



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Instituto
Ingeniería
Energética



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE MÁSTER

TECNOLOGÍA ENERGÉTICA PARA EL DESARROLLO SOSTENIBLE

**“OPTIMIZACIÓN DE UNA
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE
CONEXIÓN A RED DE 2 MW EN EL
ESTADO DE NUEVA YORK, EEUU,
MEDIANTE NUEVOS
PROCEDIMIENTOS DE DISEÑO Y
CONSTRUCCIÓN”**

AUTOR: ATANAS GOSPODINOV ATANASOV

TUTOR: EMILIO FIGUERES AMORÓS

COTUTOR EXTERNO: LUIS MUÑOZ GUILLEM

Curso Académico: 2017-18

Fecha: 09/2018

AGRADECIMIENTOS

Quería aprovechar este trabajo para dar las gracias a todos los buenos profesores que he tenido a lo largo de mi carrera de estudiante;

Desde aquellos que tuve en el colegio, que, sin estar obligados, se esforzaron al máximo para que un chico que ni siquiera sabía hablar el idioma aprendiera y se integrara como uno más;

Pasando por aquellos que tuve en el instituto, que son los que de verdad me consiguieron inculcar mi curiosidad por aprender y creyeron en que podía dar siempre lo mejor de mí;

Hasta aquellos de la universidad, aquellos que de verdad sienten su trabajo y dan toda su alma para pasar sus conocimientos a sus alumnos y prepararlos para el mundo real;

A todos vosotros;

Gracias

RESUMEN

El presente Trabajo Fin de Máster consiste en el estudio comparativo de distintas configuraciones de diseño y técnicas de construcción de una planta fotovoltaica de 2 MW de potencia nominal conectada a la red, de modo que se consiga reducir el coste específico de construcción de la planta por vatio pico, maximizando a su vez la captación de radiación anual. Para alcanzar estos objetivos, se estudiarán distintos tipos de configuraciones referentes a un amplio rango de procedimientos, desde los relativos a los parámetros técnicos de la planta (inclinación de los paneles y ángulo solar, entre otros) a los principales procesos de construcción que se llevan a cabo. En este sentido, se debe tener en cuenta que la reducción del tiempo de construcción de la planta tendrá un impacto positivo en el coste definitivo debido al alto coste de la mano de obra local. Además, y dado que el trabajo estará enfocado a proyectos que se lleven a cabo en el estado de Nueva York, EEUU, todas las propuestas cumplirán con los estándares locales.

Palabras clave: optimización, energía fotovoltaica, diseño, construcción, Nueva York.

RESUM

El present Treball Fi de Màster consisteix en l'estudi comparatiu de diferents configuracions de disseny i tècniques de construcció d'una planta fotovoltaica de 2 MW de potència nominal connectada a la xarxa, de manera que s'aconsegueixca reduir el cost específic de construcció de la planta per watt pic, maximitzant al mateix temps la captació de radiació anual. Per aconseguir aquests objectius, s'estudiaran diferents tipus de configuracions referents a un ampli rang de procediments, des dels relatius als paràmetres tècnics de la planta (inclinació dels panells i angle solar, entre d'altres) als principals processos de construcció que es duen a terme. En aquest sentit, s'ha de tenir en compte que la reducció del temps de construcció de la planta tindrà un impacte positiu en el cost definitiu a causa de l'alt cost de la mà d'obra local. A més, i com que el treball estarà enfocat a projectes que es duguen a terme a l'estat de Nova York, EUA, totes les propostes compliran amb els estàndards locals.

Paraules clau: optimització, energia fotovoltaica, disseny, construcció, Nova York.

ABSTRACT

The present master's thesis consists of the comparative study of different design configurations and construction techniques of a 2 MW rated utility-connected photovoltaic plant, in order to reduce the specific cost of construction of the plant per watt peak, maximizing at the same time the annual radiation uptake. In order to achieve these objectives, different types of configurations will be studied, referring to a wide range of procedures, from those related to the technical parameters of the plant (tilt of the modules and solar angle, among others) to the main construction processes that are carried out. In this sense, it should be taken into account that the reduction of the construction time of the plant will have a positive impact on the final cost due to the high cost of local workforce. In addition, and given that the work will be focused on projects that are carried out in the state of New York, USA, all proposals will comply with local standards.

Keywords: optimization, photovoltaic energy, design, construction, New York.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS.....	vi
ÍNDICE DE TABLAS	vii
ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS	ix
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. ANTECEDENTES	2
1.2. CÁLCULO DE LOS INCENTIVOS	4
1.3. CONCEPTOS CLAVE DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	7
1.4. ESPECIFICACIONES DE LA INSTALACIÓN DE REFERENCIA	9
1.5. OBJETIVO.....	10
CAPÍTULO 2. ANÁLISIS DE LOS PROCEDIMIENTOS DE DISEÑO Y LAS ACTIVIDADES RELACIONADAS CON LA CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	11
2.1. PROCEDIMIENTOS DE DISEÑO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	11
2.1.1. Conexionado de módulos.....	11
2.1.2. Inclinación de los módulos.....	14
2.1.3. Ángulo solar.....	20
2.1.4. Tipo de estructura	23
2.1.4.1. 2V vs 4H.....	23
2.1.4.2. Monoposte vs Biposte	27
2.1.5. Relación de potencias DC/AC.....	28
2.1.6. Configuración de strings.....	34
2.1.7. Ubicación de los equipos principales	39
2.1.7.1. Ubicación de las zanjas de baja tensión/cuadros de agrupación.....	40
2.1.7.2. Ubicación de losa de hormigón/inversores	43
2.2. CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	47
2.2.1. Internalización de la instalación eléctrica	47
2.2.2. Maquinaria de obra.....	51
2.2.3. Cableado de string personalizado	54
2.2.4. Diseño de la losa de hormigón	58
2.2.5. Caminos de acceso	61
2.3. SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS PARA FORMULAR LA PROPUESTA DE MEJORA.....	63

CAPÍTULO 3. ESTUDIO COMPARATIVO DE LA RENTABILIDAD ECONÓMICA DE LA SOLUCIÓN PROPUESTA VS LA CONVENCIONAL.....	67
CAPÍTULO 4. CONCLUSIONES.....	83
CAPÍTULO 5. BIBLIOGRAFÍA.....	85
CAPÍTULO 6. ANEXOS.....	89
6.1. PLANOS DE LA PLANTA OPTIMIZADA.....	89
6.2. INFORME DEL PVSYSY PARA LA PLANTA OPTIMIZADA	94

Índice de figuras

Figura 1. Mapa de la irradiación global horizontal de NY [1].....	2
Figura 2. Capacidad FV anual instalada en EEUU [14]	4
Figura 3. Incentivos correspondientes al Bloque 3 para plantas FV comerciales ubicadas en <i>Upstate NY</i> [15]	5
Figura 4. Zonas estratégicas definidas por el <i>NY-Sun</i> para optar a un aumento de los incentivos en un 20%.....	6
Figura 5. Esquema comparativo del conexionado en serie (imagen superior) con el conexionado <i>leapfrog</i> (imagen inferior) [18].....	12
Figura 6. Cálculo del ángulo solar para el 21 de diciembre para la planta de Dryden	15
Figura 7. Producción específica y PR vs inclinación de módulos	17
Figura 8. Producción específica y ebitda según la inclinación de los módulos.....	20
Figura 9. Ejemplo gráfico de la representación del ángulo solar.....	21
Figura 10. Producción específica y ebitda según el ángulo solar.....	23
Figura 11. Conexionado de las células FV y diodos de bypass en módulos de 72 células [19]...	24
Figura 12. Comparativa visual de estructura biposte y monoposte [20].....	27
Figura 13. Descripción gráfica del efecto del <i>inverter clipping</i> sobre la producción en AC de la planta [21]	29
Figura 14. Producciones total y específica vs relación de potencias DC/AC.....	31
Figura 15. PR y pérdidas por <i>inverter clipping</i> vs relación de potencias DC/AC.....	31
Figura 16. Periodo de retorno y VAN según distintas relaciones DC/AC.....	34
Figura 17. Ejemplo de uso de conectores FV dobles para la conexión de strings simples en paralelo [22]	35
Figura 18. Imagen que muestra los <i>wetlands</i> cercanos a la planta de Dryden	39

Figura 19. Imagen de una hincadora de estructuras FV	40
Figura 20. Vista preliminar de la zanja colocada en el lateral de la planta (izquierda) vs la zanja pasando por el medio (derecha)	41
Figura 21. Vista preliminar de la losa colocada en el lateral de la planta (izquierda) vs la losa en el medio de la planta (derecha) con la zanja por el medio en ambos casos.....	44
Figura 22. Lista de los 5 estados de EEUU con los salarios más altos de los electricistas [24] ...	47
Figura 23. Terminación para string doble del cable de string personalizado	55
Figura 24. Diseño del tipo de losa de hormigón " <i>Alaskan slab</i> "	58
Figura 25. Diseño típico de los caminos de acceso a una planta FV	61
Figura 26. Ejemplo de esteras temporales de protección para los caminos de acceso [28]	62
Figura 27. Desglose de los ahorros conseguidos en la planta optimizada.....	76
Figura 28. Distribución de los costes de inversión de la planta FV optimizada	77
Figura 29. Flujo de caja acumulado del caso de la planta optimizada.....	81

Índice de tablas

Tabla 1. Posibilidad de conexionado <i>leapfrog</i> según orientación y voltaje del módulo	12
Tabla 2. Distancia de cableado en <i>daisy chain</i> vs <i>leapfrog</i>	13
Tabla 3. Comparativa de costes según conexionado de módulos.....	14
Tabla 4. Resultados de las simulaciones para distintas inclinaciones de los módulos	16
Tabla 5. Ingresos totales para los 3 posibles casos de inclinación de módulos.....	19
Tabla 6. Comparativa de los resultados obtenidos para distintos ángulos solares.....	21
Tabla 7. Ebitda para los distintos ángulos solares	22
Tabla 8. Comparativa de orientación de módulos 2V vs 4H.....	25
Tabla 9. Precios de referencia de estructuras biposte según la configuración e inclinación de los módulos.....	25
Tabla 10. Comparativa de los costes de instalación de las estructuras 2V vs 4H.....	26
Tabla 11. Comparativa del ebitda y del VAN de las estructuras 2V vs 4H	26
Tabla 12. Comparativa de estructuras.....	28
Tabla 13. Comparativa de distintas relaciones de potencia DC/AC.....	30
Tabla 14. Comparativa económica de distintas relaciones DC/AC a utilizar en la planta FV	33
Tabla 15. Comparativa de distintas configuraciones de string	37

Tabla 16. Comparativa económica según el número de cuadros de agrupación utilizados	38
Tabla 17. Comparativa de ubicación de zanjas.....	42
Tabla 18. Comparativa económica según la ubicación de las zanjas.....	42
Tabla 19. Medidas principales con la losa de hormigón situada en el centro de la planta	45
Tabla 20. Comparativa económica según la ubicación de la losa de hormigón	46
Tabla 21. Costes de los trabajos eléctricos según precios unitarios de empresas eléctricas.....	49
Tabla 22. Costes de los trabajos eléctricos según precios unitarios de trabajadores eléctricos (internalizando los trabajos)	50
Tabla 23. Comparativa de la compra vs el alquiler de la maquinaria de obra.....	53
Tabla 24. Costes de los tramos de cable de string personalizado	57
Tabla 25. Costes del corte y crimpado de cable de string en fábrica vs en planta	57
Tabla 26. Comparativa de los costes de la losa de hormigón tipo <i>Alaskan slab</i> vs la losa horizontal sin zapatas.....	60
Tabla 27. Desglose del coste de los caminos de acceso	63
Tabla 28. Resumen de todas las propuestas estudiadas y de la clasificación de sus alternativas	64
Tabla 29. Datos de partida para el cálculo de la rentabilidad	67
Tabla 30. Costes de la planta FV Caso base	69
Tabla 31. Ingresos de la planta FV Caso base.....	71
Tabla 32. Gastos de la planta FV Caso base	72
Tabla 33. Rentabilidad de la planta FV Caso base.....	73
Tabla 34. Costes de la planta FV Caso optimizado.....	74
Tabla 35. Ingresos de la planta FV Caso optimizado.....	78
Tabla 36. Gastos de la planta FV Caso optimizado	79
Tabla 37. Rentabilidad de la planta FV Caso optimizado	80
Tabla 38. Comparativa de los parámetros de rentabilidad principales de los 2 casos.....	81

Abreviaturas y acrónimos

	Español	Inglés
ac	Acres	<i>Acres</i>
AC	Corriente Alterna	<i>Alternating Current</i>
AWG	Calibre de alambre estadounidense	<i>American wire gauge</i>
BT	Baja tensión	-
DC	Corriente Continua	<i>Direct Current</i>
Ebitda	Beneficios antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones	<i>Earnings before interest, taxes, depreciation, and amortization</i>
EEUU	Estados Unidos	-
EPC	-	<i>Engineering, Procurement and Construction</i>
ft, ‘	Pie(s)	<i>Foot, feet</i>
FV	Fotovoltaico/a(s)	-
h-h	Hora-hombre	-
in, “	Pulgada(s)	<i>Inch(es)</i>
kcmil	-	<i>1.000 circular mils</i>
LS	Suma global	<i>Lump sum</i>
MPP	Punto de Máxima Potencia	<i>Maximum Power Point</i>
MT	Media tensión	-
NEC	-	<i>National Electrical Code</i>
NY	Nueva York	<i>New York</i>
NYSEG	-	<i>New York State Electric and Gas Corporation</i>
NYSERDA	-	<i>New York State Energy Research and Development Authority</i>
PB	Payback	<i>Payback</i>
PBI	Incentivos basados en el rendimiento	<i>Performance-based incentives</i>
PSC	-	<i>Public Service Commission</i>
RPS	-	<i>Renewable Portfolio Standard</i>
TIR	Tasa interna de retorno	-
Ud	Unidad	-
UL	-	<i>Underwriters Laboratories</i>
VAN	Valor actual neto	-
W_p	Vatio(s) pico	-

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

A día de hoy no cabe ninguna duda que en el mundo de la generación eléctrica las energías renovables están y van a seguir desbancando poco a poco a las fuentes fósiles, destacando entre ellas la energía solar fotovoltaica.

El desarrollo que han experimentado las células solares desde las últimas décadas ha permitido un aumento en su eficiencia, disminuciones considerables en sus precios relativos ($\$/W_p$), pero sobre todo los incentivos que esta tecnología ha recibido, han permitido que esta sea una de las energías renovables con más futuro a corto-medio plazo.

De los motivos anteriores, cabe destacar que las subvenciones en realidad no son tan comunes como se debería esperar, y por desgracia estas todavía son necesarias para que la construcción de una planta FV tenga un período de retorno lo suficientemente bajo como para que la inversión sea interesante.

Es por esta precisa razón por la que en este TFM se van a estudiar distintas tareas y actividades relacionadas con el diseño y la construcción de plantas FV, pues conocer en detalle los costes unitarios que van asociados a cada una de ellas va a permitir a nivel global tomar unas decisiones determinadas que permitan disminuir el coste total del proyecto.

En concreto, se analizará el caso de la construcción de plantas FV en el estado de Nueva York, EEUU, pues la empresa en la que se ha llevado a cabo este TFM se encarga de la parte de ingeniería y diseño de plantas FV que se construyen en dicho estado.

Por lo que se ha visto en casos prácticos y reales de diseño y construcción de plantas FV en el estado de NY, un gran número de estas se construyen bajo el lema *“siempre se ha hecho así, y como funciona, no se va a cambiar la forma de hacerlo”*. Esto hace que el objetivo del presente TFM esté más que justificado, pues en muchas ocasiones las formas en las que se llevan a cabo los trabajos es pensando en construir las plantas en el menor tiempo posible y sin importar el sobre coste asociado a la reducción de dichos tiempos, en muchas ocasiones por razones contractuales o por motivos de límites de tiempo establecidos para la obtención de los mencionados incentivos. En este TFM se van a tratar de minimizar ambos factores, tanto el tiempo como el coste.

Al final de este TFM se van a recopilar los resultados obtenidos en cada uno de los análisis pertenecientes tanto al diseño como a la construcción, y se van a sacar unas conclusiones que determinarán la posibilidad o no de llevarlas todas a cabo, o solo una parte de ellas, y por qué. Esto es así porque cabe la posibilidad de que no todas ellas sean compatibles, y sobre todo, una cosa es lo que diga la teoría, basada en un caso base *“ideal”*, y otra es la práctica, que incluirá una serie de restricciones técnicas distintas en cada planta a los procesos de diseño y construcción, que van a limitar en mayor o menor grado la aplicación de las optimizaciones determinadas aquí.

En el siguiente apartado se van a describir, entre otras cosas, los hechos que han permitido que un estado en el que la radiación solar es relativamente baja, sea de los que más aumento de instalaciones FV está teniendo en EEUU.

1.1. ANTECEDENTES

A priori, la lógica indica que uno de los primeros factores fundamentales a la hora de decidir si construir o no una planta FV en un determinado lugar es el recurso solar disponible, y desde luego hay que tenerlo en cuenta. Sin embargo, lugares con una irradiación menor que la media no significa que no vayan a ser útiles para la producción de energía eléctrica, solo que no serán tan rentables como otros con mayor recurso solar.

Este es el caso del estado de NY (de aquí en adelante las siglas "NY" sustituirán a "estado de NY", a menos que se especifique lo contrario), cuya irradiación global horizontal se muestra en el mapa de la Figura 1. Se observa que dicha irradiación varía aproximadamente entre los 3,4 y los 4,2 kWh/m²/día.

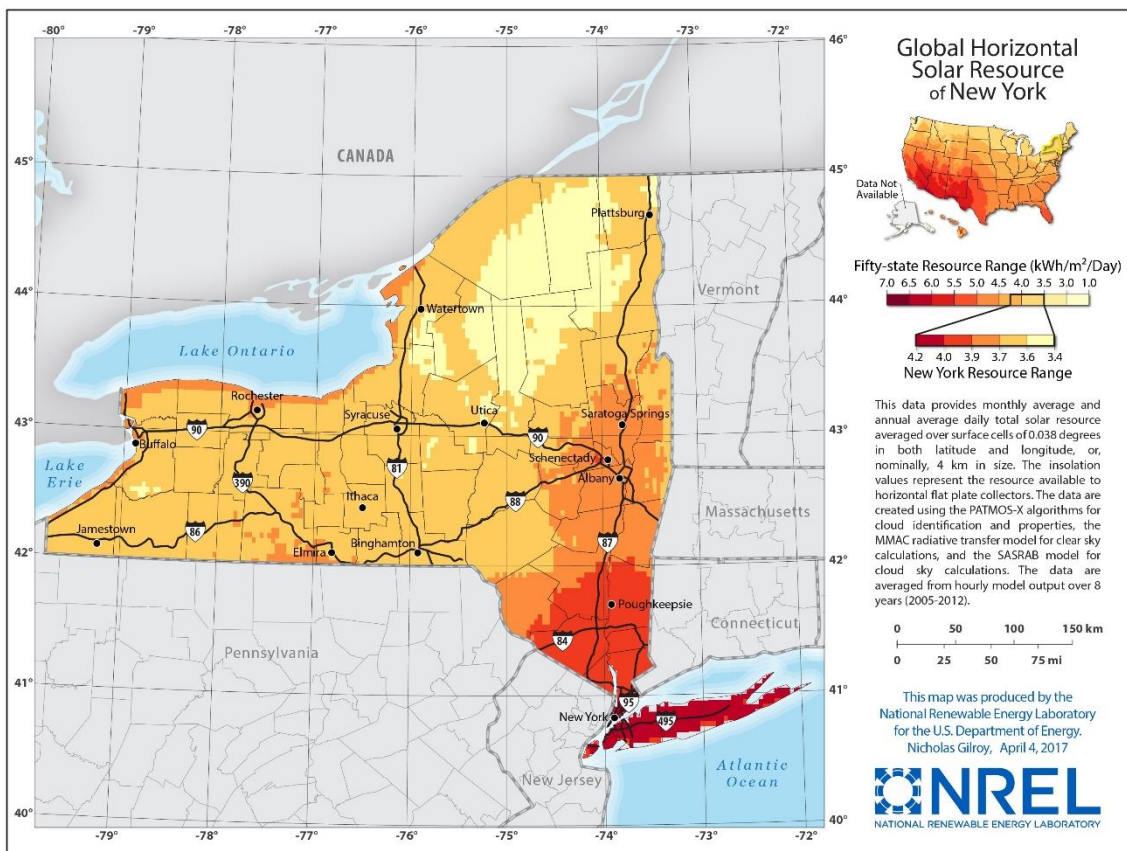


Figura 1. Mapa de la irradiación global horizontal de NY [1]

Para poder tener un orden de magnitud, esa misma irradiación en España varía entre los 3,3 y los 5,4 kWh/m²/día [2], contando además con la diferencia de que, al contrario que en NY, en España hay una mayor superficie con radiaciones más cercanas al límite más alto que al más bajo.

A priori estas diferencias pueden no parecer muy significativas, pero si se comparan las irradiaciones medias anuales de cada uno de los sitios tomando como base la irradiación global horizontal, se aprecia claramente la desventaja con la que cuenta NY en cuanto a recurso solar se refiere. Dichos valores son de 4,49 kWh/m²/día para España [3], y de 3,63 kWh/m²/día para NY [4].

Si bien es cierto que a priori cabría esperar una diferencia mayor, siendo la media para España aproximadamente un 23% superior que la de NY, si se tiene en cuenta que esos valores son específicos (por m²), salta a la vista que diferencias pequeñas en esos valores pueden llegar a tener un impacto importante en la capacidad de generación total. Dicho esto, cabe preguntarse cómo es posible que un estado con un recurso solar relativamente bajo suele estar en el top de las listas de estados de EEUU que lideran la FV, siendo el de NY uno de los que más capacidad de energía solar ha instalado en los últimos 5 años [5].

La respuesta en este caso radica en el *Renewable Portfolio Standard (RPS)*. Se trata de un estándar que actualmente algo más de la mitad de los estados de EEUU tiene implementado pero que se va extendiendo paulatinamente por más, adoptado en cada uno de ellos a sus respectivos contextos energéticos, y aprobando NY el suyo a finales del año 2004 [6]. Las ideas marcadas por este estándar se recogieron en el *NY-Sun* [7], que es el documento que define el plan a seguir para la implementación de las estrategias que permitan cumplir con los objetivos establecidos en el RPS.

Originalmente, en el RPS se establecía que la demanda eléctrica estuviese cubierta en un 25% por energías renovables para finales del año 2013, y para conseguir dicho objetivo se definían, aprobaban e implementaban una serie de ayudas económicas para todas las empresas que contribuyesen a alcanzar dicha meta [8]. Más tarde, en el año 2010 se hizo efectiva otra orden que aumentaba dicho porcentaje al 30% para 2015 [9], y más recientemente se creó el *Clean Energy Standard* [10], que establece que las renovables deben cubrir el 50% de la demanda eléctrica de NY en 2030. Todos estos nuevos estándares han ido surgiendo al ver que las metas que se han ido marcando se pueden cumplir.

Particularmente el RPS establecía unos determinados cupos de ayudas para las plantas FV no-residenciales conectadas a red de un tamaño máximo de 2 MW de potencia, mediante una regulación de los incentivos basada en el balance neto o NEM (*Net Energy Metering*) [11]. Más tarde, en marzo de 2017, la PSC emitió una orden en la que se establecen los pasos necesarios para llevar a cabo la transición del sistema de balance neto a la llamada tarifa del valor del recurso de energía distribuido o VDER (*Value of Distributed Energy Resource*), por sus siglas en inglés [12]. La principal diferencia entre ambos sistemas es que el VDER tendrá en cuenta la hora y la localización de la energía vertida a red, entre otros factores, para determinar de forma mucho más precisa los beneficios aportados, cosa que el NEM no consideraba en la estructura de compensación.

Más recientemente, en febrero de 2018, se emitió una nueva orden en la que se establecía el aumento de la capacidad nominal máxima de los sistemas de 2 a 5 MW [13]. Sin embargo, en este TFM se analizará un sistema FV de 2 MW, pues la orden de aumento del límite de los sistemas se emitió una vez empezado este trabajo.

Aquí se ha hecho referencia ya a varias órdenes que han ido modificando el sistema y la estructura con la que se pretenden y se han ido incentivando las renovables en NY, pero lo cierto es que ha habido muchas más durante estos años. Todo este esfuerzo no ha sido en vano, pues ha habido una evolución importante en la instalación de capacidad FV en NY y en general en todo EEUU, yendo a la cabeza y con diferencia el estado de California, pero que ha permitido una evolución importante de la capacidad de FV instalada, tal y como se puede observar en la Figura 2:

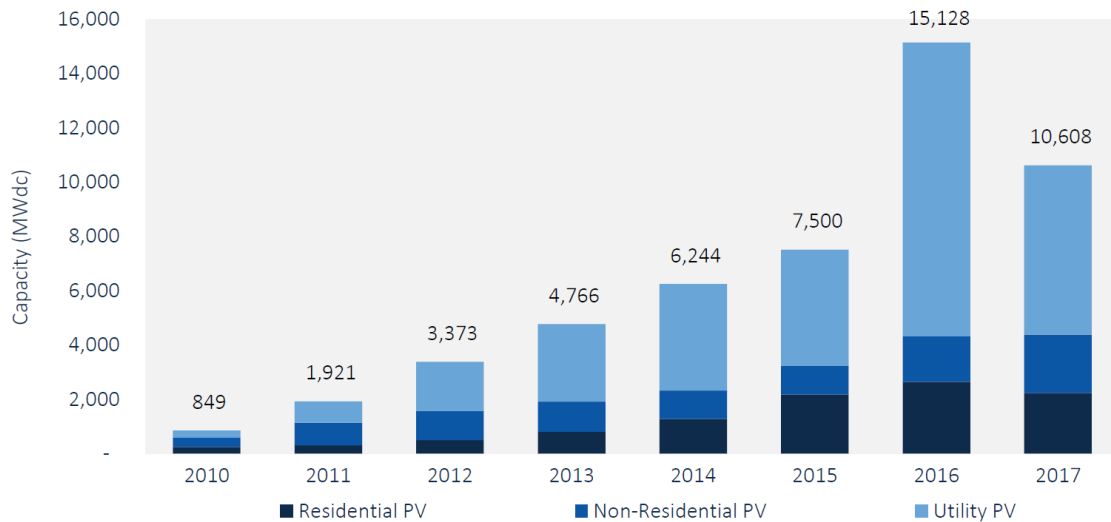


Figura 2. Capacidad FV anual instalada en EEUU [14]

1.2. CÁLCULO DE LOS INCENTIVOS

Sin entrar mucho en detalle, se van a presentar las fórmulas utilizadas para el cálculo de los incentivos que se otorgan a las compañías para la construcción de las plantas FV en NY. Este sistema de cálculo, definido en el *NY-Sun*, establece el siguiente procedimiento:

$$\begin{aligned}
 \text{Ratio PBI} \left(\frac{\$}{kWh} \right) &= \frac{\$}{W} * \frac{1.000}{\text{Factor de capacidad} * \frac{\text{horas}}{\text{año}} * 3 \text{ años}} \\
 &= 0,39 \frac{\$}{W} * \frac{1.000}{0,134 * 8.760 * 3} = 0,111 \frac{\$}{kWh}
 \end{aligned} \tag{1}$$

Hay que comentar varias cosas sobre la fórmula anterior. Antes que nada, cabe esclarecer el origen del valor de 0,39 \$/W_p utilizado. El programa de incentivos se basa en lo que llama “bloques MW”, según el cual establece una serie de cupos disponibles de potencia FV los cuales las empresas pueden solicitar hasta que se agoten. La gracia está en que los primeros cupos tienen unos incentivos mayores, por lo que cuando el primer cupo se agote y se pasen a otorgar los incentivos basados en el siguiente cupo, los incentivos serán algo menores. La razón de esto es fomentar la competitividad entre las empresas, pues de esta forma se consigue que las empresas se esfuercen más para conseguir construir sus plantas antes y así poder solicitar mayores incentivos. Esto está hecho con la idea de que al fomentar la competitividad, los objetivos de generación a través de renovables, y en este caso concreto a través de energía FV, se alcanzarán antes.

Dicho esto, en la siguiente imagen se observa el bloque en el que se otorgó el incentivo de 0,39 \$/W_p para la planta de Dryden, y en el que también se ve que a día de hoy se ha otorgado toda la capacidad de las 11 primeros bloques y se ha habilitado un 12º, lo que corresponde a más de 1.600 MW de capacidad FV que se van a instalar en NY en los próximos años:

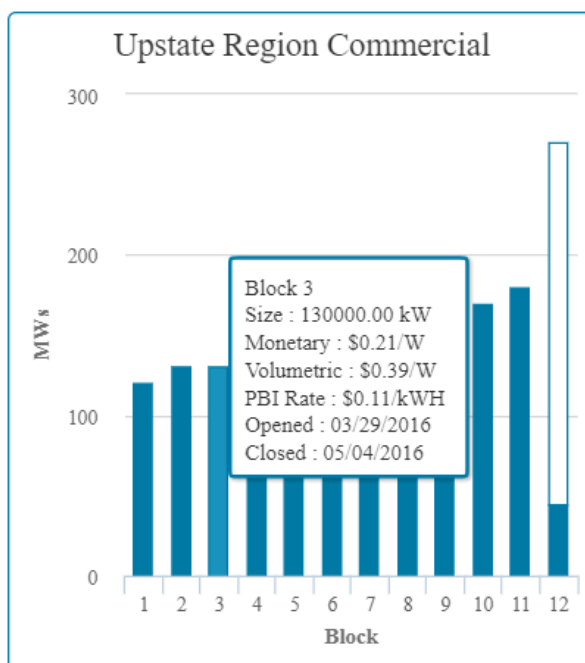


Figura 3. Incentivos correspondientes al Bloque 3 para plantas FV comerciales ubicadas en *Upstate NY* [15]

La fórmula establece unos factores de capacidad fijos según si la planta tiene seguidor en un solo eje, en los 2 ejes, o si por el contrario, es fija, como es este caso, con un factor de capacidad de 13,4%. Los 3 años vienen a raíz de que el incentivo base está establecido en el programa para ser calculado según la producción de energía anual estimada de 3 años. De hecho, en la figura anterior el valor del PBI también viene indicado, pues es el mismo para todas las plantas que entren en ese bloque.

Otra cosa interesante que cabe comentar es que en la Figura 3 aparecen realmente 2 precios en $\$/W_p$, llamándose uno monetario y el otro, el utilizado para el cálculo de los incentivos, volumétrico. Se definen de la siguiente manera:

- **Abono monetario.** Con este método los intercambios de energía se convierten directamente en crédito monetario, es decir, que cuando la planta genera energía y la vierte a red, esta se mide y se transforma a \$, mientras que cuando tiene consumos por la noche, se mide la energía consumida y esta también se transforma a \$. Así, a finales del periodo de facturación, se tendrá una cantidad de dinero abonado por el vertido de energía a red, y otro negativo por el consumo de energía.
- **Abono volumétrico.** A diferencia del anterior método, en este se mide el balance neto de energía, por lo que a final del periodo de facturación se tendrá un valor de energía total, equivalente a la generada menos la consumida, y la transformación a \$ se lleva a cabo al final de dicho periodo con ese valor.

El programa de transición del *NY-Sun* pretende implementar el abono volumétrico, y es por ello por lo que los incentivos bajo el uso de este abono son mucho mayores que los del abono monetario, destinado a desaparecer en los proyectos nuevos.

El siguiente paso sí que es específico de cada planta, pues va a depender de la capacidad en DC que se vaya a instalar. La fórmula es la siguiente:

$$\text{Producción anual estimada} = \text{Tamaño del sistema} * \text{Factor de capacidad} * \frac{\text{horas}}{\text{año}} = 2.730 \text{ kW} * 0,134 * 8.760 \text{ h} = 3.204.583,2 \text{ kWh} \quad (2)$$

Esta producción se utiliza ahora para el cálculo del incentivo que se le otorgaría a la compañía, que se hace de la siguiente manera:

$$\text{Incentivo total máximo} = \text{Ratio PBI} * \text{Tamaño del sistema} * \text{Factor de capacidad} * \frac{\text{horas}}{\text{año}} * 3 \text{ años} = 0,111 \frac{\$}{\text{kWh}} * 2.730 \text{ kW} * 0,134 * 8.760 \text{ h} * 3 \text{ años} = 1.067.126,21 \$ \quad (3)$$

Aquí queda patente el porqué del interés de las empresas en instalar la mayor cantidad de potencia en DC que puedan: los incentivos que recibirán son directamente proporcionales a esta potencia instalada.

Además, el programa establece que este incentivo debe ser multiplicado por un factor de 1,2 dependiendo de si la planta se encuentra ubicada en lo que el programa llama “localizaciones estratégicas”. Obviamente, interesa ubicar en la medida de lo posible las plantas FV en estas zonas, pues los incentivos aumentan de forma nada despreciable. La planta de Dryden se encuentra en una de estas zonas, tal y como se puede observar en la siguiente imagen:

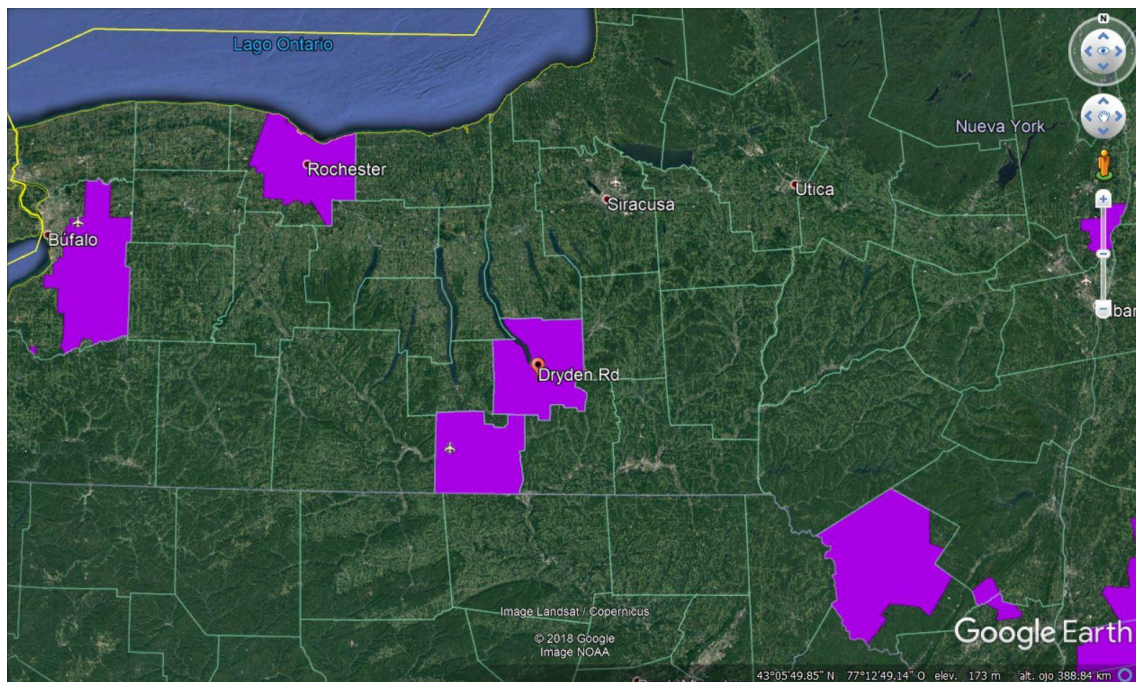


Figura 4. Zonas estratégicas definidas por el NY-Sun para optar a un aumento de los incentivos en un 20%

Fuente: Google Earth/Elaboración propia

Por tanto, los incentivos a los que optaría la planta de Dryden serían:

$$\text{Incentivo total máximo} * 120\% = 1.067.126,21 \$ * 1,2 = 1.280.551,45 \$ \quad (4)$$

Los pagos a la empresa se llevan a cabo de la siguiente manera:

1. Pago del 50% del valor de los incentivos durante los primeros 12 meses de la planta en funcionamiento: $0,5 * 1.280.551,45 \$ = 640.275,73 \$$
2. Pago del 25% del valor de los incentivos durante el 2º año de funcionamiento de la planta: $0,25 * 1.280.551,45 \$ = 320.137,86 \$$
3. Pago del 25% restante durante el 3º año de funcionamiento de la planta: $0,25 * 1.280.551,45 \$ = 320.137,86 \$$

1.3. CONCEPTOS CLAVE DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Ahora que se han descrito el contexto energético de NY y la forma en que se calculan los incentivos que otorga el *NY-Sun*, se va a pasar a una descripción más técnica de las instalaciones FV de gran tamaño (> 1 MW) que se suelen construir allí.

A grandes rasgos, las instalaciones FV actuales subvencionadas se pueden dividir en 2 grupos: los de medición primaria y secundaria. Esta clasificación hace referencia al punto en el que se instalan los equipos de medida, ya sea en la línea de alto voltaje (medición primaria) o en la de baja tensión (medición secundaria). Esto es una especificación del operador de la red, en este caso NYSEG, quien dependiendo de la localización de cada planta y de las condiciones de la red en dicha zona, analizadas previamente para determinar si es viable aceptar el punto de conexión de la planta o si por el contrario hay que hacer mejoras en la red, especifica el tipo de medición que debe tener cada proyecto.

