



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para
la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de
conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

Trabajo Fin de Máster

Máster Universitario en Ingeniería Industrial

AUTOR/A: Subías Ruíz, Alberto

Tutor/a: Hernández Fenollosa, María de los Ángeles

Cotutor/a: Seguí Chilet, Salvador

CURSO ACADÉMICO: 2021/2022



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

TRABAJO FIN DE MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

AUTOR: Alberto Subías Ruiz

TUTORA: María Ángeles Hernández Fenollosa

COTUTOR: Salvador Seguí Chilet

Curso Académico: 2021-22

AGRADECIMIENTOS

En los últimos días de mi paso por la universidad, echo la vista atrás para recordar todo el camino que he recorrido y toda la gente que me ha acompañado en estos seis años.

Mi familia, que me ha criado y me ha inculcado los valores que me han permitido llegar a donde me encuentro ahora.

Mis amigos, que han visto lo mejor y lo peor de mí, y han escogido seguir a mi lado sin pedir nada a cambio.

Mis compañeros de universidad, con los que he compartido tantas penas, pero también tantas risas.

Mis profesores, que me han enseñado el placer del saber y la curiosidad por aprender.

Mis compañeros de trabajo, que tan desinteresadamente me han introducido en la nueva etapa de mi vida.

Y mis tutores, sin los cuales este trabajo no sería posible.

A todos, muchas gracias por hacerme la persona que soy hoy.

RESUMEN

En la lucha actual contra el cambio climático, y en la búsqueda de una industria energética sostenible, son claves las aportaciones de la energía fotovoltaica. A su vez, los sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías, beneficiándose de los avances tecnológicos, suponen una realidad muy habitual hoy en día, lo cual abre la posibilidad de explotar el potencial de combinar ambas tecnologías.

El presente trabajo parte de un parque fotovoltaico de cinco MW existente en el Estado de Nueva York, que, en el momento de la redacción, está en proceso de entrar en servicio. Se emplean una mezcla de datos experimentales, y de modelos teóricos, ajustados gracias a la experiencia obtenida durante la construcción del proyecto. A partir de ello, se estudia la integración en el parque de un sistema de almacenamiento de energía de baterías.

Dicha integración pretende aprovecharse del sobredimensionamiento de la planta, para aumentar la cantidad de energía que puede verse a la red, encontrando así un uso para la sobreproducción de energía y eliminando la principal desventaja que suponen las pérdidas por no superar los límites máximos autorizados, conocido técnicamente como pérdidas por reducción de la potencia generada o pérdidas por “clipping”. La inclusión de baterías pretende también abrir otras alternativas a la operación del parque fotovoltaico, por ejemplo, el desplazar la curva de producción de energía diaria, o asegurar la venta de energía eléctrica en los momentos de máximo beneficio económico.

El proceso de diseño incluye una selección de las baterías, del equipo de media y baja tensión, así como un dimensionamiento del sistema de almacenamiento de energía. Junto a las alternativas tecnológicas, se analiza así mismo la rentabilidad económica del proceso, obteniendo de esta manera una conclusión clara sobre la viabilidad de la inclusión de baterías en la operación del parque.

Palabras Clave: Fotovoltaica; energías renovables; sistema de almacenamiento de energía; baterías; Objetivos para el Desarrollo Sostenible

RESUM

A la lluita actual contra el canvi climàtic, i a la recerca d'una indústria energètica responsable i sostenible, són clau les aportacions de l'energia fotovoltaica. Alhora, els sistemes d'emmagatzematge d'energia basats en bateries, beneficiant-se dels avanços tecnològics i de la reducció de costos, suposen una realitat cada vegada més habitual a la indústria energètica d'avui en dia. La possibilitat d'explotar el potencial d'aquesta combinació de factors és, per tant, més que evident.

Aquest treball parteix d'un parc fotovoltaic existent a l'Estat de Nova York, que en el moment de la redacció està en procés d'entrar en servei. S'utilitzen una barreja de dades obtingudes experimentalment, i de models teòrics, comprovats i ajustats gràcies a l'experiència obtinguda durant la construcció i la posada en marxa del projecte. A partir d'això, s'estudia la possible integració al parc d'un sistema d'emmagatzematge d'energia, basat en l'ús de bateries.

Aquesta integració pretén aprofitar-se del sobredimensionament de la planta, fet inevitable en el disseny d'aquesta, per augmentar la quantitat d'energia que es pot abocar a la xarxa, trobant així un ús per a la sobreproducció d'energia i eliminant el principal desavantatge que suposen les pèrdues per "clipping". La inclusió de bateries pretén també obrir altres alternatives a l'operació del parc fotovoltaic, com ara desplaçar la corba de producció d'energia diària, o assegurar que la venda d'energia elèctrica es faci en els moments de màxim benefici econòmic.

El procés de disseny inclou una selecció de les bateries, de l'equip de mitjana i baixa tensió, així com un dimensionament del sistema d'emmagatzematge d'energia propi. Al costat de les alternatives tècniques i tecnològiques, s'analitza així mateix la rendibilitat econòmica del procés, obtenint així una conclusió clara sobre la viabilitat de la inclusió de bateries en l'operació del parc.

Paraules clau: Fotovoltaica; energies renovables; sistema d'emmagatzematge d'energia; bateries; Objectius per al Desenvolupament Sostenible

ABSTRACT

Considering today's fight against climate change, and the searching of a responsible and renewable energy industry, PV energy systems are key. Moreover, battery energy storage systems, profiting from technological advances and cost reduction, are now gaining an ever-growing share in the current energy sector. The possibilities of exploiting the potential hidden in both technologies is therefore, obvious.

This thesis starts from a photovoltaic site located in the State of New York, which, at the moment of writing, is in the process of commissioning. Using a mixture of experimental data, and theoretical models, properly calibrated with the accumulated experience during the construction of this site. Based on this, a study of the possible integration of a battery energy storage system (BESS) into the site structure is to be performed.

This ampliation is to take advantage of the oversizing of the plant, which is an unavoidable design feature, in order to increase the quantity of AC power that can be produced, and eliminate the limitation caused by the clipping losses. The BESS aims to open other alternatives in the operation of the site, such as shifting the daily energy generation, or ensuring the electrical energy sale is done in the time of highest retail cost.

The design process includes a selection of battery models, medium voltaje and low voltaje equipment, together with the sizing of the BESS. Together with the technical and technological alternatives, the economic profitability of the process will be analysed, obtaining a clear conclusion on the feasibility of the project.

Keywords: Photovoltaic; renewable energies; ESS; batteries; Sustainable Development Goals

ÍNDICE DE CONTENIDOS

| | |
|--|------|
| AGRADECIMIENTOS | i |
| RESUMEN..... | ii |
| RESUM..... | iii |
| ABSTRACT | iv |
| ÍNDICE DE CONTENIDOS | v |
| ÍNDICE DE ILUSTRACIONES | x |
| ÍNDICE DE TABLAS | xii |
| ÍNDICE DE ECUACIONES | xiii |
| MEMORIA | 1 |
| CAPÍTULO 1. Objeto y justificación del proyecto..... | 2 |
| 1.1. Objeto del Proyecto..... | 2 |
| 1.2. Justificación..... | 2 |
| 1.3. Descripción de la planta fotovoltaica | 4 |
| 1.3.1. Route 19#2 | 4 |
| 1.3.2. Módulos, montaje y conexión de los mismos..... | 4 |
| 1.3.3. Equipo de baja y media tensión | 6 |
| 1.3.4. Sistema de control y monitorización..... | 7 |
| 1.3.4.1. Sensores y sistema de monitorización..... | 7 |
| 1.3.4.2. Seguidores solares y sistema de control..... | 8 |
| 1.3.5. Consideraciones adicionales..... | 8 |
| 1.4. Procedimiento seguido en el diseño | 8 |
| CAPÍTULO 2. Estudio de las soluciones planteadas | 11 |
| 2.1. Gestión de las baterías | 11 |
| 2.1.1. Recuperación de las pérdidas por <i>clipping</i> | 11 |
| 2.1.2. Desplazamiento de la producción | 12 |
| 2.1.3. <i>Capacity firming</i> , mejora de la calidad del suministro y fiabilidad de la generación | 13 |
| 2.1.4. Control de la velocidad de rampa..... | 14 |
| 2.1.5. Selección de estrategias..... | 15 |
| 2.2. Configuración de las baterías..... | 15 |
| 2.3. Tecnologías de almacenamiento de energía mediante baterías | 16 |
| 2.3.1. Baterías de plomo y ácido | 17 |
| 2.3.2. Baterías de ion de litio | 17 |

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

| | |
|---|----|
| 2.3.3. Baterías de flujo redox..... | 18 |
| 2.3.4. Baterías de sal fundida..... | 18 |
| 2.3.5. Elección de la tecnología de batería..... | 18 |
| 2.4. Conexión del sistema de almacenamiento a la instalación actual..... | 19 |
| 2.4.1. Punto de conexión..... | 19 |
| 2.4.2. Modificaciones al equipo existente..... | 20 |
| 2.5. Selección del software de simulación del parque..... | 20 |
| 2.5.1. Comparación..... | 21 |
| 2.5.1.1. Principio de funcionamiento..... | 21 |
| 2.5.1.2. Complejidad y precisión del modelo..... | 22 |
| 2.5.1.3. Modelo económico..... | 22 |
| 2.5.1.4. Información meteorológica y de irradiancia solar..... | 22 |
| 2.5.1.5. Simulación de sistemas de almacenamiento de energía..... | 22 |
| 2.5.1.6. Resultados de la simulación y visualización..... | 22 |
| 2.5.2. Conclusión de la comparación..... | 23 |
| CAPÍTULO 3. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento de energía..... | 25 |
| 3.1. Descripción de la metodología del dimensionamiento de las baterías..... | 25 |
| 3.2. Dimensionamiento de las baterías para la recuperación de las pérdidas por clipping..... | 26 |
| 3.2.1. Relación entre la energía recuperada y las características de la batería..... | 26 |
| 3.2.2. Relación entre la energía recuperada y la energía de la batería..... | 27 |
| 3.2.3. Relación entre la energía recuperada y la potencia de la batería..... | 29 |
| 3.2.4. Relación entre los beneficios obtenidos y la energía recuperada..... | 31 |
| 3.2.5. Resultados del dimensionamiento de las baterías para recuperar las pérdidas por clipping..... | 34 |
| 3.3. Dimensionamiento de las baterías para el desplazamiento de la curva de producción..... | 36 |
| 3.3.1. Relación entre la energía almacenada y las características de la batería..... | 36 |
| 3.3.1.1. Definición de la energía almacenable..... | 36 |
| 3.3.1.2. Definición de la energía desplazable..... | 38 |
| 3.3.2. Relación entre la energía recuperada y la energía de la batería..... | 38 |
| 3.3.3. Relación entre la energía recuperada y la potencia de la batería..... | 40 |
| 3.3.4. Relación entre los beneficios obtenidos y la energía recuperada..... | 42 |
| 3.3.5. Resultados del dimensionamiento de las baterías para desplazar la producción..... | 42 |
| CAPÍTULO 4. Justificación y descripción de las soluciones adoptadas..... | 46 |
| 4.1. Modelo de baterías..... | 46 |
| 4.2. Equipo de media y baja tensión..... | 50 |
| 4.2.1. Sistemas con inversores y baterías integradas..... | 50 |
| 4.2.2. Inversores para sistemas sin baterías integradas..... | 50 |
| 4.2.3. Transformadores..... | 51 |
| 4.3. Justificación de la solución para el escenario de recuperación de las pérdidas ocasionadas por clipping..... | 51 |

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

| | |
|--|----|
| 4.3.1. Diseño del banco de baterías | 51 |
| 4.3.2. Selección de los equipos del sistema de almacenamiento basado en baterías | 52 |
| 4.3.3. Dimensionamiento de los cables y protecciones | 53 |
| 4.4. Descripción de la solución propuesta para el escenario DE RECUPERACIÓN de las pérdidas por clipping | 54 |
| 4.4.1. Descripción del sistema de almacenamiento de energía por baterías | 54 |
| 4.4.2. Descripción de la operación y gestión del sistema de almacenamiento de energía por baterías | 55 |
| 4.4.3. Descripción de las obras necesarias para la instalación y puesta en marcha de la solución | 55 |
| 4.5. Justificación de la solución propuesta para el escenario de desplazamiento de la producción de energía diaria | 56 |
| 4.5.1. Diseño del banco de baterías | 56 |
| 4.5.2. Selección de los equipos del sistema de almacenamiento basado en baterías | 56 |
| 4.5.3. Dimensionamiento de los cables y protecciones | 57 |
| 4.6. Descripción de la solución propuesta para el escenario de desplazamiento de la curva de producción | 57 |
| 4.6.1. Descripción del sistema de almacenamiento de energía por baterías | 57 |
| 4.6.2. Descripción de la operación y gestión del sistema de almacenamiento de energía por baterías | 58 |
| 4.6.3. Descripción de las obras necesarias para la instalación y puesta en marcha de la solución | 58 |
| CAPÍTULO 5. Modelo de route 19#2 en SAM | 61 |
| 5.1. System Advisor Model..... | 61 |
| 5.1.1. Introducción a SAM | 61 |
| 5.1.2. Los modelos de SAM..... | 61 |
| 5.2. Modelo inicial de route 19#2 | 62 |
| 5.2.1. Selección del modelo técnico | 62 |
| 5.2.1.1. Modelo técnico sin baterías | 62 |
| 5.2.1.2. Modelo técnico con baterías | 63 |
| 5.2.2. Selección del modelo económico | 63 |
| 5.2.3. El modelo técnico de Route 19#2 en su configuración actual..... | 64 |
| 5.2.3.1. Localización y recurso | 64 |
| 5.2.3.2. Módulo | 65 |
| 5.2.3.3. Inversor | 66 |
| 5.2.3.4. Diseño del sistema..... | 66 |
| 5.2.3.5. Sombras y disposición | 67 |
| 5.2.3.6. Pérdidas | 68 |
| 5.2.3.7. Limitaciones de la red | 68 |
| 5.2.3.8. Vida útil y degradación..... | 69 |

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

| | |
|---|-----|
| 5.2.4. El modelo económico de Route 19#2 en su configuración actual | 69 |
| 5.2.4.1. Costes de instalación | 69 |
| 5.2.4.2. Costes de operación | 69 |
| 5.2.4.3. Parámetros financieros | 69 |
| 5.2.4.4. Ingresos | 70 |
| 5.2.4.5. Incentivos | 70 |
| 5.2.4.6. Depreciación | 70 |
| 5.2.5. Los modelos de Route 19#2 con baterías | 70 |
| 5.2.5.1. Células y sistemas de baterías | 71 |
| 5.2.5.2. Vida de la batería | 72 |
| 5.2.5.3. Gestión de las baterías | 72 |
| 5.2.5.4. Apartados económicos | 73 |
| CAPÍTULO 6. Resultados | 75 |
| 6.1. Irradiancia empleada en las simulaciones | 75 |
| 6.2. Resultados para Route 19#2 en su estado actual | 76 |
| 6.3. Resultados para Route 19#2, con el sistema de almacenamiento de energía para recuperar la energía perdida por clipping | 79 |
| 6.4. Resultados para Route 19#2, con el sistema de almacenamiento de energía para desplazar la curva | 82 |
| 6.5. Comparación de la explotación económica entre las tres opciones | 86 |
| CAPÍTULO 7. Conclusiones | 89 |
| 7.1. Conclusiones generales | 89 |
| 7.2. Posibles mejoras a la metodología de dimensionamiento | 89 |
| 7.3. Estado actual de la industria y la tendencia de la misma | 91 |
| Referencias | 94 |
| Presupuesto | 99 |
| Estructura de los presupuestos | 100 |
| Presupuesto de la instalación del sistema de almacenamiento para el primer escenario | 101 |
| Presupuesto de la instalación del sistema de almacenamiento para el segundo escenario | 102 |
| Planos..... | 104 |
| Plano 1: Plano general de Route 19#2 en su estado actual | 105 |
| Plano 2: Plano eléctrico unifilar de Route 19#2 en su estado actual | 106 |
| Plano 3: Plano general de Route 19#2 para el primer escenario..... | 107 |
| Plano 4: Plano eléctrico unifilar de Route 19#2 para el primer escenario | 108 |
| Plano 5: Plano general de Route 19#2 para el segundo escenario | 109 |
| Plano 6: Plano eléctrico unifilar de Route 19#2 para el segundo escenario | 110 |
| Anexos..... | 112 |
| Anexo I – Incentivos empleados para Route 19#2..... | 113 |
| NY-Sun | 113 |
| Programa de Incentivo al Almacenamiento de Energía Minorista de NYSERDA..... | 114 |

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

| | |
|--|-----|
| Anexo II – Metodología para el dimensionamiento de los cables y protecciones | 115 |
| Cálculo de los parámetros nominales de operación..... | 115 |
| Criterios del NEC | 115 |
| Caso trifásico | 115 |
| Caso en corriente continua | 116 |
| Criterio por caída de tensión..... | 116 |
| Dimensionamiento de las protecciones según el NEC | 116 |

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

| | |
|--|----|
| Ilustración 1 - Ubicación de Route 19#2 dentro del Estado de Nueva York. | 4 |
| Ilustración 2 - Fotografía de Route 19#2. Route 19#2 está compuesto por los cinco bloques de módulos más cercanos a la cámara. Fuente: Antara Soluciones Técnicas SL. | 5 |
| Ilustración 3 - Esquema eléctrico simplificado de Route 19#2 en su estado actual. | 7 |
| Ilustración 4 - Representación de las pérdidas por <i>clipping</i> (Dyna Power, 2022). | 12 |
| Ilustración 5 - Representación del desplazamiento de energía (Hassan, Cipcigan, & Jenkins, 2017). | 13 |
| Ilustración 6 - Representación de la recuperación de la energía perdida en las rampas (Dyna Power, 2022). | 14 |
| Ilustración 7 - Flujo de la recuperación de la energía perdida por <i>clipping</i> | 27 |
| Ilustración 8 - Histograma de la energía diaria perdida por <i>clipping</i> | 28 |
| Ilustración 9 - Energía perdida por <i>clipping</i> recuperable en función de la energía de la batería. | 29 |
| Ilustración 10 - Histograma de potencia diaria perdida por <i>clipping</i> | 30 |
| Ilustración 11 - Energía perdida por <i>clipping</i> recuperable en función de la potencia de la batería. | 30 |
| Ilustración 12 - Beneficios esperados en función de la energía perdida por <i>clipping</i> recuperada. | 34 |
| Ilustración 13 - Ingresos y gastos esperados en función de la energía perdida por <i>clipping</i> recuperada. | 35 |
| Ilustración 14 - Precios medios de la energía ponderados por hora. | 36 |
| Ilustración 15 - Energía media producida a cada hora según la configuración actual de Route 19#2. | 37 |
| Ilustración 16 - Flujo de la energía desplazada. | 38 |
| Ilustración 17 - Histograma de la energía producida de 5h a 11h. | 39 |
| Ilustración 18 - Energía total desplazable en función de la energía de la batería. | 39 |
| Ilustración 19 - Histograma de la potencia diaria generada de 5h a 11h. | 40 |
| Ilustración 20 - Potencia generada a cada hora para cada día de un año. | 41 |
| Ilustración 21 - Energía total desplazable en función de la potencia de la batería. | 41 |

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

| | |
|---|----|
| Ilustración 22 – Beneficios esperados en función de la energía desplazada al año. | 43 |
| Ilustración 23 – Ingresos y gastos en función de la energía desplazada al año. | 43 |
| Ilustración 24 - Resultados del proceso de selección del modelo de batería. | 49 |
| Ilustración 25 - Captura de SAM, mostrando el módulo seleccionado. | 65 |
| Ilustración 26 - Captura de SAM, mostrando el inversor seleccionado. | 66 |
| Ilustración 27 - Captura de SAM, mostrando la disposición de los módulos. | 67 |
| Ilustración 28 - Captura de SAM, mostrando las características del sistema de almacenamiento dimensionado para el segundo escenario. | 71 |
| Ilustración 29 - Captura de SAM, mostrando la definición del proceso de degradación de la batería. | 72 |
| Ilustración 30 - Irradiancia global en el plano del módulo solar (W/m^2) horaria en Route 19#2 del día medio de cada mes para el escenario base. | 76 |
| Ilustración 31 - Energía producida de media cada mes en el escenario base. | 77 |
| Ilustración 32 - Producción (kW) horaria del día medio de cada mes para el escenario base. .. | 78 |
| Ilustración 33 - Energía producida de media cada mes en el primer escenario. | 79 |
| Ilustración 34 - Producción (kW) horaria del día medio de cada mes para el primer escenario (en naranja) y para el escenario base (en azul). | 80 |
| Ilustración 35 – Estado de carga de la batería (%) (en azul) y precio de la energía (\$/MWh) (en naranja) para el primer escenario. Los datos son valores horarios para el día medio de cada mes. | 81 |
| Ilustración 36 - Energía producida de media cada mes en el segundo escenario. | 83 |
| Ilustración 37 - Producción (kW) horaria del día medio de cada mes para el segundo escenario (en naranja) y para el escenario base (en azul). | 84 |
| Ilustración 38 - Estado de carga de la batería (%) (en azul) y precio de la energía (\$/MWh) (en naranja) para el segundo escenario. Los datos son valores horarios para el día medio de cada mes. | 85 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|---|----|
| Tabla 1 - Resultados del dimensionamiento del sistema de almacenamiento para el primer escenario. | 36 |
| Tabla 2 - Resultados del dimensionamiento del sistema de almacenamiento para el segundo escenario. | 44 |
| Tabla 3 - Datos de las baterías consultadas. | 48 |
| Tabla 4 - Pesos empleados en el proceso de jerarquía analítica empleado para seleccionar el modelo de batería. | 49 |
| Tabla 5 - Datos de los inversores consultados. | 51 |
| Tabla 6 - Sistema de almacenamiento de baterías empleado en el primer escenario. | 52 |
| Tabla 7 - Resultados del dimensionamiento de cables para el primer escenario. | 54 |
| Tabla 8 - Sistema de almacenamiento de energía empleado en el segundo escenario. | 56 |
| Tabla 9 - Resultados del dimensionamiento de cables para el segundo escenario. | 57 |
| Tabla 10 – Resumen de los resultados de la simulación del escenario base. | 76 |
| Tabla 11 - Resumen de los resultados de la simulación del primer escenario. | 79 |
| Tabla 12 - Resumen de los resultados de la simulación del segundo escenario. | 82 |
| Tabla 13 – Resumen de los resultados económicos del primer y segundo caso. | 86 |

ÍNDICE DE ECUACIONES

| | |
|---|-----|
| Ecuación 1 - Beneficios esperados en base a la energía perdida por <i>clipping</i> recuperada. | 32 |
| Ecuación 2 - Subvención económica por la instalación de baterías..... | 33 |
| Ecuación 3 - Valor ganado con el desplazamiento de la energía. | 42 |
| Ecuación 4 - Valor perdido con el desplazamiento de la energía. | 42 |
| Ecuación 5 - Potencia trifásica. | 115 |
| Ecuación 6 - Caída de tensión para una línea trifásica..... | 116 |
| Ecuación 7 - Caída de tensión para una línea en corriente continua..... | 116 |

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

PARTE I

MEMORIA

CAPÍTULO 1. Objeto y justificación del proyecto

1.1. OBJETO DEL PROYECTO

El fin de este trabajo es el estudio de la integración, en la planta fotovoltaica que se describirá a continuación, de un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías. Dicha planta ha sido diseñada por Antara Soluciones Técnicas SL, empresa que ha permitido al autor de este proyecto la realización del mismo y que ha puesto a su alcance la mayor parte de información empleada en él. En los siguientes párrafos se detallará brevemente la intención que existe detrás de la persecución de este objetivo.

El cliente para quien la empresa ha diseñado y está construyendo la planta fotovoltaica, planteó hace un tiempo el interés por examinar las posibilidades que otorgaría un sistema de almacenamiento de energía a la operación de futuros proyectos fotovoltaicos similares. Con el objetivo de analizar las potenciales ventajas de un posterior diseño semejante, se va a desarrollar en este trabajo un estudio acerca de qué usos podrían darse de manera hipotética a un sistema de almacenamiento de energía integrado en la operación de la planta. Además, se perfilarán posibles soluciones técnicas al problema planteado, evaluando la viabilidad técnica y económica de tal desarrollo. Todo ello con el fin último de facilitar el análisis sobre la factibilidad de explorar la hibridación de futuros proyectos fotovoltaicos por parte de la empresa.

1.2. JUSTIFICACIÓN

En los siguientes párrafos se tratará de justificar el sujeto de estudio de este trabajo, abordándolo desde dos perspectivas diferentes, la de las distribuidoras de energía eléctrica, por un lado, y la de los productores de energía por otro. La primera está relacionada con las estrategias nacionales y supranacionales para asegurar la transición energética, mientras que la segunda está basada en la operación de las plantas de generación de energía eléctrica.

La transición energética actual está permitiendo observar cómo las tradicionales fuentes de energía basadas en los combustibles fósiles están siendo sustituidas a gran velocidad por las energías renovables, siendo la energía eólica y la fotovoltaica, representada por el objeto de este trabajo, aquellas que lideran el cambio. Una de las principales consecuencias de este proceso es la mayor penetración de dichas energías renovables, que proceden de fuentes que no pueden ser controladas. Altos niveles de penetración intermitentes pueden llegar a reemplazar a las fuentes de energía tradicionales, pero también pueden amenazar con superar las capacidades de la red o provocar problemas de gestión de la calidad de suministro. Las incertidumbres asociadas a estos casos son una potencial fuente de desafíos para los sistemas de distribución eléctricos. Es por lo tanto una necesidad que éstos estén equipados para poder lidiar con la posibilidad de una sobre-penetración (Red Eléctrica de España, 2022).

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

Una de las soluciones viables ante estos problemas puede ser la interconexión con países vecinos, que permita vender el excedente sin tener que sacrificar la producción de energía adicional. Otra solución, igualmente requerida por las condiciones que se prevén en el futuro, es la posibilidad de almacenar la propia energía. La facilidad que otorga esta solución es la habilidad de desacoplar la oferta y la demanda, haciendo posible separar los tiempos de una y de otra para hacerlos efectivamente independientes. Los métodos más viables y realistas para llevar a cabo este almacenamiento son, actualmente, las estaciones de bombeo de agua reversibles a gran escala y las baterías a media y pequeña escala. La primera de estas tecnologías está basada en la forma tradicional, madura y asentada de realizar el almacenamiento de energía, mientras que la segunda está haciendo su aparición en el mercado, y previsiblemente, ganará mayor peso según progrese la tecnología en la que se sustenta (Mexis & Todeschini, 2020).

Los sistemas de almacenamiento de energía también resultan ser una opción atractiva para las empresas que se dedican a la generación de energía eléctrica. Esto supondría la integración directa de baterías en las plantas de producción de energía, siendo particularmente el caso de este estudio, por supuesto, la de una planta fotovoltaica. Esta alternativa supone una gran ventaja para la empresa, y le otorga un alto grado de flexibilidad tanto en la generación de energía como en su posterior vertido en la red.

Por el lado de la generación, directamente relacionada con la carga de las baterías, la primera ventaja, y la más obvia, es que permitiría teóricamente a la empresa producir más energía instantánea de la que es capaz de verter a la red en ese momento (ya fuese por limitaciones en el punto de conexión, por restricciones causadas por la potencia del transformador empleado... etc.). La segunda ventaja es independizar la producción de energía de su posterior venta, en especial teniendo en cuenta que la energía fotovoltaica depende de las condiciones solares que, al no ser controlables, de otra forma no habría posibilidad de elegir cuando generar y verter la energía.

Es importante tener en cuenta que la capacidad de escoger cuando se cargan las baterías, y cuando se vende la energía eléctrica almacenada, proporciona una serie de posibilidades muy interesantes y beneficiosas a la empresa. Así, pueden cargarse las baterías cuando el precio de la electricidad es bajo, y venderla cuando aumenta el mismo, maximizando los ingresos y beneficios económicos. O pueden aprovecharse las horas de máxima producción, y descargarse las baterías durante la tarde y parte de la noche, alargando el tiempo de producción diaria más allá de lo normal para una planta fotovoltaica. Pueden cargarse igualmente durante las primeras horas de luz, y emplear la energía almacenada para alargar las horas de máxima producción. Debe tenerse en cuenta además que la energía solar fotovoltaica es actualmente una de las fuentes de energía más rentables y baratas, añadiendo una ventaja importante al ámbito económico. En conclusión, la inclusión de baterías en un proyecto fotovoltaico permite a su operador disponer de una mayor flexibilidad, dándole diversas e interesantes posibilidades, que, dependiendo de las circunstancias específicas, pueden ser empleadas para optimizar el proceso de producción energético (Dyna Power, 2022).

Por lo expuesto anteriormente, resulta claramente de interés realizar un estudio de la integración de sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías ante cualquier proyecto de generación de energía, tal y como podría representar de forma genérica el

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

presentado en este documento. Se justifica así la motivación de establecer dichas baterías, no sólo por motivos de distribución de energía, sino también para el propio beneficio de las empresas generadoras de energía.

1.3. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

1.3.1. Route 19#2

El parque fotovoltaico en el que se sustenta el estudio desarrollado en este documento es el *NY Pike II Solar Farm Project*, que recibe su nombre de la localidad de Pike, ubicada en el Condado de Wyoming, en el Estado de Nueva York, Estado Unidos. Dentro de la empresa que ha gestionado este proyecto, Antara Soluciones Técnicas S.L., se conoce simplemente como *Route 19#2*, debido a que se encuentra contiguo a esa vía pública y es el segundo parque construido en esa ubicación. *Route 19#1*, con una conexión de 2MW, y *Route 19#2*, de 5MW, han sido construidos, y están entrando en funcionamiento a la vez, y a efectos prácticos, forman un único parque que suele operar de manera conjunta. Aun así, se diferencian a nivel administrativo, siendo técnicamente dos proyectos separados que siguen manteniendo la capacidad de operar de forma independiente el uno del otro, al contar individualmente con su propia interconexión a la red y su propio sistema de monitorización y control. El presente trabajo se centrará por lo tanto en *Route 19#2*, asumiendo en todo momento que es un parque independiente.



Ilustración 1 - Ubicación de Route 19#2 dentro del Estado de Nueva York.

Se va a realizar, por tanto, una descripción del parque con su estructura, organización y funcionamiento. Con tal de lograr una mejor comprensión de este apartado, se hallan los planos de *Route 19#2* anexados a este documento, numerados 1 (general) y 2 (eléctrico).

1.3.2. Módulos, montaje y conexión de los mismos

Route 19#2 tiene una potencia instalada en corriente continua de 6.669 kW DC, repartido en un total de 14.040 módulos. Los módulos son del modelo TSM-DEG15VC.20(II), producidos por Trinasolar, y con una potencia nominal de 475W. Están instalados en seguidores solares de un solo eje, producidos por Array Technologies, con una inclinación variable entre los 55 y los -55

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

grados, y un azimut fijo de 180° y de forma individual sobre el seguidor, en configuración vertical o *portrait*.



Ilustración 2 - Fotografía de Route 19#2. Route 19#2 está compuesto por los cinco bloques de módulos más cercanos a la cámara. Fuente: Antara Soluciones Técnicas SL.

Los módulos del parque se organizan en un total de 156 filas, cada una de ellas con una suma de 90 módulos. Las filas a su vez, están organizadas en cinco bloques, de una fila de ancho y treinta de largo (salvo los tres bloques más al sur, que cuentan con treinta y una filas). Los módulos de cada fila están organizados en grupos de 30 conectados en serie mediante un cable conocido como *string*. Por estos *strings* circulará la corriente generada por cada módulo, a una tensión total a la sumada por cada uno de ellos. Los cables de *strings* se conectarán por partes entre sí a través de conectores conocidos como *arneses*, o *harnesses*. Cada uno de ellos tiene dos *strings* de entrada, y un *input* de salida, que es el cable que transporta la electricidad generada por los 60 módulos conectados por ambos *strings*.

La arquitectura de las conexiones entre de los inputs tienen cierta complejidad, debido a que cada fila cuenta con tres *strings*, dos extremos y uno central, pero los inputs sólo unen a dos de ellos. Esto se resuelve efectuando conexiones cruzadas, agrupando las filas en pares. Cada fila tendrá los *strings* extremos conectados a un input común, mientras que el *string* central se conecta al *string* central de la otra fila. Estas conexiones se realizan sobre los propios montajes de los módulos, utilizando bandejas tapadas para comunicar las filas entre sí, a razón de una bandeja por cada columna.

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

Los inputs son transportados también por estas bandejas, conducidos así hasta las *cajas de agrupación, combiner boxes, CB*, o simplemente, *combiners*. De esta manera, los inputs entrantes (a razón de 6 o 7 por caja) se combinan en *cables de agrupación* salientes. *Route 19#2* cuenta con unos 468 *strings*, que se combinan en unos 234 *inputs*. Éstos derivan a su vez a 35 cajas de agrupamiento, con el mismo número de cables de agrupación. Cabe indicar que 24 de esas cajas agrupan a 7 inputs cada una, mientras que las 11 restantes hacen lo propio con sólo 6 inputs.

1.3.3. Equipo de baja y media tensión

Estos cables de agrupación son transportados por las bandejas hasta unas zanjas, por donde siguen hasta el equipo eléctrico de baja y media tensión. Dicho equipo se encuentra ubicado en *pads*, o plataformas de hormigón, necesarias para que los transformadores e inversores sean instalados sobre ellas. Las plataformas cuentan con aperturas en la parte inferior, que conectan con las zanjas excavadas, lo que permite el paso de los cables desde el subsuelo hasta los equipos eléctricos. Los cables de agrupación viajan en las bandejas hasta alcanzar la altura de las mencionadas plataformas, momento en el que transicionan a los conductos enterrados en zanja, por donde continúan hasta hallar las aperturas. A través de ellas, se conectan estos cables de agrupación a los inversores.

La planta cuenta con dos estaciones de inversores, todos ellos del mismo modelo SG3425UD-MV, producidos por Sungrow, teniendo cada uno de éstos una capacidad de 2.494 kVA, para una salida combinada de 4.988 kVA en corriente alterna. Esta capacidad está limitada para adaptarse a las condiciones de operación, y realmente los inversores pueden funcionar con potencias de hasta 3.425 kVA cada uno, de manera individual. Debe tenerse en cuenta que esta limitación, perfectamente reversible, existe por criterios de diseño, siguiendo las propias especificaciones y recomendaciones del fabricante, y ambos inversores podrían operar perfectamente a esos 3.425 kVA. Los inversores cuentan con dos ventanas de entrada laterales, bajo las cuales se ubican las aperturas de las plataformas ya descritas. Ambas cuentan con 10 puntos de conexión, donde se conectan los cables de agrupación mediante orejetas de contacto. Cada grupo de conexiones deriva a su vez en dos inversores distintos que son incluidos en la estación de inversores.

De forma semejante que con los inversores, las plataformas sostienen también los transformadores. Cada unidad soporta a un inversor y un transformador, conectados entre sí. Ambos transformadores, de una potencia individual de 3.425 kVA, elevan el voltaje de 1.500 V a 34.500 V, para poder entonces inyectarse a la red de media tensión a través del punto de interconexión posterior.

Los transformadores, los inversores y las plataformas son numerados en función de su cercanía a la conexión a la red. Así pues, el transformador, la estación de inversores y la plataforma número uno son los más cercano al poste de conexión. Las estaciones de inversores se dividen a su vez en los dos sub-inversores. Así pues, la primera estación contiene los sub-inversores 1.1 y 1.2, los cuales reciben 10 cables de agrupación cada uno. La segunda estación contiene a los sub-inversores 2.1 y 2.2, a los cuales se conectan, respectivamente, seis y siete cables de agrupación. Los dos sub-inversores que componen cada pareja se encuentran conectados dentro de la estación, uniéndose eléctricamente así a las dos corrientes alternas procedente de

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

cada uno de ellos. Las estaciones de inversores se encuentran a su vez acopladas a la entrada de sus respectivos transformadores mediante sus bornes.

El transformador número uno tiene dos salidas, siendo la primera de ellas la que se conecta directamente con el aparellaje eléctrico, lugar donde se encuentran los equipos de corte y de seccionamiento. A continuación, aparece la interconexión con la red, a través del poste eléctrico. La salida del segundo transformador (el más lejano al punto de conexión) se conecta mediante un cable enterrado a la salida del primer transformador, uniéndose así eléctricamente ambas mitades del parque.

A continuación, se puede observar un esquema simplificado de todo lo expuesto hasta el momento. Un plano eléctrico unifilar, mucho más detallado, puede encontrarse en los planos anejos.

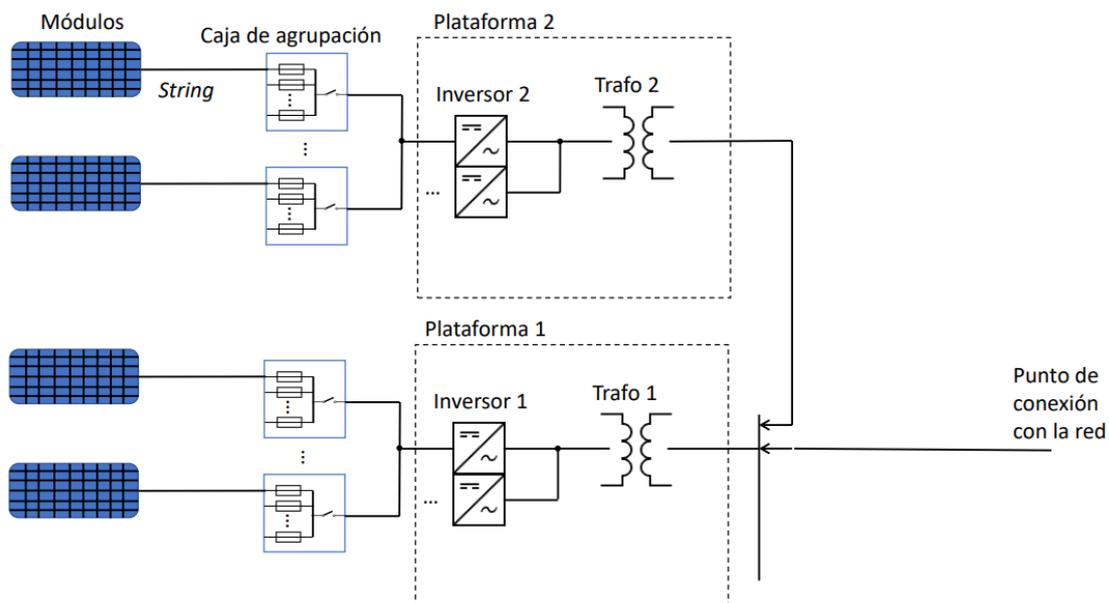


Ilustración 3 - Esquema eléctrico simplificado de Route 19#2 en su estado actual.

1.3.4. Sistema de control y monitorización

Route 19#2, como es habitual en la industrial, cuenta con un sistema de control y monitorización a distancia que permite operar al parque, mediante una conexión informática por internet.

1.3.4.1. Sensores y sistema de monitorización

El parque cuenta con diversos sensores de medida instalados, entre los que se incluyen piranómetros (instalados en los montajes de los módulos, tanto para medir la irradiancia de la parte superior como inferior de los módulos), termómetros, medidores de corriente para todos los *inputs*, de voltaje, energía y potencia para el equipo de baja y media tensión, medidores eléctricos en la interconexión de media tensión a la red, y diversa instrumentación meteorológica. Los piranómetros y termómetros se encuentran instalados en dos montajes de módulos, hallados en las filas próximas a las plataformas. Los medidores meteorológicos se sitúan ubicados en una estación de medición cercana a la plataforma.

