltaje mínimo inversor	F_{pmin}	0.9
Mínimo número de módulos por cuerda	M	27
Módulos por cuerda elegidos	M_S	28

2. Dimensionamiento de corriente

Corriente de corto circuito (Pa)	I_{SC}	20.28 A
Coeficiente de temperatura de I_{SC} (Pa)	T_{ISC}	0.04 %/°C
Corriente máxima de corto circuito (I)	C_{MAX}	6400 A
Corriente máxima a temperatura máxima	$I_{SC(t,max)}$	20.57 A

Factor de protección corriente a cortocircuito NEC	F_{cc}	1.56
Máximo número de cuerdas por corriente máxima	P	199
Corriente máxima I_{MPP} (Pa)	I_{MPP}	19.14 A
Corriente de entrada PV máxima (I)	I_{MPV}	2956 A
Máximo número de cuerdas por corriente PV máxima	P_{PV}	154
Máximo número de cuerdas por MPP	M_{MPP}	154
Número de entradas MPP	N_{MPP}	1
Máximo total de cuerdas	M	154

3. Máximo número de módulos

Máximo número de módulos por inversor	M_{TOTAL}	4312
Total inversores requeridos	I_{TOTAL}	3

El modelo de inversor se adapta satisfactoriamente a las características del panel

Inversor a utilizar

Cantidad de inversores

Modelo 3: Sunny Central 2750-EV

3

Inversor # 1

Número de módulos por cuerda	28
Número de cuerdas	113
Número total de módulos	3164
Capacidad nominal DC módulo	715 W

Capacidad Nominal AC inversor 2.5 MW
ILR 0.90

Inversor # 2

Número de módulos por cuerda 28
Número de cuerdas 113
Número total de módulos 3164
Capacidad nominal DC módulo 715 W
Capacidad Nominal AC inversor 2.5 MW
ILR 0.90

Inversor # 3

Número de módulos por cuerda 28
Número de cuerdas 113
Número total de módulos 3164
Capacidad nominal DC módulo 715 W
Capacidad Nominal AC inversor 2.5 MW
ILR 0.90

Número de módulos sistema 9492
Potencia generada (DC) 4.954 MWp

Modelo 4: Sunny Central 2200

1. Dimensionamiento del voltaje

Voltaje de circuito abierto (Pa)	V_{OC}	49.2 V
Voltaje de operación óptimo (Pa)	V_{MPP}	41.1 V
Coefficiente de temperatura de V_{OC} (Pa)	T_{Voc}	-0.24 %/°C
Coefficiente de temperatura de P_{MAX} (Pa)	$T_{P_{MAX}}$	-0.29 %/°C

Voltaje máximo de entrada (I)	V_{MAX}	1100 V
Voltaje mínimo MPP (I)	V_{MIN}	570 V
Voltaje de circuito abierto a temperatura mínima	$V_{oc(t\ min)}$	49.63 V
Factor de protección voltaje máximo inversor	$F_{p\ max}$	1.05
Máximo número de módulos por cuerda	N	21
Máximo voltaje de potencia a temperatura máxima	$V_{MPP(t\ max)}$	36.81
Factor de protección caída de voltaje en cables DC entre módulo e inversor	F_{pc}	0.98
Factor de protección voltaje mínimo inversor	$F_{p\ min}$	0.9
Mínimo número de módulos por cuerda	M	18
Módulos por cuerda elegidos	M_S	21

2. Dimensionamiento de corriente

Corriente de corto circuito (Pa)	I_{SC}	20.28 A
Coefficiente de temperatura de I_{SC} (Pa)	T_{ISC}	0.04 %/°C
Corriente máxima de corto circuito (I)	C_{MAX}	6400 A
Corriente máxima a temperatura máxima	$I_{SC(t\ max)}$	20.57 A

Factor de protección corriente a cortocircuito NEC	F_{cc}	1.56
Máximo número de cuerdas por corriente máxima	P	199
Corriente máxima I_{MPP} (Pa)	I_{MPP}	19.14 A
Corriente de entrada PV máxima (I)	I_{MPV}	3600 A
Máximo número de cuerdas por corriente PV máxima	P_{PV}	188
Máximo número de cuerdas por MPP	M_{MPP}	188
Número de entradas MPP	N_{MPP}	1
Máximo total de cuerdas	M	188

3. Máximo número de módulos

Máximo número de módulos por inversor	M_{TOTAL}	3948
Total inversores requeridos	I_{TOTAL}	3

El modelo de inversor se adapta satisfactoriamente a las características del panel

Inversor a utilizar

Cantidad de inversores

Modelo 4: Sunny Central 2200

3

Inversor # 1

Número de módulos por cuerda	18	Número de módulos por cuerda	21
Número de cuerdas	177	Número de cuerdas	152
Número total de módulos	3186	Número total de módulos	3192
Capacidad nominal DC módulo	715 W	Capacidad nominal DC módulo	715 W

Capacidad Nominal AC inversor ILR	2 MW 1.14	Capacidad Nominal AC inversor ILR	2 MW 1.14
Inversor # 2			
Número de módulos por cuerda	18	Número de módulos por cuerda	21
Número de cuerdas	177	Número de cuerdas	152
Número total de módulos	3186	Número total de módulos	3192
Capacidad nominal DC módulo	715 W	Capacidad nominal DC módulo	715 W
Capacidad Nominal AC inversor ILR	2 MW 1.14	Capacidad Nominal AC inversor ILR	2 MW 1.14
Inversor # 3			
Número de módulos por cuerda	18	Número de módulos por cuerda	21
Número de cuerdas	177	Número de cuerdas	152
Número total de módulos	3186	Número total de módulos	3192
Capacidad nominal DC módulo	715 W	Capacidad nominal DC módulo	715 W
Capacidad Nominal AC inversor ILR	2 MW 1.14	Capacidad Nominal AC inversor ILR	2 MW 1.14
Número de módulos sistema	9558	Número de módulos sistema	9576
Potencia generada (DC)	4.989 MWp	Potencia generada (DC)	4.998 MWp

Modelo 5: Sunny Central 2500-EV

1. Dimensionamiento del voltaje

Voltaje de circuito abierto (Pa)	V_{OC}	49.2 V
Voltaje de operación óptimo (Pa)	V_{MPP}	41.1 V
Coefficiente de temperatura de V_{OC} (Pa)	T_{Voc}	-0.24 %/°C
Coefficiente de temperatura de P_{MAX} (Pa)	$T_{P_{MAX}}$	-0.29 %/°C

Voltaje máximo de entrada (I)	V_{MAX}	1500 V
Voltaje mínimo MPP (I)	V_{MIN}	938 V
Voltaje de circuito abierto a temperatura mínima	$V_{oc(tmin)}$	49.63 V
Factor de protección voltaje máximo inversor	F_{pmax}	1.05
Máximo número de módulos por cuerda	N	28
Máximo voltaje de potencia a temperatura máxima	$V_{MPP(tmax)}$	36.81
Factor de protección caída de voltaje en cables DC entre módulo e inversor	F_{pc}	0.98
Factor de protección voltaje mínimo inversor	F_{pmin}	0.9
Mínimo número de módulos por cuerda	M	29
Módulos por cuerda elegidos	M_S	-

2. Dimensionamiento de corriente

Corriente de corto circuito (Pa)	I_{SC}	20.28 A
Coefficiente de temperatura de I_{sc} (Pa)	T_{ISC}	0.04 %/°C
Corriente máxima de corto circuito (I)	C_{MAX}	2320 A
Corriente máxima a temperatura máxima	$I_{SC(tmax)}$	20.57 A

Factor de protección corriente a cortocircuito NEC	F_{cc}	1.56
Máximo número de cuerdas por corriente máxima	P	72
Corriente máxima I_{mpp} (Pa)	I_{MPP}	19.14 A
Corriente de entrada PV máxima (I)	I_{MPV}	1600 A
Máximo número de cuerdas por corriente PV máxima	P_{PV}	83
Máximo número de cuerdas por MPP	M_{MPP}	72
Número de entradas MPP	N_{MPP}	1
Máximo total de cuerdas	M	72

3. Máximo número de módulos

Máximo número de módulos por inversor	M_{TOTAL}	-
Total inversores requeridos	I_{TOTAL}	-

El modelo de inversor no se adapta satisfactoriamente a las características del panel

Modelo de inversor elegido	Modelo 4: Sunny Central 2200
Configuración elegida	152 cuerdas de 21 módulos cada una

Modelo 5: Trina solar Vertex N 715 W N-Type TOPCon bifacial (TSM-NEG21C.20)

Largo (P) 2.384 m
Ancho (P) 1.303 m

Temperatura nominal célula T_{NOM} 43 °C
Temperatura célula T_{CEL} 54.96 °C
Potencia máxima STC (Pa) P_{MAX} 715 W
Coeficiente de temperatura de P_{MAX} (Pa) T_{PMAX} -0.29 %/°C

1. Número de módulos

Número de módulos #M 9576

2. Área requerida

Latitud Lat 14.09 °
Sin uso prioritario

Inclinación óptima $\theta_{inclinación}$ 13.42 °

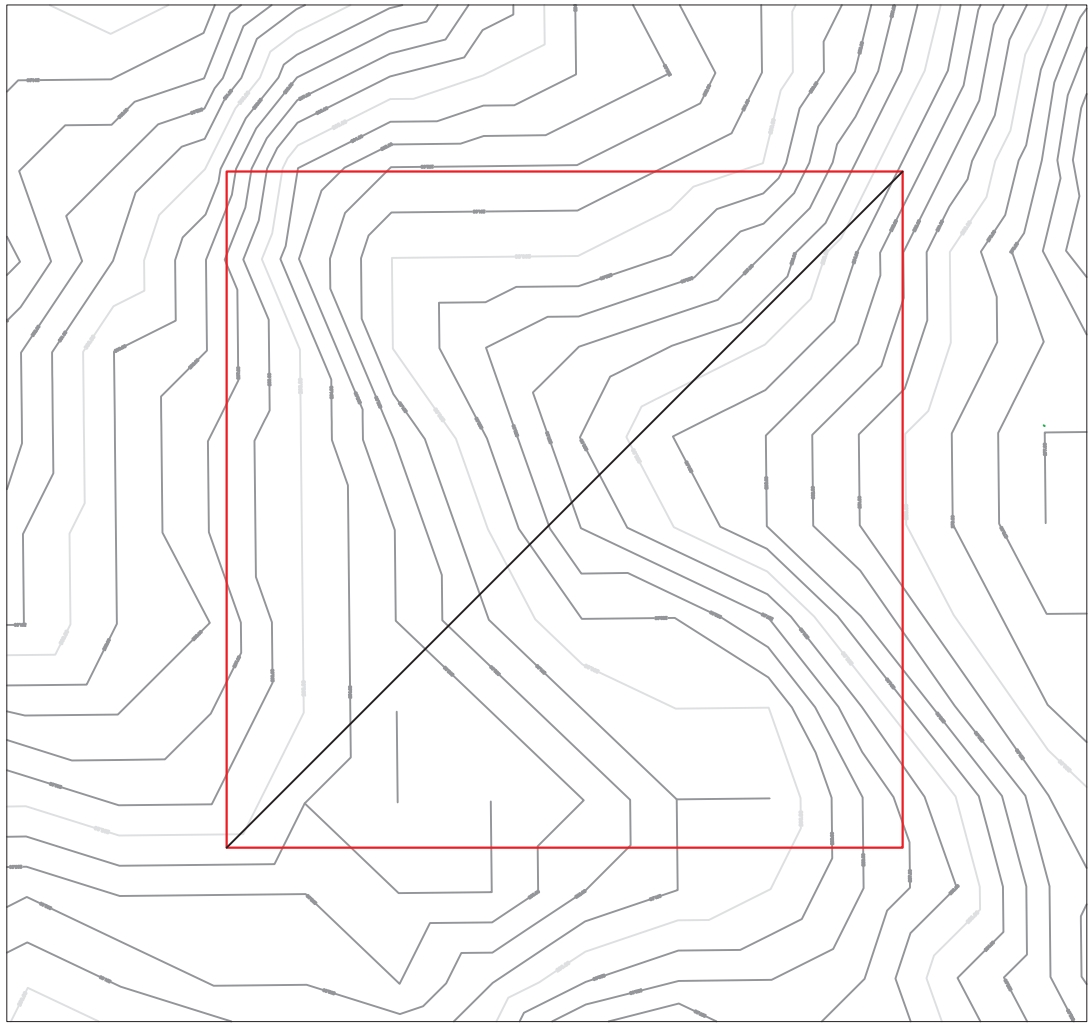
Configuración vertical

Altura h 0.55 m
Beta β 76.58 °
Distancia entre módulos d 1.42
Longitud proyectada módulo x 2.32
Área módulo con sombreado A_M 4.87 m²

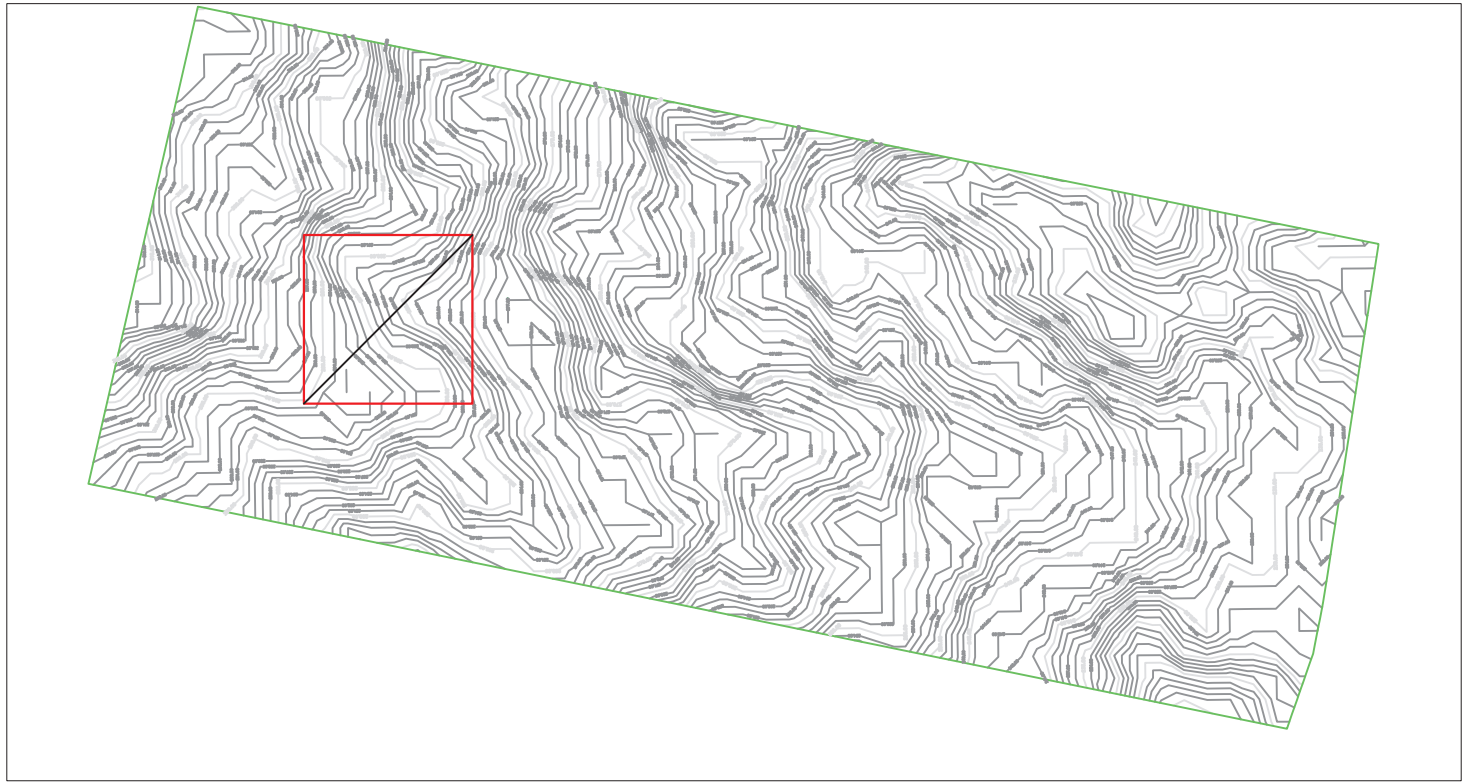
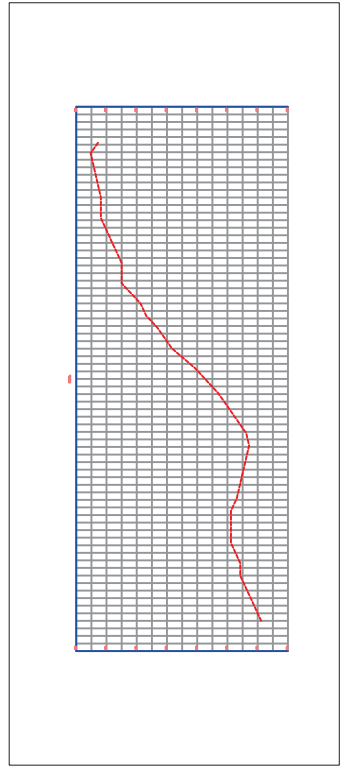
Área total módulos