En la práctica, las diferencias entre ambos tipos de medición en lo que a la construcción de la planta se refiere se pueden resumir de la siguiente forma:

- Medición primaria (*primary metering*):
 - El transformador lo debe suministrar e instalar el propietario de la planta
 - Proyectos con inversor central
 - Proyectos con cuadros de agrupación o *combiner boxes* (CB) de DC
 - Normalmente tienen una tensión de 1.500 V_{DC}
- Medición secundaria (*secondary metering*):
 - El transformador lo suministra NYSEG, lo instala el propietario, pero todas las conexiones en el mismo las lleva a cabo también NYSEG
 - Proyectos con inversores de string
 - Proyectos con cuadros de agrupación o *combiner boxes* (CB) de AC, o bien cuadros terminales o *panelboards*
 - Normalmente tienen una tensión de 1.000 V_{DC}

Hay un paso previo al diseño definitivo de la planta FV, y se trata del estudio de NYSEG, o de la distribuidora eléctrica que esté asignada a la zona en cuestión, sobre el punto de conexión que el cliente elige para conectar la planta a la red. La ingeniería que se encarga del diseño de la planta debe de enviar unos esquemas trifilares preliminares a NYSEG para que estos lleven a cabo un estudio del circuito eléctrico y determinen si dicho circuito podrá soportar lo que se genera.

En caso de dar el visto bueno, se procede a determinar en más detalle los equipos de protección de media tensión a incluir. Si no es el caso, envían un informe indicando los problemas encontrados, que suelen constar de la mejora del circuito de conexión para que pueda tener una mayor capacidad, siempre, por supuesto, a expensas del cliente. En NY, dada la poca madurez de la red eléctrica en la inmensa mayoría del estado, es muy común encontrarse con el segundo caso y que haya que adaptar los circuitos de la red de distribución para que la conexión de la planta se puede llevar a cabo correctamente.

Es importante indicar que tanto el transformador elevador como los equipos de protección de media tensión deben de estar correctamente dimensionados de acuerdo al voltaje y configuración del circuito al que se vayan a conectar, cosa que debe hacer el cliente pero bajo las indicaciones de NYSEG. Así mismo, el esquema de protección deberá de estar aprobado por NYSEG, tanto a nivel físico (postes, conexiones...), como a nivel técnico (fusibles y otras protecciones). Al final, aunque no lleven a cabo ellos la instalación, vigilan en todo momento que lo que instale el cliente y cómo lo instale cumpla con sus normativas.

El caso es que, a día de hoy, está establecido que todos los proyectos nuevos sean con medición primaria. La razón de esto es que NYSEG se dio cuenta de que había una gran parte de los proyectos nuevos de FV que se estaban tramitando y construyendo que estaban en medición secundaria. Dado que en estos proyectos son ellos quienes debían ir a cada proyecto específico a encargarse de la instalación del transformador y de todas las conexiones y equipos desde el mismo hasta el punto de conexión, vieron que la carga de trabajo era excesivamente alta para el personal que tenían disponible.

Es por ello por lo que decidieron que todos los proyectos nuevos los llevaran a cabo en medición primaria, donde la instalación del transformador y la conexión e instalación de algunos de los equipos de protección en media los debe de llevar a cabo el propietario de la planta. No obstante, y con el fin de no obstaculizar el proceso de construcción de las plantas FV de las empresas que ya habían tramitado sus proyectos y entrado en el plan de subvención bajo medición secundaria, estos se podían mantener, mientras que todos los nuevos serán de medición primaria.

Es interesante también hablar sobre la tensión de DC de las plantas, pues realmente no hay una normativa que obligue al uso de una determinada tensión u otra. Aquí juega un papel importante el cómo se han hecho las cosas históricamente en EEUU.

Antes que nada, es importante remarcar que en EEUU, uno de los códigos más importantes que hace referencia a las plantas FV es el NEC (*National Electrical Code*), el cual establece con toda clase de detalle todo lo que tienen que cumplir esta clase de instalaciones desde el punto de vista eléctrico. Uno de los requerimientos que establecen es que hay una determinada cantidad de piezas que deben de estar certificadas UL. En concreto, estas certificaciones se suelen hacer para un determinado voltaje y en el NEC se establecía que este voltaje fuese de 600 V_{DC}.

Aquí radica la razón por la que tradicionalmente en EEUU el voltaje utilizado para la inmensa mayoría de plantas FV fuese de 600 V_{DC}, porque la normativa no consideraba voltajes mayores. Sin embargo, conforme el número de plantas FV conectadas red empezó a despegar a partir del año 2007, se empezaron a estudiar alternativas y mejoras respecto a cómo se estaban haciendo las cosas hasta ese momento.

Una de las cosas de las que se dieron cuenta es que el coste específico que se obtenía en EEUU solía ser casi el doble que el que era usual obtener en Europa (4,44 vs 2,24 \$/W_p), y una de las principales diferencias es que en Europa se solían utilizar voltajes de 1.000 V_{DC} en vez de los 600 utilizados en EEUU. Este pequeño cambio tiene en realidad un impacto considerable a nivel general, aportando los siguientes beneficios:

- Mayor número de módulos por string, lo que implica un menor número de strings para una misma potencia
- Menor número de componentes BoS (*Balance of System*), incluyendo equipos de protección y similares
- Reducción de los costes por mano de obra
- Menor cantidad de cable de string
- A largo plazo se reducen las pérdidas en cableado (para una misma potencia, el doblar el voltaje reduce a ¼ las pérdidas por conducción)

Todos estos beneficios hicieron que las empresas empezaran a pedir que todos los componentes y piezas estuviesen clasificados para 1.000 V_{DC}, y que además el NEC se modificara para poder admitir componentes a voltajes mayores de 600 V_{DC}. Estas peticiones fueron escuchadas, y actualmente las normativas estadounidenses permiten que las instalaciones FV conectadas a red sean de 1.000 y de 1.500 V_{DC} [16] [17].

1.4. ESPECIFICACIONES DE LA INSTALACIÓN DE REFERENCIA

Para poder llevar a cabo una comparativa adecuada es vital que los 2 objetos a comparar estén referidos a la misma base. Es decir, no tendría sentido llevar a cabo un estudio de optimización según datos de NY, y compararla al final con una planta construida en España.

Por ello, se he decidido seleccionar una planta de NY de las que el autor de este TFM ha visto mientras ha estado trabajando en la empresa en la que realizó este trabajo, para tomarla como base. De esta forma, todas las optimizaciones se van a llevar a cabo van a estar en referencia a esta planta. Así, la comparativa final será de los costes de la planta real con la misma planta considerando las optimizaciones que se va a ir calculando a lo largo de este trabajo, lo cual aportará una idea bastante buena de cómo de eficientes han sido las mejoras propuestas, y de la viabilidad o no de llevarlas a cabo.

La planta base seleccionada tiene las siguientes características:

- Dirección: 2284 Dryden Rd, Dryden, NY 13053
- Coordenadas: 42°29'06"N 76°19'12"W
- Capacidad DC: 2,73 MW_{DC}
- Capacidad AC: 2 MW_{AC}
- Inclinación del terreno: -3°
- Área ocupada por la planta: 13,92 acres (5,633 ha)
- Distancia del pasillo entre filas¹: 22 pies (6,71 m)
- Inclinación de los módulos: 25°

¹ Distancia medida desde la proyección del final de una mesa sobre el terreno a la proyección del principio de la siguiente.

- Ángulo solar: 18,49°
- Nº de strings en serie: 28
- Número de módulos: 8.400
- Modelo del módulo: Canadian Solar – MAXPOWER CS6U-325P, 1.500 V, 325 W_p
- Modelo del inversor: Ingeteam – DUAL INGECON SUN 1245TL U B480
- Voltaje del sistema: 1.500 V_{DC}
- Estructura: Montada sobre el suelo / Inclinación fija / 4 módulos en horizontal (4H)

Cabe mencionar que la planta seleccionada está realmente formada por 2 sub-plantas, una de 2 MW de potencia nominal y otra más pequeña de 1,3 MW. Puesto que en este trabajo se va a hacer el estudio sobre plantas de 2 MW, se va a seleccionar la planta sur, con la capacidad de 2 MW, ignorando el espacio disponible en la planta norte del terreno, pero considerando las limitaciones del terreno debidas a ella.

1.5. OBJETIVO

El objetivo principal de este trabajo es la reducción del coste específico en $\$/W_p$ de una planta FV de 2 MW de potencia nominal mediante el estudio comparativo de distintas configuraciones de diseño y técnicas de construcción, de modo que se consiga reducir el coste específico de construcción de la planta, maximizando a su vez la captación de radiación anual. Para ello, se establecen los siguientes objetivos específicos:

- Diferenciación de actividades y tareas correspondientes al diseño y a la construcción de las plantas FV
- Descripción y análisis técnico-económico de las tareas y de las alternativas propuestas para cada una de ellas
- Selección de alternativas en base a los análisis concretos de cada una de las tareas de diseño y construcción para la creación de la planta optimizada
- Comparativa de la rentabilidad económica del caso óptimo respecto del base

CAPÍTULO 2. ANÁLISIS DE LOS PROCEDIMIENTOS DE DISEÑO Y LAS ACTIVIDADES RELACIONADAS CON LA CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Este es el capítulo más descriptivo del trabajo, en el que se desarrollan todas las propuestas de estudio a optimizar. Se van a analizar en primer lugar los procedimientos de diseño y, a continuación, algunas de las tareas relacionadas con la construcción que se considera que se pueden optimizar en un mayor grado y tener un impacto considerable en el resultado final. Dentro de cada una de dichas propuestas, se describirán y analizarán técnicamente las mismas, para seguidamente evaluar el impacto económico de cada una de ellas². Una vez hecho esto, se hará una recopilación de todas las alternativas de todos los procesos tanto de diseño como de construcción en el punto 2.3 con el fin de determinar cuáles de ellas deben de ser elegidas para introducirlas en el diseño de la planta optimizada.

2.1. PROCEDIMIENTOS DE DISEÑO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

En esta primera parte del Capítulo 2, se van a exponer diversas técnicas de diseño de plantas FV, describiendo las peculiaridades técnicas más importantes de cada una de ellas, siempre enfocándolas a la utilidad que tendrán para el estudio de optimización. Al término de cada subapartado se hará una comparativa económica preliminar de las propuestas para determinar cuál se debería de elegir según los criterios que se consideren oportunos en cada caso.

2.1.1. Conexionado de módulos

A la hora de llevar a cabo el conexionado en serie de los módulos FV para formar los strings, la forma tradicional y más fácil de hacerlo es conectando cada módulo con el consiguiente, que es como se hace en la inmensa mayoría de proyectos de NY. De esta forma, una vez hechas las conexiones, se tendrá una salida positiva a un lado del string y otra negativa al otro extremo. Esta es la forma más común de hacer este conexionado, pues el procedimiento es bastante mecánico y no conlleva mucha dificultad.

El caso es que este tipo de conexionado, comúnmente llamado cadena margarita (del inglés *daisy chain*), conlleva que a la hora de llevar el cable de string desde los módulos al siguiente equipo, una de las 2 salidas sea mayor que la otra en un valor igual a la longitud total del string.

Teniendo en cuenta que una instalación de 2 MW puede llegar a tener hasta más de 400 strings, la cantidad de cable que se podría ahorrar si ambas salidas estuviesen en el mismo lado sería considerable, y por ese motivo eso se cuantificará en este punto.

Lo cierto es que hay otra forma de conexionado de módulos que no es tan común porque es algo más laboriosa de llevar a cabo, pero conlleva la ventaja mencionada anteriormente. Este tipo de conexionado se conoce como *leapfrog wiring*, y se basa en el hecho de conectar el primer

² La gran mayoría de los precios unitarios que se van a utilizar, son precios obtenidos de cotizaciones que cada fabricante, proveedor o empresa ha realizado a la empresa en la que el autor de este TFM trabajó durante la realización de este documento, por lo que por razones de confidencialidad dichos precios no se van a referenciar.

módulo no al que tiene al lado, sino al que va después, saltándose cada vez uno (Figura 5). Al llegar al final, si hay un número par de módulos, el penúltimo módulo se debe conectar con el último a la ida; mientras si el número de los módulos que componen el string es impar, el penúltimo y el último módulo se conectan entre sí a la vuelta. En cualquiera de los 2 casos, al final ambas salidas están en el mismo lado, lo que conlleva un ahorro en cable de string igual a la longitud total de string.

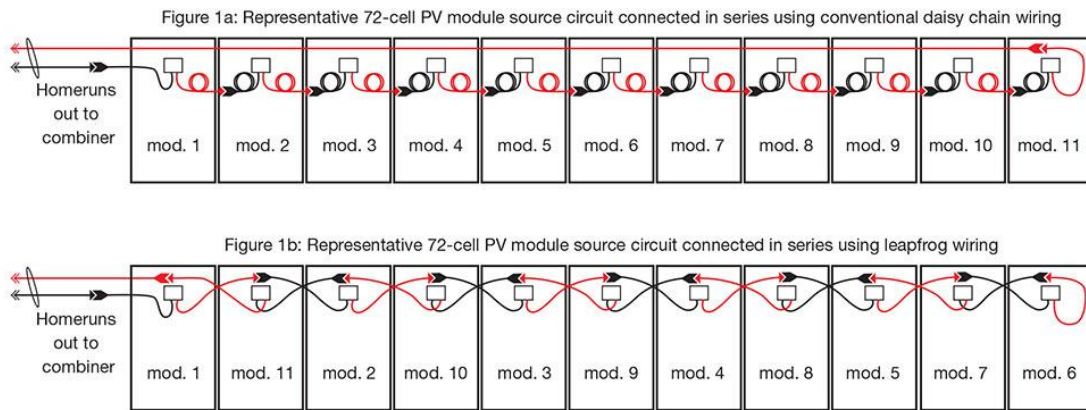


Figura 5. Esquema comparativo del conexionado en serie (imagen superior) con el conexionado *leapfrog* (imagen inferior) [18]

Es muy importante tener en cuenta que la orientación de los módulos (horizontal o vertical) juega un papel vital en el hecho de posibilitar la aplicación de esta alternativa o no, y esto es distinto según el voltaje al que han sido listados por la UL:

- Módulos de 600 V: Suelen tener unas medidas de 1.650 mm de alto por 1.000 mm de ancho (aprox.), con unos cables de salida de unos 900 mm.
- Módulos de 1.000/1.500 V: Suelen tener unas medidas de 1.990 mm de alto por 995 mm de ancho (aprox.), con unos cables de salida de < 1.200 mm.

Dadas las medidas anteriores, en la Tabla 1 se indican las distintas combinaciones de tipo de panel según el voltaje y la orientación, indicando la posibilidad o no de llevar a cabo el conexionado *leapfrog*:

Tabla 1. Posibilidad de conexionado *leapfrog* según orientación y voltaje del módulo

Voltaje \ Orientación	Horizontal	Vertical
600 V	✗	✗
1.000/1.500 V	✗	✓

Fuente: Elaboración propia

Es decir, el conexionado de *leapfrog* solo sería posible en módulos de 1.000 y 1.500 V y con orientación vertical; para cualquier otra combinación, se tendría que optar por el conexionado tradicional. De todas formas, se debería comprobar para el módulo que se tenga si es posible llevar a cabo el conexionado *leapfrog*, ya que algunos fabricantes tienen longitudes de cables de salida de módulo algo más cortas que las mencionadas antes, por lo que es recomendable que el usuario se asegure de la posibilidad de llevar a cabo ese tipo de conexionado.

A continuación se va a mostrar la optimización de la planta base en la que, por un lado, se va a medir la longitud del cable de string en caso de hacerse el conexionado tradicional, y por otro lado, la longitud que se obtendría con el conexionado *leapfrog*, y se evaluarán los ahorros en material e instalación.

Al llevar a cabo el análisis de todo el cableado de string que haría falta tanto para un caso como para el otro, se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 2. Distancia de cableado en *daisy chain* vs *leapfrog*

Tipo de conexión	Longitud (ft)	Longitud (m)
<i>Daisy chain</i> (4H)	95.378	29.071
<i>Daisy chain</i> (2V)	96.863	29.524
<i>Leapfrog</i> (2V)	82.915	25.272

Fuente: Elaboración propia

Aquí se debe hacer un inciso, y es que tal y como se indicaba en el apartado 1.3, la planta base está diseñada según unas estructuras 4H (4 módulos en horizontal). Sin embargo, con lo que se señala en la Tabla 1, la única forma de llevar a cabo el conexionado de strings en modo *leapfrog* es si los módulos están situados en vertical, en este caso concreto según una estructura 2V (2 módulos en vertical). Por tanto, en la Tabla 2 se han incluido las distancias del cable de string según ambas configuraciones de estructura, 4H y 2V, comparando de esta última los 2 tipos de conexionado ya explicados.

Tal y como se puede observar, la variación entre la longitud de cable de string entre la estructura 2V y la 4H es mínima (1,6% mayor), mientras que comparando dicha longitud de las estructuras 2V en *leapfrog* con el *daisy chain*, la disminución es de un 14,4%.

Sin embargo, no solo se deben tener en cuenta las repercusiones directas de estas propuestas, sino también las indirectas. En este caso, el cambio del tipo de conexionado de módulos va a implicar 2 cambios económicos:

- Variación de la cantidad de cable de string a comprar
- Variación del precio de mano de obra por llevar a cabo la instalación

El primer punto es el que se acaba de analizar en la Tabla 2. Sin embargo, el segundo punto hace referencia a los costes de mano de obra de llevar a cabo el conexionado, y sobre esto la información que se ha obtenido es contradictoria. Mientras que unas fuentes aseguraban que los costes de conexionado no variarían, o que incluso los de conexionado en *leapfrog* serían algo más bajos que los del conexionado tradicional, otros aseguraban que el conexionado *leapfrog* sería algo más caro, debido a que los trabajadores requerirían algo más de tiempo para organizar el cableado, pues en el método tradicional la conexión es elemental. En este caso, se ha decidido considerar el caso más desfavorable, en el que los costes de *leapfrog* son algo superiores a los del conexionado tradicional. Los resultados se muestran a continuación:

Tabla 3. Comparativa de costes según conexionado de módulos

	Daisy chain (2V)	Leapfrog (2V)
Coste cable 10 AWG (\$)	18.791	16.086
<i>Longitud cable 10 AWG (ft)</i>	<i>96.863</i>	<i>82.915</i>
<i>Coste unitario cable 10 AWG (\$/ft)</i>	<i>0,194</i>	<i>0,194</i>
Coste instalación cable 10 AWG (\$)	26.153	22.387
<i>Coste unitario instalación cable 10 AWG (\$/ft)</i>	<i>0,27</i>	<i>0,27</i>
Coste conexionado de módulos (\$)	9.072	9.720
<i>Conexiones (ud)</i>	<i>8.100</i>	<i>8.100</i>
<i>Coste unitario conexionado de módulos (\$/conexión)</i>	<i>1,12</i>	<i>1,20</i>
TOTAL (\$)	54.016	48.193

Fuente: Elaboración propia

El ahorro total de hacer el conexionado tradicional a pasar a hacer el conexionado *leapfrog*, contando tanto material como mano de obra, es de 5.824 \$. Esto equivale a un ahorro de casi 20 \$/string. Es decir, que aunque la mano de obra pueda ser algo más cara³, el conexionado *leapfrog* sigue siendo más barato que el tradicional en el cómputo global, por lo que interesa elegirlo siempre que se pueda.

2.1.2. Inclinación de los módulos

Uno de los parámetros más importantes a la hora de diseñar una planta FV es la inclinación de los módulos (haciendo referencia a instalaciones fijas). Instalar los módulos con la inclinación óptima permitirá aprovechar de la mejor manera posible la captación de la radiación solar en un cómputo anual.

Sin embargo, cuando se lleva la teoría del papel a la realidad, muchas veces se da el caso de que con la inclinación óptima y una distancia entre filas determinada (de la cual se hablará en seguida), el área ocupada por la planta FV es tal que se sale de los límites permitidos. Hay que tener en cuenta que los terrenos que se adquieren para la construcción de plantas en NY tienen unos límites fijos, pues se trata de un estado bastante poblado en el que no hay zonas desérticas ni despobladas y los terrenos que se compran para las plantas FV no tienen unas dimensiones tales que permitan el moverse con libertad por los alrededores: casi siempre los terrenos contiguos están ocupados por otros propietarios, y hay unos límites marcados por cada condado que hay que dejar obligatoriamente.

Esto hace que, si por un lado se toma la inclinación óptima de los módulos, y por otro se considera la limitación del terreno, se considere la opción de reducir la inclinación de los módulos, reduciendo así la distancia que hay que dejar entre filas y de esta forma se pueden instalar más filas, lo que implica más potencia instalada. La razón de hacer esto es que, tal y como se ha comentado en el primer capítulo, los incentivos que concede el estado a las empresas es en base a la potencia de la planta, siendo estos incentivos máximos para una

³ Recordar que algunas fuentes aseguran que la mano de obra del conexionado *leapfrog* puede ser incluso más barata que la del tradicional, pues se evita el tener que gestionar el exceso de cable de los módulos, que en este caso se aprovecha del todo, por lo que los resultados podrían ser incluso más favorables.

potencia de 2 MW. Es por ello por lo que se suele decidir reducir la inclinación, y a veces también la distancia entre filas con las causas que ello conlleva (más pérdidas por sombras), solo con el fin de poder alcanzar el límite de 2 MW de potencia instalada y así obtener los mayores incentivos posibles.

En lo que a la distancia entre filas se refiere, el criterio que se sigue a la hora de calcular esta distancia es que se garanticen un mínimo de 4 horas sin sombras durante el día más desfavorable del año, el 21 de diciembre. Es decir, que la distancia que se tome debe ser tal que desde las 10 hasta las 14 horas solares del 21 de diciembre las sombras creadas por unas filas sobre otras sean inexistentes. Esto se puede calcular a través del diagrama solar de susodicho día, tal y como muestra la Figura 6:

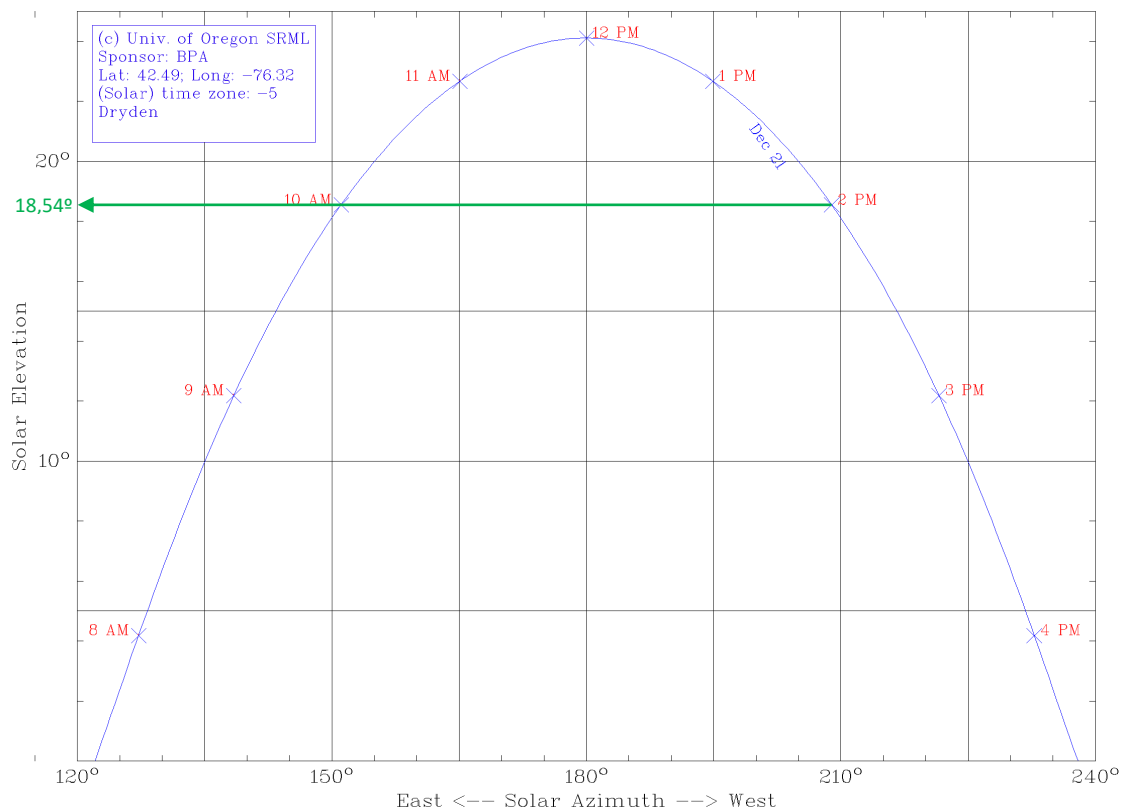


Figura 6. Cálculo del ángulo solar para el 21 de diciembre para la planta de Dryden

Fuente: Sun path chart program - Universidad de Oregon / Elaboración propia

Aquí se puede ver que, en caso de querer tener las 4 horas centrales del día sin sombras, el ángulo o elevación solar máxima que se debe tener en cuenta para el cálculo de la distancia entre filas es de aproximadamente 18,54°. Esto significa que cualquier valor menor sería válido, pero se debe tener en cuenta que el diseñar la distancia entre filas para ángulos solares muy bajos dará lugar a distancias muy grandes, lo cual no es viable. Es decir, que si para dicho cálculo se toman 18° por ejemplo, se estarán asegurando como mínimo 4 horas sin sombras durante ese día.

Una práctica muy común a la hora de determinar la inclinación de los módulos es tomar el mismo valor que la latitud en la que se ubican los módulos FV que se van a instalar. Hay otros casos de estudios muy detallados en los que la inclinación óptima es función de, además de la latitud, de

la reflectancia del terreno, ángulo de declinación y de azimut, índice de claridad horario (relación entre la irradiación horaria sobre una superficie horizontal y la extraterrestre), transmitancias y absorbancias de las componentes directa, difusa y albedo, entre otras, lo que hace que se necesiten algoritmos iterativos para resolverlos.

Dado que este trabajo está centrado en la construcción de plantas FV, el cálculo de un ángulo de inclinación exacto, aunque matemáticamente válido, no compensa la complejidad de su resolución. Y la razón radica en el hecho de que el ángulo obtenido normalmente no será un número redondo, y las estructuras que soportan los paneles tienen unas inclinaciones estándar, y normalmente vienen en múltiplos de 5°.

Muchas de las plantas que se construyen en NY tienen los módulos inclinados a 20° o a 25°, lo cual dista de los 42° de latitud en los que se ubica la planta de Dryden. Si bien es cierto que el ángulo óptimo es casi siempre algo menor que la latitud, una forma de determinar con bastante precisión que inclinación tomar es mediante simulaciones informáticas. En este caso, el software que se va a emplear para esta y las consiguientes simulaciones es el ampliamente conocido programa PVsyst.

El caso es que para la toma de la decisión definitiva hay que destacar que no hay que fijarse única y exclusivamente en la producción anual. Tal y como ya se ha comentado con anterioridad, el área ocupada por la planta FV es muy importante, pues es un valor que limita las filas que se pueden instalar. Es decir, que el poner una inclinación parecida a la latitud de la planta hará que la superficie ocupada sea mayor que para el caso de que se ponga una inclinación menor, siempre teniendo en cuenta que tanto en un caso como en el otro la potencia instalada va a ser la misma.

Se va a proceder a analizar por tanto 4 casos distintos, se van llevar a cabo 4 simulaciones, en la que variará la inclinación de los paneles, que será de 20, 25, 30 y 35°. En todos los casos se dejará la distancia mínima que garantice las 4 horas de Sol para el día más corto del año, y se determinará la producción anual de la planta y la superficie que ocupada en cada caso. El resto de características de la planta son las de la planta base. Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4. Resultados de las simulaciones para distintas inclinaciones de los módulos

	20°	25°	30°	35°
Distancia de fila a fila⁴ (m)	8,64	9,48	10,24	10,92
Producción total (MWh/año)	3.367	3.399	3.415	3.413
Producción específica (kWh/kW_p/año)	1.233	1.245	1.251	1.250
Coefficiente de rendimiento - PR (%)	81,54	81,12	80,78	80,50
Superficie ocupada⁵ (ac)	11,84	12,98	14,00	14,91

Fuente: Elaboración propia

⁴ Distancia total que hay del borde de una mesa hasta el mismo borde de la mesa anterior o siguiente.

⁵ Calculada considerando la superficie ocupada por el campo FV, equipos y camino, considerando además un margen de 19 ft alrededor del campo por obligación del condado.

Viendo los resultados de la tabla, para empezar se puede descartar la inclinación de 35° de inclinación porque se observa que tanto la producción total como la específica disminuyen respecto a la opción más cercana, 30°. Sin embargo, el análisis de las 3 opciones restantes no es tan elemental.

Por un lado, se observa que, como es de esperar, la producción total de la planta aumenta conforme se incrementa la inclinación, pues de esta forma se consigue captar una mayor cantidad de irradiación a nivel anual, lo que repercute en una mayor producción total. Lo mismo ocurre con la producción específica, pues ambas están relacionadas con la potencia pico instalada:

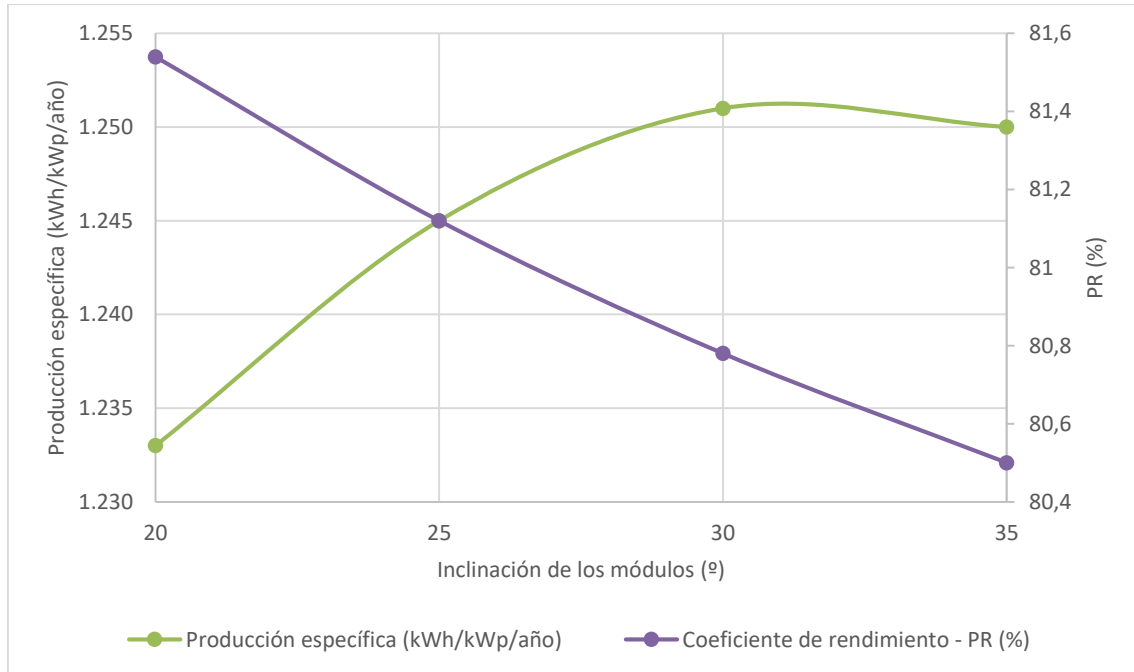


Figura 7. Producción específica y PR vs inclinación de módulos

Por otro lado, se puede observar que el coeficiente de rendimiento o PR tiene justo el comportamiento contrario: disminuye conforme aumenta la inclinación. A priori se podría pensar que dado que la producción aumenta con la inclinación de los módulos, el PR también lo debería hacer puesto que se está generando más, y el PR se define como la producción total real partida la total más todas las pérdidas de la planta. El caso es que aunque el numerador del cociente aumenta, las pérdidas que se encuentran en el denominador lo hacen en mayor medida que la producción específica.

Esto se ha observado a partir del diagrama de pérdidas que genera el PVsyst con cada simulación, que se puede encontrar en el Anexo 6.2. De ahí se han obtenido las siguientes conclusiones:

- *Near Shadings* (pérdidas por sombreado): a pesar de asegurar las 4 horas libres de sombras para cada caso modificando la distancia entre las filas, es inevitable que cuando la inclinación de los módulos es mayor, en las horas en las que hay sombras sobre los módulos, el sombreado aumente a nivel global, lo cual hace que los casos con mayor inclinación estas pérdidas aumenten.

- *PV loss due to irradiance level* (pérdidas debidas al nivel de irradiancia): estas pérdidas tienen su origen en que los paneles disminuyen su eficiencia a irradiancias más bajas, por lo que estas pérdidas son mayores para las inclinaciones más pequeñas, si bien es cierto que las diferencias son mínimas.
- *Inverter loss over nominal inv. power* (pérdidas debidas a la limitación de potencia): dado que la potencia DC es mayor que la AC (con una relación de 1,365), el aumento de la inclinación de los paneles permite, por un lado, captar más energía anualmente, pero por otro, hace que durante más horas del año se llegue a la limitación de 2 MW, haciendo que haya una mayor energía disponible que se desperdicia, lo que se tiene en cuenta en este parámetro.
- Al tener en cuenta el comportamiento de las pérdidas que se acaban de explicar, se ha observado que bajo las condiciones en las que se ha simulado, las pérdidas aumentan con la inclinación, lo que explica que el PR tenga ese comportamiento.

En cuanto a la superficie ocupada, como cabía esperar se incrementa con el aumento de la inclinación, pues la distancia que hay que dejar entre las filas también lo hace. En el caso de Dryden, tal y como ya se comentó en el Capítulo 1, es una planta que está diseñada para tener 2 sub-plantas, siendo la analizada en este trabajo la de 2 MW. Se va a partir de la premisa de que la planta más pequeña no se puede tocar, lo cual hace que los límites de la planta analizada sean fijos, o dicho de otra forma, la superficie que se puede ocupar es limitada. En este caso, dicho límite se establece en el área que ocupa dicha sub-planta en el diseño base, que equivale a unos 13,9 acres.

Pero la limitación no solo es en cuanto a superficie, pues la longitud del campo también está limitada, en la zona sur por el perímetro del terreno adquirido, y en la norte por la otra sub-planta. Esto deja unos 862 ft (\approx 262 m) en los que instalar. En este caso concreto, ninguna de las 3 opciones restantes llega a ocupar esa longitud N-S, por lo que no habría problema en este aspecto, aunque la opción de 30° está en el límite con 261 m.

Por tanto, vistos los resultados ya comentados, la elección se puede tomar en base a 2 criterios:

1. En base a la **producción**: si lo que interesa es producir lo máximo posible, se escogería el ángulo de 30° de inclinación, pues es el mayor ángulo que cumple con las limitaciones perimetrales del terreno.
2. En base a la **superficie ocupada**: si, por lo contrario, interesa instalar una mayor cantidad de módulos, bien para la propia planta o bien para poder instalar módulos para otra planta adicional, se escogería la opción de 20° de inclinación, porque a pesar de producir anualmente un 2% menos que la variante de 30°, ocupa un 15% menos de superficie.

La idea para este apartado es variar únicamente la inclinación de los módulos y la menor cantidad posible de variables dependientes de ella (en este caso se ha modificado la distancia entre filas para poder mantener el ángulo solar). Es por ello por lo que la segunda propuesta será rechazada, pues este trabajo gira entorno a una planta en concreto, y no se tomarán decisiones basadas en favorecer otras plantas cercanas. Por tanto, puesto que la elección se va a tomar según la producción, la opción más favorable es la del ángulo de 30°. Más adelante se analiza la posibilidad de aumentar la potencia en DC de la planta (apartado 2.1.5), y es por ello por lo que en este apartado se ha decidido mantener este parámetro fijo y no aprovechar la superficie adicional para instalar más potencia.

Sin embargo, como ya se ha dicho previamente, se debe hacer un estudio económico de cada una de las propuestas. En este caso, aunque se haya elegido ya una de las alternativas, este análisis servirá para determinar cómo de mejor es la alternativa respecto las otras 2 opciones.

Para ello, dado que el objetivo es mostrar un simple resultado numérico que indique los beneficios que se obtendrían llevando a cabo cada una de las alternativas, en este capítulo solo se van a mostrar los ingresos totales de la planta con cada una de las alternativas de los procedimientos, pues servirá de modo orientativo si las mejoras tienen un efecto sustancial sobre la planta o si de lo contrario las mejoras se notan poco. El estudio detallado y completo de la rentabilidad de la planta se expondrá en el Capítulo 3, donde se describirán todos los pasos seguidos para analizar económicamente cómo de interesante sería invertir en estas plantas desde el punto de vista económico, tanto para la planta original como para la optimizada.

Para hacer esta comparativa preliminar, se van a ignorar los pequeños cambios que pueda haber en la planta y se va a centrar la atención en aquellos afectados directamente por las alternativas propuestas en cada apartado. En este caso, se van a variar los siguientes parámetros:

- **Producción específica.** Distinta en cada alternativa tal y como se mostró en la Tabla 4.
- **Costes del alquiler del terreno.** No es raro que el propietario de la planta FV adquiera el terreno sobre el que se va a construir la misma, pero por ahora predominan los casos en los que dicho terreno se alquila. Dentro de los contratos de alquiler de los terrenos hay de todo: precios fijos anuales, incrementos porcentuales, incrementos escalonados cada 5 años... En este caso, en base a contratos que se están haciendo ahora, se utilizará un precio de 1.000 \$/ac/año, con un incremento anual del 1%.