Todos los sensores se conectan a una centralita ubicada en una caja cercana a la plataforma, donde se encuentra el Sistema de Adquisición de Datos, o DAS, por sus siglas en inglés. Ahí, se

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

procesan las señales y se retransmiten vía ethernet a través de una instalación de antenas de la marca Webdom. Ésta, ubicada próxima a los inversores y transformadores, conecta también a los sensores de las cajas de agrupación a la red eléctrica. A través de una aplicación informática, la empresa puede entonces recibir toda esta información en tiempo real, y transmitir órdenes a la planta. Los sistemas ahí presentes se alimentan también a través del transformador auxiliar, que recoge la energía directamente de la red. De esta forma, se asegura que el equipo de control y monitorización se encuentran siempre operativo, independientemente del estado de la planta, manteniendo en todo momento una vía de información sobre la misma, incluso si se diese el caso de un fallo en ella.

1.3.4.2. Seguidores solares y sistema de control

El seguidor solar modelo DuraTrack, fabricado por Array Technologies (ATI), funciona mediante una transmisión por tubo de empuje. Éste es, en esencia, un eje rígido sobre el cual se instala el montaje de los paneles, permitiendo así su rotación, orientándolos cara al sol para maximizar la irradiancia directa recibida. Este movimiento es efectuado por un motor eléctrico de corriente continua, instalado a razón de uno por bloque motor. Una transmisión mecánica por tubo, conocida como *driveline*, conecta a las diferentes filas entre sí, haciendo necesario, por lo tanto, un solo motor para cada columna. Esto facilita la instalación, operación y mantenimiento, no sin la desventaja de que cualquier fallo en su control afecta a una parte importante del parque.

Cada motor es controlado por un Controlador de Motor, o *Motor Controller*, que se alimenta a través de un segundo transformador auxiliar de mayor potencia, por los motivos de seguridad antes dichos. Desde este controlador, parten los cables de alimentación y de control de los motores, que son conducidos por las bandejas ya descritas. Se asegura así que el motor disponga de la potencia eléctrica necesaria para operar, y de las comunicaciones pertinentes para recibir instrucciones. El controlador se encuentra adyacente a la caja de adquisición de datos.

Los seguidores suelen operar de forma automática, aunque permiten también hacerlo de manera manual, o aplicar restricciones o limitaciones remotas a su operación.

1.3.5. **Consideraciones adicionales**

Como se puede entender de los datos proporcionados anteriormente, la ratio DC:AC actual es de aproximadamente 1,34. Dado que la planta se encuentra en el Estado de Nueva York, la irradiancia media es considerablemente baja, en torno a los 4 kWh/m²·día (National Renewables Energy Laboratory, 2022). Además, debe tenerse en cuenta que la parcela en donde se ha construido es de un tamaño limitado, y cualquier ampliación debe pasar por una serie de procesos burocráticos y administrativos que son una potencial fuente de inconvenientes para la empresa. Por ello, expandir la capacidad de potencia en DC de la planta es un tema complicado, y a priori, descartable. Cualquier alteración de la ratio DC: AC tendrá que ser realizada desde el lado de la corriente alterna, cambiando las condiciones de operación del inversor.

1.4. PROCEDIMIENTO SEGUIDO EN EL DISEÑO

En el siguiente apartado se comentará brevemente la metodología que se aplicará para abordar el problema planteado por este trabajo, con el objetivo de clarificar el procedimiento que se seguirá para alcanzar los resultados buscados. De esta manera se pretende también dar un

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

contexto a los diferentes capítulos de la memoria, y a la forma en la que se relacionan entre sí para alcanzar las conclusiones de este estudio. Cabe mencionar que además de la memoria, este trabajo incluye un presupuesto para cada diseño abordado, unos planos del estado actual de Route 19#2 y de dichos diseños, y varios anexos que expanden los contenidos de la propia memoria.

En un principio, se realizará un breve estudio sobre las posibles implicaciones que supone la integración de un sistema de almacenamiento de energía en Route 19#2. En el segundo capítulo, se evaluarán los posibles usos que se pudieran dar al sistema, las tecnologías que podrían ser utilizadas para montar el sistema de almacenamiento, cómo serían capaces de integrarse en el parque actual, y qué opciones informáticas existen para simular las soluciones planteadas. El objeto de este proceso es realizar un estudio previo al diseño, con el que delimitar, a grandes rasgos, las soluciones perseguidas.

A continuación, será necesario obtener toda la información posible sobre el funcionamiento actual y previsto de Route 19#2, con tal de entender como afectarían las modificaciones propuestas. Aunque gran parte de estos conocimientos han sido facilitados al autor por Antara, será necesario realizar una simulación de la operación del parque a lo largo de su vida útil con el propósito de extraer todos los datos necesarios.

Una vez dispuesta toda la información necesaria, ésta será empleada para dimensionar el sistema de baterías necesario para desarrollar las soluciones aportadas. El proceso se describirá y se justificará adecuadamente en el tercer capítulo, buscando el resultado final que consista en disponer de las especificaciones deseadas para el banco de baterías a utilizar.

Contando así con las dimensiones claras del sistema, éste se terminará de diseñar y de perfilar en el cuarto capítulo, definiendo las baterías y el equipo dispuesto para ser empleado e instalado, el modo en el que se realizará y la caracterización del mismo.

Llegado al punto en el que se tenga así el diseño final del sistema de almacenamiento de energía, podrá pasarse a simular su funcionamiento en el software utilizado inicialmente para estudiar el funcionamiento actual del parque. De esta manera, se dispondrá de una manera de verificar y comprobar las soluciones adoptadas. En el quinto capítulo se describirán los modelos informáticos empleados para tal propósito, tanto aquellos descritos tres párrafos más arriba como los mencionados en este. Todo el proceso de modelización se justificará y desarrollará plenamente.

Con las soluciones propuestas modeladas y simuladas podrán detallarse los resultados y analizar los mismos, comprobando así el funcionamiento y viabilidad del proyecto abordado en el sexto capítulo. Finalmente, se describirán las conclusiones extraídas en el séptimo capítulo, resumiendo las enseñanzas obtenidas y como éstas pueden arrojar algo de luz sobre el objeto inicial del presente trabajo.

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

CAPÍTULO 2. Estudio de las soluciones planteadas

2.1. GESTIÓN DE LAS BATERÍAS

El uso de baterías integradas en una planta de producción eléctrica abre un gran número de nuevas posibilidades de operación a la misma. La habilidad de retener energía y de elegir cuando verterla, ya sea para maximizar las ganancias, para añadir estabilidad a la red, o para recuperar pérdidas, añade una gran flexibilidad de la que antes no se disponía. Esto es especialmente cierto en fuentes energéticas donde no puede controlarse la oferta, tal y como lo es la fotovoltaica, perteneciente a las renovables. Se plantean a continuación diversas estrategias para el uso de las baterías, junto a explicaciones y justificaciones de las mismas. Cabe tener en cuenta que sólo se abordarán aquellas relevantes a las necesidades, capacidades y posibilidades actuales de la empresa. Así pues, opciones que requieran grandes inversiones y obliguen a disponer de sistemas de almacenamiento desproporcionados respecto al tamaño del parque, tal y como lo sería la regulación de la frecuencia o la provisión de una reserva de capacidad, quedan descartadas.

2.1.1. Recuperación de las pérdidas por *clipping*

Conocido en inglés por un nombre mucho más simple, "*Clipping recapture*", esta estrategia consiste en recuperar el exceso de producción existente cuando el parque genera energía por encima del máximo que puede verter a la red. Este fenómeno, conocido como *clipping*, tiene lugar debido al sobredimensionamiento del parque.

Debido a diversas razones, ya sea por las limitaciones del inversor, ya sea por asegurar una producción anual determinada, o sea por otros criterios de diseño, muchos parques son construidos con una ratio DC:AC mayor a la unidad. Es decir, la potencia total instalada es superior a aquella que puede ser transmitida a la red. Debido a que el factor de capacidad (la potencia generada sobre la instalada) de la energía solar fotovoltaica no suele sobrepasar el 25%, este sobredimensionamiento está más que justificado. Sin embargo, sí es cierto que, si se dan las condiciones oportunas, la planta puede producir durante algunas horas al día la totalidad de la potencia instalada, causando que el excedente (la potencia instalada menos la que puede verterse a la red) sea perdida durante ese tiempo.

A pesar de que estas pérdidas no son lo suficientemente elevadas como para resultar un foco de preocupación, en los últimos años ha surgido un movimiento en la industria que opta por recuperar estas pérdidas mediante el uso de sistemas de almacenamiento de energía tales como los que se plantean en este trabajo.

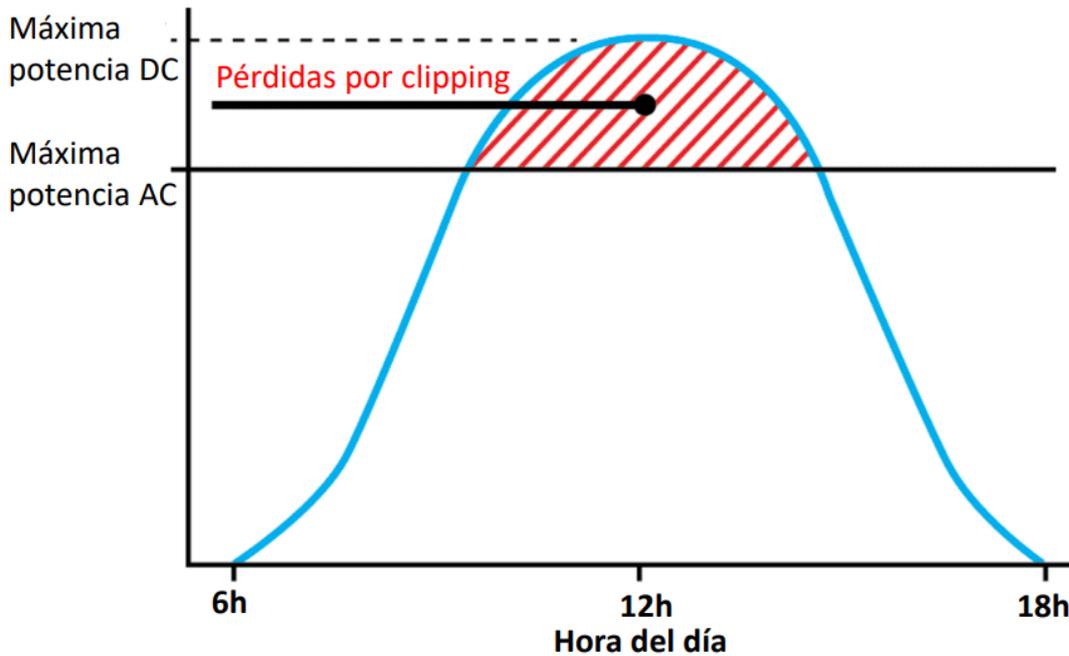


Ilustración 4 - Representación de las pérdidas por *clipping* (Dyna Power, 2022).

El método de funcionamiento de las baterías en este caso es sumamente sencillo. Consiste en cargar las mismas cuando exista un excedente, para después descargarlas en cuanto se deje de producir por encima del límite que impone el coeficiente DC:AC. Su control, por lo tanto, está perfectamente acotado: la potencia máxima perdida por *clipping* es conocida, y su comportamiento, predecible hasta cierto punto. Las baterías pueden escogerse, el sistema diseñarse, y el equipo dimensionarse para ajustarse perfectamente a esta operación. La duda, claramente es, si es rentable utilizar un sistema de almacenamiento de energía para recuperar estas pérdidas que ya de por sí son reducidas debido a criterios de diseño.

2.1.2. Desplazamiento de la producción

Una de las principales desventajas de la energía fotovoltaica es que su producción energética está ligada, de manera inamovible, a las horas de luz solar (o más concretamente, radiación solar). Esto, obviamente, fija el tiempo de producción a un momento en el cual la demanda no es necesariamente la más alta.

El desplazamiento de la producción, es igualmente conocido en inglés como "*Energy time-shifting*" o simplemente como "*energy shifting*". La idea principal de esta estrategia es desligar la producción de energía de su consumo, o lo que es lo mismo, "desplazar" la oferta a la demanda. Durante las horas de producción solar en las cuales los precios de la energía no son elevados (los cuales están fuertemente ligados a la demanda), ésta puede almacenarse, para ser después vertida en las horas en las cuales ese precio aumente. Esto puede asemejarse a "mover" la curva de producción diaria, ya que se está empleando energía de un lado para "prolongar" la venta de energía en el otro, tal y como puede observarse en el siguiente gráfico:

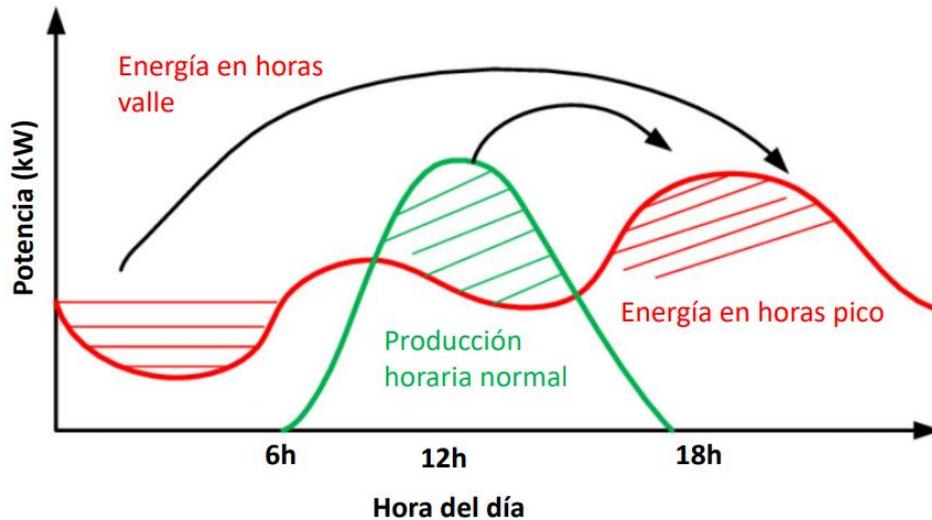


Ilustración 5 - Representación del desplazamiento de energía (Hassan, Cipcigan, & Jenkins, 2017).

Dimensionar el sistema de almacenamiento para esta opción es algo más complicado, ya que la energía disponible no está tan acotada como en el caso anterior, ni es tan predecible. Su operación es también más compleja, porque es necesario controlar la carga y descarga de las baterías y coordinarla con los precios diarios, según éstos van evolucionando. Se requiere, por lo tanto, un conocimiento avanzado del mercado eléctrico, un sistema de control bien diseñado, y un sistema de almacenamiento capaz de hacer frente a todas las situaciones predecibles.

2.1.3. Capacity firming, mejora de la calidad del suministro y fiabilidad de la generación

Una de las funciones más delicadas que debe de poder cumplir una red eléctrica es la regulación de la frecuencia de la electricidad suministrada. Ésta es determinada, entre otros factores, por la generación y el consumo de energía. Una diferencia entre ambas provocará una variación en la mencionada frecuencia, lo cual puede poner en peligro el correcto funcionamiento de la red y de cualquier máquina o equipo conectado a la misma.

Las fuentes de energía renovables son especialmente vulnerables a las irregularidades de producción, debido a la impredecibilidad en el comportamiento instantáneo de los recursos que explotan. Una caída súbita de la irradiancia, debido por ejemplo a nubes, puede causar un valle en la producción eléctrica del parque. La posibilidad de evitar estas caídas de producción empleando una reserva de energía previamente almacenada puede otorgar a la planta la posibilidad de combatir este percance, evitando contribuir a una caída momentánea de la frecuencia. Esto hecho es conocido como “*capacity firming*”.

De la misma manera, poder reducir las variaciones que sufre la producción del parque (absorbiendo picos mediante la carga de la batería y amortiguando los valles mediante la descarga) también facilita el controlar la producción energética y asegurar una calidad constante del suministro y la fiabilidad del mismo. Todo ello permite proteger a los consumidores de cambios bruscos en el voltaje, frecuencia, factor de potencia o interrupciones repentinas.

La mayoría de estos servicios no están remunerados directamente como tal, si bien en algunos sistemas eléctricos pueden estar incentivados, ya sea con bonificaciones económicas por tratar de evitar estos problemas, o por la amenaza de penalizaciones en caso de suceder. Otros de

ellos pueden ser de obligado cumplimiento para algunos operadores de red, a pesar de no ser el caso en este proyecto en concreto. Es una opción a tener en cuenta lo ventajoso que puede ser el tener estas baterías disponibles.

2.1.4. Control de la velocidad de rampa

La velocidad de rampa, o "*Ramp rate*", es como se conoce a la tasa de incremento de la energía vertida a la red, que mediante un sistema de producción entra en servicio o sale del mismo. Es decir, es cómo de rápido va variando la energía aportada a la red cuando ha de alterarse la producción. Es imperativo poder controlar este proceso, ya que la operación de la red es un proceso delicado que coordina decenas o centenas de puntos de generación, los cuales deben de ser coordinados con sumo cuidado para evitar las variaciones de frecuencia descritas anteriormente.

Es por ello que, con el fin de adaptarse a dichas imposiciones, muchas veces no se vierte toda la energía generada, sino que se regula la cantidad con tal de cumplir la rampa marcada. De nuevo, en la producción de energías renovables, donde es imposible controlar el recurso, esto habitualmente significa que se pierde el excedente, de una manera tal que puede recordar al *clipping*.

También llamado "*Ramp rate control*", este método de empleo de baterías consiste en recuperar ese excedente perdido, para almacenarlo y verterlo cuando se precise, bien para limitar las variaciones de frecuencia o para asegurar la venta de energía a coste elevado. Puede también emplearse para inyectar energía durante un proceso de rampa, con el objetivo de asegurar la energía demandada incluso si el recurso renovable no fuese suficiente en un instante determinado.

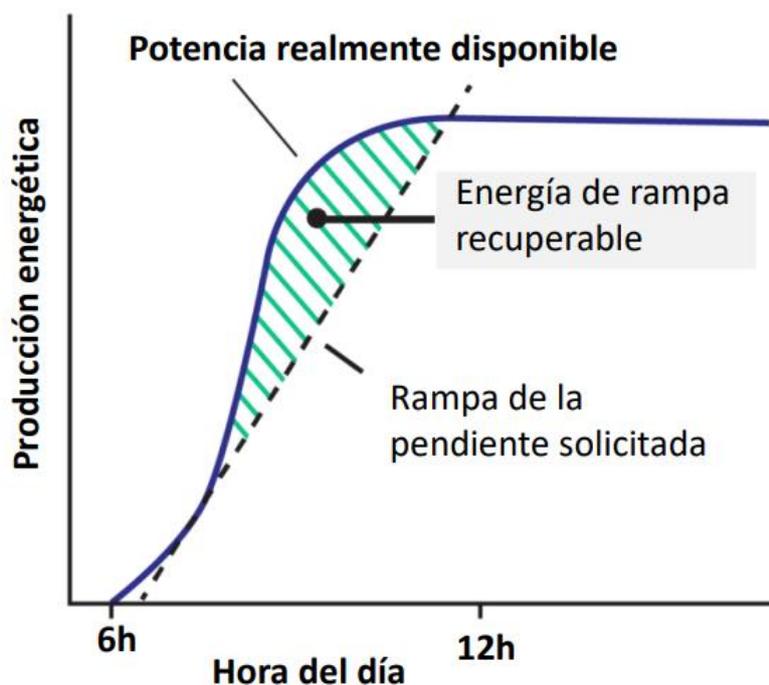


Ilustración 6 - Representación de la recuperación de la energía perdida en las rampas (Dyna Power, 2022).

2.1.5. Selección de estrategias

Muchas de las estrategias descritas anteriormente pueden ser perfectamente compatibles entre sí. Un sistema de almacenamiento puede apoyar la operación de rampa a la vez que desplaza la producción, o puede diseñarse para almacenar la energía perdida por *clipping* a la vez que se deja una reserva para regular la frecuencia mediante inyecciones puntuales. En ese sentido, la instalación de baterías añade una gran flexibilidad.

Sin embargo, el sistema debe de estar diseñado para las funciones que va a acometer. Aunque es posible dimensionarlo para una tarea concreta sin que ello impida que se le de otro rol de manera puntual o excepcional, no es lo ideal. Aun así, no debe descartarse que la posibilidad existe, y que muchas veces no es mutuamente excluyente. Un sistema que almacene las pérdidas por *clipping* puede fácilmente absorber también las pérdidas ocasionales encontradas al regular la rampa, o facilitar energía para mantener una producción constante cuando se encuentra alguna caída puntual, pero si no está diseñado para realizar todas esas tareas de forma simultánea, interferirá con su función principal. Por supuesto, el uso de estrategias combinadas puede crecer en complejidad si se mezclan más de un uso diferente es su operación habitual.

Cabe tener presente que las opciones más interesantes desde el punto de vista de la empresa, son aquellas que puedan otorgar la posibilidad de maximizar los beneficios para sus clientes. Esto se lograría vendiendo la energía en los periodos de máximos beneficios, ya fuese aquella generada anteriormente en periodos valle, o aquella, que, de no hacerlo, se perdería por el *clipping*. Es por lo tanto que, las estrategias exploradas en este documento y ambas por separado, serán recuperación de las pérdidas por *clipping* y el desplazamiento de la generación.

Se estudiarán por lo tanto tres casos o escenarios distintos, con la intención de hacer un análisis comparativo entre los mismos. Estos serán:

- El caso base, correspondiente al estado actual u original de Route 19#2.
- El caso número uno, o primero, la recuperación de la energía perdida por *clipping*.
- El caso número dos, o segundo, el desplazamiento de la producción diaria.

2.2. CONFIGURACIÓN DE LAS BATERÍAS

Una de las primeras cuestiones que surgen con este estudio es cómo y dónde conectar físicamente las baterías dentro del parque fotovoltaico. Se plantean a continuación las cuatro alternativas posibles, a modo de poder descartar aquellas que no resultan interesantes, y para poder encontrar las ventajas del resto (Nor-Cal, 2022)

- Acoplamiento independiente: En esta configuración, tal y como su nombre indica, las baterías son independientes del parque fotovoltaico, y no toman energía del mismo. Al contrario, éstas se cargan de la red y se descargan a la misma para complementar el trabajo del parque, de manera semejante a cuando el precio de la energía es alto.
- Acoplamiento en corriente continua con carga fotovoltaica: Esta configuración coloca a las baterías a la entrada del inversor, de forma que se cargan y se descargan en corriente continua. Las baterías son cargadas, en el momento escogido, por la energía proveniente de los módulos fotovoltaicos. Después, en el momento oportuno, son descargadas, fluyendo su energía a través del inversor hacia la red.

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

- Acoplamiento en corriente continua con carga flexible: En este caso, se repite la configuración anterior. Sin embargo, el inversor, además, debe ser capaz de funcionar en ambos sentidos, con tal de permitir la carga de las baterías empleando tanto energía de la red como de los módulos (además de facilitar el funcionamiento usual de la planta).
- Acoplamiento en corriente alterna: En este último caso, los módulos y el sistema de almacenamiento de energía cuentan con inversores separados, ambos conectados a la entrada del transformador. En este supuesto, el sistema de almacenamiento puede ser cargado directamente desde la red, convirtiendo la corriente AC a DC, y desde los módulos, convirtiendo la corriente AC a la salida del inversor de los módulos a corriente DC. La operación de la planta al margen de los módulos queda así inalterada. La principal desventaja encontrada con esta configuración es la necesidad de emplear equipo de media tensión, particularmente inversores y transformadores.

Analizando las cuatro alternativas, puede descartarse casi inmediatamente la primera opción, ya que carece totalmente de sentido para el proyecto que se trata de realizar. De igual modo, las dos alternativas de acoplamiento en corriente continua presentan diversos problemas en la realización de esa integración que implicarían alterar radicalmente el diseño eléctrico actual de la planta: Los inversores actuales no son capaces de operar en ambos sentidos y todas sus entradas se encuentran ya ocupadas y además, hay dos transformadores distintos, lo que fuerza a instalar dos sistemas de almacenamiento distintos. Rediseñar y reorganizar todo el cableado, escoger otro modelo de inversor y establecer las nuevas conexiones entre todo el nuevo equipo, es una tarea demasiado compleja, en especial si existe otra solución viable. La alternativa a esto sería la conexión en corriente alterna. Incluso teniendo en cuenta los costes asociados a los transformadores e inversores adicionales que serían necesarios de acoplar a las baterías en el lado del AC, esta elección supondría un diseño y una operación de instalación más simple, facilitando la ampliación del parque. Debe tenerse en cuenta que estos inversores y transformadores deberían ser, como máximo, de alrededor del 35% de la potencia actual del parque (para el primer caso al menos, y probablemente para el segundo), lo cual implica que los costes a pagar no son tan excesivos.

Por lo expuesto anteriormente, la única solución factible y con sentido de entre las propuestas, es el acoplamiento en corriente alterna. Ésta resulta posible de instalar en la planta sin modificar enormemente su diseño actual, y además añade una flexibilidad importante, a pesar de incrementar el precio. Es por tanto esta opción la que va a ser explorada en este documento.

2.3. TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE BATERÍAS

Una vez escogida la configuración de las baterías, el siguiente paso es escoger qué tipo de ellas necesitamos. Aquí se presentan opciones muy diversas, por lo que el estudio se centrará en los siguientes tipos de baterías: batería de plomo y ácido, batería de ion de litio, batería redox de vanadio y batería de sal fundida (Mexis & Todeschini, 2020). Dentro de aquellas opciones que resulten atractivas, se estudiarán distintas subcategorías y modelos comerciales varios.

2.3.1. Baterías de plomo y ácido

Las baterías de plomo y ácido son las más antiguas y maduras de entre todas las baterías. Su funcionamiento es muy sencillo, con un electrodo positivo formado por dióxido de plomo, y otro negativo de plomo esponjoso, ambos inmersos en un depósito de ácido sulfúrico.

Su extensa aplicación a lo largo de los años ha derivado en que sean de las más baratas, ofreciendo un buen precio por sus prestaciones. Es un diseño robusto y resistente a condiciones adversas y al mal uso, y puede operar mejor que otras baterías en temperaturas bajo cero. También ofrece un alto voltaje por célula, un tiempo de respuesta rápido y poca autodescarga. Finalmente, sus requisitos de mantenimiento y de seguridad son bastante bajos.

Por otro lado, su relativamente primitivo diseño trae las suficientes desventajas como para tenerlas en cuenta. Sufren de una densidad energética muy baja, lo cual hace que su tamaño sea mayor que otras para una capacidad equivalente. Su vida útil medida en ciclos de carga y descarga es más baja, y además no pueden soportar profundidades de descarga elevadas. Sus tiempos de carga también son bastante lentos, y sus componentes son tóxicos y muy dañinos para el medio ambiente, haciendo su impacto medioambiental bastante peligroso.

2.3.2. Baterías de ion de litio

Las baterías de ion de litio son hoy en día una de las tecnologías más prometedoras dentro de los sistemas de almacenamiento de energía, gracias al incentivo en su desarrollo que ha supuesto la popularización del vehículo eléctrico e híbrido. La construcción de estas baterías consiste en un electrodo positivo, usualmente un ion metálico como el cobalto, níquel o manganeso junto con oxígeno, y un electrodo negativo que suele consistir en un material de carbono, como el grafito. El electrolito en el que están es un líquido orgánico con sales de litio, y ambos polos se encuentran separados por una lámina de polímero poroso.

Las ventajas que ofrece este diseño son múltiples y muy interesantes, y su continuo desarrollo y margen de mejora, junto con el importante interés que muestra la industria en estas baterías, pronostica modelos aún más capaces y baratos en un futuro cercano. Su densidad energética es superior al resto de tipos de baterías, ofreciendo soluciones compactas y ligeras, fáciles de transportar. Su eficiencia por ciclo es alta, rondando el 85-90%, y el número de ciclos de carga y descarga dentro de su vida útil es igualmente elevado. Presenta un efecto de autodescarga y "efecto memoria" mínimos, lo que le otorga una capacidad de retención de carga excepcional y una extensa profundidad de descarga. Mantiene un voltaje muy estable durante la descarga y una tensión por celda elevada. Finalmente, son fáciles de reciclar y sus componentes no son tan dañinos como los de las baterías de plomo (a pesar de que algunos electrodos y electrolitos son tóxicos).

Por otro lado, las baterías de ion de litio también traen una serie de desventajas a tener en cuenta. Así pues, requieren de un sistema de refrigeración, pasivo o activo, para controlar su temperatura, pues tienden a sobrecalentarse, y eso puede llevar a que se incendien o incluso exploten. Además, el diseño es delicado, y debe tenerse especial cuidado en su transporte y manejo. Cualquier daño físico a la membrana porosa de polímero puede fomentar el problema explicado anteriormente. La carga y la descarga de las baterías son igualmente complejas, y deben ser monitorizadas para evitar problemas que terminen en una reacción inflamable. Un uso inadecuado de su profundidad de descarga puede limitar seriamente su vida útil. Todo lo

mencionado eleva el precio de las mismas considerablemente, en especial al compararlas con las baterías de plomo. Sin embargo, el principal problema que presentan este tipo de baterías, cara al proyecto que se tiene en mente, es que no pueden operar adecuadamente a bajas temperaturas, como aquellas que se alcanzan en el estado de Nueva York. Sería necesario dotar al sistema de capacidades de climatización para permitir la correcta operación de estas baterías, incrementando el precio aún más.

2.3.3. Baterías de flujo redox

Las baterías de flujo redox se diferencian de las convencionales en tener dos tanques externos donde se almacena el electrolito, usualmente vanadio. Éstos se bombean a través de las celdas durante su carga y descarga, donde una membrana selectiva de iones separa el electrolito negativo del positivo.

Sus principales ventajas son el alto número de ciclos de carga y descarga, la flexibilidad de su diseño en relación a las capacidades de potencia y de energía, las bajas pérdidas por auto-descarga, y su operación relativamente simple. Otras fortalezas de este diseño incluyen su alta eficiencia, su amplia profundidad de descarga, su rápida velocidad de respuesta y su capacidad de operar en un amplio rango de temperaturas. Finalmente, son capaces de operar durante largos periodos de tiempo, y sus necesidades de mantenimiento son reducidas.

Por otro lado, su precio es usualmente alto, tanto de instalación como de operación, debido a las bombas. Su densidad energética es la más baja entre los tipos de baterías descritos en este documento, y su complejo diseño la hace sólo útil para proyectos de gran escala.

2.3.4. Baterías de sal fundida

Este diseño de batería, conocido comúnmente como “Zebra” (*ZEolite Battery Research Africa project*), representa una solución poco convencional y que no goza de mucha popularidad en el mercado actual. Su funcionamiento requiere temperaturas muy altas (entre 280°C y 350°C), ya que ambos electrodos deben de encontrarse en estado fundido para poder operar.

Gracias a la mayor transmisividad eléctrica que ofrecen los electrodos una vez fundidos, estas baterías disponen de una densidad energética muy alta, una gran cantidad de ciclos de carga y descarga, un tiempo de descarga elevado y una respuesta muy rápida. Además, es importante, apenas requieren mantenimiento y operan adecuadamente en bajas temperaturas.

Su coste, sin embargo, puede llegar a ser prohibitivo, tienden a auto descargarse y requieren una fuente de calor constante para poder seguir operando. Como condición añadida, su seguridad es limitada, ya que, de operar en condiciones no adecuadas, puede incendiarse.

2.3.5. Elección de la tecnología de batería

Habiendo valorado las principales tecnologías de baterías, se va a evaluar en cuál de ellas basar el sistema de almacenamiento de energía eléctrica. Aunque las baterías de flujo redox y de sal fundida ofrecen ventajas interesantes, no carecen de limitaciones particulares. Los elevados precios de las baterías de flujo redox dificultan una explotación económica beneficiosa en los rangos de potencia en los que opera el proyecto, y sus grandes dimensiones hacen difícil su integración en el parque. Las baterías de sal fundida presentan los mismos inconvenientes económicos, además de requerir un equipo auxiliar que sería casi imposible de instalar en el

parque fotovoltaico, por no hablar de sus problemas de seguridad. En ambos casos, se trata de una tecnología por madurar, con una presencia prácticamente inapreciable en el mercado.

Es, por lo tanto, mucho más seguro, económico, y simple decantarse por opciones ya probadas y que disfrutan de un uso extendido en la industria actual. Esto reduce las opciones a las baterías de plomo y de ion de litio. Las primeras presentan menores costes a cambio de, en general, peores rendimientos y prestaciones, mientras que las segundas ofrecen lo contrario. Las baterías de plomo también operan marginalmente mejor a temperaturas más bajas, pero la posibilidad de controlar la temperatura de la instalación ofrece una solución fácil a este problema. Debido a la naturaleza de la gestión del parque, se estima que será más positivo disponer de un sistema de almacenamiento eficiente, con posibilidad de perdurar un número elevado de años y ciclos, y con mejores prestaciones, aunque sea de un coste más elevado. Todo lo anterior asegura mayor energía retenida y vertida a la red, hecho que facilita que la explotación económica del proyecto sea rentable. Es por lo expuesto en este párrafo por lo que se buscará implementar un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías de ion de litio.

2.4. CONEXIÓN DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO A LA INSTALACIÓN ACTUAL

2.4.1. Punto de conexión

Habiéndose escogido previamente la configuración de acoplamiento en corriente alterna, debe estudiarse a continuación cómo se realizará exactamente la conexión de las baterías dentro de la planta en cuestión. Se observan, a priori, dos puntos de conexión disponibles. El primero es a la salida del inversor número uno, que corresponde también con la entrada del transformador número uno. El segundo, es la salida de ese mismo transformador. Ambas soluciones requerirían de obras civiles, con el fin de instalar los conductos y los cables necesarios, lo que implica también enterrarlos. Para ambos casos, se hará la suposición de que estas obras se habrían realizado junto con las que se realizaron en la construcción del parque, por lo cual, no habría que desmantelar ni rehacer ninguna parte de la instalación actual.

- La primera opción obligaría a realizar la conexión directamente en el embarrado del transformador, donde se halla actualmente realizada la conexión entre el inversor y el transformador. Esto supondría una operación delicada, ya que ese punto ofrece poco espacio de maniobra para realizar la conexión. De manera añadida, debería contar con la aprobación del fabricante, lo que puede ser difícil de obtener. Finalmente, no hay forma fácil de conducir los cables, y enterrarlos supondría realizar una perforación adicional a la plataforma de hormigón sobre la que se ubica el equipo, con una nueva zanja. Eléctricamente, también deberían adecuarse las baterías a la tensión existente a la salida de cada inversor. Esto supondría emplear modelos concretos con esas características, o incluso, instalar transformadores para poder adecuar la tensión. El primer escenario puede suponer una limitación importante al proceso de escoger las baterías, el segundo, da lugar a mayores costes, tiempos de instalación, y potenciales pérdidas.
- La alternativa a la opción anterior obliga a realizar la conexión a la salida del transformador. Ahí se pueden encontrar puntos de conexión ya disponibles, que han sido previamente aprobados por el fabricante, y que ofrecen diversas opciones ya conocidas por la empresa. Aunque tampoco existen conductos para llevar los cables, que deberían de ser enterrados, si se puede encontrar ya una apertura en la

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

plataforma de hormigón, junto con una zanja ya existente (por donde pasan los cables que ya conectan a este punto), facilitando la instalación de los mismo. El principal inconveniente de esta alternativa supone que las baterías requerirían de un transformador propio, pues las baterías no podrían operar a igual tensión que la red. También debería ampliarse la zanja para conducir los cables hasta las baterías, aunque esta obra sería menor que en el caso anterior. Esto supone numerosos inconvenientes igualándolo al caso anterior.

Analizando ambas opciones, puede verse como, desde el punto de facilitar la propia conexión, y de reducir al mínimo las obras necesarias para ello, la segunda posibilidad es claramente la más ventajosa. Eléctricamente, la primera alternativa puede evitar el uso de un transformador, pero la limitación causada en la elección de baterías (junto con la imposibilidad de controlar su voltaje) puede originar graves problemas en la operación de las mismas. Un transformador supone una inversión y unas obras potencialmente no deseadas, pero también garantiza una operación adecuada en todo momento, y mayor libertad para escoger las baterías. Este estudio se decantará, por lo analizado, por la segunda alternativa, basando la decisión principalmente en la mayor facilidad en cuanto a la conexión eléctrica.

2.4.2. Modificaciones al equipo existente

Una de las principales ventajas de instalar las baterías por el lado de corriente alterna, es que la configuración actual de la planta apenas requeriría alteraciones respecto a su estado actual. De las estrategias detalladas más arriba, la única que requeriría modificaciones sería la de recuperar las pérdidas por *clipping*. Desplazar la curva no implica ninguna alteración, puesto que en ningún momento se manejaría más energía de la contemplada en el diseño original de la planta.

Si bien es cierto que los inversores se encuentran actualmente limitados a la potencia marcada por los criterios de diseño, esto es fácilmente reversible. La potencia máxima admisible de ambos inversores, de forma combinada, es superior a la potencia instalada de todos los módulos. De la misma manera, los transformadores existentes tienen exactamente la misma potencia nominal. El cuello de botella real, en este caso, se encuentra en la interconexión a la red, la cual está limitada a la potencia que rige actualmente la ratio DC:AC. Cualquier variación en este límite debe pasar por el operador de la red, que ya ha dimensionado esta conexión de forma calculada y delicada para satisfacer sus necesidades, y garantizar la estabilidad de la red y el suministro de energía. Negociar cualquier cambio se presupone imposible, y, por lo tanto, sigue existiendo una limitación para verter más potencia de la acordada a la red.

Eso significa que la instalación actual es perfectamente capaz de verter el máximo de potencia a la red, tal y como hace actualmente, al igual que recupera aquella potencia que se pudiera perderse por *clipping* redirigiéndola a las baterías. La modificación descrita anteriormente puede realizarse de forma sencilla mediante los sistemas de control electrónicos de la planta. La única alteración necesaria sería la instalación de la nueva línea eléctrica entre la salida del transformador y el sistema de almacenamiento de energía.

2.5. SELECCIÓN DEL SOFTWARE DE SIMULACIÓN DEL PARQUE

Con la idea de alcanzar resultados concluyentes y útiles, es necesario simular la operación del parque a lo largo de su vida útil total, con tal de verificar el diseño propuesto, y extraer

conclusiones apropiadas y veraces. La naturaleza del estudio que aborda este trabajo complica este proceso, puesto que es necesario comprender y representar el funcionamiento e interrelación de muchos fenómenos, sistemas y situaciones complejas. Por nombrar algunas de éstas, se han de evaluar los variables efectos meteorológicos, la irradiancia disponible en cada momento, la producción de energía fotovoltaica, el funcionamiento de todo el equipo eléctrico, incluyendo transformadores e inversores. Igualmente se han de contemplar los precios a los que se vende la energía y los ingresos que se logran con ello, los costes económicos y financieros asociados al proyecto, y cómo cambian con el paso del tiempo. Además no hay que olvidar el tener en cuenta cómo todo lo mencionado interactúa entre sí durante 25 años.

Aunque en un principio, bien podría ser posible programar un código para poder representar todo el modelo, esto sería un trabajo demasiado exhaustivo para el alcance del trabajo, y por lo tanto, se decide emplear un software ya diseñado con este propósito. A continuación, se ofrecerá un breve resumen de los principales ejemplos que se han valorado, de cara a desarrollar el modelo del parque necesario para simular el funcionamiento de la solución seleccionada.

Existe un mercado amplio de tales softwares, algunos ejemplos de entre la oferta disponible podrían ser PVSyst, SAM, HOMER Pro, pvPlanner, RETScreen... etc (Allan, 2022). El principal impedimento es que la mayor parte de los mismos requieren licencias de pago, y algunos de ellos admiten sólo licencia profesional. Si bien todos disponen de una versión de prueba gratuita, se considera que esto no es práctico en absoluto para el desarrollo del trabajo que nos ocupa.