A_T

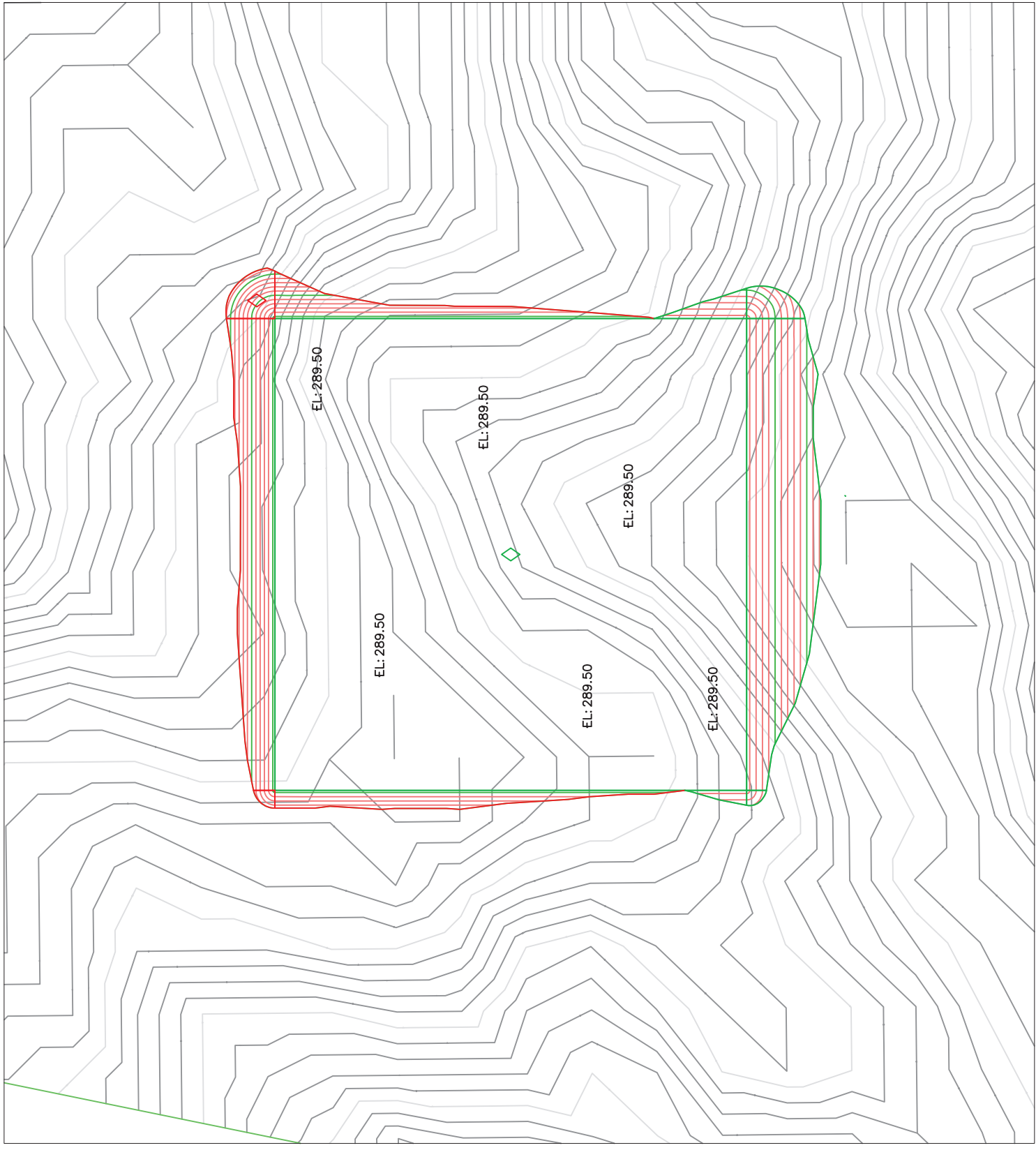
46647 m²

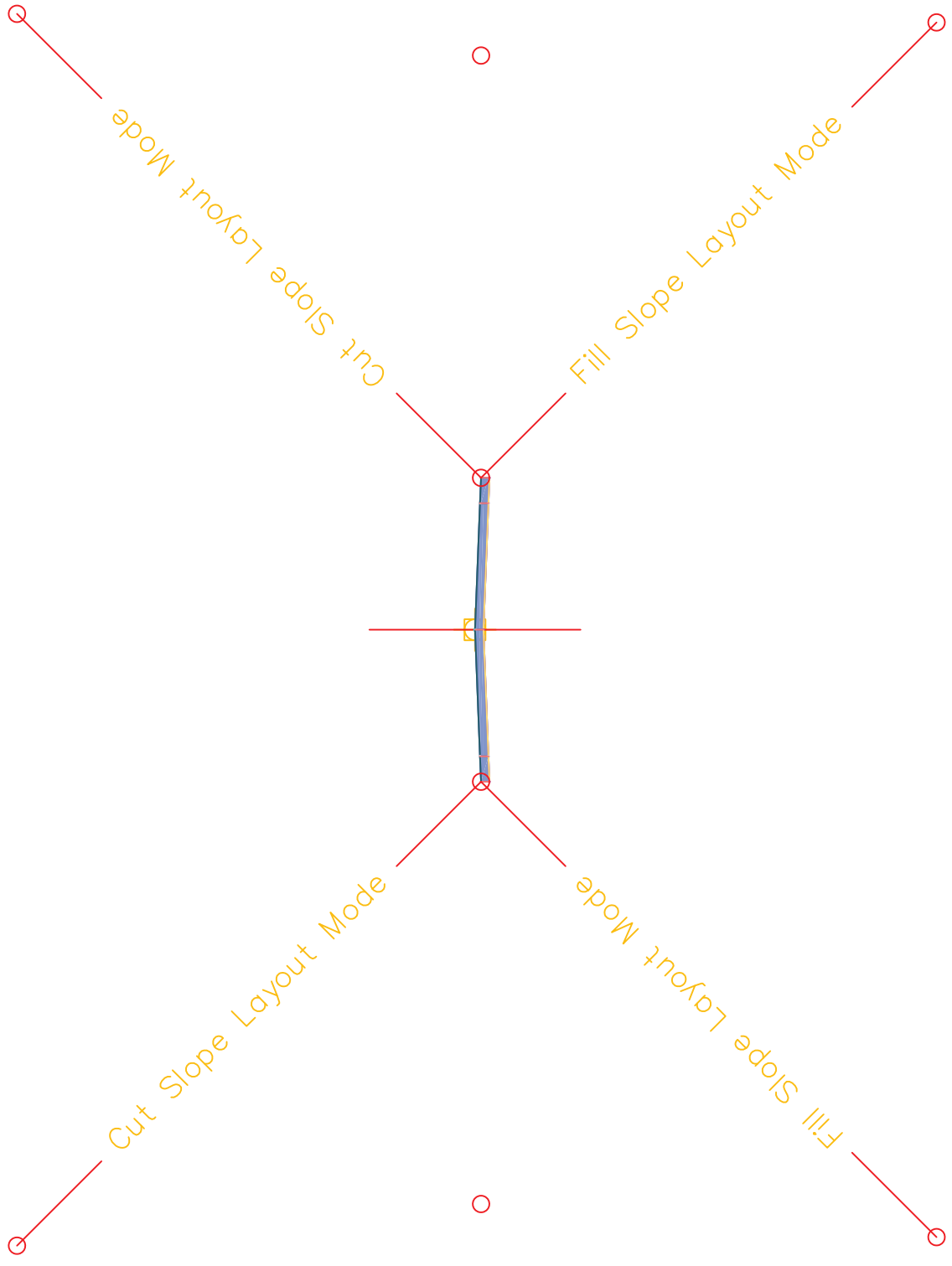


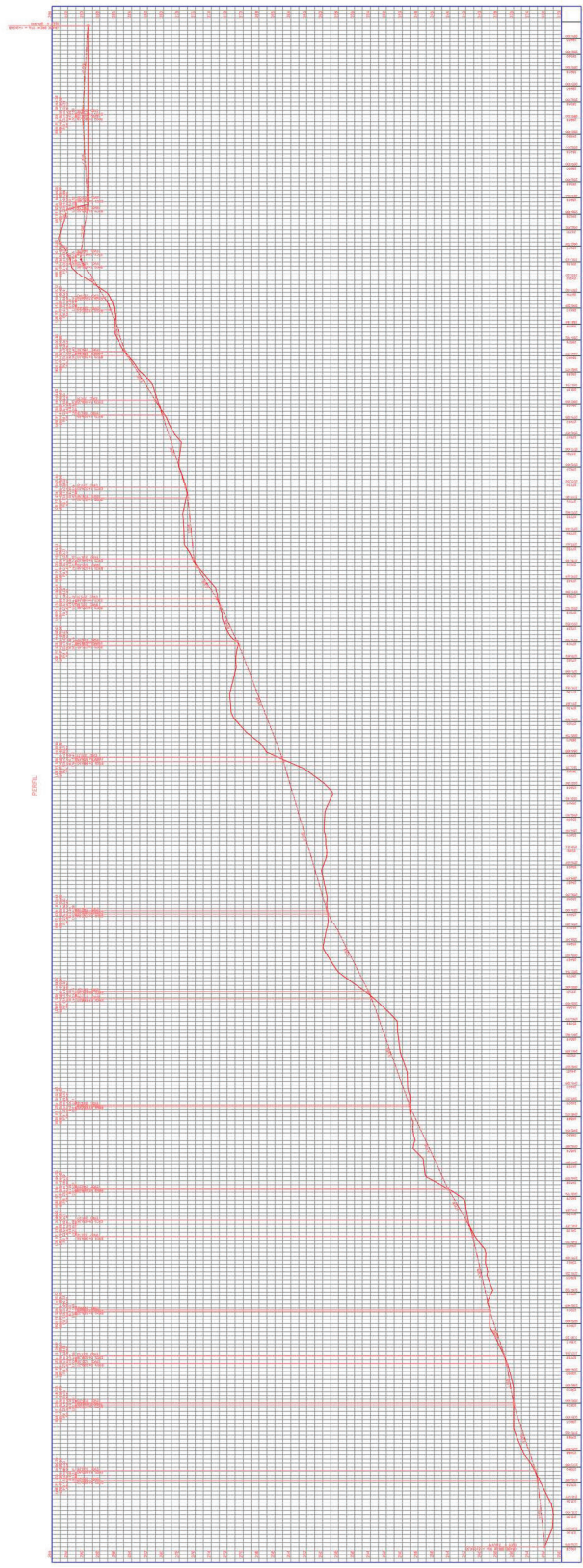
PROYECTO Granja Solar
 CONTENIDO Topografía
 TÍTULO
 IEE-1001
 UNIVERSIDAD DEL VALLE
 DIRECCIÓN DE PROYECTOS
 Talsico, Santa Rosa
 14°08'10"N 90°30'50"W
 FECHA:
 AUTOR: José Carlos Chicon Gobi



PROYECTO	Granja Solar
CONTENIDO:	Plano de Nivelación por Corte / Relleno
LOGO	
DIRECCION DE PROYECTO:	Taxisco, Santa Rosa 14°06'10"N 80°30'50"W
FECHA:	Octubre 2023
ESCALA:	1:2000
AUTOR:	Jose Carlos Charon Godoy

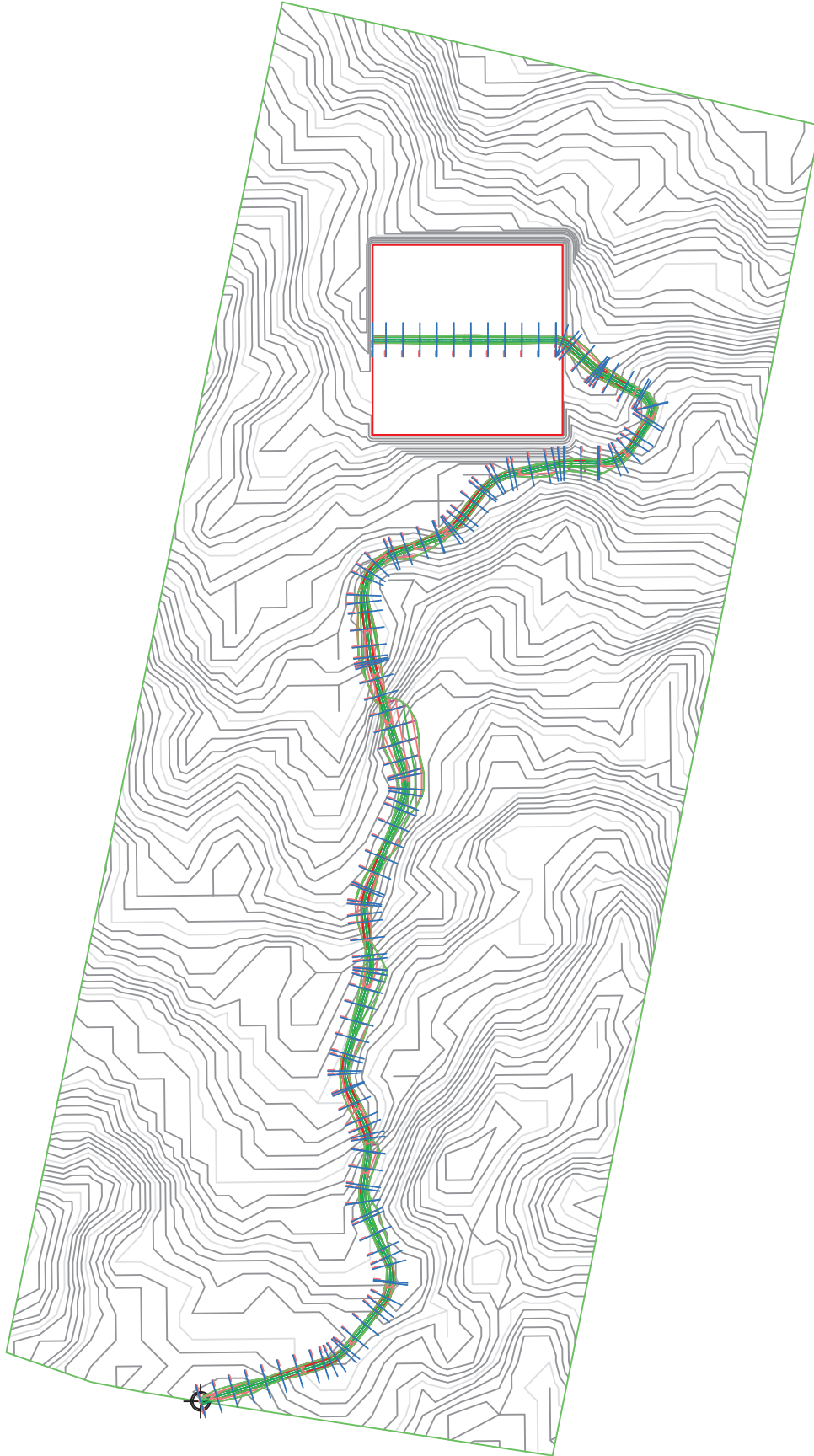






PROYECTO Granja Solar
 CONTENIDO Perfil Longitudinal Via de Acceso
 H.O.L.A.:
 I.E.E.: 1004
 DIRECCIÓN DE PROYECTO
 Toluca, Santa Rosa
 14°05'07"N 90°30'50"W
 ESCALA
 FECHA
 AUTOR: José Carlos Chacón Godoy





PROYECTO: Granja Solar

CONTENIDO: Corredor Vía de Acceso

HOJA: IEE-1005

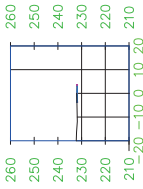
DIRECCIÓN DE PROYECTO: Taxisco, Santa Rosa
14°06'10"N 90°30'50"W

FECHA: Octubre, 2025 ESCALA: 1:5000 / 1:1250

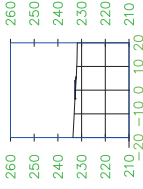
AUTOR: José Carlos Chacón Godoy



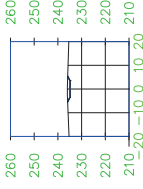
0+000.00



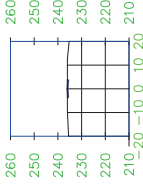
0+080.00



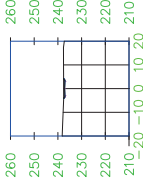
0+151.93



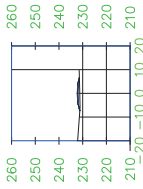
0+184.24



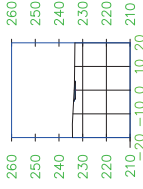
0+247.57



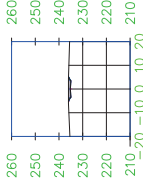
0+020.00



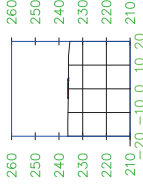
0+100.00



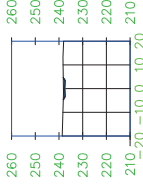
0+160.00



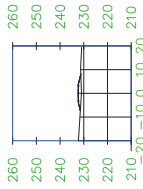
0+200.00



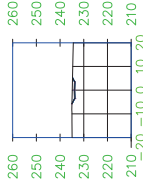
0+260.00



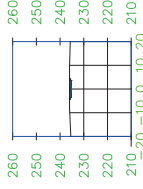
0+040.00



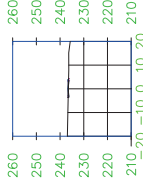
0+120.00



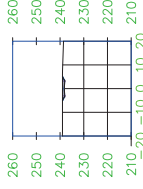
0+168.08



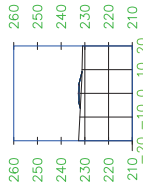
0+220.00



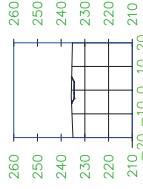
0+278.30



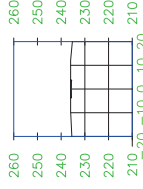
0+060.00



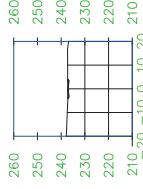
0+140.00



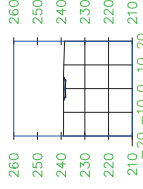
0+180.00



0+240.00

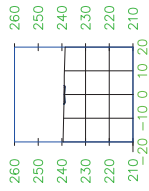


0+280.00

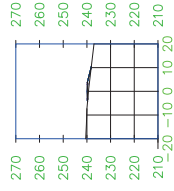


PROYECTO	Granja Solar
CONTENIDO:	Secciones Transversales por Estación
UNIVERSIDAD DEL VALLE	HOJA: IEE-1006
DIRECCIÓN DE PROYECTO:	Talsasco, Santa Rosa
FECHA:	14°06'10"N 80°35'50"W
ESCALA:	1:1500
AUTOR:	Jose Carlos Chacon Godoy