La forma de llevar a cabo el análisis económico preliminar de este capítulo va a ser a través del ebitda, que es una medida económica que evalúa las ganancias netas a los 20 años de vida útil de la planta, teniendo en cuenta únicamente los ingresos y los gastos anuales. En la siguiente tabla se resumen los resultados obtenidos para las inclinaciones estudiadas:

Tabla 5. Ingresos totales para los 3 posibles casos de inclinación de módulos

Inclinación de los módulos	20º	25º	30º
Producción específica (kWh/kW_p/año)	1.233	1.245	1.251
Coefficiente de rendimiento - PR (%)	81,54	81,12	80,78
Superficie ocupada (ac)	11,84	12,98	14,00
Alquiler terreno (\$/año)	11.840	12.980	14.000
Ebitda (\$)	5.574.008	5.605.626	5.611.526

Fuente: Elaboración propia

Para el cálculo del ebitda se ha tenido en cuenta la disminución de la producción a lo largo de los años, el aumento del precio de venta de la electricidad debido a la inflación, y los incentivos que da el estado de NY para este tipo de plantas FV. De nuevo, el estudio económico detallado se describirá en el Capítulo 3.

Por los resultados obtenidos, tal y como era de esperar, se observa que con el aumento de la inclinación de los módulos, que conlleva también un aumento de la producción específica, también aumenta el ebitda, que es una forma indirecta de representar las ganancias de la planta FV. En la Figura 8 se han representado gráficamente estos resultados:

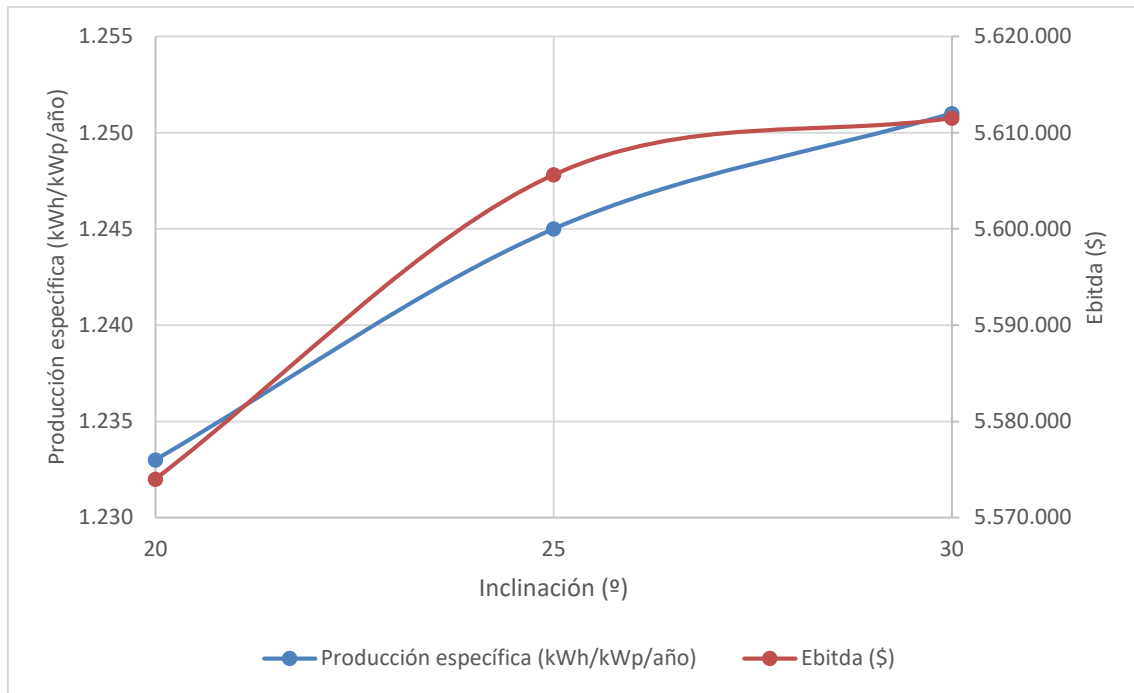


Figura 8. Producción específica y ebitda según la inclinación de los módulos

Fuente: Elaboración propia

Se observa que el aumento del ebitda al pasar de 20 a 25° es mucho más notorio que el mismo aumento al pasar de 25 a 30°. A priori, y según los resultados mostrados aquí, el caso óptimo es el de la inclinación de 30°. Sin embargo, dada la pequeña mejoría que hay con 30° respecto a 25°, es comprensible que en el caso real se haya preferido elegir la opción de 25°, pues de esta forma las filas se pueden juntar más, manteniendo el ángulo solar, y de esta forma hay más espacio para la segunda planta situada al norte. Pero dado que aquí interesa optimizar solo la planta sur, el caso óptimo se mantiene el de 30°.

2.1.3. Ángulo solar

En el punto anterior se ha abordado el análisis de la inclinación de los módulos fijando las horas libres de sombras para el día más corto del año, lo que equivale a fijar el ángulo solar para los distintos casos. En este subapartado se va a hacer lo contrario: partiendo de la inclinación de los módulos de la planta base, 25°, se van a simular distintos ángulos solares. En este caso, los ángulos que se van a emplear son de 17, 19, 21 y 23°:

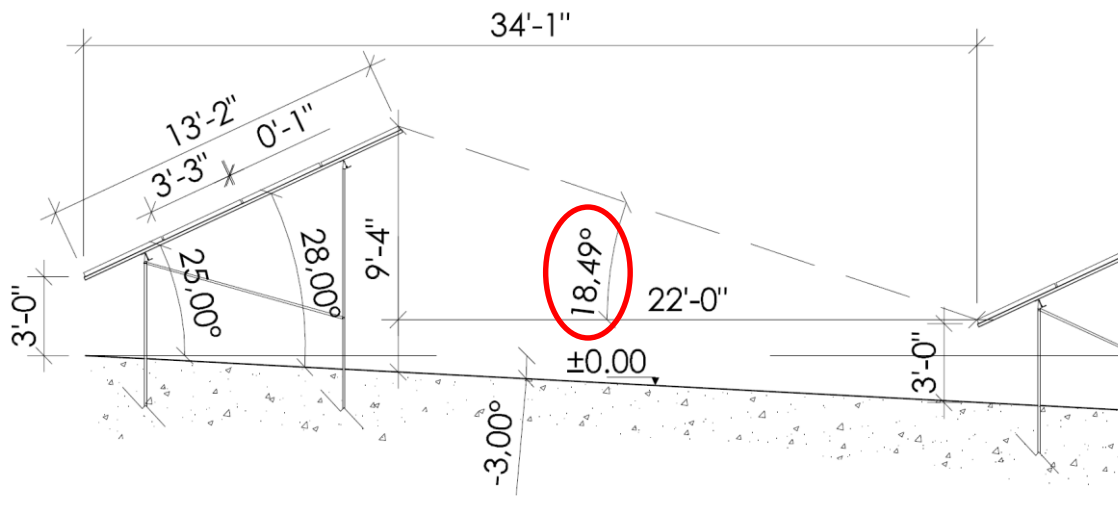


Figura 9. Ejemplo gráfico de la representación del ángulo solar

Fuente: Antara Soluciones Técnicas, S. L.

A priori se pueden hacer un par de reflexiones. Tal y como ya se ha explicado anteriormente, el aumento del ángulo solar permite, para una inclinación de módulos fija, reducir la distancia entre filas. De esta forma se consigue reducir el espacio ocupado por el campo solar para una misma potencia instalada, pero de lo contrario se aumentan las pérdidas por sombreado, lo que implica a su vez una menor producción anual.

En la siguiente tabla se indican, para cada ángulo solar, las horas libres de sombras para el 21 de diciembre, la distancia entre filas obtenida para cada caso y los resultados obtenidos de sus simulaciones:

Tabla 6. Comparativa de los resultados obtenidos para distintos ángulos solares

Ángulo solar	17º	19º	21º	23º
Horas libres de sombras para el 21 de diciembre	4 h 32 min	3 h 50 min	2 h 57 min	1 h 44 min
Distancia pasillo (m)	6,19	5,71	5,33	5,02
Distancia fila + pasillo (m)	9,86	9,38	9,00	8,69
Producción total (MWh/año)	3.405	3.397	3.388	3.375
Producción específica (kWh/kW _p /año)	1.247	1.244	1.241	1.236
Coefficiente de rendimiento - PR (%)	81,25	81,07	80,87	80,55
Superficie ocupada ⁶ (ac)	13,48	12,83	12,31	11,89
Longitud total ⁷ (m)	251,89	240,37	231,25	223,81

Fuente: Elaboración propia

⁶ Calculada considerando la superficie ocupada por el campo FV, equipos y camino, considerando además un margen de 19 ft alrededor del campo por obligación del condado.

⁷ Distancia que ocupa el campo solar a lo largo de la planta, teniendo en cuenta los 19 ft de margen en ambos lados.

Tal y como ya se comentó previamente, la producción de la planta disminuye conforme se aumenta el ángulo solar, mientras que por ese mismo motivo el área ocupada por la planta disminuye al reducirse la longitud del pasillo entre las filas.

La elección de un ángulo solar u otro va a depender de varios factores. Primeramente va a depender de las razones contractuales del proyecto. De normal el inversor suele exigir al contratista que se garantice una producción anual mínima, por lo que a la hora de diseñar las plantas siempre interesa minimizar las sombras, en este caso eligiendo un ángulo solar bajo.

Sin embargo, otra forma de aumentar la producción es instalando más paneles, y teniendo en cuenta las limitaciones del terreno, la única forma de instalar más módulos es reduciendo el espacio entre filas para poder instalar más, aumentando así la potencia total. La última fila de la Tabla 6 se ha puesto para analizar esto mismo. La reducción de la longitud total al pasar de 17 a 19° es de 11,52 m, de 17 a 21° es 20,64 m, y de 17 a 23° es 28,08 m. Por tanto, considerando la distancia de fila + pasillo para cada caso, se puede ver que en el caso de pasar de 17 a 19° se podrían instalar 1 fila adicional, con 21° sería posible instalar 2 filas adicionales, y para 23° se podrían instalar hasta 3 (destacar que, con la configuración de la planta base de Dryden, cada fila tienen una potencia de 109,2 kW).

Esto es importante porque, tal y como ya se ha explicado en el capítulo de la Introducción, los incentivos que se dan a las empresas de NY son en función de la cantidad de potencia en DC instalada (siempre que no se sobrepasen los límites de 2 o 5 MW, según vigencia de la norma). En este caso concreto, dado la única variable es el ángulo solar, se preferiría separar lo máximo posible las filas para poder disminuir las pérdidas por sombreado, lo cual correspondería a la opción de 17° de ángulo solar.

Para el análisis económico, la situación para el cambio del ángulo solar es idéntica que la del apartado anterior, pues estos cambios repercuten, sobre todo, a la producción específica y al área ocupada por la planta. La siguiente tabla recoge, por tanto, los resultados económicos buscados:

Tabla 7. Ebitda para los distintos ángulos solares

Ángulo solar	17°	19°	21°	23°
Horas libres de sombras para el 21 de diciembre	4 h 32 min	3 h 50 min	2 h 57 min	1 h 44 min
Producción específica (kWh/kW_p/año)	1.247	1.244	1.241	1.236
Superficie ocupada (ac)	13,48	12,83	12,31	11,89
Alquiler terreno (\$/año)	13.480	12.830	12.310	11.890
Ebitda (\$)	5.604.069	5.604.202	5.601.472	5.587.087

Fuente: Elaboración propia

Por los resultados de la tabla anterior, se deduce que el caso más favorable, según el parámetro económico elegido para la comparación, es el caso de 19° de ángulo solar, y no el de 17°, tal y como se había apuntado en una primera instancia observando únicamente los valores de producción específica anual. Sin embargo, si se representan estos valores, se observa lo siguiente:

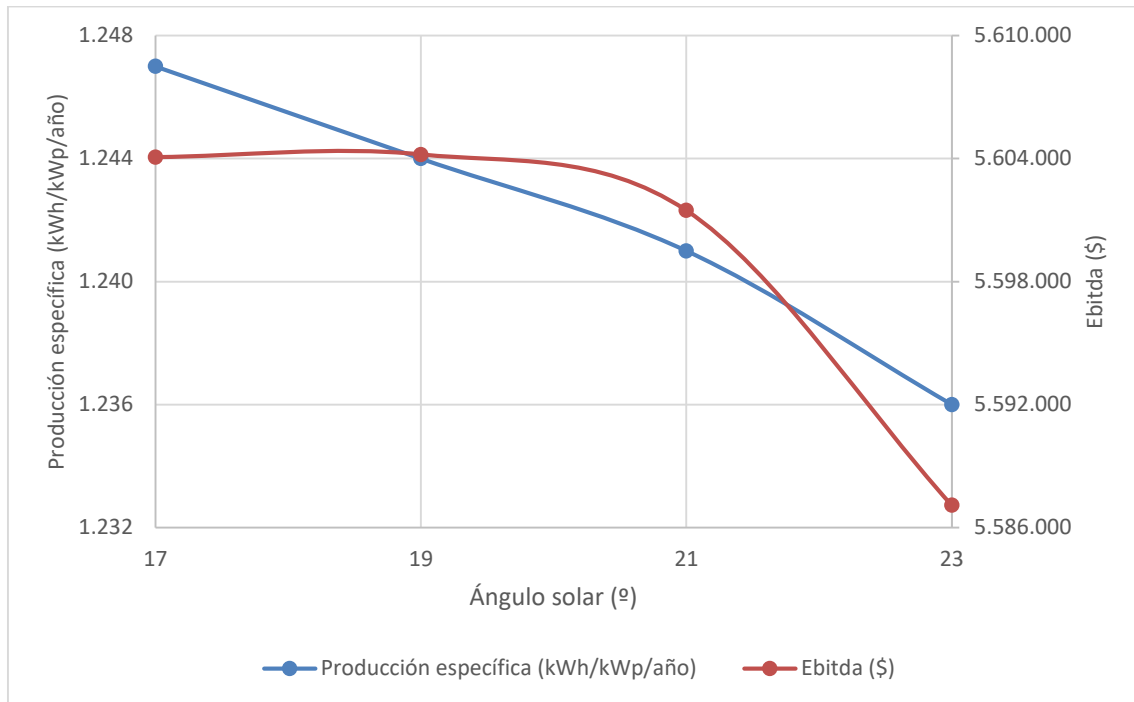


Figura 10. Producción específica y ebitda según el ángulo solar

En la Figura 10 se ve como la diferencia entre el caso de 17 y el de 19° de ángulo solar es ínfima (en porcentaje no llega a ser ni un 0,01% mayor). A priori, el caso óptimo es el de 19° de ángulo solar, pero si se tienen en cuenta otros factores importantes, como la producción específica por ejemplo, la cual siempre interesa que sea la mayor posible, la balanza se inclina a favor del ángulo solar de 17°.

2.1.4. Tipo de estructura

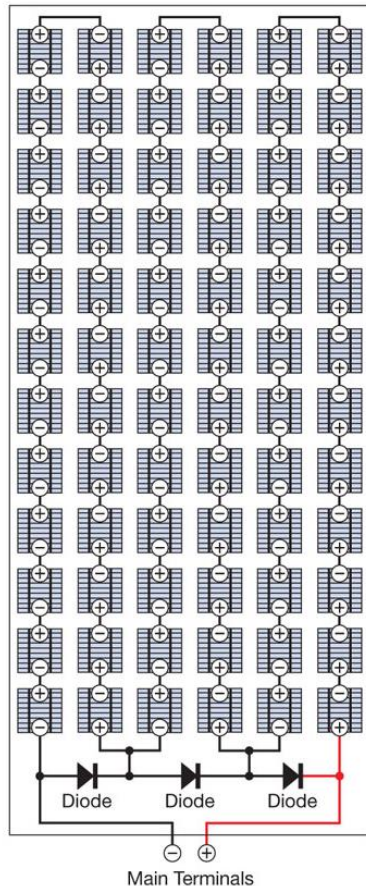
2.1.4.1. 2V vs 4H

A lo hora de instalar los paneles solares sobre las estructuras que los sujetan, hay 2 formas de orientarlos: bien poniéndolos en vertical (*portrait*) o bien en horizontal (*landscape*). En este subapartado se va a hablar sobre las diferencias de elegir un tipo u otro de orientación.

Aunque en NY suelen ser más comunes las instalaciones con módulos en horizontal, también es posible ver plantas construidas con estructuras 2V. El caso es que los fabricantes de estructuras suelen tener varios diseños de las mismas para cada tipo, por lo que no suele haber limitación en este sentido. Aquí se hará la comparación de estructuras 2V con las 4H, pues aunque se han visto plantas de 5H, se ha elegido hacer la comparación con 4H porque, por un lado, permite tener una comparativa más fácil desde el punto de vista de la distribución de los strings, y por otro, porque la altura de las filas con 5H puede llegar a ser importante (hasta 3 m desde el suelo), lo cual dificulta la instalación de los módulos y aumenta las cargas debidas al viento.

Para elegir un tipo de orientación u otra, se va a explicar el comportamiento de ambos bajo sombreado parcial de las mesas, pues en ello radica la razón de elegir la orientación de los módulos. En concreto, hay que entrar dentro del propio módulo FV y del conexionado interno de las células para explicar su comportamiento. En concreto, la toma de esta decisión es debida a los diodos de bypass.

Hoy en día, la inmensa mayoría de módulos FV se construyen con todas sus células unidas en serie. Además de ello, se instalan diodos de protección o bypass, que suelen ser 3 y son instalados en paralelo a 1/3 de células cada uno. En la Figura 11 se pueden observar estas conexiones internas en un módulo de 72 células:



Circuit Theory

- **No cells shaded:** Current passes through all cells. No current passes through bypass diodes.
- **One cell shaded:** Current bypasses the 24-cell series string and passes through the bypass diode in parallel with that string.
- **One row of cells shaded:** Current bypasses three 24-cell series strings and passes through three bypass diodes.
- **One column of cells shaded:** Current bypasses the 24-cell series string and passes through the bypass diode in parallel with that string.
- **Entire module shaded:** Current bypasses all cells and passes through three bypass diodes.

Figura 11. Conexión de las células FV y diodos de bypass en módulos de 72 células [19]

En el lateral derecho de la figura anterior está explicado el comportamiento del módulo FV bajo los efectos de sombreado parcial sobre el mismo. Cuando hay células sombreadas en alguna de las 3 ramas de 24 células, si el sombreado es del 100%, la corriente por esa rama de 24 células es 0, en cuyo caso el diodo que está en paralelo con dicha rama trasiega la corriente y permite que el resto de células del módulo funcionen correctamente, permitiendo al módulo producir 2/3 de su potencia nominal.

En las plantas FV, las sombras creadas por unas filas sobre otras, que son las que predominan, evolucionan desde la parte inferior hacia la parte superior de los módulos y son horizontales. Es decir, que si un módulo está orientado verticalmente, tal y como muestra la Figura 11, en el momento en el que haya sombreado sobre el módulo, toda la fila de células inferior se van a ver afectadas por dichas sombras, y puesto que va a haber células afectadas que pertenecen a las 3 ramas del módulo que están en paralelo con diodos de bypass, en el momento en el que esa fila de células está sombreada el 100%, la producción del módulo va a bajar a 0 porque todas la corriente se trasegará a través de los módulos.

Por otro lado, se tienen los módulos en orientación horizontal. Suponiendo la misma situación anterior, cuando se tenga una fila entera de células sombreada al 100%, en este caso, dado que el módulo estará en horizontal, se van a tener 12 células sombreadas. La diferencia respecto al caso anterior, donde había 6 células sombreadas, es que las 12 células sombreadas aquí pertenecen todas a la misma rama, lo que implica que la corriente pasará por el diodo de bypass que está en paralelo con esa rama, y el resto de módulos podrán seguir generando electricidad.

Por tanto, la explicación teórica indica que, siempre y cuando se pueda elegir, la orientación horizontal es preferible en las instalaciones FV. Para poder cuantificar la diferencia entre ambas orientaciones, se han llevado a cabo sendas simulaciones, en las que en ambas se ha mantenido el ángulo solar límite para que se consigan las 4 horas libres de sombras de las que ya se ha hablado, y el resto de parámetros se han mantenido iguales. Los resultados de dichas simulaciones se muestran en la Tabla 8 a continuación:

Tabla 8. Comparativa de orientación de módulos 2V vs 4H

	2V	4H
Horas libres de sombras para el 21 de diciembre	4 h	4 h
Distancia pasillo (m)	5,66	5,78
Distancia fila + pasillo (m)	9,29	9,49
Producción total (MWh/año)	3.387	3.400
Producción específica (kWh/kW_p/año)	1.241	1.245
Coficiente de rendimiento - PR (%)	80,84	81,13

Fuente: Elaboración propia

Se puede observar que aunque relativamente no hay diferencias significativas, en todos los parámetros más importantes relativos a la producción de la planta, el diseño con estructuras 2V da peores resultados que las 4H, confirmando de esta forma la ventaja ya descrita de orientar los módulos horizontalmente.

Sin embargo, aquí se debe tener en cuenta otra cosa muy importante, y es que los precios de las estructuras para 2V no son las mismas que para 4H, incluso siendo el fabricante el mismo en ambos casos. En la siguiente tabla se recogen precios de referencia para distintas configuraciones de estructuras basados en casos reales (el precio incluye la estructura, el transporte de la misma, su instalación y otros gastos menores asociados a ella):

Tabla 9. Precios de referencia de estructuras biposte según la configuración e inclinación de los módulos

	2V		4H	
Inclinación de los módulos	20°	25°	20°	25°
Precio de referencia (\$/W_p)	0,077	0,079	0,085	0,087

Fuente: Elaboración propia

De la tabla anterior se pueden deducir 2 cosas. Una, es que, como ya se había dicho, las estructuras 4H tienen un coste mayor que las 2V. Esto es debido a que los 4 módulos colocados horizontalmente necesitan más puntos de anclaje que la colocación de 2 módulos verticalmente, lo cual hace necesario el refuerzo de las estructuras y consiguientemente, el aumento del precio.

Por otro lado, dentro de una misma configuración de estructuras, al ir aumentando la inclinación de la estructura el precio también aumenta. La razón se encuentra en el hecho de que cuanto mayor sea esta inclinación, las cargas que deben soportar son mayores, y es por ello que se tienen que reforzar más y su coste es algo superior. Para la comparativa de este apartado se utilizarán los precios de las estructuras de 25º, el caso base de Dryden.

En la siguiente tabla se recogen los datos y precios principales necesarios para la comparativa de ambas configuraciones:

Tabla 10. Comparativa de los costes de instalación de las estructuras 2V vs 4H

	2V	4H
Potencia pico (kW_p)	2.730	2.730
Producción específica (kWh/kW_p/año)	1.241	1.245
Precio específico de las estructuras (\$/W_p)	0,079	0,087
Coste estructuras (\$)	215.670	237.510

Fuente: Elaboración propia

Se observa que para este caso concreto, el coste de la estructura 4H es casi 22.000 \$ más cara que la 2V, que equivaldrían a un sobrecoste del 10%, por lo que la estructura 2V sería la más económica. Sin embargo, dado que la configuración 4H tiene una producción específica algo mayor, y esto a la larga conllevará más ingresos por venta de electricidad, se debe de hacer un estudio teniendo en cuenta ambos parámetros.

En el apartado 2.1.2 se utilizó el ebitda como parámetro económico para la comparativa de las alternativas allí descritas. El problema es que el ebitda tiene en cuenta únicamente los ingresos y los gastos anuales, sin tener en cuenta la inversión inicial ni otros parámetros económicos. En este caso concreto, dado que hay cambios tanto en la producción, lo que influye en los ingresos anuales, como en el coste de las estructuras, incluido en la inversión inicial, no queda más remedio que hacer el estudio económico completo y recurrir al VAN para poder comparar la rentabilidad de ambas opciones.

Como ya se ha comentado anteriormente, dado que el análisis de rentabilidad completo se detallará en el Capítulo 3, aquí solo se mostrarán los resultados finales con el único fin de elegir una de las 2 opciones, sin entrar en detalle de los métodos utilizados o del resto de valores utilizados, pues el objetivo aquí es elegir la mejor alternativa desde el punto de vista económico. Con ello, la siguiente tabla resume la comparativa económica de ambas opciones:

Tabla 11. Comparativa del ebitda y del VAN de las estructuras 2V vs 4H

	2V	4H
Producción específica (kWh/kW_p/año)	1.241	1.245
Coste estructuras (\$)	215.670	237.510
Ebitda (\$)	5.435.762	5.454.669
VAN (\$)	96.805	84.938

Fuente: Elaboración propia

A la vista de los resultados de la Tabla 11, las estructuras 2V, a pesar de tener una producción específica algo menor, al ser más baratas que las estructuras 4H, hace que en ese caso el VAN, aunque por poco, sea mayor que el de las 4H, lo cual hace que esa sea la opción más rentable y por tanto la elegida en esta comparativa.

2.1.4.2. Monoposte vs Biposte

Las estructuras que es más común emplear en las instalaciones FV de NY son del tipo biposte, es decir, que la estructura sobre la que se colocan los módulos tiene los puntos de sujeción al terreno colocados de 2 en 2, mientras que los monoposte, no tan comúnmente utilizados, tienen solo 1 punto de sujeción:

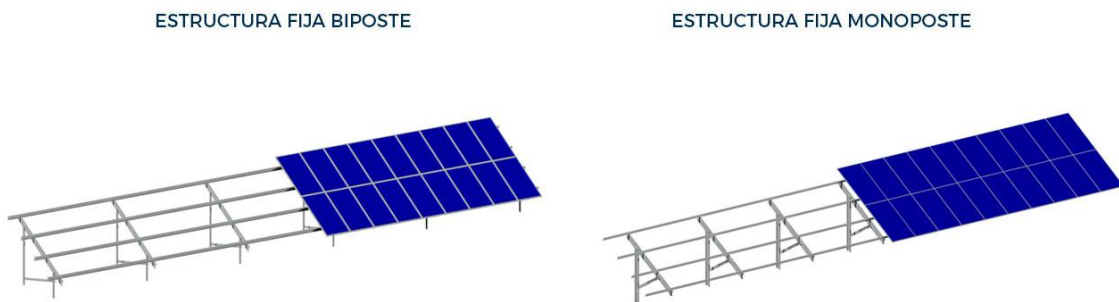


Figura 12. Comparativa visual de estructura biposte y monoposte [20]

Lo cierto es que las estructuras biposte tienen varias ventajas estructurales respecto a las monoposte, pues al tener 2 puntos de anclaje en vez de 1 tienen mayor resistencia a las cargas ambientales (vientos y nieve). Sin embargo, las condiciones en NY no suelen ser tan desfavorables para que, estructuralmente hablando, las estructuras biposte sean más interesantes que las monoposte. Es decir, que para las cargas físicas que suele haber en NY, las estructuras monoposte se pueden utilizar sin ningún problema en las instalaciones FV conectadas a red.

Además, la principal ventaja que hay entre ambas radica en el coste de instalación de unas y otras, pues los costes tanto de fabricación como de transporte de la estructura no se suelen ir mucho en un caso y en otro. El caso es que una vez se tiene la estructura en planta preparada para instalar, lo primero que se lleva a cabo es la colocación de las hincas, que son los perfiles verticales que se introducen en el terreno.

Normalmente, las dimensiones de las estructuras no deberían variar mucho en ambos casos, por lo que el mismo diseño para estructuras biposte podría valer para las monoposte. La diferencia va a radicar por tanto, casi en su totalidad, a la cantidad de hincas que hay que colocar en un caso y en otro. En el caso base de Dryden, las estructuras tienen las siguientes especificaciones:

- Mesas de 4x7 (4 módulos a lo alto x 7 a lo ancho)
- Orientación de los módulos: Horizontal
- Mesas por fila: 12
- Mesas totales: 300

Como era de esperar, en el caso de estructuras monoposte, el número de hincas totales es la mitad que el de las biposte. Y esto es muy importante, porque como ya se ha dicho, la diferencia entre unas y otras radica en los costes de instalación. Los precios que ofrecen las empresas de montaje de estructuras en NY para la instalación de hincas varían un poco unas de otras como es de esperar, pero se podría considerar un precio medio de 32 \$/hinca. Con esto, se tienen los siguientes resultados:

Tabla 12. Comparativa de estructuras

	Monoposte	Biposte
Hincas por mesa	5	10
Hincas totales	1.500	3.000
Precio instalación (\$/hinca)	32	32
Precio instalación total (\$)	48.000	96.000

Fuente: Elaboración propia

Dado que en este caso se trata de una optimización que afecta únicamente a la inversión inicial, se elige directamente la alternativa más barata, que por lo que ya se ha explicado y por los resultados mostrados en la tabla anterior, es la opción que utiliza estructura monoposte, que es 48.000 \$ más barata que la opción biposte, por tener la mitad de hincas.

Algo que se ha obviado comentar en este apartado es que la mayor cantidad de hincas también repercute en el coste material de las estructuras, no solo en la instalación, pero dado que este coste es menor que el de la instalación, se ha decidido llevar a cabo la comparativa con el más desfavorable. De haber tenido en cuenta también el coste del material, el resultado hubiese sido el mismo, solo que la diferencia entre los precios de un caso y otro hubiese sido más abultada.

2.1.5. Relación de potencias DC/AC

A la hora de diseñar un planta, otro de los conceptos más importantes es la potencia a instalar en DC, o lo que es lo mismo, el número de módulos a instalar. Para las plantas FV construidas en NY que tienen la limitación de 2 MW, la limitación la tienen para la potencia de AC, pero no hay ninguna obligación sobre cuánto instalar en la parte de DC. Esto es un debate bastante común en el mundo de la FV, y las implicaciones que tiene son también conocidas.

Si se decidiese instalar en la parte de DC la misma potencia que la de AC, la planta solo podría producir su potencia nominal si se dan las condiciones STC, cosa que con mucha probabilidad no ocurra y se desaproveche el potencial de la misma. Por el contrario, se podría considerar el sobredimensionamiento de la planta, instalando por ejemplo el doble de potencia en DC que en AC (relación de 2). En este caso, dada la cantidad de potencia instalada, se está asegurando que se va a poder producir la potencia nominal de la planta durante muchas horas al año.

Sin embargo, esto tiene implicaciones negativas, dado que durante esas horas en las que se esté produciendo a potencia nominal, realmente se podría producir más potencia, pero dada la limitación de los inversores, estos solo pueden llegar a generar su potencia nominal. El comportamiento de los inversores en estos casos se conoce como *inverter clipping*. Cuando se dan estas situaciones, aunque se esté produciendo más energía eléctrica que en el caso con relaciones DC/AC menores, también se está desaprovechando mucha más energía:

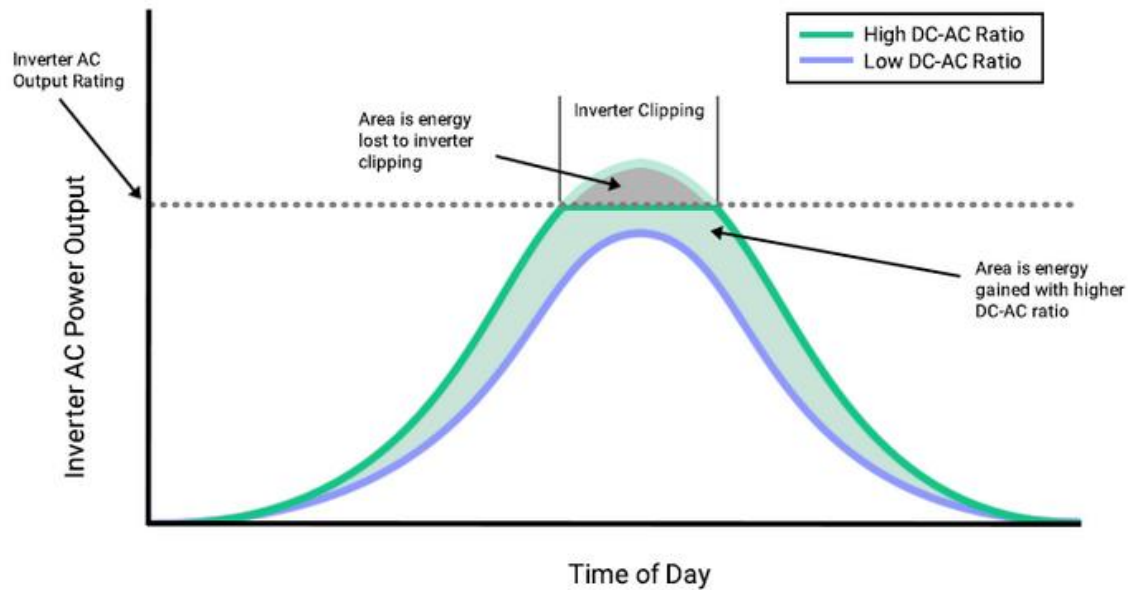


Figura 13. Descripción gráfica del efecto del *inverter clipping* sobre la producción en AC de la planta [21]

Técnicamente esto no tiene grandes implicaciones en lo que a la generación de potencia se refiere, pues hoy en día la mayoría de los inversores están programados para ajustar su MPP hasta su potencia nominal cuando detectan que su potencia de entrada en DC es mayor que la de AC. Sin embargo, aquí se deben tener en cuenta también criterios económicos y de factibilidad.

Se ha insistido ya varias veces en la limitación del área disponible para las plantas FV, por lo que debe de estar clara la razón por lo que no se puede instalar todo lo que se quiera simplemente para aumentar la producción anual: esto se hará, pero se tendrá en cuenta el espacio que se tiene disponible⁸. Si bien es cierto que hay subvenciones que son proporcionales a la cantidad de potencia en DC que se instale, nunca hay que dejar a un lado otros criterios técnicos para la toma de decisiones final. También es muy importante el coste de los módulos, pues la inversión necesaria para estos suele implicar entorno a un 35 % del coste total de una planta FV en NY, por lo que es un criterio que también se debe tener en cuenta.

Tal y como se ha hecho hasta ahora, se va a pasar a realizar simulaciones para poder cuantificar las diferencias entre los distintos casos. En el caso base, la planta tiene una potencia de 2,73 MW_{DC}, lo cual da una relación de 1,365. Dada la forma regular de la planta de Dryden, distribuida en 25 filas de la misma longitud, lo lógico es que para variar la relación de potencias, lo que se haga sea quitar o introducir filas completas de módulos para mantener dicha regularidad. En caso de que la planta fuese irregular, se debería de estudiar cada caso en concreto para determinar la viabilidad de introducir o quitar filas de módulos. En este caso se van a simular en total 6 casos además del base, y cuyos resultados se muestran a continuación:

⁸ En caso de disponer de área más que suficiente para la instalación de la planta, es siempre preferible construir una 2ª planta de < 2 MW_{AC} que una sola aumentando la relación DC/AC.

Tabla 13. Comparativa de distintas relaciones de potencia DC/AC

	2,184 MW_{DC}	2,2932 MW_{DC}	2,4024 MW_{DC}	2,5116 MW_{DC}	2,6208 MW_{DC}	2,73 MW_{DC}
Relación DC/AC	1,092	1,1466	1,2012	1,2558	1,3104	1,365
Nº de filas	20	21	22	23	24	25
Producción total (MWh/año)	2782	2921	3053	3177	3290	3397
Producción específica (kWh/kW_p/año)	1274	1274	1271	1265	1255	1244
Coefficiente de rendimiento - PR (%)	83	82,98	82,81	82,40	81,79	81,08
Pérdidas por <i>inverter clipping</i> (%)⁹	0	0,1	0,4	1	1,8	2,7
Superficie ocupada por el campo FV (ac)	8,6	9,02	9,44	9,86	10,27	10,69
Longitud total (m)	195,6	205,1	214,6	224,1	233,6	243,1

Fuente: Elaboración propia

Vistos los resultados de la tabla anterior, se puede ver que, por un lado, la producción total anual es directamente proporcional a la potencia instalada en DC, lo cual es lógico, pues a mayor número de paneles FV instalados, mayor es la capacidad de generación de la misma (Figura 14). Esto se cumple además con la limitación de 2 MW en AC, pues aunque ese es el tope de salida, como ya se ha explicado, aumentar la potencia en DC permite que se pueda generar a potencia nominal durante un mayor número de horas al año.

El otro valor que también es proporcional a la potencia en DC son las pérdidas por *inverter clipping*, que van relacionadas con la explicación anterior: el producir a potencia nominal durante más tiempo implica que durante esas mismas horas va a haber una determinada cantidad de energía que se va a estar desaprovechando (Figura 15).

Por otro lado se tienen la producción específica de la planta y el PR, ambos inversamente proporcionales a la potencia en DC. La razón de este efecto se debe a la limitación de 2 MW en AC, ya que, en valores relativos, se necesita instalar más potencia en DC que lo que se va a obtener de energía, lo cual hace que la producción específica disminuya.

⁹ Obtenidas a través del diagrama de pérdidas de los reportes del PVsyst, correspondiente a la pérdida "Inverter Loss over nominal inv. power".