Así pues, todos estos softwares privativos se descartan, se evalúan sólo aquellos que son de libre acceso, y en consecuencia están disponibles para ser empleados sin limitación alguna. Esto acorta la lista previa a sólo dos opciones, RETSCREEN y System Advisor Model. A continuación, se expone un breve estudio comparativo entre ambos programas.

2.5.1. Comparación

Ambos softwares han sido desarrollados por agencias públicas gubernamentales involucradas en el sector energético, con el objetivo de potenciar el estudio, investigación y desarrollo de energías renovables. RETSCREEN ha sido propuesto por el Departamento de Recursos Naturales canadiense, mientras que System Advisor Model, también conocido como SAM, es propiedad del Departamento de Energía de los Estados Unidos. Así pues, están diseñados expresamente para ser empleados en trabajos de una naturaleza similar al actual.

2.5.1.1. Principio de funcionamiento

RETSCREEN está basado en una hoja de cálculo con macros, siendo así fácil y rápido de emplear. SAM, si bien no dispone de la sofisticación de otros programas tal y como PVSyst, sí es un software diseñado de cero, con prestaciones más avanzadas que la alternativa canadiense. Aunque SAM realiza simplificaciones importantes, sigue siendo bastante más completo que RETSCREEN. Como ejemplo, SAM tiene acceso a una base de datos de la mayor parte de módulos e inversores empleados en el sector, junto con sus características y especificaciones, mientras que RETSCREEN sólo permite escoger entre una diversidad menor y abstrae el funcionamiento del inversor como un modelo genérico.

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

2.5.1.2. Complejidad y precisión del modelo

Una de las principales ventajas de RETSCREEN es la sencillez de su modelo, hecho que permite completar el mismo en un corto espacio de tiempo, sin la necesidad de detallar en exceso la solución técnica. SAM ofrece varios modos de funcionamiento, con una opción similar a RETSCREEN, y otra de mayor complejidad. Éste requiere un conocimiento más avanzado sobre la operación del hipotético parque, incluyendo el equipo eléctrico y los módulos a emplear, las dimensiones y diseño básico del parque, las condiciones de funcionamiento... etc. Todo ello implica que, a cambio de requerir más información de entrada, se obtienen resultados más precisos y detallados. Igualmente, SAM permite modificar muchos aspectos a voluntad, introduciendo las especificaciones del equipo manualmente, se puede optar a varios modelos teóricos que facilitan el realizar los cálculos y aproximaciones pertinentes, e incluso alterar diversos parámetros para optimizar la simulación.

2.5.1.3. Modelo económico

Ambos programas ayudan a realizar una evaluación económica del proyecto, con el objetivo principal de comprobar si la inversión resultará rentable. RETSCREEN ofrece un modelo unitario sencillo, en donde se establecen los costes y el préstamo inicial, y el propio programa calcula los ingresos y presume unos resultados básicos. SAM deja expandir esta faceta de la simulación, permitiendo escoger entre un número importante de modelos económicos, dependiendo de la operación del parque, y ofreciendo la posibilidad de desglosar los costes, especificar las condiciones exactas de la financiación del parque, y detallar manual, o automáticamente, los pagos que se recibirán, junto con cualquier posible incentivo.

2.5.1.4. Información meteorológica y de irradiancia solar

Cada programa cuenta con su propia biblioteca interna, fácilmente accesible a través de la específica interfaz del software. RETSCREEN obtiene sus parámetros de una base de datos de la NASA, restringida a ciudades mayores, mientras que SAM consigue la suya de la Base de Datos de Radiación Solar Nacional, que, a pesar de su nombre, cubre muchas localidades a lo largo del mundo. Realmente, la principal ventaja de SAM es que sus datos meteorológicos pueden ser modificados, o incluso introducidos por el usuario. RETSCREEN no facilita tal función, y está por lo tanto notablemente limitado.

2.5.1.5. Simulación de sistemas de almacenamiento de energía

Ambos programas pueden simular el uso de baterías en el parque. De nuevo, RETSCREEN permite escoger unas baterías genéricas e introducir las dimensiones y unos parámetros de eficiencia y de operación sencillos. SAM, por otro lado, dispone de varios modelos para simular las baterías que se van a emplear, y permite detallar su operación dependiendo del estado de carga, voltaje o degradación. Además, ofrece muchas alternativas para describir la gestión del sistema de almacenamiento, pudiendo programar los momentos de carga y descarga, o dejándolos al cargo de un sistema de control automático con las restricciones deseadas.

2.5.1.6. Resultados de la simulación y visualización

Una vez finalizada la simulación, RETSCREEN ofrece un resumen general de las prestaciones del parque, de la energía generada y de su rendimiento económico. Éste puede consultarse, con unas gráficas autogeneradas, en una hoja de cálculo final.

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

SAM, por otro lado, ofrece una interfaz interactiva para comprobar los resultados. Aparte de la información enumerada anteriormente, permite visualizar, hora a hora, todos los parámetros, eficiencias, y variables que determinan la operación del parque. Ofrece, así mismo, la posibilidad de graficar o estudiar el comportamiento de una variable, o la comparación entre varias de ellas. La gran cantidad de datos que pueden extraerse de la hoja de resultados, dan la posibilidad de entender con gran detalle cómo se simula el programa.

2.5.2. Conclusión de la comparación

Habiendo evaluado que proporcionan cada una de las opciones, se extraen dos conclusiones principales. Primeramente, la principal diferencia entre SAM y RETSCREEN es que el primero ofrece un modelo mucho más preciso y realista, a cambio de requerir más información y conocimiento del proyecto, mientras que el segundo ofrece lo contrario, unos resultados menos fiables, a cambio de un trabajo previo más sencillo. En segundo lugar, SAM otorga una flexibilidad muy importante cuando se ha de configurar el modelo con el fin de ajustar la simulación al diseño seleccionado, tanto en la operación del parque, como en la gestión de las baterías o en el estudio económico.

Debido a que este proyecto se realiza basándose en un parque fotovoltaico real, y que se dispone del diseño del mismo, el autor tiene en su mano toda la información de la que se requiera para asegurar que se simulará correctamente el diseño en SAM. Es por lo tanto preferible operar con éste, con el objeto de obtener los resultados más fiables posibles, ya que se garantizan todos los datos necesarios para lograr tal fin. Así mismo, el poder configurar el modelo otorgará la posibilidad de ajustar el funcionamiento del mismo a la solución de diseño que se alcance, sin tener que depender de opciones predefinidas con anterioridad.

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

CAPÍTULO 3. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento de energía

3.1. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA DEL DIMENSIONAMIENTO DE LAS BATERÍAS

Con el objetivo de diseñar el sistema de almacenamiento de energía para el parque fotovoltaico tratado, será primero necesario dimensionar las capacidades y energía generada del mismo. Este proceso admite muchos métodos de resolución que difieren entre sí. Al deber abordar dos escenarios diferentes, por un lado recuperar la energía perdida por el *clipping*, y por otro, desplazar la curva de producción diaria, se requerirá, por lo tanto, la aplicación de dos soluciones distintas.

Se busca, primeramente, obtener una relación entre las dimensiones de la batería y la cantidad de energía que se pretende almacenar en la misma. Puede llevarse a cabo un proceso similar con la potencia (o capacidad de carga) que debe poseer la batería con tal de poder albergar esa misma energía en el tiempo marcado y deseado. Tal aproximación conduce a la necesidad de conocer qué energía y qué cantidad de tiempo se señala para su almacenamiento. En el caso encontrado en este trabajo, la pregunta es fácil de responder. En un principio esta energía es conocida, al ser la energía fotovoltaica perdida debido al fenómeno del *clipping*, o la que se quiere diferir de la producción matutina a la venta vespertina. Igualmente, la potencia de la batería necesaria para almacenarla también es de fácil obtención, ya que se conoce la potencia generada por el parque durante los periodos en los que tiene lugar el *clipping*, o la potencia generada durante la mañana. Esto permitirá, así, dimensionar el sistema de almacenamiento en función de la energía que se desee recuperar. Este procedimiento se basa en lo propuesto por Nicolás Müller, Samir Kouro et al. en el artículo titulado “*Energy storage sizing strategy for grid-tied PV plants under power clipping limitations*”, publicado en *Energies*. El método es empleado en el artículo, para dimensionar un sistema de almacenamiento de energía con el planteamiento de recuperar las pérdidas por *clipping*. En este caso ha sido ligeramente modificado, para poder adaptarlo a los datos obtenidos por SAM y poder combinarlo con la expresión de optimización propia que se describirá más adelante. También ha sido adaptado, de forma muy similar a lo descrito, para dimensionar el sistema de almacenamiento en función de la energía desplazada, con tal de satisfacer las necesidades presentadas por la segunda solución plasmada.

Cabe ahora establecer qué cantidad de toda esa energía debe recuperarse y en qué momento. Esta es una cuestión de optimización, pues obviamente estos sistemas tienen un coste, y se pretenderá, evidentemente, lograr la máxima ganancia a través de los mínimos gastos. Así pues, con tal de conseguir ese punto, debe establecerse una función de carácter económico que permita calcular los beneficios esperados en función de las características de la batería. Esto permitirá obtener la cantidad de energía que debe recuperarse o almacenarse, siempre con el objetivo de maximizar los beneficios esperados. Una vez conocido ese dato, pueden emplearse

las relaciones anteriores para ser conocedores de las dimensiones y capacidades de la propia batería requerida.

El proceso de dimensionamiento pasa así por dos etapas distintas y consecutivas. Primero, establecer cuál es la relación entre la energía recuperada o almacenada y tanto el tamaño como la capacidad del sistema de almacenamiento necesario para realizar tal tarea. Posteriormente, simular la relación entre esa energía recuperada, y el beneficio económico obtenido por ello. Con ambas correlaciones, será posible identificar, mediante un criterio económico y otro técnico, qué cantidad de energía es rentable recuperar, y consecuentemente, qué tamaño de baterías será necesario para ello.

Debe precisarse un detalle importante antes de abordar los siguientes procesos. Previamente a este dimensionamiento, se ha programado en SAM el modelo de la planta en su configuración actual, calibrando el mismo y simulando su operación. Ha sido a partir de la información obtenida en SAM que se han podido realizar ambos dimensionamientos. Sin embargo, para dar una forma coherente al trabajo, no se detallará este modelo hasta el capítulo cinco, momento en el que se describirá tanto el modelo de la planta original, como aquéllos correspondientes a las soluciones planteadas para los dos escenarios.

Se presentará a continuación una descripción de los procesos empleados para dimensionar las baterías para los dos casos explorados, de forma secuencial.

3.2. DIMENSIONAMIENTO DE LAS BATERÍAS PARA LA RECUPERACIÓN DE LAS PÉRDIDAS POR CLIPPING

3.2.1. Relación entre la energía recuperada y las características de la batería

En este escenario, la única energía considerada para el almacenamiento en las baterías es aquella que pueda perderse por el fenómeno del *clipping*. En el presente trabajo se dispone de todos los datos, obtenidos a través de la simulación de SAM. Se conoce, por lo tanto, la energía producida durante cualquier hora a lo largo de un año, y la potencia que generaba el parque a esa hora. Sabiendo el límite impuesto por el inversor, es trivial el calcular, tanto la potencia como la energía perdida, durante cada hora de un periodo anual. Se obtiene así, para todos los tramos horarios en los que tiene lugar el *clipping*, tanto la energía que se podría recuperar para la batería como la potencia máxima durante ese intervalo de *clipping*.

Esta cantidad, sin embargo, no es estrictamente igual a la energía realmente recuperable. Esto se debe a que, inevitablemente, se encontrarán pérdidas de todo tipo cuando se almacene esta energía para después verterla posteriormente a la red. Ejemplos de estas pérdidas son un primer paso por el inversor y por el transformador, las pérdidas sufridas en la batería, y finalmente un posterior paso por el transformador y por el inversor. Es así necesario minorizar esta energía con un coeficiente de eficiencia. El resultado de esa operación pasará a ser la energía potencialmente recuperable. Una fracción de ella será la energía recuperada por las baterías. El coeficiente de eficiencia escogido será igual a multiplicar la eficiencia estimada del inversor (97,5%) al cuadrado, por la eficiencia estimada del transformador (99%) al cuadrado, siendo igual a 93,17%.

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

Se buscarán ahora dos relaciones distintas. La primera, entre la energía recuperada, y el tamaño de la batería o energía que esta puede almacenar. La segunda será la relación entre la potencia recuperada y la capacidad, o potencia, de la batería.

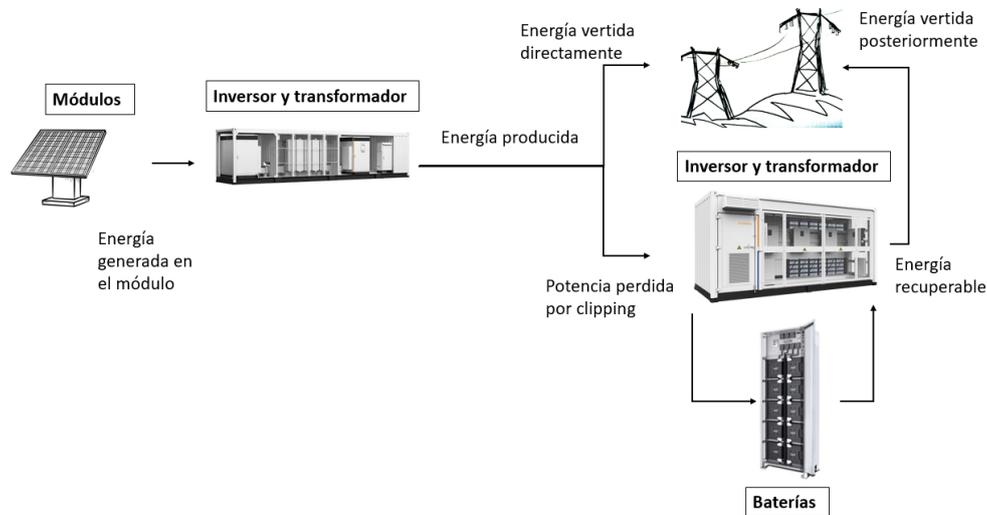


Ilustración 7 - Flujo de la recuperación de la energía perdida por *clipping*.

3.2.2. Relación entre la energía recuperada y la energía de la batería

Se parte a continuación de una suposición importante consistente en un criterio de diseño del sistema: La batería sólo almacenará la energía durante un día como tiempo máximo. Es decir, la energía almacenada durante un periodo de pérdidas por *clipping* se verterá a la red antes de que se presente el siguiente *clipping*. Por lo tanto, la energía recuperable, inicialmente facilitada en tramos horarios, se sumará para disponer de ella en tramos diarios. Así, el dato de energía perdida cada hora se agrupará para poder disponer de la energía perdida cada día.

Eliminando de los datos aquellos días en los que no se perdió energía, puede entonces generarse un histograma con los 179 días restantes en los que sí se producen pérdidas. Se conocería así la distribución de frecuencias de la energía perdida por día debido al *clipping*. Con el fin de aumentar la precisión, se decide emplear el menor intervalo posible para cada grupo, de unos 10 kWh.

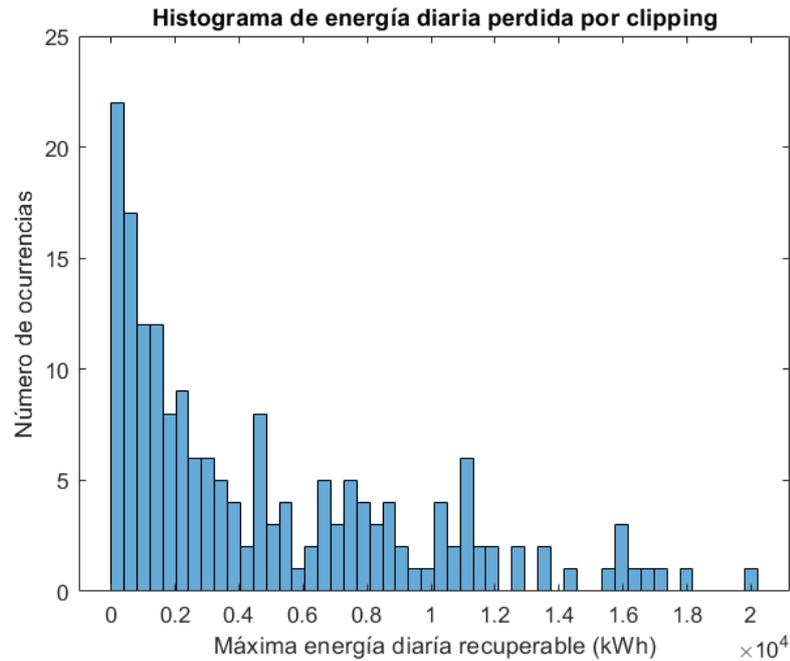


Ilustración 8 - Histograma de la energía diaria perdida por *clipping*.

Con la información inicial, podría calcularse ahora la energía total recuperada en función del tamaño de la batería, incrementando ésta en intervalos menores a los empleados en el histograma, de 10 kWh. Así pues, para un primer escalón de 10 kWh, se sumarían las energías diarias perdidas, limitándose la máxima cantidad a sumar a 10 kWh. Por ello, aquellos días con pérdidas inferiores a 10 kWh sumarían al total su valor real, mientras que los días que superasen esa cantidad, sumarían al total unos 10 kWh. Se recorrería así todos los posibles valores para la dimensión de la batería, terminándose en el primer intervalo que superase la máxima energía perdida en un único día (siendo en este caso de 21.000 kWh). El resultado puede graficarse tal y como se muestra abajo, produciéndose así una curva que relaciona la cantidad de energía recuperada anualmente en función de la energía que puede almacenar la batería diariamente. Con tal de simplificar su lectura, la energía recuperada se ha relativizado con respecto al total de energía perdida (es decir, teniendo en cuenta que no es posible recuperar toda la energía perdida debido al *clipping*).

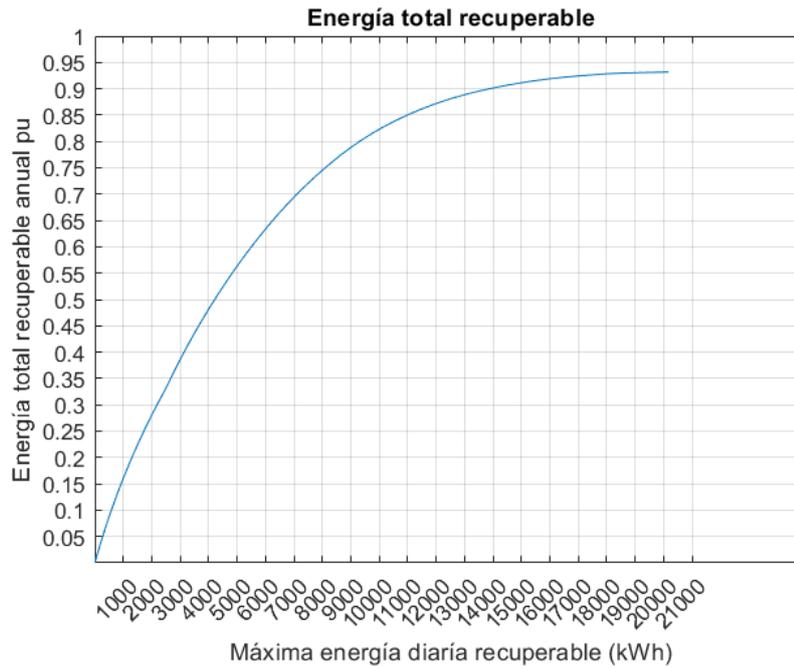


Ilustración 9 - Energía perdida por clipping recuperable en función de la energía de la batería.

3.2.3. Relación entre la energía recuperada y la potencia de la batería.

La batería de la que se disponga, como es comprensible, no sólo debe de poder almacenar una cantidad de energía diaria, sino que debe ser capaz también de hacerlo en un espacio de tiempo limitado. Entendemos así que debe de ser capaz de absorber la potencia perdida por *clipping* con tal de asegurar que se obtiene la energía perdida. Será por lo tanto necesario establecer una relación similar a la anterior, sólo que con potencias en vez de energías.

Partiendo de los datos horarios originales, la conversión de una a otra es fácil, puesto que numéricamente es igual la energía medida en kWh que la potencia que generó esa energía en una hora (suponiendo que ésta sea constante). En un primer paso, se genera un histograma de la misma forma que en el caso anterior. Debe tener en cuenta que éste tiene 24 veces más entradas, al disponer de entradas horarias en vez de diarias.

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

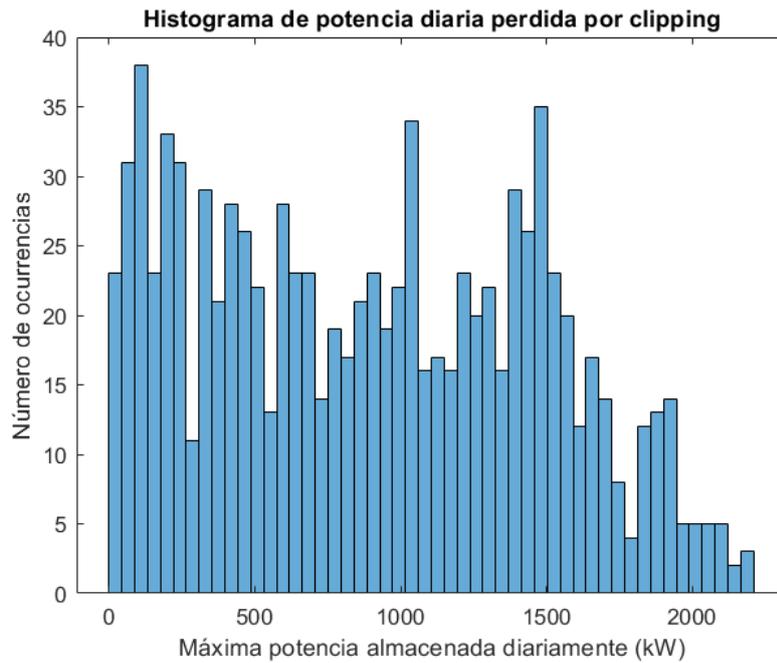


Ilustración 10 - Histograma de potencia diaria perdida por clipping.

De nuevo, se busca una relación muy similar a la anterior, aquella entre la cantidad de energía anual recuperada y la potencia máxima de la batería. La premisa es simple, si la batería puede recuperar 10 kW de potencia, en una hora recuperará toda la energía asociada a potencias iguales o menores a esos 10 kW. Como se ve, la conversión numérica es directa, pues si un día no se absorben 10 kW de potencia en una hora, se perderán 10 kWh igualmente. Exactamente de la misma forma que antes, el resultado se expresa de forma relativa con respecto a la energía perdida, y se grafica.

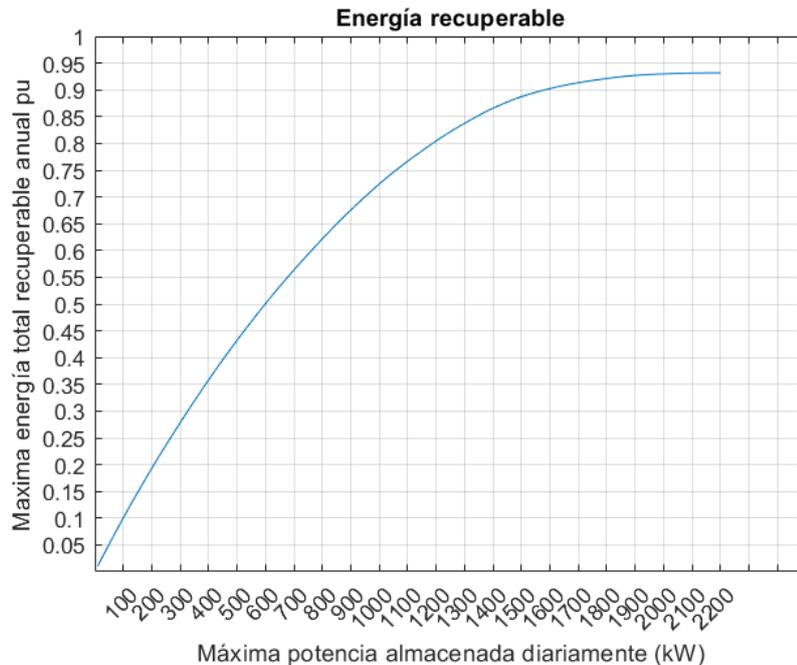


Ilustración 11 - Energía perdida por clipping recuperable en función de la potencia de la batería.

Se dispone ahora también de una relación entre la energía que se recuperará, y la potencia de la batería necesaria para hacerlo.

3.2.4. Relación entre los beneficios obtenidos y la energía recuperada

Una vez determinadas las características de la batería, dependiendo de la energía a recuperar, queda por conocer qué cantidad de energía va a recuperarse. Tal y como se ha explicado previamente, esto se decidirá en base al criterio económico. Se requerirá por lo tanto una manera de relacionar la energía recuperada con los beneficios obtenidos. Se intentará hacer este proceso sencillo, con tal de no complicar en exceso el modelo de decisión, siempre manteniendo la rigurosidad necesaria. Esto es especialmente importante si se tiene en cuenta que ya se dispone de SAM, que podrá simular los resultados con un grado de realismo mucho mayor, permitiendo así comprobar cualquier conclusión alcanzada mediante este método.

Un punto importante a precisar es que el estudio económico se realizará teniendo en cuenta únicamente el sistema de almacenamiento de energía. Es decir, se ignorarán los beneficios, ingresos y costes relacionados con el diseño original, y el estado actual, de Route 19#2. El objeto de este estudio es comprobar la utilidad y viabilidad del sistema de almacenamiento, y por ello, se prescinde de todo lo demás. En esencia, se evalúan únicamente las capacidades y rendimientos que otorga, así como los recursos que consume dicho sistema, tomado al margen del parque fotovoltaico ya existente. Un resultado negativo de esta evaluación no implica que Route 19#2 en su estado actual no sea viable, sino que la incorporación del hipotético sistema de almacenamiento de energía tiene consecuencias negativas.

Sabiendo que evidentemente los beneficios equivalen al resultado de restar los gastos a los ingresos, se desglosa la ecuación en esas dos partidas. Los ingresos son obvios, pues consisten en aquellos obtenidos por la venta de la energía. Serán, por lo tanto, iguales a la cantidad de energía vendida multiplicada por el precio de la misma, empleándose para éste un valor anual medio. Dicho valor medio será también ponderado en base a los meses con mayores pérdidas por *clipping*: el precio de los meses de verano, donde se concentran las pérdidas, es mucho más relevante que el de invierno, donde apenas aparecen. A estos ingresos se le suman las subvenciones estatales recibidas para incentivar el uso de baterías.

Por otro lado, los gastos pueden dividirse en tres componentes. El primero será el coste de instalación del sistema de almacenamiento de energía, incluyendo todo el equipo necesario salvo las propias baterías y todas las obras requeridas, junto con la puesta en marcha y las inspecciones pertinentes. Este componente tendrá dos elementos, uno fijo, y uno variable. El coste fijo corresponderá, aproximadamente, con los gastos previstos para realizar las obras civiles y eléctricas mínimas necesarias para colocar cualquier sistema, independientemente del tamaño. Los costes variables aumentarán este precio de manera proporcional a la energía albergada por las baterías, hasta un tope correspondiente con la cantidad máxima de energía que se plantea recuperar diariamente según las relaciones establecidas anteriormente. El segundo componente abarcará el coste del mantenimiento de las baterías, calculado mediante unos gastos dependientes del tamaño de las mismas, medido en kWh, y de sus años de operación (unos 25 años). Finalmente, el tercer componente tendrá en consideración los costes fijos de adquisición de las baterías, es decir, los gastos derivados de la compra de las propias baterías. Estos se obtendrán de nuevo en función del tamaño, medido en kWh, y del número de reemplazos de las mismas que deban acometerse durante la vida útil del proyecto. El número

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

de reemplazos se calculará en función de dos criterios, escogiendo el más restrictivo. Así pues, se tendrá en cuenta la vida útil de la batería, medida en años, y el número de ciclos que puede sobrevivir, conociendo el número de ciclos anuales por los que debe pasar. Este último número, es, como puede suponerse, igual al número de días al año en los que tiene lugar el *clipping*, y que, por lo tanto, la batería será empleada.

Como puede observarse, los beneficios son únicamente dependientes de la energía recuperada y del tamaño de la batería. Se puede eliminar la segunda dependencia expresando la misma en función de la energía recuperada. Hacer esto es posible debido a que se dispone de la curva calculada en el apartado anterior, en la que puede realizarse un ajuste polinómico, permitiendo expresar así la relación entre ambas variables. Debe tenerse en cuenta que se realiza el ajuste de la energía de la batería en función de la energía recuperada, obteniéndose la curva contraria a la vista más arriba.

Cabe realizar dos correcciones sobre la relación que acaba de describirse. La primera está relacionada con la degradación de la batería a lo largo de su vida útil. Suponiendo que esta se degrade linealmente, significa que no podrá recuperar toda la energía marcada, debiendo reducir en un porcentaje los beneficios obtenidos por su venta. La segunda corrección está relacionada con la profundidad de descarga, es decir, la limitación impuesta a la carga y descarga de la batería con tal de asegurar su correcta operación. A efectos prácticos, esto limita la parte útil de la batería, por lo cual, habrá que mayorar la energía de la batería necesaria para recuperar la energía necesaria. Esto se logrará multiplicando por 100 entre la profundidad de descarga (expresada en %).

El resto de las variables, al ser constantes, pueden ser calculadas u obtenidas como datos del problema. Esto permite poder calcular finalmente así los beneficios en función de la energía recuperada, E_R .

$$\text{Beneficios} = (P_e \cdot E_{\text{Clip-R}} \cdot V_p \cdot ef) - C_f - C_v \cdot \frac{E_R}{E_{R\max}} - C_m \cdot E_B(E_{\text{Clip-R}}) \cdot V_p - C_B \cdot E_B(E_{\text{Clip-R}}) \cdot n_B + S_E$$

Ecuación 1 - Beneficios esperados en base a la energía perdida por *clipping* recuperada.

- P_e es el precio medio de la energía que espera recuperarse, en \$/kWh.
- $E_{\text{Clip-R}}$ es la energía perdida por *clipping* recuperada anualmente por las baterías, en kWh/año.
- V_p es la vida útil del parque, en años.
- C_f es el coste mínimo a pagar por la de instalación del sistema de almacenamiento de energía, en \$.
- C_v es el coste del sistema de almacenamiento dimensionado para la máxima energía que se podría recuperar en un año, descontando C_f y el precio de las baterías, en \$/kWh.
- $E_{R\max}$ es la máxima energía que podría recuperar en un año, en kWh.
- C_m es el coste de mantenimiento anual de las baterías por kWh instalado, en \$/kWh-año.
- E_B es la capacidad energética de la batería necesaria para recuperar la energía deseada ($E_{\text{Clip-R}}$), en kWh. Es función de $E_{\text{Clip-R}}$.

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

- η es la eficiencia de las baterías. Suponiendo una degradación lineal, es igual a la unidad menos la degradación final (expresada en por uno) partida dos.
- C_B es el coste de las baterías por kWh instalado, en \$/kWh.
- n_B es el número de veces que deben adquirirse las baterías a lo largo de la vida útil del proyecto. Es igual al redondeo al alza de la siguiente expresión:

$$\frac{\text{Vida útil del parque en años} \cdot \text{Ciclos de carga y descarga anuales}}{\text{Ciclos de vida de la batería}}$$

Debe tenerse en cuenta que n_B ha de ser, como mínimo, igual a:

$$\frac{\text{Vida útil del parque en años}}{\text{Vida útil de la batería en años}}$$

- S_E es la subvención económica que recibirá el proyecto, en \$.

Definida la expresión de optimización a emplear, cabe ahora asignar valores a todas las variables que participan en la misma. Sabiendo que la energía se vertería a la red en los periodos de mayor precio por kWh, se puede obtener la media anual del precio de la energía durante esos días. El pico en los precios diarios, tal y como se justificará más adelante, tiene lugar entre las 16h y las 19h, con unos precios medios de en torno a 1.04 \$/kWh. La vida útil del parque son 25 años, de acuerdo al diseño original. La energía máxima recuperable al año ha sido previamente definida en base al estudio de las pérdidas por *clipping*, y corresponde a 859,33 MWh anuales. Los costes de mantenimiento se han establecido en 10 \$/kWh-año, de acuerdo a los valores estándar de la industria (Cole, Frazier, & Augustine, 2021). La profundidad de descarga se ha fijado en un 80%, y la degradación en 30% o 0,3. Para la batería seleccionada, se establece una vida útil de 15 años y 6000 ciclos de vida, y unos ciclos anuales iguales a 179, lo que deriva en la necesidad de una compra inicial, y un posterior reemplazo. La subvención económica se detallará en un anexo posterior, y por ahora basta especificar que su valor será igual a:

$$S_E = 50.000 \$ + 125 \frac{\$}{kWh} \cdot \text{Energía del sistema de almacenamiento (kWh)}$$

Ecuación 2 - Subvención económica por la instalación de baterías.

Los costes económicos de las baterías, C_B , se han fijado en 110 \$/kWh, de acuerdo a los precios esperados de las baterías de ion de litio para 2022 (Clean Energy News, 2022).

Finalmente, los costes económicos para la compra e instalación del sistema de almacenamiento de energía, excluyendo las baterías, se han establecido en torno a los siguientes valores:

- $C_v = 585.500 \$/kWh$

- $C_f = 91.050 \$$

Una vez definidos todos los valores, puede pasarse a ejecutar el código de optimización en MATLAB. Los resultados pueden verse comentados más abajo.

3.2.5. Resultados del dimensionamiento de las baterías para recuperar las pérdidas por *clipping*

Los resultados obtenidos con la función a optimizar pueden graficarse, expresando los beneficios esperados en función de la energía recuperada al año (sin tener en cuenta la degradación, en este caso). Como puede observarse, la función es creciente hasta encontrar un máximo en torno a los 550.000 kWh recuperados anualmente. Llegado a ese punto, comienzan a aparecer beneficios decrecientes a medida que se continúa aumentando la energía recuperada.

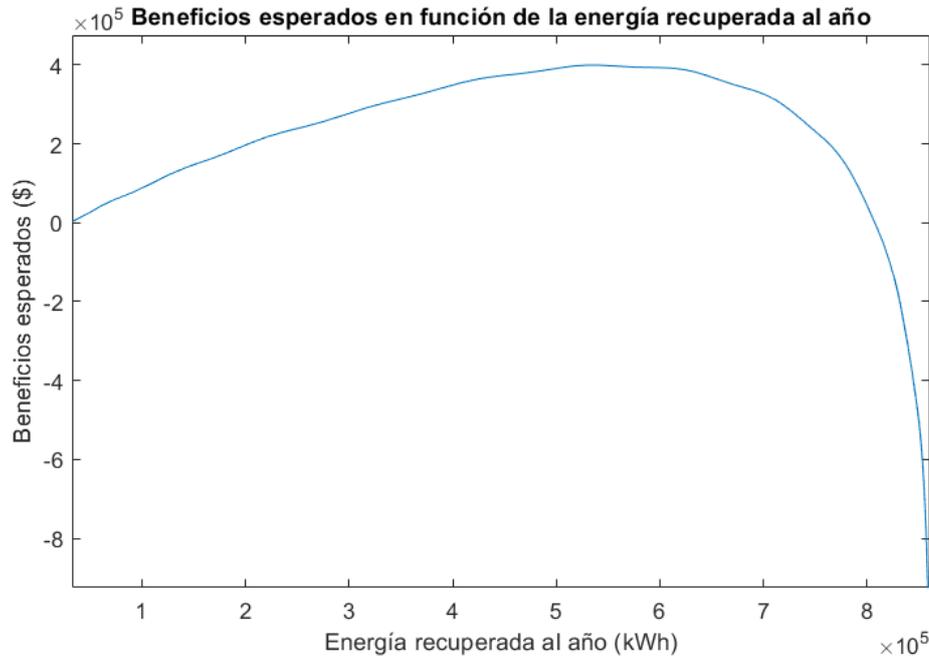


Ilustración 12 - Beneficios esperados en función de la energía perdida por *clipping* recuperada.

Se pueden desglosar los beneficios, por separado, en gastos e ingresos. Puede ilustrarse, que superados los 790.000 kWh recuperados anualmente, los gastos superan a los ingresos, y se pierde así todo beneficio posible.

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

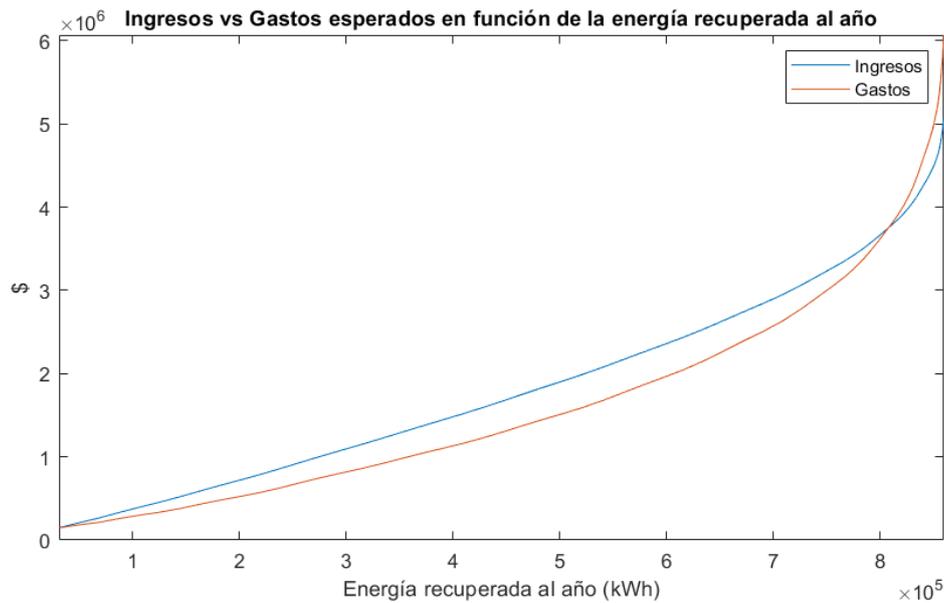


Ilustración 13 - Ingresos y gastos esperados en función de la energía perdida por *clipping* recuperada.

Todo ello tiene una mejor comprensión recordando la relación entre la energía recuperada anualmente y la energía necesaria de batería. La curva muestra una tendencia creciente, pero su pendiente tiende a reducirse según se aumenta la energía recuperada. Por lo tanto, según se recupera más energía al año, recuperar un 1 kWh adicional requiere cada vez una cantidad mayor de kWh de batería. Mientras que los costes de la batería crecen linealmente con el tamaño de la misma al estar relacionados de manera directa, los ingresos dependen de la energía recuperada, lo que significa que el tamaño de la batería, y por ende los costes, crecen mucho más rápido que la energía recuperada, y por lo tanto los ingresos. Es por ello que los beneficios comienzan a decrecer a partir de un tamaño de batería de en torno a 5.200 kWh. Cabe recordar que los incentivos también dependen del tamaño de la batería, y, por lo tanto, los ingresos no caen tan bruscamente como cabría esperar, sino que siguen manteniendo un crecimiento importante a pesar de recuperar menos energía.

Los valores encontrados para el punto óptimo se resumen en la tabla siguiente:

| | |
|--|---------------------|
| Beneficios máximos previstos | 399.700 \$ |
| Ingresos previstos en el punto de máximos beneficios | 1.708.300 \$ |
| Gastos previstos en el punto de máximos beneficios | 1.333.000 \$ |
| Tasa de retornos prevista en el punto de máximos beneficios (Beneficios previstos/Gastos previstos) | 29,98% |
| Energía prevista que se recuperará en el primer año | 535.204 kWh |
| Energía prevista que se recuperará anualmente de media | 454.920 kWh |

| | |
|---|-----------|
| Energía de las baterías necesaria | 5.179 kWh |
| Potencia de las baterías necesaria | 589 kW |

Tabla 1 - Resultados del dimensionamiento del sistema de almacenamiento para el primer escenario.