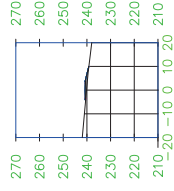
0+300.00



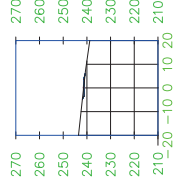
0+340.00



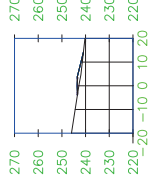
0+380.00



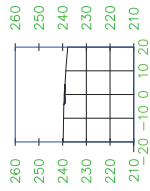
0+400.00



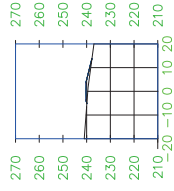
0+440.37



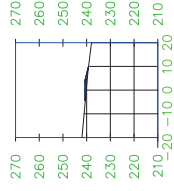
0+309.03



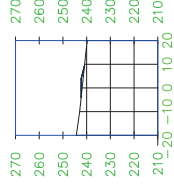
0+360.00



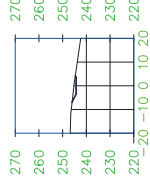
0+380.11



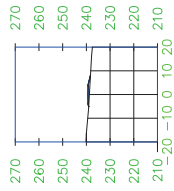
0+420.00



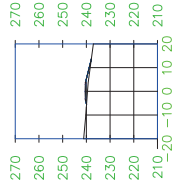
0+455.40



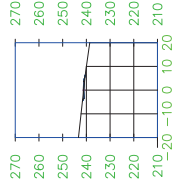
0+320.00



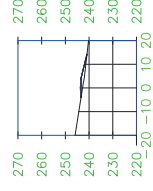
0+364.42



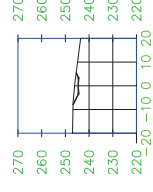
0+395.79



0+440.00

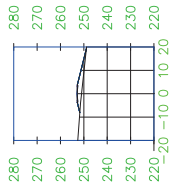


0+460.00

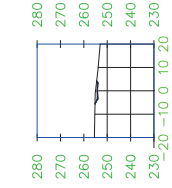


PROYECTO	Granja Solar
CONTENIDO:	Secciones Transversales por Estación
HUJAR:	IEE-1007
DIRECCION DE PROYECTO:	Tauilaco, Santa Rosa
FECHA:	14/06/10 7N 80°30'50"W
ESCALA:	1:1500
AUTOR:	José Carlos Chacón Godoy

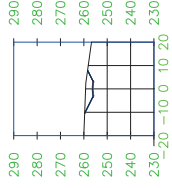
0+664.20



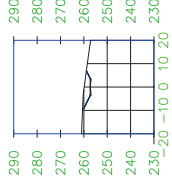
0+700.00



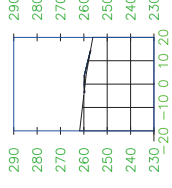
0+740.00



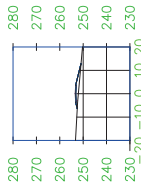
0+760.00



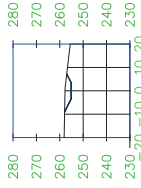
0+820.00



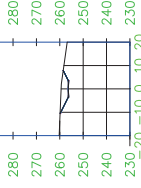
0+674.95



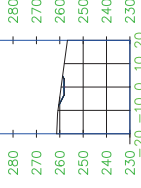
0+720.00



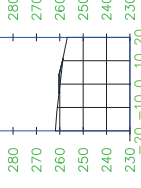
0+743.09



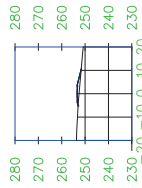
0+780.00



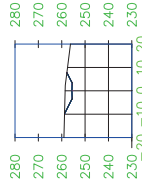
0+840.00



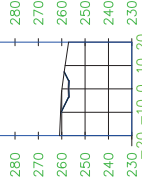
0+680.00



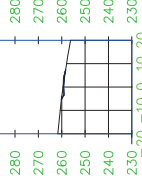
0+729.22



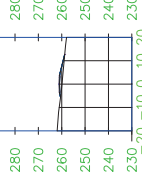
0+756.96



0+800.00



0+860.00



PROYECTO

Granja Solar

CONTENIDO:

Secciones Transversales por Estación

HUJAR:

IEE-1009

DIRECCIÓN DE PROYECTO:

Tafelso, Santa Rosa

14°06'10"N 80°38'50"W

FECHA:

Octubre, 2005

ESCALA:

1:1500

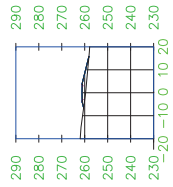
AUTOR:

José Carlos Chacón Godoy

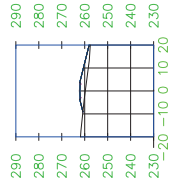


UNIVERSIDAD
DEL VALLE
BIBLIOTECA

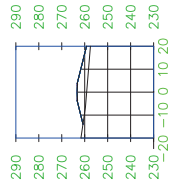
0+867.33



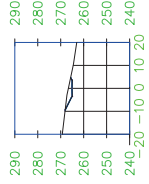
0+900.00



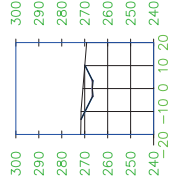
0+940.00



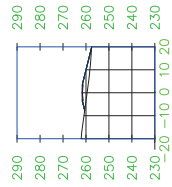
1+000.00



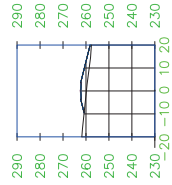
1+040.00



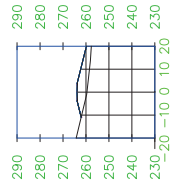
0+880.00



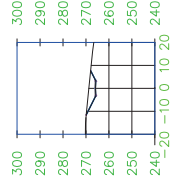
0+904.10



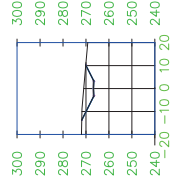
0+960.00



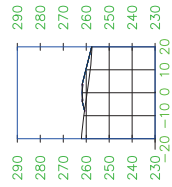
1+020.00



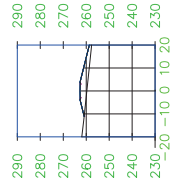
1+042.16



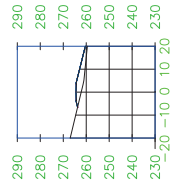
0+885.71



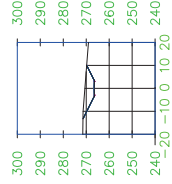
0+920.00



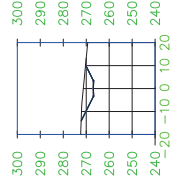
0+980.00



1+037.56

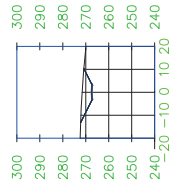


1+046.76

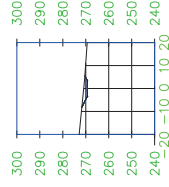


PROYECTO	Granja Solar
CONTENIDO:	Secciones Transversales por Estación
HUJAR:	IEE-1010
DIRECCIÓN DE PROYECTO:	
Taufico, Santa Rosa	
14°06'10"N 80°38'50"W	
FECHA:	Octubre, 2005
ESCALA:	1:1500
AUTOR:	José Carlos Chacón Godoy

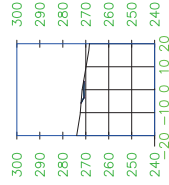
1+060.00



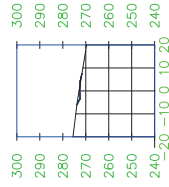
1+111.48



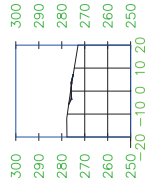
1+148.03



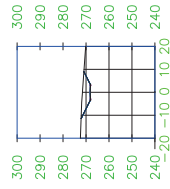
1+184.57



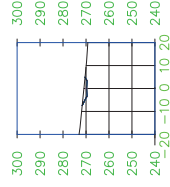
1+240.00



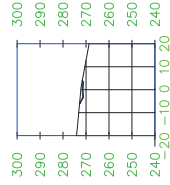
1+080.00



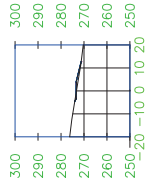
1+120.00



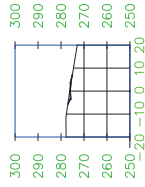
1+160.00



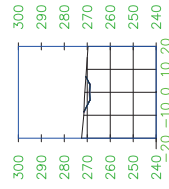
1+200.00



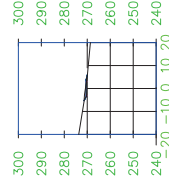
1+240.92



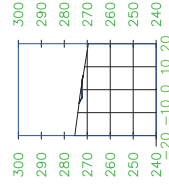
1+100.00



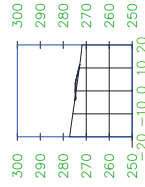
1+140.00



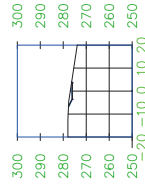
1+180.00




1+220.00

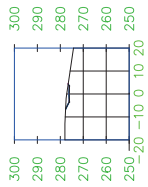


1+256.53

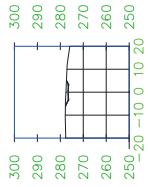


PROYECTO	Gráfica Solar
CONTENIDO:	Secciones Transversales por Estación
	
HOJA: IEE-1011	
DIRECCIÓN DE PROYECTO: Tatalsco, Santa Rosa	
14°06'10"N 80°38'50"W	
FECHA:	Octubre, 2005
ESCALA:	1:1500
AUTOR:	José Carlos Chacón Godoy

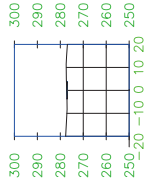
1+260.00



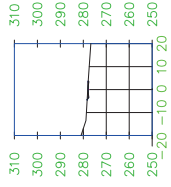
1+300.00



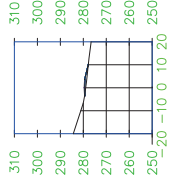
1+335.40



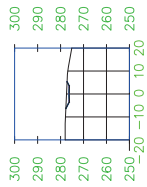
1+360.00



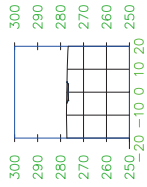
1+409.21



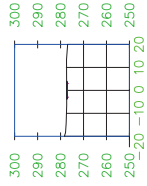
1+272.14



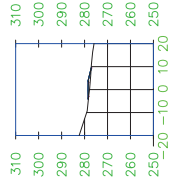
1+315.79



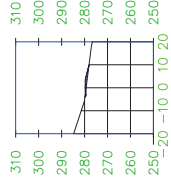
1+340.00



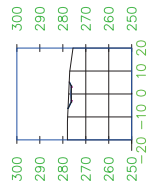
1+380.00



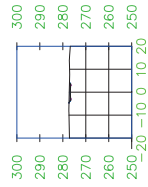
1+414.63



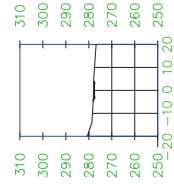
1+280.00



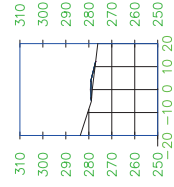
1+320.00



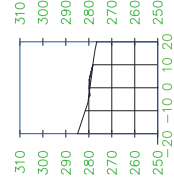
1+355.02




1+400.00

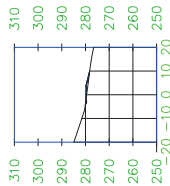


1+420.00

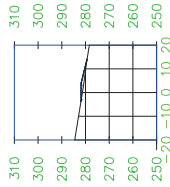


PROYECTO	Granja Solar
CONTENIDO:	Secciones Transversales por Estación
	
HOJA: IEE-1012	
DIRECCIÓN DE PROYECTO: Tatalsco, Santa Rosa 14°06'10"N 80°38'50"W	
FECHA:	Octubre, 2025
ESCALA:	1:1500
AUTOR:	Jose Carlos Chacon Godoy

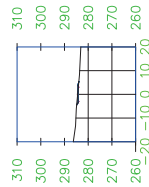
1+420.05



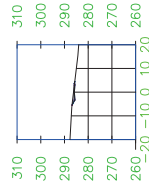
1+461.39



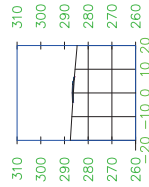
1+500.00



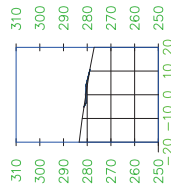
1+540.00



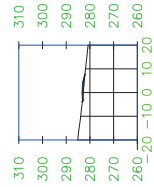
1+560.60



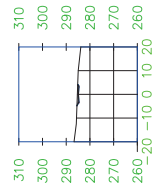
1+440.00



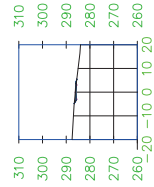
1+480.00



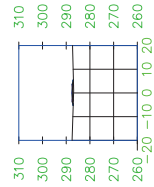
1+511.76



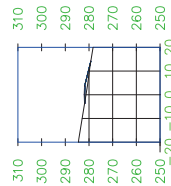
1+544.07



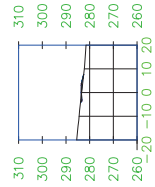
1+577.14



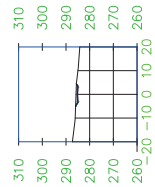
1+460.00



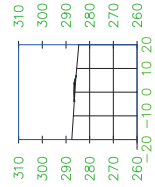
1+486.57



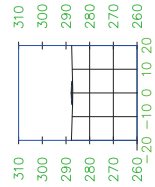
1+520.00



1+560.00



1+580.00



PROYECTO

Granja Solar

CONTENIDO: Secciones Transversales por Estación



HOJA:

IEE-1073

DIRECCIÓN DE PROYECTO:

Tauisco, Santa Rosa

14°06'10"N 80°35'50"W

FECHA:

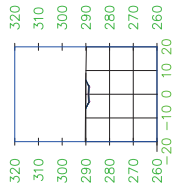
Octubre 2005

ESCALA:

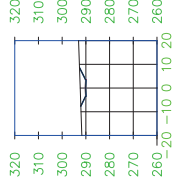
1:1500

AUTOR: José Carlos Chacón Godoy

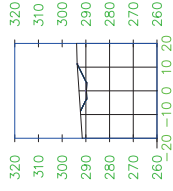
1+600.00



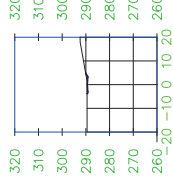
1+635.13



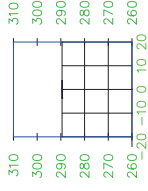
1+660.00



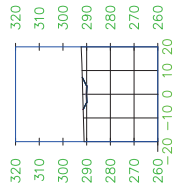
1+692.41



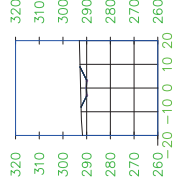
1+720.00



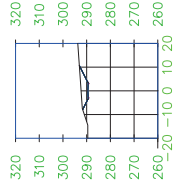
1+620.00



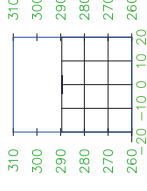
1+637.46



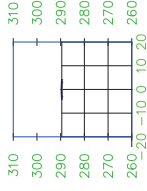
1+680.00



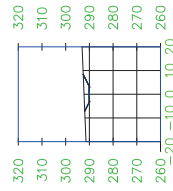
1+699.72



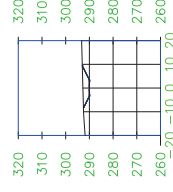
1+740.00



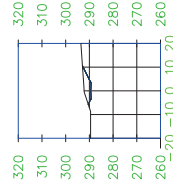
1+632.79



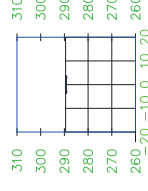
1+640.00



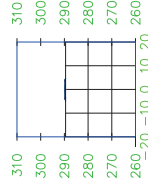
1+685.10




1+700.00

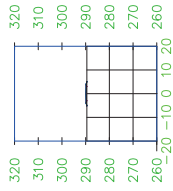


1+760.00

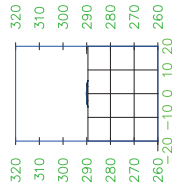


PROYECTO	Granja Solar
CONTENIDO:	Secciones Transversales por Estación
	
HOJA: IEE-1014	
DIRECCION DE PROYECTO: Tatalsco, Santa Rosa	
14°06'10"N 80°33'50"W	
FECHA: Octubre, 2005	ESCALA: 1:1500
AUTOR: José Carlos Chacón Godoy	

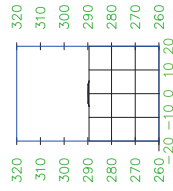
1+780.00



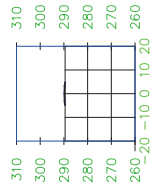
1+800.00



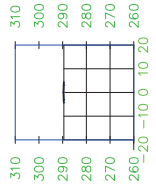
1+820.00



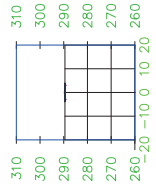
1+840.00



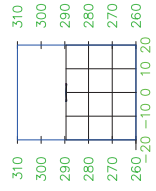
1+860.00



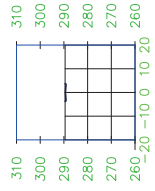
1+880.00



1+900.00



1+915.68



PROYECTO	Granja Solar
CONTENIDO:	Secciones Transversales por Estación
UNIVERSIDAD DEL VALLE	HOJA: IEE-1015
DIRECCIÓN DE PROYECTO:	Tauisco, Santa Rosa
FECHA:	14°06'10"N 80°38'50"W
ESCALA:	1:1500
AUTOR:	Jose Carlos Chacon Godoy

Análisis económico préstamo e intereses

Inversión inicial Q 40,516,978.66
 Financiamiento externo 60%
 Tiempo (abonos anuales iguales a capital) 10 años
 Interés 8% sobre saldo

Cuota nivelada	Q	3,622,934.77	Interés	Pago	Capital	Saldo final
0	Saldo inicial					Q 24,310,187.20
1	Q	24,310,187.20	1,944,814.98	Q3,622,934.77	Q1,678,119.79	Q 22,632,067.41
2	Q	22,632,067.41	1,810,565.39	Q3,622,934.77	Q1,812,369.38	Q 20,819,698.03
3	Q	20,819,698.03	1,665,575.84	Q3,622,934.77	Q1,957,358.93	Q 18,862,339.10
4	Q	18,862,339.10	1,508,987.13	Q3,622,934.77	Q2,113,947.64	Q 16,748,391.46
5	Q	16,748,391.46	1,339,871.32	Q3,622,934.77	Q2,283,063.45	Q 14,465,328.01
6	Q	14,465,328.01	1,157,226.24	Q3,622,934.77	Q2,465,708.53	Q 11,999,619.49
7	Q	11,999,619.49	959,969.56	Q3,622,934.77	Q2,662,965.21	Q 9,336,654.28
8	Q	9,336,654.28	746,932.34	Q3,622,934.77	Q2,876,002.43	Q 6,460,651.85
9	Q	6,460,651.85	516,852.15	Q3,622,934.77	Q3,106,082.62	Q 3,354,569.23
10	Q	3,354,569.23	268,365.54	Q3,622,934.77	Q3,354,569.23	Q 0.00