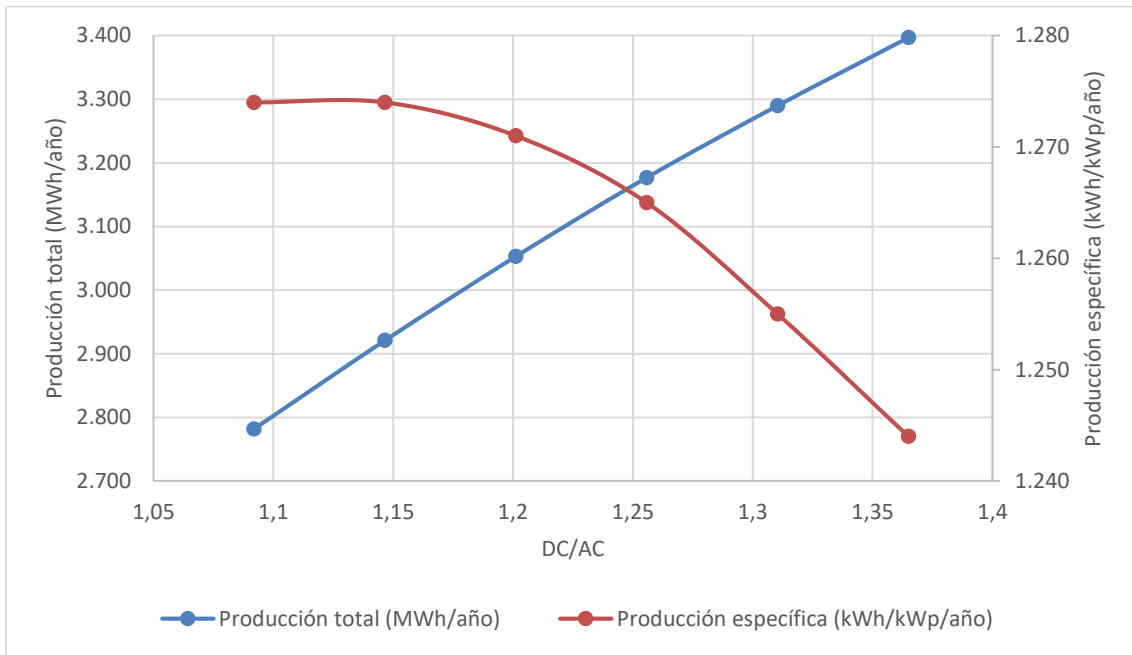


Figura 14. Producciones total y específica vs relación de potencias DC/AC

Fuente: Elaboración propia

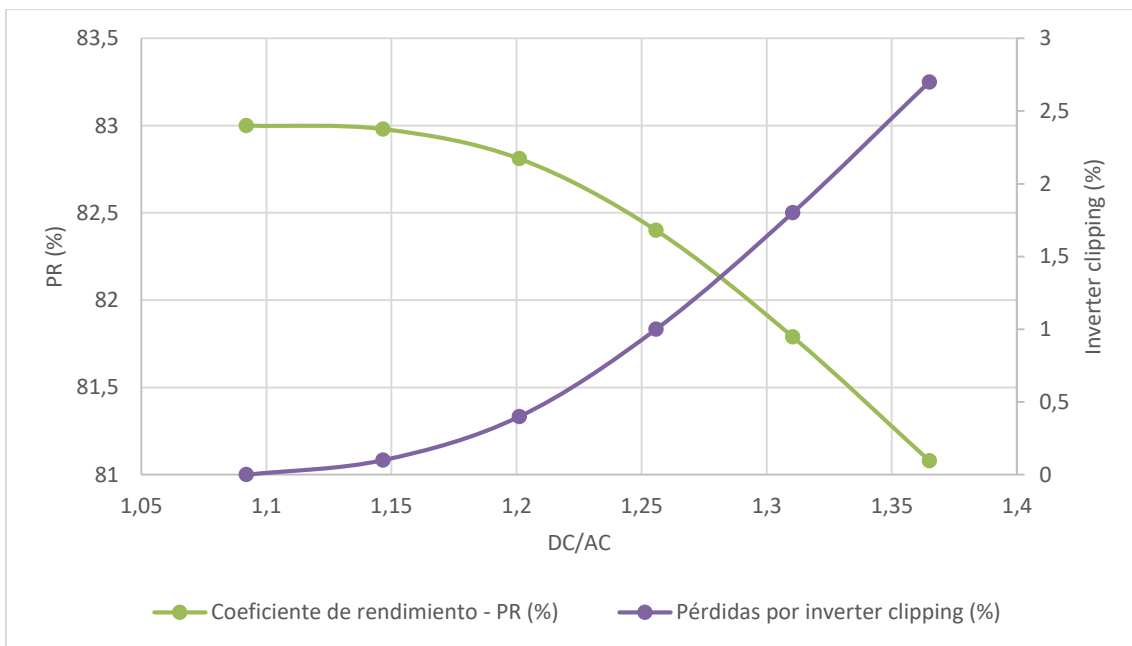


Figura 15. PR y pérdidas por *inverter clipping* vs relación de potencias DC/AC

Fuente: Elaboración propia

Normalmente en las plantas FV construidas en NY, una de las exigencias de los inversores es asegurar una producción específica mínima, que suele ser en torno a 1.200 kWh/kW_p/año. Todos los casos que se han simulado cumplen con este requisito, pero de tener que elegir uno, tendría sentido decantarse por el que tiene la máxima producción específica, pues esto implica que se están aprovechando de la mejor manera posible la potencia instalada, y que se corresponde para el caso de una relación de 1,092, con una potencia instalada en DC de 2,184 MW.

Dicho esto, no hay que tomar una decisión basada únicamente en las gráficas anteriores, pues esto puede llevar a que se lleve a cabo una elección errónea, o por lo menos, una alternativa que no es la más económica o que no es la que aportaría más beneficios. En este caso, la intuición puede llevar a pensar que la mejor solución es aquella que tiene la mayor producción específica, que por lo visto anteriormente se correspondería al caso de una relación DC/AC de 1,092 (1.274 kWh/kW_p/año).

Sin embargo, hay una serie de cambios adicionales que se deben hacer en planta que son consecuencia directa de instalar más o menos potencia en la planta. Los más importantes y los que mayor peso tienen en el análisis económico que se va a llevar a cabo para la elección de una de las alternativas son las siguientes:

- **Alquiler del terreno.** Dado que instalar más o menos potencia implica ocupar más o menos área, para cada caso concreto se va a tener en cuenta el área que ocuparía la planta a la hora de calcular el alquiler del terreno.
- **Incentivos NYSERDA.** Como ya se ha comentado en la Introducción, estos son los incentivos que se otorgan para la construcción de las plantas, y están directamente relacionadas con la potencia en DC que se va a instalar.
- **Coste de las estructuras.** Parámetro que recoge la variación del coste de la estructura (material), pues conforme más potencia se instale, más estructura se va a necesitar.
- **Coste de los módulos.** Mismo caso que el anterior, solo que con los módulos en vez de con las estructuras.
- **Instalación mecánica.** Son los costes de la instalación de los módulos.

En la siguiente tabla se recogen estos costes, junto con los parámetros de análisis económico ya utilizados con anterioridad:

Tabla 14. Comparativa económica de distintas relaciones DC/AC a utilizar en la planta FV

	2,184 MW_{DC}	2,2932 MW_{DC}	2,4024 MW_{DC}	2,5116 MW_{DC}	2,6208 MW_{DC}	2,73 MW_{DC}
Relación DC/AC	1,092	1,1466	1,2012	1,2558	1,3104	1,365
Nº módulos	6.720	7.056	7.392	7.728	8.064	8.400
Prod. específica (kWh/kW_p/año)	1.274	1.274	1.271	1.265	1.255	1.244
Superficie ocupada (ac)	8,6	9,02	9,44	9,86	10,27	10,69
Alquiler terreno (\$/año)	8.600	9.020	9.440	9.860	10.270	10.690
Incentivo NYSERDA (\$)	1.024.441	1.075.663	1.126.885	1.178.107	1.229.329	1.280.551
Coste estructuras (\$)	190.042	199.544	209.046	218.548	228.050	237.552
Coste módulos (\$)	917.280	963.144	1.009.008	1.054.872	1.100.736	1.146.600
Instalación mecánica (\$)	208.320	218.736	229.152	239.568	249.984	260.400
Ebitda (\$)	4.378.684	4.661.528	4.931.893	5.188.078	5.424.064	5.651.322
Periodo de retorno (años)	11,06	10,43	9,91	9,48	9,14	8,84
VAN (\$)	-209.220	-107.167	-11.696	76.296	153.631	226.364

Fuente: Elaboración propia

Por los resultados obtenidos, se observa como en los 3 primeros casos el VAN es negativo, por lo que quedan automáticamente descartados, pues un VAN negativo indica que al final del ciclo de vida de la planta se ha perdido dinero, por lo que la inversión no interesa. Para ver más claramente estos resultados, se han dibujado en la siguiente figura:

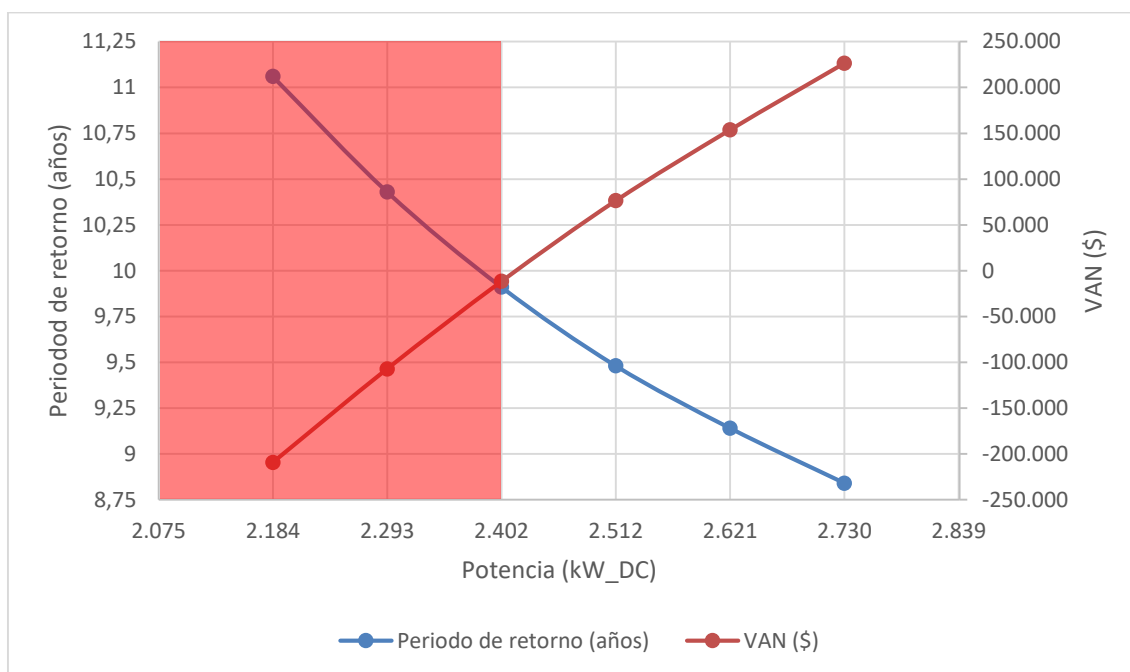


Figura 16. Periodo de retorno y VAN según distintas relaciones DC/AC

Fuente: Elaboración propia

Aquí se observa con mucha más claridad cómo el aumento de la relación de potencias DC/AC implica también un aumento paulatino del VAN, a la vez que una disminución del periodo de retorno de la planta, pues son inversamente proporcionales. Por tanto, y vistos los resultados obtenidos, el caso más favorable sería el de la mayor relación de potencias, con una potencia instalada de 2.730 kW_{DC}, es decir, el caso original.

Cabe recordar que, según la evolución de las gráficas, cabría esperar aún más beneficios económicos en caso de instalar todavía más potencia en DC, pero al estar limitados por la superficie disponible, en este caso concreto esto no es posible. Para otros casos y otras distribuciones de plantas, habría que estudiar los casos concretos.

2.1.6. Configuración de strings

En este punto se van a razonar las distintas formas de configurar los strings de módulos, justificando por un lado el número de módulos de cada string, y después la cantidad de strings que los cuadros de agrupación van tener. Pero antes que nada, se va a volver a hacer mención al tipo de mediciones existentes en NY para las plantas FV ya descritos en la sección 1.3.

Generalmente, en Europa, la configuración eléctrica a la salida de los inversores es trifásica sin neutro, pues la propia concepción del equipo hace que no sea necesario este cable. Sin embargo, en EEUU, o por lo menos en el estado de NY, el operador de red exige una conexión trifásica con neutro a la salida del inversor. Esto ha hecho que las empresas que diseñan las plantas con inversores centrales se hayan encontrado con dificultades para cumplir esta exigencia sobre el cable de neutro (e indirectamente la puesta a tierra de la instalación), pues el sector FV en este estado no está muy maduro. Normalmente la opción de añadir un cable de neutro al sistema de AC solo la tienen disponibles los inversores de string, mientras que los centrales suelen disponer únicamente de las 3 salidas de fase, pero no así de neutro.

Este hecho marca la primera de las grandes diferencias entre los proyectos de medición primaria con los de secundaria, pues los primeros van a tener inversores centrales, como es el caso de Dryden, mientras que los segundos van a tener inversores de string. Pero esto tiene también otras implicaciones, pues los 2 tipos de inversores no solo se diferencian en que unos consideran cable neutro y los otros no, sino que tienen otras distinciones técnicas, siendo una de ellas el voltaje de entrada máximo en DC. Los inversores de string tienen un voltaje máximo de 1.000 V_{DC}, mientras que los centrales llegan a los 1.500 V_{DC}.

Este voltaje de entrada es el que determinará el número máximo de módulos que se podrán conectar en serie para la formación de strings en las plantas, considerando para estos las condiciones más desfavorables en las que se va a obtener la máxima tensión de circuito abierto. Con esta tensión rondando los 50 V, valores típicos de módulos por string para plantas con inversores de string ronda los 18-19 módulos, mientras que para las plantas con inversor central los módulos suelen ser 27 o 28. El número exacto de módulos conectados en serie debe ser comprobado específicamente con otros datos como el rango de tensión de MPP del inversor, tensión de trabajo mínima y rango de corrientes de trabajo, entre otros, aunque también se deben tener aspectos prácticos, pues muchas veces interesa escoger un número par de módulos por string para cuadrarlos correctamente en las estructuras.

Ahora, una vez se tienen claras las dimensiones de los strings, se debe decidir qué hacer con ellos, o mejor dicho, cómo conectarlos. Una práctica que debe de tratarse siempre que las condiciones lo permitan es el conectar los strings simples en paralelo de 2 en 2, formando strings dobles. Se trata de una práctica que permite reducir la longitud de cable de string a la mitad, aunque conlleva un aumento de la sección del cable debido a que la corriente de ambos strings se va a sumar, lo cual también hará que los fusibles de protección pasen de 15 A a 30 A. En la siguiente figura se observa un ejemplo de cómo se conectan 2 módulos en paralelo. Análogamente el ejemplo serviría para la conexión de 2 strings simples en paralelo, solo que en los terminales positivo y negativo de cada lado corresponderían a los strings enteros y no a módulos individuales, tal y como muestra la figura:

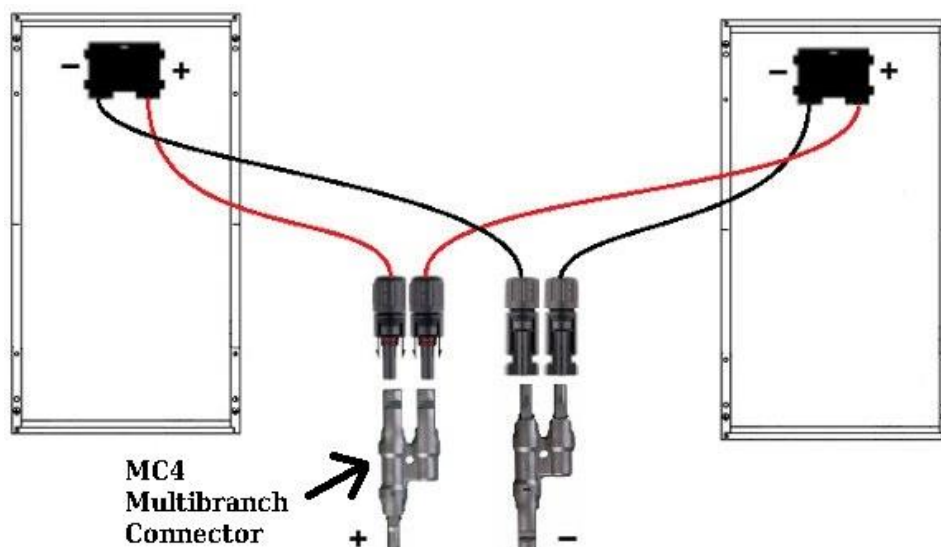


Figura 17. Ejemplo de uso de conectores FV dobles para la conexión de strings simples en paralelo [22]

Sin embargo, la instalación de strings dobles no siempre es posible, y de nuevo va a depender del tipo de inversor que se instale. Los conectores dobles de string no acarrear complicaciones en cuanto a disponibilidad se refiere, pero lo que sí que habría que comprobar es que el equipo al que se conecten los strings dobles admita la corriente máxima que puede pasar por los mismos. Normalmente, en las instalaciones en las que se utiliza inversor central no hay ningún problema para llevar a cabo strings dobles, pues dado que al final todos los strings van a parar a este inversor, su corriente debe de ser capaz de soportar la corriente total del array FV, por lo que en estos casos sí se puede elegir la opción de instalar strings dobles; pero no es el caso de los inversores de string, la mayoría de los cuales están diseñados para el conexionado de strings sencillos [23].

Dicho todo esto, se va a pasar a analizar la configuración de los strings de la planta de Dryden.

Para un número determinado de módulos, 8.400, y un número de módulos por string también determinado, 28, se obtiene que los strings sencillos que va a haber son 300. Dado que se trata de una planta diseñada con inversor central (por ser de medición primaria), se puede llevar a cabo la conexión de strings en parejas, dando lugar a un total de 150 strings dobles.

Obviamente, estos cables no se llevan directamente al inversor central, sino que pasan antes por unos cuadros de agrupación en los que se juntan varios strings y se tiene en la salida solo un par de cables de agrupación de mayor sección, que son los que finalmente salen hacia las entradas del inversor. El caso es que estos cuadros de agrupación pueden agrupar un rango amplio de strings: a menor número de strings/cuadro, mayor número de cuadros, pero menor cantidad de cable de agrupación, y viceversa.

La planta de Dryden ha sido diseñada con 13 cuadros: 12 cuadros con 12 strings dobles de entrada, y un cuadro con 6. Se van a estudiar un par casos alternativos, uno en el que se instalan 15 cuadros de agrupación con 10 strings dobles de entrada, y otro en el que se instalan 10 cuadros con 15 strings dobles de entrada. El objetivo de este análisis es la obtención de las cantidades necesarias de cable de agrupación para cada caso, para posteriormente cuando se lleve a cabo el análisis económico, determinar si el aumento del número de cuadros de agrupación compensa la disminución de la sección de susodicho cable.

Destacar que la sección del cable de salida de las cajas de agrupación es directamente proporcional a la cantidad de strings que se le conectan a la entrada. Por tanto, en los casos en los que hay más cuadros, también habrá más cable de agrupación, pero dado que a cada cuadro le llegan menos strings, la sección será menor. En la siguiente tabla se muestran los resultados de este análisis:

Tabla 15. Comparativa de distintas configuraciones de string

	10 cuadros	13 cuadros	15 cuadros
Strings simples/cuadro	30	12 cuadros de 24 / 1 cuadro de 12	20
Strings dobles/cuadro	15	12 cuadros de 12 / 1 cuadro de 6	10
Cableado de string (ft)	95.156	93.910	93.161
Cableado de agrupación (ft)	4.986	5.906	7.554
Sección del cable de agrupación (kcmil)	800 / 2x400	600	400

Fuente: Elaboración propia

Por los resultados obtenidos se puede ver, por un lado, que el cableado de string disminuye conforme aumenta el número de cuadros, si bien dicha disminución no es sustancial. Este hecho se debe a que cuantos más cuadros haya instalados, menos son las secciones de cable de string que tienen que pasar de una fila a otra. Estos tramos de cable, que van por zanja de una fila a otra, son los que determinan las diferencias en el cableado de string entre los 3 casos.

Por otro lado está el cable de agrupación, cuyas cantidades aumentan considerablemente al aumentar el número de cuadros (+18% de cable del caso de 13 cuadros respecto del de 10, y un +27% del caso de 15 respecto del de 13). Esto tiene su lógica, pues cabía esperar que el aumento de cuadros tuviese más impacto en el cable de agrupación que en el de string, pues el número de secciones de cables de string son fijas (150), mientras que las de agrupación son dependientes de los cuadros que haya en la instalación (2 por cuadro, 1 positiva y 1 negativa).

El objetivo de este análisis es ver cómo disminuye la sección del cable de agrupación en DC con el aumento de los cuadros. Esto ocurre porque dado que a cada cuadro le llegan menos strings cuando los cuadros aumentan, la intensidad de entrada es menor, por lo que como a la salida también es menor, las secciones del cable de agrupación disminuyen, tal y como se observa en la Tabla 15.

Lo único es que hay un problema con el caso de 10 cuadros. Usualmente, los cuadros de agrupación DC, al igual que todos los equipos eléctricos, tienen un rango de secciones que se pueden conectar a sus entradas y salidas. En este caso, la salida de estos cuadros suele ser de 600 kcmil (aprox. 300 mm²), lo que hace que la conexión de 800 kcmil sea inviable. La alternativa: duplicar los cables de salida, poniendo 2 cables de positivo y 2 de negativo, con sección de 400 kcmil cada uno, lo que equivale a decir que habría 2 sets de cable de salida en vez de 1 solo como en los otros 2 casos.

Hay una cosa que siempre se debe comprobar, y es que el NEC establece unos límites de llenado de tubo, que es del 31% cuando van 1 o 2 cables por dentro, o del 40% cuando van 3 o más. En estos casos, de poderse utilizar el cable de 800 kcmil con 10 cuadros, el diámetro tendría que haber sido de 4", mientras que para los casos de 13 y 15 cuadros es de 3". Al tener que utilizarse 4 cables de 400 kcmil, el tubo puede ser el mismo que en los otros 2 casos, de 3". Es cierto que, si bien es verdad que el NEC establece esos valores de llenado como límite, es algo flexible con el cumplimiento de los mismos, pues no es algo que luego se revise en planta y pasarse un 5% de los límites marcados no es eléctricamente inviable.

Con todo esto, se presenta a continuación la comparativa económica descrita y analizada en esta sección:

Tabla 16. Comparativa económica según el número de cuadros de agrupación utilizados

	10 cuadros	13 cuadros	15 cuadros
Coste total cuadros (\$)	13.200	16.445	18.300
<i>Nº cuadros (ud)</i>	10	13	15
<i>Coste cuadros - material (\$/ud)</i>	995	965	945
<i>Coste cuadros - instalación (\$/ud)</i>	325	300	275
Coste total cable de string 10 AWG (\$)	44.152	43.574	43.227
<i>Longitud cable de string 10 AWG (ft)</i>	95.156	93.910	93.161
<i>Coste unitario cable de string 10 AWG - material (\$/ft)</i>	0,194	0,194	0,194
<i>Coste unitario cable de string 10 AWG - instalación (\$/ft)</i>	0,270	0,270	0,270
Coste total cable de agrupación (\$)	35.201	26.990	26.666
<i>Nº de sets x sección (kcmil)</i>	2x400	1x600	1x400
<i>Longitud cable de agrupación (ft)</i>	9.972	5.906	7.554
<i>Coste unitario cable de agrupación - material (\$/ft)</i>	1,35	1,84	1,35
<i>Coste unitario cable de agrupación - instalación (\$/ft)</i>	2,18	2,73	2,18
Coste total tubo PVC 3 in (\$)	11.343	13.436	17.185
<i>Longitud tubo PVC 3 in (ft)</i>	2.493	2.953	3.777
<i>Coste unitario tubo PVC 3 in - material (\$/ft)</i>	1,36	1,36	1,36
<i>Coste unitario tubo PVC 3 in - instalación (\$/ft)</i>	3,19	3,19	3,19
TOTAL (\$)	103.897	100.446	105.378

Fuente: Elaboración propia

Con los resultados de la tabla anterior se ve que el caso más económico es el de la planta base, con 13 cuadros de agrupación. Observando los otros resultados, cabría deducir que, dado que el caso de 15 cuadros es más caro que el de 13, el de 10 cuadros hubiese sido el más económico, suponiendo una proporcionalidad directa con el número de cuadros y los costes estudiados aquí. Sin embargo, el hecho de haber tenido que poner 1 set de cables más a la salida de esos cuadros ha hecho que el coste no sea el menor de los 3, aunque es prácticamente el mismo que el del caso de los 15 cuadros. De haber tenido la posibilidad de conectar cables de 800 kcmil a la salida, muy probablemente hubiese sido la alternativa más barata.

Aquí es interesante comentar que, por cuestiones económicas, y más o menos por lo que se ha deducido de los resultados de la Tabla 16, interesa tener el menor número de cuadros posible. Sin embargo, también interesa tener la generación lo más distribuida posible, es decir, con el mayor número de cuadros de agrupación posible, porque así, en caso de saltar las protecciones o en caso de ocurrir cualquier problema con los módulos o con cualquier equipo de la parte de DC, tener más cuadros permite aislar mucho mejor el problema, permitiendo así que el resto de la planta siga produciendo mientras se soluciona dicho problema.

Además de esto, el mayor número de cuadros permite un seguimiento mucho más detallado de la producción gracias a que se puede monitorizar mediante el SCADA partes más pequeñas de la planta, lo cual es interesante por cuestiones de operación y mantenimiento. Al final, lo que se suele hacer es un punto intermedio entre ambos, que es precisamente el resultado que se ha obtenido en este análisis, por lo que se mantendrá la configuración original de 13 cuadros de agrupación en DC.

2.1.7. Ubicación de los equipos principales

Además de tener en cuenta todos los criterios de diseño expuestos hasta ahora, es también muy importante determinar la ubicación de los equipos principales dentro de la instalación. Normalmente, la localización de estos equipos va a estar influenciada en gran parte por la forma de la planta y las limitaciones específicas que tiene. Por ejemplo, en muchas es muy común encontrarse con zonas de humedales o *wetlands* por todo el estado de NY. Se trata de terreno que tiende a acumular agua y que las legislaciones locales de cada condado especifican que debe dejar una determinada distancia a ellos para construir. Esto hace que muchas veces las ubicaciones de los equipos no sean las ideales.

En la Figura 18 se muestra la imagen de un plano en el que se representan los *wetlands* ubicados en las inmediaciones de la planta de Dryden, que en este caso están situados al noreste de las plantas, y no afectan en gran medida a la configuración de las plantas, en el sentido de que no afectan a la regularidad de las mismas:



Figura 18. Imagen que muestra los *wetlands* cercanos a la planta de Dryden

Fuente: Antara Soluciones Técnicas, S. L.

De todas formas, se deben tener claras las consecuencias que implica la colocación de los equipos en una zona de la planta u otra. En este subapartado se van a estudiar 3 distribuciones distintas sobre el modelo de la planta de Dryden original: ubicación de las zanjas de baja tensión, ubicación de los cuadros de agrupación de AC, y ubicación de la losa de hormigón con los equipos más grandes (inversor central y transformador).

2.1.7.1. Ubicación de las zanjas de baja tensión/cuadros de agrupación

Usualmente se intenta que todos los strings que conecten a un mismo cuadro de agrupación estén situados en la misma fila en la que esté ubicado dicho cuadro, con el fin de minimizar los tramos de cable que pasan de fila a fila. Puesto que para que no haya ningún tramo de cable de string que tenga que ir a otras filas habría que colocar un cuadro de agrupación en cada fila y esto casi nunca es posible, estos tramos de cable se deben de gestionar de alguna forma para poder pasarlos a la fila que toque. La forma más común de hacer esto es excavando zanjas y pasando los cables por ellas¹⁰.

La ubicación de estas zanjas debe ser tal que por un lado, minimice la cantidad de tubo, y consecuentemente cable, que se va a usar, pero también debe tener en cuenta criterios constructivos. Uno de los primeros trabajos que se llevan a cabo a la hora de construir plantas FV es el hincado de los postes para las estructuras. Esto lo lleva a cabo una máquina llamada hincadora, que puede variar de tamaño y características dependiendo del tipo de postes a hincar (hay algunos que se amartillan directamente en el terreno, otros que son helicoidales, y otros que se deben fijar con hormigón, pero estas son solo para terrenos duros o muy poco estables):



Figura 19. Imagen de una hincadora de estructuras FV

Fuente: Antara Soluciones Técnicas, S. L.

¹⁰ Según las exigencias del inversionista para el proyecto de Dryden, todo el cableado que pase por zanjas debe de ir por tubo. Según el NEC, el cable de las plantas FV que va por zanjas puede ir directamente enterrado, siempre y cuando esté diseñado para ello.

El caso es que otra de las primeras tareas a llevar a cabo es la excavación de las zanjas. Aquí viene el problema. Dependiendo del tipo de estructuras y sobre todo, de la distancia que hay entre las hincas de las mismas y su altura respecto del suelo, existe la posibilidad de que la excavadora no pueda pasar correctamente entre las hincas para excavar las zanjas. Pero el problema también está a la inversa: si primero se lleva a cabo la excavación y si las zanjas son muy anchas y la máquina hincadora tiene ruedas pequeñas y no tiene orugas, siendo esta última opción la recomendable, tampoco podrá pasar por encima de las zanjas y el proceso de hincado se retrasará.

Para evitar todos estos problemas se deben coordinar muy bien ambos trabajos, y sobre todo se debe tener en cuenta a la hora del diseño cómo se debería proceder con los mismos. Aquí entra en juego la decisión de dónde colocar las zanjas. La decisión óptima en cuanto a la construcción sería colocar las zanjas lo más pegadas a un lado de las filas, de forma que pasen justo por debajo de los cuadros de agrupación y puedan recoger los cables y tubos de forma más directa. Así también se permite que, en caso de no poder pasar la excavadora entre los postes, se puedan colocar al final solo los últimos postes de cada fila, permitiendo a la excavadora hacer las zanjas.

Esto es el caso de la mayoría de las plantas, y también es el caso de la planta de Dryden. Sin embargo, desde el punto de vista de optimizar los costes, el hecho de colocar las zanjas en un lateral de la planta hace que la distancia del cableado de string no sea la mínima. En caso de conseguir coordinar los trabajos civiles para que las zanjas se puedan excavar a la vez que se van colocando las hincas y ambos trabajos no se estorban y no se vean ralentizados, se debería optar por la colocación de dichas zanjas por la mitad de las filas. Obviamente, la colocación de las zanjas por la mitad de las filas implica que los cuadros de agrupación de DC también se sitúen sobre las zanjas, pues de esta forma se aprovecha la misma zanja para pasar el cable de string y para el de agrupación:

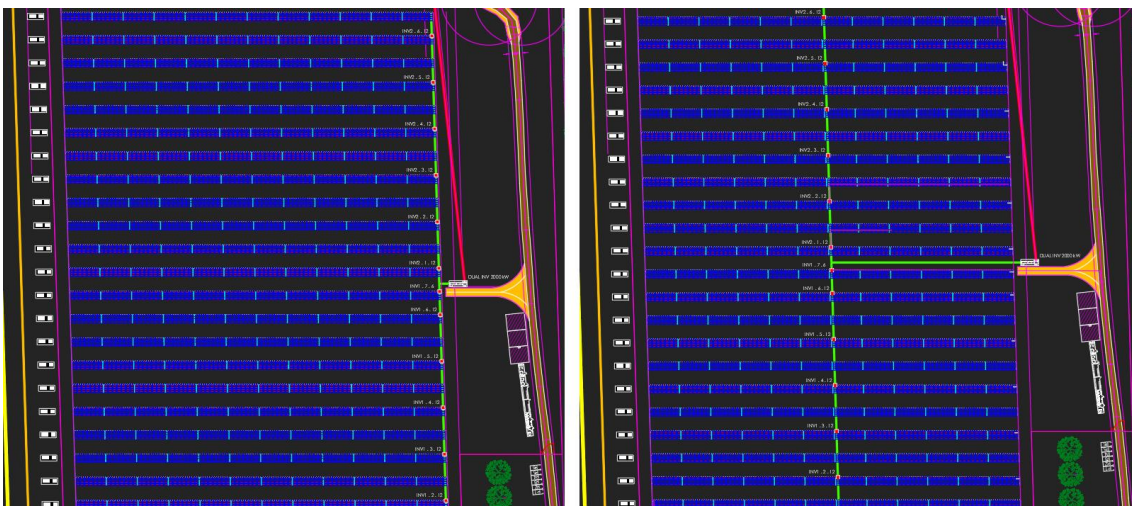


Figura 20. Vista preliminar de la zanja colocada en el lateral de la planta (izquierda) vs la zanja pasando por el medio (derecha)

Fuente: Elaboración propia

Las diferencias que se obtienen de excavar las zanjas en un lateral a excavarlas por mitad de las filas se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 17. Comparativa de ubicación de zanjas

	Lateral	Mitad de filas
Cableado de string (ft)	93.910	55.859
Cableado de agrupación (ft)	5.906	12.838
Zanjas (ft)	837	1.103

Fuente: Elaboración propia

Por los resultados obtenidos se puede observar que la disminución del cable de string es significativa, con una reducción de algo más del 40%, simplemente con mover la zanja al centro. Esta reducción se debe al hecho de que estando ubicados los cuadros de combinación en el centro de las filas, las longitudes de cable de string máximas son iguales a la mitad de la fila, mientras que en el caso en el que están en el lateral son iguales a la longitud total de la fila.

Sin embargo, esta modificación conlleva algo negativo, y es que el hecho de desplazar los cuadros al centro de las filas hace que el cable de agrupación que va desde los cuadros hacia los inversores aumente considerablemente, aumentando en este caso aproximadamente un 217% (más del doble). Este hecho hay que tenerlo muy en cuenta, pues el cable de string tiene una sección bastante menor que el cable de agrupación, lo cual al final repercute en el precio definitivo. Con ello, se presentan los resultados económicos en la siguiente tabla:

Tabla 18. Comparativa económica según la ubicación de las zanjas

	Lateral	Mitad de filas
Coste total cable de string 10 AWG (\$)	43.574	25.919
<i>Longitud cable 10 AWG (ft)</i>	<i>93.910</i>	<i>55.859</i>
<i>Coste unitario cable 10 AWG - material (\$/ft)</i>	<i>0,194</i>	<i>0,194</i>
<i>Coste unitario cable 10 AWG - instalación (\$/ft)</i>	<i>0,270</i>	<i>0,270</i>
Coste total cable de agrupación 600 kcmil (\$)	26.990	58.670
<i>Longitud cable de agrupación 600 kcmil (ft)</i>	<i>5.906</i>	<i>12.838</i>
<i>Coste unitario cable de agrupación 600 kcmil - material (\$/ft)</i>	<i>1,84</i>	<i>1,84</i>
<i>Coste unitario cable de agrupación 600 kcmil - instalación (\$/ft)</i>	<i>2,73</i>	<i>2,73</i>
Coste total tubo PVC 3 in (\$)	13.436	29.206
<i>Longitud tubo PVC 3 in (ft)</i>	<i>2.953</i>	<i>6.419</i>
<i>Coste unitario tubo PVC 3 in - material (\$/ft)</i>	<i>1,360</i>	<i>1,360</i>
<i>Coste unitario tubo PVC 3 in - instalación (\$/ft)</i>	<i>3,190</i>	<i>3,190</i>
Coste total zanjas BT (\$)	7.366	9.706
<i>Longitud zanjas BT - 36 in prof. x 42 in ancho (ft)</i>	<i>837</i>	<i>1.103</i>
<i>Coste zanjas BT - 36 in prof. x 42 in ancho (\$/ft)</i>	<i>8,80</i>	<i>8,80</i>
TOTAL (\$)	91.366	123.501

Fuente: Elaboración propia

Aquí queda patente que el desplazar la zanja de BT al centro de las filas es una alternativa más cara que mantenerla en el lateral. Esto es así porque, tal y como se puede observar en la tabla de arriba, a pesar de que el coste total del cable de string disminuye casi a la mitad, todos los demás costes (cable de agrupación, tubo de PVC y zanjas) aumentan, lo cual, a nivel global, hace que la opción original de mantener la configuración de las zanjas en el lateral de la planta con el fin de minimizar el cable de agrupación, con una sección muchísimo más grande que el de string, sea la opción más económica.

2.1.7.2. Ubicación de losa de hormigón/inversores

Siguiendo la misma línea que en el punto anterior, se va a ver cuáles son los criterios para la ubicación de la losa de hormigón en las plantas FV. Aquí se debe tener en cuenta que la instalación de la losa de hormigón requiere, por un lado, la fácil maniobrabilidad de la excavadora en los alrededores del mismo, por lo que se debe dejar un espacio mínimo entre la losa y las filas. Por otro lado, hay que considerar todos los vehículos que tengan trabajos en la losa, que son la hormigonera que va a verter el hormigón, y por otro lado, camiones o grúas que transporten todos los equipos grandes a instalar en la losa, en este caso inversores y transformador.

El hecho de que los vehículos deben tener acceso directo a la losa significa que los caminos de acceso desde la carretera deben llegar a la ubicación de dicha losa. Esto hace que siempre que es posible se elige ubicar la losa en un lateral de la planta, lo más cerca posible de los caminos, pero intentando minimizar a su vez la distancia de dicho recorrido y de la zanja de media tensión.

De hecho, este criterio para la ubicación de las losas de hormigón es bastante lógico y facilita el proceso de construcción considerablemente. Sin embargo, dado que aquí se buscan alternativas a lo que se hace, se ha considerado, teniendo en cuenta los resultados del punto anterior, la posibilidad de colocar la losa en el centro de la planta. Esto no es un cambio tan simple como lo era el desplazar los cuadros de agrupación, pues estos van atornillados a la estructura y se pueden desplazar sin problema a lo largo de la misma.