Estos serán, por lo tanto, los criterios de diseño para la solución al primer escenario.

3.3. DIMENSIONAMIENTO DE LAS BATERÍAS PARA EL DESPLAZAMIENTO DE LA CURVA DE PRODUCCIÓN

3.3.1. Relación entre la energía almacenada y las características de la batería

3.3.1.1. Definición de la energía almacenable

En el segundo escenario, la energía que se considera para dimensionar el banco de baterías es aquella que se produce en los momentos en los cuales el precio de la energía es menor, es decir, las primeras horas de la mañana. Esta energía sería después vertida a la red cuando se alcanzase el pico de precios, con tal de maximizar las ganancias. Este proceso requerirá un paso previo, pues, al contrario que en el caso anterior, la energía a almacenar ya no está acotada perfectamente. Definir cuál será esa energía, y en base a qué criterios se establecerá, será el primer paso a seguir, antes de poder establecer ninguna relación entre energía a recuperar y tamaño de las baterías.

Teniendo presente que el objetivo de esta estrategia es encontrar aquellos puntos en los cuales el precio de la energía es máximo, se ha extraído una media de precios horarios. Esta se ha obtenido en base a la información introducida en SAM. El resultado se muestra a continuación:

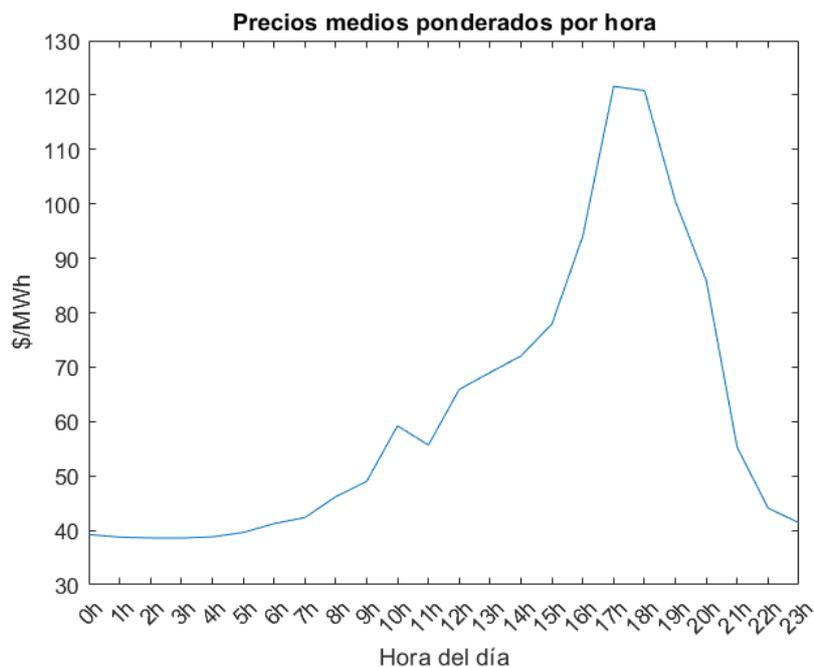


Ilustración 14 - Precios medios de la energía ponderados por hora.

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

Se puede observar claramente como el pico del precio de la energía se encuentra hacia las 17h, mientras que por la mañana es significativamente menor, aunque si bien la tendencia es creciente a partir de las 5h, obviando un valle a las 11h. La situación es idónea para recoger energía de buena mañana y verterla en torno a ese pico observado.

Es necesario ahora analizar también la energía media producida en el parque a lo largo de un año de funcionamiento. De manera similar, esta información puede obtenerse en base a los resultados del modelo inicial de SAM, y realizando un promedio posterior.

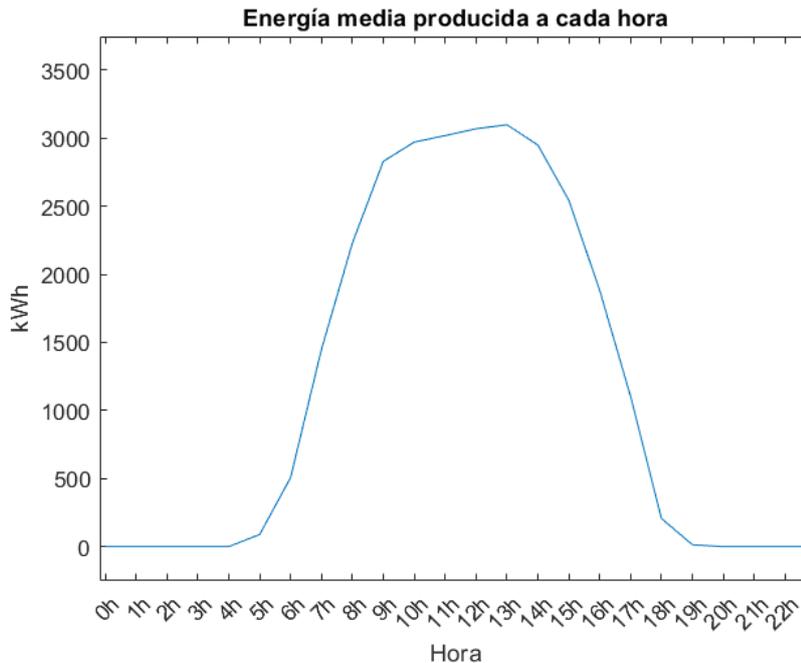


Ilustración 15 - Energía media producida a cada hora según la configuración actual de Route 19#2.

Aunque el uso de un valor medio deforma la curva, puede apreciarse cómo desde aproximadamente las 10-11h hasta las 15-16h, se alcanzará de media la suficiente irradiancia como para alcanzar la máxima producción de la planta. Estas son las horas que se corresponderían con la aparición del fenómeno del *clipping*. Este hecho sólo aparecerá, previsiblemente, unos 179 días al año. A partir de las 11h, por lo tanto, la planta alcanzaría la máxima producción, o al menos, estaría cerca de hacerlo.

Esta información puede servir como un claro límite para definir a qué horas debe cargarse la batería. Las 11h parece un momento razonable para decidir ubicar la hora límite para cargar las baterías. En ese momento, no sólo aparece una clara tendencia creciente en los precios de la energía reduciendo las potenciales ganancias, sino que además, es el momento en el que se alcanza el máximo de producción, dificultando el almacenar toda esa energía, y negando a la planta solar parte de su tiempo de máxima producción.

Definido el límite superior, debe hacerse ahora lo propio con el inferior. Esto resulta aún más fácil, pues éste será el punto en el cual la planta comienza a producir, produciéndose en torno a las 5-6h. Queda así finalmente delimitada la energía que puede emplearse para cargar las baterías: aquella generada entre las 5h y las 11h.

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

3.3.1.2. Definición de la energía desplazable

De nuevo, esta energía es aquella almacenable (o almacenada), no desplazable (o desplazada). Esto es debido a las pérdidas existentes, ya descritas en el proceso de carga de las baterías y su posterior vertido a la red. Se minorizará así también la energía almacenable, con tal de obtener la desplazable, por un coeficiente de eficiencia.

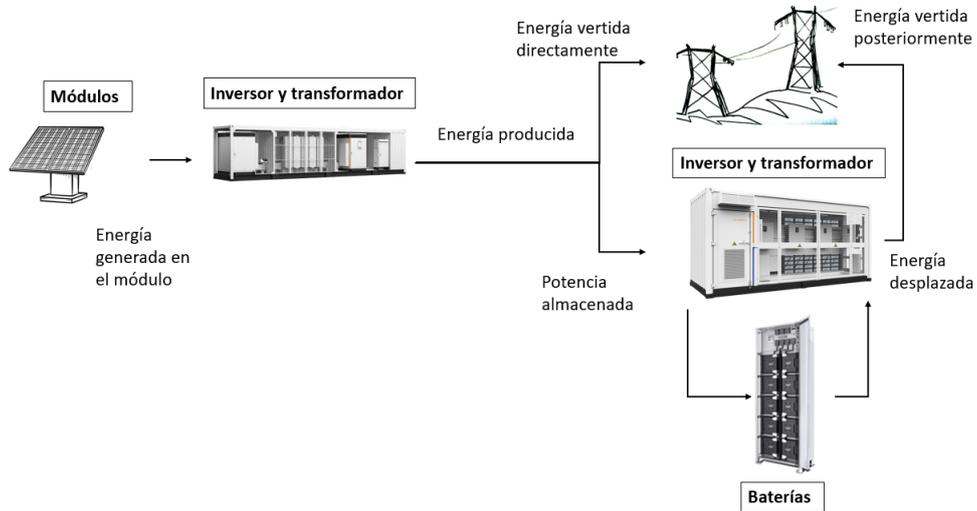


Ilustración 16 - Flujo de la energía desplazada.

3.2.2. Relación entre la energía recuperada y la energía de la batería

A partir de este punto, el procedimiento seguido es prácticamente idéntico. Se asume que la batería funcionará en ciclos diarios, de menos de 12h, en los cuales se absorberá energía que se descargará y verterá a la red antes de que vuelva a producirse energía almacenable. Se procesan los resultados del modelo inicial de SAM para obtener la producción energética en un horario diario comprendido entre las 5h y las 11h. Esta energía se agrupa diariamente para obtener cuánta energía se ha generado en ese periodo para cada día del año. Con estos datos, se genera así un histograma de esta producción energética:

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

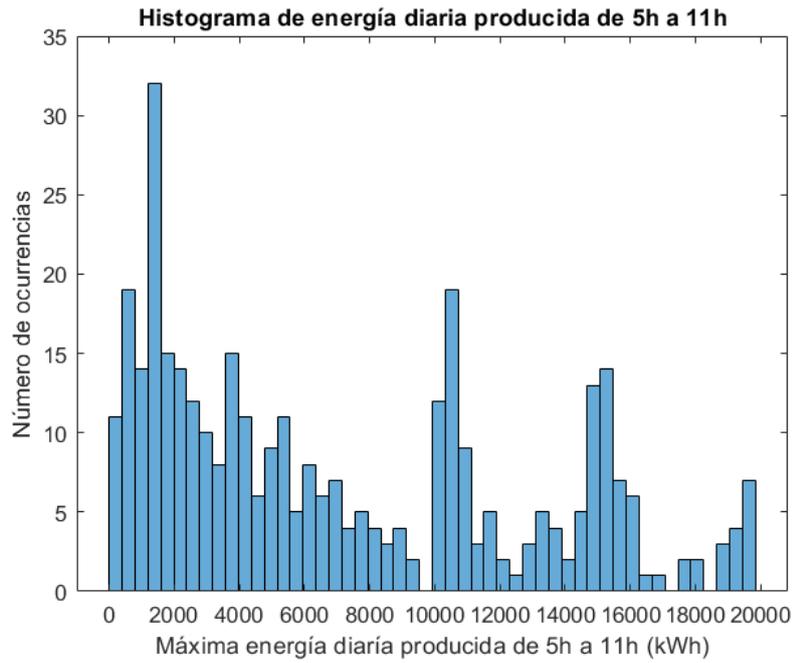


Ilustración 17 - Histograma de la energía producida de 5h a 11h.

Y, posteriormente, se encuentra la relación entre la energía desplazable y el tamaño de batería necesario para desplazarla, en kWh. Debido a que, en este caso, se está manejando una cantidad de energía considerablemente superior, se emplearán incrementos en el tamaño de la batería mayores, de 90 kWh:

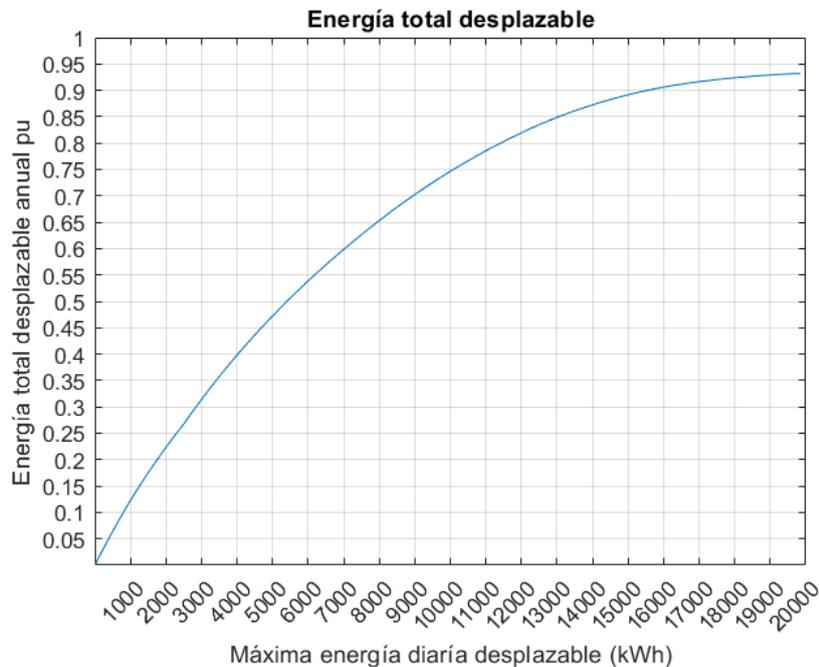


Ilustración 18 - Energía total desplazable en función de la energía de la batería.

3.3.3. Relación entre la energía recuperada y la potencia de la batería.

La energía producida ha sido medida, de forma horaria, en kWh, haciendo trivial la conversión a la potencia del parque en cada hora. Teniendo ahora en cuenta la potencia horaria de 5h a 11h, se puede generar el mismo histograma:

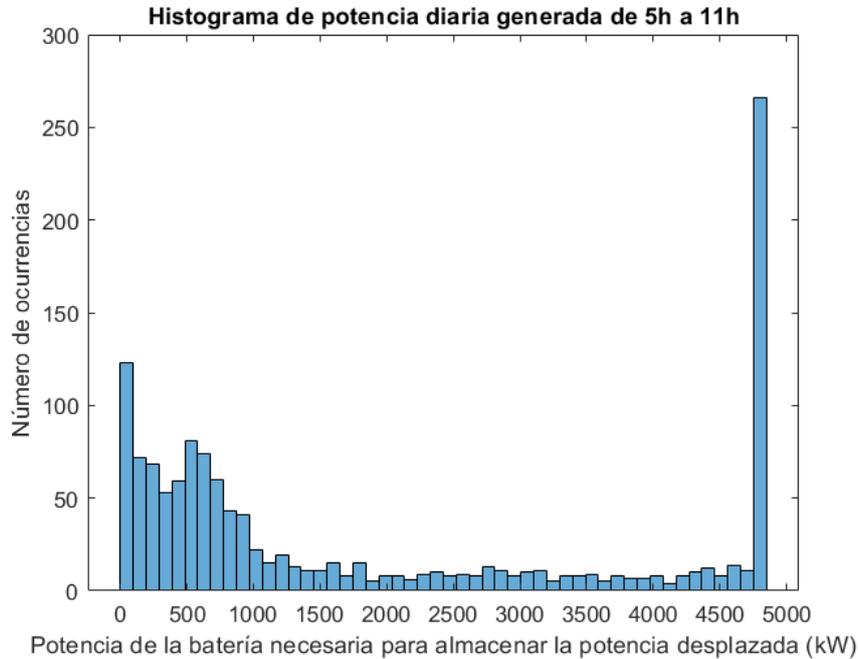


Ilustración 19 - Histograma de la potencia diaria generada de 5h a 11h.

Cabe destacar la gran frecuencia con la que se generan cerca del límite de la potencia en AC del parque. Esto es debido a que, si bien el parque de media no alcanzará la máxima producción hasta las 11h, esto es sólo el caso medio. La franja horaria durante la cual se alcanza dicha producción es considerablemente amplia, y puede suceder a una hora tan temprana como las 7h, o tan tardía como las 13h. A modo de ejemplificar esta situación, se muestra a continuación una gráfica con la producción horaria de cada día de manera superpuesta. Si bien es una gráfica confusa de la cual es difícil extraer información, si puede ilustrar este suceso descrito:

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

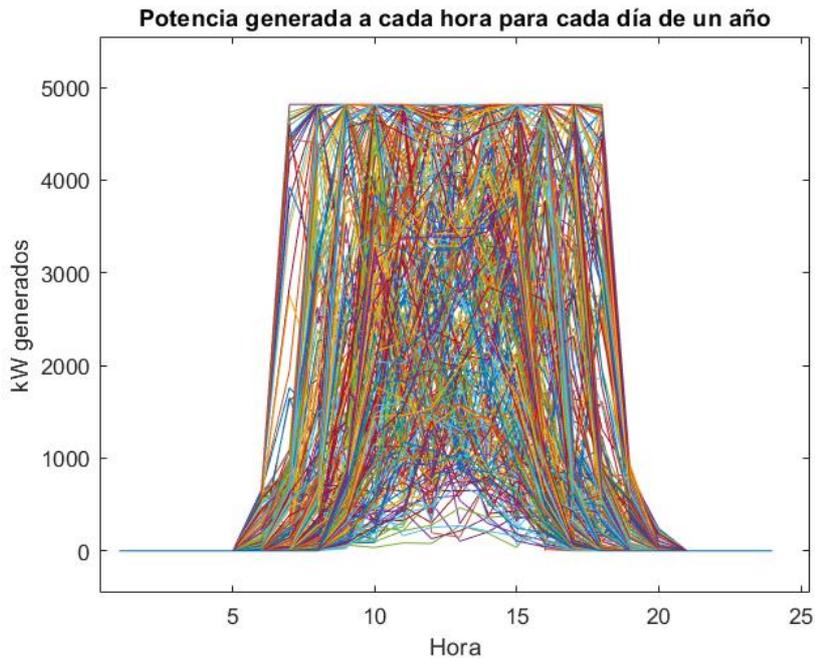


Ilustración 20 - Potencia generada a cada hora para cada día de un año.

Es por lo tanto usual que la planta esté produciendo a máxima potencia incluso en el tramo de tiempo durante el cual se pretende cargar las baterías. Debe tenerse en cuenta que simplemente no puede evitarse esta situación, pues eso requeriría cargar las baterías de 5h a 7h, lo cual es sencillamente inasumible, puesto que la inmensa mayoría de los días se generaría una cantidad ridícula de energía.

Una vez entendido este fenómeno, puede pasarse a estudiarse la relación entre la potencia de la batería, y la energía desplazable, usando los mismos incrementos de 90 kW en la potencia de la batería:

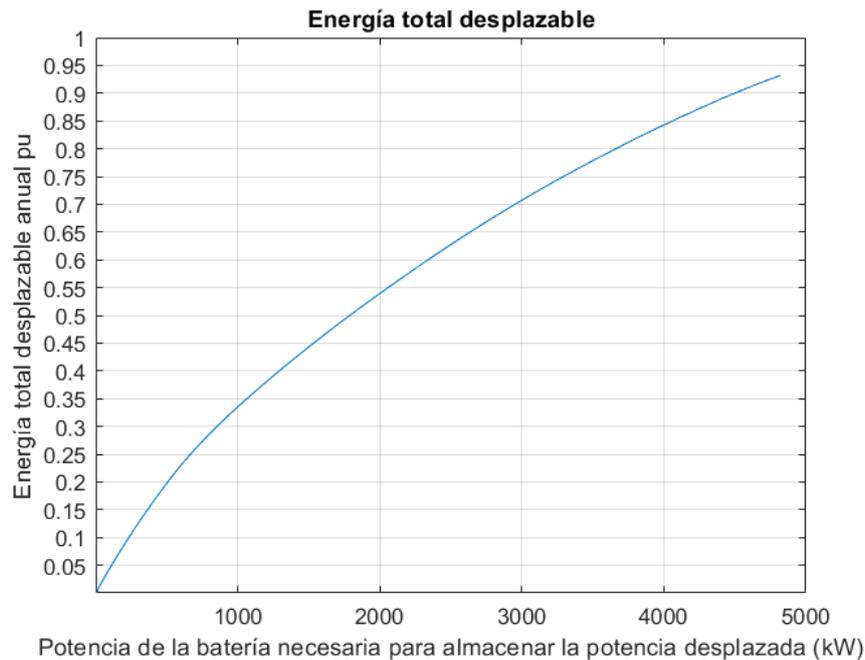


Ilustración 21 - Energía total desplazable en función de la potencia de la batería.

3.3.4. Relación entre los beneficios obtenidos y la energía recuperada

Una vez establecidas las características de la batería en función de la energía que se desea desplazar, puede procederse a optimizar el segundo caso estudiado. El procedimiento será idéntico, buscando la optimización en base a la maximización de los beneficios. Estos serán calculados restando los gastos predecibles a los ingresos previstos. Dado que el sistema de almacenamiento de energía a emplear será muy similar al del caso anterior, y que las baterías serán del mismo modelo, la forma de calcular los costes apenas se verá modificada.

Los ingresos, se calcularán de la misma manera, sumando el precio de la energía desplazada a los incentivos cobrados. La principal diferencia aquí es el precio de esa energía. Debe tenerse en cuenta que en este caso no se está recuperando energía perdida, que de otra forma no podría venderse. Ahora se está evitando vender esa energía a una hora, para poder venderla a otra. Por lo tanto, los ingresos percibidos no serán iguales al coste de la energía por la energía vendida, sino a la diferencia de precios causada por el momento en el que se venda la energía frente a cuando se produzca, multiplicado por esa energía desplazada.

A modo de simplificar los cálculos, pues de otro modo se requeriría un código demasiado elaborado para la información obtenida (la cual será verificada en SAM, donde se tendrá en cuenta cada factor y variable), se emplearán valores medios de los precios en cada momento. Así pues, el valor de la energía será igual a:

$$P_e = \text{Precio medio de la energía de 16h a 19h} \\ - \text{Precio medio de la energía de 5h a 11h}$$

Ecuación 3 - Valor ganado con el desplazamiento de la energía.

Siendo, por lo tanto, $P_e = 1,036198 \text{ \$/kWh} - 0,428624 \text{ \$/kWh} = 0,607574 \text{ \$/kWh}$

A esto hay que añadirle, que, por la eficiencia del sistema de almacenamiento, se va a perder parte de la energía almacenada. Esta energía podría haberse vendido previamente, lo cual supone otros costes adicionales. Estos costes se representarán añadiendo el siguiente término a la expresión empleada:

$$- \text{Precio medio de la energía de 5h a 11h} \cdot \text{Energía recuperada} \cdot (1 - \text{eficiencia})$$

Ecuación 4 - Valor perdido con el desplazamiento de la energía.

Salvo estos cambios en la definición de P_e , y en la inclusión de la penalización por la energía perdida, la expresión descrita para el caso anterior sería idéntica para éste, pudiéndose emplear de la misma manera una vez se actualice con la modificación descrita. Los resultados pueden observarse en el apartado siguiente.

3.3.5. Resultados del dimensionamiento de las baterías para desplazar la producción

Los beneficios esperados, en función de la energía desplazada al año, pueden verse a continuación. Como se puede observar, se alcanza un máximo en los beneficios en torno a los 2.000 MWh desplazados anualmente.

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

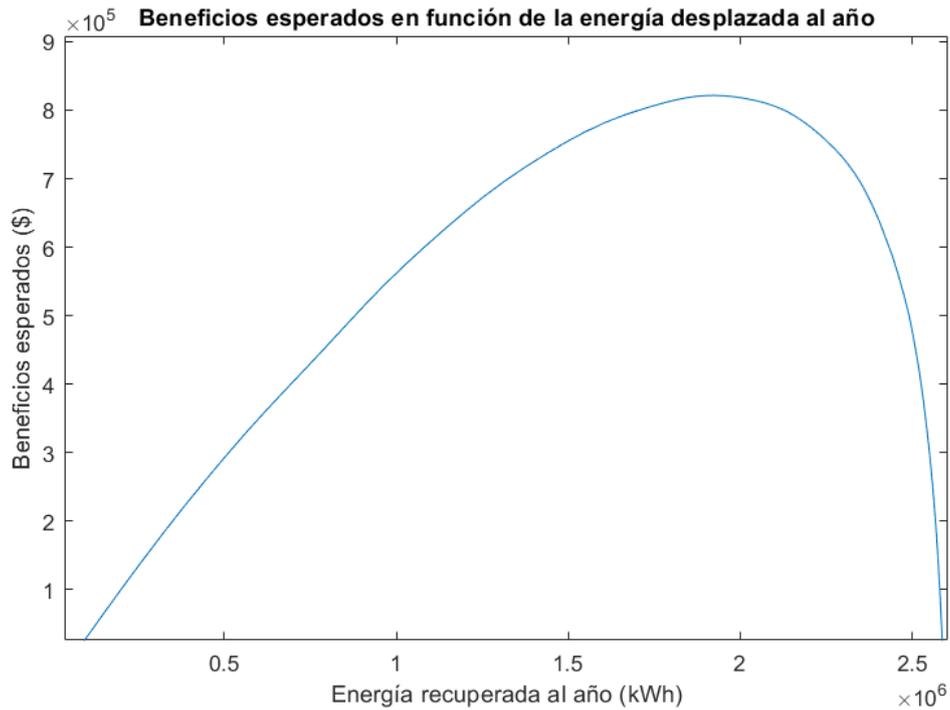


Ilustración 22 – Beneficios esperados en función de la energía desplazada al año.

El valor de la energía en el pico de los precios es tal que el proyecto no entra en pérdidas para prácticamente ningún tamaño de batería.

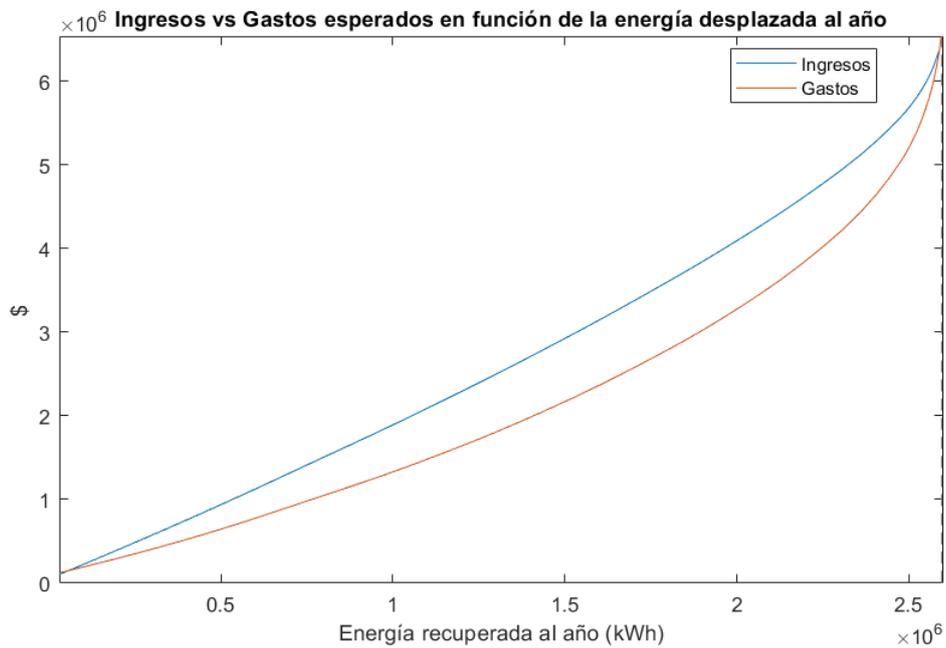


Ilustración 23 – Ingresos y gastos en función de la energía desplazada al año.

Se observa claramente como los ingresos superan en todo momento a los gastos.

El punto óptimo se encuentra en torno a los 10.000 kWh de batería, con un margen de beneficios considerable. Un resumen del punto óptimo se muestra a continuación:

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

| | |
|--|-------------------|
| Beneficios máximos previstos | 821.610 \$ |
| Ingresos previstos en el punto de máximos beneficios | 3.893.100 \$ |
| Gastos previstos en el punto de máximos beneficios | 3.071.500 \$ |
| Tasa de retornos prevista en el punto de máximos beneficios (Beneficios previstos/Gastos previstos) | 26,75% |
| Energía prevista que se desplazará en el primer año | 1.920.187 kWh |
| Energía prevista que se desplazará anualmente de media | 1.632.200 kWh |
| Energía de las baterías necesaria | 10.912 kWh |
| Potencia de las baterías necesaria | 2.884,5 kWh |
| Pérdidas energéticas anuales previstas | 288.030 kWh |

Tabla 2 - Resultados del dimensionamiento del sistema de almacenamiento para el segundo escenario.

El escenario dimensionado se simulará en los siguientes apartados, con el objetivo de verificar la información obtenida aquí.

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

CAPÍTULO 4. Justificación y descripción de las soluciones adoptadas

En los capítulos anteriores, se ha definido a grandes rasgos qué estrategias de gestión de baterías se estudiarán y qué configuración de baterías se empleará, al igual que se ha dimensionado, a grandes rasgos, el sistema de almacenamiento de baterías.

En este capítulo se terminarán de perfilar y justificar las soluciones propuestas a los dos escenarios evaluados. Se decidirá el modelo de baterías a emplear, escogiendo el equipo de media y baja tensión que se usará y se definirán las características y dimensiones concretas del sistema de almacenamiento y especificarán las condiciones en las cuales operará el sistema. Antes de ello, se elaborará una lista de todo el equipo disponible,

Como se ha hecho anteriormente, se abordarán después ambos escenarios por separado, comenzando con la recuperación de la energía perdida por *clipping*, y siguiendo con el desplazamiento de la curva.

4.1. MODELO DE BATERÍAS

En el segundo capítulo de este trabajo se han evaluado de forma previa las diferentes tecnologías de baterías disponibles en el mercado, y se han terminado por escoger aquellas basadas en la arquitectura de ion litio. En este apartado se procederá a seleccionar un modelo concreto de baterías para instalar en el parque. En un inicio, se ha realizado una búsqueda de diversos modelos provenientes de una serie de compañías líderes en el sector de baterías para el almacenamiento de energía a gran escala (Thomas, 2022). Estas han sido KOKAM, BYD, LG y Samsung SDI. De cada compañía, se han recopilado datos sobre una serie de células de baterías ofertadas por las compañías mencionadas, y se ha estructurado la información encontrada y recogida. Un breve resumen de los modelos considerados, junto con su proveedor, puede observarse en las tablas que aparecen a continuación:

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

| | KOKAM 10kWh | KOKAM 10,3kWh | KOKAM 10,9kWh | KOKAM 12,5kWh | KOKAM 13.7kWh | KOKAM 15,3kWh | KOKAM 16,6kWh |
|---|----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Eficiencia | 95% | 95% | 95% | 95% | 95% | 95% | 95% |
| Capacidad (Ah) | 85 | 85 | 85 | 170 | 170 | 103 | 103 |
| Voltaje nominal | 117,7 | 121,4 | 128,8 | 73,6 | 80,9 | 73,6 | 80,9 |
| Potencia de carga nominal (kW) | 10 | 10,3 | 10,9 | 12,5 | 13,7 | 15,1 | 16,6 |
| Potencia de descarga nominal (kW) | 10 | 10,3 | 10,9 | 12,5 | 13,7 | 15,1 | 16,6 |
| Vida útil (ciclos) | 6.000 | 6.000 | 6.000 | 6.000 | 6.000 | 6.000 | 6.000 |
| Vida útil (años) | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 |
| Densidad energética (kWh/kg) | 0,115 | 0,1175 | 0,120482 | 0,123656 | 0,12 | 0,141237 | 0,138532 |
| Temperatura de operación mínima (°C) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Proveedor | KOKAM | KOKAM | KOKAM | KOKAM | KOKAM | KOKAM | KOKAM |

| | DBS48V60S | LG JH3 | E3-M090 | M2- M076 | P3-M063 | M2994 |
|---|-----------|----------|----------|-------------|----------|----------|
| Eficiencia | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 |
| Capacidad (Ah) | 51,8 | 290 | 111 | 94 | 78 | 47,2973 |
| Voltaje nominal | 60 | 51,4 | 80 | 80,85 | 79,2 | 29,6 |
| Potencia de carga nominal (kW) | 3,108 | 14,906 | 8,88 | 7,5999 | 6,1776 | 1,4 |
| Potencia de descarga nominal (kW) | 3,108 | 14,906 | 8,88 | 7,5999 | 6,1776 | 1,4 |
| Vida útil (ciclos) | 3.000 | 5.000 | 6.000 | 6.000 | 6.000 | 3.000 |
| Vida útil (años) | 10 | 10 | 15 | 15 | 15 | 10 |
| Densidad energética (kWh/kg) | 0,129167 | 0,167416 | 0,163636 | 0,138182 | 0,114545 | 0,127273 |
| Temperatura de operación mínima (°C) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Proveedor | BYD | LG CHEM | Samsung | Samsung | Samsung | Samsung |

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

| | M2963/M2968 | M8994 E2 | M8194 M2 | M8068 P2 | T4835 | T4894 |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|----------|----------|
| Eficiencia | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 |
| Capacidad (Ah) | 34,24658 | 46,97648 | 46,99017 | 33,99751 | 16,86508 | 47,07113 |
| Voltaje nominal | 29,2 | 89,3 | 81,4 | 80,3 | 50,4 | 47,8 |
| Potencia de carga nominal (kW) | 1,4 | 2,4 | 3,4 | 4,4 | 5,4 | 6,4 |
| Potencia de descarga nominal (kW) | 1,4 | 2,4 | 3,4 | 4,4 | 5,4 | 6,4 |
| Vida útil (ciclos) | 3.000 | 3.000 | 3.000 | 3.000 | 3.150 | 3.500 |
| Vida útil (años) | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| Densidad energética (kWh/kg) | 0,117647 | 0,139833 | 0,139091 | 0,1092 | 0,091892 | 0,1 |
| Temperatura de operación mínima (°C) | 0 | 0 | 0 | 0 | -20 | 0 |
| Proveedor | Samsung | Samsung | Samsung | Samsung | Samsung | Samsung |

Tabla 3 - Datos de las baterías consultadas.

Es preciso mencionar que falta un dato correspondiente al precio que debería ser considerado clave. Se justifica indicando que las empresas fabricantes de baterías de gran escala son bastante reacias a dar los precios de sus baterías para este tipo de estudios, con el fin de evitar el espionaje industrial. De manera añadida, muchos de los contratos que firman estas empresas cuentan con descuentos importantes obtenidos tras las negociaciones mutuas, lo que complica aún más el conocer el hipotético precio de las baterías. Ante la imposibilidad de lograr este dato para cada una de las células de baterías evaluadas, se ha decidido ignorarlo, asumiendo un precio medio universal para las posteriores valoraciones económicas incluidas en el dimensionamiento de las baterías y la simulación del proyecto en SAM. Es visible por ello que la evaluación se basa únicamente en criterios técnicos.

Con el objetivo de evaluar el potencial de cada modelo concreto, y así poder decantarse por uno en particular, se ha empleado un método de toma de decisiones, concretamente el AHP (Proceso de Jerarquía Analítica). Este proceso funciona otorgando unos pesos a cada criterio a evaluar, calculados a partir de las relaciones mutuas entre cada uno de ellos. Asignando importancias relativas entre cada uno de los criterios, se han alcanzado una serie de pesos para cada una de las características de las células. Los pesos obtenidos son resumidos a continuación, en la tabla inferior:

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

| Criterio | Peso |
|--------------------------------------|----------|
| Eficiencia | 0,231447 |
| Capacidad (Ah) | 0,046289 |
| Voltaje nominal | 0,046289 |
| Potencia de carga nominal (kW) | 0,077149 |
| Potencia de descarga nominal (kW) | 0,077149 |
| Vida útil (ciclos) | 0,231447 |
| Vida útil (años) | 0,231447 |
| Densidad energética (kWh/kg) | 0,025716 |
| Temperatura de operación mínima (°C) | 0,033064 |

Tabla 4 - Pesos empleados en el proceso de jerarquía analítica empleado para seleccionar el modelo de batería.

Multiplicando los pesos por la puntuación para cada criterio de cada célula de batería, se ha obtenido la valoración conjunta de cada una de las células de las baterías evaluadas. Esto ha permitido comparar cada opción siguiendo un criterio coherente y estructurado. Los resultados pueden observarse bajo este párrafo.

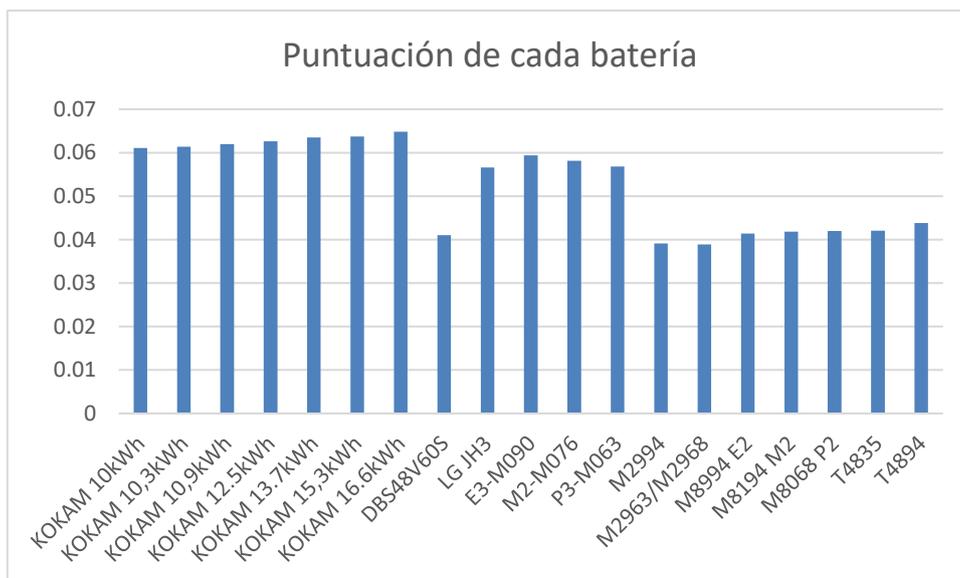


Ilustración 24 - Resultados del proceso de selección del modelo de batería.

Es notable cómo las células de KOKAM son las que mayor puntuación obtienen con el proceso de selección descrito, siendo la KOKAM 16,6kWh aquella más atractiva. Esta sería, en principio,

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

la que se seleccionaría para basar en torno a ella el sistema de almacenamiento de energía. Sin embargo, no se descarta a priori la opción mejor valorada fuera de los modelos de KOKAM, que es la E3 de Samsung SDI. Se debe a que esta célula es parte de algunas soluciones integradas (es decir, combinando un inversor y las baterías en un mismo producto) que se valorarán más adelante.

4.2. EQUIPO DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN

Debido a la configuración escogida en el segundo apartado, el sistema de almacenamiento de energía requerirá de un inversor, para pasar la corriente AC a DC, y de un transformador, para bajar el voltaje de la corriente en AC.

Al igual que con las baterías, se han consultado las ofertas de distintos fabricantes, muchos de los cuales son clientes de la empresa que ya han proporcionado el equipo utilizado en otros proyectos, e incluso han colaborado con el diseño de algunos de ellos. Las empresas planteadas, en este caso, han sido CPS, Delta Electronics, Sungrow, Yaskawa Solectria, Ingecon, Freemaq y SMA.

Los productos ofrecidos por cada empresa no son de la misma naturaleza, algunos son componentes individuales (transformador, inversor...) que deben ser conectados y montados conjuntamente en campo, otros son integrados que incorporan su propio centro de control, inversor y baterías, sin necesidad de aportar nada más.