Análisis económico precio Q. 183.22 por MWh

Precio por MWh	Q	183.22	MWh
Producción planta anual (MWh por año)		10,839	
Decremento anual		1%	anual del 2 año
Decremento anual		0.40%	anual a partir de 3 año
Gasto mantenimiento		0.9%	inversión inicial
Gastos administrativos		2%	ingresos totales anuales
Gastos imprevistos		3%	costos totales anuales
Compra equipo	-Q	3,510,000.00	en año 25 por compra de inversores

Conversión

7.8 Q/\$

Inversión inicial	Q	40,516,978.66	
Financiamiento externo		60%	
Tiempo (abonos anuales iguales a capital)		10	años
Interés		8%	sobre saldo
Vida del equipo y del proyecto		30	años
Valor de salvamento	Q	877,500.00	venta inversores comprados en año 25 en año 30
ISR		25%	
TMAR		10%	

Activos			
Maquinaria	Q	16,215,689.46	Paneles solares, inversores y transformadores
Adheridos	Q	5,570,455.21	Racks y cableado
Depreciación			
Maquinaria		20%	
Adheridos		5%	

Estado de resultados

año	Ventas	Otros ingresos	Total ingresos
0			
1	Q	1,985,905.21	Q
2	Q	1,966,046.16	Q
3	Q	1,958,181.97	Q
4	Q	1,950,349.25	Q
5	Q	1,942,547.85	Q
6	Q	1,934,777.66	Q
7	Q	1,927,038.55	Q
8	Q	1,919,330.39	Q
9	Q	1,911,653.07	Q
10	Q	1,904,006.46	Q
11	Q	1,896,390.43	Q
12	Q	1,888,804.87	Q
13	Q	1,881,249.65	Q
14	Q	1,873,724.65	Q
15	Q	1,866,229.76	Q
16	Q	1,858,764.84	Q
17	Q	1,851,329.78	Q
18	Q	1,843,924.46	Q
19	Q	1,836,548.76	Q
20	Q	1,829,202.57	Q
21	Q	1,821,885.76	Q
22	Q	1,814,598.21	Q
23	Q	1,807,339.82	Q
24	Q	1,800,110.46	Q
25	Q	1,792,910.02	Q
26	Q	1,785,738.38	Q
27	Q	1,778,595.42	Q
28	Q	1,771,481.04	Q
29	Q	1,764,395.12	Q
30	Q	1,757,337.54	Q

Costos

año	Gasto mantenimiento	Gastos administrativos	Compra equipo	Gastos imprevistos	Depreciación
0					
1	-Q	44,484.28	Q	-	13,747.01 -Q
2	-Q	44,039.43	Q	-	13,732.06 -Q
3	-Q	43,863.28	Q	-	13,726.14 -Q
4	-Q	43,687.82	Q	-	13,720.25 -Q

año	Ventas	Otros ingresos	Total ingresos
0			
1	Q	1,985,905.21	Q
2	Q	1,966,046.16	Q
3	Q	1,958,181.97	Q
4	Q	1,950,349.25	Q
5	Q	1,942,547.85	Q
6	Q	1,934,777.66	Q
7	Q	1,927,038.55	Q
8	Q	1,919,330.39	Q
9	Q	1,911,653.07	Q
10	Q	1,904,006.46	Q
11	Q	1,896,390.43	Q
12	Q	1,888,804.87	Q
13	Q	1,881,249.65	Q
14	Q	1,873,724.65	Q
15	Q	1,866,229.76	Q
16	Q	1,858,764.84	Q
17	Q	1,851,329.78	Q
18	Q	1,843,924.46	Q
19	Q	1,836,548.76	Q
20	Q	1,829,202.57	Q
21	Q	1,821,885.76	Q
22	Q	1,814,598.21	Q
23	Q	1,807,339.82	Q
24	Q	1,800,110.46	Q
25	Q	1,792,910.02	Q
26	Q	1,785,738.38	Q
27	Q	1,778,595.42	Q
28	Q	1,771,481.04	Q
29	Q	1,764,395.12	Q
30	Q	1,757,337.54	Q
		877,500.00	Q

año	Gasto mantenimiento	Gastos administrativos	Compra equipo	Gastos imprevistos	Depreciación
0					
1	-Q	44,484.28	Q	-	13,747.01 -Q
2	-Q	44,039.43	Q	-	13,732.06 -Q
3	-Q	43,863.28	Q	-	13,726.14 -Q
4	-Q	43,687.82	Q	-	13,720.25 -Q

5	-Q	364,652.81	-Q	43,513.07	Q	-	-Q	13,714.37	-Q	3,521,660.65
6	-Q	364,652.81	-Q	43,339.02	Q	-	-Q	13,708.53	-Q	278,522.76
7	-Q	364,652.81	-Q	43,165.66	Q	-	-Q	13,702.70	-Q	278,522.76
8	-Q	364,652.81	-Q	42,993.00	Q	-	-Q	13,696.90	-Q	278,522.76
9	-Q	364,652.81	-Q	42,821.03	Q	-	-Q	13,691.12	-Q	278,522.76
10	-Q	364,652.81	-Q	42,649.74	Q	-	-Q	13,685.37	-Q	278,522.76
11	-Q	364,652.81	-Q	42,479.15	Q	-	-Q	13,679.63	-Q	278,522.76
12	-Q	364,652.81	-Q	42,309.23	Q	-	-Q	13,673.92	-Q	278,522.76
13	-Q	364,652.81	-Q	42,139.99	Q	-	-Q	13,668.24	-Q	278,522.76
14	-Q	364,652.81	-Q	41,971.43	Q	-	-Q	13,662.57	-Q	278,522.76
15	-Q	364,652.81	-Q	41,803.55	Q	-	-Q	13,656.93	-Q	278,522.76
16	-Q	364,652.81	-Q	41,636.33	Q	-	-Q	13,651.32	-Q	278,522.76
17	-Q	364,652.81	-Q	41,469.79	Q	-	-Q	13,645.72	-Q	278,522.76
18	-Q	364,652.81	-Q	41,303.91	Q	-	-Q	13,640.15	-Q	278,522.76
19	-Q	364,652.81	-Q	41,138.69	Q	-	-Q	13,634.59	-Q	278,522.76
20	-Q	364,652.81	-Q	40,974.14	Q	-	-Q	13,629.07	-Q	278,522.76
21	-Q	364,652.81	-Q	40,810.24	Q	-	-Q	13,623.56	Q	-
22	-Q	364,652.81	-Q	40,647.00	Q	-	-Q	13,618.07	Q	-
23	-Q	364,652.81	-Q	40,484.41	Q	-	-Q	13,612.61	Q	-
24	-Q	364,652.81	-Q	40,322.47	Q	-	-Q	13,607.17	Q	-
25	-Q	364,652.81	-Q	40,161.18	-Q	3,510,000.00	-Q	131,537.75	Q	-
26	-Q	364,652.81	-Q	40,000.54	Q	-	-Q	13,596.35	Q	-
27	-Q	364,652.81	-Q	39,840.54	Q	-	-Q	13,590.98	Q	-
28	-Q	364,652.81	-Q	39,681.18	Q	-	-Q	13,585.62	Q	-
29	-Q	364,652.81	-Q	39,522.45	Q	-	-Q	13,580.29	Q	-
30	-Q	364,652.81	-Q	59,020.36	Q	-	-Q	14,235.42	Q	-

año	Utilidad antes de intereses		Intereses sobre préstamo		Utilidad antes de impuestos	
0	-Q				-Q	
1	-Q	1,958,639.53	-Q	1,944,814.98	-Q	3,903,454.51
2	-Q	1,978,038.79	-Q	1,810,565.39	-Q	3,788,604.19
3	-Q	1,985,720.90	-Q	1,665,575.84	-Q	3,651,296.74
4	-Q	1,993,372.28	-Q	1,508,987.13	-Q	3,502,359.41
5	-Q	2,000,993.06	-Q	1,339,871.32	-Q	3,340,864.37
6	Q	1,234,554.55	-Q	1,157,226.24	Q	77,328.30
7	Q	1,226,994.62	-Q	959,969.56	Q	267,025.06
8	Q	1,219,464.93	-Q	746,932.34	Q	472,532.58
9	Q	1,211,965.35	-Q	516,852.15	Q	695,113.21
10	Q	1,204,495.78	-Q	268,365.54	Q	936,130.24
11	Q	1,197,056.09	Q	-	Q	1,197,056.09
12	Q	1,189,646.15	Q	-	Q	1,189,646.15

13	Q	1,182,265.85	Q	-	Q	1,182,265.85
14	Q	1,174,915.08	Q	-	Q	1,174,915.08
15	Q	1,167,593.71	Q	-	Q	1,167,593.71
16	Q	1,160,301.62	Q	-	Q	1,160,301.62
17	Q	1,153,038.70	Q	-	Q	1,153,038.70
18	Q	1,145,804.84	Q	-	Q	1,145,804.84
19	Q	1,138,599.91	Q	-	Q	1,138,599.91
20	Q	1,131,423.79	Q	-	Q	1,131,423.79
21	Q	1,402,799.15	Q	-	Q	1,402,799.15
22	Q	1,395,680.33	Q	-	Q	1,395,680.33
23	Q	1,388,589.99	Q	-	Q	1,388,589.99
24	Q	1,381,528.01	Q	-	Q	1,381,528.01
25	-Q	2,253,441.72	Q	-	-Q	2,253,441.72
26	Q	1,367,488.68	Q	-	Q	1,367,488.68
27	Q	1,360,511.10	Q	-	Q	1,360,511.10
28	Q	1,353,561.44	Q	-	Q	1,353,561.44
29	Q	1,346,639.57	Q	-	Q	1,346,639.57
30	Q	2,196,928.95	Q	-	Q	2,196,928.95

año	ISR	Utilidad neta	ISR sobre utilidades	ISR sobre ingresos
0				
1	Q	3,903,454.51	Q	Q
2	Q	3,788,604.19	Q	Q
3	Q	3,651,296.74	Q	Q
4	Q	3,502,359.41	Q	Q
5	Q	3,340,864.37	Q	Q
6	Q	77,328.30	Q	Q
7	Q	267,025.06	Q	Q
8	Q	472,532.58	Q	Q
9	Q	695,113.21	Q	Q
10	Q	936,130.24	Q	Q
11	-Q	1,071,508.76	Q	299,264.02
12	-Q	1,064,629.81	Q	297,411.54
13	-Q	1,057,778.38	Q	295,566.46
14	-Q	1,050,954.35	Q	293,728.77
15	-Q	1,044,157.62	Q	291,898.43
16	-Q	1,037,388.08	Q	290,075.41
17	-Q	1,030,645.62	Q	288,259.68
18	-Q	1,023,930.12	Q	286,451.21
19	-Q	1,017,241.49	Q	284,649.98
20	-Q	1,010,579.61	Q	282,855.95
21	-Q	1,282,467.14	Q	350,699.79
				125,547.33
				125,016.34
				124,487.48
				123,960.73
				123,436.08
				122,913.54
				122,393.08
				121,874.71
				121,358.41
				120,844.18
				120,332.00

22	-Q	119,821.87	Q	1,275,858.46	Q	348,920.08	Q	119,821.87
23	-Q	119,313.79	Q	1,269,276.20	Q	347,147.50	Q	119,313.79
24	-Q	118,807.73	Q	1,262,720.28	Q	345,382.00	Q	118,807.73
25	-Q	118,303.70	-Q	2,371,745.43	Q	-	Q	118,303.70
26	-Q	117,801.69	Q	1,249,686.99	Q	341,872.17	Q	117,801.69
27	-Q	117,301.68	Q	1,243,209.42	Q	340,127.78	Q	117,301.68
28	-Q	116,803.67	Q	1,236,757.76	Q	338,390.36	Q	116,803.67
29	-Q	116,307.66	Q	1,230,331.91	Q	336,659.89	Q	116,307.66
30	-Q	177,238.63	Q	2,019,690.32	Q	549,232.24	Q	177,238.63

Régimen elegido ISR

Sobre ingresos

ISO por pagar

año	4% margen bruto	Base: 4 parte del activo neto o la 4 parte del ingreso bruto	ISO calculado 1%	ISO excedente	ISO por pagar
0					
1	82% Q	4,566,121.00	45,661.21	Q	45,661.21
2	81% Q	3,685,705.84	36,857.06	Q	36,857.06
3	81% Q	2,805,290.68	28,052.91	Q	28,052.91
4	81% Q	1,924,875.51	19,248.76	Q	19,248.76
5	81% Q	1,044,460.35	10,444.60	Q	10,444.60
6	81% Q	974,829.66	9,748.30	Q	9,748.30
7	81% Q	905,198.97	9,051.99	Q	9,051.99
8	81% Q	835,568.28	8,355.68	Q	8,355.68
9	81% Q	765,937.59	7,659.38	Q	7,659.38
10	81% Q	696,306.90	6,963.07	Q	6,963.07
11	81% Q	626,676.21	6,266.76	-Q	292,997.26
12	81% Q	557,045.52	5,570.46	-Q	291,841.08
13	81% Q	487,414.83	4,874.15	-Q	290,692.32
14	81% Q	468,431.16	4,684.31	-Q	289,044.46
15	80% Q	466,557.44	4,665.57	-Q	287,232.85
16	80% Q	464,691.21	4,646.91	-Q	285,428.49
17	80% Q	462,832.44	4,628.32	-Q	283,631.35
18	80% Q	460,981.11	4,609.81	-Q	281,841.40
19	80% Q	459,137.19	4,591.37	-Q	280,058.60
20	80% Q	457,300.64	4,573.01	-Q	278,282.94
21	80% Q	455,471.44	4,554.71	-Q	346,145.07
22	80% Q	453,649.55	4,536.50	-Q	344,383.59
23	80% Q	451,834.95	4,518.35	-Q	342,629.15
24	80% Q	450,027.61	4,500.28	-Q	340,881.73

28
29
30

212,577.73 Q
211,727.41 Q
316,180.50 Q

- Q
- Q
- Q

212,577.73
211,727.41
316,180.50

Flujo de efectivo neto

año	Inversión inicial	Ingresos totales
0	-Q	24,310,187.20 Q
1		1,985,905.21 Q
2		1,966,046.16 Q
3		1,958,181.97 Q
4		1,950,349.25 Q
5		1,942,547.85 Q
6		1,934,777.66 Q
7		1,927,038.55 Q
8		1,919,330.39 Q
9		1,911,653.07 Q
10		1,904,006.46 Q
11		1,896,390.43 Q
12		1,888,804.87 Q
13		1,881,249.65 Q
14		1,873,724.65 Q
15		1,866,229.76 Q
16		1,858,764.84 Q
17		1,851,329.78 Q
18		1,843,924.46 Q
19		1,836,548.76 Q
20		1,829,202.57 Q
21		1,821,885.76 Q
22		1,814,598.21 Q
23		1,807,339.82 Q
24		1,800,110.46 Q
25		1,792,910.02 Q
26		1,785,738.38 Q
27		1,778,595.42 Q
28		1,771,481.04 Q
29		1,764,395.12 Q
30		2,634,837.54 Q

Se asume pagos al
contado

Egresos reales

año	Gasto mantenimiento	Gastos administrativos	Compra equipo	Gastos imprevistos
0				
1	-Q	44,484.28 Q	Q	- Q
2	-Q	44,039.43 Q	Q	- Q
3	-Q	43,863.28 Q	Q	- Q
4	-Q	43,687.82 Q	Q	- Q
5	-Q	43,513.07 Q	Q	- Q
6	-Q	43,339.02 Q	Q	- Q
7	-Q	43,165.66 Q	Q	- Q
8	-Q	42,993.00 Q	Q	- Q
9	-Q	42,821.03 Q	Q	- Q
10	-Q	42,649.74 Q	Q	- Q
11	-Q	42,479.15 Q	Q	- Q
12	-Q	42,309.23 Q	Q	- Q
13	-Q	42,139.99 Q	Q	- Q
14	-Q	41,971.43 Q	Q	- Q
15	-Q	41,803.55 Q	Q	- Q
16	-Q	41,636.33 Q	Q	- Q
17	-Q	41,469.79 Q	Q	- Q
18	-Q	41,303.91 Q	Q	- Q
19	-Q	41,138.69 Q	Q	- Q
20	-Q	40,974.14 Q	Q	- Q
21	-Q	40,810.24 Q	Q	- Q
22	-Q	40,647.00 Q	Q	- Q
23	-Q	40,484.41 Q	Q	- Q
24	-Q	40,322.47 Q	Q	- Q
25	-Q	40,161.18 Q	3,510,000.00 Q	- Q
26	-Q	40,000.54 Q	Q	- Q
27	-Q	39,840.54 Q	Q	- Q
28	-Q	39,681.18 Q	Q	- Q
29	-Q	39,522.45 Q	Q	- Q
30	-Q	59,020.36 Q	Q	- Q

año	Intereses	Abono capital	Impuestos
0			
1	-Q	1,944,814.98 -Q	3,622,934.77 -Q
2	-Q	1,810,565.39 -Q	3,622,934.77 -Q
3	-Q	1,665,575.84 -Q	3,622,934.77 -Q
4	-Q	1,508,987.13 -Q	3,622,934.77 -Q
5	-Q	1,339,871.32 -Q	3,622,934.77 -Q

6	-Q	1,157,226.24	-Q	3,622,934.77	-Q	232,173.32
7	-Q	959,969.56	-Q	3,622,934.77	-Q	231,244.63
8	-Q	746,932.34	-Q	3,622,934.77	-Q	230,319.65
9	-Q	516,852.15	-Q	3,622,934.77	-Q	229,398.37
10	-Q	268,365.54	-Q	3,622,934.77	-Q	228,480.78
11	Q	-	Q	-	-Q	353,114.18
12	Q	-	Q	-	-Q	351,672.93
13	Q	-	Q	-	-Q	350,237.43
14	Q	-	Q	-	-Q	348,807.68
15	Q	-	Q	-	-Q	347,383.65
16	Q	-	Q	-	-Q	345,965.32
17	Q	-	Q	-	-Q	344,552.66
18	Q	-	Q	-	-Q	343,145.65
19	Q	-	Q	-	-Q	341,744.26
20	Q	-	Q	-	-Q	340,348.49
21	Q	-	Q	-	-Q	338,958.29
22	Q	-	Q	-	-Q	337,573.66
23	Q	-	Q	-	-Q	336,194.57
24	Q	-	Q	-	-Q	334,820.99
25	Q	-	Q	-	-Q	118,303.70
26	Q	-	Q	-	-Q	126,039.49
27	Q	-	Q	-	-Q	330,733.13
28	Q	-	Q	-	-Q	329,381.40
29	Q	-	Q	-	-Q	328,035.07
30	Q	-	Q	-	-Q	493,419.13

año	FEN
0	16,206,791.47
1	4,243,037.25
2	4,125,803.84
3	3,987,552.70
4	3,837,675.44
5	3,675,244.23
6	3,499,257.02
7	3,308,631.58
8	3,102,199.07
9	2,878,697.17
10	2,636,762.54
11	1,122,464.66
12	1,116,495.99
13	1,110,551.18
14	1,104,630.16