Cuando se trata de la losa de hormigón se deben considerar varias cosas importantes:

- Primero, el hecho de desplazar al centro de la planta la losa de hormigón hace necesario que se debe construir un camino o por lo menos reacondicionar el terreno para el paso adecuado de los vehículos que deban descargar equipos sobre la misma, y la construcción de estos terrenos también tiene unos costes para nada despreciables.
- Segundo, cabe destacar que la localización de la losa de hormigón también afecta a los 2 tipos principales de cable que van a los equipos situados en ella. Por un lado, al cable de agrupación que conecta los cuadros de agrupación a los inversores, y por otro lado al cable de media tensión que va del transformador a los postes de media. Modificar la localización de la losa implica siempre aumentar la longitud de cableado de un tipo y la reducción del otro.
- Por último, se debe tener en cuenta que el cable de media tensión, que también va por zanja, verá modificada su trayectoria al desplazarse la losa. En la planta base partía de la losa y recorría todo el lateral de la planta hasta los postes de distribución. Sin embargo, al trasladar la losa al centro se debe decidir qué hacer para gestionar esta zanja:

- Opción 1. Se podría excavar una continuación de la zanja en paralelo a la extensión del camino de acceso hasta la losa. Esto hace que ambas longitudes, tanto la del cable de media como la de su zanja, aumenten.
- Opción 2. Dado que ya se ha explicado la factibilidad de la excavación de las zanjas para el cable de agrupación para que pasen por el centro de las filas, se podría aprovechar el tramo de zanja de la mitad norte de la planta para pasar también el cable de media. De esta forma se ahorra, por un lado, tramo de zanja a excavar, pues tanto el cable de agrupación y de string como el de media compartirán zanja¹¹, y por otro, longitud de cable de media, pues se evitará el tener que dar la vuelta a la planta por el lateral para conectar a los postes de distribución.

De las 2 opciones presentadas se va a elegir la segunda, dadas las ventajas que presenta respecto a la primera:



Figura 21. Vista preliminar de la losa colocada en el lateral de la planta (izquierda) vs la losa en el medio de la planta (derecha) con la zanja por el medio en ambos casos

Fuente: Elaboración propia

Los resultados obtenidos de las mediciones realizadas se presentan en la Tabla 19. En la opción de “lateral”, se han realizado las mediciones sobre la configuración de la planta original de Dryden, con la única diferencia de que la zanja de BT se ubica en el centro de la planta (ver sección anterior). En la opción “centro de planta”, se han situado tanto las cajas de agrupación como la losa y las zanjas de media por el centro de la planta. La opción de colocar la losa en el centro y dejar las cajas de agrupación en su posición original en el centro ha sido descartada a priori porque haciendo esto no se gana nada. De hecho, lo que se consigue es aumentar tanto las longitudes del cable de agrupación como las del de media tensión. Es por ello por lo que se ha optado directamente por colocar tanto cajas de agrupación como losa en el centro.

¹¹ El hecho de meter un tipo de cable más por la misma zanja puede hacer que cambien ligeramente las dimensiones de la misma, bien en profundidad o bien en anchura, pero estos cambios no suelen repercutir sustancialmente en la construcción de la planta.

Tabla 19. Medidas principales con la losa de hormigón situada en el centro de la planta

	Lateral	Centro de planta
Cable de agrupación (ft)	12.838	5.716
Cable de media tensión (ft)	2.142	1.903
Camino de acceso (ft)	1.057	1.341

Fuente: Elaboración propia

Con los resultados obtenidos se ha determinado que el ahorro en cable de agrupación colocando la losa en el centro es del 55%. El cable de media también disminuye gracias al hecho de pasarlo por la zanja del cable de agrupación, el cual se reduce aproximadamente un 11%. Por el contrario, la cantidad de camino a construir aumenta un 26%. Es importante puntualizar que la cantidad de camino medida se corresponde únicamente al necesario para acceder desde la carretera, situada al sur de la planta, hasta la losa de la planta estudiada. A pesar de que en el proyecto de Dryden hay 2 plantas, dado que el estudio se realiza solo sobre la más grande, se consideran solo las obras necesarias para ella. La siguiente tabla recoge un resumen de los costes económicos de cada uno de los casos:

Tabla 20. Comparativa económica según la ubicación de la losa de hormigón

	Lateral	Centro de planta
Coste total cable de agrupación 600 kcmil (\$)	58.670	26.122
<i>Longitud cable de agrupación 600 kcmil (ft)</i>	12.838	5.716
<i>Coste unitario cable de agrupación 600 kcmil - material (\$/ft)</i>	1,84	1,84
<i>Coste unitario cable de agrupación 600 kcmil - instalación (\$/ft)</i>	2,73	2,73
Coste total tubo PVC 3 in - cable agrupación (\$)	29.206	13.004
<i>Longitud tubo PVC 3 in (ft)</i>	6.419	2.858
<i>Coste unitario tubo PVC 3 in - material (\$/ft)</i>	1,36	1,36
<i>Coste unitario tubo PVC 3 in - instalación (\$/ft)</i>	3,19	3,19
Coste total cable de MT 500 kcmil, 15 kV (\$)	24.291	21.581
<i>Longitud cable de MT 500 kcmil, 15 kV (ft)</i>	2.142	1.903
<i>Coste unitario cable de MT 500 kcmil, 15 kV - material (\$/ft)</i>	6,13	6,13
<i>Coste unitario cable de MT 500 kcmil, 15 kV - instalación (\$/ft)</i>	5,21	5,21
Coste total tubo PVC 5 in - cable MT (\$)	18.293	16.252
<i>Longitud tubo PVC 5 in (ft)</i>	2.142	1.903
<i>Coste unitario tubo PVC 5 in - material (\$/ft)</i>	2,65	2,65
<i>Coste unitario tubo PVC 5 in - instalación (\$/ft)</i>	5,89	5,89
Coste total caminos de acceso (\$)	24.311	30.843
<i>Longitud caminos de acceso (ft)</i>	1.057	1.341
<i>Coste caminos de acceso (\$/ft)</i>	23,00	23,00
Coste total zanjas BT (\$)	9.706	3.758
<i>Longitud zanjas BT - 36" prof. x 42" ancho (ft)</i>	1.103	427
<i>Coste zanjas BT - 36" prof. x 42" ancho (\$/ft)</i>	8,80	8,80
Coste total zanjas MT (\$)	3.643	167
<i>Longitud zanjas MT - 36" prof. x 42" ancho (ft)</i>	414	19
<i>Coste zanjas MT - 36" prof. x 42" ancho (\$/ft)</i>	8,80	8,80
Coste total zanjas BT+MT (\$)	0	3.699
<i>Longitud zanjas BT+MT - 42" prof. x 42" ancho (ft)</i>	0	411
<i>Coste zanjas BT+MT - 42" prof. x 42" ancho (\$/ft)</i>	9,00	9,00
TOTAL (\$)	168.121	115.425

Fuente: Elaboración propia

Viendo los costes totales de cada caso, queda más que claro que la alternativa de desplazar todas las zanjas junto con la losa de hormigón al centro de la planta es mucho más económica que la de dejar la losa en el lateral. En concreto, es aproximadamente un 30% más barata (unos 53.000 \$), correspondiéndose la mayor parte de los ahorros a los cables de agrupación y los tubos de PVC por los que pasan estos.

Esta disminución compensa con creces el aumento de los caminos de acceso a construir, que es el único gasto que aumenta, mientras que las zanjas de BT+MT, a pesar de tener un coste algo mayor que las de solo BT o MT, a nivel global también tiene un coste menor por disminuir su cantidad.

2.2. CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

En este apartado se va a hablar de algunos aspectos relacionados con los procesos de construcción y, en concreto, aquellos cuyo cambio de metodología permitiría, de la misma forma que los criterios de diseño previamente explicados, permitir una reducción del coste y tiempo necesarios para llevar a cabo las instalaciones FV. La estructura es similar al del apartado de diseño: primero se analizarán técnicamente las propuestas de mejora, y una vez descritas se hará una comparativa económica entre ellas.

2.2.1. Internalización de la instalación eléctrica

Una de las partidas con más peso en una instalación FV conectada a red suele ser la correspondiente a la mano de obra utilizada para su construcción. En EEUU, pero sobre todo en el estado de NY, los precios de mano de obra suelen ser bastante elevados, destacando los relacionados con los trabajos eléctricos. Esto, entre otras razones, es debido a que el mercado FV a gran escala está muy poco desarrollado en NY, razón que hace que las empresas que se ofrecen para llevar a cabo dichos trabajos ofrezcan un precio bastante alto en comparación con los mismos trabajos pero en otros estados.

Top paying States for this occupation:

State	Employment (1)	Employment per thousand jobs	Location quotient (9)	Hourly mean wage	Annual mean wage (2)
Hawaii	3,470	5.48	1.24	\$37.50	\$77,990
District of Columbia	1,190	1.68	0.38	\$37.18	\$77,330
Alaska	1,610	5.04	1.14	\$37.10	\$77,180
New York	41,920	4.55	1.03	\$36.77	\$76,480
Illinois	22,810	3.85	0.87	\$35.58	\$74,010

Figura 22. Lista de los 5 estados de EEUU con los salarios más altos de los electricistas [24]

Obviamente, el hecho de contratar una empresa eléctrica para llevar a cabo esos trabajos hace que el contratista pague más pero le permite ahorrar tiempo. Este ahorro de tiempo está medido en relación a la alternativa a esta opción, y es que en caso de no contratar a una empresa especializada en trabajos eléctricos, lo que se puede hacer es contratar a personal propio, formado o sin formar, para llevar a cabo dichos trabajos.

Desde luego, la opción fácil y la que se suele elegir actualmente es la de contratar directamente a una empresa, pues te aseguras de que la empresa disponga casi inmediatamente de personal para empezar las obras (o según se acuerde en el contrato). Sin embargo, la opción de contratar a personal propio, aún con el impedimento de tener que formarlo, lo que conlleva tiempo, suele salir bastante más rentable. El precio de la mano de obra que ofrecen las empresas eléctricas para los trabajos en planta suele ser bastante más alta que los salarios medios mostrados en la Figura 22, pudiendo llegar a rondar los 60-65 \$ por hora-hombre.

Además, una vez se forme al personal por primera vez ya no va a necesitar más formación. Otra ventaja es que dado que es personal que se tiene contratado, se puede enviar sin problema de unos proyectos a otros, cuando las empresas solo lo van a permitir si tienen personal que no esté asignado en esos momentos a ningún proyecto y esté dentro de la zona de trabajo de la empresa, pues si es una empresa pequeña, no aceptará encargos en los que el desplazamiento sea importante. O sí, pero con el consecuente sobrecoste.

Otro punto importante que comentar es sobre la mano de obra disponible. Cuando se habla de NY la primera imagen que le aparece en la cabeza a uno es la de una metrópolis, “la ciudad que nunca duerme”. Nada más lejos de la realidad. El estado de NY está cubierto en un 63% por bosques [25], considerándose la inmensa mayoría del estado como zona rural, que es la zona conocida como “*Upstate New York*”.

El caso es que en esta parte menos poblada de NY, los negocios y empresas se suelen desarrollar más a nivel local, con unas pocas de más renombre que llegan a operar por todo el estado. Dado que esta es además la zona en la que se suelen aprobar los permisos para la construcción de plantas FV de gran tamaño, es de esperar que, en caso de optar por la selección de personal propio para los trabajos eléctricos, la posibilidad de contratar a trabajadores de la zona en la que se esté construyendo el proyecto sea muy alta.

Obviamente, esto no se puede hacer para todo el personal que se vaya a contratar. Debe de haber un mínimo de trabajadores, que estén permanentemente contratados por la empresa para que sepan cómo se deben de llevar a cabo los trabajos, cuáles son y qué exigencias se requieren para llevarlos a cabo. Estos puestos suelen ser los de *project manager* y *construction manager*, además de tener a algún trabajador con experiencia en el campo de la electricidad, preferiblemente en el de solar FV.

La lista de trabajos eléctricos que se deben llevar a cabo no es muy variable, con algunos pequeños cambios de un proyecto a otro dependiendo de las especificaciones concretas del mismo. Para los proyectos de medición primaria, los trabajos eléctricos más destacados son:

- Conexionado de módulos¹².
- Instalación de cajas de agrupación de DC, tanto la colocación sobre las estructuras soporte como su conexionado eléctrico.
- Instalación de todo el cableado de la planta: string, agrupación, media tensión, comunicación, de tierra y auxiliares.
- Instalación del inversor central y transformador sobre sus respectivas losas de hormigón, tanto su colocación y fijación sobre las mismas como sus conexionados eléctricos.
- Instalación de la estación meteorológica y sistema de adquisición de datos, tanto colocación y fijación como conexionado.
- Puesta en marcha de toda la parte eléctrica, conocida en inglés como *commissioning*.

¹² En general, la instalación de los módulos suele ser una tarea de la que se encarga la propia empresa de estructuras, mientras que el conexionado va aparte.

Teniendo en cuenta estos trabajos, y los precios unitarios medios que se suelen pagar por cada uno de ellos, se presenta a continuación una tabla en la que se resumen los costes por los trabajos eléctricos en caso de subcontratarlos a una empresa eléctrica:

Tabla 21. Costes de los trabajos eléctricos según precios unitarios de empresas eléctricas

Trabajos eléctricos	Unidad	Cantidad	Precio unitario (\$/ud)	Coste total (\$)
Instalación cable de string 10 AWG	FT	95.378	0,27	25.752
Instalación cable de agrupación 600 kcmil	FT	5.906	2,73	16.123
Instalación conectores FV simples	UD	300	4,5	1.350
Instalación conectores FV dobles	UD	300	2	600
Conexionado de módulos	UD	8.400	1,36	11.424
Instalación cable de tierra desnudo de Cu	FT	925	0,68	629
Instalación cable de MT 500 kcmil, 15 kV	FT	5.850	5,21	30.479
Montaje, instalación, y puesta en marcha de las caja de agrupación de BT	UD	13	300	3.900
Montaje, instalación, y puesta en marcha del inversor central	UD	1	3.400	3.400
Montaje, instalación, y puesta en marcha del transformador	UD	1	1.800	1.800
Montaje, instalación, y puesta en marcha de los equipos auxiliares	UD	1	550	550
TOTAL (\$)				96.007

Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, para poder analizar correctamente los costes de estos mismos trabajos cuando se llevan a cabo por personal propio, la forma de enfocarlo debe de cambiar un poco. El caso es que cuando se trata de personal propio, la forma en la que se presupuestan los trabajos no es en \$ por unidad de trabajo, sino en \$ por hora de trabajo por cada trabajador (\$/hora-hombre). Esto hace que se deban obtener unos valores aproximados de los que se tarda en llevar a cabo una unidad de trabajo para cada una de las tareas de la lista de trabajos eléctricos.

También es muy importante tener en cuenta los trabajadores que van a llevar a cabo estos trabajos. Para este análisis se va a considerar que para cada tarea colaboran simultáneamente 2 trabajadores, uno de ellos con el título de electricista, y otro que va a estar contratado con la denominación de ayudante de electricista. De esta forma, se está asegurando que una de las personas va a estar especializada en los trabajos y va a saber muy bien las tareas que lleva a cabo, y la otra, aunque no tan preparada como la primera, va a poder echar un cable a la primera realizando una parte de la faena y así agilizar los trabajos.

Bien es cierto que al contratar a 2 personas, aunque hace que los tiempos se reduzcan a la mitad, implica que se debe de pagar un salario adicional. Lo que ocurre en este caso es que el ayudante de electricista tiene un sueldo algo menor que el electricista principal, lo cual hace interesante contratarle antes que dejar que el electricista haga toda la faena. El precio que se va a utilizar para el electricista principal es el de la Figura 22, 36,77 \$/h-h. Por otro lado, para el ayudante de electricista se va a considerar un precio de 21,6 \$/h-h.

Dicho esto, se presenta en la siguiente tabla el desglose de los costes de los trabajos eléctricos cuando los lleva a cabo personal propio:

Tabla 22. Costes de los trabajos eléctricos según precios unitarios de trabajadores eléctricos (internalizando los trabajos)

Trabajos eléctricos	Unidad	Cantidad	Horas-hombre/ud	Horas-hombre	Coste total (\$)
Instalación cable de string 10 AWG	FT	95.378	0,005	476,9	13.918
Instalación cable de agrupación 600 kcmil	FT	5.906	0,065	383,9	11.204
Instalación conectores FV simples	UD	300	0,045	13,5	394
Instalación conectores FV dobles	UD	300	0,02	6,0	175
Conexión de módulos	UD	8.400	0,025	210,0	6.129
Instalación cable de tierra desnudo de Cu	FT	925	0,035	32,4	945
Instalación cable de MT 500 kcmil, 15 kV	FT	5.850	0,125	731,3	21.342
Montaje, instalación, y puesta en marcha de las caja de agrupación de BT	UD	13	1	13,0	379
Montaje, instalación, y puesta en marcha del inversor central	UD	1	35	35,0	1.021
Montaje, instalación, y puesta en marcha del transformador	UD	1	20	20,0	584
Montaje, instalación, y puesta en marcha de los equipos auxiliares	UD	1	16	16,0	467
TOTAL (\$)					56.558

Fuente: Elaboración propia

Con los resultados obtenidos se puede ver que internalizar la instalación eléctrica sale bastante más barato que subcontratarla a una empresa especializada, en concreto, más de 39.000 \$ más barato (aproximadamente un 41%). Con estos resultados queda patente que esta es una medida que afecta bastante a los costes para la instalación eléctrica de las plantas, por lo que interesa mucho optar por esta opción antes que subcontratar a otras empresas.

Solo hay que tener en cuenta una cosa importante. Ya se ha comentado al principio de esta sección, pero en caso de elegir internalizar la instalación eléctrica, se debe tener de alguna manera la formación del personal. Aquí se pueden dar 2 casos: uno, en el que el personal contratado ya tenga experiencia en el sector y no necesite formación (esto equivale a salarios algo más altos), y otro, en el que el personal necesite preparación para familiarizarlos con los trabajos específicos que van a llevar a cabo en la planta.

Se suele optar siempre por la segunda opción, y para tener en cuenta esta formación, suponiendo que la construcción de la planta de Dryden es el primer proyecto que lleven a cabo, se debe de considerar un sobrecoste. Este sobrecoste se puede interpretar de 2 maneras, bien como el coste de los cursos de preparación previos a la realización de los trabajos, o bien como el sobrecoste que viene a raíz de tardar más para realizar los trabajos, suponiendo que en vez de cursos preparatorios a los trabajadores se les forma in situ, lo que conlleva más horas para realizar los trabajos, y consecuentemente, el sobrecoste del que se está hablando.

Se considere un modo u otro, al final el sobrecoste acabará siendo prácticamente el mismo. Para tenerlo en cuenta en este trabajo, se va a considerar que este sobrecoste tendrá un valor del 10% del total del coste de la instalación eléctrica. En el caso estudiado en este apartado, este coste de la formación del personal propio tendría un valor de 5.656 \$, lo que daría un total de **62.214 \$** para la instalación eléctrica, que seguiría siendo unos 33.700 \$ (35%) más barato. Es importante destacar que este sobrecoste solo se va a dar una única vez, pues este personal propio, una vez terminada la primera planta, tiene que haber adquirido la experiencia necesaria para que en el próximo proyecto se lleven a cabo los trabajos en menos tiempo, lo que equivale a costes menores para la instalación eléctrica.

2.2.2. Maquinaria de obra

Cuando se aprueban todos los permisos para la construcción de una planta FV, uno de los primeros pasos es empezar a hacer los pedidos de los materiales que se vayan a utilizar para la misma. Lo que no es tan común, aparte de pedir el material básico (entiéndase por “básico” módulos FV, cableado y equipos eléctricos, conectores, etc.), es pedir ofertas sobre maquinaria de obra.

Durante el proceso de construcción de las plantas FV hay una serie de equipos y máquinas que se utilizan temporalmente durante la construcción de la misma, que una vez finalizada no se van a necesitar más. Todos estos equipos los suelen proporcionar las empresas subcontratadas (en general, la de estructuras, la de trabajos de obra civil, y la eléctrica), y en caso de que no los tengan disponibles, que suele pasar cuando son empresas pequeñas, toca alquilarlos.

Sin embargo, dado el uso repetitivo de dicha maquinaria y equipos en todos los proyectos, cabe preguntarse si sería rentable la adquisición por medio de compra, ya sea nuevos o de 2ª mano, de todos estos equipos. A continuación, se hace un análisis de las máquinas y equipos cuya compra o alquiler se van a estudiar:

- **Hincadora.** Es la máquina utilizada para hincar los postes de las estructuras de las mesas sobre las que se instalan los módulos FV. Estas máquinas suelen tenerlas disponibles los propios proveedores de las estructuras, que también se encargan de instalarlas, pero también cobran por el uso de dichas máquinas, coste que se ahorraría en caso de disponer de ellas.
- **Retroexcavadora.** Utilizada para la obra civil, sobre todo para trabajos que tienen que incluir movimientos de tierra, como pueden ser la instalación de caminos o la nivelación del terreno en caso de necesitarse, pero también para otros que requieren de fuerza, como es el caso del arranque de árboles.

- **Camión grúa.** Normalmente se utilizan para el transporte de material desde el almacén hasta el proyecto. Es muy útil sobre todo para los equipos más grandes, como los inversores centrales o el *switchboard* (cuadro central, ubicado antes del transformador), ya que la pluma permite descargarlos sin necesidad de equipo adicional.
- **Carretilla elevadora.** Suelen ser útiles tanto en su versión de pala, para movimientos de tierra pequeños, como en su versión de horquillas, para distribuir material por la planta, como las cajas que contienen los módulos o los cuadros de agrupación.
- **Manipulador telescópico.** Tiene sobre todo la función de descargar el material o los equipos que van llegando al proyecto dado el gran alcance que tiene su brazo, pero también sirve para distribuir material por la planta.
- **Apisonadora.** Utilizada en la construcción de las carreteras de acceso al proyecto. Normalmente dichas carreteras se hacen en gran parte de distintas gravas, que se deben compactar para facilitar el tránsito de los vehículos.
- **Generador eléctrico.** Imprescindible en cualquier proyecto, lo puede suministrar la subcontrata de trabajos de obra civil, pero dado que también se necesita para los trabajos eléctricos, puede interesar tener uno propio.
- **Caseta de obra.** Necesaria para que los trabajadores puedan cambiarse y reunirse para comer y descansar.
- **Contenedor de almacén.** Necesario para guardar todo el material de obra que no se vaya a utilizar en el momento de su llegada, con el fin de protegerlo de las condiciones meteorológicas.
- **Baños portátiles.** Imprescindibles en todo proyecto en el que vaya a haber un grupo de personas trabajando diariamente durante varias horas.

El hecho de plantearse la compra o no de estas máquinas de obra es con la intención de que al hacerlo se evite el tener que alquilarlas cada vez que se necesiten para la construcción de una planta, y obviamente que salga rentable económicamente. Para ello se van a utilizar, por un lado, precios medios de compra de cada ítem, y por otro lo mismo para los precios de alquiler. El caso es que para hacer un análisis realista, considerar únicamente el proyecto de Dryden no es factible, pues comprar máquinas como las que se necesitan para un único proyecto no es viable. Es por ello por lo que para este apartado se van a considerar los siguientes puntos:

1. La **duración** de la construcción de cada proyecto son aproximadamente unos **3 meses**.
2. Se va a llevar a cabo un análisis de **1 año**, pues lo que interesa en estos casos es recuperar la inversión lo antes posible, de lo contrario se escoge la opción del alquiler o incluso se subcontrata a las empresas de obra civil.
3. Se va a considerar que los proyectos no se llevan a cabo simultáneamente, sino que empiezan al terminar el anterior, lo que equivale a decir que en 1 año se llevarían a cabo **4 proyectos**.

Dicho esto, se puede pasar a hacer la comparativa buscada en este apartado. Los resultados se presentan en la siguiente tabla (las celdas de PB más verdes son las más rentables, mientras que las más rojas son las menos rentables, estando el límite en 1 año):

Tabla 23. Comparativa de la compra vs el alquiler de la maquinaria de obra

	Uds.	COMPRA		ALQUILER				PB simple (años)
		Compra (\$)	Total compra (\$)	Alquiler (\$/semana)	Uso (semanas/proyecto)	Uso anual (semanas/año)	Coste anual de alquiler (\$)	
Hincadora	1	95.100	95.100	4.750	2	8	38.000	2,50
Retroexcavadora	1	90.000	90.000	1.800	4	16	28.800	3,13
Camión grúa	1	162.500	162.500	2.500	2	8	20.000	8,13
Carretilla elevadora	1	45.000	45.000	900	4	16	14.400	3,13
Manipulador telescópico	1	85.000	85.000	1.050	4	16	16.800	5,06
Apisonadora	1	80.000	80.000	1.300	1	4	5.200	15,38
Generador eléctrico	1	15.000	15.000	1.000	8	32	32.000	0,47
Caseta de obra	1	6.000	6.000	450	12	48	21.600	0,28
Contenedor de almacén	1	4.750	4.750	100	12	48	4.800	0,99
Baños portátiles	2	800	1.600	150	12	48	14.400	0,11

Fuente: Elaboración propia

En general, por lo que se ha comentado anteriormente, la opción de compra solo se debe elegir en caso de que la inversión se recupere pasado el primer año después de la compra. Dicho esto, se debería analizar cada caso por separado para tener en cuenta también aspectos técnicos además de los resultados económicos que se observan en la tabla. Con ello, se tiene lo siguiente:

- **Hincadora.** Dado que su uso en planta es de solo 2 semanas, pues solo se necesita para la instalación de las hincas de las estructuras, a 1 año de plazo sale más rentable el alquiler de la máquina, que normalmente se subcontrata a la misma empresa de estructuras. La única manera de que sea viable la compra es que se construyan más proyectos al año y que se aumente el plazo en el que se quiere recuperar la inversión.

- **Retroexcavadora.** A pesar de usarse el doble que la hincadora y tener un precio de compra muy parecido que ella, su alquiler es bastante menor, por lo que lo que se gana de un lado se pierde del otro. La conclusión es la misma que en el caso anterior.
- **Camión grúa.** El bajo uso y, sobre todo, el alto precio de compra, hacen que el alquiler de esta máquina sea la opción más rentable.
- **Carretilla elevadora.** Se tiene de nuevo la misma situación que con la hincadora y la retroexcavadora. Si bien es cierto que las empresas que están acostumbradas a hacer trabajos en campo abierto suelen disponer de este tipo de carretillas, la necesidad de tener una máquina propia que ayude a la distribución de material por la planta hace que la inversión para esta máquina, aunque el *payback* no es el deseado, sea muy interesante.
- **Manipulador telescópico.** La recuperación de la inversión de esta máquina es algo mayor que la de la carretilla. Normalmente llevan a cabo funciones similares, solo que el manipulador telescópico suele llevar a cabo funciones de descarga de material en la planta, mientras que la carretilla elevadora suele distribuir el material por dentro de la planta, por lo que es imprescindible que la carretilla lleve orugas, cuando el manipulador puede ir con ruedas. Por ello, si se adquiere la carretilla, se puede alquilar o subcontratar las tareas del manipulador y no sería indispensable su compra.
- **Apisonadora.** Dado el poco uso que tiene en planta, únicamente para los caminos de acceso, la compra de esta máquina no es una opción.
- **Generador eléctrico.** Al tener que estar una gran parte del tiempo en obra y con los precios de referencia de compra y alquiler, se consigue un PB de aproximadamente medio año, lo cual hace que la compra del generador eléctrico prevalezca sobre su alquiler.
- **Caseta de obra.** A diferencia de las máquinas anteriores, estas casetas deben estar en obra la totalidad de la duración del proyecto (3 meses), pues siempre que haya trabajadores en campo debe haber un cobijo para ellos. El PB tan bajo que sale indica que la compra de la caseta de obra sea viable.
- **Contenedor de almacén.** Mismo caso que las casetas de obra.
- **Baños portátiles.** Al tener un precio tan bajo y también un uso de lo que dure el proyecto, la inversión se recupera en pocas semanas. Lo único que hay que tener en cuenta es que estos baños portátiles requieren limpieza periódica, que viene incluido en los precios de alquiler, pero que se tiene que contratar aparte en caso de compra.

2.2.3. Cableado de string personalizado

Una de las tareas principales de una planta FV es la instalación del cable de string. A pesar de ser un cable bastante fino en comparación con los demás, de entre 12 y 8 AWG (entre 3 y 6 mm de diámetro), es el que mayores longitudes tiene con diferencia en una planta FV, y por consiguiente, de los mayores costes de instalación, no por dificultad, sino por el tiempo que se tarda en instalar todo el cableado.

Esto lleva a preguntarse formas en las que sea posible ahorrar algo de tiempo en la instalación del cable de string, lo cual tendrá un impacto positivo en los costes totales. Una vez el cable llega en bobinas a la planta, se distribuye por la misma y entonces se desenrolla, colocándolo y sujetándolo en los perfiles de las estructuras o pasándolo por zanjias en caso de tener que

continuar en otra fila. Una vez colocado, se procede a hacer las conexiones en cada tramo de cable de string, por un lado, con los módulos, y por otro lado en las cajas de agrupación o inversores de string, lo que proceda dependiendo del tipo de la planta.

La conexión con las cajas de agrupación o inversores de string es sencilla, pues únicamente pelando el cable suele ser suficiente como para hacer las conexiones directamente. En el lado de los módulos, sin embargo, es necesario instalar unos conectores especiales con el fin de encajar con los conectores que vienen en el propio módulo, uno para positivo y otro para negativo. Los conectores más comunes son los conectores MC4, de la empresa Multi-Contact.

El caso es que para hacer esa conexión, primero hay que pelar el cable, luego hay que crimpar una pieza metálica que viene con el conector, y luego encajar el conector propiamente dicho, y entonces ya se puede proceder con el encaje de ambas piezas. Como tal, el proceso no tiene mucha dificultad, y se puede llevar a cabo en menos de 1 minuto. Sin embargo, dada la cantidad de conectores necesarios en una planta FV de 2 MW, este tiempo, que es tiempo de trabajos eléctricos, que como se ha dicho previamente, en NY no son precisamente baratos, tiene una repercusión para nada despreciable en los costes finales.

Es por ello por lo que se plantea la posibilidad de eliminar el trabajo de crimpar los conectores del cable de string. O por lo menos eliminarlo de los trabajos en planta. Existen empresas que ofrecen la posibilidad de enviar cable de string personalizado, esto es, en tramos de las longitudes que les solicite el cliente, y sobre todo, con los conectores ya crimpados de fábrica en uno de los extremos y etiquetados.



Figura 23. Terminación para string doble del cable de string personalizado

Fuente: Ningbo Followray Special Cable Co., Ltd.

Esto permite que los tiempos de instalación se reduzcan considerablemente, por un lado, por lo comentado de los conectores, y por otro, porque dado que los tramos ya vienen con las longitudes adecuadas, se ahorra el tiempo que se tiene que invertir en medir cada tramo desde la bobina. Además, al venir de fábrica también vendrá etiquetado, trabajo que también se evitará hacer en planta y reducirá los tiempos, aunque en menor grado.

Bien es cierto que esto puede conllevar ciertos riesgos, pues se deben tener muy claras las medidas a pedir para que no falte cable cuando se vaya a instalar, pues en ese caso se podrían tener problemas graves. Lo que se suele hacer en esos casos es considerar el cable necesario medido para cada tramo multiplicado por un factor de seguridad. Así, si sobra algo de cable, se puede enrollar y gestionar sujetándolo sobre la estructura, y en caso de que sobre demasiado, cosa que también hay que evitar para no derrochar dinero innecesariamente, se puede cortar por el extremo que se vaya a conectar en el cuadro de agrupación o inversor de string.

A la hora de pedir los cables cortados a medida a las empresas que lo vayan a hacer, hay que tener en cuenta que no se pueden poner 300 longitudes distintas, por los 300 strings que hay en Dryden. Estas empresas tienen que mirar también por su propio beneficio, y cortar 300 tramos con longitudes distintas no les sale rentable. Por ello, lo que se ha hecho en este caso es pedir presupuesto a varias empresas a las que se les pedía cable de string de 10 AWG, con conector doble crimpado a un extremo, como el de la Figura 23, y con 4 longitudes estándar. Para determinar estas 4 longitudes, se han seguido los siguientes pasos:

- Se miden las longitudes positiva y negativa de los strings que van al primer inversor.
- Hay un total de 12 medidas por fila de módulos, correspondientes a los 6 strings dobles que hay por fila.
- Hay 2 tipos de medidas de string distintas, las de filas sin inversor y las de filas con inversor, siendo las primeras algo más largas que las segundas por tener que pasar de fila a fila para llegar a la entrada del inversor.
- Con ello, hay un total de 24 medidas estándar, que se ordenan de mayor a menor según su longitud.
- Se analizan las longitudes y se clasifican en los 4 grupos comentados antes, de forma que los tramos que forman cada conjunto sean los más parecidos posibles.
- Se coge la longitud más alta de cada grupo de longitudes, y se sobredimensiona un poco para evitar que al llegar a planta, por las razones que sea, no sea lo suficientemente larga para poder conectarse correctamente.
- Con ello, se tienen las siguientes longitudes y número de tramos de cada una:
 - 50 tramos de 600 ft
 - 100 tramos de 425 ft
 - 100 tramos de 250 ft
 - 50 tramos de 50 ft

Obviamente, al dimensionar el pedido con la medida más grande de cada grupo, hace que las otras medidas estén bastante mayores que las necesarias. En este caso, se deberá cortar el cable sobrante, lo cual hace que se desaproveche bastante material, pero es preferible esto a dejar tramos excesivamente largos, porque eso va a influir negativamente en las caídas de tensión en DC cuando la planta se pone en funcionamiento.

En realidad, el NEC no exige un cumplimiento específico sobre las caídas de tensión. Quienes sí lo hacen son los inversionistas, pues de esta forma se aseguran que las plantas en las que invierten funcionen lo más eficientemente posible. Comúnmente para las plantas de 1.500 V se suele limitar la caída de tensión en DC en un 3%, repartiéndose en un 1,5% en la parte de los strings y el otro 1,5% en la parte del cable de agrupación, aunque el reparto se puede ajustar según las necesidades. La parte de AC, dada la poca longitud que tiene en comparación con la DC, no suele llegar al 0,5%.

Dicho esto, se presentan en la siguiente tabla los resultados de los costes de cortar y crimpar el cable en fábrica:

Tabla 24. Costes de los tramos de cable de string personalizado

Longitud del tramo (ft)	Nº de tramos	Coste del tramo (\$)	Coste total (\$)
600	50	102,00	5.100,00
425	100	72,25	7.225,00
250	100	42,50	4.250,00
50	50	14,00	700,00
TOTAL (\$)			17.275

Fuente: Elaboración propia

Para poder comparar de forma más clara este coste con el que se obtendría cortando y crimpando el cable de string en planta, interesa tener un precio de referencia en \$/ft, aunque en la realidad se venda por tramos y no por pies. Así, con la longitud total de cable que se compraría, 100.000 ft, y el precio total de la Tabla 24, se obtiene un precio de 0,173 \$/ft. Llama la atención que este es un precio incluso más bajo que el utilizado para el cable de string que se compra en EEUU. Esto es porque los costes del cable personalizado son de una empresa de China, donde los costes de fabricación son bastante más baratos que los de EEUU, lo cual hace posible que el cable con los conectores ya puestos en China sea más barato que únicamente el cable en EEUU. Así, en la siguiente tabla se presenta la comparativa buscada en este apartado:

Tabla 25. Costes del corte y crimpado de cable de string en fábrica vs en planta

	Cable personalizado	Corte y crimpado en planta
Coste cable de string 10 AWG (\$)	32.275	40.593
<i>Longitud cable de string de 10 AWG (ft)</i>	<i>100.000</i>	<i>87.484</i>
<i>Coste del cable - material (\$/ft)</i>	<i>0,173</i>	<i>0,194</i>
<i>Coste del cable - instalación (\$/ft)</i>	<i>0,15</i>	<i>0,27</i>
Coste conectores (\$)	0	3.579
<i>Conectores simples (ud)</i>	<i>0</i>	<i>300</i>
<i>Coste conectores simples - material (\$/ud)</i>	<i>0</i>	<i>1,26</i>
<i>Coste conectores simples - instalación (\$/ud)</i>	<i>0</i>	<i>4,50</i>
<i>Conectores dobles (ud)</i>	<i>0</i>	<i>300</i>
<i>Coste conectores dobles - material (\$/ud)</i>	<i>0</i>	<i>4,17</i>
<i>Coste conectores dobles - instalación (\$/ud)</i>	<i>0</i>	<i>2,00</i>
TOTAL (\$)	32.275	44.172

Fuente: Elaboración propia

Con los resultados obtenidos, queda patente que el pedir el cable cortado y crimpado por tramos es más económico que comprar por separado el cable y los conectores e instalarlos en planta, aproximadamente un 27% más barato. En la tabla anterior se ve cómo, además de ser el cable algo más barato en China que en EEUU, los costes de instalación de ese mismo cable se reducen bastante, pues todo el trabajo de tener que desplazar las bobinas, tirar cable, cortarlo a medida y etiquetarlo lleva tiempo, tiempo que se ahorra con la alternativa planteada aquí.