4.2.1. Sistemas con inversores y baterías integradas

Empezando por el último grupo, se dispone principalmente de ofertas proporcionadas por Sungrow o CPS America, siendo éstas las que proporcionan los sistemas integrados de almacenamiento de baterías ST159KWH-50HV, ST556KWH-250UD, ST556KWH-D250HV+4xSG125HV, CPS 30kW/65kWh, CPS 30kW/130kWh y CPS 60kW/130kWh. Todos ellos incluyen un inversor particular, junto con un banco de baterías ya incorporado. Las hojas de características de estos equipos de dominio público y disponible en las páginas web de Sungrow y CPS America. Es importante destacar que las opciones proporcionadas por Sungrow incluyen las baterías de Samsung mencionadas anteriormente y valoradas favorablemente, la E3 de Samsung SDI.

4.2.2. Inversores para sistemas sin baterías integradas

La segunda opción disponible es combinar un inversor independiente con un banco de baterías diseñado a medida, construido en base a los módulos de KOKAM descritos en el capítulo pasado.

Entre las soluciones exploradas, se tienen los siguientes modelos, fabricados por Sungrow, Delta Electronics, Yaskawa Solectria Solar, Ingecon, Power Electronics y SMA: SG1250UD, SG3425/3600UD-MV, SC5000UD-MV-US, PCS3000, ACS-500, 950TL B366, Freemaq PCSK y Sunny Central Sotrage 1900/2200/2475/2900. Las dos segundas opciones de Sungrow cuentan con la posibilidad de incluir transformadores en el sistema de forma directa, lo que no es permitido como posibilidad con el resto de los modelos. Se ofrece a continuación una tabla resumen con las características relevantes de los sistemas analizados:

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

| | Nº conexiones en DC | Potencia máxima (kVA) | Voltaje nominal en DC (V) | Corriente nominal en DC (A) |
|--------------------------|----------------------------|------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|
| SG1250UD/SG1500UD | 12-18 | 1.250 1.500 | 520-1.100 580-850 | 3.200 |
| SG3425/3600UD-MV | 20-28 | 3.425 3.600 | 875-1.500 | 2.283 2.400 |
| SC5000UD-MV-US | 2 | 5.000 | 1.000- 1.500 | 1.958x2 |
| PCS3000 | 1-2 | 3.117/2.805 | 870-1.500 | 3.269 |
| ACS-500 | 1 | 500 | 860-1.500 | 593 |
| 950TL B366 | 30 | 951 | 529-1.300 | 1.870 |
| Freemaq PCSK | 1 | 1.837 | 800 | 2.295 |
| SCS 1900 | 26 | 1.900/1.727 | 477-1.100 | 4.060/3.690 |

Tabla 5 - Datos de los inversores consultados.

4.2.3. Transformadores

Debido a que no todas las opciones planteadas anteriormente cuentan con un transformador integrado, será necesario evaluar la posibilidad de adquirir un transformador independiente para combinarlo con uno de los inversores que no disponen del mismo. Los fabricantes cuya oferta ha sido comprobada son Magnetron y Eaton. Los modelos consultados, ambos transformadores de media tensión montados sobre plataforma, ofrecen modelos de 15 a 2.500 kVA.

4.3. JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN PARA EL ESCENARIO DE RECUPERACIÓN DE LAS PÉRDIDAS OCASIONADAS POR CLIPPING

4.3.1. Diseño del banco de baterías

Con tal de obtener una decisión definitiva, será necesario proceder a continuación con un diseño del banco de baterías adecuado a los requisitos planteados por este escenario.

Partiendo de los resultados del dimensionamiento del sistema, se desea un banco de baterías de las siguientes características: 5.179 kWh y 588,73 kW. Para lograrlo, se empleará el módulo escogido anteriormente, KMD255166E222FO, de KOKAM, con un tamaño de 16,6 kWh.

Según su hoja de especificaciones, esta batería puede configurarse en racks de 12 módulos en serie, colocando posteriormente los racks en paralelo para obtener bancos de hasta 13 racks, con un máximo de dos de éstos por contenedor. El número de módulos en serie en cada rack determina el voltaje del banco, mientras que el número de racks en paralelo fija la corriente

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

nominal del banco. La potencia y energía resultantes corresponden a la suma de las potencias y energías de cada módulo. Se decide utilizar el máximo número de módulos posibles en serie, con tal de optimizar el espacio que ocupará el banco, y para lograr un voltaje que supere a aquel mínimo requerido por los inversores planteados. El siguiente paso es trivial, pues consiste en encontrar el número de racks en paralelo que otorguen la energía necesaria. Se llega a 13 racks en dos bancos, dentro de en un único contenedor.

| | Módulo | Rack | Banco | Sistema |
|------------------------------|-----------------|----------------|--------------|----------------|
| Corriente (A) | 103 | 103 | 1.339 | 2.678 |
| Voltaje (V) | 80.9 | 970,8 | 970,8 | 970,8 |
| Potencia nominal (kW) | 8.3 | 99,6 | 1.294,8 | 2.589,6 |
| Energía nominal (kWh) | 16,6 | 199,2 | 2.589,6 | 5.179,2 |
| Número | 12 módulos/rack | 13 racks/banco | 2 bancos | - |

Tabla 6 - Sistema de almacenamiento de baterías empleado en el primer escenario.

En un principio, esto muestra que se requeriría un total de 2 conexiones al inversor, una por banco. Si bien podría realizarse una única conexión y después dividirla, el hecho añade complejidad al diseño. Por otro lado, aunque la potencia nominal del banco estaría sobre los 2.589,6 kW, sólo se tendrían que emplear, por diseño, en torno a 588,73 kW. Lo mismo sucede con la corriente y el voltaje nominal.

4.3.2. Selección de los equipos del sistema de almacenamiento basado en baterías

La primera decisión a tomar es si se escogerá entre las soluciones que integran inversor con un banco de baterías ya construido, o bien se opta por el banco diseñado a medida, descrito justo anteriormente, y por otro inversor.

El principal inconveniente de todos estos sistemas enumerados es el tamaño fijo que ofrecen. Incluso partiendo de la opción de mayor tamaño energético, el ST556KWH de Sungrow, se requerirían diez de ellos para poder alcanzar las dimensiones planteadas por el sistema con el fin de poder satisfacer las condiciones del primer escenario. En cuanto a espacio físico, ocuparían cerca de 175 m², sin tener en cuenta el transformador que sería necesario igualmente. Para comparar, si se emplease de manera conjunta el modelo de inversor más transformador ya instalado en Route 19# más el contenedor de baterías, para realizar las mismas funciones el espacio ocupado sería de apenas la mitad, de aproximadamente 52 m². Ello significaría aliviar los costes de las obras civiles a priori en un 70%.

Por otro lado, estarían las consideraciones económicas, puesto que es previsible que sea más barato comprar un único inversor de mayor tamaño que diez sistemas menores, al poder aprovecharse de los factores de economía de escala. Esto es especialmente apreciable al ver cómo cada sistema del modelo ST556KWH-250UD es del mismo tamaño que una estación de

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

inversores SG3425/3600UD-MV. Aunque si bien es cierto que esto no puede afirmarse de una manera rotunda. Finalmente, se encuentran los problemas técnicos, ya que habría que acoplar un transformador a diez sistemas de salida distintos, con las complicaciones que ello supone. Además, no podría ajustarse el tamaño del banco de baterías al deseado, si bien habría que seleccionar el número de sistemas cuyo tamaño energético final fuese lo más cercano posible al dimensionado previamente.

Por último, cabe recalcar que las baterías que llevan los modelos ofertados por Sungrow son del modelo Samsung SDI Mega E3, que fueron evaluados ya previamente de manera favorable. Así, aunque en principio sería un problema no poder contar con las baterías seleccionadas anteriormente, este sustituto es igualmente satisfactorio para los intereses de este trabajo.

Por lo tanto, y valorando las opciones presentadas, se analizará, preferiblemente, una solución de diseño que emplee la combinación de un banco de baterías diseñado a medida independiente del inversor o transformador.

El siguiente punto a evaluar es si es preferible seleccionar un inversor que ya incluya un transformador acoplado, o deben seleccionarse por separado. Véase, la pregunta es si se debe proceder con las ofertas de Sungrow, u optar por otro de los inversores. En este caso, y al contrario que en el caso anterior, esta alternativa ofrece ventajas interesantes. Primero, bastaría una sola combinación inversor/transformador, con lo cual se reduciría el espacio necesario para instalar el sistema. Además, ésta ofrecería una solución de diseño muy simplificada, puesto que ambos productos están diseñados para operar conjuntamente. No sería necesario diseñar un acople, no habría que consultar a los fabricantes ni que obtener su permiso, lo que significa una instalación y puesta en marcha más rápida, además de que potencialmente resultaría más económica, al no requerir material adicional para hacer la conexión. La economía de escala juega su papel aquí, al reducir costes ofreciendo ambos equipos en un mismo producto.

El principal problema que se presenta es que el sistema está sobredimensionado, respecto a las necesidades del banco, por un factor de casi seis veces. Esto supondría un gasto, que a efectos prácticos resultaría inútil y que previsiblemente, sería mayor que cualquiera de los costes mencionados ya en el párrafo superior. Aunque puede argumentarse que permitiría tener la posibilidad de ampliar el sistema de almacenamiento en un futuro, esto es un hecho muy poco probable. Route 19#2, como la inmensa mayoría de proyectos fotovoltaicos, tiene una vida útil de 25 años. No es común hacer ese tipo de modificaciones a estos parques en mitad de su vida útil. Por lo tanto, se descarta emplear unas de las soluciones integradas de Sungrow.

Esta decisión deja pocas opciones disponibles. Utilizando un criterio económico, se busca el sistema mínimo que cumpla con los requisitos del banco de baterías. En este caso, las posibilidades se ven reducidas a dos: SG1250UD y 950TL B366. Entre el modelo de Sungrow y el de Ingecon, la segunda opción ofrece unas características más acordes con el diseño del banco, si bien cuenta con muchos más puntos de conexión de los necesarios. Aun así, se estima que se abaratará más el coste optando por el inversor menor. Se optará por lo tanto por instalar el 950TL B366.

4.3.3. Dimensionamiento de los cables y protecciones

Todos los cables que han sido utilizados en este proyecto fueron fabricados por Okonite. Se ha escogido a este proveedor porque el cableado de Route 19#2 es suyo, lo cual simplifica los

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

cálculos y la posterior instalación. Dicho cableado sigue la clasificación americana American Wire Gauge, o AWG.

El proceso de dimensionamiento de los cables ha sido realizado atendiendo a los dos criterios usuales: la caída de tensión y el sobrecalentamiento. El primero se ha llevado a cabo atendiendo a las especificaciones del fabricante que fueron proporcionadas por la empresa, y el segundo, siguiendo los criterios de la normativa electrotécnica americana, el National Electrical Code, o NEC. El dimensionamiento en sí se detalla más adelante en un anexo.

Se ha fijado una caída máxima de voltaje del 2%, siguiendo el mismo criterio que durante el diseño del parque original. Se han dimensionado dos conexiones: la del transformador número 1 al transformador de las baterías en conexión trifásica de media tensión (34,5 kV de línea a línea) y la del inversor a las baterías, en corriente continua de baja tensión. En este escenario, la conexión con las baterías se realiza a los bancos individuales de 13 racks, dividiendo así la potencia y la intensidad de cada conexión. La longitud de los cables se ha sobredimensionado, multiplicando las distancias necesarias por dos, para asegurar un margen de seguridad.

| Línea | Cable | Distancia (m) | Potencia (kW) | Voltaje (V) | Intensidad nominal (A) | R (Ω /km) | XL (Ω /km) | ΔU (V) | $\Delta U\%$ |
|-------------------|-------|---------------|---------------|-------------|------------------------|-------------------|--------------------|----------------|--------------|
| Trafo-Trafo | 1/0 | 50 | 590 | 34,5 | 10 | 0,054 | 0,1833 | 0,012 | 0 |
| Inversor-Baterías | 500 | 30 | 295 | 970,8 | 303 | 0.07 | - | 1,3 | 0,14 |

Tabla 7 - Resultados del dimensionamiento de cables para el primer escenario.

Los conductores en ambos casos son de cobre, y las pérdidas de potencia son despreciables.

La protección necesaria para la segunda línea será de un fusible de 400 A.

4.4. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN PROPUESTA PARA EL ESCENARIO DE RECUPERACIÓN DE LAS PÉRDIDAS POR CLIPPING

Se detallará a continuación la solución de diseño propuesta para el primer escenario, con la intención de recuperar las pérdidas experimentadas por *clipping*. La solución descrita es ilustrada de los planos 3 (general) y 4 (eléctrico), adjuntos al trabajo.

4.4.1. Descripción del sistema de almacenamiento de energía por baterías

El nuevo sistema de almacenamiento de energía se ubicará de manera adjunta a las plataformas ya existentes en las que se montan actualmente los inversores y transformadores. El sistema de almacenamiento se encontrará en su propia plataforma, ubicada justo al este de las que se acaban de mencionar.

El sistema contará con un transformador de media potencia montado sobre una plataforma del fabricante Magnetron de 1000kVA, del inversor provisto por Ingecon del modelo 950TL B366, y

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

por un contenedor de baterías. La entrada al transformador se conectará usando cables 1/0 de Okonite a la salida del transformador número uno ya existente mediante conductos enterrados en zanja. El transformador de Magnetron irá después conectado en su embarrado al inversor de Ingecon. Los puntos de conexión a la salida de este último enlazarán directamente con el banco de baterías, por cables de 500kcmil de Okonite protegidos por conducto, protegidos con un fusible de 400 A. Ambos equipos, transformador e inversor, se conectarán al Sistema de Adquisición de Datos y de Control, exactamente igual que los transformadores e inversores ya instalados, con tal de monitorizar y controlar la operación.

Estos bancos serían montados en un contenedor, compuesto de 2 bancos, con 13 racks de 12 módulos del modelo KOKAM KMD255166E222F0 de 16,6 kWh, con una energía total de 5.179,2 kWh, y una potencia total de 951 kW (limitada por el inversor). Los módulos serán controlados por una Unidad de Protección de Baterías (BPU) del modelo KBP110050EB200. El contenedor, diseñado y suministrado por KOKAM (Solar Edge, 2022), integrará todos los sistemas necesarios para controlar la operación del banco de baterías. La operación del banco será controlada por el Sistema de Gestión de Baterías (BMS), ubicado en el Panel de Conexión de las Baterías (BCP), y su correcta operación será garantizada por un sistema de control de temperatura y de refrigeración. El contenedor cuenta con su propio equipo de supresión de incendios, asegurando la seguridad en el funcionamiento. El BCP se conectará, mediante cables de comunicación, con el Sistema de Adquisición de Datos, y con el Sistema de Control de Route 19#2, lo que permitirá monitorizar y controlar de forma remota la operación del sistema de almacenamiento.

4.4.2. Descripción de la operación y gestión del sistema de almacenamiento de energía por baterías

En la solución de diseño, los inversores de Sungrow estarían configurados para operar a plena capacidad, o a unos 3.425 kVA cada uno. El límite de la interconexión, de 4.998 kVA, sería ahora el que actuase como limitador al vertido de la energía a la red.

El parque operaría con total normalidad hasta alcanzar los 4.998 kVA de producción, momento en el cual, las baterías comenzarían a absorber toda la energía generada por encima de ese límite de potencia. Este proceso se alargaría hasta que se dejase de superar dicho límite impuesto, o hasta cargar totalmente las baterías.

Así pues, a partir de las 16h, en aquellos momentos en los cuales no se supere el límite marcado, las baterías comenzarían a descargar la energía almacenada, siempre de forma que no se rebasasen esos 4.998 kVA en el punto de interconexión. En caso de que se volviese a superar el límite, las baterías revertirían en su rol, y comenzarían a absorber energía de nuevo, si se dispusiera aún de espacio para ello. Este proceso se alargaría hasta completar totalmente la descarga de las baterías, previsiblemente entre las 17h y las 21h, dependiendo del día.

Una vez totalmente descargadas, las baterías pertenecerían en reposo hasta que volviese a darse el fenómeno del *clipping*.

4.4.3. Descripción de las obras necesarias para la instalación y puesta en marcha de la solución

Las adquisiciones, obras y modificaciones necesarias en Route 19#2, con el objetivo de implementar la solución descrita, serían las siguientes:

- Modificar la limitación impuesta en los inversores actuales.

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

- Adquirir todo el equipo descrito anteriormente, junto con los conectores, cables eléctricos, y demás material necesario.
- Instalar una nueva plataforma, contigua a las ya existentes, en su lado este.
- Instalar sobre ella, con ayuda de una grúa, el transformador, inversor y contenedor de baterías.
- Instalar las conexiones entre el transformador número uno ya existente, y el nuevo transformador, a través de conductos enterrados por zanja.
- Conectar el transformador y el inversor, a través del embarrado de este.
- Conectar, mediante cables conducidos por conductos, el inversor al banco de baterías del contenedor.
- Conectar el inversor, transformador y BCP al DAS y sistema de control, ubicados al oeste de las plataformas ya existentes.

Es importante tener en cuenta que las baterías deberán ser reemplazadas a mitad de vida del proyecto, debido a su propia vida útil.

4.5. JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN PROPUESTA PARA EL ESCENARIO DE DESPLAZAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DIARÍA

4.5.1. Diseño del banco de baterías

Para el segundo escenario, el dimensionamiento previo ha indicado que se debe contar con un banco de baterías de 10.912 kWh y 2.884,5 kW. Siguiendo el mismo criterio que en el caso anterior, es decir, buscando el máximo voltaje posible, junto con la mayor compactación deseable, se emplearán 12 módulos por rack. Con tal de alcanzar los requisitos del diseño, se necesitarán por lo tanto cuatro bancos de 13 racks en paralelo, repartidos en dos parejas, una por cada contenedor. El sistema de almacenamiento resultante es el siguiente:

| | Módulo | Rack | Banco | Sistema |
|------------------------------|-----------------|----------------|-------------------------|----------------|
| Corriente (A) | 103 | 103 | 1.339 | 5.356 |
| Voltaje (V) | 80,9 | 970,8 | 970,8 | 970,8 |
| Potencia nominal (kW) | 8,3 | 99,6 | 1.294,8 | 5.179,2 |
| Energía nominal (kWh) | 16,6 | 199,2 | 2.589,6 | 10.358,4 |
| Número | 12 módulos/rack | 13 racks/banco | 2 bancos por contenedor | 2 contenedores |

Tabla 8 - Sistema de almacenamiento de energía empleado en el segundo escenario.

4.5.2. Selección de los equipos del sistema de almacenamiento basado en baterías

Se seguirá un pensamiento similar al seguido anteriormente, optando por una alternativa sin baterías integradas. Debido al gran tamaño requerido, se decide emplear una combinación

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

similar de transformador e inversor ya en uso en Route 19#2, siendo en este caso el SG3425 UD-MV, el cual incorporará ambos equipos. El SC 5000 es descartado por sus excesivas capacidades y el PCS3000 porque no dispone de las conexiones suficientes. El SG3425 UD-MV se conectará con dos contenedores de baterías del mismo modelo al empleado anteriormente. Además, debido al gran tamaño del sistema de almacenamiento, se estima también eliminar la restricción existente en los inversores de la planta. El fin de esta decisión es emplear también las pérdidas por *clipping* para alimentar a la batería, pues si bien éste no es el objeto de esta solución, ofrece la posibilidad de hacerlo puntualmente.

4.5.3. Dimensionamiento de los cables y protecciones

El segundo escenario se ha dimensionado de semejante manera que el primero, empleando los mismos criterios, y cables de Okonite. Se han dimensionado las dos mismas conexiones, sólo que en este caso, se ha tenido que dividir la conexión para cada rack en dos conectores en paralelo, debido a la intensidad nominal. Los resultados son los siguientes:

| Línea | Cable | Distancia (m) | Potencia (kW) | Voltaje (V) | Intensidad nominal (A) | R (Ω /km) | XL (Ω /km) | ΔU (V) | $\Delta U\%$ |
|-------------------|-------|---------------|---------------|-------------|------------------------|-------------------|--------------------|----------------|--------------|
| Trafo-Trafo | 1/0 | 50 | 2.900 | 34,5 | 49 | 0,054 | 0,1833 | 0,12 | 0 |
| Inversor-Baterías | 2x700 | 60 | 725 | 970,8 | 371,4 | 0,055 | - | 4,28 | 0,44 |

Tabla 9 - Resultados del dimensionamiento de cables para el segundo escenario.

Al igual que en el caso anterior, las pérdidas de potencia son despreciables.

La protección necesaria para la segunda línea será garantizada por un fusible de 500 A.

4.6. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN PROPUESTA PARA EL ESCENARIO DE DESPLAZAMIENTO DE LA CURVA DE PRODUCCIÓN

Se detallará a continuación la solución de diseño propuesta para el primer escenario, con la intención de desplazar la producción diaria matutina a la tarde. La solución descrita es ilustrada de los planos 5 (general) y 6 (eléctrico), adjuntos al trabajo.

4.6.1. Descripción del sistema de almacenamiento de energía por baterías

El nuevo sistema de almacenamiento de energía se ubicará de manera adjunta a las plataformas ya existentes en las que se montan actualmente los inversores y transformadores. El sistema de almacenamiento se encontrará en su propia plataforma, ubicada justo al este de las que se acaban de mencionar.

El sistema contará con una estación combinada de transformación/inversión SG3425 UD-MV, y por dos contenedores de baterías. La entrada al transformador se conectará, empleando un cable 1/0 de Okonite, a la salida del transformador número uno ya existente mediante

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

conductos enterrados en zanja. Ambos equipos, transformador e inversor, se conectarán al Sistema de Adquisición de Datos y de Control, exactamente igual que los transformadores e inversores ya instalados, con tal de monitorizar y controlar la operación.

Los bancos serían montados en dos contenedores, cada uno compuesto de 2 bancos, con 13 racks de 12 módulos del modelo KOKAM KMD255166E222F0 de 16,6 kWh, con una energía total de 5.179,2 kWh, y una potencia total de 2.885 kW (limitada por el inversor/transformador). Los módulos serán controlados por una Unidad de Protección de Baterías (BPU) del modelo KBP110050EB200. El contenedor, diseñado y suministrado por KOKAM (Solar Edge, 2022), integrará todos los sistemas necesarios para controlar la operación del banco de baterías. La operación de los bancos será controlada por el Sistema de Gestión de Baterías (BMS), ubicado en el Panel de Conexión de las Baterías (BCP), y su correcta operación será garantizada por un sistema de control de temperatura y de refrigeración. Los contenedores cuentan con su propio equipo de supresión de incendios, asegurando la seguridad de la operación. El BCP se conectará, mediante cables de comunicación, con el Sistema de Adquisición de Datos, y con el Sistema de Control de Route 19#2, lo que permitirá monitorizar y controlar de forma remota la operación del sistema de almacenamiento. Cada banco se conectará al inversor por medio de dos conductores de 700kcmil en paralelo, protegidos por fusibles de 500 A.

4.6.2. Descripción de la operación y gestión del sistema de almacenamiento de energía por baterías

Las baterías serían configuradas para comenzar a absorber toda la energía producida por Route 19#2 en el mismo momento en el que dé inicio la generación de energía de cada nuevo día. Este proceso continuaría hasta, o bien alcanzar la máxima carga disponible, o bien llegar a las 11h. La configuración permitiría cargar las baterías también a través de las pérdidas por *clipping*, permitiendo vender directamente el resto de la energía.

A partir de las 16h, en aquellos momentos en los cuales no se supere el límite marcado en la interconexión, las baterías comenzarían a descargar la energía almacenada, siempre de forma que no se rebasasen esos 4.998 kVA en el punto de interconexión. En caso de que se volviese a superar el límite, dejarían de descargar hasta que la generación energética descendiese de esos 4.998 kVA. Este proceso se alargaría hasta completar totalmente la descarga de las baterías, previsiblemente entre las 18h y las 21h, dependiendo del día.

Una vez totalmente descargadas, las baterías permanecerían en reposo hasta que se volviese a iniciar la producción al siguiente día.

4.6.3. Descripción de las obras necesarias para la instalación y puesta en marcha de la solución

Las adquisiciones, obras y modificaciones necesarias en Route 19#2, con el objetivo de implementar la solución descrita, serían las siguientes:

- Modificar la limitación impuesta en los inversores actuales.
- Adquirir todo el equipo descrito anteriormente, junto con los conectores, cables eléctricos, y demás material necesario.
- Instalar una nueva plataforma, contigua a las ya existentes, en su lado este.
- Instalar sobre ella, con ayuda de una grúa, el transformador, inversor y contenedor de baterías.

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

- Instalar las conexiones entre el transformador número uno, ya existente, y el nuevo transformador, a través de conductos enterrados por zanja.
- Conectar el transformador y el inversor, a través del embarrado de este.
- Conectar, mediante cables conducidos por conductos, el inversor al banco de baterías del contenedor.
- Conectar el inversor, transformador y BCP al DAS y sistema de control, ubicados al oeste de las plataformas ya existentes.

De igual manera, debe tenerse en cuenta que las baterías deberán ser reemplazadas a mitad de vida del proyecto, debido a su propia vida útil. Se prevé que esto podrá ser hecho sin reemplazar también al inversor.

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

CAPÍTULO 5. Modelo de route 19#2 en SAM

5.1. SYSTEM ADVISOR MODEL

5.1.1. Introducción a SAM

System Advisor Model, abreviado comúnmente como SAM, es un software cuya función primordial es la de realizar simulaciones de ámbito técnico y económico sobre el funcionamiento de la industria energética renovable. El programa es empleado tanto por la propia industria como por administraciones públicas, desarrolladores tecnológicos e investigadores. Al ser un proyecto de código abierto, y por lo tanto gratuito, es idóneo para la realización de este proyecto. Una ventaja añadida a lo anterior es la posibilidad de analizar y posteriormente entender los algoritmos del modelo, prestando mayor flexibilidad al estudio. El software está desarrollado por el NREL (National Renewable Energy Laboratory, o Laboratorio Nacional de Energías Renovables), una institución estadounidense especializada en la investigación de ese tipo de energías (National Renewable Energy Laboratory, 2022).

Entre los sistemas energéticos renovables que pueden ser estudiados a través del software, se incluyen los fotovoltaicos (desde los de ámbito doméstico hasta los de producción de energía a gran escala), sistemas de almacenamiento de energía (incluyendo los que lo consiguen mediante baterías), solares térmicos, eólicos, geotérmicos y biomasa... como principales, siendo los dos primeros grupos los que son relevantes para el trabajo presentado en este documento.

Tal y como se ha mencionado previamente, el software permite igualmente un análisis económico de los proyectos estudiados. Éstos incluyen sistemas aislados dedicados al autoconsumo, o bien sistemas conectados a la red basados en *power purchase agreements* (PPA), o de la misma manera, sistemas de venta de energía a precios de mercado.

Los modelos que se integran en el software enlazan dos submodelos distintos, siendo el primero el correspondiente a la solución técnica escogida para producir la energía (Fotovoltaica, eólica, térmica solar, mareomotriz, biomasa... etc), con diferentes grados de detalle e incluyendo la posible integración o no de baterías, y el segundo, el modelo económico y financiero de explotación del proyecto.

Este software ha sido fundamental para poder realizar este trabajo, al haber permitido implementar el modelo informático sobre el que se han realizado las simulaciones necesarias para desarrollar la solución propuesta en el mismo. A continuación, se describirá brevemente en qué ha consistido este modelo.

5.1.2. Los modelos de SAM

SAM permite emplear plantillas varias de modelos predefinidos para desarrollar la simulación deseada. Por lo general, SAM utiliza, tal y como se ha mencionado, la combinación de dos subsistemas concretos, uno técnico, que describe la tecnología que se empleará para generar la

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

energía, y cómo se empleará la misma, y otro económico, que describe la explotación económica que se le dará al proyecto.

Un primer paso, por lo tanto, consistirá en escoger qué combinación de modelos se requerirá para abordar el trabajo presente. Además, hay que tener en cuenta que serán necesarias dos combinaciones distintas, pues inicialmente se simulará el parque tal y como opera actualmente, mientras que, en un segundo paso, se incluirán en el mismo las baterías. Debido a que la explotación económica no variará demasiado, podrá valorarse la misma para los dos.

5.2. MODELO INICIAL DE ROUTE 19#2

5.2.1. Selección del modelo técnico

5.2.1.1. Modelo técnico sin baterías

SAM ofrece tres tipos de modelos para simular la operación de un parque fotovoltaico: “*Detailed Photovoltaic*” (Fotovoltaico detallado), “*PVWatts Model*” (Modelo FVWatts) y “*High Concentration PV*” (Fotovoltaico de alta concentración). Este último se emplea exclusivamente para trabajar con tecnología solar fotovoltaica de concentración, donde se emplean lentes, espejos u otros sistemas ópticos para concentrar la radiación solar sobre las placas fotovoltaicas y así aumentar su eficiencia. Al no ser este el caso que se trata, se ignorará esta solución de inmediato (System Advisor Model, 2022).

De las dos restantes, la principal diferencia entre ambas es el nivel de detalle y de rigor que se emplea en el programa. *PVWatts* usa el modelo de ese mismo nombre utilizado por el NREL (National Renewable Energy Laboratory, 2022). Así, mediante unos datos de entrada relativamente simples que incluyen la potencia del parque, su localización, el tipo de módulo genérico que se instalaría, la orientación de los mismos, la eficiencia del inversor y transformador, y unas variables relativamente básicas sobre las pérdidas experimentadas, el código es capaz de simular el funcionamiento del proyecto. SAM introduce también una metodología propia para calcular las pérdidas por sombras.

Detailed Photovoltaic, tal y como indica su nombre, ofrece una solución mucho más compleja y precisa. Requiere también mucha más información de entrada que *PVWatts*. Junto a los datos ya ofrecidos, se ha de añadir el modelo concreto de módulo e inversor o sus especificaciones, además de las propias del transformador. Es necesario también saber la cantidad de módulos, su disposición, y el método de conexión de éstos con el equipo de media tensión. Se modelan igualmente los efectos de la temperatura sobre los módulos, las sombras (tanto externas como entre mesas de módulos), la nieve y muchos otros factores externos e internos.

Analizando ambas soluciones, se observa como la segunda otorga resultados más fiables y cercanos a la realidad, además de añadir la flexibilidad requerida para asegurar que se está desarrollando el parque tal y como se desea, aunque con la desventaja de que deben conocerse más detalles técnicos, criterios de diseño, y demás datos y factores relacionados con el parque. Debido a que, para este trabajo concreto, se dispone de la toda la información necesaria como para poder desarrollar este modelo, se escoge esta opción.

5.2.2.2. Modelo técnico con baterías

La integración de baterías en Route 19#2 requerirá de unas modificaciones importantes al modelo ya construido del parque real. Por supuesto, será necesario hacer esto dos veces, una para cada uno de los escenarios planteados.

SAM no posee muchas opciones de entre las que escoger para simular estas soluciones. Tanto *Detailed PV* como *PVWatts* disponen de su propio modelo que incorpora baterías (*Detailed PV-Battery* y *PVWatts-Battery*), mientras que la otra posibilidad es "*Generic System-Battery*" (Sistema Genérico – Baterías), que puede ser empleado de forma limitada, para representar una tecnología de producción cualquiera. Se asumirá, por lo tanto, *Detailed PV-Battery*, de la misma manera al caso original.

5.2.2. Selección del modelo económico

El criterio que se empleará para decantarse por este modelo requiere una aclaración previa. La empresa cuya ayuda es precisa para la realización de este proyecto, participa en el diseño y dirige la construcción de los parques, aunque éstos son operados por un cliente de la misma, al cual se le cede la propiedad al finalizar la construcción. El análisis económico, por lo tanto, no se realizará desde la perspectiva de la empresa, sino del cliente que operará el parque, pues es éste el que ha de percibir beneficio económico para solicitar el proyecto en su conjunto.

SAM ofrece una selección de modelos de explotación económica mucho más amplio que su repertorio de soluciones técnicas. Estas son "*Residential and Commercial Owner*" (Dueño comercial y residencial), "*Third party Ownership*" (Tercer propietario), "*Community Solar*" (Solar Comunitario), "*Power Purchase Agreement*" (PPA), "*Merchant Plant*" ("Planta Mercante"), "*LCOE Calculator*" (Calculador de LCOE). Dentro del conjunto de las citadas opciones, las tres primeras pueden ser descartadas fácilmente. Las opciones residenciales o comerciales son instalaciones de poca potencia diseñadas para el autoconsumo de un edificio residencial o una instalación comercial o industrial. El modelo de tercer propietario es similar al anterior, sólo que se emplean instalaciones ya existentes para que un tercer propietario monte el sistema de energía fotovoltaico en las mismas. El solar comunitario es una fórmula consistente en una explotación centralizada que se financia mediante los pagos de suscriptores que usan la energía generada. Igualmente, el calculador de LCOE puede ignorarse también, ya que no representa una explotación económica real.

Entre los dos restantes, por lo tanto, la diferencia radica en el método de cobrar la energía producida. Ambos simulan una instalación de generación de energía eléctrica conectada a la red, con la diferencia de que el PPA obtiene los ingresos en base a un precio fijo negociado previamente, mientras que la *Merchant Plant* vende la energía al precio que dictan los costes horarios de un mercado libre. Tanto uno como otro ofrecen también la posibilidad de recibir pagos en función de la capacidad o de servicios complementarios o auxiliares.

Debido a que una de las principales motivaciones para emplear las baterías en la operación del parque consiste en aprovechar la diferencia de los precios horarios, es éste el modelo económico que se planea explotar, y, por lo tanto, el que se simulará en el trabajo. Se escoge así, la *Merchant Plant* para representar el aspecto económico del proyecto.

5.2.3. El modelo técnico de Route 19#2 en su configuración actual

Una vez acordado el modelo que se va a emplear, se procede a introducir toda la información de partida en el mismo. A continuación, se presentará un resumen de todo el cúmulo de datos y parámetros que deben incorporarse al sistema, junto con las distintas configuraciones que admita. Se indicará también la procedencia de la obtención de los datos utilizados, junto con la justificación de la configuración escogida.

Debe tenerse en cuenta que se ha realizado un proceso de calibración del modelo, lo que ha requerido de un procedimiento iterativo en el cual se han ido variando diversos parámetros del modelo y comparando los resultados obtenidos con aquellos datos experimentales obtenidos durante la puesta en marcha del parque real, o con las simulaciones y suposiciones realizadas por la empresa durante el proceso de diseño del mismo.

5.2.3.1. Localización y recurso

SAM permite descargar y emplear la base de datos meteorológicos elaborada por el NREL, conocida como NSRDB (National Solar Radiation Database, o Base de datos de radiación solar nacional). Además de la información meteorológica, se incluyen también los datos de irradiancia solar, esenciales para estimar la producción de energía solar de la planta. Este apartado, aunque crucial, está totalmente automatizado, y basta con introducir una localidad para obtener esa información aportada dentro de la biblioteca de la base de datos. Se ha seleccionado en este caso la localidad de Pike, Estado de Nueva York.

El único problema que presenta este modelo es la necesidad de obtener, por otro medio, datos precisos sobre los niveles de nieve horarios que tienen lugar a lo largo del año, los cuales dejaron de incluirse en la NSRDB hace casi una década. Esto obliga a descargar manualmente esta información desde la base de datos de los años 1991-2010, publicada en la página web del NREL de forma gratuita. Incluyendo esta información en los ficheros que lee SAM, se dispone ahora de la información necesaria.

El siguiente paso es establecer la configuración del programa para disponer cómo empleará estos datos. Primero, se ha de seleccionar el modelo de cielo difuso, que afectará a cómo se estimará la radiación difusa del cielo a partir de la irradiancia horizontal difusa. Las opciones son tres:

- Isotrópica: Se asume que la componente está distribuida uniformemente por todo el cielo.
- HDKR: El método de combinación de Hay-Davies-Kluchr-Reindl concentra la radiación difusa en torno al área del cielo que ocupa sol, reduciendo ésta según se aleje de esa zona.
- Perez: Este sistema combina una radiación isotrópica con otra circunsolar, similar a la simulada con el método HDKR, teniendo en cuenta también el brillo del horizonte. Aunque tiende a ser la más precisa, también tiende a ser la que mayor potencia computacional requiere.

La segunda decisión consiste en saber que datos de irradiancias, de todos los incluidos en el fichero de recurso solar empleado, serán utilizados en los cálculos. SAM admite los siguientes tipos de irradiancias dentro de dicho fichero:

- Irradiancia Normal Directa

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

- Irradiancia Horizontal Difusa
- Irradiancia Horizontal Global
- Irradiancia en el Plano de Incidencia

Debido a que el parque no lleva el tiempo suficiente en marcha, no se dispone de la irradiancia medida en el plano de incidencia por un piranómetro, y, por lo tanto, se ha de trabajar con los datos obtenidos gracias al NREL, que son los tres primeros. Por lo tanto, SAM escogerá dos de los tres primeros para calcular el tercero. Qué combinación de datos va a seleccionarse depende de la configuración que se le dé al programa.

Con tal de obtener la combinación adecuada de entre todas las opciones descritas anteriormente, se ha experimentado con la totalidad y se han comparado con la irradiancia medida experimentalmente durante los meses de diciembre a mayo por el piranómetro de Route 19#2. La combinación que ha otorgado un mejor resultado ha sido aquella formada por el modelo Perez y el uso de la Irradiancia Normal Directa y la Irradiancia Horizontal Global. Esto coincide con lo estimado, pues el modelo Perez es de entrada, el más preciso.

5.2.3.2. Módulo

SAM ofrece también una lista muy completa de los módulos utilizados con preferencia en la industria, incluyendo aquellos Trina que están instalados en Route 19#2. Esta lista incluye todas las especificaciones necesarias para el programa, a excepción de aquellas relacionadas con la bifacialidad del módulo, las cuales fueron completadas manualmente con la hoja de características del mismo proporcionada por la empresa.

CEC Performance Model with Module Database ▾

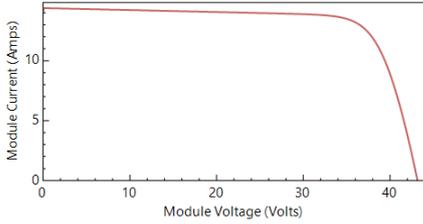
Filter: Name ▾

| Name | Manufacturer | Technology | Bifacial | STC | PTC | A_c | Length | Width | N_s | I_sc_ref | V_oc_ref | I_mp_ref | V_mp_ref | alpha |
|-----------------------------------|--------------|------------|----------|---------|-------|------|--------|-------|------|----------|----------|----------|----------|-------|
| Trina Solar TSM-415DEG15MC.20(II) | Trina Solar | Mono-c-Si | 1 | 415.83 | 390.8 | 2.03 | | | 48 | 10.52 | 49.4 | 10.02 | 41.5 | 0.005 |
| Trina Solar TSM-420DE15M(II) | Trina Solar | Mono-c-Si | 0 | 420.453 | 393.9 | 1.99 | | | 48 | 10.74 | 49.9 | 10.23 | 41.1 | 0.006 |
| Trina Solar TSM-420DEG15MC.20(II) | Trina Solar | Mono-c-Si | 1 | 420.16 | 395.6 | 2.03 | | | 48 | 10.6 | 49.5 | 10.1 | 41.6 | 0.005 |
| Trina Solar TSM-465DEG15VC.20(II) | Trina Solar | Mono-c-Si | 0 | 465.042 | 437.3 | 2.33 | | | 1... | 13.58 | 43 | 12.99 | 35.8 | 0.007 |
| Trina Solar TSM-470DE15V(II) | Trina Solar | Mono-c-Si | 0 | 470.022 | 439.4 | 2.33 | | | 1... | 13.73 | 43 | 13.02 | 36.1 | 0.006 |
| Trina Solar TSM-470DEG15VC.20(II) | Trina Solar | Mono-c-Si | 0 | 469.931 | 442.1 | 2.33 | | | 1... | 13.68 | 43.1 | 13.09 | 35.9 | 0.007 |
| Trina Solar TSM-475DE15V(II) | Trina Solar | Mono-c-Si | 0 | 474.944 | 444.2 | 2.33 | | | 1... | 13.8 | 43.1 | 13.12 | 36.2 | 0.006 |
| Trina Solar TSM-475DEG15VC.20(II) | Trina Solar | Mono-c-Si | 0 | 474.84 | 447 | 2.33 | | | 1... | 13.8 | 43.2 | 13.19 | 36 | 0.007 |

Module Characteristics at Reference Conditions

Reference conditions: Total Irradiance = 1000 W/m2, Cell temp = 25 C

Trina Solar TSM-475DEG15VC.20(II)



| | | | | |
|-----------------------------|-------------|--------------------------|-------------|-------------|
| Nominal efficiency | 20.38 % | Temperature coefficients | | |
| Maximum power (Pmp) | 474.840 Wdc | | -0.296 %/°C | -1.406 W/°C |
| Max power voltage (Vmp) | 36.0 Vdc | | | |
| Max power current (Imp) | 13.2 Adc | | | |
| Open circuit voltage (Voc) | 43.2 Vdc | | -0.231 %/°C | -0.100 V/°C |
| Short circuit current (Isc) | 13.8 Adc | | 0.057 %/°C | 0.008 A/°C |

Bifacial Specifications

Module is bifacial

Transmission fraction: 0.013 0-1

Bifaciality: 0.7 0-1

Ground clearance height: 0.9 m

Temperature Correction

Nominal operating cell temperature (NOCT) method

Heat transfer method

See Help for more information about CEC cell temperature models.