15	Q	1,098,732.81
16	Q	1,092,859.06
17	Q	1,087,008.81
18	Q	1,081,181.95
19	Q	1,075,378.40
20	Q	1,069,598.07
21	Q	1,063,840.85
22	Q	1,058,106.67
23	Q	1,052,395.42
24	Q	1,046,707.02
25	-Q	2,371,745.43
26	Q	1,241,449.18
27	Q	1,029,777.97
28	Q	1,024,180.04
29	Q	1,018,604.50
30	Q	1,703,509.82

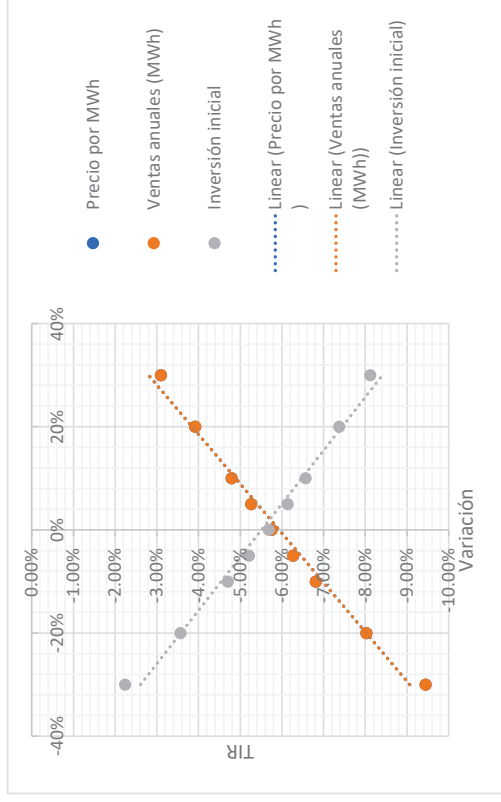
VNA	-Q	35,429,554.06
TIR		-5.69%

Sensibilidad

Variación	Precio por MWh	Ventas anuales (MWh)	Inversión inicial
-30%	Q	128.25	7587 Q 28,361,885.06
-20%	Q	146.58	8671 Q 32,413,582.93
-10%	Q	164.90	9755 Q 36,465,280.80
-5%	Q	174.06	10297 Q 38,491,129.73
0%	Q	183.22	10839 Q 40,516,978.66
5%	Q	192.38	11381 Q 42,542,827.60
10%	Q	201.54	11923 Q 44,568,676.53
20%	Q	219.86	13007 Q 48,620,374.40
30%	Q	238.19	14091 Q 52,672,072.26

Variación	Precio por MWh	Ventas anuales (MWh)	Inversión inicial
-30%		-9.44%	-2.24%
-20%		-8.02%	-3.57%
-10%		-6.82%	-4.70%
-5%		-6.27%	-5.21%
0%		-5.76%	-5.69%
5%		-5.27%	-6.14%

10%	-4.80%	-4.80%	-6.57%
20%	-3.92%	-3.92%	-7.37%
30%	-3.10%	-3.10%	-8.12%



Análisis económico precio Q. 510.43 por MWh

Precio por MWh	Q	510.43	MWh
Producción planta anual (MWh por año)		10,839	
Decremento anual		1%	anual del 2 año
Decremento anual		0.40%	anual a partir de 3 año
Gasto mantenimiento		0.9%	inversión inicial
Gastos administrativos		2%	ingresos totales anuales
Gastos imprevistos		3%	costos totales anuales
Compra equipo	-Q	3,510,000.00	en año 25 por compra de inversores

Conversión

7.8 Q/\$

Inversión inicial	Q	40,516,978.66	
Financiamiento externo		60%	
Tiempo (abonos anuales iguales a capital)		10	años
Interés		8%	sobre saldo
Vida del equipo y del proyecto		30	años
Valor de salvamento	Q	877,500.00	venta inversores comprados en año 25 en año 30
ISR		25%	
TMAR		10%	

Activos			
Maquinaria	Q	16,215,689.46	Paneles solares, inversores y transformadores
Adheridos	Q	5,570,455.21	Racks y cableado
Depreciación			
Maquinaria		20%	
Adheridos		5%	

Estado de resultados

año	Ventas	Otros ingresos	Total ingresos
0			Q
1	Q	5,532,526.85	Q
2	Q	5,477,201.58	Q
3	Q	5,455,292.77	Q
4	Q	5,433,471.60	Q
5	Q	5,411,737.72	Q
6	Q	5,390,090.76	Q
7	Q	5,368,530.40	Q
8	Q	5,347,056.28	Q
9	Q	5,325,668.05	Q
10	Q	5,304,365.38	Q
11	Q	5,283,147.92	Q
12	Q	5,262,015.33	Q
13	Q	5,240,967.27	Q
14	Q	5,220,003.40	Q
15	Q	5,199,123.39	Q
16	Q	5,178,326.89	Q
17	Q	5,157,613.58	Q
18	Q	5,136,983.13	Q
19	Q	5,116,435.20	Q
20	Q	5,095,969.46	Q
21	Q	5,075,585.58	Q
22	Q	5,055,283.24	Q
23	Q	5,035,062.10	Q
24	Q	5,014,921.85	Q
25	Q	4,994,862.17	Q
26	Q	4,974,882.72	Q
27	Q	4,954,983.19	Q
28	Q	4,935,163.26	Q
29	Q	4,915,422.60	Q
30	Q	4,895,760.91	Q
		877,500.00	Q

Costos

año	Gasto mantenimiento	Gastos administrativos	Compra equipo	Gastos imprevistos	Depreciación
0					
1	-Q	123,928.60	Q	-	16,416.34 -Q
2	-Q	122,689.32	Q	-	16,374.70 -Q
3	-Q	122,198.56	Q	-	16,358.21 -Q
4	-Q	121,709.76	Q	-	16,341.78 -Q
					3,521,660.65
					3,521,660.65
					3,521,660.65
					3,521,660.65

5	-Q	364,652.81	-Q	121,222.92	Q	-	-Q	16,325.42	-Q	3,521,660.65
6	-Q	364,652.81	-Q	120,738.03	Q	-	-Q	16,309.13	-Q	278,522.76
7	-Q	364,652.81	-Q	120,255.08	Q	-	-Q	16,292.91	-Q	278,522.76
8	-Q	364,652.81	-Q	119,774.06	Q	-	-Q	16,276.74	-Q	278,522.76
9	-Q	364,652.81	-Q	119,294.96	Q	-	-Q	16,260.65	-Q	278,522.76
10	-Q	364,652.81	-Q	118,817.78	Q	-	-Q	16,244.61	-Q	278,522.76
11	-Q	364,652.81	-Q	118,342.51	Q	-	-Q	16,228.64	-Q	278,522.76
12	-Q	364,652.81	-Q	117,869.14	Q	-	-Q	16,212.74	-Q	278,522.76
13	-Q	364,652.81	-Q	117,397.67	Q	-	-Q	16,196.90	-Q	278,522.76
14	-Q	364,652.81	-Q	116,928.08	Q	-	-Q	16,181.12	-Q	278,522.76
15	-Q	364,652.81	-Q	116,460.36	Q	-	-Q	16,165.40	-Q	278,522.76
16	-Q	364,652.81	-Q	115,994.52	Q	-	-Q	16,149.75	-Q	278,522.76
17	-Q	364,652.81	-Q	115,530.54	Q	-	-Q	16,134.16	-Q	278,522.76
18	-Q	364,652.81	-Q	115,068.42	Q	-	-Q	16,118.63	-Q	278,522.76
19	-Q	364,652.81	-Q	114,608.15	Q	-	-Q	16,103.17	-Q	278,522.76
20	-Q	364,652.81	-Q	114,149.72	Q	-	-Q	16,087.76	-Q	278,522.76
21	-Q	364,652.81	-Q	113,693.12	Q	-	-Q	16,072.42	Q	-
22	-Q	364,652.81	-Q	113,238.34	Q	-	-Q	16,057.14	Q	-
23	-Q	364,652.81	-Q	112,785.39	Q	-	-Q	16,041.92	Q	-
24	-Q	364,652.81	-Q	112,334.25	Q	-	-Q	16,026.77	Q	-
25	-Q	364,652.81	-Q	111,884.91	-Q	3,510,000.00	-Q	133,947.67	Q	-
26	-Q	364,652.81	-Q	111,437.37	Q	-	-Q	15,996.63	Q	-
27	-Q	364,652.81	-Q	110,991.62	Q	-	-Q	15,981.65	Q	-
28	-Q	364,652.81	-Q	110,547.66	Q	-	-Q	15,966.74	Q	-
29	-Q	364,652.81	-Q	110,105.47	Q	-	-Q	15,951.88	Q	-
30	-Q	364,652.81	-Q	129,321.04	Q	-	-Q	16,597.52	Q	-

año	Utilidad antes de intereses		Intereses sobre préstamo		Utilidad antes de impuestos	
0	Q				-Q	438,946.53
1	Q	1,505,868.45	-Q	1,944,814.98	-Q	358,741.28
2	Q	1,451,824.11	-Q	1,810,565.39	-Q	235,153.29
3	Q	1,430,422.55	-Q	1,665,575.84	-Q	99,880.53
4	Q	1,409,106.59	-Q	1,508,987.13	-Q	48,004.59
5	Q	1,387,875.91	-Q	1,339,871.32	Q	3,452,641.79
6	Q	4,609,868.03	-Q	1,157,226.24	Q	3,628,837.29
7	Q	4,588,806.85	-Q	959,969.56	Q	3,820,897.57
8	Q	4,567,829.91	-Q	746,932.34	Q	4,030,084.73
9	Q	4,546,936.88	-Q	516,852.15	Q	4,257,761.88
10	Q	4,526,127.42	-Q	268,365.54	Q	4,505,401.20
11	Q	4,505,401.20	Q	-	Q	4,484,757.88
12	Q	4,484,757.88	Q	-	Q	

13	Q	4,464,197.14	Q	-	Q	4,464,197.14
14	Q	4,443,718.64	Q	-	Q	4,443,718.64
15	Q	4,423,322.05	Q	-	Q	4,423,322.05
16	Q	4,403,007.05	Q	-	Q	4,403,007.05
17	Q	4,382,773.31	Q	-	Q	4,382,773.31
18	Q	4,362,620.51	Q	-	Q	4,362,620.51
19	Q	4,342,548.31	Q	-	Q	4,342,548.31
20	Q	4,322,556.41	Q	-	Q	4,322,556.41
21	Q	4,581,167.23	Q	-	Q	4,581,167.23
22	Q	4,561,334.94	Q	-	Q	4,561,334.94
23	Q	4,541,581.98	Q	-	Q	4,541,581.98
24	Q	4,521,908.03	Q	-	Q	4,521,908.03
25	Q	874,376.78	Q	-	Q	874,376.78
26	Q	4,482,795.91	Q	-	Q	4,482,795.91
27	Q	4,463,357.10	Q	-	Q	4,463,357.10
28	Q	4,443,996.05	Q	-	Q	4,443,996.05
29	Q	4,424,712.45	Q	-	Q	4,424,712.45
30	Q	5,262,689.54	Q	-	Q	5,262,689.54

año	ISR	Utilidad neta	ISR sobre utilidades	ISR sobre ingresos
0				
1	Q	-Q	Q	Q
2	Q	-Q	Q	Q
3	Q	-Q	Q	Q
4	Q	-Q	Q	Q
5	Q	Q	Q	Q
6	Q	3,452,641.79	Q	Q
7	Q	3,628,837.29	Q	Q
8	Q	3,820,897.57	Q	Q
9	Q	4,030,084.73	Q	Q
10	Q	4,257,761.88	Q	Q
11	-Q	4,142,780.84	Q	1,126,350.30
12	-Q	4,123,616.81	Q	1,121,189.47
13	-Q	4,104,529.43	Q	1,116,049.28
14	-Q	4,085,518.40	Q	1,110,929.66
15	-Q	4,066,583.41	Q	1,105,830.51
16	-Q	4,047,724.17	Q	1,100,751.76
17	-Q	4,028,940.36	Q	1,095,693.33
18	-Q	4,010,231.69	Q	1,090,655.13
19	-Q	3,991,597.85	Q	1,085,637.08
20	-Q	3,973,038.55	Q	1,080,639.10
21	-Q	4,233,076.24	Q	1,145,291.81
				362,620.35
				361,141.07
				359,667.71
				358,200.24
				356,738.64
				355,282.88
				353,832.95
				352,388.82
				350,950.46
				349,517.86
				348,090.99

22	-Q	346,669.83	Q	4,214,665.11	Q	1,140,333.74	Q	346,669.83
23	-Q	345,254.35	Q	4,196,327.63	Q	1,135,395.50	Q	345,254.35
24	-Q	343,844.53	Q	4,178,063.50	Q	1,130,477.01	Q	343,844.53
25	-Q	342,440.35	Q	531,936.43	Q	218,594.19	Q	342,440.35
26	-Q	341,041.79	Q	4,141,754.12	Q	1,120,698.98	Q	341,041.79
27	-Q	339,648.82	Q	4,123,708.28	Q	1,115,839.28	Q	339,648.82
28	-Q	338,261.43	Q	4,105,734.63	Q	1,110,999.01	Q	338,261.43
29	-Q	336,879.58	Q	4,087,832.87	Q	1,106,178.11	Q	336,879.58
30	-Q	396,928.26	Q	4,865,761.27	Q	1,315,672.38	Q	396,928.26

Régimen elegido ISR

Sobre ingresos

ISO por pagar

año	4% margen bruto	Base: 4 parte del activo neto o la 4 parte del ingreso bruto	ISO calculado 1%	ISO excedente	ISO por pagar	
0						
1	93% Q	4,566,121.00	Q	45,661.21	Q	45,661.21
2	93% Q	3,685,705.84	Q	36,857.06	Q	36,857.06
3	93% Q	2,805,290.68	Q	28,052.91	Q	28,052.91
4	93% Q	1,924,875.51	Q	19,248.76	Q	19,248.76
5	93% Q	1,352,934.43	Q	13,529.34	Q	13,529.34
6	93% Q	1,347,522.69	Q	13,475.23	Q	13,475.23
7	93% Q	1,342,132.60	Q	13,421.33	Q	13,421.33
8	93% Q	1,336,764.07	Q	13,367.64	Q	13,367.64
9	93% Q	1,331,417.01	Q	13,314.17	Q	13,314.17
10	93% Q	1,326,091.35	Q	13,260.91	Q	13,260.91
11	93% Q	1,320,786.98	Q	13,207.87	-Q	1,113,142.43
12	93% Q	1,315,503.83	Q	13,155.04	-Q	1,108,034.43
13	93% Q	1,310,241.82	Q	13,102.42	-Q	1,102,946.87
14	93% Q	1,305,000.85	Q	13,050.01	-Q	1,097,879.65
15	93% Q	1,299,780.85	Q	12,997.81	-Q	1,092,832.70
16	93% Q	1,294,581.72	Q	12,945.82	-Q	1,087,805.95
17	93% Q	1,289,403.40	Q	12,894.03	-Q	1,082,799.29
18	93% Q	1,284,245.78	Q	12,842.46	-Q	1,077,812.67
19	93% Q	1,279,108.80	Q	12,791.09	-Q	1,072,845.99
20	93% Q	1,273,992.36	Q	12,739.92	-Q	1,067,899.18
21	93% Q	1,268,896.39	Q	12,688.96	-Q	1,132,602.84
22	93% Q	1,263,820.81	Q	12,638.21	-Q	1,127,695.53
23	93% Q	1,258,765.53	Q	12,587.66	-Q	1,122,807.84
24	93% Q	1,253,730.46	Q	12,537.30	-Q	1,117,939.70

25	22% Q	1,248,715.54 Q	12,487.16 -Q	206,107.04 Q
26	93% Q	1,243,720.68 Q	12,437.21 -Q	1,108,261.77 Q
27	93% Q	1,238,745.80 Q	12,387.46 -Q	1,103,451.82 Q
28	93% Q	1,233,790.81 Q	12,337.91 -Q	1,098,661.11 Q
29	93% Q	1,228,855.65 Q	12,288.56 -Q	1,093,889.56 Q
30	94% Q	1,443,315.23 Q	14,433.15 -Q	1,301,239.23 Q

No se paga ISO al elegir régimen ISR sobre ingresos

IVA

Precio por MWh con IVA

Ingresos por venta año 1 con IVA

571.68
6,196,430.07

año	IVA débito	IVA crédito	IVA por pagar
0			
1	663,903.22 Q	-	663,903.22 Q
2	657,264.19 Q	-	657,264.19 Q
3	654,635.13 Q	-	654,635.13 Q
4	652,016.59 Q	-	652,016.59 Q
5	649,408.53 Q	-	649,408.53 Q
6	646,810.89 Q	-	646,810.89 Q
7	644,223.65 Q	-	644,223.65 Q
8	641,646.75 Q	-	641,646.75 Q
9	639,080.17 Q	-	639,080.17 Q
10	636,523.85 Q	-	636,523.85 Q
11	633,977.75 Q	-	633,977.75 Q
12	631,441.84 Q	-	631,441.84 Q
13	628,916.07 Q	-	628,916.07 Q
14	626,400.41 Q	-	626,400.41 Q
15	623,894.81 Q	-	623,894.81 Q
16	621,399.23 Q	-	621,399.23 Q
17	618,913.63 Q	-	618,913.63 Q
18	616,437.98 Q	-	616,437.98 Q
19	613,972.22 Q	-	613,972.22 Q
20	611,516.33 Q	-	611,516.33 Q
21	609,070.27 Q	-	609,070.27 Q
22	606,633.99 Q	-	606,633.99 Q
23	604,207.45 Q	-	604,207.45 Q
24	601,790.62 Q	-	601,790.62 Q
25	599,383.46 -Q	421,200.00 Q	178,183.46 Q
26	596,985.93 Q	-	596,985.93 Q
27	594,597.98 Q	-	594,597.98 Q