Cabe plantearse, dado que el cable se compraría de China, cuáles serían los gastos de envío, porque a priori se puede pensar que serían importantes. En realidad, no suelen distar mucho de lo que costaría un envío ordinario de material eléctrico dentro de EEUU. La razón es que los pedidos que se suelen hacer son bastante grandes, y esto hace que a las empresas que envían el material no les haga falta inflar el precio con gastos de envío. Además, cuando se compra este tipo de material, que suele ser el mismo en todas las plantas, se puede hacer un único envío con cantidades suficientes para varios proyectos. Lo único que se exigen es que el 100% del pago se efectúe antes del envío, mientras que en EEUU es común por adelantado un 20-30% y el resto cuando llegue el material al destino.

2.2.4. Diseño de la losa de hormigón

Aunque depende de cada proyecto en concreto, normalmente uno de las partidas más costosas de la obra civil suele ser la construcción de la losa de hormigón sobre la que se instalan los equipos principales, como son los inversores centrales o el *switchboard*, además de los equipos auxiliares, como son el sistema de adquisición de datos, los medidores o la estación meteorológica.

En la gran mayoría de plantas de NY, la losa de hormigón suele seguir el diseño llamado "*Alaskan slab*". Básicamente, se trata de una losa plana de hormigón reforzado, pero con los laterales de la misma de un mayor grosor que la parte central de la misma, que se podrían considerar como una especie de zapatas. Un ejemplo de este tipo de losa es el que se observa en la siguiente figura:

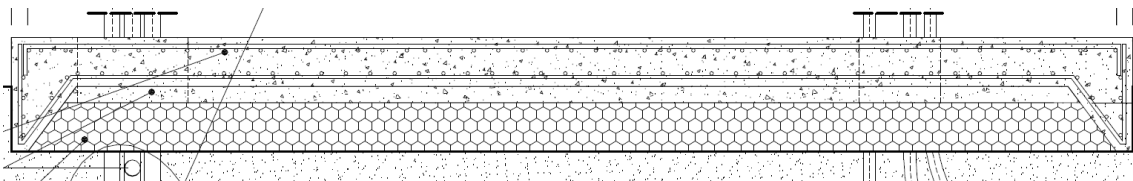


Figura 24. Diseño del tipo de losa de hormigón "*Alaskan slab*"

Fuente: Antara Soluciones Técnicas, S. L.

El hacer este tipo de losa lo suelen recomendar las compañías que hacen los estudios previos del terreno, y la mayoría de veces se siguen al pie de la letra dichas recomendaciones, sin plantearse posibles alternativas. El objetivo de la construcción de este tipo de losas es evitar el levantamiento del hormigón por heladas. En zonas en las que las temperaturas caen por debajo de 0 °C, el agua que pueda estar presente en el terreno se congela, aumentando de tamaño en el proceso, y empujando y ejerciendo fuerza sobre cualquier tipo de estructura que esté en contacto con ella, como en este caso es la losa de hormigón. Cuando las temperaturas suben y el agua del terreno se descongela, su volumen se vuelve a reducir, y este movimiento de tierras puede provocar daños en la losa.

El caso es que este efecto hay que evitarlo a toda costa, pero hay otras formas de hacerlo, y que permitirían que toda la losa fuese del mismo grosor, evitándose tener que hacer los laterales más profundos, que dado el coste que tiene el hacer construir la losa de hormigón armado, permitiría un ahorro de dinero notable.

Existen muchos artículos que hablan sobre las causas y las consecuencias que tienen las heladas sobre las estructuras de hormigón. Las zapatas que se introducen a mayor profundidad en el terreno evitan que el agua que hay en el terreno entre en contacto directo con la parte central de la losa, que es la más susceptible a daños. Esto se evita impidiendo el paso de la conducción de calor desde el terreno que está en contacto con el aire a temperaturas negativas con el que está situado justo debajo de la losa, haciendo las zapatas la función de barrera.

Si bien es cierto que un número importante de ellas hablan sobre esa especie de zapatas en las losas como forma de atenuar ese efecto, también es verdad que hay otros que proponen otras alternativas. Una de ellas propone, entre otras cosas, el uso de grava para evitar que el terreno de la zona central de la losa entre en contacto con el frío [26]. Básicamente, las 3 recomendaciones principales que habría que seguir en caso de querer evitar el uso de las zapatas en la losa serían la reducción de la profundidad a la que el terreno se congela, evitar que el agua llegue a la zona de congelación del terreno, y el uso de tierra que no sea susceptible a congelación.

En mayor o menor medida, todo esto se puede evitar sustituyendo la tierra que hay en la zona de la losa por grava, aunque también hay que tener en cuenta la profundidad a la que llega. La grava tiene 2 beneficios importantes para este fin. Por un lado, reducen la velocidad a la que el frío se desplaza por el terreno, aunque no lo evitan del todo, pero por otro y más importante, es que evitan que el agua se acumule ya que permiten que se drene y no permite que el agua del nivel freático suba hacia arriba. Lo único que hay que considerar es que la grava debe de ser limpia, sin partículas finas, y preferiblemente de tamaños similares.

Lo último que quedaría por determinar es la profundidad a la que se tiene que poner la grava. Idealmente, este valor de profundidad se correspondería con la profundidad máxima esperada de congelación del terreno. El problema es que los datos que hay disponibles suelen ser extrapolados de unas pocas mediciones, por lo que hay que tener cuidado al trabajar con estos datos. Para el estado de NY se han consultado distintas fuentes, y las más desfavorables indicaban profundidades de congelación que no llegaban a tocar los 2 metros en el norte del estado. En concreto, para la zona de la planta de Dryden, la profundidad máxima de congelación está alrededor de 1,25 metros (unos 4 ft) [27]. Una profundidad adecuada a la que instalar la grava podría ser por tanto 3 ft, pues aunque se puede dar el caso de que el terreno se congele a mayor profundidad hasta los 4 ft, la gran mayoría del efecto de las heladas se evitará. Como comparativa, las zapatas de hormigón armado se suelen instalar a aproximadamente 1,5 ft de profundidad (< 0,5 m).

Una vez explicado todo esto, se pasa a realizar la comparativa económica de ambos tipos de losa. Los resultados se presentan en la siguiente tabla, en la que los ahorros de pasar a losa horizontal sin zapatas se indican en verde y los sobrecostes en rojo:

Tabla 26. Comparativa de los costes de la losa de hormigón tipo *Alaskan slab* vs la losa horizontal sin zapatas

Ítem	Ud	Precio unit. (\$/ud)	<i>Alaskan slab</i>		Losa horizontal		Dif. (\$)
			Cantidad	Coste (\$)	Cantidad	Coste (\$)	
Grava ¾"	ft ³	0,95	637,00	601,97	708,00	669,06	-67
Encofrado de madera	ft ²	20,50	142,00	2.911,00	71,00	1.455,50	1.456
Hormigón de limpieza	ft ³	24,50	28,59	700,43	39,76	974,07	-274
Hormigón para armar	ft ³	30,17	309,50	9.338,76	238,50	7.196,43	2.142
Malla de acero	ft ²	2,73	548,00	1.494,13	477,00	1.300,55	194
				15.046,29		11.595,61	3.451

Fuente: Elaboración propia

Si se analiza la tabla anterior por partidas, se tiene que:

- **Grava ¾"**. Con un precio que ronda los 33 \$/m³, se tiene aproximadamente un 10% más de grava en el caso de la losa horizontal, pues casi todo el espacio que ocupan las zapatas en el otro caso lo debe ocupar la grava en este. De todas formas, tiene poco peso en el cómputo global.
- **Encofrado de madera**. Necesario para sujetar el hormigón mientras fragua. También puede ser de acero, pero se usa de madera por razones económicas. En el caso del *Alaskan slab*, el encofrado es mayor debido a que tiene que introducirse 1 ft más en el terreno, que es hasta donde llegan las zapatas, de ahí la diferencia de casi 1.500 \$.
- **Hormigón de limpieza**. Es un tipo de hormigón que se coloca entre la grava y el hormigón armado para crear una base lo más llana posible para la estructura. Debido a que su grosor suele ser pequeño (unas 2 in), no tiene un gran peso en el coste total.
- **Hormigón para armar**. Es, con diferencia, la partida que más peso tiene en el coste de material de la losa de hormigón (entre un 50 y un 60% del total). La diferencia de 2.142 \$ entre los 2 casos es debida exclusivamente a las zapatas.
- **Malla de acero**. Se trata de una malla electrosoldada de acero galvanizado que sirve para reforzar el hormigón. Se coloca a 2 alturas en la losa, además de en las zapatas si se ponen, pero no hay mucha diferencia entre un caso y otro.

A nivel global, la losa horizontal es unos 3.450 \$ más barata que la losa con zapatas, casi un 23%, lo cual la hace la opción más económica y la que se elegirá para la propuesta definitiva de la planta optimizada. Para terminar este apartado, cabe comentar que estos son los costes de material, y que la mano de obra para construir se puede considerar, de media y como valor de referencia, igual al coste del material, por lo que el coste de construcción de la losa de hormigón con zapatas sería de **30.093 \$**, mientras que el de la horizontal, teniendo en cuenta material e instalación, sería de **23.191 \$**. Bien es cierto que esto varía de empresa a empresa, e influyen otros factores muy variables como la distancia de desplazamiento de la empresa hasta el proyecto, y la disponibilidad de los materiales, que pueden generar sobrecostes importantes.

2.2.5. Caminos de acceso

Dado que muchos de los nuevos proyectos de plantas FV se suelen tramitar en terreno de cultivo o incluso abandonados, los accesos a los mismos suelen ser muy simples o incluso inexistentes. Esto hace que la construcción de caminos para acceder a la planta sea indispensable, pues de lo contrario los vehículos tendrían muchas dificultades para acceder a la planta. Lo que se hace en casi todos los casos es construir dichos caminos de acceso por capas. Un diseño típico es el que se observa en la siguiente figura:

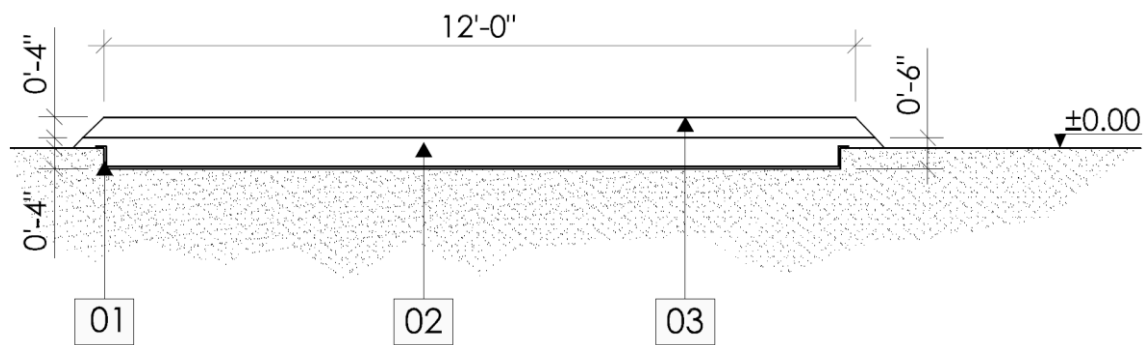


Figura 25. Diseño típico de los caminos de acceso a una planta FV

Fuente: Antara Soluciones Técnicas, S. L.

Las características básicas y medidas orientativas de los mismos son:

- 12 ft (3,7 m) de **anchura** del camino, que es la anchura mínima que permitiría un acceso fácil a los camiones que fuesen a descargar equipos grandes a la planta.
- **Excavación** de 4" (10 cm) del terreno, con el fin de eliminar la capa superficial del mismo y llegar a una capa más sólida y estable, aunque dependiendo de las condiciones del terreno pueden ser más.
- Instalación de un **geotextil** (detalle 01 en la Figura 25), que es una lámina o tela que está hecha de una material permeable, y que sirve para aportar fuerza y estabilidad a los caminos.
- Una o dos **capas de grava** (detalles 02 y 03), con un espesor total aproximado de 10" (25 cm). En caso de poner dos capas, la inferior debe de ser grava de un diámetro mayor (2"-3") que la superior (1/4"-3/4"). Esto se hace así porque la grava mayor permite un correcto drenaje del agua de lluvia, mientras que la más pequeña de la capa superior permite una superficie más estable y regular para el tráfico. También se puede optar por poner todo el espesor del camino con la grava más pequeña. En cualquier caso, cada capa debe de ser irrigada y compactada con una apisonadora.

Es importante tener en cuenta el mantenimiento de dichos caminos una vez construidos, pues dependiendo de las condiciones meteorológicas, en caso de llover mucho, el paso de los vehículos por el mismo puede ensuciar los caminos con barro, por lo que en caso de estropearse estos caminos habría que readaptarlos para que el paso por los mismos sea el adecuado. Además, en algunas ocasiones al propietario de la planta le obligan a quitar los caminos de acceso a la misma para que se puedan restaurar las condiciones del terreno a las que había antes de empezar las obras.

Esto no es tan grave, pues en principio una vez conectada la planta y arreglados todos los problemas iniciales que pueda haber, las visitas a la planta serán mínimas y solo por razones de mantenimiento, y si se ha hecho bien el reacondicionamiento, los vehículos no deberían tener problemas para acceder a la planta. Sin embargo, más que por la facilidad o dificultad de acceder a las plantas una vez quitados los caminos, es el propio proceso de eliminación de los caminos lo que dificulta este proceso. Hay que tener en cuenta que, dependiendo de la longitud de los caminos, el tener que quitar toda la grava de los mismos implica muchas horas de trabajo de excavadora y camiones, lo cual tiene un coste para nada despreciable.

Es por ello por lo que se han estudiado alternativas para facilitar los tiempos tanto de construcción como de eliminación de los caminos de acceso a las plantas FV. La alternativa más viable es la instalación de esteras temporales de protección sobre los caminos por los que va a haber tráfico de vehículos. Se trata de una especie de láminas de una longitud máxima de 8 ft (2,4 m), y que dependiendo de la aplicación y de la carga que deban soportar pueden ser de varios materiales, como madera, compuestos de fibra de vidrio y distintos tipos de plásticos.



Figura 26. Ejemplo de esteras temporales de protección para los caminos de acceso [28]

Este tipo de láminas presentan la gran ventaja de que son muy fáciles de instalar y desinstalar, pues se pueden transportar muchas de ellas en camiones, y simplemente habría que colocarlas por donde vayan a pasar los vehículos, únicamente asegurándose de que se han unido correctamente entre ellas para evitar su descolocación con el paso de estos. Además, no se requiere ningún tipo de acción sobre el terreno, por lo que todo el trabajo de obra civil asociado a los caminos queda completamente eliminado.

Ahora que ya se han explicado las particularidades técnicas de cada una de las opciones, se va a pasar al análisis económico de las mismas. Dadas las diferencias estructurales significantes entre las 2, se van a presentar por separado. Primero, en la siguiente tabla se recogen las partidas que componen la instalación de los caminos de acceso:

Tabla 27. Desglose del coste de los caminos de acceso

Ítem	Ud	Cantidad	Precio unitario (\$/ud)	Coste (\$)
Excavación	ft ³	4.184,00	0,20	836,80
Geotextil 12,5 ft	ft	1.046,00	1,45	1.516,70
Grava 2-3"	ft ³	6.276,00	1,35	8.472,60
Grava 1/4-3/4"	ft ³	4.183,58	1,65	6.883,55
TOTAL (\$)				17.709,65

Fuente: Elaboración propia

A este precio total se le debe añadir aproximadamente un 25% en concepto de mano de obra, maquinaria, y otros conceptos como el transporte de material que no se ha tenido en cuenta en los precios unitarios de la tabla anterior, lo que daría un coste total de **22.137 \$**, equivalentes a aproximadamente 21 \$ por pie lineal de camino, teniendo en cuenta que el camino que es necesario construir mide unos 1.046 ft.

Por otro lado, las esteras se venden por unidades, y su análisis es mucho más sencillo. Como las esteras elegidas tienen 8 ft de largo, y se deben colocar 2 filas de las mismas, tal y como se observa en la Figura 26, un simple cálculo da que se necesitarían 262 esteras. Con el precio unitario de 45,50 \$ por unidad que se tiene, se obtiene un coste total de 12.421 \$. Si, como en el caso anterior, se considera un sobrecoste del 25% por otros conceptos de mano de obra y transporte, se obtiene un precio total de **14.873 \$**.

La diferencia entre las 2 opciones es clara, pues las esteras temporales cuestan unos 7.260 \$ menos que el camino de acceso tradicional de grava, es decir, casi 1/3 más barato, lo cual hace que implementar esta alternativa sea algo muy interesante. Pero no solo eso, y es que estas esteras temporales, un vez terminado el proyecto en el que se estén utilizando, se pueden recoger y reutilizar en otro proyecto, por lo que es una inversión que se amortiza desde la finalización del primer proyecto, lo que decanta más si cabe la balanza a favor de estas esteras temporales.

2.3. SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS PARA FORMULAR LA PROPUESTA DE MEJORA

Llegados a este punto se ha terminado el análisis técnico-económico de todas las alternativas tanto de los métodos de diseño de la planta como de los procesos de construcción principales. Se han seleccionado las mejores alternativas, aquellas que, o bien tienen un menor coste de inversión, o bien hacen que la planta tenga una producción mayor, lo que equivale a unos mayores ingresos durante la vida útil de la misma. Estos análisis económicos permiten la optimización de la planta que se busca en este trabajo.

La Tabla 28 es un resumen de todos los métodos descritos en la sección 2.2, y en la que se recogen todas las alternativas propuestas, distinguiendo las opciones elegidas para la planta base de las alternativas propuestas en este trabajo. También se han distinguido por colores las opciones más interesantes económicamente, que son las que se seleccionarán para la planta optimizada, de las menos rentables:

Tabla 28. Resumen de todas las propuestas estudiadas y de la clasificación de sus alternativas

		Caso base	Alternativas propuestas				
D I S E Ñ O	Conexión de módulos	<i>Daisy chain</i>	<i>Leapfrog</i>				
	Inclinación de los módulos	25º	20º	30º	35º		
	Ángulo solar	18,49º	17º	19º	21º	23º	
	Estructura: 2V vs 4H	4H	2V				
	Estructura: monoposte vs biposte	Biposte	Monoposte				
	Relación de potencias DC/AC	1,365	1,3104	1,2558	1,2012	1,1466	1,092
	Configuración de strings	13 cuadros	10 cuadros	15 cuadros			
	Ubicación de las zanjas de BT/cuadros de agrupación	Lateral	Mitad de filas				
	Ubicación de losa de hormigón/inversores	Lateral	Centro de planta				
C O N S T R U C C I Ó N	Internalización de la instalación eléctrica	Contratar	Internalizar				
	Maquinaria de obra	Compra: carretilla elevadora, generador eléctrico, caseta de obra, contenedor de almacén, baños portátiles. Alquiler: hincadora, retroexcavadora, camión grúa, manipulador telescópico, apisonadora.					
	Cableado de string personalizado	Corte y crimpado en planta	Cable personalizado				
	Diseño de la losa de hormigón	<i>Alaskan slab</i>	Losa horizontal				
	Caminos de acceso	Camino de grava	Esteras temporales				

Fuente: Elaboración propia

Leyenda: 1ª opción, 2ª opción, 3ª opción, 4ª opción, opción inviable

Tal y como indica la leyenda de la tabla anterior, en color verde oscuro están marcadas las opciones a elegir para la planta optimizada. Se ve que hay 3 métodos de diseño que ya están optimizados en el caso base, que son la relación de potencias DC/AC, la configuración de strings, y ubicación de las zanjas de BT/cuadros de agrupación, mientras que todas las demás han sido optimizadas.

De todas formas, hay que estudiar las opciones elegidas para comprobar la compatibilidad entre ellas. Por ejemplo, tal y como se explicó en el apartado 2.1.1, el conexionado *leapfrog* solo es posible con una orientación vertical de los módulos, que se da el caso de que la estructura 2V es la elegida para la planta optimizada, por lo que aquí no hay problemas. Sin embargo, sí hay un par de alternativas que son incompatibles. Tal y como se dijo en el apartado 2.1.7.2, la combinación de colocar la zanjas de BT en el lateral y la losa en el centro de la planta es inviable, pues no se está optimizando ningún parámetro, y son justo los casos que individualmente son más económicos. Por ello, se propone hacer el estudio de la planta optimizada colocando las zanjas de BT por la mitad de la planta, pudiendo colocar también de esta manera la losa de hormigón en el centro sin ningún impedimento.

Sin embargo, no es el único caso en el que se da lugar a incompatibilidades. En la sección 2.1.2, en la que se analizaba la inclinación óptima de los módulos, se obtenía que dicha inclinación eran 30º, y en ese caso prácticamente se tocaba el límite de la planta. Si se tiene en cuenta que, por un lado, el ángulo solar óptimo es incluso más pequeño que el de aquel caso y, sobre todo, que el hecho de introducir la losa de hormigón en el centro de la planta, hacen que con la inclinación y ángulo solar óptimos se rebasen con creces los límites de la parcela.

Para solucionar esto se debe de sacrificar alguno de estos parámetros optimizados. Dado que uno de los intereses principales de este trabajo es disminuir la inversión inicial de la planta FV, y ya se vio en el apartado 2.1.7 que el desplazar los equipos al centro de la planta tenía reducciones en coste considerables, esta alternativa se va a mantener. Esto significa que se debe de elegir entre variar o bien la inclinación o bien el ángulo solar.

Para tomar una decisión basada en criterios técnicos, se va a remitir a los análisis ya realizados en este trabajo. Lo que interesa saber aquí es saber qué parámetro va a repercutir más en la producción de la planta al cambiarlo, o mejor dicho, cuál repercute menos, pues ese es el que se va a cambiar. Primero, se hace referencia a la Figura 8. En ella se observaba que la producción específica de la planta tenía un crecimiento aproximadamente lineal con el aumento de la inclinación. Por otro lado, en la Figura 10 del apartado 2.1.3 se muestra cómo con el ángulo solar tenía lugar justo el efecto contrario, pues al aumentar este disminuye la producción linealmente.

A priori puede parecer que ambos casos son equivalentes, y que de lo que se gana de uno se pierde de otro, pero si se analizan también los parámetros económicos de dichas figuras, se puede deducir una solución para este problema. Y es que a pesar de que el ebitda es más o menos proporcional a la producción específica en el caso del análisis de la inclinación, en el ángulo solar se mantiene bastante constante en ángulo bajos, y empieza a decaer a partir de los 20º aproximadamente. Por esta razón, se va a mantener la inclinación en el valor óptimo de 30º variando el ángulo solar, con la ventaja de que este se puede modificar libremente para poder encajar la planta hasta los límites.

Al hacer esto, manteniendo los equipos y zanjas por el medio de la planta, y manteniendo la inclinación de los módulos a 30°, se obtiene un ángulo solar de 20,5°, con una distancia de los pasillos de unos 22 ft. También es interesante comentar que esta es la distancia que se deja desde la losa de hormigón hasta la fila que tiene detrás, para que, aunque los equipos no lleguen a tener la altura que tiene la estructura, no lleguen a crear sombras sobre los módulos FV.

En resumen, la planta optimizada tendría las siguientes características:

- **Procedimientos de diseño**
 - Conexión de módulos: *leapfrog*
 - Inclinación de los módulos: 30°
 - Ángulo solar: 20,5°
 - Estructura: 2V monoposte
 - Relación de potencias DC/AC: 1,365 (2,73 MW_{DC})
 - Configuración de strings: 12 cuadros de 12 strings dobles y 1 cuadro de agrupación de 6 strings dobles
 - Ubicación de las zanjas de BT/cuadros de agrupación: por el medio de la planta
 - Ubicación de losa de hormigón/inversores: en el centro de la planta
- **Métodos de construcción**
 - Internalización de la instalación eléctrica: sí
 - Maquinaria de obra
 - Compra: carretilla elevadora, generador eléctrico, caseta de obra, contenedor de almacén, baños portátiles
 - Alquiler: hincadora, retroexcavadora, camión grúa, manipulador telescópico, apisonadora
 - Cableado de string personalizado: sí
 - Diseño de la losa de hormigón: losa horizontal sin zapatas
 - Caminos de acceso: construidos mediante esteras temporales

CAPÍTULO 3. ESTUDIO COMPARATIVO DE LA RENTABILIDAD ECONÓMICA DE LA SOLUCIÓN PROPUESTA VS LA CONVENCIONAL

En el capítulo anterior se han estudiado los distintos métodos y procesos tanto de diseño como de construcción, y seleccionando finalmente las mejores alternativas de cada una de ellas después de analizarlas técnico-económicamente. Por tanto, llegados a este punto se tiene, por un lado, la planta FV base desde cuyo diseño se ha partido en este trabajo, y por otro, la misma planta FV pero optimizada, con las características mostradas al final del capítulo anterior.

Por tanto, es hora de analizar la rentabilidad de ambas propuestas, pues de esta manera se podrá determinar de forma definitiva si estas mejoras individuales tienen realmente un impacto global importante, cuantificándolos y determinando los parámetros económicos buscados en este trabajo, que son el coste total de la planta en $\$/W_p$ y los parámetros de rentabilidad por excelencia: el VAN, la TIR y el PB.

El estudio de rentabilidad se va a llevar a cabo 2 veces, una para el caso base y otra para el caso optimizado, utilizando en cada caso los costes y producción específica que corresponda a cada caso. Sin embargo, hay una serie de datos que son comunes a ambos, indicados a continuación:

Tabla 29. Datos de partida para el cálculo de la rentabilidad

	Concepto	Valor	Variación anual
DATOS DE LA PLANTA	Vida útil	20 años	-
	Producción específica	[variables] kWh/kW _p	-0,8%
INGRESOS	Precio de venta de la electricidad	0,085 $\$/kWh$	+1%
	Incentivo NYSERDA	1.280.551 $\$$	-
GASTOS	Mantenimiento	13.800 $\$/año$	+2%
	Seguro	7.000 $\$/año$	+2%
	Alquiler del terreno	[variables] $\$/año$	+1%
	Administración	3.500 $\$/año$	+2%
	Comercializadora de energía	10.000 $\$/año$	+2%
	Impuestos municipales	20.000 $\$/año$	+1%
DATOS FINANCIEROS	Financiación	0%	-
	Tasa de actualización	7%	-

Fuente: Elaboración propia

Hay que comentar antes de continuar ciertas cosas sobre la tabla anterior. Por un lado, puede llamar la atención que no se haya establecido ningún valor de inflación, que siempre debe de considerarse en los cálculos de la rentabilidad de un proyecto a largo plazo. El caso es que lo que se ha hecho en este estudio de rentabilidad es determinar para cada uno de los parámetros de ingresos y gastos anuales las variaciones que podrían sufrir con el paso de los años. Así, todos los parámetros económicos experimentan un incremento anual debido a la inflación, solo que a cada uno se le ha aplicado un factor algo distinto, aunque en todos los casos entre el 1 y el 2%, para ajustar mejor los cambios que se ha estudiado que pueden sufrir.

Por otro lado, interesa comentar las partidas específicas que se han incluido en la tabla:

- **Vida útil.** Una vida útil de 20 años es un valor muy típico para las plantas FV de NY.
- **Producción específica.** Este parámetro ya se ha visto en bastante detalle. La disminución anual del 0,8% es un valor típico de las plantas FV.
- **Precio de venta de la electricidad.** Es el establecido por la distribuidora, en este caso NYSEG. Hay distribuidoras que ofrecen mejores precios, pero por el contrario el proceso de tramitación que tienen es más complejo, lento y costoso. Por otro lado, los precios de la electricidad generada por FV en realidad deberían de ser algo más altos, pero dado que la FV está todavía estableciéndose en NY, hay que hacerla interesante a los ojos de los consumidores. La tendencia debería de ser al alza.
- **Incentivo NYSERDA.** Descrito en el apartado 1.2.
- **Mantenimiento.** Incluye todos los mantenimientos posibles que puede requerir una planta FV, tales como inspecciones preventivas de los equipos, limpieza de hierbas y arbustos que puedan crecer y sombrear los módulos, etc.
- **Seguro.** Obligatorio en estas y en todo tipo de plantas, dependiendo de las opciones que se contraten, puede oscilar entre los 5.000 y los 10.000 \$ para este tipo de plantas.
- **Alquiler del terreno.** Como ya se ha comentado en anteriores apartados, se considera que el terreno sobre el que se va a construir esta planta es alquilado al propietario, y se efectúa el mismo pago de forma anual, que en este análisis se va a ver afectado por la inflación con el incremento del 1% considerado.
- **Administración.** Gastos que se corresponden en su gran mayoría a los costes que conlleva todo el proceso de tramitación previo a la construcción de la planta FV.
- **Comercializadora de energía.** Es un término correspondiente a las tasas que tiene que pagar la compañía propietaria de la planta FV para poder vender la energía que produce a la red.
- **Impuestos municipales.** Los estados de EEUU están divididos en condados, y estos a su vez en villas o *towns*. Cada *town* suele establecer normativas propias, como es el caso de los impuestos que imponen a las plantas FV por el hecho de ubicarse en su territorio. Es por ello por lo que puede haber mucha variación de uno a otro, pero suelen ser impuestos bastante importantes porque en muchas ocasiones los ciudadanos son reticentes a que las plantas FV ocupen sus terrenos de cultivo.
- **Financiación.** Porcentaje de la inversión financiado por el banco. En este caso no se considera ninguna financiación por parte de los bancos.
- **Tasa de actualización.** También conocida como tasa de rendimiento mínimo aceptable, o TREMA, es una medida económica de la rentabilidad de un proyecto, y cuyo valor se debe alcanzar para que la inversión en un proyecto sea interesante, lo que equivale a decir que la TIR del proyecto debe ser mayor que este valor para que dicho proyecto sea rentable.

Una vez teniendo esto claro, se puede pasar a analizar la rentabilidad de ambos casos, empezando primero por el caso base. En la siguiente tabla se incluyen los costes desglosados de la planta FV, o lo que es lo mismo, las partidas que conforman la inversión inicial necesaria para la construcción y puesta en marcha de la planta:

Tabla 30. Costes de la planta FV | Caso base

Partida	Cantidad	Ud.	Coste unitario (\$/ud)	Coste total (\$)	Coste específico (\$/W _p)
0. TRAMITACIÓN	1	LS	250.000	250.000	0,092
1. INGENIERÍA Y SERVICIOS TÉCNICOS				60.000	0,022
1.1. Ingeniería	1	LS	35.000	35.000,00	0,013
1.2. Servicios técnicos	1	LS	25.000	25.000,00	0,009
2. EQUIPOS				1.738.676	0,637
2.1. Estructura FV 4H 25º	8.400	Mód.	28,28	237.552,00	0,087
2.2. Inversor y transformador	1	UD	195.000	195.000,00	0,071
2.3. Cuadros BT	13	UD	965	12.545,00	0,005
2.4. Equipos MT	1	LS	35.000	35.000,00	0,013
2.5. Sistema de monitorización	1	UD	20.000	20.000,00	0,007
2.6. Módulos FV	8.400	Mód.	136,5	1.146.600	0,420
2.7. Material eléctrico				91.979,70	0,034
2.7.1. Cable de string 10 AWG	95.378	FT	0,194	18.503,33	0,007
2.7.2. Cable de agrupación de DC 600 kcmil	5.906	FT	1,84	10.867,04	0,004
2.7.3. Conectores FV simples	300	UD	1,20	360,00	0,000
2.7.4. Conectores FV dobles	300	UD	3,50	1.050,00	0,000
2.7.5. Cable de tierra desnudo de Cu 1/0 AWG	925	FT	1,43	1.322,75	0,000
2.7.6. Cable de MT 15 kV, 500 kcmil	5.850	FT	6,13	35.860,50	0,013
2.7.7. Tubos de PVC de 3"Ø	2.953	FT	1,36	4.016,08	0,001
2.7.8. Otro material eléctrico	1	LS	20.000	20.000,00	0,007
3. OBRA CIVIL				181.663	0,050
3.1. Movilización	1	LS	7.500	7.500,00	0,003
3.2. Limpieza de árboles, desbroce	15	AC	350	5.250,00	0,002
3.3. Entrada de la construcción	1	LS	2.500	2.500,00	0,001
3.4. Vallado temporal de limo	900	FT	7,50	6.750,00	0,002

3.5. Control de erosión y sedimentos	1	LS	12.500	12.500,00	0,005
3.6. Caminos de acceso de grava	1.046	FT	21,20	22.175,20	0,008
3.7. Losa de hormigón <i>Alaskan slab</i>	1	LS	30.093	30.093,00	0,011
3.8. Zanjas de BT, 36 in prof. x 42 in ancho	837	FT	8,80	7.365,60	0,003
3.9. Zanjas de MT, 36 in prof. x 42 in ancho	859	FT	8,80	7.559,20	0,003
3.10. Vallado perimetral (incluye puertas de acceso y postes)	3.260	FT	9,50	30.970,00	0,011
3.11. Alquiler de maquinaria de obra	1	LS	49.000	49.000,00	0,018
4. INSTALACIÓN				446.406	0,164
4.1. Gestión de obra	1	LS	75.000	75.000,00	0,027
4.2. Instalación mecánica	8.400	Mód.	31,0	260.400,00	0,095
4.3. Instalación eléctrica				111.006,94	0,041
4.3.1. Cable de string 10 AWG	95.378	FT	0,27	25.752,06	0,009
4.3.2. Cable de agrupación de DC 600 kcmil	5.906	FT	2,73	16.123,38	0,006
4.3.3. Conectores FV simples	300	UD	4,50	1.350,00	0,000
4.3.4. Conectores FV dobles	300	UD	2,00	600,00	0,000
4.3.5. Conexión de módulos (<i>daisy chain</i>)	8.400	Mód.	1,36	11.424,00	0,004
4.3.6. Cable de tierra desnudo de Cu 1/0 AWG	925	FT	0,68	629,00	0,000
4.3.7. Cable de MT 15 kV 500 kcmil	5.850	FT	5,21	30.478,50	0,011
4.3.8. Montaje, instalación, y puesta en marcha de las cajas de agrupación de BT	13	UD	300	3.900,00	0,001
4.3.9. Montaje, instalación, y puesta en marcha del inversor central	1	UD	3.400	3.400,00	0,001
4.3.10. Montaje, instalación, y puesta en marcha del transformador	1	UD	1.800	1.800,00	0,001
4.3.11. Montaje, instalación, y puesta en marcha de los equipos auxiliares	1	UD	550	550,00	0,000
4.3.12. Otros	1	LS	15.000	15.000,00	0,005
5. MISCELÁNEOS	1	LS	75.000	75.000	0,027
6. TRABAJOS DE CONEXIÓN A RED	1	LS	250.000	250.000	0,092
				3.001.747	1,100

Fuente: Elaboración propia

La inversión inicial para la planta base es de 3.001.747 \$, lo que equivale a un coste específico de 1,100 \$/W_p. A continuación se calculan los ingresos anuales que obtendría la planta por la venta de la electricidad:

Tabla 31. Ingresos de la planta FV | Caso base

Año	Producción específica (kWh/kW _p)	Producción total (kWh)	Precio de venta (\$/kWh)	Ingresos por producción (\$)	Incentivos NYSDERDA (\$)	Ingresos totales (\$)
1	1.198	3.270.540	0,0850	277.996	640.276	918.272
2	1.188	3.244.376	0,0859	278.530	320.138	598.668
3	1.179	3.218.421	0,0867	279.064	320.138	599.202
4	1.169	3.192.673	0,0876	279.600	-	279.600
5	1.160	3.167.132	0,0885	280.137	-	280.137
6	1.151	3.141.795	0,0893	280.675	-	280.675
7	1.142	3.116.661	0,0902	281.214	-	281.214
8	1.133	3.091.727	0,0911	281.754	-	281.754
9	1.123	3.066.993	0,0920	282.295	-	282.295
10	1.114	3.042.457	0,0930	282.837	-	282.837
11	1.106	3.018.118	0,0939	283.380	-	283.380
12	1.097	2.993.973	0,0948	283.924	-	283.924
13	1.088	2.970.021	0,0958	284.469	-	284.469
14	1.079	2.946.261	0,0967	285.015	-	285.015
15	1.071	2.922.691	0,0977	285.562	-	285.562
16	1.062	2.899.309	0,0987	286.111	-	286.111
17	1.054	2.876.115	0,0997	286.660	-	286.660
18	1.045	2.853.106	0,1007	287.210	-	287.210
19	1.037	2.830.281	0,1017	287.762	-	287.762
20	1.028	2.807.639	0,1027	288.314	-	288.314
		60.670.288				6.943.060

Fuente: Elaboración propia

Se puede ver cómo la producción específica disminuye año a año por la pérdida de rendimiento de los módulos, mientras que el precio de venta de la electricidad aumenta debido al efecto de la inflación. A nivel global, el factor del precio tiene más peso y se puede observar cómo cada año los ingresos son un poco mayores que el anterior. Si, junto a estos, se contabilizan los ingresos debidos a los incentivos definidos en la sección 1.2, se obtienen los ingresos anuales de la planta FV.