NOCT Method Parameters

Mounting standoff: Ground or rack mounted ▾

Array height: One story building height or lower ▾

Transient Thermal Model Correction

Ilustración 25 - Captura de SAM, mostrando el módulo seleccionado.

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

Queda tan sólo por establecer el modelo de corrección de temperatura. Los módulos fotovoltaicos sienten su producción energética afectada por la temperatura a la que son sometidos, mostrando un mejor comportamiento al tiempo que las temperaturas son reducidas. SAM dispone de dos modelos para simular este fenómeno (National Renewable Energy Laboratory, 2022):

- Método de temperatura de operación nominal de la célula (*Nominal operating cell temperatura*, NOTC): Se parte de dicha temperatura, la cual es ya conocida, al ser parte de las especificaciones del módulo, para calcular la eficiencia a la que opera el módulo en función de las condiciones externas. Requiere información sobre el montaje de los módulos, y la altura aproximada a la que se encuentran.
- Método de transferencia de calor (*Heat transfer method*, HTM): Se usa un modelo estacionario de transferencia de calor, empleando datos meteorológicos de la localidad donde tiene lugar el proyecto, para calcular la temperatura a la cual se encuentra el módulo. Requiere información del montaje, dimensiones y estructura del módulo, para estimar la masa térmica del mismo.

Mediante el proceso de calibración, se ha observado que se obtienen mucho mejores resultados para el NOTC, hecho por el que se ha empleado en este proyecto.

5.2.3.3. Inversor

Al igual que con los módulos, SAM dispone de una lista exhaustiva de inversores de uso en la industria. Seleccionando aquel empleado en Route 19#2, y comprobando sus datos con aquellos extraídos de su hoja de características para asegurar que no hay ningún error en los primeros, es suficiente para facilitar al programa todo cuanto requiere.

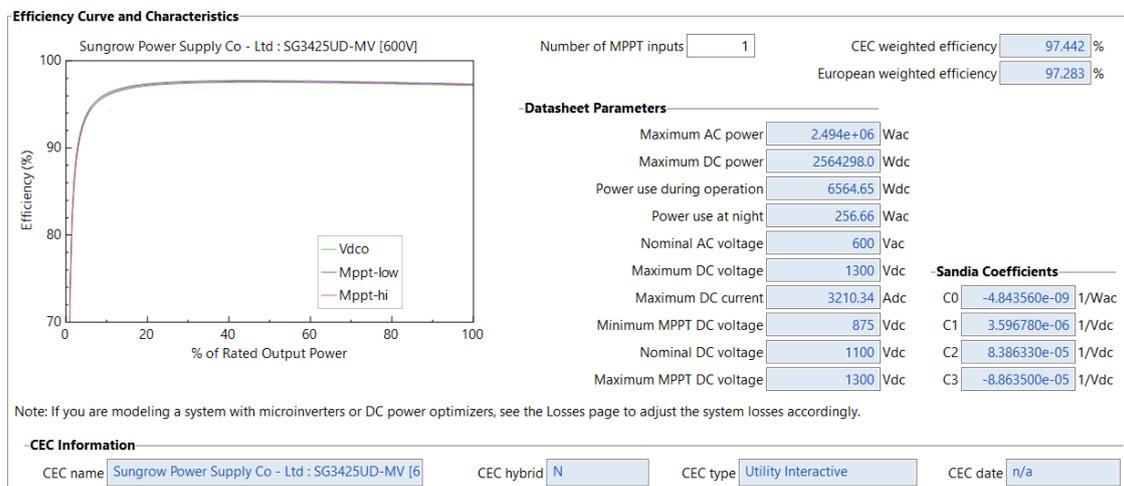


Ilustración 26 - Captura de SAM, mostrando el inversor seleccionado.

5.2.3.4. Diseño del sistema

El diseño del sistema define principalmente el tamaño del parque, y cómo se estructuran las conexiones eléctricas. Así pues, se especifican el número de inversores, cuantos *strings* existen en el parque y cuantos módulos se conectan por *string*. Se configura igualmente el montaje de los módulos, incluyendo el dato de si son fijos, o seguidores solares de algún tipo, junto con su orientación, inclinaciones, y ángulo límite de seguimiento. Finalmente, se configura también el

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

tamaño del parque, detallando el área que ocupan los módulos y el área total del parque. Esta previsión será sumamente importante para estimar las pérdidas por sombras causadas de un módulo al otro. Toda esta información ha sido descrita ya previamente, por lo que se introduce directamente

5.2.3.5. Sombras y disposición

SAM dispone de herramientas muy avanzadas para estimar las pérdidas ocasionadas por sombras, incluyendo un software que permite dibujar el parque en tres dimensiones y estimar las pérdidas ocasionadas por sombras de objetos cercanos al mismo. Debido a que Route 19#2 sufre comparativamente pocas pérdidas, gracias a encontrarse su perímetro prácticamente despejado de árboles o edificios, se han calculado sólo las pérdidas halladas en aquellas zonas laterales afectadas, aplicando una reducción del 0,5% de la energía total producida.

La principal fuente de pérdidas por sombras, es de hecho, la presencia de otras mesas de módulos. SAM permite estimar estas pérdidas con un modelo que tiene en consideración la orientación de los módulos y su disposición en los montajes, sus dimensiones, y lo próximos o lejanos que se encuentren en función del porcentaje de área ocupado por los módulos sobre el total. Para ello, SAM asume que los módulos se organizan por mesas paralelas de igual longitud. A grandes rasgos, esta disposición coincide con la encontrada en Route 19#2.

Self Shading for Fixed Subarrays and One-axis Trackers
Self shading is shading of modules in the array by modules in a neighboring row.

Self shading: Standard (Non-line) | None | None | None

Array Dimensions for Self Shading, Snow Losses, and Bifacial Modules
The product of number of modules along side and bottom and number of rows should be equal to the number of modules in subarray.

| | Portrait | Portrait | Portrait | Portrait |
|---------------------------------------|----------|----------|----------|----------|
| Module orientation | Portrait | Portrait | Portrait | Portrait |
| Number of modules along side of row | 1 | 2 | 2 | 2 |
| Number of modules along bottom of row | 30 | 9 | 9 | 9 |

Calculated System Layout

| | | | | |
|---|---------|--------|--------|--------|
| Number of rows | 468 | 0 | 0 | 0 |
| Modules in subarray from System Design page | 14,040 | 0 | 0 | 0 |
| Length of side (m) | 2,330 | 4,660 | 4,660 | 4,660 |
| GCR from System Design page | 0.32315 | 0.3 | 0.3 | 0.3 |
| Row spacing estimate (m) | 7,210 | 15,533 | 15,533 | 15,533 |

Module aspect ratio: 2.33
Module length: 2,330 m
Module width: 1,000 m
Module area: 2,33 m²

row spacing = length of side ÷ GCR

module orientation (portrait)

length of side

row spacing

number of rows

number of modules along side

number of modules along bottom

Snow Losses
Snow losses are caused by snow covering the array. When your weather file includes snow depth data, SAM can estimate losses due to snow. Losses are calculated for each subarray.

Estimate snow losses

Ilustración 27 - Captura de SAM, mostrando la disposición de los módulos.

Todo cuanto falta por determinar es que tipo de modelo se empleará para traducir las condiciones geométricas introducidas en pérdidas por sombras. SAM ofrece, de nuevo, dos posibilidades (System Advisor Model, 2022):

- Modelo estándar (no lineal): Se asume que el módulo rectangular está compuesto por células cuadradas, con tres diodos de *by-pass* instalados, y que el material es silicio cristalino.

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

- Modelo de película fina (lineal): Se asume que la energía producida por el panel responde linealmente al porcentaje en el que se ve reducida la irradiancia en el plano de la mesa.

Teniendo en cuenta las propiedades del módulo, se escoge la primera opción, hecho que es corroborado en el proceso de calibración.

5.2.3.6. Pérdidas

Este apartado recoge todas las otras pérdidas que no son calculadas directamente por el programa, sino que deben de ser introducidas por el usuario, mediante estimaciones o comprobaciones experimentales. Se presenta a continuación una lista del número de ellas que se han determinado en este sistema:

- Pérdidas de irradiancia por polvo y suciedad: Los módulos pueden recoger todo tipo de suciedad a lo largo de la operación, siendo éste principalmente polvo que se deposita encima de los módulos (Aurora Solar, 2022). Dependiendo del clima y de la geografía, estas pérdidas pueden ser insignificantes. En Nueva York, siendo una región atlántica nada árida, y con lluvias frecuentes que puedan limpiar los módulos, estas pérdidas se establecen en un 1% de forma universal para todo el año (National Renewable Energy Laboratory, 2022).
- Pérdidas a la energía generada en DC
 - Pérdidas por discordancia de módulo: Las pequeñas diferencias entre el rendimiento individual de cada módulo pueden afectar al voltaje máximo que puede extraerse de cada *string*. Éste está limitado por el voltaje del módulo con peores prestaciones. Se ha establecido en un 2% (National Renewable Energy Laboratory, 2022).
 - Pérdidas por diodos y conexiones: Pérdidas resistivas encontradas en los diodos de bypass y en las conexiones a lo largo del string reducen la potencia obtenida de los mismos. En este caso, se han establecido en un 0,5% (National Renewable Energy Laboratory, 2022).
 - Otras pérdidas resistivas: Las conexiones de los módulos a lo largo de las distintas conexiones eléctricas pueden reducir la potencia generada. En este caso, se ha empleado el criterio que se siguió en la fase de diseño de la planta, del 2%.
 - Pérdidas por seguimiento solar: El funcionamiento de los seguidores solares, por supuesto, no ha de ser perfecto, y ello implicará unas pérdidas al no poder colocarse en la posición óptima en todo momento. Se ha escogido asumir una media de 1,3% de pérdidas (Sallaberry, Pujol-Nadal, & Jalón, 2014).
- Pérdidas eléctricas en AC: Estas son las pérdidas que tienen lugar en las conexiones del lado de AC, y, por lo tanto, son mayoritariamente causadas por el cableado de media tensión. Se ha aplicado el mismo criterio anterior del 2%.
- Pérdidas del transformador: Estas pérdidas han sido aproximadas al 1,5% en carga, empleando datos recogidos durante la puesta en marcha del parque.

5.2.3.7. Limitaciones de la red

SAM permite establecer una limitación a la interconexión con la red, por lo que se consigue cortar la potencia generada cuando se supera ese límite. En este caso, se ha fijado a 4.988 kWac.

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

Se pueden establecer también apagones y otros problemas no previstos que afecten a la red, pero esta posibilidad no entra dentro del alcance del estudio desarrollado.

5.2.3.8. Vida útil y degradación

La principal función de este apartado es establecer la degradación anual de los paneles fotovoltaicos. En el caso de los paneles empleados, de Trina, la garantía establece una degradación anual en corriente continua del 0,5%/año (Trina Solar, 2022).

Al igual que en el apartado anterior, pueden establecerse también otras pérdidas relacionadas con el funcionamiento anormal de la red, que, de la misma manera, se han ignorado también.

5.2.4. El modelo económico de Route 19#2 en su configuración actual

El modelo económico de SAM es una de los puntos más ventajosos del programa, ya que resulta una herramienta muy potente capaz de tener en cuenta todos los factores necesarios para analizar la viabilidad económica del proyecto. La información que requiere SAM para calcular todo lo anterior se divide en los siguientes apartados:

- Costes de instalación
- Costes de operación
- Parámetros financieros
- Ingresos
- Incentivos
- Depreciación

5.2.4.1. Costes de instalación

Como se ha ya mencionado, todos los costes de instalación y puesta en marcha han sido facilitados por la empresa, evitando así tener que estimar los mismos. Debe tenerse en cuenta, por supuesto, que SAM no tiene la opción de desglosarlos de la misma forma que se ha hecho en la realidad, sino que divide los gastos en categorías genéricas (módulos, inversores, equipo eléctrico, costes de personal, estudios ambientales, diseño del parque, compra de los terrenos... etc), que pueden expresarse en cantidades absolutas de dólares, en función de los metros cuadrados de módulos, o en función de la potencia del parque. La información, conocida ya de antemano, ha sido introducida en aquellas categorías más cercanas a los costes reales en términos absolutos. Asegurándose de que el resultado final coincida con la realidad, se ha completado así este apartado.

5.2.4.2. Costes de operación

Debido a que la empresa, tal y como se ha manifestado, no opera los parques, esta información se ha estimado de manera aproximada. Se ha decidido que los costes de mantenimiento y operación serían cercanos a los 15 \$ por kW y año (National Renewable Energy Laboratory, 2022), mientras que el coste de alquilar los terrenos será de 1.000 \$ el acre de tierra (Solar Land Lease, 2022), lo cual es un valor típico para el interior del estado de Nueva York.

5.2.4.3. Parámetros financieros

La obtención de los fondos necesarios para la construcción y operación del parque es un proceso totalmente externo a la empresa al ser tarea del cliente. De nuevo y, por lo tanto, no se ha tenido acceso a la información real sobre las condiciones del préstamo económico que ha hecho posible

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

este proyecto. Por fortuna, SAM cuenta con un esquema genérico a disposición del usuario, típico de los préstamos financieros usuales en la industria energética renovable estadounidense. Se ha optado por aplicar estos criterios ya predefinidos.

5.2.4.4. Ingresos

Los ingresos deberán ser calculados de manera estimada sin otra alternativa, sobre todo si se tiene en cuenta que la planta estará en operación 25 años, y, por lo tanto, es imposible saber con certeza cuál será la situación energética a lo largo de su vida. Tal y como se ha justificado anteriormente, esto es debido a que, para que la actividad tenga sentido, la energía debe venderse en el mercado libre, con referencia a precios horarios, y no mediante un PPA.

Se han buscado para ello estudios sobre precios futuros de la electricidad en los Estados Unidos continentales. Con tal propósito, se han empleado los resultados del proyecto Cambium 2020 desarrollado por el NREL, que trata de predecir el futuro de la generación energética estadounidense analizando cinco escenarios probables. Entre las variables pronosticadas, se encuentra la estimación del precio energético horario de los siguientes 30 años para cada estado (National Renewable Energy Laboratory, 2022). De entre éstas, se seleccionan los precios de la energía para Nueva York de 2022 hasta 2047, correspondiente para el caso más similar a las estimaciones realizadas en el diseño de la planta. Estos datos se introducirán en el programa como los precios esperados de la energía.

5.2.4.5. Incentivos

El Estado de Nueva York, a través del NYSERDA (New York State Energy Research and Development Agency) dio inicio en 2017 a un programa de incentivos, llamado NY-Sun, para la generación fotovoltaica, basado en una serie de subvenciones que se facilitarían a los parques en función de su tamaño, capacidades, y fecha de construcción (Database of State Incentives for Renewable Energies, 2022). Éste puede llegar a subvencionar hasta un máximo del 50% de la construcción del mismo, siempre y cuando sea mayor a los 200kW. Más detalles sobre este programa de incentivos pueden encontrarse en un anexo adjunto.

NYSERDA ofrece un calculador para obtener la subvención que correspondería a cada proyecto, lo que permite obtener directamente la cantidad recibida, dividiéndose en cuatro pagos distintos (New York State Energy Research and Development Agency, 2022). Estos se han introducido directamente en el programa como cuatro importes de igual valor a los calculados mediante la herramienta proporcionada por NYSERDA.

5.2.4.6. Depreciación

De nuevo, los detalles de la amortización y la depreciación del equipo utilizado en la planta no son accesibles para el autor del trabajo, al no tener relación directa con la actividad de la empresa. Es por ello por lo que se ha decidido emplear los valores genéricos propuestos por SAM.

5.2.5. Los modelos de Route 19#2 con baterías

El nuevo modelo introduce tres nuevos apartados, “Células y Sistema de Baterías”, “Vida de la Batería” y “Gestión de las Baterías”. También añade nuevos apartados económicos, siendo aquellos de interés los ubicados en los apartados “Costes de Instalación” y “Costes de Operación”. Toda la información relativa a las baterías ha sido extraída de las hojas de

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

características provistas por los fabricantes, siendo estos Samsung, SDI y KOKAM. Se describirá brevemente, a continuación, los datos de entrada que se han empleado en cada apartado.

5.2.5.1. Células y sistemas de baterías

La primera información que requiere SAM para simular el funcionamiento del banco de baterías es la estructura química de las mismas. El uso de esta selección es principalmente para otorgar valores típicos de ese tipo de baterías al resto de entradas, lo cual será útil para aquellas partes en donde no se disponga de toda la información requerida por el software.

Lo siguiente que se debe precisar son las dimensiones del parque, principalmente, el número de células en serie y el número de racks en paralelo. Cabe entender que esto incluye las células agrupadas en módulo, y los racks agrupados en bancos. Es decir, el número de células en serie es igual a la cantidad de células en serie de cada módulo, multiplicado por el número de módulos. Se especifica también la tasa C de carga y descarga, es decir, la máxima tasa de carga y descarga en base a las capacidades nominales del banco. En estos casos, se introducen las tasas C que resulten en la máxima potencia que puede derivarse a la batería, es decir, la potencia nominal del transformador seleccionado para cada caso. Deben introducirse también los datos del voltaje y de la capacidad nominal de las células, con los cuales y teniendo en cuenta los demás datos de entrada, SAM establece las características del banco.

Current and Capacity

Use default nominal cell voltage and capacity for the battery chemistry if data is not available from another source. Check the computed properties to verify the battery is sized correctly.

| | | |
|----------------------|-----------------------------------|-----|
| Desired bank voltage | <input type="text" value="0"/> | VDC |
| Cell nominal voltage | <input type="text" value="3.68"/> | VDC |
| Cell capacity | <input type="text" value="206"/> | Ah |

Computed Properties

| | | | | | |
|-----------------------|---|----------|---------------------------|--|----------|
| Nominal bank capacity | <input type="text" value="10,406.922"/> | kWh (DC) | Max C-rate of discharge | <input type="text" value="0.277"/> | per/hour |
| Nominal bank power | <input type="text" value="2,884.799"/> | kWdc | Max C-rate of charge | <input type="text" value="0.277"/> | per/hour |
| Time at maximum power | <input type="text" value="3.608"/> | h | Maximum discharge current | <input type="text" value="2,969.366"/> | A |
| Nominal bank voltage | <input type="text" value="971.520"/> | VDC | Maximum charge current | <input type="text" value="2,969.366"/> | A |
| Total number of cells | <input type="text" value="13,728"/> | | | | |
| Cells in series | <input type="text" value="264"/> | | | | |
| Strings in parallel | <input type="text" value="52"/> | | | | |

| | | DC | AC | |
|-------------------------|--|--|--|----|
| Maximum discharge power | <input type="text" value="2,884.799"/> | <input type="text" value="2,884.799"/> | <input type="text" value="2,740.736"/> | kW |
| Maximum charge power | <input type="text" value="2,884.799"/> | <input type="text" value="2,884.799"/> | <input type="text" value="3,036.434"/> | kW |

Ilustración 28 - Captura de SAM, mostrando las características del sistema de almacenamiento dimensionado para el segundo escenario.

Seguidamente, se especifica el tipo de conexión de las baterías, si es en el lado de AC o en el de DC. Aquí se encuentra un obstáculo inesperado, y es que SAM no permite recoger las pérdidas por clipping en configuraciones AC. Esto es fácil de entender, ya que en teoría estas pérdidas surgen al superar el límite DC-AC del inversor. En el caso particular de Route 19#2, este límite puede sobrepasarse modificando la configuración del mismo, encontrándose este tope en la interconexión a la red y no en el inversor. Hacer entender esta situación a SAM requiere simular las baterías como si estuviesen acopladas en DC, con tal de permitir que se carguen con las pérdidas por *clipping*. Según el manual de SAM, el que las baterías estén instaladas en el lado de DC o de AC sólo influye en dos maneras: en qué cantidad de energía puede usarse para cargarlas, y en qué pérdidas experimenta la energía al fluir hacia y desde las baterías. Lo segundo puede emularse asignando a la eficiencia “ficticia” de conversión DC/DC la misma eficiencia que se espera del inversor y del transformador en la operación del parque según los diseños

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

planteados. De esta manera, a efectos prácticos, aunque SAM trate a las baterías como una instalación en DC, éstas se comportarán como lo harían de estar conectadas en AC.

SAM permite aplicar diversos modelos y métodos adicionales para simular con mayor precisión el comportamiento de las baterías, siendo éstos la relación entre el voltaje y el nivel de carga, las pérdidas de la batería y su comportamiento térmico. Al no ofrecer los fabricantes suficiente información sobre estos dos últimos, se emplearán los valores predeterminados de SAM. En cuanto al primero, se introducirán los valores que resulten en una curva de descarga similar a la descrita por KOKAM.

5.2.5.2. Vida de la batería

SAM da la opción de simular la degradación sufrida por las baterías en función de un modelo interno, o siguiendo unos datos de entrada personalizados. Debido a que la información facilitada por los fabricantes es la suficiente como para hacer lo segundo, se opta por ello. Así pues, será necesario establecer la degradación en función del tiempo, y del número de ciclos (es decir, la capacidad de la batería en función del tiempo transcurrido desde su operación, y la degradación sufrida por operar a cierta capacidad un cierto número de ciclos). De forma añadida, pueden establecerse unos criterios para reemplazar las baterías una vez que se cumplan unas variables, o, como es el caso, transcurrido un tiempo fijo (siendo en este caso de media vida útil, o 13 años, al tener que redondearse).

Cycle and Calendar Degradation

Use the options and tables below to define cycle degradation and calendar degradation curves. SAM automatically updates these inputs when you choose a battery type on the Battery Cell and System page. The empirical calendar degradation model is suitable for Lithium-ion batteries. See help for details.

-Cycle Degradation-

| Import... | Depth-of-discharge (%) | Cycles Elapsed | Capacity (%) |
|-----------|------------------------|----------------|--------------|
| Export... | 90 | 0 | 100 |
| | 90 | 6000 | 70 |
| Copy | 80 | 0 | 100 |
| Paste | 80 | 8000 | 70 |

Rows:

-Calendar Degradation-

None
 Empirical
 Custom

| Import... | Battery age (days) | Capacity (%) |
|-----------|--------------------|--------------|
| Export... | 0 | 100 |
| | 3650 | 80 |
| Copy | 5475 | 70 |
| Paste | | |

Rows:

Ilustración 29 - Captura de SAM, mostrando la definición del proceso de degradación de la batería.

5.2.5.3. Gestión de las baterías

La gestión de las baterías es, con diferencia, la parte más delicada de todo el modelo. Es también debido al software empleado, la más difícil de introducir en la programación de la simulación. En un principio, SAM ofrece tres opciones que pueden interesar: Gestión automatizada, en base

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

a un algoritmo de optimización propio del programa, gestión programada y gestión manual. La diferencia entre las dos últimas es que, en la primera se establece para cada hora del año cuánta energía cargar y cuánta descargar, mientras que en la segunda se establece un horario semanal con los intervalos en los cuales está permitido cargar y descargar una cantidad relativa de energía, pero sin establecer la cantidad absoluta. Puede configurarse también de dónde extraer energía (de la red, del *clipping*, o de la producción de la planta).

La principal limitación de SAM es que la opción manual no permite cargar la batería con la energía del *clipping*, al igual que ocurre con la programada. Sólo permite emplear la gestión automatizada, lo que significa que en principio impide darle las instrucciones de uso definidas en la fase de diseño, y debe confiarse en la gestión del sistema. Existe, sin embargo, una forma de influir en el comportamiento de este algoritmo, y es que puede forzarse al mismo a operar en base a una información meteorológica particular, y no a la que emplea el modelo de base. Esto permite manipular dicho fichero, introduciendo una irradiancia máxima en aquellas horas en las que se quiera que se cargue la batería, y una irradiancia nula en aquellas en las que se quiera descargar. Dicha alteración en los datos de partida del algoritmo permite “guiar” al sistema hacia la gestión definida previamente.

Como es lógico, este problema no se encuentra en el segundo escenario, al poder emplear los otros dos modelos de gestión. En este caso, y para evitar problemas, se emplea la gestión programada, especificando de forma precisa a qué horas cargar totalmente, y a qué horas descargar enteramente el banco de baterías.

Además, las baterías se limitan a operar entre el 10% y el 90% de su capacidad, para evitar degradarlas prematuramente, siguiendo las indicaciones del fabricante.

5.2.5.4. Apartados económicos

Introducir baterías en el modelo provoca que aparezcan varias entradas nuevas en los apartados económicos, todas derivadas de los costes de las mismas. Así pues, deben introducirse los siguientes datos de partida en sus respectivos apartados:

- Costes de instalación: El precio de las baterías, en función de su potencia, energía o directamente como un valor fijo. Calculando previamente los costes de todo el equipo (salvo las propias células), instalación y puesta en marcha del sistema para ambos escenarios, se introduce este valor en el precio fijo. Los costes de las baterías, 110 \$/kWh, se introducen en la otra opción (Clean Energy News, 2022).
- Costes de operación: Se establecen en 10 \$/kWh. Debe también establecerse los precios por el reemplazo de las baterías, que se asumen en 110 \$/kWh (Clean Energy News, 2022).

En un principio, estas serían todas las modificaciones necesarias según el software. Sin embargo, cabe recordar que la instalación de baterías acarreará también unos incentivos adicionales. Éstos se añaden en el apartado de incentivos, sumándose directamente a aquellos ya introducidos en el modelo base.

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

CAPÍTULO 6. Resultados

En este capítulo se expondrán los resultados obtenidos para los tres modelos construidos y simulados previamente, comenzando con el modelo original de Route 19#2 y continuando con las dos modificaciones efectuadas. Finalmente, se hará una breve comparación entre los tres escenarios para poder estudiar en detalle los avances logrados. Antes de dar inicio a esta presentación de resultados, se mostrarán datos y resultados comunes, viéndose la irradiancia empleada para los tres escenarios, y las pérdidas resultantes para los mismos.

Antes de comenzar, debe tenerse en cuenta que los datos recogidos en la solución simulada por SAM son extremadamente complejos, y fácilmente podrían ser necesarias para plasmarlos centenares de hojas. Por lo tanto, sólo se extrae aquella información que se considera relevante de verdad. Por otro lado, con el propósito de proteger información sensible para la empresa, no se mostrarán detalles económicos más allá de aquellos relacionados con los dos diseños propuestos, y los estrictamente necesarios para efectuar las comparaciones con el caso real.

6.1. IRRADIANCIA EMPLEADA EN LAS SIMULACIONES

La irradiancia calculada por SAM, obtenida en base a los datos provistos por la NSRDB, puede verse a continuación. En general, la irradiancia solar experimentada en el Estado de Nueva York tiende a ser reducida, sobre todo si es comparada con otras regiones ubicadas en latitudes similares, tal y como lo sería el norte de España.

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

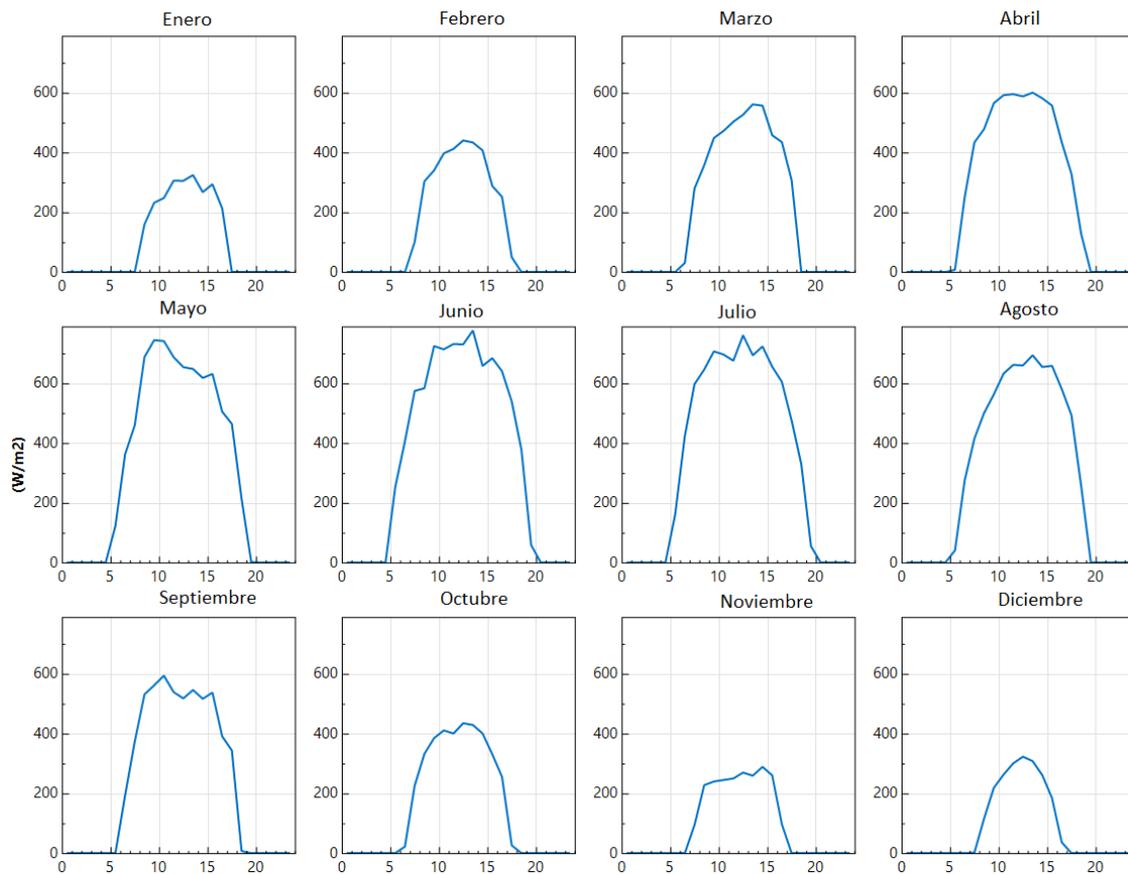


Ilustración 30 - Irradiancia global en el plano del módulo solar (W/m^2) horaria en Route 19#2 del día medio de cada mes para el escenario base.

La principal sorpresa surge al ver que en diciembre se tiende a tener mayor irradiancia solar que en noviembre. Sin embargo, esto tiene una correspondencia aproximada con las estimaciones realizadas para el diseño original de Route 19#2, y parece acorde con otras fuentes analizadas (Solar Energy Local, 2022).

6.2. RESULTADOS PARA ROUTE 19#2 EN SU ESTADO ACTUAL

En un inicio, se simuló la operación de Route 19#2 en su diseño actual original. Los resultados pueden observarse a continuación.

| | |
|--|----------------------------|
| Energía en AC generada anualmente | 10.206,154 MWh |
| Factor de capacidad en DC del primer año | 17,5% |
| Rendimiento energético del primer año | 1.531 kWh/kW _{pk} |
| Coficiente de rendimiento (Performance Ratio) | 0,78 |

Tabla 10 – Resumen de los resultados de la simulación del escenario base.

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

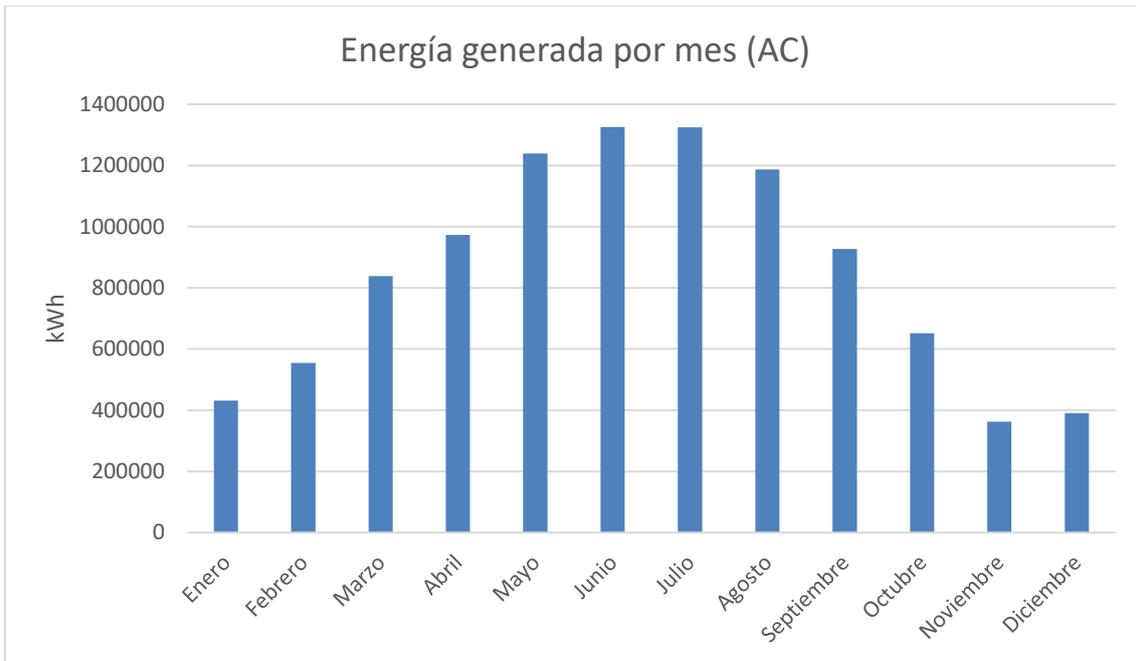


Ilustración 31 - Energía producida de media cada mes en el escenario base.

La energía generada muestra un valor ligeramente por encima de los 10 GWh anuales, lo que se ajusta con menos de un 0,5% de error respecto a las estimaciones del diseño real. Este dato resulta en un factor de capacidad bastante superior a lo esperado para este tipo de energía en el Estado de Nueva York, ya que según los criterios de NYSERDA, éste correspondería a un 16%.

El coeficiente de rendimiento se encuentra muy cercano, aunque inferior, al 0,8 u 80%. Al ser éste un valor característico de una planta fotovoltaica eficiente, siendo así al igual que el dato anterior, indicativo de un diseño positivo (SMA).

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

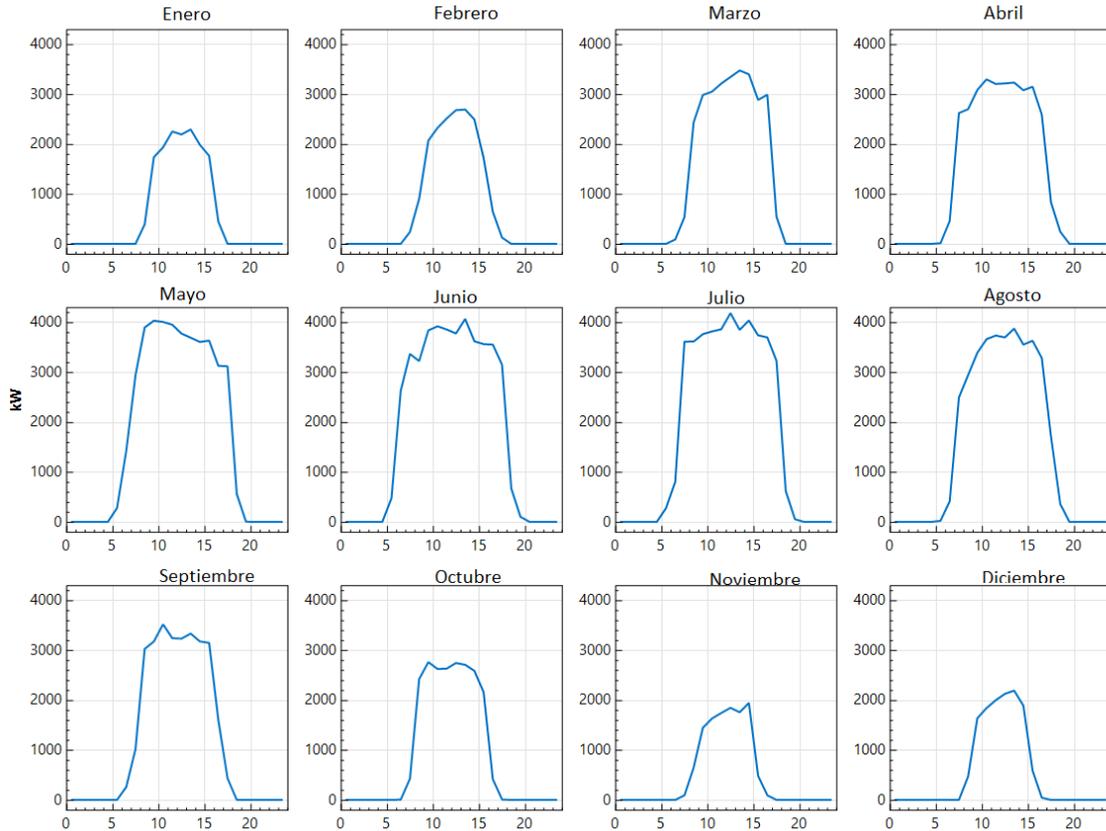


Ilustración 32 - Producción (kW) horaria del día medio de cada mes para el escenario base.

Las curvas mensuales de potencia generada se asemejan en gran medida a las curvas de irradiancia mensual media, como cabría esperar. Cuánto más cerca del solsticio de verano se encuentre el día, disfrutará de más horas de sol, permitiendo una producción diaria mayor. La principal diferencia tiene lugar debido a la muy ligera disminución de esta potencia generada para los meses entre marzo y septiembre, que corresponde a los momentos durante los cuales se acumulan las pérdidas por *clipping*. Éstas suponen la mayor fuente de pérdidas con una diferencia considerable, representando un 7,3% de caída de la potencia generada una vez que se tienen en cuenta. Con tal de establecer una referencia, las siguientes pérdidas con un mayor valor son las que se encuentran en los módulos por no trabajar en su potencia nominal, lo que supone una reducción del 3,89% de la energía generada. Todo ello ilustra claramente el interés que existe por encontrar un camino con el que recuperar la energía perdida.

6.3. RESULTADOS PARA ROUTE 19#2, CON EL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA PARA RECUPERAR LA ENERGÍA PERDIDA POR CLIPPING

La simulación del primer escenario otorga los siguientes resultados.

| | |
|---|----------------------------------|
| Energía en AC generada anualmente | 10.562,665 MWh |
| Factor de capacidad en DC del primer año | 18,1% |
| Rendimiento energético del primer año | 1.584 kWh/kW_{pk} |
| Coefficiente de rendimiento | 0,81 |
| Eficiencia de la batería en un ciclo | 90,54% |

Tabla 11 - Resumen de los resultados de la simulación del primer escenario.