28
29
30

592,219.59 Q
589,850.71 Q
692,791.31 Q

- Q
- Q
- Q

592,219.59
589,850.71
692,791.31

Flujo de efectivo neto

año	Inversión inicial	Ingresos totales
0	-Q	24,310,187.20 Q
1		5,532,526.85 Q
2		5,477,201.58 Q
3		5,455,292.77 Q
4		5,433,471.60 Q
5		5,411,737.72 Q
6		5,390,090.76 Q
7		5,368,530.40 Q
8		5,347,056.28 Q
9		5,325,668.05 Q
10		5,304,365.38 Q
11		5,283,147.92 Q
12		5,262,015.33 Q
13		5,240,967.27 Q
14		5,220,003.40 Q
15		5,199,123.39 Q
16		5,178,326.89 Q
17		5,157,613.58 Q
18		5,136,983.13 Q
19		5,116,435.20 Q
20		5,095,969.46 Q
21		5,075,585.58 Q
22		5,055,283.24 Q
23		5,035,062.10 Q
24		5,014,921.85 Q
25		4,994,862.17 Q
26		4,974,882.72 Q
27		4,954,983.19 Q
28		4,935,163.26 Q
29		4,915,422.60 Q
30		5,773,260.91 Q

Se asume pagos al
contado

Egresos reales

año	Gasto mantenimiento	Gastos administrativos	Compra equipo	Gastos imprevistos
0	-Q	123,928.60	Q	- Q
1	364,652.81	-Q	122,689.32	- Q
2	364,652.81	-Q	122,198.56	- Q
3	364,652.81	-Q	121,709.76	- Q
4	364,652.81	-Q	121,222.92	- Q
5	364,652.81	-Q	120,738.03	- Q
6	364,652.81	-Q	120,255.08	- Q
7	364,652.81	-Q	119,774.06	- Q
8	364,652.81	-Q	119,294.96	- Q
9	364,652.81	-Q	118,817.78	- Q
10	364,652.81	-Q	118,342.51	- Q
11	364,652.81	-Q	117,869.14	- Q
12	364,652.81	-Q	117,397.67	- Q
13	364,652.81	-Q	116,928.08	- Q
14	364,652.81	-Q	116,460.36	- Q
15	364,652.81	-Q	115,994.52	- Q
16	364,652.81	-Q	115,530.54	- Q
17	364,652.81	-Q	115,068.42	- Q
18	364,652.81	-Q	114,608.15	- Q
19	364,652.81	-Q	114,149.72	- Q
20	364,652.81	-Q	113,693.12	- Q
21	364,652.81	-Q	113,238.34	- Q
22	364,652.81	-Q	112,785.39	- Q
23	364,652.81	-Q	112,334.25	- Q
24	364,652.81	-Q	111,884.91	- Q
25	364,652.81	-Q	111,437.37	- Q
26	364,652.81	-Q	110,991.62	- Q
27	364,652.81	-Q	110,547.66	- Q
28	364,652.81	-Q	110,105.47	- Q
29	364,652.81	-Q	129,321.04	- Q
30	364,652.81	-Q	3,510,000.00	- Q
				133,947.67
				15,996.63
				15,981.65
				15,966.74
				15,951.88
				16,597.52

año	Intereses	Abono capital	Impuestos
0	-Q	3,622,934.77	-Q
1	1,944,814.98	-Q	663,903.22
2	1,810,565.39	-Q	657,264.19
3	1,665,575.84	-Q	654,635.13
4	1,508,987.13	-Q	652,016.59
5	1,339,871.32	-Q	649,408.53

6	-Q	1,157,226.24	-Q	3,622,934.77	-Q	646,810.89
7	-Q	959,969.56	-Q	3,622,934.77	-Q	644,223.65
8	-Q	746,932.34	-Q	3,622,934.77	-Q	641,646.75
9	-Q	516,852.15	-Q	3,622,934.77	-Q	639,080.17
10	-Q	268,365.54	-Q	3,622,934.77	-Q	636,523.85
11	Q	-	Q	-	-Q	996,598.10
12	Q	-	Q	-	-Q	992,582.91
13	Q	-	Q	-	-Q	988,583.78
14	Q	-	Q	-	-Q	984,600.65
15	Q	-	Q	-	-Q	980,633.44
16	Q	-	Q	-	-Q	976,682.11
17	Q	-	Q	-	-Q	972,746.58
18	Q	-	Q	-	-Q	968,826.79
19	Q	-	Q	-	-Q	964,922.69
20	Q	-	Q	-	-Q	961,034.20
21	Q	-	Q	-	-Q	957,161.26
22	Q	-	Q	-	-Q	953,303.81
23	Q	-	Q	-	-Q	949,461.80
24	Q	-	Q	-	-Q	945,635.15
25	Q	-	Q	-	-Q	520,623.81
26	Q	-	Q	-	-Q	938,027.72
27	Q	-	Q	-	-Q	934,246.81
28	Q	-	Q	-	-Q	930,481.02
29	Q	-	Q	-	-Q	926,730.29
30	Q	-	Q	-	-Q	1,089,719.57

año	FEN
0	16,206,791.47
1	1,204,123.86
2	1,117,279.59
3	991,062.54
4	853,171.24
5	702,678.05
6	538,581.11
7	359,798.37
8	165,161.20
9	46,592.55
10	276,826.03
11	3,787,325.85
12	3,770,697.73
13	3,754,136.12
14	3,737,640.75

15	Q	3,721,211.37
16	Q	3,704,847.70
17	Q	3,688,549.49
18	Q	3,672,316.47
19	Q	3,656,148.39
20	Q	3,640,044.97
21	Q	3,624,005.97
22	Q	3,608,031.13
23	Q	3,592,120.18
24	Q	3,576,272.88
25	Q	353,752.97
26	Q	3,544,768.19
27	Q	3,529,110.30
28	Q	3,513,515.04
29	Q	3,497,982.16
30	Q	4,172,969.96

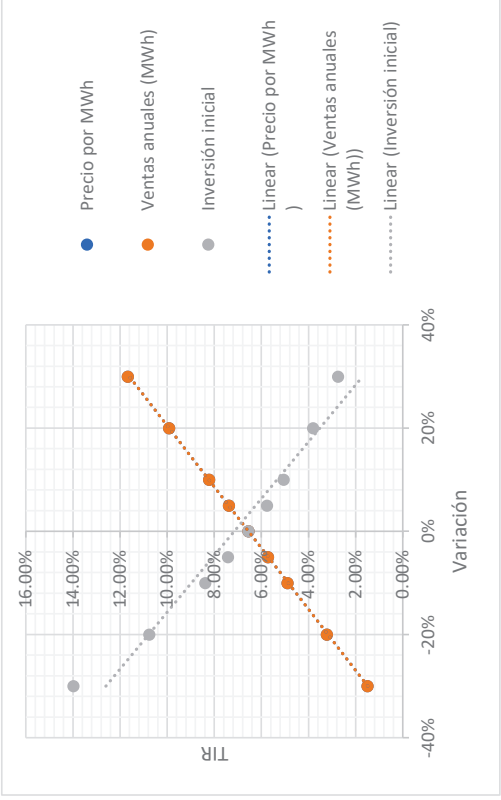
VNA	-Q	8,601,089.82
TIR		6.53%

Sensibilidad

Variación	Precio por MWh	Ventas anuales (MWh)	Inversión inicial
-30%	Q	357.30	7587 Q 28,361,885.06
-20%	Q	408.35	8671 Q 32,413,582.93
-10%	Q	459.39	9755 Q 36,465,280.80
-5%	Q	484.91	10297 Q 38,491,129.73
0%	Q	510.43	10839 Q 40,516,978.66
5%	Q	535.95	11381 Q 42,542,827.60
10%	Q	561.48	11923 Q 44,568,676.53
20%	Q	612.52	13007 Q 48,620,374.40
30%	Q	663.56	14091 Q 52,672,072.26

Variación	Precio por MWh	Ventas anuales (MWh)	Inversión inicial
-30%		1.48%	13.97%
-20%		3.20%	10.75%
-10%		4.87%	8.38%
-5%		5.70%	7.40%
0%		6.53%	6.53%
5%		7.37%	5.75%

10%	8.20%	5.04%
20%	9.90%	3.80%
30%	11.65%	2.74%



Análisis económico precio Q. 904.80 por MWh

Precio por MWh	Q	904.80	MWh
Producción planta anual (MWh por año)		10,839	
Decremento anual		1%	anual del 2 año
Decremento anual		0.40%	anual a partir de 3 año
Gasto mantenimiento		0.9%	inversión inicial
Gastos administrativos		2%	ingresos totales anuales
Gastos imprevistos		3%	costos totales anuales
Compra equipo	-Q	3,510,000.00	en año 25 por compra de inversores

Conversión

7.8 Q/\$

Inversión inicial	Q	40,516,978.66	
Financiamiento externo		60%	
Tiempo (abonos anuales iguales a capital)		10	años
Interés		8%	sobre saldo
Vida del equipo y del proyecto		30	años
Valor de salvamento	Q	877,500.00	venta inversores comprados en año 25 en año 30
ISR		25%	
TMAR		10%	

Activos			
Maquinaria	Q	16,215,689.46	Paneles solares, inversores y transformadores
Adheridos	Q	5,570,455.21	Racks y cableado
Depreciación			
Maquinaria		20%	
Adheridos		5%	

Estado de resultados

año	Ventas	Otros ingresos	Total ingresos
0			Q
1	Q	9,807,046.37	Q 9,807,046.37
2	Q	9,708,975.90	Q 9,708,975.90
3	Q	9,670,140.00	Q 9,670,140.00
4	Q	9,631,459.44	Q 9,631,459.44
5	Q	9,592,933.60	Q 9,592,933.60
6	Q	9,554,561.87	Q 9,554,561.87
7	Q	9,516,343.62	Q 9,516,343.62
8	Q	9,478,278.25	Q 9,478,278.25
9	Q	9,440,365.13	Q 9,440,365.13
10	Q	9,402,603.67	Q 9,402,603.67
11	Q	9,364,993.26	Q 9,364,993.26
12	Q	9,327,533.29	Q 9,327,533.29
13	Q	9,290,223.15	Q 9,290,223.15
14	Q	9,253,062.26	Q 9,253,062.26
15	Q	9,216,050.01	Q 9,216,050.01
16	Q	9,179,185.81	Q 9,179,185.81
17	Q	9,142,469.07	Q 9,142,469.07
18	Q	9,105,899.19	Q 9,105,899.19
19	Q	9,069,475.59	Q 9,069,475.59
20	Q	9,033,197.69	Q 9,033,197.69
21	Q	8,997,064.90	Q 8,997,064.90
22	Q	8,961,076.64	Q 8,961,076.64
23	Q	8,925,232.33	Q 8,925,232.33
24	Q	8,889,531.41	Q 8,889,531.41
25	Q	8,853,973.28	Q 8,853,973.28
26	Q	8,818,557.39	Q 8,818,557.39
27	Q	8,783,283.16	Q 8,783,283.16
28	Q	8,748,150.02	Q 8,748,150.02
29	Q	8,713,157.42	Q 8,713,157.42
30	Q	8,678,304.79	Q 8,678,304.79
		877,500.00	Q 877,500.00

Costos

año	Gasto mantenimiento	Gastos administrativos	Compra equipo	Gastos imprevistos	Depreciación
0					
1	-Q	364,652.81	Q 219,677.84	-	19,633.51
2	-Q	364,652.81	Q 217,481.06	-	19,559.70
3	-Q	364,652.81	Q 216,611.14	-	19,530.47
4	-Q	364,652.81	Q 215,744.69	-	19,501.36
					3,521,660.65
					3,521,660.65
					3,521,660.65
					3,521,660.65

5	-Q	364,652.81	-Q	214,881.71	Q	-	-Q	19,472.36	-Q	3,521,660.65
6	-Q	364,652.81	-Q	214,022.19	Q	-	-Q	19,443.48	-Q	278,522.76
7	-Q	364,652.81	-Q	213,166.10	Q	-	-Q	19,414.72	-Q	278,522.76
8	-Q	364,652.81	-Q	212,313.43	Q	-	-Q	19,386.07	-Q	278,522.76
9	-Q	364,652.81	-Q	211,464.18	Q	-	-Q	19,357.53	-Q	278,522.76
10	-Q	364,652.81	-Q	210,618.32	Q	-	-Q	19,329.11	-Q	278,522.76
11	-Q	364,652.81	-Q	209,775.85	Q	-	-Q	19,300.80	-Q	278,522.76
12	-Q	364,652.81	-Q	208,936.75	Q	-	-Q	19,272.61	-Q	278,522.76
13	-Q	364,652.81	-Q	208,101.00	Q	-	-Q	19,244.53	-Q	278,522.76
14	-Q	364,652.81	-Q	207,268.59	Q	-	-Q	19,216.56	-Q	278,522.76
15	-Q	364,652.81	-Q	206,439.52	Q	-	-Q	19,188.70	-Q	278,522.76
16	-Q	364,652.81	-Q	205,613.76	Q	-	-Q	19,160.96	-Q	278,522.76
17	-Q	364,652.81	-Q	204,791.31	Q	-	-Q	19,133.32	-Q	278,522.76
18	-Q	364,652.81	-Q	203,972.14	Q	-	-Q	19,105.80	-Q	278,522.76
19	-Q	364,652.81	-Q	203,156.25	Q	-	-Q	19,078.38	-Q	278,522.76
20	-Q	364,652.81	-Q	202,343.63	Q	-	-Q	19,051.08	-Q	278,522.76
21	-Q	364,652.81	-Q	201,534.25	Q	-	-Q	19,023.89	Q	-
22	-Q	364,652.81	-Q	200,728.12	Q	-	-Q	18,996.80	Q	-
23	-Q	364,652.81	-Q	199,925.20	Q	-	-Q	18,969.82	Q	-
24	-Q	364,652.81	-Q	199,125.50	Q	-	-Q	18,942.95	Q	-
25	-Q	364,652.81	-Q	198,329.00	-Q	3,510,000.00	-Q	136,852.19	Q	-
26	-Q	364,652.81	-Q	197,535.69	Q	-	-Q	18,889.53	Q	-
27	-Q	364,652.81	-Q	196,745.54	Q	-	-Q	18,862.98	Q	-
28	-Q	364,652.81	-Q	195,958.56	Q	-	-Q	18,836.54	Q	-
29	-Q	364,652.81	-Q	195,174.73	Q	-	-Q	18,810.21	Q	-
30	-Q	364,652.81	-Q	214,050.03	Q	-	-Q	19,444.42	Q	-

año	Utilidad antes de intereses		Intereses sobre préstamo		Utilidad antes de impuestos	
0						
1	Q	5,681,421.56	-Q	1,944,814.98	Q	3,736,606.58
2	Q	5,585,621.69	-Q	1,810,565.39	Q	3,775,056.29
3	Q	5,547,684.94	-Q	1,665,575.84	Q	3,882,109.09
4	Q	5,509,899.93	-Q	1,508,987.13	Q	4,000,912.80
5	Q	5,472,266.07	-Q	1,339,871.32	Q	4,132,394.75
6	Q	8,677,920.63	-Q	1,157,226.24	Q	7,520,694.39
7	Q	8,640,587.24	-Q	959,969.56	Q	7,680,617.68
8	Q	8,603,403.18	-Q	746,932.34	Q	7,856,470.84
9	Q	8,566,367.86	-Q	516,852.15	Q	8,049,515.71
10	Q	8,529,480.67	-Q	268,365.54	Q	8,261,115.13
11	Q	8,492,741.04	Q	-	Q	8,492,741.04
12	Q	8,456,148.36	Q	-	Q	8,456,148.36

13	Q	8,419,702.06	Q	-	Q	8,419,702.06
14	Q	8,383,401.54	Q	-	Q	8,383,401.54
15	Q	8,347,246.22	Q	-	Q	8,347,246.22
16	Q	8,311,235.52	Q	-	Q	8,311,235.52
17	Q	8,275,368.87	Q	-	Q	8,275,368.87
18	Q	8,239,645.68	Q	-	Q	8,239,645.68
19	Q	8,204,065.39	Q	-	Q	8,204,065.39
20	Q	8,168,627.41	Q	-	Q	8,168,627.41
21	Q	8,411,853.95	Q	-	Q	8,411,853.95
22	Q	8,376,698.92	Q	-	Q	8,376,698.92
23	Q	8,341,684.50	Q	-	Q	8,341,684.50
24	Q	8,306,810.14	Q	-	Q	8,306,810.14
25	Q	4,644,139.28	Q	-	Q	4,644,139.28
26	Q	8,237,479.36	Q	-	Q	8,237,479.36
27	Q	8,203,021.82	Q	-	Q	8,203,021.82
28	Q	8,168,702.11	Q	-	Q	8,168,702.11
29	Q	8,134,519.68	Q	-	Q	8,134,519.68
30	Q	8,957,657.54	Q	-	Q	8,957,657.54

año	ISR	Utilidad neta	ISR sobre utilidades	ISR sobre ingresos
0				
1	Q	3,736,606.58	Q	Q
2	Q	3,775,056.29	Q	Q
3	Q	3,882,109.09	Q	Q
4	Q	4,000,912.80	Q	Q
5	Q	4,132,394.75	Q	Q
6	Q	7,520,694.39	Q	Q
7	Q	7,680,617.68	Q	Q
8	Q	7,856,470.84	Q	Q
9	Q	8,049,515.71	Q	Q
10	Q	8,261,115.13	Q	Q
11	-Q	7,844,391.51	Q	2,123,185.26
12	-Q	7,810,421.03	Q	2,114,037.09
13	-Q	7,776,586.44	Q	2,104,925.51
14	-Q	7,742,887.18	Q	2,095,850.38
15	-Q	7,709,322.72	Q	2,086,811.55
16	-Q	7,675,892.52	Q	2,077,808.88
17	-Q	7,642,596.03	Q	2,068,842.22
18	-Q	7,609,432.74	Q	2,059,911.42
19	-Q	7,576,402.10	Q	2,051,016.35
20	-Q	7,543,503.58	Q	2,042,156.85
21	-Q	7,789,259.41	Q	2,102,963.49
				648,349.53
				645,727.33
				643,115.62
				640,514.36
				637,923.50
				635,343.01
				632,772.83
				630,212.94
				627,663.29
				625,123.84
				622,594.54

22	-Q	620,075.36	Q	7,756,623.55	Q	2,094,174.73	Q	620,075.36
23	-Q	617,566.26	Q	7,724,118.24	Q	2,085,421.13	Q	617,566.26
24	-Q	615,067.20	Q	7,691,742.94	Q	2,076,702.54	Q	615,067.20
25	-Q	612,578.13	Q	4,031,561.15	Q	1,161,034.82	Q	612,578.13
26	-Q	610,099.02	Q	7,627,380.34	Q	2,059,369.84	Q	610,099.02
27	-Q	607,629.82	Q	7,595,392.00	Q	2,050,755.46	Q	607,629.82
28	-Q	605,170.50	Q	7,563,531.61	Q	2,042,175.53	Q	605,170.50
29	-Q	602,721.02	Q	7,531,798.67	Q	2,033,629.92	Q	602,721.02
30	-Q	661,706.34	Q	8,295,951.21	Q	2,239,414.39	Q	661,706.34