Seguidamente se muestra una tabla equivalente a la anterior, solo que con los gastos anuales de la planta definidos al principio de este capítulo:

Tabla 32. Gastos de la planta FV | Caso base

Año	Mantenim. (\$)	Seguro (\$)	Alquiler terreno (\$)	Admin. (\$)	Comerc. energía (\$)	Impuestos munic. (\$)	Gastos totales (\$)
1	13.800	7.000	13.920	3.500	10.000	20.000	68.220
2	14.076	7.140	14.059	3.570	10.200	20.200	69.245
3	14.358	7.283	14.200	3.641	10.404	20.402	70.288
4	14.645	7.428	14.342	3.714	10.612	20.606	71.347
5	14.938	7.577	14.485	3.789	10.824	20.812	72.425
6	15.236	7.729	14.630	3.864	11.041	21.020	73.520
7	15.541	7.883	14.776	3.942	11.262	21.230	74.634
8	15.852	8.041	14.924	4.020	11.487	21.443	75.767
9	16.169	8.202	15.073	4.101	11.717	21.657	76.918
10	16.492	8.366	15.224	4.183	11.951	21.874	78.089
11	16.822	8.533	15.376	4.266	12.190	22.092	79.280
12	17.159	8.704	15.530	4.352	12.434	22.313	80.491
13	17.502	8.878	15.685	4.439	12.682	22.537	81.723
14	17.852	9.055	15.842	4.528	12.936	22.762	82.975
15	18.209	9.236	16.001	4.618	13.195	22.989	84.248
16	18.573	9.421	16.161	4.711	13.459	23.219	85.543
17	18.944	9.609	16.322	4.805	13.728	23.452	86.860
18	19.323	9.802	16.486	4.901	14.002	23.686	88.200
19	19.710	9.998	16.650	4.999	14.282	23.923	89.562
20	20.104	10.198	16.817	5.099	14.568	24.162	90.948
							1.580.284

Fuente: Elaboración propia

En este caso, todos los años los gastos aumentan poco a poco, en gran parte por el efecto de la inflación ya comentado, y en una menor medida debido al hecho de que con el paso de los años la planta va necesitando más mantenimiento, lo que equivale a más costes, pero la mayor parte de los gastos se corresponde a impuestos.

Una vez se tienen los ingresos y gastos anuales de la planta, se puede pasar a determinar la rentabilidad de la misma:

Tabla 33. Rentabilidad de la planta FV | Caso base

Año	Ingresos (\$)	Gastos (\$)	Flujo de caja (\$)	Flujo de caja acumulado (\$)	VAN (\$)
0	-	-	-3.001.747	-3.001.747	-3.001.747
1	918.272	68.220	850.052	-2.151.695	794.441
2	598.668	69.245	529.422	-1.622.273	462.418
3	599.202	70.288	528.915	-1.093.358	431.752
4	279.600	71.347	208.253	-885.105	158.875
5	280.137	72.425	207.712	-677.393	148.096
6	280.675	73.520	207.155	-470.238	138.036
7	281.214	74.634	206.580	-263.658	128.647
8	281.754	75.767	205.987	-57.671	119.886
9	282.295	76.918	205.376	147.705	111.711
10	282.837	78.089	204.747	352.452	104.083
11	283.380	79.280	204.099	556.552	96.966
12	283.924	80.491	203.433	759.984	90.327
13	284.469	81.723	202.746	962.731	84.133
14	285.015	82.975	202.040	1.164.771	78.355
15	285.562	84.248	201.314	1.366.085	72.966
16	286.111	85.543	200.567	1.566.653	67.939
17	286.660	86.860	199.800	1.766.452	63.251
18	287.210	88.200	199.011	1.965.463	58.880
19	287.762	89.562	198.200	2.163.663	54.804
20	288.314	90.948	197.367	2.361.029	51.003
					314.822

Fuente: Elaboración propia

El valor del VAN se ha obtenido de la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{i=0}^{20} \frac{Flujo\ de\ caja|_i}{(1 + Tasa\ de\ actualización)^i} \quad (5)$$

Por su parte, la TIR se define como la tasa que hace que el VAN sea 0, mientras que el PB son los años que pasan hasta que el VAN alcance el valor de 0 (cruce de la curva del VAN con el eje de abscisas). Los resultados para el caso base son:

- **VAN:** 314.822 \$
- **TIR:** 8,88 %
- **PB:** 14,74 años

Tanto el hecho de que el VAN sea positivo, como el que la TIR sea mayor que la tasa de actualización considerada al inicio del estudio, determinan que la planta sería rentable. A pesar de ello, lo que interesa saber es cómo de rentable es el caso optimizado respecto a este primero, pues ese es el objetivo de este TFM. Se pasa por tanto a determinar la rentabilidad de esta planta optimizada:

Tabla 34. Costes de la planta FV | Caso optimizado

Partida	Cantidad	Ud.	Coste unitario (\$/ud)	Coste total (\$)	Coste específico (\$/W _p)
0. TRAMITACIÓN	1	LS	250.000	250.000	0,092
1. INGENIERÍA Y SERVICIOS TÉCNICOS				60.000	0,022
1.1. Ingeniería	1	LS	35.000	35.000,00	0,013
1.2. Servicios técnicos	1	LS	25.000	25.000,00	0,009
2. EQUIPOS				1.706.863	0,625
2.1. Estructura FV 2V 30º	8.400	Mód.	26,33	221.130,00	0,081
2.2. Inversor + transformador	1	UD	195.000	195.000,00	0,071
2.3. Cuadros BT	13	UD	965	12.545,00	0,005
2.4. Equipos MT	1	LS	35.000	35.000,00	0,013
2.5. Sistema de monitorización	1	UD	20.000	20.000,00	0,007
2.6. Módulos FV	8.400	Mód.	136,5	1.146.600,00	0,420
2.7. Material eléctrico				76.588,39	0,028
2.7.1. Cable de string personalizado 10 AWG	43.000	FT	0,183	7.869,00	0,003
2.7.2. Cable de agrupación de DC 600 kcmil	5.906	FT	1,84	10.867,04	0,004
2.7.3. Conectores FV simples	0	UD	1,20	0,00	0,000
2.7.4. Conectores FV dobles	0	UD	3,50	0,00	0,000
2.7.5. Cable de tierra desnudo de Cu 1/0 AWG	925	FT	1,43	1.322,75	0,000
2.7.6. Cable de MT 15 kV, 500 kcmil	5.304	FT	6,13	32.513,52	0,012
2.7.7. Tubos de PVC de 3"Ø	2.953	FT	1,36	4.016,08	0,001
2.7.8. Otro material eléctrico	1	LS	20.000	20.000,00	0,007
3. OBRA CIVIL				168.422	0,062
3.1. Movilización	1	LS	7.500	7.500,00	0,003
3.2. Limpieza de árboles, desbroce	15	AC	350	5.250,00	0,002
3.3. Entrada de la construcción	1	LS	2.500	2.500,00	0,001
3.4. Vallado temporal de limo	900	FT	7,50	6.750,00	0,002

3.5. Control de erosión y sedimentos	1	LS	12.500	12.500,00	0,005
3.6. Caminos de acceso con esteras temporales	1.046	FT	14,22	14.874,12	0,005
3.7. Losa de hormigón horizontal (sin zapatas)	1	LS	23.191	23.191,00	0,008
3.8. Zanjas de BT, 36 in prof. x 42 in ancho	418	FT	8,80	3.678,40	0,001
3.9. Zanjas de BT+MT, 42 in prof. x 42 in ancho	400	FT	9,00	3.600,00	0,001
3.10. Vallado perimetral (incluye puertas de acceso y postes)	3.203	FT	9,50	30.428,50	0,011
3.11. Compra + alquiler de maquinaria de obra	1	LS	58.150	58.150,00	0,021
4. INSTALACIÓN				372.918	0,137
4.1. Gestión de obra	1	LS	75.000	75.000,00	0,027
4.2. Instalación mecánica	8.400	Mód.	25,28	212.352,00	0,078
4.3. Instalación eléctrica				85.566,22	0,031
4.3.1. Cable de string 10 AWG	43.000	FT	0,15	6.450,00	0,002
4.3.2. Cable de agrupación de DC 600 kcmil	5.906	FT	2,73	16.123,38	0,006
4.3.3. Conectores FV simples	0	UD	4,50	0,00	0,000
4.3.4. Conectores FV dobles	0	UD	2,00	0,00	0,000
4.3.5. Conexión de módulos (leapfrog)	8.400	Mod.	1,20	10.080,00	0,004
4.3.6. Cable de tierra desnudo de Cu 1/0 AWG	925	FT	0,68	629,00	0,000
4.3.7. Cable de MT 15 kV 500 kcmil	5.304	FT	5,21	27.633,84	0,010
4.3.8. Montaje, instalación, y puesta en marcha de las cajas de agrupación de BT	13	UD	300	3.900,00	0,001
4.3.9. Montaje, instalación, y puesta en marcha del inversor central	1	UD	3.400	3.400,00	0,001
4.3.10. Montaje, instalación, y puesta en marcha del transformador	1	UD	1.800	1.800,00	0,001
4.3.11. Montaje, instalación, y puesta en marcha de los equipos auxiliares	1	UD	550	550,00	0,000
4.3.12. Otros	1	LS	15.000	15.000,00	0,005
5. MISCELLANEOUS	1	LS	75.000	75.000	0,027
6. TRABAJOS DE CONEXIÓN A RED	1	LS	250.000	250.000	0,092
				2.883.204	1,056

Fuente: Elaboración propia

Se observa cómo la inversión inicial ha disminuido en unos 118.500 \$ en total, casi un 4%, hasta los 2.883.204 \$ (1,056 \$/W_p). Los cambios que se pueden observar al comparar ambas tablas de costes son los siguientes:

- **Estructura FV.** Aunque las estructuras de 30º son más caras que las de 25º, la bajada del precio por ser 2V en vez de 4H es mayor que la de la inclinación: **-16.422 \$**
- **Cable de string.** Disminuyen tanto la cantidad, por el conexionado *leapfrog* y por situar las zanjas por el medio de la planta, como el coste del material, por comprarlos personalizados: **-29.936 \$**
- **Conectores FV.** No se necesitan por llevarlos incluidos el cable de string personalizado: **-3.360 \$**
- **Cable de MT.** Disminuye algo la cantidad por situar las zanjas por el medio de la planta: **-6.192 \$**
- **Caminos de acceso.** Disminuye su coste por hacerlos con esteras temporales en vez de construirlos con grava: **-7.301 \$**
- **Losa de hormigón.** Se consiguen ahorros por construirla sin zapatas: **-6.902 \$**
- **Zanjas.** Disminuye la cantidad por juntar en un tramo tanto la BT como la MT por la misma zanja por el medio de la planta: **-7.646 \$**
- **Vallado perimetral.** Ligera disminución de la longitud al optimizar el perímetro: **-542 \$**
- **Maquinaria de obra.** En este caso el coste aumenta, pero es debido a la compra de la maquinaria ya comentada en el respectivo apartado, cuya inversión se recuperaría en menos de 1 año si se consiguen construir 4 proyectos: **+9.150 \$**
- **Instalación mecánica.** Incluye tanto la instalación de las estructuras como los módulos FV sobre la misma. Disminuye la proporción del coste correspondiente al hecho de pasar de estructuras biposte a monoposte: **-48.048 \$**
- **Conexionado de módulos.** Por llevar a cabo el conexionado *leapfrog*: **-1.344 \$**

En la siguiente gráfica se observa cómo influye cada una de estas medidas en los ahorros totales:

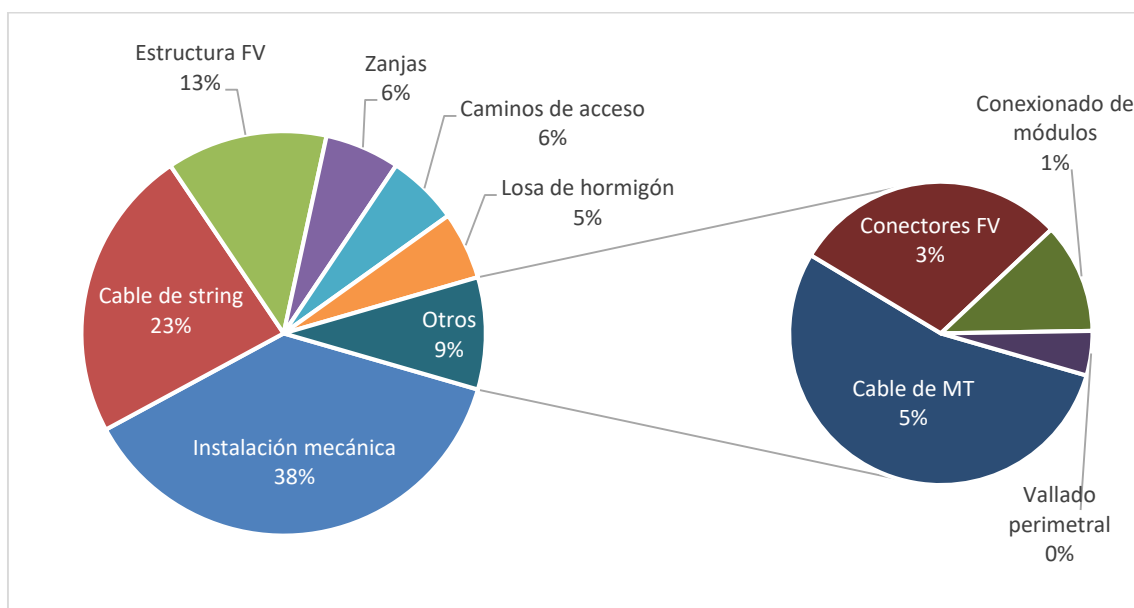


Figura 27. Desglose de los ahorros conseguidos en la planta optimizada

Fuente: Elaboración propia

En la figura anterior se observa que la partida con la que más ahorro se consigue es la instalación mecánica, con un 38%. Esta partida tiene mucho peso porque, como se ha dicho antes, la disminución de las hincas de las estructuras a la mitad influye mucho en el peso total por el precio de instalación de las mismas. La siguiente partida que más dinero permite ahorrar es el cable de string, con un 23%, ya que a pesar de ser un cable muy barato, las cantidades a utilizar hacen que a nivel global se note su repercusión. Esto es así porque se ha optimizado su longitud con 2 procesos de diseño (conexión *leapfrog* y desplazamiento de las zanjas al centro) y 1 de construcción (compra del cable crimpado de fábrica). La partida que completa el top 3 de más ahorros es la de las estructuras, con un 13%, por el hecho de pasar de 4H a 2V.

Otra gráfica que es interesante representar es la de la distribución de los costes de inversión de la planta FV según las partidas que la componen, que es la siguiente:

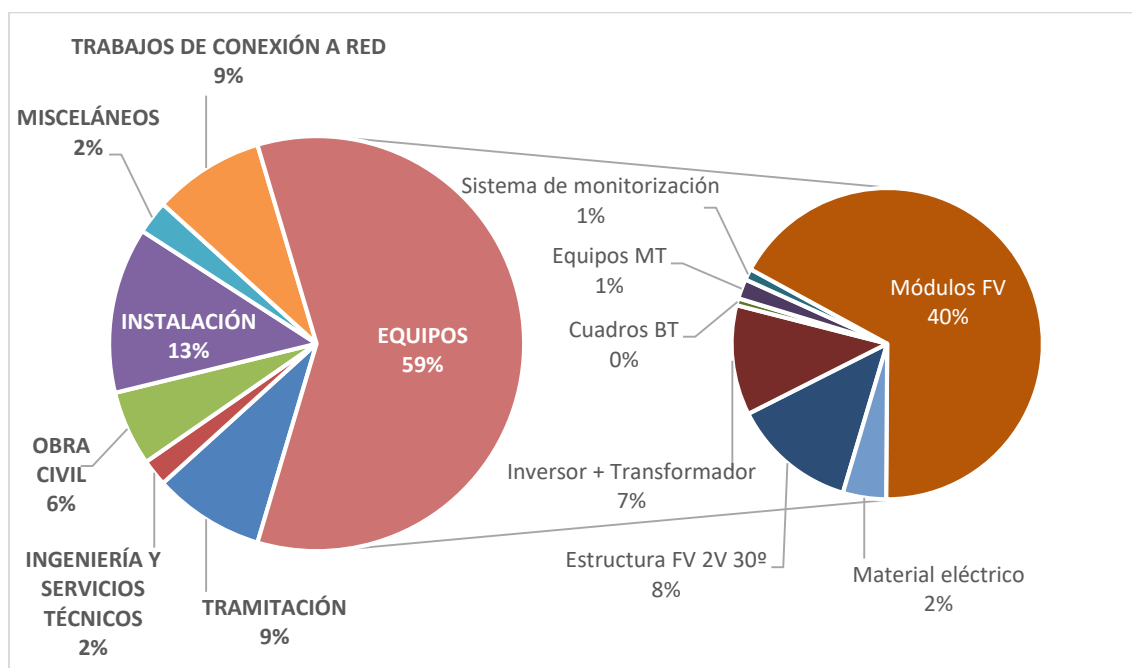


Figura 28. Distribución de los costes de inversión de la planta FV optimizada

Fuente: Elaboración propia

En la figura anterior se puede apreciar que la partida que, con diferencia, es la que tiene más peso sobre el coste de inversión es la de los módulos FV, con un 40%, debido a la gran cantidad de estos que se instalan. Esto hace que, aunque desde luego sea importante implementar mejoras que permitan ahorrar costes, algo que también es importante es el coste al que se consiguen los módulos. Una cosa que es muy común hacer es comprar lotes para varios proyectos, lo cual permite llegar a acuerdos con los vendedores para comprar los módulos a precios algo menores por las economías de escala.

Sin embargo, esto depende de muchos factores, tales como la tecnología de los módulos, su potencia, el fabricante, el lugar desde el que se envían, disponibilidad... lo cual hace que el precio de compra de los módulos FV dependa más de la negociación que de la planificación.

La siguiente partida con más peso baja drásticamente hasta el 13%, y es la de la instalación, que engloba la gestión de obra (*project manager*, *construction manager* y *site manager*) y las instalaciones mecánica y eléctrica. El resto de partidas tienen pesos menores y muy parecidos.

A continuación se calculan los ingresos anuales que obtendría la planta por la venta de la electricidad:

Tabla 35. Ingresos de la planta FV | Caso optimizado

Año	Producción específica (kWh/kW_p)	Producción total (kWh)	Precio de venta (\$/kWh)	Ingresos por producción (\$)	Incentivos NYSERDA (\$)	Ingresos totales (\$)
1	1.205	3.289.650	0,0850	279.620	640.276	919.896
2	1.195	3.263.333	0,0859	280.157	320.138	600.295
3	1.186	3.237.226	0,0867	280.695	320.138	600.833
4	1.176	3.211.328	0,0876	281.234	-	281.234
5	1.167	3.185.638	0,0885	281.774	-	281.774
6	1.158	3.160.153	0,0893	282.315	-	282.315
7	1.148	3.134.871	0,0902	282.857	-	282.857
8	1.139	3.109.792	0,0911	283.400	-	283.400
9	1.130	3.084.914	0,0920	283.944	-	283.944
10	1.121	3.060.235	0,0930	284.489	-	284.489
11	1.112	3.035.753	0,0939	285.036	-	285.036
12	1.103	3.011.467	0,0948	285.583	-	285.583
13	1.094	2.987.375	0,0958	286.131	-	286.131
14	1.086	2.963.476	0,0967	286.681	-	286.681
15	1.077	2.939.768	0,0977	287.231	-	287.231
16	1.068	2.916.250	0,0987	287.782	-	287.782
17	1.060	2.892.920	0,0997	288.335	-	288.335
18	1.051	2.869.777	0,1007	288.889	-	288.889
19	1.043	2.846.819	0,1017	289.443	-	289.443
20	1.034	2.824.044	0,1027	289.999	-	289.999
		61.024.789				6.976.147

Fuente: Elaboración propia

Se observa que el aumento de la producción específica implica un aumento de los ingresos totales de poco más de 33.000 \$, pues esta producción solo se ha conseguido aumentar en 7 puntos por tener la planta un espacio disponible limitado y no poder ajustar el ángulo solar al valor óptimo. Esto indica que la producción de la planta tendría que optimizarse bastante más para que tuviese un impacto notable, pues en este caso la mejora es ínfima.

Seguidamente, una tabla equivalente a la anterior, solo que con los gastos anuales de la planta definidos al principio de este capítulo:

Tabla 36. Gastos de la planta FV | Caso optimizado

Año	Mantenim. (\$)	Seguro (\$)	Alquiler terreno (\$)	Admin. (\$)	Comerc. energía (\$)	Impuestos munic. (\$)	Gastos totales (\$)
1	13.800	7.000	13.813	3.500	10.000	20.000	68.113
2	14.076	7.140	13.951	3.570	10.200	20.200	69.137
3	14.358	7.283	14.091	3.641	10.404	20.402	70.178
4	14.645	7.428	14.232	3.714	10.612	20.606	71.237
5	14.938	7.577	14.374	3.789	10.824	20.812	72.313
6	15.236	7.729	14.518	3.864	11.041	21.020	73.408
7	15.541	7.883	14.663	3.942	11.262	21.230	74.521
8	15.852	8.041	14.809	4.020	11.487	21.443	75.652
9	16.169	8.202	14.957	4.101	11.717	21.657	76.803
10	16.492	8.366	15.107	4.183	11.951	21.874	77.972
11	16.822	8.533	15.258	4.266	12.190	22.092	79.162
12	17.159	8.704	15.411	4.352	12.434	22.313	80.372
13	17.502	8.878	15.565	4.439	12.682	22.537	81.602
14	17.852	9.055	15.720	4.528	12.936	22.762	82.853
15	18.209	9.236	15.878	4.618	13.195	22.989	84.125
16	18.573	9.421	16.036	4.711	13.459	23.219	85.419
17	18.944	9.609	16.197	4.805	13.728	23.452	86.735
18	19.323	9.802	16.359	4.901	14.002	23.686	88.073
19	19.710	9.998	16.522	4.999	14.282	23.923	89.434
20	20.104	10.198	16.688	5.099	14.568	24.162	90.818
							1.577.928

Fuente: Elaboración propia

En los gastos prácticamente tampoco ha habido cambios, a excepción de una pequeña disminución del alquiler del terreno que viene a raíz del reajuste del vallado perimetral, pero su influencia es mínima (menos de 2.400 \$ en el cómputo total de los 20 años de vida útil de la planta).

Una vez se tienen los gastos e ingresos anuales de la planta optimizada, se puede pasar a determinar su rentabilidad del mismo modo que se ha hecho para la planta base:

Tabla 37. Rentabilidad de la planta FV | Caso optimizado

Año	Ingresos (\$)	Gastos (\$)	Flujo de caja (\$)	Flujo de caja acumulado (\$)	VAN (\$)
0	-	-	-2.883.204	-2.883.204	-2.883.204
1	919.896	68.113	851.783	-2.031.421	796.059
2	600.295	69.137	531.158	-1.500.263	463.934
3	600.833	70.178	530.655	-969.608	433.172
4	281.234	71.237	209.997	-759.611	160.206
5	281.774	72.313	209.461	-550.151	149.342
6	282.315	73.408	208.907	-341.244	139.204
7	282.857	74.521	208.336	-132.907	129.741
8	283.400	75.652	207.748	74.841	120.911
9	283.944	76.803	207.142	281.982	112.671
10	284.489	77.972	206.517	488.499	104.983
11	285.036	79.162	205.873	694.373	97.809
12	285.583	80.372	205.211	899.584	91.116
13	286.131	81.602	204.529	1.104.113	84.872
14	286.681	82.853	203.827	1.307.941	79.048
15	287.231	84.125	203.106	1.511.046	73.615
16	287.782	85.419	202.363	1.713.410	68.547
17	288.335	86.735	201.600	1.915.010	63.821
18	288.889	88.073	200.815	2.115.825	59.414
19	289.443	89.434	200.009	2.315.834	55.304
20	289.999	90.818	199.181	2.515.015	51.472
					452.039

Fuente: Elaboración propia

En resumen, los resultados del análisis de la rentabilidad de la planta optimizada son los siguientes:

- **VAN:** 452.039 \$
- **TIR:** 9,80 %
- **PB:** 12,99 años

Para llevar a cabo la comparativa buscada en este TFM se recogen en la siguiente tabla los resultados de rentabilidad de la planta base y de la optimizada:

Tabla 38. Comparativa de los parámetros de rentabilidad principales de los 2 casos

Parámetro	Caso base	Caso optimizado
Inversión inicial	3.001.747 \$	2.883.204 \$
Coste específico de la planta	1,100 \$/W _p	1,056 \$/W _p
VAN	314.822 \$	452.039 \$
TIR	8,88%	9,80%
PB	14,74 años	12,99 años

Fuente: Elaboración propia

Se puede ver cómo la planta optimizada tiene mejores valores para todos los parámetros económicos, pues el reducir la inversión inicial implica un menor coste específico por vatio pico instalado (un 4% menor), lo cual repercute favorablemente al ser una alternativa más rentable. Esto quiere decir que con la planta optimizada se ganaría más dinero, pues el VAN aumenta en más de un 43%, y la TIR aumenta en casi 1 punto, rozando el 10% (superior al 7,5% considerado para la tasa de actualización). Por su parte, el PB se reduce en casi 2 años, desde los 14,7 hasta los 13 años.

En la siguiente figura se ha representado la evolución anual del VAN, y en la que se puede apreciar claramente cómo el corte de la curva del VAN acumulado con el eje horizontal representa el PB:

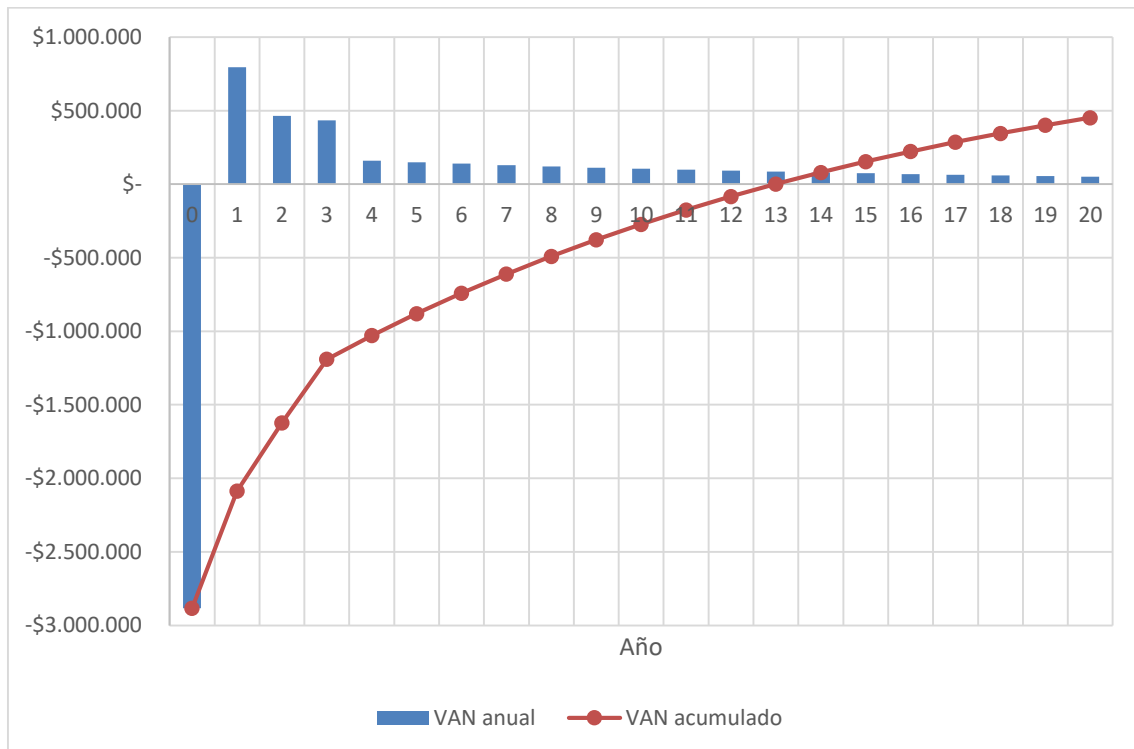


Figura 29. Flujo de caja acumulado del caso de la planta optimizada

Fuente: Elaboración propia

Para terminar este capítulo y simplemente como modo informativo, se ha vuelto a realizar el estudio de la rentabilidad de la planta optimizada, pero eliminando todos los incentivos que se le concede a la planta. Los resultados obtenidos son los siguientes:

- **VAN:** -687.298 \$
- **TIR:** 3,71 %
- **PB:** No se recupera la inversión

A simple vista queda muy patente que un proyecto de esta índole en el estado de NY sin financiación o sin incentivos es completamente inviable, lo cual remarca más si cabe la necesidad de medidas de ayudas para la FV en zonas como la de NY.

CAPÍTULO 4. CONCLUSIONES

Una vez terminados todos los análisis técnico-económicos relativos al estudio llevado a cabo en este TFM, se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- Se han analizado los principales procedimientos de diseño y construcción de las plantas FV, describiendo las particularidades técnicas de cada uno.
- Se han estudiado alternativas o modificaciones a dichos procedimientos respecto de la forma tradicional de hacerlo con el fin de determinar, mediante estudios técnico-económicos, cual es la forma óptima de llevar a cabo estas tareas.
- Se ha determinado que hay varios puntos optimizables en los procesos de diseño y construcción de las plantas FV en NY.
- Se ha evaluado mediante un análisis de rentabilidad que, efectivamente, la solución propuesta en este TFM como alternativa a la forma tradicional de hacer las plantas FV en NY es mejorable.
- Se ha disminuido la inversión inicial en casi un 4% (118.543 \$ menos), disminuyendo el coste específico de la planta de 1,1 \$/W_p a 1,056 \$/W_p.

Queda por tanto demostrado que, aunque a nivel global los cambios propuestos en este TFM no tienen un gran impacto en lo que la rentabilidad del proyecto se refiere, sí que ayudan a mejorar los parámetros relacionados con la rentabilidad económica, lo que significa que de implementarse se van a obtener beneficios en un plazo de tiempo más o menos corto, en función de qué medidas y cuántas de ellas se han podido aplicar.

Lo que ha quedado plasmado también en los resultados de este TFM es la total dependencia de este tipo de plantas FV de los incentivos a esta tecnología. De eliminarse estas ayudas, la única forma de que estas plantas sean rentables es que tuviesen financiación, lo cual podría hacer interesante la inversión en ellas, pero desde luego siempre son mejores los incentivos gubernamentales que a financiación privada.

Como comentario final, es importante remarcar que a pesar de haber obtenido resultados positivos con el fin de optimizar los costes de la planta, el poder llevarlos a cabo en la realidad suele ser más complicado. El problema radica en que el inversionista, que es quien pone el dinero para la inversión inicial, no siempre se adhiere a los criterios óptimos que se deberían seguir. Puesto que él tiene que dar el visto bueno a todo lo que se va a construir y hacer, muchas veces prefiere que se lleven a cabo las tareas como se hace tradicionalmente que cambiar los modos de hacer las cosas, pues para él eso implica un riesgo que no siempre quiere asumir.

Por tanto, la implementación o no de estas optimizaciones queda pendiente de la aprobación del inversionista. Por otro lado, atendiendo a los parámetros económicos calculados aquí, las mejoras en la rentabilidad de la planta FV son evidentes, lo cual implica que el llevar a cabo estas mejoras, o, en cualquier caso, seguir los resultados de los análisis definidos aquí para aplicarlos a casos concretos de otras plantas FV, permiten ahorrar dinero y con ello obtener más beneficios económicos a lo largo de toda la vida útil de la planta.

CAPÍTULO 5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] «Global Horizontal Solar Resource of New York,» National Renewable Energy Laboratory (NREL), 4 Abril 2017. [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/gis/images/state-level-resource-maps/ghi/New-York-ghi-2017-01.jpg>. [Último acceso: 23 Abril 2018].
- [2] «Mapa de la irradiación global horizontal de España,» Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), [En línea]. Available: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_pdfs/G_hor_ES.png. [Último acceso: 23 Abril 2018].
- [3] A. Girard, E. Gago, J. Ordoñez y T. Muneer, «Spain's energy outlook: A review of PV potential and energy export,» *Renewable Energy*, vol. 86, pp. 703-715, 2016.
- [4] New York State Energy Research and Development Authority (NYSERDA), «Energy Efficiency and Renewable Energy Potential Study of New York State, Volume 3: Renewable Energy Methodology and Detailed Results,» 2014.
- [5] «Top 10 Solar States,» Solar Energy Industries Association (SEIA), 2017. [En línea]. Available: https://www.seia.org/sites/default/files/2016-Top-10-States_NY.png. [Último acceso: 23 Abril 2018].
- [6] New York State Department of Public Service, «03-E-0188: Renewable Portfolio Standard - Home Page,» [En línea]. Available: <http://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/All/1008ED2F934294AE85257687006F38BD>. [Último acceso: 23 Abril 2018].
- [7] New York State Energy Research and Development Authority, «NY-Sun | 2016 - 2023 Operating Plan,» Albany, NY, 2016.
- [8] State of New York Public Service Commission, «ORDER REGARDING RETAIL RENEWABLE PORTFOLIO STANDARD,» 2004.
- [9] State of New York Public Service Commission, «ORDER ESTABLISHING NEW RPS GOAL AND RESOLVING MAIN TIER ISSUES,» 2009.
- [10] State of New York Public Service Commission, «ORDER ADOPTING A CLEAN ENERGY STANDARD,» 2016.
- [11] Database of State Incentives for Renewables & Efficiency (DSIRE), «Net Metering Program Overview,» 8 Abril 2017. [En línea]. Available: <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/453>. [Último acceso: 23 Abril 2018].

- [12] State of New York Public Service Commission, «ORDER ON NET ENERGY METERING TRANSITION, PHASE ONE OF VALUE OF DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES, AND RELATED MATTERS,» 2017.
- [13] State of New York Public Service Commission, «ORDER ON PHASE ONE VALUE OF DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES PROJECT SIZE CAP AND RELATED MATTERS,» 2018.
- [14] GTM Research, «U.S. Solar Market Insight - 2017 Year in Review,» 2018.
- [15] NYSEDA, «Upstate Dashboard,» [En línea]. Available: <https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/Programs/NY-Sun/Contractors/Upstate-Dashboard>. [Último acceso: 19 Agosto 2018].
- [16] G. Ball, D. Brearley y M. Hamon, «1,000 Vdc Utilization Voltages in Nonresidential PV Applications,» SolarPro, Mayo 2013. [En línea]. Available: http://solarprofessional.com/articles/design-installation/1000-vdc-utilization-voltages?v=disable_pagination&nopaging=1#.Wt7T4C5uaUk. [Último acceso: 24 Abril 2018].
- [17] D. Brearley, «1,500 Vdc Utilization Voltages in Ground-Mount Applications,» SolarPro, Diciembre 2016. [En línea]. Available: https://solarprofessional.com/articles/design-installation/1500-vdc-utilization-voltages-in-ground-mount-applications?v=disable_pagination&nopaging=1#.Wt7fFi5uaUk. [Último acceso: 24 Abril 2018].
- [18] C. Colp, «Cost-Saving PV Source-Circuit Wiring Method,» SolarPro, Abril/Mayo 2014. [En línea]. Available: http://solarprofessional.com/articles/design-installation/cost-saving-pv-source-circuit-wiring-method?v=disable_pagination&nopaging=1#.Wt9WXYhuZPY. [Último acceso: 24 Abril 2018].
- [19] B. White, «Q & A: Bypass Diodes Improve System Performance and Safety,» SolarPro, Marzo 2009. [En línea]. Available: <https://solarprofessional.com/articles/design-installation/q-a-bypass-diodes-improve-system-performance-and-safety#.Wv7u60iFNPY>. [Último acceso: 18 Mayo 2018].
- [20] Stansol Energy, S. L., «Estructuras fotovoltaicas,» Mayo 2018. [En línea]. Available: <http://www.stansolgroup.com/wp-content/uploads/2018/05/estructuras-fijas.jpg>. [Último acceso: 14 Agosto 2018].
- [21] B. Horn, «Inverter Sizing and Production Curtailments,» New Energy Research, 2017. [En línea]. Available: <http://bxhorn.com/wp-content/uploads/2017/10/Inverter-Clipping.png>. [Último acceso: 19 Agosto 2018].