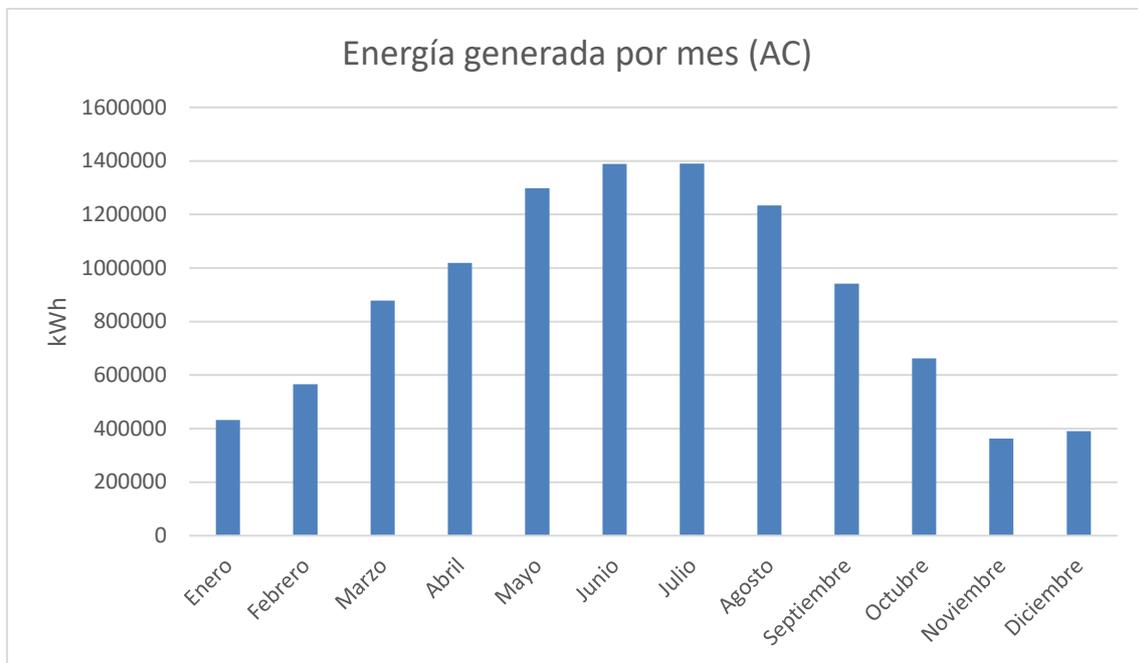


Ilustración 33 - Energía producida de media cada mes en el primer escenario.

Lo primero que puede observarse es un incremento de la energía producida, creciendo ésta en una media de 356.511 kWh anuales, o aproximadamente un incremento del 3,5%. Las pérdidas por *clipping* han disminuido en este caso hasta un 4%. El factor de capacidad ha crecido ahora hasta el 18,1%. Cabe destacar que, según estudios realizados por NYSERDA, este resultado supera al factor de capacidad deseado para una planta con seguidores de dos ejes.

El coeficiente de rendimiento ha superado ahora al 80%, lo que indica nuevamente el papel tan positivo que juegan las baterías en elevar el coeficiente del rendimiento de la planta.

La eficiencia de la batería, en un 90,54%, es notablemente menor de lo esperado previamente, al igual que los valores utilizados para realizar el dimensionamiento, que rondaban el 93,5%. Esto supone una reducción del 3,1% respecto a lo considerado con anterioridad.

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

A pesar de los buenos resultados obtenidos en términos generales en este resumen de la operación de la planta, es importante comentar que se ha logrado alcanzar algo menos del 80% de la energía que se estimaba recuperar. A pesar de que una parte de este error puede explicarse debido a las diferencias entre la eficiencia supuesta y la simulada de las baterías, existen otros factores que significan una parte importante del mismo. Para entender a qué se debe este fallo, cabe indagar algo más en los resultados.

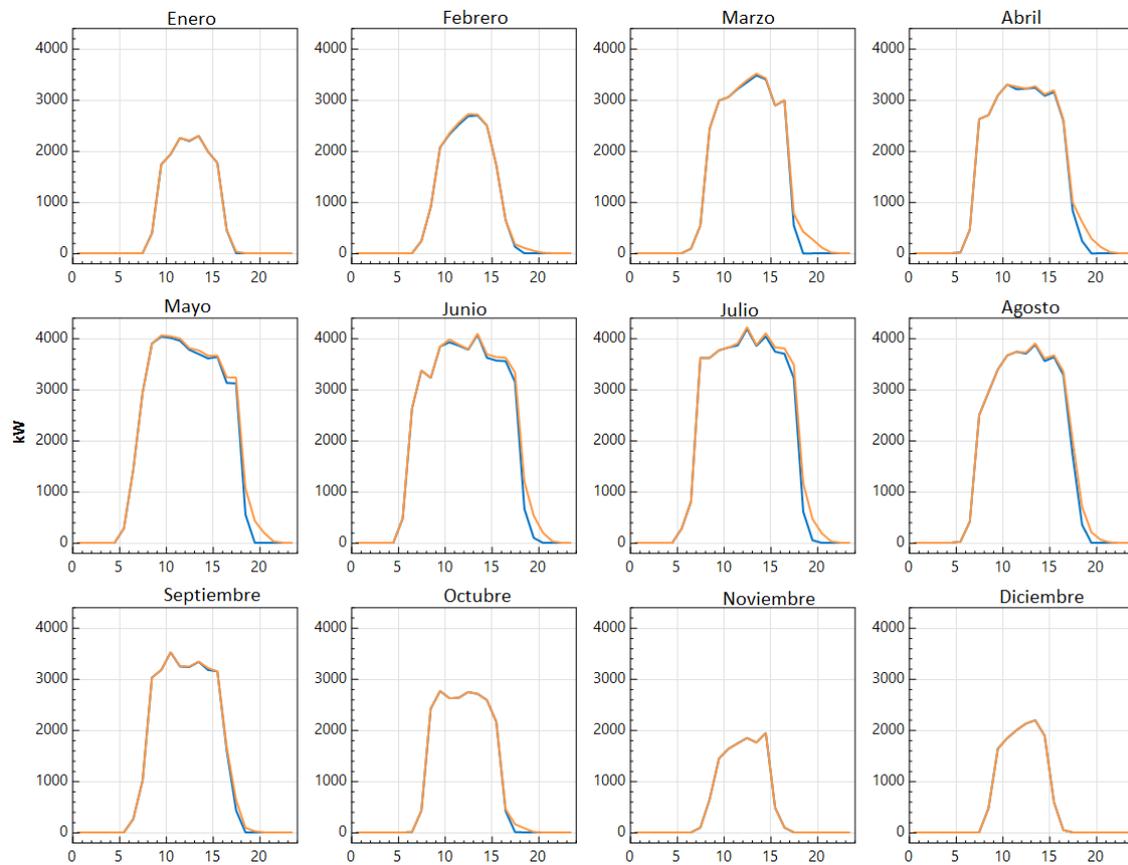


Ilustración 34 - Producción (kW) horaria del día medio de cada mes para el primer escenario (en naranja) y para el escenario base (en azul).

En la anterior gráfica, se encuentra superpuesta, en color azul, la energía vertida a la red en el caso real, mientras que en color naranja se muestra el mismo resultado para el caso actual. Como puede observarse como resultado lógico, la mayor diferencia se encuentra concentrada en los meses de abril hasta agosto, es decir, aquellos en los cuales las pérdidas por *clipping* son más elevadas. Continuando el análisis, puede apreciarse como cuando la curva de producción aumenta súbitamente, la potencia que se vierte a la red en el segundo caso, apenas es mayor con respecto a la situación original. Esto es debido a que las baterías no pueden absorber tanta potencia de manera repentina, estando limitada en este aspecto por diseño. Puede observarse claramente en los picos de producción de junio, julio y agosto, pero también en los de mayo y abril.

La razón por la que se manifiesta esta situación radica en la metodología del dimensionamiento empleado. Se evalúa, por un lado, la energía de la batería necesaria para recuperar ciertas pérdidas anuales, y por otro lado, la potencia de la misma para un propósito similar. Sin embargo, no se evalúa cómo interactúan esas variables entre sí, lo que significa que, aunque la

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

batería bien podría almacenar la energía producida, no puede absorberse a la velocidad suficiente en la totalidad de los casos. De todas maneras, esta situación se daría únicamente en un número de casos limitado.

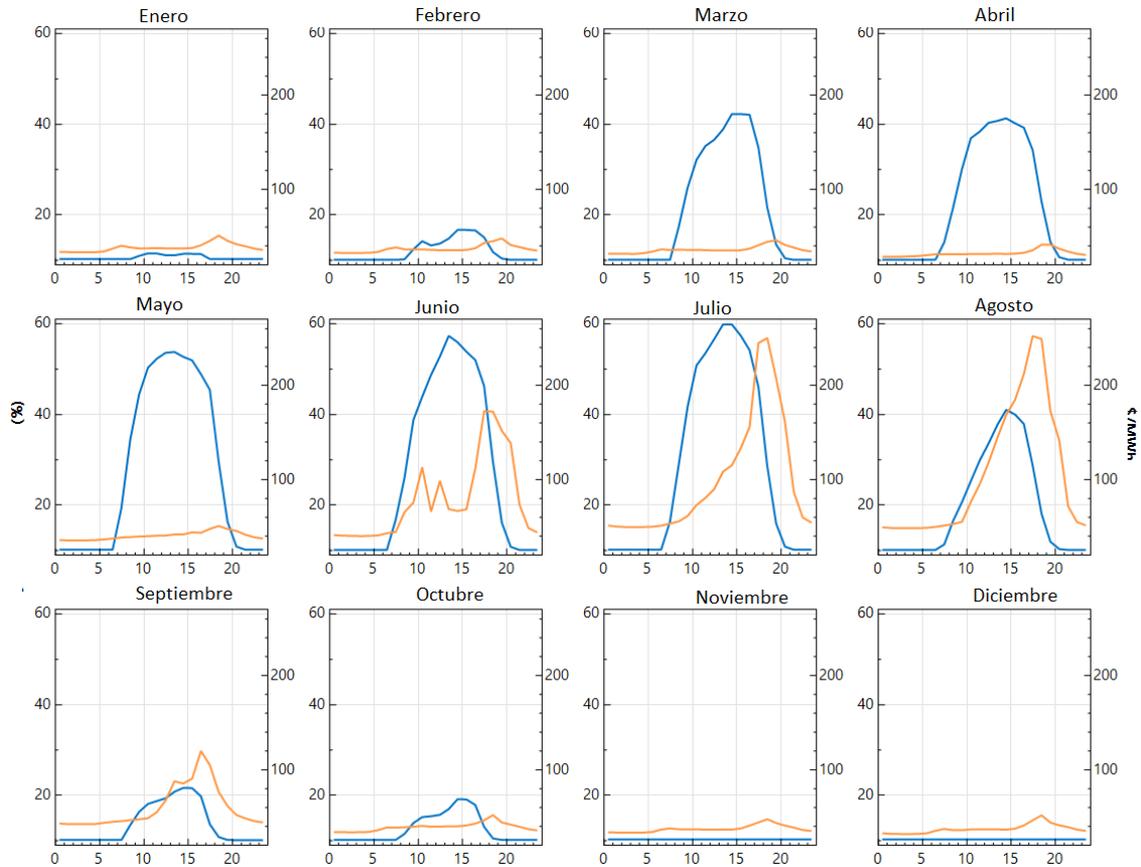


Ilustración 35 – Estado de carga de la batería (%) (en azul) y precio de la energía (\$/MWh) (en naranja) para el primer escenario. Los datos son valores horarios para el día medio de cada mes.

En las gráficas expuestas en la parte superior, se muestra cómo el estado de carga media de la batería nunca supera el 60%. Esto se debe por supuesto a que no todos los días se manifiestan las suficientes pérdidas como para llenar totalmente la batería, rebajando así considerablemente el valor medio. Otros días simplemente no hay pérdidas por *clipping*, principalmente en invierno, aunque surjan eventualmente casos aislados en otoño, primavera e incluso en verano.

Pero por otro lado, también está relacionado el hecho con el software empleado. Debido al funcionamiento de SAM, el sistema no permite programar de forma absoluta la operación de la batería cuando ésta recupera las pérdidas por *clipping*. Sin embargo, sí existe un algoritmo que calcula diariamente, la carga y descarga óptima de las baterías. Se puede influir en el mismo para hacerle funcionar con patrones más o menos regulares, como ha sido el caso, pero no puede ser obligado a gestionar las baterías exactamente como se desea. Por ello, se llega a situaciones en las cuales no se cargan totalmente las baterías, debido al cálculo por parte del algoritmo que como resultado predice que es contraproducente desgastar las baterías teniendo en cuenta las potenciales ganancias. Esto puede apreciarse principalmente en agosto, cuando la batería tendría que funcionar prácticamente a pleno rendimiento de forma continua, y por ello

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

SAM evita cargarla todos los días a pesar de que hay muchas pérdidas por *clipping* disponibles. En otras ocasiones se llega a descargar antes de tiempo, tal y como puede apreciarse especialmente en abril o en mayo. Esto no se limita sólo a esos meses, en junio por ejemplo, con precios bastante altos, se ha vertido casi el 50% de la energía almacenada para cuando se alcanza el pico.

A pesar de ello, sí que es cierto que especialmente en junio, julio y agosto, se descarga una parte importante de la energía almacenada en un punto muy próximo al pico de producción, suceso que implica el mantenimiento de parte de los ingresos esperados.

La principal ventaja de operar de esta manera es que, a pesar de la menor energía recogida durante cada año, las baterías sufren un desgaste mucho menor, permitiendo emplear una mayor parte de su capacidad durante más largos periodos de tiempo. De hecho, las pérdidas en la energía recuperada no son tan elevadas como podría plantearse inicialmente al evaluar los fenómenos descritos.

6.4. RESULTADOS PARA ROUTE 19#2, CON EL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA PARA DESPLAZAR LA CURVA

Finalmente, el resumen de los resultados obtenidos para el último caso se presenta a continuación.

| | |
|---|----------------------------|
| Energía en AC generada anualmente | 10230,01 MWh |
| Factor de capacidad en DC del primer año | 17,5% |
| Rendimiento energético del primer año | 1.534 kWh/kW _{pk} |
| Coeficiente de rendimiento | 0,78 |
| Eficiencia de la batería en un ciclo | 90,33% |

Tabla 12 - Resumen de los resultados de la simulación del segundo escenario.

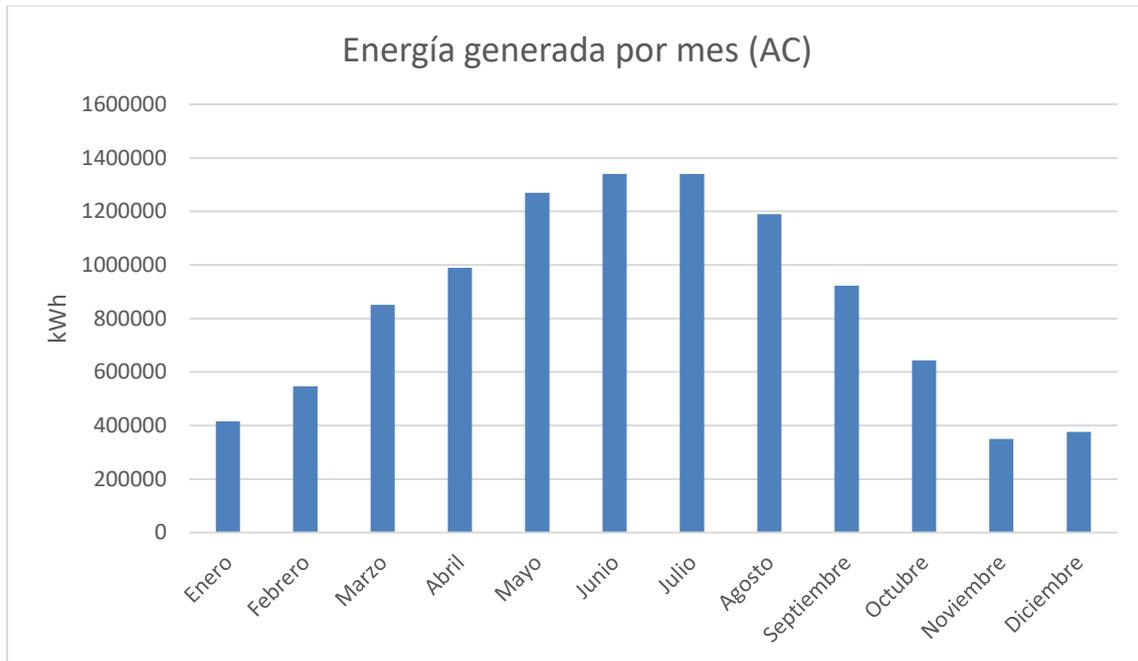


Ilustración 36 - Energía producida de media cada mes en el segundo escenario.

Lo primero que puede llamar la atención de los datos mostrados es que, la energía producida crece ligeramente con respecto al caso original en aproximadamente 23.856 kWh, debido a la recuperación parcial de las pérdidas por *clipping*. A pesar de ello, esa variación en la producción es tan reducida que ni el coeficiente de rendimiento, ni el factor de capacidad, sufren cambios apreciables. Puede apreciarse claramente el desplazamiento de la energía en las gráficas siguientes:

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

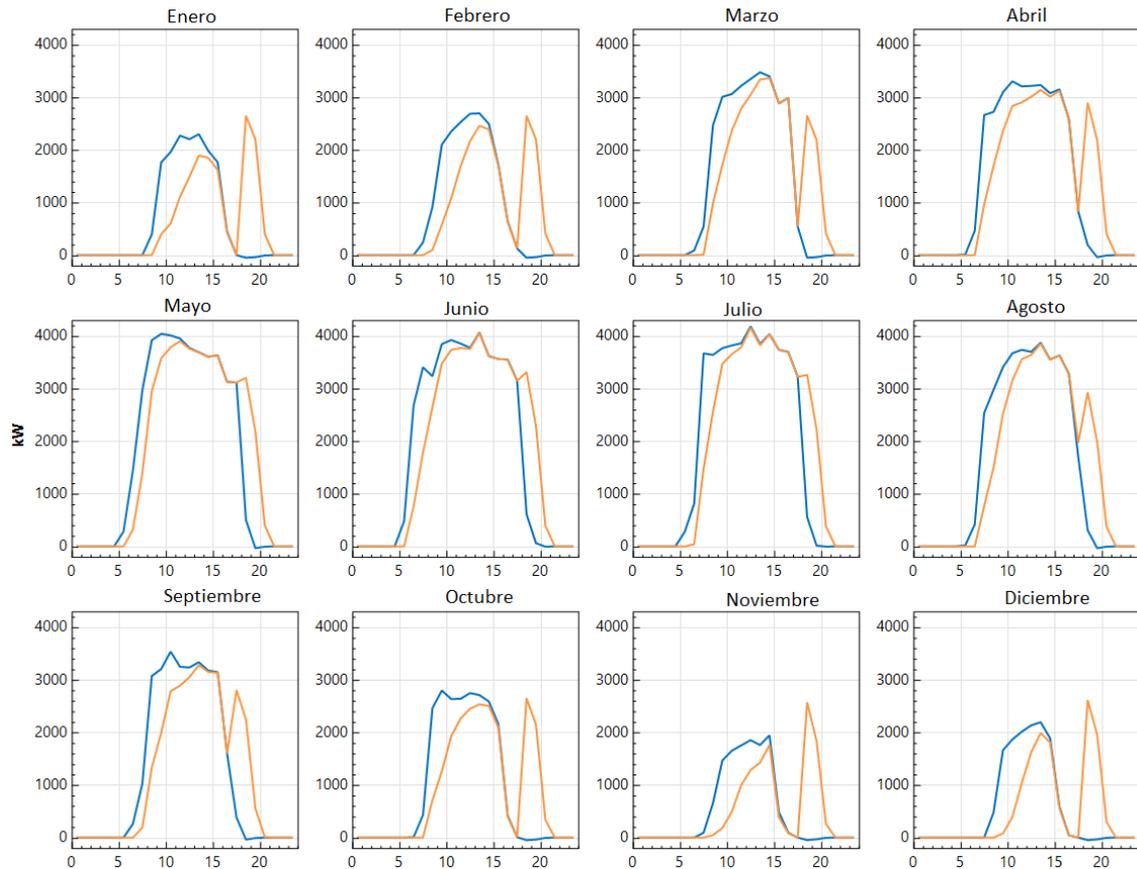


Ilustración 37 - Producción (kW) horaria del día medio de cada mes para el segundo escenario (en naranja) y para el escenario base (en azul).

Así pues, puede observarse como tiene lugar ese desacople entre la generación y el consumo de la energía con aquella producida de buena mañana, siendo vertida en el pico de la tarde. Debe verse como, en este caso, las baterías funcionan los 365 días al año (no sólo 179), cargándose hasta el 90% en todas las ocasiones. Esto obviamente, provoca un desgaste acelerado de las baterías y un descenso de sus prestaciones mucho más marcado, sobre todo si se compara con el caso anterior. Todo esto se presenta a continuación.

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

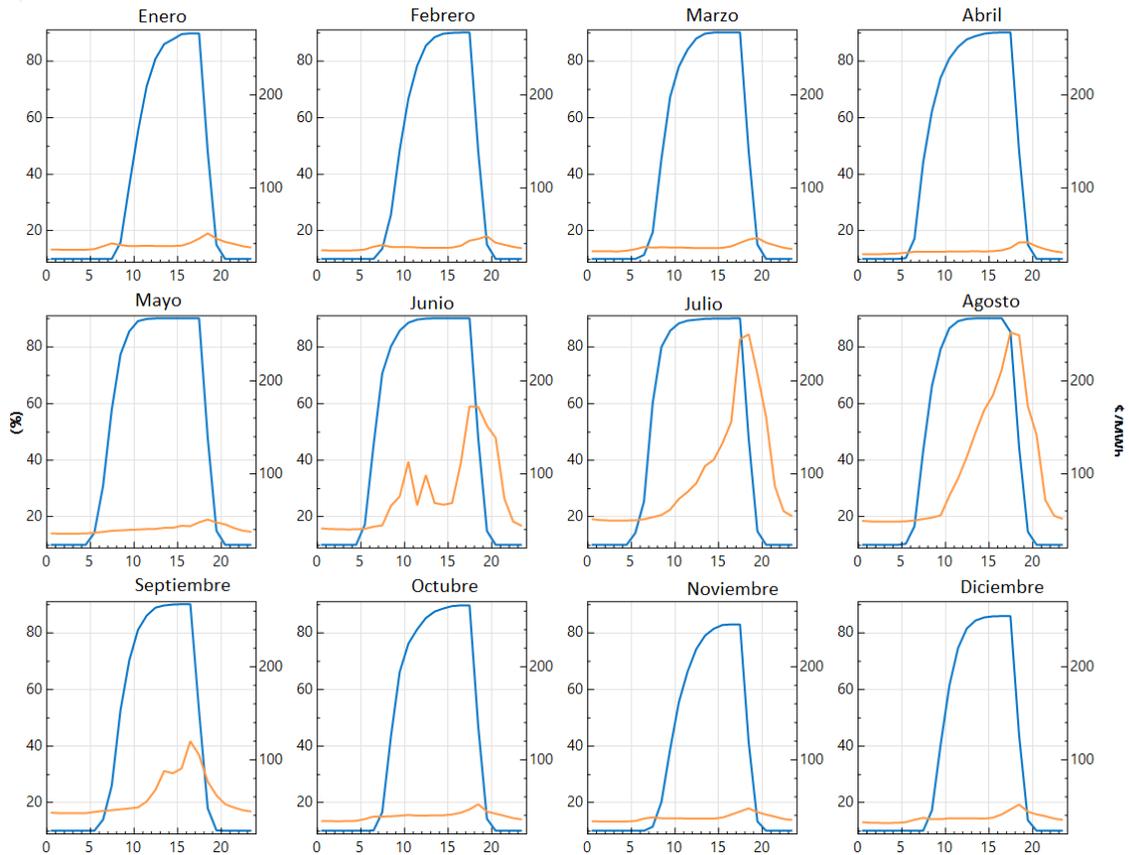


Ilustración 38 - Estado de carga de la batería (%) (en azul) y precio de la energía (\$/MWh) (en naranja) para el segundo escenario. Los datos son valores horarios para el día medio de cada mes.

Evaluando la información presentada, puede comprobarse claramente la ventaja de esta solución: las baterías se cargan en los valles de precios, y se descargan en los picos. Así pues para todos los meses, excepto para enero, las baterías se cargan en el punto de precios más bajos, o al menos, muy cerca de éste. Y lo mismo sucede con la descarga: la energía se vende siempre o bien directamente en el pico o bien muy cerca de éste. Este hecho es especialmente relevante para los meses de verano (de junio a septiembre), cuando la descarga de la batería coincide prácticamente con el pico de los precios, maximizando los beneficios inmensamente. Es un dato relevante en el siguiente apartado, para entender los beneficios obtenidos en este escenario.

6.5. COMPARACIÓN DE LA EXPLOTACIÓN ECONÓMICA ENTRE LAS TRES OPCIONES

Habiendo analizado los resultados energéticos obtenidos para cada escenario, queda ahora evaluar el desempeño económico de cada opción. Esto se resume en la siguiente tabla junto a la información más relevante:

| | Escenario 1 | Escenario 2 |
|---|--------------------|--------------------|
| Costes adicionales de instalación (\$) | 808.948 | 1.676.375 |
| Incentivos adicionales (\$) | 697.375 | 1.414.000 |
| Inversión adicional neta (\$) | 111.573 | 262.375 |
| Ingresos adicionales (\$) | 1.061.117 \$ | 1.963.303 \$ |
| Beneficios absolutos adicionales (\$) | 355.520 | 746.054 |
| Variación del VAN (\$) | -22.984 | -241.601 |

Tabla 13 – Resumen de los resultados económicos del primer y segundo caso.

Puede observarse a priori, cómo las soluciones aportadas para ambos escenarios son viables económicamente, generando ingresos añadidos que suponen un incremento en los beneficios esperados.

Tal y como resulta obvio, el sistema asociado al segundo escenario es considerablemente más caro que el primero, por un factor de más de dos veces, debido a su mayor tamaño y a sus más altas capacidades. En consecuencia y debido a la misma razón, se recibe un incentivo mucho mayor que alivia ligeramente la inversión neta a realizar. A pesar de ello, la inversión neta del segundo sistema es una cantidad consistente en más del doble que la del primero. Expresando el precio de manera específica en función de la energía que puede almacenar el sistema, y descontando los costes de instalación, se conoce que el primero cuesta 140 \$ por kWh, mientras que el segundo tiene un coste de 143 \$ por kWh. Dichos valores se encuentran algo por encima de la media esperada para estos sistemas, aunque debe de tenerse en cuenta que se ha empleado un criterio bastante conservador para establecer el presupuesto, lo que puede afectar a la precisión de estos resultados.

En el primer caso, el aumento de ingresos por la venta de energía ha sido de unos 1,06 millones de \$ aproximadamente, lo cual encaja casi a la perfección con el valor obtenido en el dimensionamiento, de 1,01 millones. La precisión es sorprendente, a pesar de las dificultades encontradas controlando las baterías con SAM. Aún a pesar de esta dificultad, debe de valorarse el hecho de que el dimensionamiento fue realizado con valores medios para los precios de venta, correspondientes a una franja de tiempo más o menos amplia. Es por ello que, al descargar la batería directamente o muy cerca del pico de precios, los beneficios generados son mayores a los estimados inicialmente. La situación es que, a pesar de haber recuperado un 20% menos de la energía estimada, se ha compensado esta diferencia. Los costes, en cambio, han sido mayores de lo esperado, particularmente debido a la energía perdida en las baterías que ha sido superior

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

a lo estimado. Este cúmulo de hechos ha provocado que los beneficios decayesen ligeramente en 44.180 \$, o un 12%.

Por otro lado, el escenario número dos plantea el caso opuesto. Los beneficios esperados estaban en torno 10% más de lo simulado. Esta discrepancia puede explicarse por los siguientes dos motivos: por un lado, la instalación ha supuesto unos gastos adicionales de 114.000 \$, por otro, el extenso uso de la batería ha degradado sus capacidades más rápido de lo planeado, reduciendo la cantidad de energía desplazada año tras año. Ambos efectos han sido contrarrestados por el hecho de que la carga y descarga de energía se ha realizado, de manera muy precisa, en los valles y picos, respectivamente. La diferencia entre ambos valores va, desde alrededor de 10 \$/MWh, para meses como noviembre, hasta una de casi 220 \$/MWh en julio. De esta manera, si bien los ingresos han descendido respecto a lo esperado, esta bajada ha sido reducida

En ambos casos, sin embargo, el VAN decae frente al valor base, siendo prácticamente despreciable en el primer caso, y bastante significativo en el segundo. El resultado de este fenómeno es que, para el tipo de interés estándar de la industria, ninguna de las dos inversiones es interesante de realizar. Esto puede ser contraintuitivo, debido a que sí se reciben beneficios adicionales. Cabe tener presente que el Valor Actual Neto premia los ingresos cercanos al momento de la inversión, y castiga aquellos que se obtienen hacia el final de la inversión. En ambos casos, las baterías suponen unos costes importantes, que tardan en amortizarse, y cuya concentración de beneficios se encuentra en los últimos días. Es por ello fácil de comprender que, al menos con los valores empleados para el tipo de interés, ninguna de las dos inversiones sea atractiva para un hipotético cliente.

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

CAPÍTULO 7. Conclusiones

Durante el desarrollo de este proyecto, se ha estudiado la integración de un sistema de baterías en una planta solar fotovoltaica convencional, se han analizado posibles vías de empleo para distintos escenarios, se han dimensionado los sistemas necesarios, se han diseñado las soluciones planteadas, y se han simulado las mismas. Una vez recorrido este camino, es posible extraer las siguientes conclusiones tras el trabajo realizado.

7.1. CONCLUSIONES GENERALES

Primeramente, puede confirmarse que en base a las simulaciones realizadas, es factible la ampliación del parque con un sistema de almacenamiento de energía. Si bien no se han alcanzado los beneficios proyectados en ninguno de los casos, los resultados simulados continúan siendo positivos e interesantes. Se puede afirmar por lo tanto, que en la medida en la que las simulaciones y sus datos de entrada sean precisos, la instalación de un sistema de almacenamiento de energía para Route 19#2 es viable.

Decidir cuál de las dos inversiones es más atractiva sería ya tarea de otro análisis de carácter económico centrado en las realidades financieras y contables más relevantes en un proyecto de esta naturaleza. Si bien es cierto que a grandes rasgos, con el desplazamiento de energía se obtienen más beneficios, la recuperación de las pérdidas por *clipping* suponen un descenso prácticamente despreciable del VAN. A pesar de las mayores ganancias, las diferencias en el VAN hacen que sea difícil convencer a un potencial inversor de que asuma el riesgo de instalar baterías, en lugar de proceder con el proyecto original.

7.2. POSIBLES MEJORAS A LA METODOLOGÍA DE DIMENSIONAMIENTO

Comparando los resultados estimados por el proceso de dimensionamiento con aquellos obtenidos por medio de las simulaciones, resulta obvio ver que han existido diferencias importantes en ambos escenarios. Aunque se ha explicado ya en el capítulo anterior a qué pueden deberse estas diferencias, existen otras causas que explican este desajuste. Cabría también describir brevemente posibles formas de solventar éstas, por medio de mejoras a implementar en el dimensionamiento.

Para empezar, la proyección de costes de inversión se realiza con una aproximación lineal. En ésta, se establecen los costes mínimos inevitables para la instalación de un sistema de almacenamiento, independientemente de su tamaño (costes de movilización de las subcontratas, de la construcción de la plataforma de hormigón, de la instalación de las zanjas y conductos... etc.). A continuación, se establecen los costes estimados de la obra que implicaría realizar la instalación del mayor sistema de almacenamiento de energía planteado, es decir, aquel dimensionado para recuperar todas las pérdidas por *clipping*, o para desplazar toda la

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

energía posible. A partir de ahí, se establece una relación lineal entre ambas. Este método, sin embargo, es simplemente una aproximación, por motivos obvios. La relación entre los costes del sistema y su tamaño en kWh no es lineal. Por poner un ejemplo, el tamaño de los transformadores y los inversores no puede escogerse de manera exacta, lo cual provoca que un sistema con una potencia requerida de 500 kW utilice, probablemente, el mismo equipo de media/baja tensión que un sistema de 1.000 kW. Una posible solución sería establecer docenas de precios de manera más exacta, para docenas de sistemas, y establecer una correlación no lineal.

Por otro lado, se aborda el problema de determinar el precio de la energía en el momento en el que se descargará o cargará, la batería. Si bien los errores en el control del sistema, tales como aquellos experimentados en el primer escenario, son imposibles de predecir, si podría establecerse algún tipo de mecánica para tener en cuenta las otras incertidumbres. Éstas serían, por ejemplo, las que derivan de tener que emplear valores medios correspondientes a una franja temporal en lugar de valores concretos asignados a franjas horarias. En el segundo escenario, por ejemplo, la precisión en los momentos de carga y descarga de la batería ha sido clave para asegurar los ingresos obtenidos. Una posible mecánica consistiría en relacionar el precio medio con la energía disponible en ese momento, estableciendo el tamaño de los intervalos horarios de operación en función de la potencia absorbida por la batería en cada momento. Así pues, en ocasiones cuando la producción fuese elevada, y se pudiese cargar rápidamente la batería, se emplearían las franjas horarias exactas de los valles, mientras que cuando la producción es reducida, y el tiempo de carga es mayor, se emplearía un precio medio multihorario.

Finalmente, se tiene la relación entre la potencia y la energía de la batería, y la energía recuperada o desplazada. En este proyecto, se han tratado como dos relaciones (energía de la batería en función de la energía a recuperar/desplazar, y potencia de la batería en función de lo mismo) de manera independiente. En la realidad, la relación entre ellas es a tres bandas, y mucho más compleja. Establecer un método de dimensionamiento que recoja adecuadamente estas dependencias resultaría en proyecciones y dimensionamientos mucho más precisos.

Por supuesto, muchas de estas implementaciones caen fuera del alcance del trabajo, pues no sólo consiste en el dimensionamiento, sino también en todo el proceso de diseño y simulación posterior, incluyendo todo el tratamiento de datos para hacer de esto una realidad. Cualquier mejora implementada, inevitablemente, resultaría en encontrar otras imprecisiones en la simulación que también deberían de abordarse en el dimensionamiento. Al final, debe aceptarse que el proceso de dimensionamiento es, por necesidad, mucho más simple que la simulación posterior, pues son dos procesos distintos con objetivos diferentes. Es simplemente contraproducente hacer del método de dimensionamiento un proceso tan complejo como la posterior simulación, pues eso evitaría emplearlo de forma óptima para tal propósito. Los errores sufridos deben de aceptarse, recalcando también el papel de la simulación como forma de verificar el dimensionamiento, y como manera de entender realmente cómo funciona la solución proyectada.

7.3. ESTADO ACTUAL DE LA INDUSTRIA Y LA TENDENCIA DE LA MISMA

Una vez abordadas todas las consideraciones económicas, técnicas y metodológicas derivadas de la realización de este trabajo, pueden extraerse las situaciones aprendidas de cara al estado actual de la industria energética y el empleo de los sistemas de almacenamiento de energía.

La primera conclusión es que, si bien los sistemas fotovoltaicos han alcanzado desde hace ya bastante tiempo un nivel de madurez suficiente como para ser viables sin la necesidad de ayudas y subvenciones (si bien en Nueva York y otras regiones similares son la excepción, debido a sus condiciones meteorológicas particulares), esto no es necesariamente aplicable a los sistemas de almacenamiento de energía. En los dos escenarios estudiados, los incentivos estatales de NYSERDA han resultado clave para asegurar la viabilidad económica de ambos diseños. En el segundo caso, debido al reducido tamaño de las baterías, éstas no han sido la fuente principal de costes, pero sin embargo para el primero, las mismas suponen casi tres cuartas partes de todos los costes. Cabe precisar que, en la industria actual, los sistemas de almacenamiento de energía tienden a ser de un tamaño superior al primer caso, aunque tampoco resultaría extraño encontrar sistemas de esa capacidad. De igual manera, debe entenderse que Nueva York no resulta la región idónea para instalar sistemas fotovoltaicos, lo que implica que no todas estas conclusiones se podrían extrapolar necesariamente a la industria en su conjunto, aunque sean indicativas de tendencias generales.

Con un coste de alrededor de 110 \$/kWh para las propias baterías, pero de casi 132 \$/kWh para todo el sistema en su conjunto, los sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías continúan suponiendo un gasto prohibitivo. La inversión privada no resultará realmente competitiva hasta alcanzar precios más reducidos (Tsiropoulos, Tarvydas, & Lebedeva). La coyuntura económica actual, sin embargo, no es propicia hacia esta necesidad, el año pasado, sus precios aumentaron en un 10-20%, y durante este año, no se estima que vayan a descender. El futuro a corto plazo de esta tecnología no resulta muy prometedor, por lo tanto (IHS Markit, 2022). Cabe recordar, sin embargo, que estas mismas baterías, con peores prestaciones, tenían un coste muy superior a su valor actual hace apenas unos pocos años (American Public Power Association, 2022), y todas las predicciones apuntan a una reducción en los mismos aún mayor a medio y largo plazo (Cole, Frazier, & Augustine, 2021). Cabrá, por lo tanto, esperar que depara el futuro.

Por el momento, sin embargo, está claro que los incentivos son fundamentales para impulsar esta tecnología. El caso neoyorquino puede ilustrar esta realidad. Si bien es cierto que los incentivos que otorga NYSERDA al almacenamiento de energía, los cuales se han incluido en las simulaciones, están ya agotados, el Estado y su operador de red están haciendo todo lo posible por generar futuras formas de apoyar a los sistemas de almacenamiento. Uno de ellos, bastante interesante de comentar, está relacionado con el mercado de capacidad de la NYSIO (Operador de Sistema Independiente de Nueva York). Actualmente, el mercado eléctrico de Nueva York emplea un sistema doble, que combina un mercado de generación, con uno de capacidad. Este segundo fue promovido hace poco tiempo debido a la necesidad de asegurar la presencia de suficiente capacidad con tal de evitar apagones causados por la intermitencia de la energía renovable, de muy alta penetración en el Estado (New York Independent System Operator, 2022). Por motivos legislativos y técnicos, sólo fuentes de energía convencionales pueden participar en el mercado de capacidad (que, actualmente, ofrece mensualmente una media de

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

2,9 \$/kW a los participantes del mismo, aunque varía enormemente dependiendo de diversos factores (ICF, 2022)), y las renovables están excluidas por el momento. Este efecto es contraproducente a los intereses del estado (que quiere aumentar a casi 6GWh el tamaño total de los sistemas de almacenamiento del estado para el próximo año 2030), ya que ello desincentiva, crucialmente, la inversión en energías renovables con un sistema de almacenamiento de energía. Es por ello que, a día de hoy, el Estado se encuentra inmerso en una batalla legal con el gobierno federal para permitir la entrada de energías renovables en el mercado de capacidad (S&P Global Market Intelligence, 2022), lo que significaría que se recompensaría enormemente la inversión en sistemas de almacenamiento integrados en las plantas de producción fotovoltaica neoyorquinas.