Régimen elegido ISR

Sobre ingresos

ISO por pagar

año	4% margen bruto	Base: 4 parte del activo neto o la 4 parte del ingreso bruto			ISO calculado 1%	ISO excedente	ISO por pagar
0							
1	96% Q	4,566,121.00	Q	45,661.21	Q	45,661.21	Q
2	96% Q	3,685,705.84	Q	36,857.06	Q	36,857.06	Q
3	96% Q	2,805,290.68	Q	28,052.91	Q	28,052.91	Q
4	96% Q	2,407,864.86	Q	24,078.65	Q	24,078.65	Q
5	96% Q	2,398,233.40	Q	23,982.33	Q	23,982.33	Q
6	96% Q	2,388,640.47	Q	23,886.40	Q	23,886.40	Q
7	96% Q	2,379,085.91	Q	23,790.86	Q	23,790.86	Q
8	96% Q	2,369,569.56	Q	23,695.70	Q	23,695.70	Q
9	96% Q	2,360,091.28	Q	23,600.91	Q	23,600.91	Q
10	96% Q	2,350,650.92	Q	23,506.51	Q	23,506.51	Q
11	96% Q	2,341,248.31	Q	23,412.48	-Q	2,099,772.78	Q
12	96% Q	2,331,883.32	Q	23,318.83	-Q	2,090,718.26	Q
13	96% Q	2,322,555.79	Q	23,225.56	-Q	2,081,699.96	Q
14	96% Q	2,313,265.56	Q	23,132.66	-Q	2,072,717.73	Q
15	96% Q	2,304,012.50	Q	23,040.13	-Q	2,063,771.43	Q
16	96% Q	2,294,796.45	Q	22,947.96	-Q	2,054,860.92	Q
17	96% Q	2,285,617.27	Q	22,856.17	-Q	2,045,986.04	Q
18	96% Q	2,276,474.80	Q	22,764.75	-Q	2,037,146.67	Q
19	96% Q	2,267,368.90	Q	22,673.69	-Q	2,028,342.66	Q
20	96% Q	2,258,299.42	Q	22,582.99	-Q	2,019,573.86	Q
21	96% Q	2,249,266.23	Q	22,492.66	-Q	2,080,470.83	Q
22	96% Q	2,240,269.16	Q	22,402.69	-Q	2,071,772.04	Q
23	96% Q	2,231,308.08	Q	22,313.08	-Q	2,063,108.04	Q
24	96% Q	2,222,382.85	Q	22,223.83	-Q	2,054,478.71	Q

25	56% Q	2,213,493.32 Q	22,134.93 -Q	1,138,899.89 Q	-
26	96% Q	2,204,639.35 Q	22,046.39 -Q	2,037,323.45 Q	-
27	96% Q	2,195,820.79 Q	21,958.21 -Q	2,028,797.25 Q	-
28	96% Q	2,187,037.51 Q	21,870.38 -Q	2,020,305.15 Q	-
29	96% Q	2,178,289.36 Q	21,782.89 -Q	2,011,847.03 Q	-
30	96% Q	2,388,951.20 Q	23,889.51 -Q	2,215,524.87 Q	-

No se paga ISO al elegir régimen ISR sobre ingresos

IVA
 Precio por MWh con IVA 1,013.38
 Ingresos por venta año 1 con IVA 10,983,891.93

año	IVA débito	IVA crédito	Iva por pagar
0			
1	1,176,845.56 Q	-	1,176,845.56 Q
2	1,165,077.11 Q	-	1,165,077.11 Q
3	1,160,416.80 Q	-	1,160,416.80 Q
4	1,155,775.13 Q	-	1,155,775.13 Q
5	1,151,152.03 Q	-	1,151,152.03 Q
6	1,146,547.42 Q	-	1,146,547.42 Q
7	1,141,961.23 Q	-	1,141,961.23 Q
8	1,137,393.39 Q	-	1,137,393.39 Q
9	1,132,843.82 Q	-	1,132,843.82 Q
10	1,128,312.44 Q	-	1,128,312.44 Q
11	1,123,799.19 Q	-	1,123,799.19 Q
12	1,119,303.99 Q	-	1,119,303.99 Q
13	1,114,826.78 Q	-	1,114,826.78 Q
14	1,110,367.47 Q	-	1,110,367.47 Q
15	1,105,926.00 Q	-	1,105,926.00 Q
16	1,101,502.30 Q	-	1,101,502.30 Q
17	1,097,096.29 Q	-	1,097,096.29 Q
18	1,092,707.90 Q	-	1,092,707.90 Q
19	1,088,337.07 Q	-	1,088,337.07 Q
20	1,083,983.72 Q	-	1,083,983.72 Q
21	1,079,647.79 Q	-	1,079,647.79 Q
22	1,075,329.20 Q	-	1,075,329.20 Q
23	1,071,027.88 Q	-	1,071,027.88 Q
24	1,066,743.77 Q	-	1,066,743.77 Q
25	1,062,476.79 -Q	421,200.00 Q	641,276.79 Q
26	1,058,226.89 Q	-	1,058,226.89 Q
27	1,053,993.98 Q	-	1,053,993.98 Q

28	1,049,778.00	Q	-	Q	1,049,778.00
29	1,045,578.89	Q	-	Q	1,045,578.89
30	1,146,696.58	Q	-	Q	1,146,696.58

Flujo de efectivo neto

año	Inversión inicial	Ingresos totales
0	-Q	24,310,187.20
1		9,807,046.37
2		9,708,975.90
3		9,670,140.00
4		9,631,459.44
5		9,592,933.60
6		9,554,561.87
7		9,516,343.62
8		9,478,278.25
9		9,440,365.13
10		9,402,603.67
11		9,364,993.26
12		9,327,533.29
13		9,290,223.15
14		9,253,062.26
15		9,216,050.01
16		9,179,185.81
17		9,142,469.07
18		9,105,899.19
19		9,069,475.59
20		9,033,197.69
21		8,997,064.90
22		8,961,076.64
23		8,925,232.33
24		8,889,531.41
25		8,853,973.28
26		8,818,557.39
27		8,783,283.16
28		8,748,150.02
29		8,713,157.42
30		9,555,804.79

Se asume pagos al contado

Egresos reales

año	Gasto mantenimiento	Gastos administrativos	Compra equipo	Gastos imprevistos
0				
1	-Q	219,677.84 Q	Q	- Q
2	-Q	217,481.06 Q	Q	- Q
3	-Q	216,611.14 Q	Q	- Q
4	-Q	215,744.69 Q	Q	- Q
5	-Q	214,881.71 Q	Q	- Q
6	-Q	214,022.19 Q	Q	- Q
7	-Q	213,166.10 Q	Q	- Q
8	-Q	212,313.43 Q	Q	- Q
9	-Q	211,464.18 Q	Q	- Q
10	-Q	210,618.32 Q	Q	- Q
11	-Q	209,775.85 Q	Q	- Q
12	-Q	208,936.75 Q	Q	- Q
13	-Q	208,101.00 Q	Q	- Q
14	-Q	207,268.59 Q	Q	- Q
15	-Q	206,439.52 Q	Q	- Q
16	-Q	205,613.76 Q	Q	- Q
17	-Q	204,791.31 Q	Q	- Q
18	-Q	203,972.14 Q	Q	- Q
19	-Q	203,156.25 Q	Q	- Q
20	-Q	202,343.63 Q	Q	- Q
21	-Q	201,534.25 Q	Q	- Q
22	-Q	200,728.12 Q	Q	- Q
23	-Q	199,925.20 Q	Q	- Q
24	-Q	199,125.50 Q	Q	- Q
25	-Q	198,329.00 Q	3,510,000.00 -Q	- Q
26	-Q	197,535.69 Q	Q	- Q
27	-Q	196,745.54 Q	Q	- Q
28	-Q	195,958.56 Q	Q	- Q
29	-Q	195,174.73 Q	Q	- Q
30	-Q	214,050.03 Q	Q	- Q

Intereses

año	Abono capital	Impuestos
0		
1	1,944,814.98 -Q	3,622,934.77 -Q
2	1,810,565.39 -Q	3,622,934.77 -Q
3	1,665,575.84 -Q	3,622,934.77 -Q
4	1,508,987.13 -Q	3,622,934.77 -Q
5	1,339,871.32 -Q	3,622,934.77 -Q

Abono capital

año	Impuestos
0	
1	1,176,845.56
2	1,165,077.11
3	1,160,416.80
4	1,155,775.13
5	1,151,152.03

Impuestos

año	Abono capital
0	
1	1,944,814.98 -Q
2	1,810,565.39 -Q
3	1,665,575.84 -Q
4	1,508,987.13 -Q
5	1,339,871.32 -Q

6	-Q	1,157,226.24	-Q	3,622,934.77	-Q	1,146,547.42
7	-Q	959,969.56	-Q	3,622,934.77	-Q	1,141,961.23
8	-Q	746,932.34	-Q	3,622,934.77	-Q	1,137,393.39
9	-Q	516,852.15	-Q	3,622,934.77	-Q	1,132,843.82
10	-Q	268,365.54	-Q	3,622,934.77	-Q	1,128,312.44
11	Q	-	Q	-	-Q	1,772,148.72
12	Q	-	Q	-	-Q	1,765,031.32
13	Q	-	Q	-	-Q	1,757,942.40
14	Q	-	Q	-	-Q	1,750,881.83
15	Q	-	Q	-	-Q	1,743,849.50
16	Q	-	Q	-	-Q	1,736,845.30
17	Q	-	Q	-	-Q	1,729,869.12
18	Q	-	Q	-	-Q	1,722,920.85
19	Q	-	Q	-	-Q	1,716,000.36
20	Q	-	Q	-	-Q	1,709,107.56
21	Q	-	Q	-	-Q	1,702,242.33
22	Q	-	Q	-	-Q	1,695,404.56
23	Q	-	Q	-	-Q	1,688,594.14
24	Q	-	Q	-	-Q	1,681,810.97
25	Q	-	Q	-	-Q	1,253,854.92
26	Q	-	Q	-	-Q	1,668,325.90
27	Q	-	Q	-	-Q	1,661,623.80
28	Q	-	Q	-	-Q	1,654,948.50
29	Q	-	Q	-	-Q	1,648,299.91
30	Q	-	Q	-	-Q	1,808,402.91

año	FEN
0	16,206,791.47
1	2,458,486.90
2	2,508,705.07
3	2,620,418.18
4	2,743,863.56
5	2,879,968.60
6	3,029,734.96
7	3,194,244.44
8	3,374,665.44
9	3,572,259.88
10	3,788,390.69
11	6,999,115.08
12	6,969,639.80
13	6,940,282.42
14	6,911,042.47

15	Q	6,881,919.48
16	Q	6,852,912.98
17	Q	6,824,022.51
18	Q	6,795,247.60
19	Q	6,766,587.79
20	Q	6,738,042.61
21	Q	6,709,611.62
22	Q	6,681,294.36
23	Q	6,653,090.36
24	Q	6,624,999.18
25	Q	3,390,284.36
26	Q	6,569,153.46
27	Q	6,541,398.02
28	Q	6,513,753.61
29	Q	6,486,219.77
30	Q	7,149,254.63

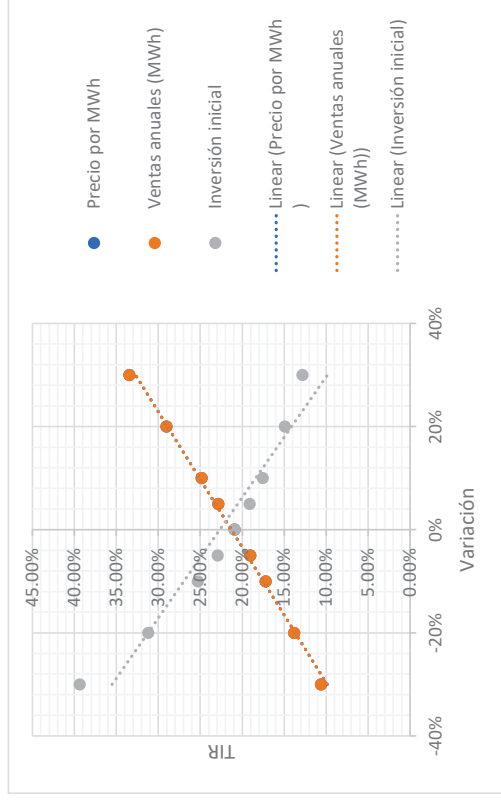
VNA	Q	23,731,483.46
TIR		20.89%

Sensibilidad

Variación	Precio por MWh	Ventas anuales (MWh)	Inversión inicial
-30%	Q	633.36	7587 Q 28,361,885.06
-20%	Q	723.84	8671 Q 32,413,582.93
-10%	Q	814.32	9755 Q 36,465,280.80
-5%	Q	859.56	10297 Q 38,491,129.73
0%	Q	904.80	10839 Q 40,516,978.66
5%	Q	950.04	11381 Q 42,542,827.60
10%	Q	995.28	11923 Q 44,568,676.53
20%	Q	1,085.76	13007 Q 48,620,374.40
30%	Q	1,176.24	14091 Q 52,672,072.26

Variación	Precio por MWh	Ventas anuales (MWh)	Inversión inicial
-30%		10.61%	39.36%
-20%		13.80%	31.21%
-10%		17.21%	25.29%
-5%		19.02%	22.93%
0%		20.89%	20.89%
5%		22.83%	19.11%

10%	24.83%	24.83%	17.54%
20%	29.03%	29.03%	14.92%
30%	33.44%	33.44%	12.81%



Análisis económico para tasa mínima aceptable de retorno

Precio por MWh	Q	615.34	MWh
Producción planta anual (MWh por año)		10,839	
Decremento anual		1%	anual del 2 año
Decremento anual		0.40%	anual a partir de 3 año
Gasto mantenimiento		0.9%	inversión inicial
Gastos administrativos		2%	ingresos totales anuales
Gastos imprevistos		3%	costos totales anuales
Compra equipo	-Q	3,510,000.00	en año 25 por compra de inversores

Conversión

7.8 Q/\$

Inversión inicial	Q	40,516,978.66	
Financiamiento externo		60%	
Tiempo (abonos anuales iguales a capital)		10	años
Interés		8%	sobre saldo
Vida del equipo y del proyecto		30	años
Valor de salvamento	Q	877,500.00	venta inversores comprados en año 25 en año 30
ISR		25%	
TMAR		10%	

Activos			
Maquinaria	Q	16,215,689.46	Paneles solares, inversores y transformadores
Adheridos	Q	5,570,455.21	Racks y cableado
Depreciación			
Maquinaria		20%	
Adheridos		5%	

Estado de resultados

año	Ventas	Otros ingresos	Total ingresos
0			Q
1	Q	6,669,631.71	Q 6,669,631.71
2	Q	6,602,935.39	Q 6,602,935.39
3	Q	6,576,523.65	Q 6,576,523.65
4	Q	6,550,217.56	Q 6,550,217.56
5	Q	6,524,016.69	Q 6,524,016.69
6	Q	6,497,920.62	Q 6,497,920.62
7	Q	6,471,928.94	Q 6,471,928.94
8	Q	6,446,041.22	Q 6,446,041.22
9	Q	6,420,257.06	Q 6,420,257.06
10	Q	6,394,576.03	Q 6,394,576.03
11	Q	6,368,997.73	Q 6,368,997.73
12	Q	6,343,521.73	Q 6,343,521.73
13	Q	6,318,147.65	Q 6,318,147.65
14	Q	6,292,875.06	Q 6,292,875.06
15	Q	6,267,703.56	Q 6,267,703.56
16	Q	6,242,632.74	Q 6,242,632.74
17	Q	6,217,662.21	Q 6,217,662.21
18	Q	6,192,791.56	Q 6,192,791.56
19	Q	6,168,020.40	Q 6,168,020.40
20	Q	6,143,348.31	Q 6,143,348.31
21	Q	6,118,774.92	Q 6,118,774.92
22	Q	6,094,299.82	Q 6,094,299.82
23	Q	6,069,922.62	Q 6,069,922.62
24	Q	6,045,642.93	Q 6,045,642.93
25	Q	6,021,460.36	Q 6,021,460.36
26	Q	5,997,374.52	Q 5,997,374.52
27	Q	5,973,385.02	Q 5,973,385.02
28	Q	5,949,491.48	Q 5,949,491.48
29	Q	5,925,693.51	Q 5,925,693.51
30	Q	5,901,990.74	Q 5,901,990.74
		877,500.00	Q 877,500.00

Costos

año	Gasto mantenimiento	Gastos administrativos	Compra equipo	Gastos imprevistos	Depreciación
0					
1	-Q	149,399.75	Q	-Q	17,272.17 -Q
2	-Q	147,905.75	Q	-Q	17,221.97 -Q
3	-Q	147,314.13	Q	-Q	17,202.09 -Q
4	-Q	146,724.87	Q	-Q	17,182.29 -Q
					3,521,660.65
					3,521,660.65
					3,521,660.65
					3,521,660.65