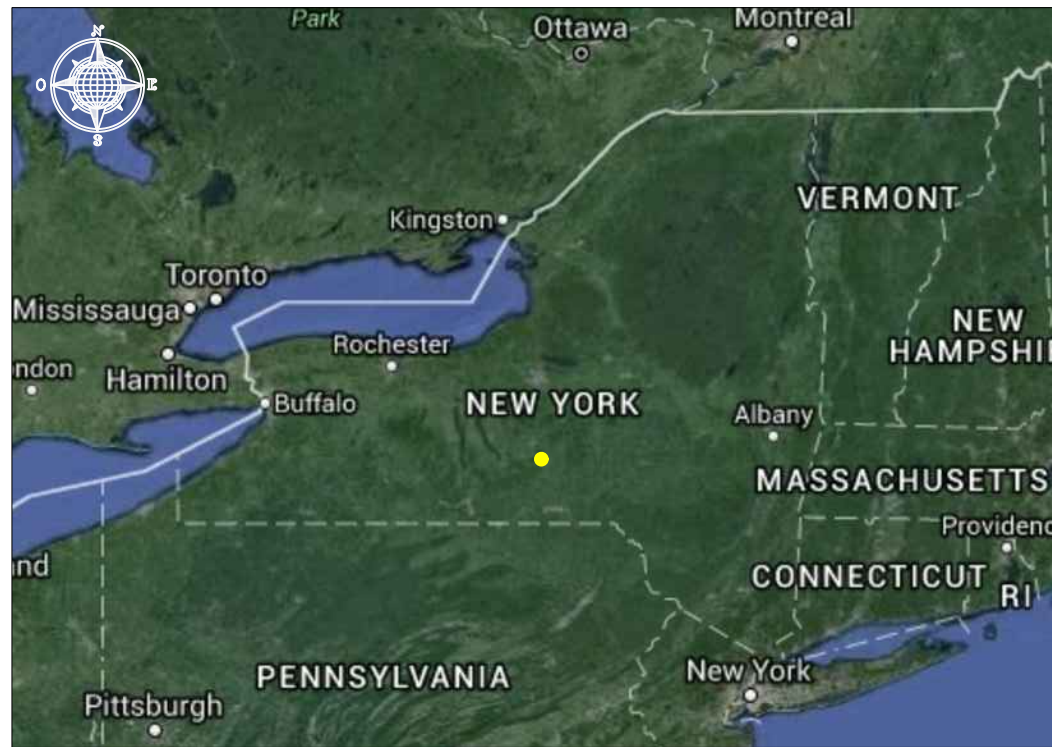
- [22] Northern Arizona Wind & Sun, «Solar Panel Connectors and Cables,» [En línea]. Available: <https://d3f7dpm96o8eu9.cloudfront.net/media/wysiwyg/MC4-parallel-diagram1.jpg>. [Último acceso: 19 Agosto 2018].
- [23] E. Every, «Using Y-Connectors in String Inverter Systems,» SolarPro, Julio/Agosto 2016. [En línea]. Available: https://solarprofessional.com/articles/design-installation/using-y-connectors-in-string-inverter-systems?v=disable_pagination&nopaging=1#.WwhDHUiFNPY. [Último acceso: 25 Mayo 2018].
- [24] Bureau of Labor Statistics, «Occupational Employment and Wages, May 2017 - 47-2111 Electricians,» United States Department of Labor, 30 Marzo 2018. [En línea]. Available: <https://www.bls.gov/oes/current/oes472111.htm>. [Último acceso: 10 Julio 2018].
- [25] Department of Environmental Conservation, «Forests,» New York State, [En línea]. Available: <https://www.dec.ny.gov/lands/309.html>. [Último acceso: 25 Junio 2018].
- [26] M. Wallace, «Concrete Construction: How to prevent frost heave,» 1 Abril 1987. [En línea]. Available: http://www.concreteconstruction.net/_view-object?id=00000153-96b0-dbf3-a177-96b9d1a80000. [Último acceso: 3 Julio 2018].
- [27] U.S. Department of Commerce, «NOAA Manual NOS NGS 1: Geodetic Bench Marks,» Septiembre 1978. [En línea]. Available: https://www.ngs.noaa.gov/PUBS_LIB/GeodeticBMs/#page34. [Último acceso: 3 Julio 2018].
- [28] TuffTrak® Ground Protection, «Mud-Traks®,» Checkers Safety Group, 2016. [En línea]. Available: <https://tufftrak-safety.com/wp-content/uploads/2016/11/mudtraks-situational-square.jpg>. [Último acceso: 5 Julio 2018].

CAPÍTULO 6. ANEXOS

6.1. PLANOS DE LA PLANTA OPTIMIZADA

En las siguientes páginas se presentan los planos principales correspondientes a la planta optimizada. Los planos incluidos son, en el orden en el que aparecen, los siguientes:

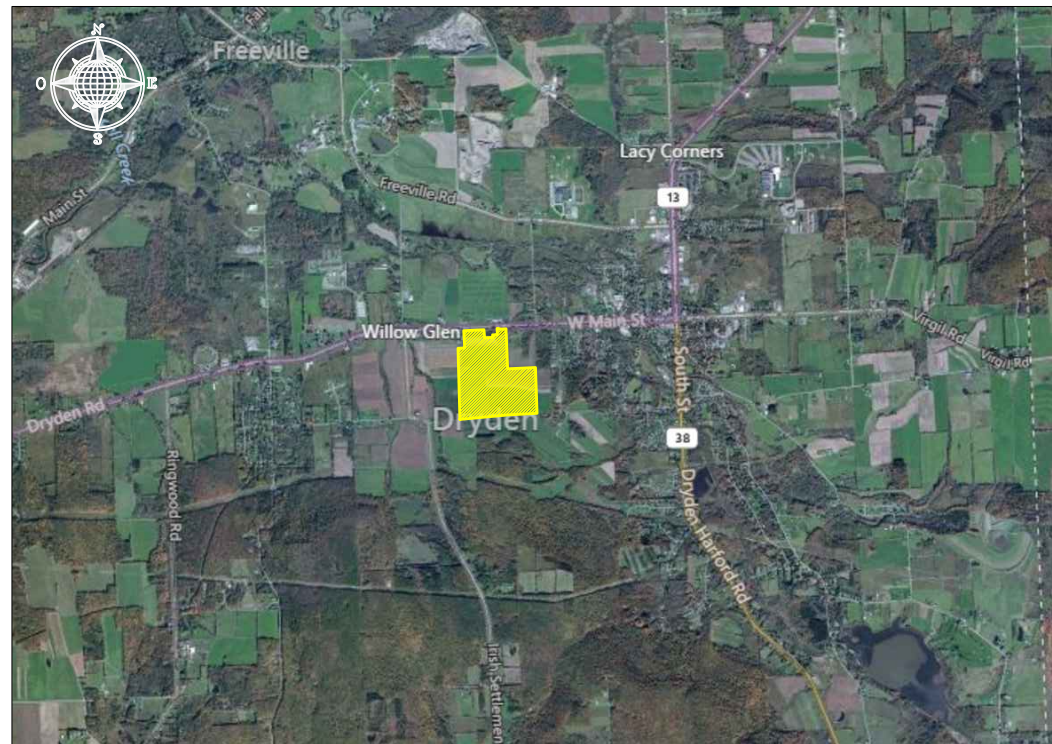
1. Plano de emplazamiento y situación
2. Plano de distribución general en planta
3. Plano de distribución de strings por caja de agrupación
4. Plano del diagrama unifilar



Escala: S/E



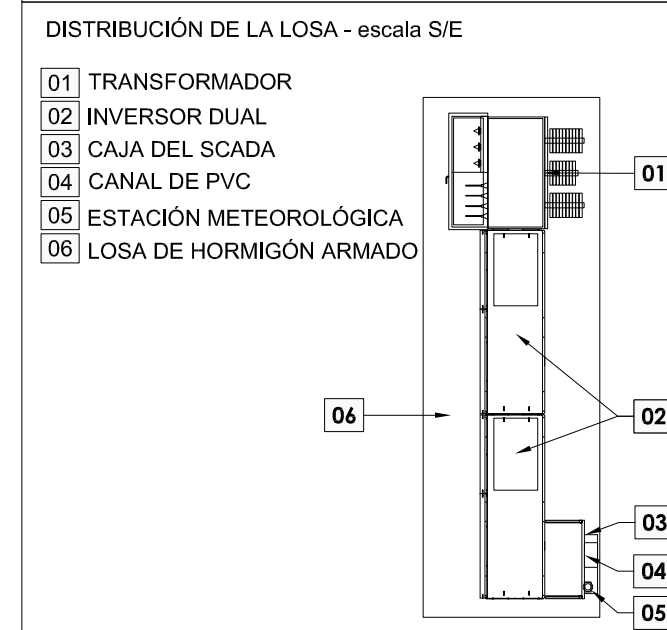
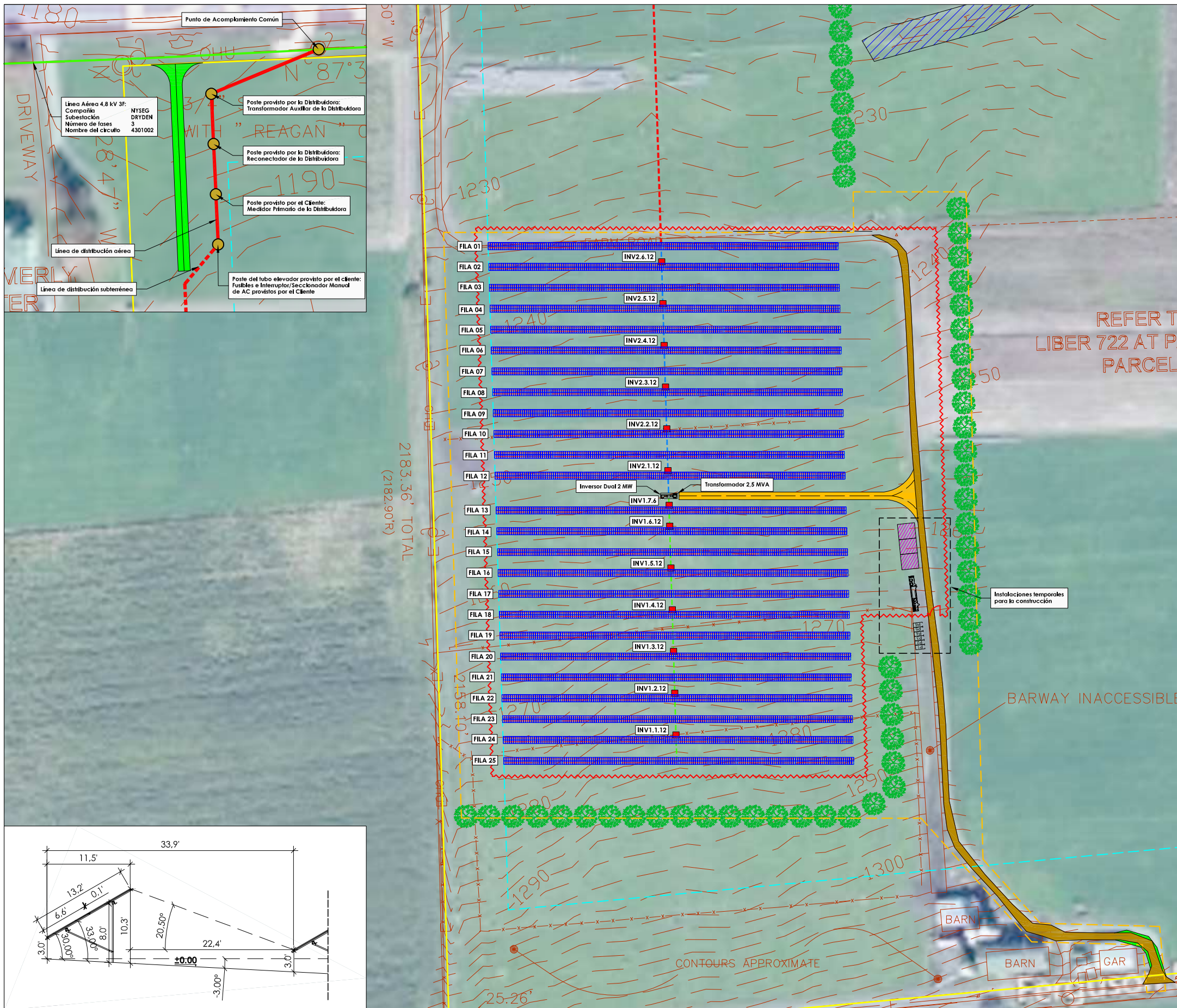
Escala: S/E



Escala: 1 / 70.000

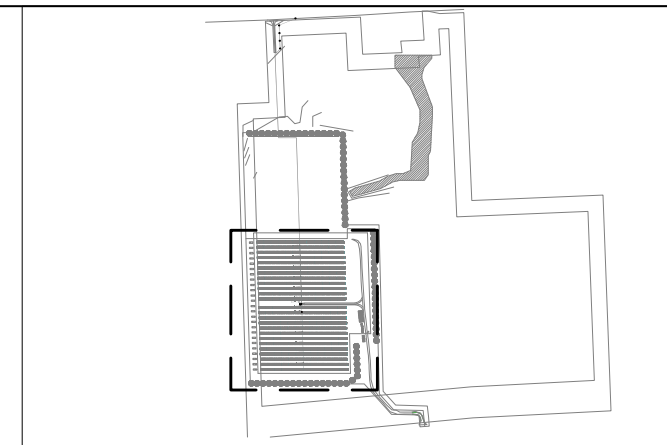
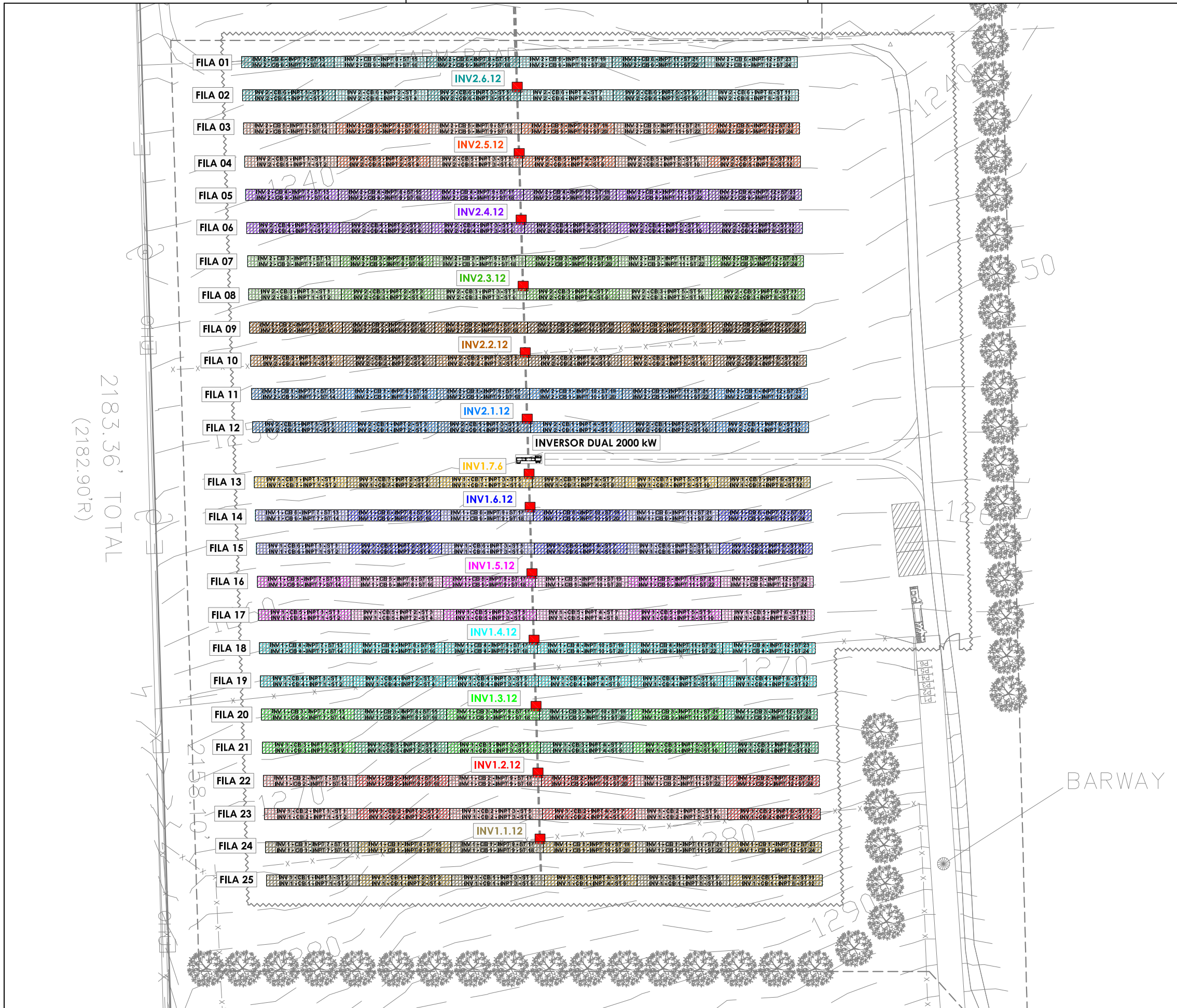


Escala: 1 / 10.000

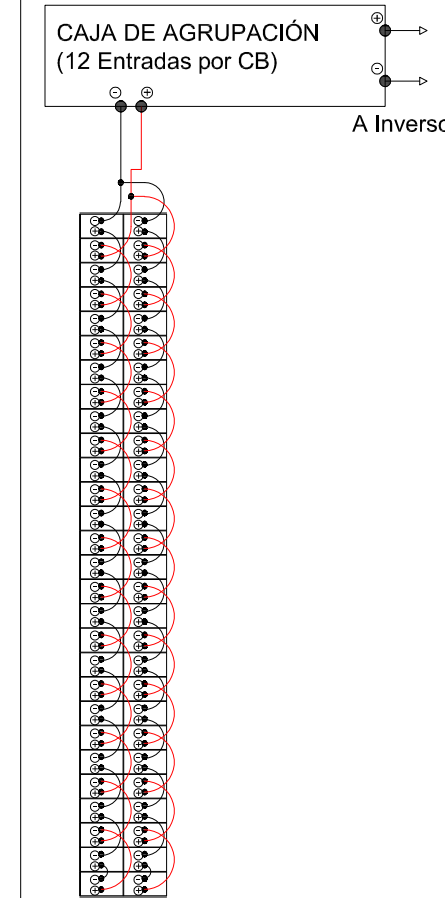


LEYENDA

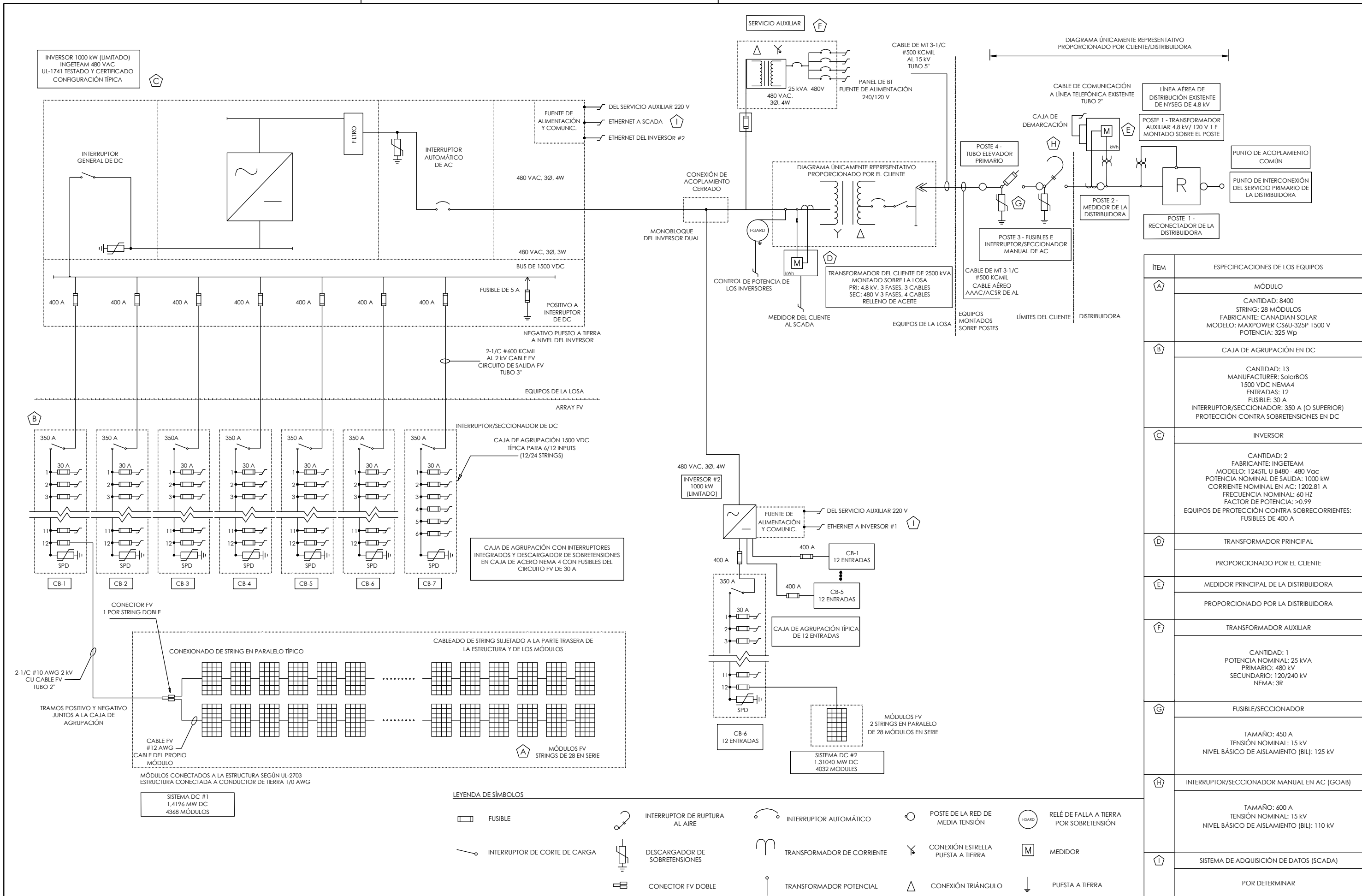
	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS
	LOSA DE INVERSOR+TRANSFORMADOR
	LÍNEA ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN
	ZANJA DE MEDIA TENSIÓN
	ZANJA DE BAJA Y MEDIA TENSIÓN
	ZANJA DE BAJA TENSIÓN
	LÍMITES DE LA PROPIEDAD
	LÍMITES DEL PROYECTO
	ÁREA ARRENDADA
	VALLADO PERIMETRAL
	CAJA DE AGRUPACIÓN DE DC
	ENTRADA A LA CONSTRUCCIÓN
	CAMINO DE ACCESO PRINCIPAL
	CAMINO DE ACCESO SECUNDARIO
	ÁREA DE DESCARGA
	HUMEDALES
	POSTES ELÉCTRICOS
	ÁRBOLES



DETALLE 1 escala S/E
1,500 V Conexión de String Doble



LEYENDA
 ■ INV X . X . XX CAJA DE AGRUPACIÓN (CB)
 ↳ Número de Strings Dobles a la Entrada
 ↳ Número de la Caja de Agrupación
 ↳ Número del Inversor al que conecta



ÍTEM	ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS
A	MÓDULO CANTIDAD: 8400 STRING: 28 MÓDULOS FABRICANTE: CANADIAN SOLAR MODELO: MAXPOWER CS6U-325P 1500 V POTENCIA: 325 Wp
B	CAJA DE AGRUPACIÓN EN DC CANTIDAD: 13 MANUFACTURER: SolarBOS 1500 VDC NEMA4 ENTRADAS: 12 FUSIBLE: 30 A INTERRUPTOR/SECCIONADOR: 350 A (O SUPERIOR) PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES EN DC
C	INVERSOR CANTIDAD: 2 FABRICANTE: INGTEAM MODELO: I24STL U B480 - 480 Vac POTENCIA NOMINAL DE SALIDA: 1000 kW CORRIENTE NOMINAL EN AC: 1202.81 A FRECUENCIA NOMINAL: 60 HZ FACTOR DE POTENCIA: >0.99 EQUIPOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTES: FUSIBLES DE 400 A
D	TRANSFORMADOR PRINCIPAL PROPORCIONADO POR EL CLIENTE
E	MEDIDOR PRINCIPAL DE LA DISTRIBUIDORA PROPORCIONADO POR LA DISTRIBUIDORA
F	TRANSFORMADOR AUXILIAR CANTIDAD: 1 POTENCIA NOMINAL: 25 kVA PRIMARIO: 480 kV SECUNDARIO: 120/240 kV NEMA: 3R
G	FUSIBLE/SECCIONADOR TAMAÑO: 450 A TENSION NOMINAL: 15 kV NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO (BIL): 125 kV
H	INTERRUPTOR/SECCIONADOR MANUAL EN AC (GOAB) TAMAÑO: 600 A TENSION NOMINAL: 15 kV NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO (BIL): 110 kV
I	SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS (SCADA) POR DETERMINAR

- LEYENDA DE SÍMBOLOS
- [Symbol] FUSIBLE
 - [Symbol] INTERRUPTOR DE RUPTURA AL AIRE
 - [Symbol] INTERRUPTOR AUTOMÁTICO
 - [Symbol] POSTE DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN
 - [Symbol] RELÉ DE FALLA A TIERRA POR SOBRETENSIÓN
 - [Symbol] INTERRUPTOR DE CORTE DE CARGA
 - [Symbol] DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES
 - [Symbol] TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
 - [Symbol] CONEXIÓN ESTRELLA PUESTA A TIERRA
 - [Symbol] MEDIDOR
 - [Symbol] CONECTOR FV DOBLE
 - [Symbol] TRANSFORMADOR POTENCIAL
 - [Symbol] CONEXIÓN TRIÁNGULO
 - [Symbol] PUESTA A TIERRA

6.2. INFORME DEL PVSYST PARA LA PLANTA OPTIMIZADA

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : **Dryden Base**

Geographical Site (42.4850 -76.3200) Country **United States**

Situation Latitude 42.45° N Longitude -76.35° W
 Time defined as Legal Time Time zone UT-5 Altitude 443 m
 Albedo 0.20

Meteo data: (42.4850 -76.3200) Solar Anywhere Satellite, SUNY model - TMY

Simulation variant : **2V-30-20.5as**

Simulation date 28/08/18 02h36

Simulation parameters

System type **Shed system**

Collector Plane Orientation Tilt 30° Azimuth 0°

Sheds configuration Nb. of sheds 25 Identical arrays
 Sheds spacing 10.2 m Collector width 3.96 m

Shading limit angle Limit profile angle 16.3° Ground cov. Ratio (GCR) 38.7 %

Models used Transposition Perez Diffuse Imported

Horizon Free Horizon

Near Shadings According to strings Electrical effect 100 %
 Used for calculation 48.0 % of field area

PV Array Characteristics

PV module Si-poly Model **CS6U - 325P 1500V**
 Original PVsyst database Manufacturer Canadian Solar Inc.
 Number of PV modules In series 28 modules In parallel 300 strings
 Total number of PV modules Nb. modules 8400 Unit Nom. Power 325 Wp
 Array global power Nominal (STC) **2730 kWp** At operating cond. 2448 kWp (50°C)
 Array operating characteristics (50°C) U mpp 926 V I mpp 2643 A
 Total area Module area **16332 m²** Cell area 14721 m²

Inverter Model **INGECON SUN 1245TL U B480**

Custom parameters definition Manufacturer Ingeteam
 Characteristics Operating Voltage 694-1300 V Unit Nom. Power 1245 kWac
 Inverter pack Nb. of inverters 2 units Total Power 2490 kWac
 Pnom ratio 1.10

PV Array loss factors

Array Soiling Losses Average loss fraction 7.2 %

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
24.2%	27.9%	9.0%	0.8%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%	1.0%	23.3%

Thermal Loss factor U_c (const) 29.0 W/m²K U_v (wind) 0.0 W/m²K / m/s

Wiring Ohmic Loss Global array res. 5.9 mOhm Loss Fraction 1.5 % at STC

Serie Diode Loss Voltage Drop 0.7 V Loss Fraction 0.1 % at STC

LID - Light Induced Degradation Loss Fraction 2.2 %

Module Quality Loss Loss Fraction -0.5 %

Module Mismatch Losses Loss Fraction 1.0 % at MPP

Strings Mismatch loss Loss Fraction 0.50 %

Incidence effect (IAM): User defined IAM profile

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

Grid-Connected System: Simulation parameters

System loss factors

AC loss, transfo to injection	Grid Voltage	5 kV	Loss Fraction	0.4 % at STC
	Wires: 3x300.0 mm ²	613 m	Loss Fraction	0.1 % at STC
External transformer	Iron loss (24H connexion)	2697 W	Loss Fraction	0.7 % at STC
	Resistive/Inductive losses	62.4 mOhm		
Unavailability of the system	3.6 days, 3 periods		Time fraction	1.0 %

User's needs :

Unlimited load (grid)

Auxiliaries loss

constant (fans)	200 W	... from Power thresh.	0.0 kW
Night consumption	1750 W		

Grid power limitation

Active Power	2000 kW	Pnom ratio	1.365
--------------	---------	------------	-------

Grid-Connected System: Near shading definition

Project : Dryden Base
Simulation variant : 2V-30-20.5as

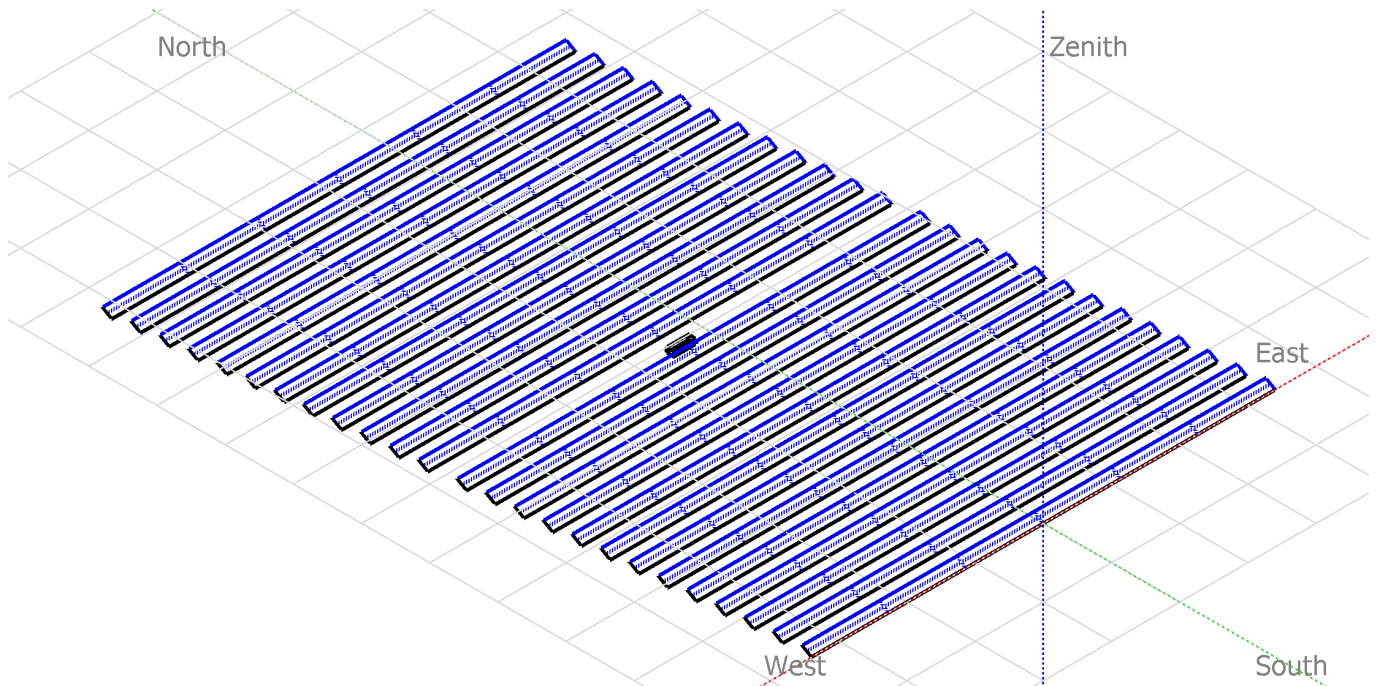
Main system parameters

System type **Shed system**

Near Shadings

PV Field Orientation	According to strings	Electrical effect	100 %
PV modules	tilt 30°	Used for calculation	08.0 % of field area
PV Array	Model CS6U - 325P 1500V	Pnom	325 Wp
Inverter	Nb. of modules 8400	Pnom total	2730 kWp
Inverter pack	Model INGECON SUN 1245TL U B480	Pnom total	1245 kW ac
User's needs	Nb. of units 2.0	Pnom total	2490 kW ac
	Unlimited load (grid)		

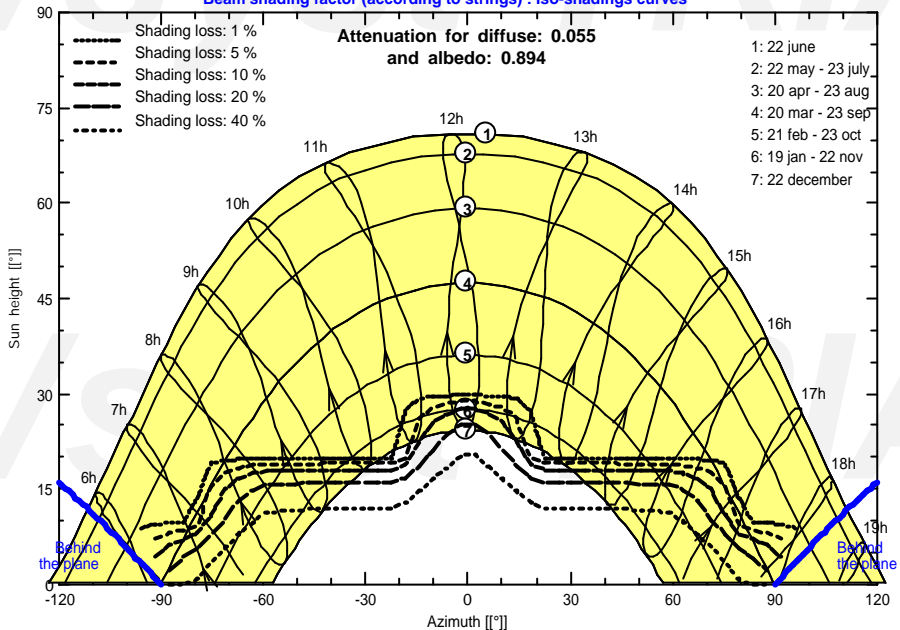
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Dryden Base

Beam shading factor (according to strings) : Iso-shadings curves



Grid-Connected System: Main results

Project : Dryden Base
Simulation variant : 2V-30-20.5as

Main system parameters

System type **Shed system**

Near Shadings

According to strings

Electrical effect 100 %

PV Field Orientation

tilt 30°

Used for calculation 08.0 % of field area

PV modules

Model CS6U - 325P 1500V

Pnom 325 Wp

PV Array

Nb. of modules 8400

Pnom total **2730 kWp**

Inverter

Model INGECON SUN 1245TL U B480

1245 kW ac

Inverter pack

Nb. of units 2.0

Pnom total **2490 kW ac**

User's needs

Unlimited load (grid)

Main simulation results

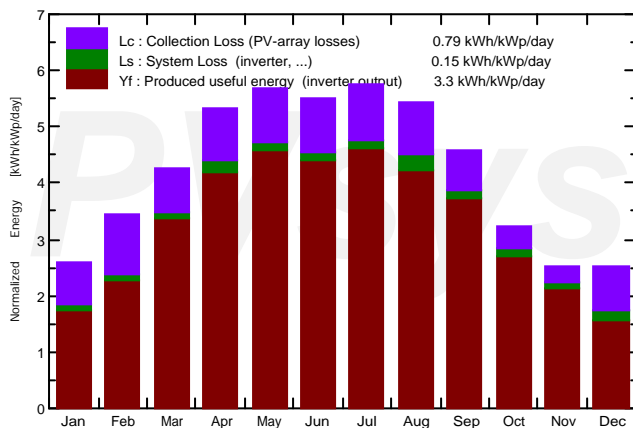
System Production

Produced Energy 3291 MWh/year

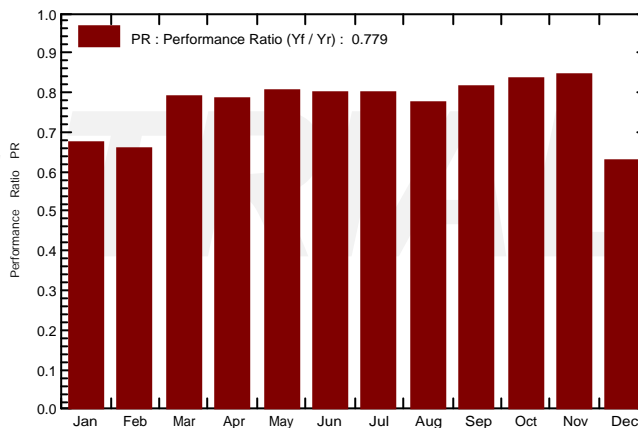
Specific prod. 1205 kWh/kWp/year

Performance Ratio PR 77.85 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 2730 kWp



Performance Ratio PR



2V-30-20.5as

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	50.2	26.84	-5.79	81.0	56.7	156.7	148.6	0.672
February	67.4	30.91	-4.22	96.3	65.9	182.0	173.9	0.662
March	107.1	49.96	0.95	132.1	114.1	295.5	284.9	0.790
April	143.4	56.81	8.51	159.7	150.5	361.8	342.4	0.785
May	174.6	74.40	14.24	175.4	165.9	399.1	386.3	0.806
June	171.0	81.76	19.70	165.0	155.2	372.3	360.5	0.800
July	180.2	75.82	20.54	177.6	167.8	401.6	389.1	0.802
August	158.4	70.36	20.70	168.6	159.6	380.2	357.8	0.777
September	117.2	56.93	16.80	137.3	129.8	316.9	306.3	0.817
October	75.1	34.95	8.69	100.7	95.6	240.1	230.3	0.838
November	50.3	26.26	5.13	76.3	71.2	185.1	176.6	0.847
December	43.6	19.84	-5.65	78.3	54.4	147.2	134.3	0.629
Year	1338.5	604.86	8.36	1548.4	1386.7	3438.4	3290.9	0.779

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation
 T Amb Ambient Temperature
 GlobInc Global incident in coll. plane
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 EArray Effective energy at the output of the array
 E_Grid Energy injected into grid
 PR Performance Ratio

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Dryden Base
Simulation variant : 2V-30-20.5as

Main system parameters	System type	Shed system	
Near Shadings	According to strings	Electrical effect	100 %
PV Field Orientation	tilt 30°	Used for calculation	08.0 % of field area
PV modules	Model CS6U - 325P 1500V	Pnom	325 Wp
PV Array	Nb. of modules 8400	Pnom total	2730 kWp
Inverter	Model INGECON SUN 1245TL U B480		1245 kW ac
Inverter pack	Nb. of units 2.0	Pnom total	2490 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year