5	-Q	364,652.81	-Q	146,137.97	Q	-	-Q	17,162.57	-Q	3,521,660.65
6	-Q	364,652.81	-Q	145,553.42	Q	-	-Q	17,142.93	-Q	278,522.76
7	-Q	364,652.81	-Q	144,971.21	Q	-	-Q	17,123.37	-Q	278,522.76
8	-Q	364,652.81	-Q	144,391.32	Q	-	-Q	17,103.88	-Q	278,522.76
9	-Q	364,652.81	-Q	143,813.76	Q	-	-Q	17,084.48	-Q	278,522.76
10	-Q	364,652.81	-Q	143,238.50	Q	-	-Q	17,065.15	-Q	278,522.76
11	-Q	364,652.81	-Q	142,665.55	Q	-	-Q	17,045.90	-Q	278,522.76
12	-Q	364,652.81	-Q	142,094.89	Q	-	-Q	17,026.72	-Q	278,522.76
13	-Q	364,652.81	-Q	141,526.51	Q	-	-Q	17,007.62	-Q	278,522.76
14	-Q	364,652.81	-Q	140,960.40	Q	-	-Q	16,988.60	-Q	278,522.76
15	-Q	364,652.81	-Q	140,396.56	Q	-	-Q	16,969.66	-Q	278,522.76
16	-Q	364,652.81	-Q	139,834.97	Q	-	-Q	16,950.79	-Q	278,522.76
17	-Q	364,652.81	-Q	139,275.63	Q	-	-Q	16,932.00	-Q	278,522.76
18	-Q	364,652.81	-Q	138,718.53	Q	-	-Q	16,913.28	-Q	278,522.76
19	-Q	364,652.81	-Q	138,163.66	Q	-	-Q	16,894.63	-Q	278,522.76
20	-Q	364,652.81	-Q	137,611.00	Q	-	-Q	16,876.06	-Q	278,522.76
21	-Q	364,652.81	-Q	137,060.56	Q	-	-Q	16,857.57	Q	-
22	-Q	364,652.81	-Q	136,512.32	Q	-	-Q	16,839.15	Q	-
23	-Q	364,652.81	-Q	135,966.27	Q	-	-Q	16,820.80	Q	-
24	-Q	364,652.81	-Q	135,422.40	Q	-	-Q	16,802.53	Q	-
25	-Q	364,652.81	-Q	134,880.71	-Q	3,510,000.00	-Q	134,720.33	Q	-
26	-Q	364,652.81	-Q	134,341.19	Q	-	-Q	16,766.20	Q	-
27	-Q	364,652.81	-Q	133,803.82	Q	-	-Q	16,748.14	Q	-
28	-Q	364,652.81	-Q	133,268.61	Q	-	-Q	16,730.16	Q	-
29	-Q	364,652.81	-Q	132,735.53	Q	-	-Q	16,712.25	Q	-
30	-Q	364,652.81	-Q	151,860.59	Q	-	-Q	17,354.85	Q	-

año	Utilidad antes de intereses		Intereses sobre préstamo		Utilidad antes de impuestos	
0						
1	Q	2,616,646.33	-Q	1,944,814.98	Q	671,831.36
2	Q	2,551,494.21	-Q	1,810,565.39	Q	740,928.82
3	Q	2,525,693.97	-Q	1,665,575.84	Q	860,118.13
4	Q	2,499,996.93	-Q	1,508,987.13	Q	991,009.81
5	Q	2,474,402.68	-Q	1,339,871.32	Q	1,134,531.37
6	Q	5,692,048.70	-Q	1,157,226.24	Q	4,534,822.46
7	Q	5,666,658.79	-Q	959,969.56	Q	4,706,689.24
8	Q	5,641,370.45	-Q	746,932.34	Q	4,894,438.11
9	Q	5,616,183.25	-Q	516,852.15	Q	5,099,331.11
10	Q	5,591,096.81	-Q	268,365.54	Q	5,322,731.27
11	Q	5,566,110.71	Q	-	Q	5,566,110.71
12	Q	5,541,224.56	Q	-	Q	5,541,224.56
13	Q	5,516,437.95	Q	-	Q	5,516,437.95

14	Q
15	Q
16	Q
17	Q
18	Q
19	Q
20	Q
21	Q
22	Q
23	Q
24	Q
25	Q
26	Q
27	Q
28	Q
29	Q
30	Q

5,491,750.48	Q	-	5,491,750.48
5,467,161.77	Q	-	5,467,161.77
5,442,671.41	Q	-	5,442,671.41
5,418,279.01	Q	-	5,418,279.01
5,393,984.19	Q	-	5,393,984.19
5,369,786.54	Q	-	5,369,786.54
5,345,685.68	Q	-	5,345,685.68
5,600,203.99	Q	-	5,600,203.99
5,576,295.55	Q	-	5,576,295.55
5,552,482.75	Q	-	5,552,482.75
5,528,765.20	Q	-	5,528,765.20
1,877,206.51	Q	-	1,877,206.51
5,481,614.32	Q	-	5,481,614.32
5,458,180.25	Q	-	5,458,180.25
5,434,839.90	Q	-	5,434,839.90
5,411,592.92	Q	-	5,411,592.92
6,245,622.49	Q	-	6,245,622.49

año	ISR	Utilidad neta	ISR sobre utilidades	ISR sobre ingresos
0				
1	Q	671,831.36	Q	Q
2	Q	740,928.82	Q	Q
3	Q	860,118.13	Q	Q
4	Q	991,009.81	Q	Q
5	Q	1,134,531.37	Q	Q
6	Q	4,534,822.46	Q	Q
7	Q	4,706,689.24	Q	Q
8	Q	4,894,438.11	Q	Q
9	Q	5,099,331.11	Q	Q
10	Q	5,322,731.27	Q	Q
11	-Q	5,127,480.87	Q	Q
12	-Q	5,104,378.04	Q	Q
13	-Q	5,081,367.61	Q	Q
14	-Q	5,058,449.23	Q	Q
15	-Q	5,035,622.52	Q	Q
16	-Q	5,012,887.12	Q	Q
17	-Q	4,990,242.66	Q	Q
18	-Q	4,967,688.78	Q	Q
19	-Q	4,945,225.11	Q	Q
20	-Q	4,922,851.30	Q	Q
21	-Q	5,179,089.74	Q	Q
22	-Q	5,156,894.56	Q	Q
23	-Q	5,134,788.16	Q	Q

438,629.84	Q	1,391,527.68	Q	438,629.84
436,846.52	Q	1,385,306.14	Q	436,846.52
435,070.34	Q	1,379,109.49	Q	435,070.34
433,301.25	Q	1,372,937.62	Q	433,301.25
431,539.25	Q	1,366,790.44	Q	431,539.25
429,784.29	Q	1,360,667.85	Q	429,784.29
428,036.35	Q	1,354,569.75	Q	428,036.35
426,295.41	Q	1,348,496.05	Q	426,295.41
424,561.43	Q	1,342,446.63	Q	424,561.43
422,834.38	Q	1,336,421.42	Q	422,834.38
421,114.24	Q	1,400,051.00	Q	421,114.24
419,400.99	Q	1,394,073.89	Q	419,400.99
417,694.58	Q	1,388,120.69	Q	417,694.58

24	-Q	415,995.01	Q	5,112,770.19	Q	1,382,191.30	Q	415,995.01
25	-Q	414,302.23	Q	1,462,904.29	Q	469,301.63	Q	414,302.23
26	-Q	412,616.22	Q	5,068,998.11	Q	1,370,403.58	Q	412,616.22
27	-Q	410,936.95	Q	5,047,243.29	Q	1,364,545.06	Q	410,936.95
28	-Q	409,264.40	Q	5,025,575.50	Q	1,358,709.98	Q	409,264.40
29	-Q	407,598.55	Q	5,003,994.38	Q	1,352,898.23	Q	407,598.55
30	-Q	467,364.35	Q	5,778,258.14	Q	1,561,405.62	Q	467,364.35

Régimen elegido ISR **Sobre Ingresos**

ISO por pagar

año	4% margen bruto	Base: 4 parte del activo neto o la 4 parte del ingreso bruto	ISO calculado 1%	ISO excedente	ISO por pagar
0					
1	95% Q	4,566,121.00	45,661.21	Q	45,661.21
2	94% Q	3,685,705.84	36,857.06	Q	36,857.06
3	94% Q	2,805,290.68	28,052.91	Q	28,052.91
4	94% Q	1,924,875.51	19,248.76	Q	19,248.76
5	94% Q	1,631,004.17	16,310.04	Q	16,310.04
6	94% Q	1,624,480.16	16,244.80	Q	16,244.80
7	94% Q	1,617,982.23	16,179.82	Q	16,179.82
8	94% Q	1,611,510.31	16,115.10	Q	16,115.10
9	94% Q	1,605,064.26	16,050.64	Q	16,050.64
10	94% Q	1,598,644.01	15,986.44	Q	15,986.44
11	94% Q	1,592,249.43	15,922.49	-Q	1,375,605.18
12	94% Q	1,585,880.43	15,858.80	-Q	1,369,447.33
13	94% Q	1,579,536.91	15,795.37	-Q	1,363,314.12
14	94% Q	1,573,218.76	15,732.19	-Q	1,357,205.43
15	94% Q	1,566,925.89	15,669.26	-Q	1,351,121.18
16	94% Q	1,560,658.19	15,606.58	-Q	1,345,061.27
17	94% Q	1,554,415.55	15,544.16	-Q	1,339,025.60
18	94% Q	1,548,197.89	15,481.98	-Q	1,333,014.07
19	94% Q	1,542,005.10	15,420.05	-Q	1,327,026.58
20	94% Q	1,535,837.08	15,358.37	-Q	1,321,063.05
21	94% Q	1,529,693.73	15,296.94	-Q	1,384,754.06
22	94% Q	1,523,574.96	15,235.75	-Q	1,378,838.14
23	94% Q	1,517,480.66	15,174.81	-Q	1,372,945.88
24	94% Q	1,511,410.73	15,114.11	-Q	1,367,077.19
25	36% Q	1,505,365.09	15,053.65	-Q	454,247.98
26	94% Q	1,499,343.63	14,993.44	-Q	1,355,410.14
27	94% Q	1,493,346.26	14,933.46	-Q	1,349,611.60

Flujo de efectivo neto

año	Inversión inicial -Q	Ingresos totales
0	40,516,978.66	Q 24,310,187.20
1		Q 6,669,631.71
2		Q 6,602,935.39
3		Q 6,576,523.65
4		Q 6,550,217.56
5		Q 6,524,016.69
6		Q 6,497,920.62
7		Q 6,471,928.94
8		Q 6,446,041.22
9		Q 6,420,257.06
10		Q 6,394,576.03
11		Q 6,368,997.73
12		Q 6,343,521.73
13		Q 6,318,147.65
14		Q 6,292,875.06
15		Q 6,267,703.56
16		Q 6,242,632.74
17		Q 6,217,662.21
18		Q 6,192,791.56
19		Q 6,168,020.40
20		Q 6,143,348.31
21		Q 6,118,774.92
22		Q 6,094,299.82
23		Q 6,069,922.62
24		Q 6,045,642.93
25		Q 6,021,460.36
26		Q 5,997,374.52
27		Q 5,973,385.02
28		Q 5,949,491.48
29		Q 5,925,693.51
30		Q 6,779,490.74
		Se asume pagos al contado

Egresos reales

año	Gasto mantenimiento	Gastos administrativos	Compra equipo	Gastos imprevistos
0				

1	-Q	364,652.81	-Q	149,399.75	Q	-	-Q	17,272.17
2	-Q	364,652.81	-Q	147,905.75	Q	-	-Q	17,221.97
3	-Q	364,652.81	-Q	147,314.13	Q	-	-Q	17,202.09
4	-Q	364,652.81	-Q	146,724.87	Q	-	-Q	17,182.29
5	-Q	364,652.81	-Q	146,137.97	Q	-	-Q	17,162.57
6	-Q	364,652.81	-Q	145,553.42	Q	-	-Q	17,142.93
7	-Q	364,652.81	-Q	144,971.21	Q	-	-Q	17,123.37
8	-Q	364,652.81	-Q	144,391.32	Q	-	-Q	17,103.88
9	-Q	364,652.81	-Q	143,813.76	Q	-	-Q	17,084.48
10	-Q	364,652.81	-Q	143,238.50	Q	-	-Q	17,065.15
11	-Q	364,652.81	-Q	142,665.55	Q	-	-Q	17,045.90
12	-Q	364,652.81	-Q	142,094.89	Q	-	-Q	17,026.72
13	-Q	364,652.81	-Q	141,526.51	Q	-	-Q	17,007.62
14	-Q	364,652.81	-Q	140,960.40	Q	-	-Q	16,988.60
15	-Q	364,652.81	-Q	140,396.56	Q	-	-Q	16,969.66
16	-Q	364,652.81	-Q	139,834.97	Q	-	-Q	16,950.79
17	-Q	364,652.81	-Q	139,275.63	Q	-	-Q	16,932.00
18	-Q	364,652.81	-Q	138,718.53	Q	-	-Q	16,913.28
19	-Q	364,652.81	-Q	138,163.66	Q	-	-Q	16,894.63
20	-Q	364,652.81	-Q	137,611.00	Q	-	-Q	16,876.06
21	-Q	364,652.81	-Q	137,060.56	Q	-	-Q	16,857.57
22	-Q	364,652.81	-Q	136,512.32	Q	-	-Q	16,839.15
23	-Q	364,652.81	-Q	135,966.27	Q	-	-Q	16,820.80
24	-Q	364,652.81	-Q	135,422.40	Q	-	-Q	16,802.53
25	-Q	364,652.81	-Q	134,880.71	-Q	3,510,000.00	-Q	134,720.33
26	-Q	364,652.81	-Q	134,341.19	Q	-	-Q	16,766.20
27	-Q	364,652.81	-Q	133,803.82	Q	-	-Q	16,748.14
28	-Q	364,652.81	-Q	133,268.61	Q	-	-Q	16,730.16
29	-Q	364,652.81	-Q	132,735.53	Q	-	-Q	16,712.25
30	-Q	364,652.81	-Q	151,860.59	Q	-	-Q	17,354.85

Intereses

año								
0								
1	-Q	1,944,814.98	-Q	3,622,934.77	-Q	800,355.81		
2	-Q	1,810,565.39	-Q	3,622,934.77	-Q	792,352.25		
3	-Q	1,665,575.84	-Q	3,622,934.77	-Q	789,182.84		
4	-Q	1,508,987.13	-Q	3,622,934.77	-Q	786,026.11		
5	-Q	1,339,871.32	-Q	3,622,934.77	-Q	782,882.00		
6	-Q	1,157,226.24	-Q	3,622,934.77	-Q	779,750.47		
7	-Q	959,969.56	-Q	3,622,934.77	-Q	776,631.47		
8	-Q	746,932.34	-Q	3,622,934.77	-Q	773,524.95		
9	-Q	516,852.15	-Q	3,622,934.77	-Q	770,430.85		
10	-Q	268,365.54	-Q	3,622,934.77	-Q	767,349.12		

Abono capital

año								
0								
1	-Q	1,944,814.98	-Q	3,622,934.77	-Q	800,355.81		
2	-Q	1,810,565.39	-Q	3,622,934.77	-Q	792,352.25		
3	-Q	1,665,575.84	-Q	3,622,934.77	-Q	789,182.84		
4	-Q	1,508,987.13	-Q	3,622,934.77	-Q	786,026.11		
5	-Q	1,339,871.32	-Q	3,622,934.77	-Q	782,882.00		
6	-Q	1,157,226.24	-Q	3,622,934.77	-Q	779,750.47		
7	-Q	959,969.56	-Q	3,622,934.77	-Q	776,631.47		
8	-Q	746,932.34	-Q	3,622,934.77	-Q	773,524.95		
9	-Q	516,852.15	-Q	3,622,934.77	-Q	770,430.85		
10	-Q	268,365.54	-Q	3,622,934.77	-Q	767,349.12		

Impuestos

año								
0								
1	-Q	1,944,814.98	-Q	3,622,934.77	-Q	800,355.81		
2	-Q	1,810,565.39	-Q	3,622,934.77	-Q	792,352.25		
3	-Q	1,665,575.84	-Q	3,622,934.77	-Q	789,182.84		
4	-Q	1,508,987.13	-Q	3,622,934.77	-Q	786,026.11		
5	-Q	1,339,871.32	-Q	3,622,934.77	-Q	782,882.00		
6	-Q	1,157,226.24	-Q	3,622,934.77	-Q	779,750.47		
7	-Q	959,969.56	-Q	3,622,934.77	-Q	776,631.47		
8	-Q	746,932.34	-Q	3,622,934.77	-Q	773,524.95		
9	-Q	516,852.15	-Q	3,622,934.77	-Q	770,430.85		
10	-Q	268,365.54	-Q	3,622,934.77	-Q	767,349.12		

11	Q	-	Q	-	Q	1,202,909.57
12	Q	-	Q	-	Q	1,198,069.13
13	Q	-	Q	-	Q	1,193,248.05
14	Q	-	Q	-	Q	1,188,446.26
15	Q	-	Q	-	Q	1,183,663.68
16	Q	-	Q	-	Q	1,178,900.22
17	Q	-	Q	-	Q	1,174,155.82
18	Q	-	Q	-	Q	1,169,430.40
19	Q	-	Q	-	Q	1,164,723.88
20	Q	-	Q	-	Q	1,160,036.18
21	Q	-	Q	-	Q	1,155,367.24
22	Q	-	Q	-	Q	1,150,716.97
23	Q	-	Q	-	Q	1,146,085.30
24	Q	-	Q	-	Q	1,141,472.16
25	Q	-	Q	-	Q	715,677.47
26	Q	-	Q	-	Q	1,132,301.16
27	Q	-	Q	-	Q	1,127,743.15
28	Q	-	Q	-	Q	1,123,203.38
29	Q	-	Q	-	Q	1,118,681.77
30	Q	-	Q	-	Q	1,280,903.24

año	FEN					
0	-Q					16,206,791.47
1	-Q					229,798.56
2	-Q					152,697.54
3	-Q					30,338.82
4	Q					103,709.58
5	Q					250,375.25
6	Q					410,659.98
7	Q					585,645.76
8	Q					776,501.15
9	Q					984,488.25
10	Q					1,210,970.14
11	Q					4,641,723.90
12	Q					4,621,678.19
13	Q					4,601,712.65
14	Q					4,581,826.98
15	Q					4,562,020.85
16	Q					4,542,293.95
17	Q					4,522,645.95
18	Q					4,503,076.55
19	Q					4,483,585.42
20	Q					4,464,172.26

21	Q	4,444,836.75
22	Q	4,425,578.58
23	Q	4,406,397.45
24	Q	4,387,293.04
25	Q	1,161,529.05
26	Q	4,349,313.16
27	Q	4,330,437.09
28	Q	4,311,636.52
29	Q	4,292,911.16
30	Q	4,964,719.25

VNA	Q	-
TIR		10.00%

Sensibilidad

Variación	Precio por MWh	Ventas anuales (MWh)	Inversión inicial
-30%	Q	430.74	Q 28,361,885.06
-20%	Q	492.27	Q 32,413,582.93
-10%	Q	553.81	Q 36,465,280.80
-5%	Q	584.57	Q 38,491,129.73
0%	Q	615.34	Q 40,516,978.66
5%	Q	646.11	Q 42,542,827.60
10%	Q	676.88	Q 44,568,676.53
20%	Q	738.41	Q 48,620,374.40
30%	Q	799.94	Q 52,672,072.26

Variación	Precio por MWh	Ventas anuales (MWh)	Inversión inicial
-30%		3.94%	19.81%
-20%		5.94%	15.47%
-10%		7.95%	12.35%
-5%		8.97%	11.10%
0%		10.00%	10.00%
5%		11.05%	9.02%
10%		12.12%	8.15%
20%		14.33%	6.63%
30%		16.65%	5.37%