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

Referencias

- Allan, E. (18 de 06 de 2022). *7 Most Popular Solar PV Design and Simulation Software*. Obtenido de linkedin: <https://www.linkedin.com/pulse/7-most-popular-solar-pv-design-simulation-software-eslam-allam>
- American Public Power Association. (17 de 06 de 2022). *Utility scale battery costs down about 70%, according to the EIA*. Recuperado el 20 de 06 de 2022, de <https://www.publicpower.org/periodical/article/utility-scale-battery-costs-down-about-70-according-eia>
- Aurora Solar. (12 de 06 de 2022). *Understanding PV System Losses, Part 3: Soiling, Snow, System Degradation*. Obtenido de aurorasolar: <https://www.aurorasolar.com/blog/understanding-pv-system-losses-part-3-soiling-snow-system-degradation/#:~:text=Soiling%20loss%20is%20when%20dust,of%20calculating%20PV%20system%20losses.>
- Clean Energy News. (18 de 06 de 2022). *Grid storage systems unlikely to see price declines until 2024: IHS Markit*. Obtenido de S&P Global: <https://cleanenergynews.ihsmarkit.com/research-analysis/grid-storage-systems-unlikely-to-see-price-declines-until-2024.html>
- Cole, W., Frazier, A. W., & Augustine, C. (2021). *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update*. National Renewable Energy Laboratory. Obtenido de <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79236.pdf>
- Database of State Incentives for Renewable Energies. (12 de 06 de 2022). *NY-Sun Commercial and Industrial Incentive Program, 2017*. Obtenido de DSIRE: <https://programs.dsireusa.org/system/program/detail/5755>
- Database of State Incentives for Renewables & Efficiency. (15 de 05 de 2022). *New York Programs*. Recuperado el 15 de 04 de 2022, de <https://programs.dsireusa.org/system/program/ny>
- Database of State Incentives for Renewables & Efficiency. (15 de 05 de 2022). *NYSERDA Retail Energy Storage Incentive Program*. Recuperado el 15 de 04 de 2022, de <https://programs.dsireusa.org/system/program/detail/22098>
- Database of State Incentives for Renewables & Efficiency. (25 de 02 de 2022). *NY-Sun Commercial and Industrial Incentive Program*. Recuperado el 15 de 04 de 2022, de <https://programs.dsireusa.org/system/program/detail/5755>

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

- Dyna Power. (12 de 06 de 2022). *MAXIMIZE PV PRODUCTION WITH ENERGY STORAGE & A DC-TO-DC CONVERTER*. Obtenido de dynapower: <https://dynapower.com/dc-to-dc-converter/>
- Hassan, A. S., Cipcigan, L., & Jenkins, N. (2017). Optimal battery storage operation for PV systems with tariff incentives. (R. Gate, Ed.) *Applied Energy*. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/317835578_Optimal_battery_storage_operation_for_PV_systems_with_tariff_incentives
- ICF. (14 de 06 de 2022). *The current and future state of NYC's capacity market*. Recuperado el 20 de 06 de 2022, de <https://www.icf.com/insights/energy/nyc-capacity-market>
- IHS Markit. (15 de 06 de 2022). *Grid storage systems unlikely to see price declines until 2024: IHS Markit*. Recuperado el 20 de 06 de 2022, de <https://cleanenergynews.ihsmarkit.com/research-analysis/grid-storage-systems-unlikely-to-see-price-declines-until-2024.html>
- Mexis, I., & Todeschini, G. (2020). Battery Energy Storage Systems in the United Kingdom: A Review of Current State-of-the-Art and Future Applications. *energies*.
- Müller, N., Kuoro, S., Zanchetta, P., Wheeler, P., Bittner, G., & Girardi, F. (13 de 05 de 2019). Energy Storage Sizing Strategy for Grid-Tied PV Plants under Power Clipping Limitations. *energies*, 8-9. Obtenido de <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/9/1812>
- National Renewable Energy Laboratory. (12 de 06 de 2022). *About: System Advisor Model*. Obtenido de System Advisor Model: <https://sam.nrel.gov/about-sam.html>
- National Renewable Energy Laboratory. (12 de 06 de 2022). *Cambium Proyect*. Obtenido de NREL: <https://scenarioviewer.nrel.gov/>
- National Renewable Energy Laboratory. (12 de 06 de 2022). *Help, PVWatts Calculator*. Obtenido de PVWatts Calculator: <https://pvwatts.nrel.gov/>
- National Renewable Energy Laboratory. (06 de 2022). *Model of Operation-and-Maintenance Costs for Photovoltaic Systems*. Obtenido de <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/74840.pdf>
- National Renewable Energy Laboratory. (12 de 06 de 2022). *Photovoltaic Module Soiling Map*. Obtenido de National Renewable Energy Laboratory: <https://www.nrel.gov/pv/soiling.html>
- National Renewable Energy Laboratory. (12 de 06 de 2022). *SAM Photovoltaic Model Technical Reference*. Obtenido de System Advisor Model: <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/64102.pdf>
- National Renewables Energy Laboratory. (23 de 04 de 2022). *Solar Resource Maps and Data*. Obtenido de Geospatial Data Science: <https://www.nrel.gov/gis/solar-resource-maps.html>
- New York Independent System Operator. (7 de 06 de 2022). *The Capacity Market's Role in Grid Reliability*. Recuperado el 20 de 06 de 2022, de <https://www.nyiso.com/-/the-capacity-market-s-role-in-grid-reliability-frequently-asked->

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

Tsiropoulos, I., Tarvydas, D., & Lebedeva, N. (s.f.). *Li-ion batteries for mobility and stationary storage applications - Scenarios for costs and*. Joint Research Center.

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

Parte II
Presupuesto

Estructura de los presupuestos

Se presenta seguidamente, con el fin de concluir el presente documento, justificar el presupuesto de cada una de las dos soluciones planteadas anteriormente. En éste se pretende estimar el coste económico que supone la instalación del sistema de almacenamiento de energía, considerando los recursos humanos en él involucrados y el equipo comprado. Debe especificarse que dicho presupuesto se centra únicamente en la instalación de los sistemas, y no en su posterior operación. Así mismo, se evitará desglosar del mismo o detallar cualquier gasto para evitar comprometer la información de carácter sensible proporcionada por la empresa.

El presupuesto se ha dividido en unidades menores denominadas *Unidades de Obra*, con el propósito de ilustrar la distribución de costes dentro del proyecto. En el caso de las obras eléctricas, se han desglosado dentro de las mismas el material y el equipo a emplear. Debe de tenerse en cuenta que los impuestos y beneficios industriales han sido ya incluidos en los precios indicados.

UO1: Diseño. Se incluye en esta unidad la definición del proyecto, la elaboración de las soluciones técnicas y la definición del diseño a seguir.

UO2: Obras civiles. En esta unidad se incorpora la preparación del terreno, la excavación de las zanjas y la instalación de las plataformas de hormigón.

UO3: Obras eléctricas. Una vez realizadas las obras civiles, se procederá a instalar el equipo eléctrico y los contenedores, realizando todas las conexiones entre ellos.

UO4: Puesta en marcha. Finalmente, se inspeccionará el equipo y se procederá a poner en marcha la instalación, dejándola lista para su operación normal.

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

Presupuesto de la instalación del sistema de almacenamiento para el primer escenario

| Concepto | Descripción | Coste (\$) |
|--|--|-------------------|
| UO1. Diseño | Diseño del sistema de almacenamiento | 6.000 |
| UO2. Obras civiles | Instalación de las zanjas y plataformas, incluyendo grúa, hormigonera, excavadora y demás equipo, además del control de la erosión del suelo | 32.000 |
| UO3. Obras eléctricas | | |
| UO3.E – Equipo eléctrico | Transformador de 1.000 kVA, Inversor 950TL B366 y Contenedor de baterías de 5.203 kWh de KOKAM | 712.548 |
| UO3.M – Material eléctrico | Cables, conectores, puestas a tierra y protecciones | 13.686 |
| UO3.MO – Mano de obra | Instalación del equipo, realización de las conexiones. | 14.000 |
| UO4. Puesta en marcha | Pruebas eléctricas, inspecciones del fabricante, comisión y puesta en marcha | 12.714 |
| Presupuesto de Ejecución Material | | 790.948 |
| Gastos Generales | Gastos financieros, administrativos y seguros | 18.000 |
| Presupuesto de Ejecución por Contrata | | 808.948 |
| Impuestos | | Incluidos |
| Presupuesto Base de Licitación | | 808.948 |

El presupuesto base de licitación asciende a los **OCHOCIENTOS OCHO MIL NOVECIENTOS CUARENTA Y OCHO DÓLARES**.

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

Presupuesto de la instalación del sistema de almacenamiento para el segundo escenario

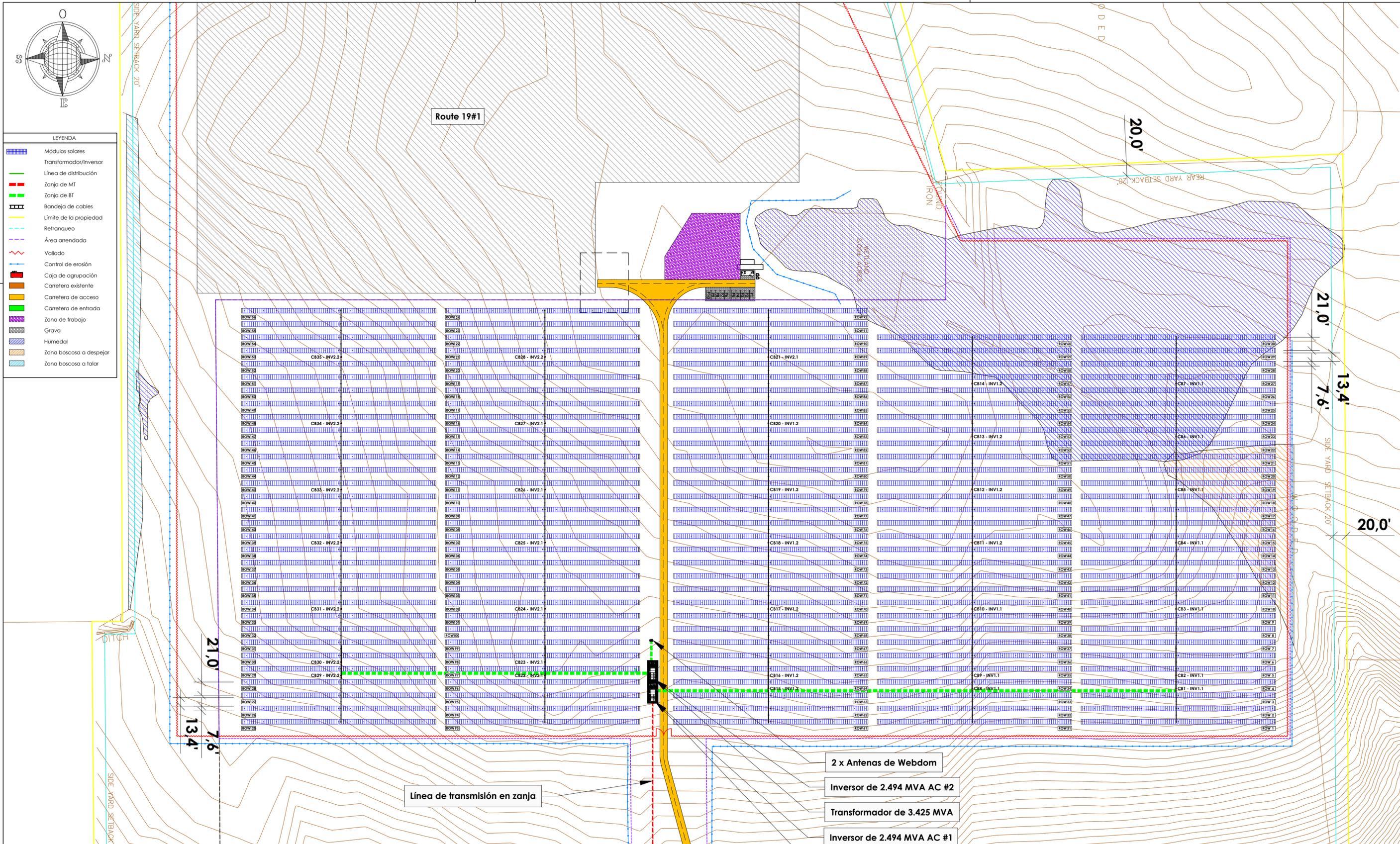
| Concepto | Descripción | Coste (\$) |
|--|---|-------------------|
| UO1. Diseño | Diseño del sistema de almacenamiento | 6.000 |
| UO2. Obras civiles | Instalación de las zanjas y de las plataformas, incluyendo grúa, hormigonera, excavadora y demás equipo, además del control de la erosión del suelo | 44.000 |
| UO3. Obras eléctricas | | |
| UO3.E – Equipo eléctrico | Transformador de 1.000 kVA, Inversor 950TL B366 y Contenedor de baterías de 5.203 kWh de KOKAM | 1.550.320 |
| UO3.M – Material eléctrico | Cables, conectores, puestas a tierra y protecciones | 15.055 |
| UO3.MO – Mano de obra | Instalación del equipo, realización de las conexiones. | 18.000 |
| UO4. Puesta en marcha | Pruebas eléctricas, inspecciones del fabricante, comisión y puesta en marcha | 25.000 |
| Presupuesto de Ejecución Material | | |
| Gastos Generales | Gastos financieros, administrativos y seguros | 18.000 |
| Presupuesto de Ejecución por Contrata | | 1.676.375 |
| Impuestos | | Incluidos |
| Presupuesto Base de Licitación | | 1.676.375 |

El presupuesto base de licitación asciende a **UN MILLÓN SEISCIENTOS SETENTA Y SEIS MIL TRESCIENTOS SETENTA Y CINCO DÓLARES.**

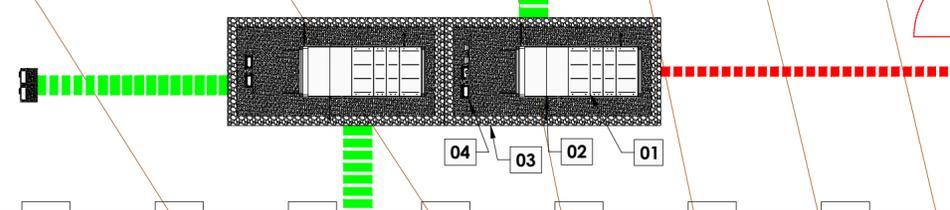
Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

Parte III

Planos



Detalle del equipo eléctrico (escala 1:20)



TRABAJO FINAL DE MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERIA INDUSTRIAL

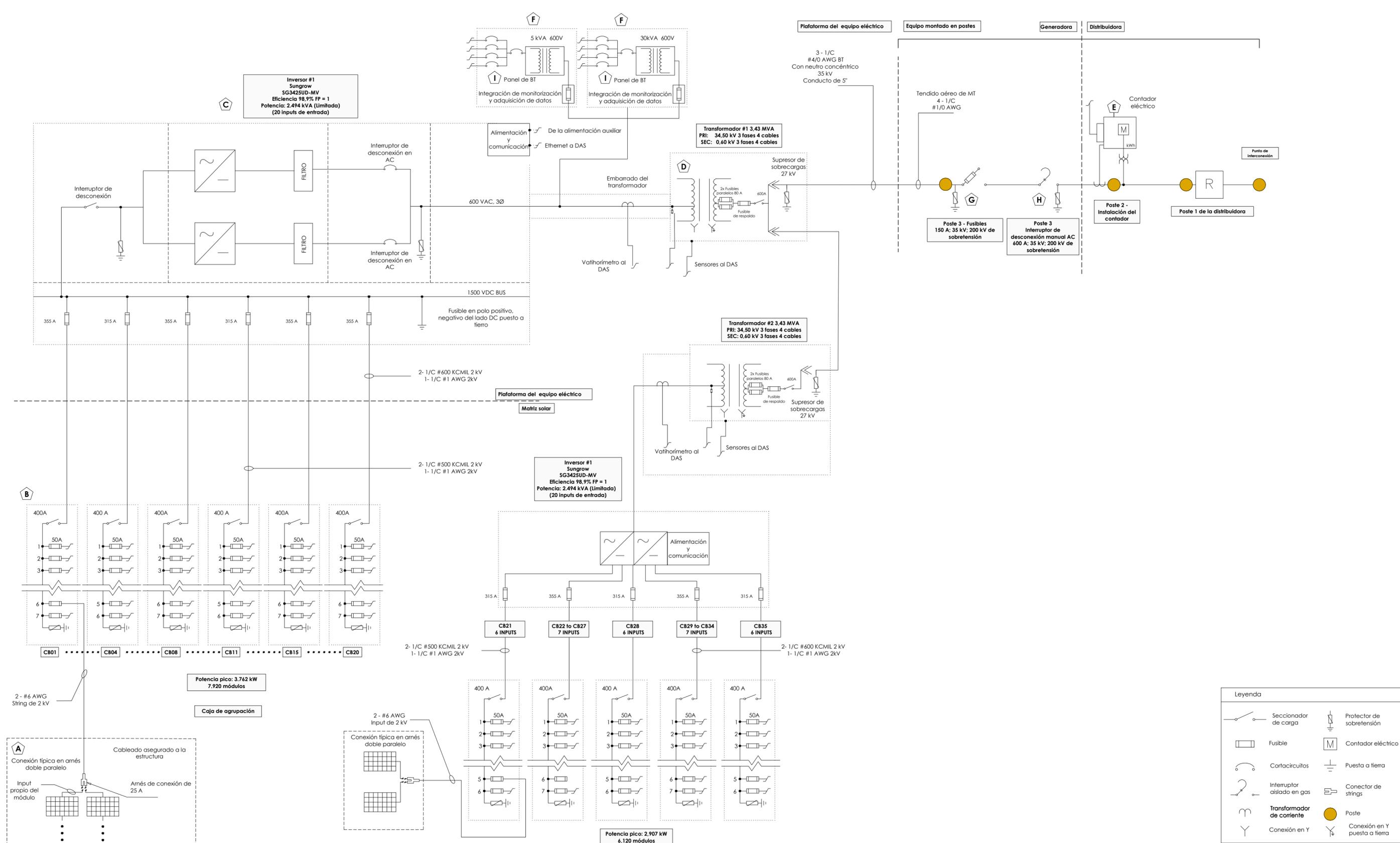


Proyecto: Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

Fecha: Julio 2022 Escala: 1/100

Plano: Plano general de Route 19#2 en su estado actual Nº Plano: 1

Autor original: Carlos Brocal
Modificado por: Alberto Subías Ruiz
Autor proyecto



| Leyenda | |
|---------|-------------------------------|
| | Seccionador de carga |
| | Fusible |
| | Cortacircuitos |
| | Interruptor aislado en gas |
| | Transformador de corriente |
| | Conexión en Y |
| | Protector de sobrecarga |
| | Contador eléctrico |
| | Puesta a tierra |
| | Conector de strings |
| | Poste |
| | Conexión en Y puesta a tierra |

TRABAJO FINAL DE MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

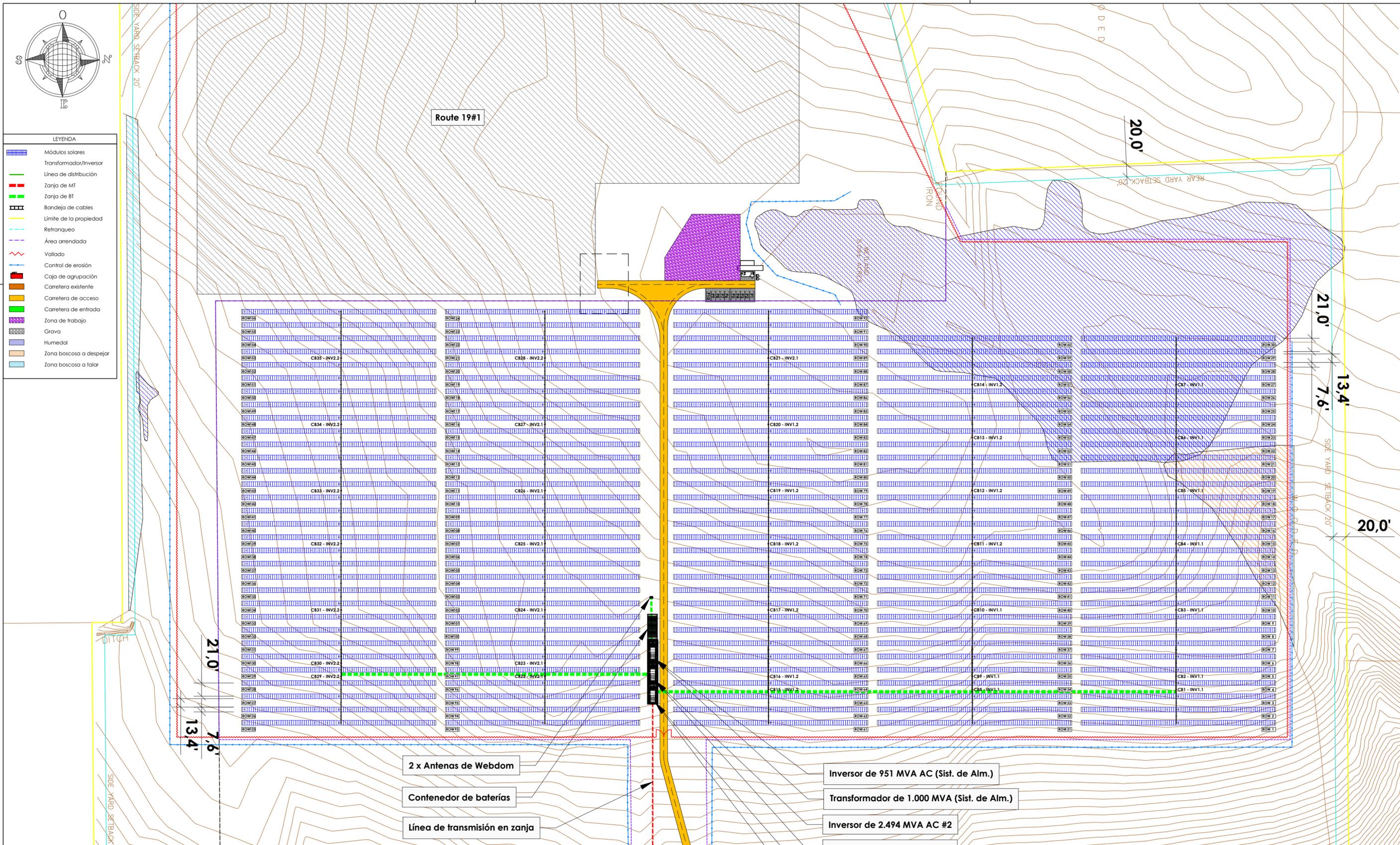
UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA **ESCUOLA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA**

Proyecto: **Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York**

Fecha: **Julio 2022** Escala: **-**

Plano: **Plano eléctrico unifilar de Route 19#2 en su estado actual** Nº Plano: **-**

Autor original: Héctor Monreo
Modificado por: Alberto Subías Ruiz
Autor proyecto



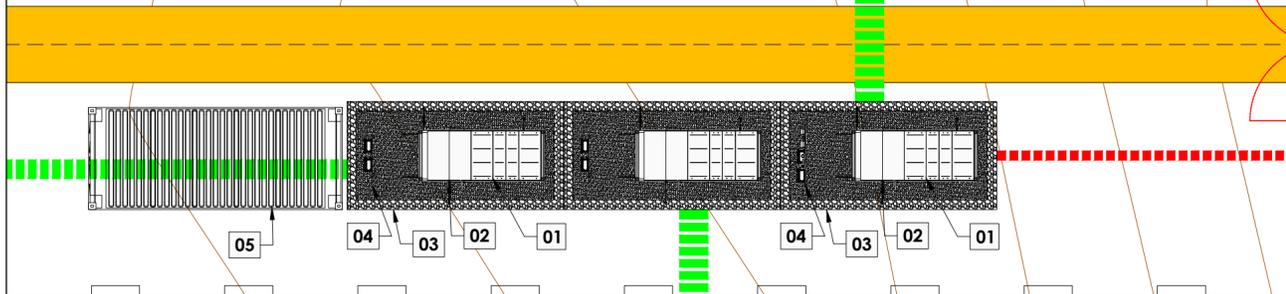
- LEYENDA**
- Módulos solares
 - Transformador/Inversor
 - Línea de distribución
 - Zanja de MT
 - Zanja de BT
 - Bandeja de cables
 - Límite de la propiedad
 - Retranqueo
 - Área arrendada
 - Vallado
 - Control de erosión
 - Caja de agrupación
 - Carretera existente
 - Carretera de acceso
 - Carretera de entrada
 - Zona de trabajo
 - Grava
 - Humedal
 - Zona boscosa a despejar
 - Zona boscosa a talar

2 x Antenas de Webdom
 Contenedor de baterías
 Línea de transmisión en zanja

Inversor de 951 MVA AC (Sist. de Alm.)
 Transformador de 1.000 MVA (Sist. de Alm.)
 Inversor de 2.494 MVA AC #2
 Transformador de 3.425 MVA
 Inversor de 2.494 MVA AC #1
 Transformador 3.425 MVA

Detalle del equipo eléctrico (escala 1:20)

- 01 Transformador
- 02 Inversor
- 03 Plataforma
- 04 Equipo auxiliar
- 05 Contenedor de baterías



TRABAJO FINAL DE MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERIA INDUSTRIAL

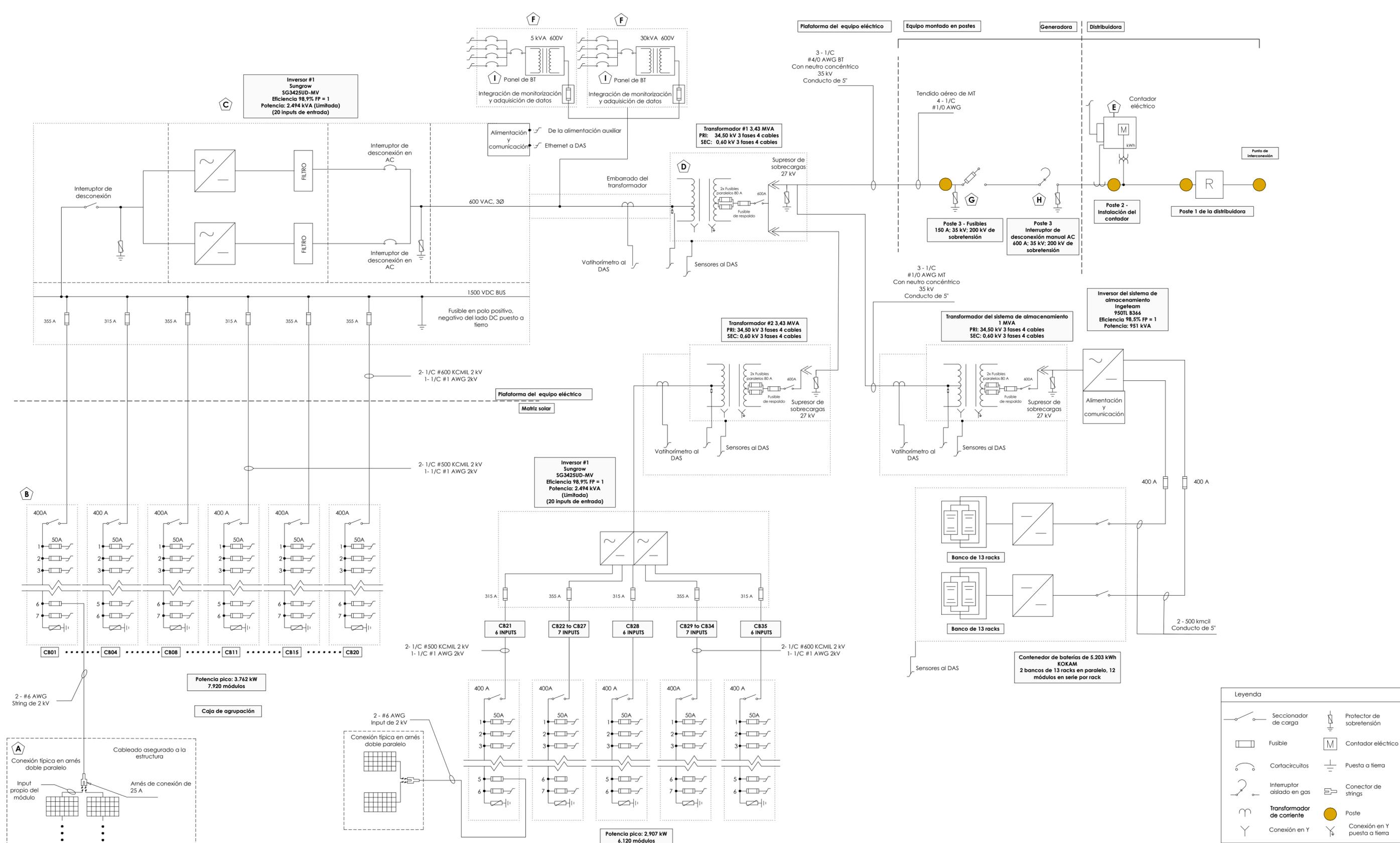
UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA **ESCUOLA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERIA INDUSTRIAL VALENCIA**

Proyecto: **Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York**

Fecha: **Julio 2022** Escala: **1/100**

Plano: **Plano general de Route 19#2 para el primer escenario** Nº Plano: **3**

Autor original: Carlos Brocal
 Modificado por: Alberto Subías Ruiz
 Autor proyecto



Leyenda

| | | | |
|--|----------------------------|--|-------------------------------|
| | Seccionador de carga | | Protector de sobretensión |
| | Fusible | | Contador eléctrico |
| | Cortacircuitos | | Puesta a tierra |
| | Interruptor aislado en gas | | Conector de strings |
| | Transformador de corriente | | Poste |
| | Conexión en Y | | Conexión en Y puesta a tierra |

TRABAJO FINAL DE MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERIA INDUSTRIAL

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA **ESCUOLA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA**

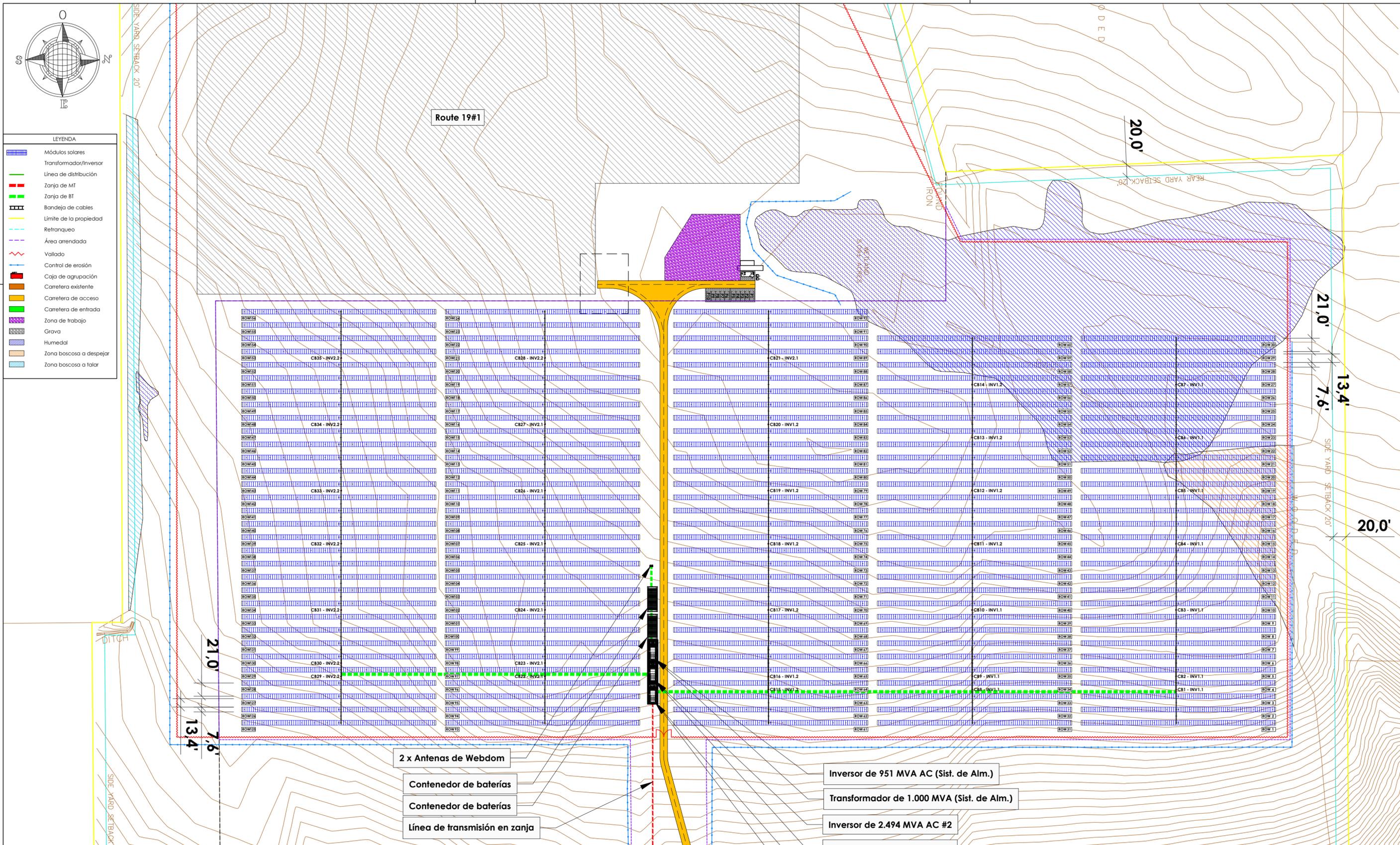
Proyecto: **Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York**

Fecha: Julio 2022 Escala: -

Plano: N° Plano: -

Plano eléctrico unifilar de Route 19#2 para el primer escenario

Autor original: Héctor Monreo
Modificado por: Alberto Subías Ruiz
Autor proyecto



TRABAJO FINAL DE MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERIA INDUSTRIAL

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

ESCUOLA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERIA INDUSTRIAL VALENCIA

Proyecto: **Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York**

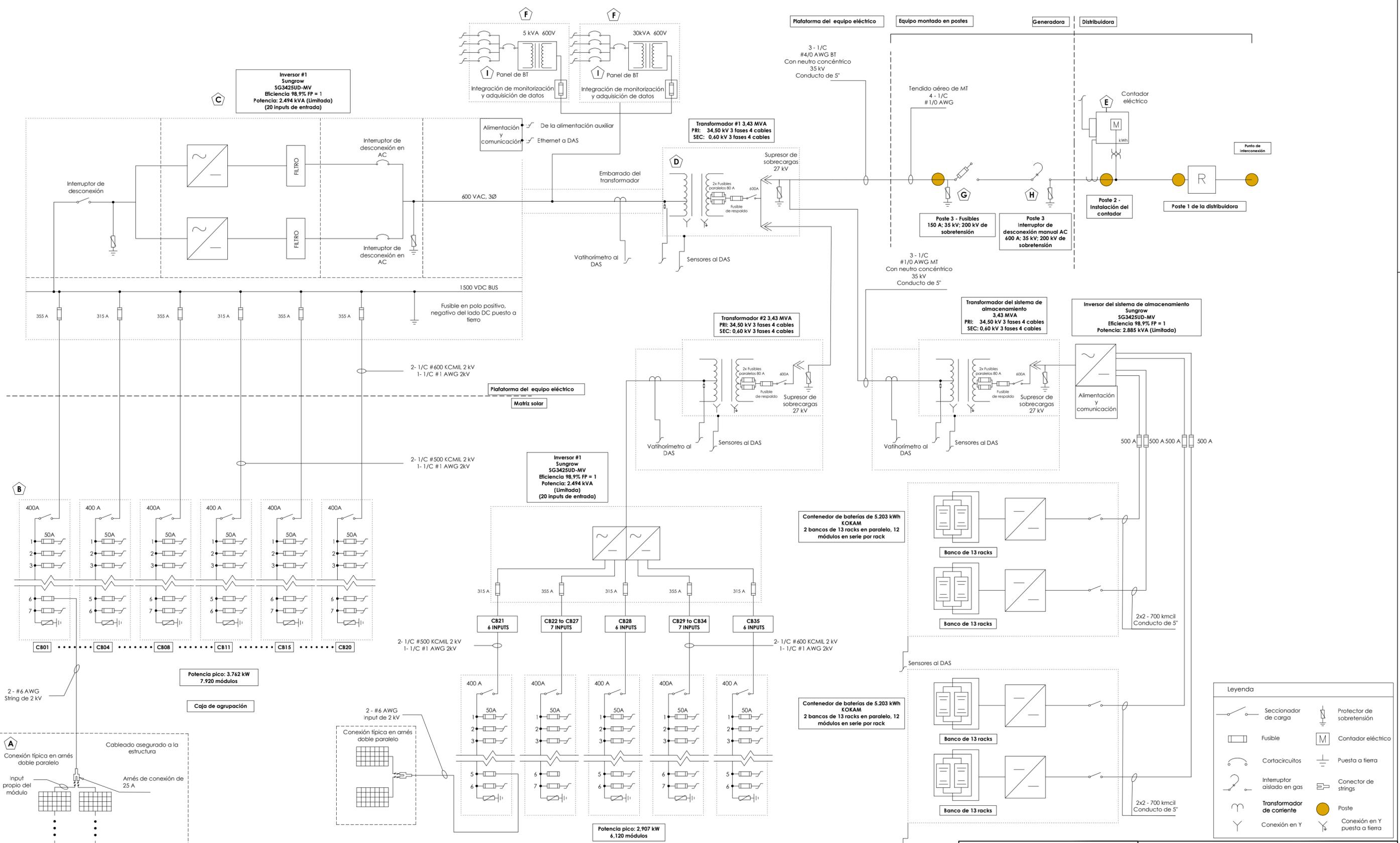
Fecha: **Julio 2022**

Escala: **1/100**

Plano: **Plano general de Route 19#2 para el segundo escenario**

Nº Plano: **5**

Autor original: Carlos Brocal
Modificado por: Alberto Subías Ruiz
Autor proyecto



Leyenda

| | | | |
|--|----------------------------|--|-------------------------------|
| | Seccionador de carga | | Protector de sobretensión |
| | Fusible | | Contador eléctrico |
| | Cortacircuitos | | Puesta a tierra |
| | Interruptor aislado en gas | | Conector de strings |
| | Transformador de corriente | | Poste |
| | Conexión en Y | | Conexión en Y puesta a tierra |

TRABAJO FINAL DE MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERIA INDUSTRIAL

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA **ESCUOLA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA**

Proyecto: **Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York**

Fecha: Julio 2022 Escala: -

Plano: Nº Plano: -

Plano eléctrico unifilar de Route 19#2 para el segundo escenario

Autor original: Héctor Monreo
Modificado por: Alberto Subías Ruiz
Autor proyecto

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

Parte IV

Anexos

Anexo I – Incentivos empleados para Route 19#2

El Estado de Nueva York es actualmente uno de los Estados líderes en la implementación de energías renovables, desde el establecimiento en 1975 de la Autoridad de Investigación y Desarrollo de Energías del Estado de Nueva York, o NYSERDA, por sus siglas en inglés (New York State Energy Research and Development Authority). En 2004, NYSERDA creó el Portafolio Estándar de Energías Renovables de Nueva York, expandido en 2016 por el Estándar de Energía Limpia, o CES (Clean Energy Standard). Estas iniciativas buscaban reducir las emisiones de gases invernaderos en el Estado de Nueva York, proyectando conseguir una disminución de un 40%, para 2030, y de un 80% para 2050 (Database of State Incentives for Renewables & Efficiency, 2022). Entre las muchas acciones tomadas para alcanzar estos fines, interesan dos programas particulares relacionados directamente con la propuesta del presente trabajo. Estos son, de una parte, el Programa de Incentivos Fotovoltaico NY-Sun, y de otra, el Programa de Incentivo al Almacenamiento de Energía Minorista, siendo ambos descritos a continuación.

NY-Sun

En 2014, NYSERDA, lanzó el Programa de Incentivo Fotovoltaico Comercial e Industrial NY-Sun. Cabe destacar que actualmente existen dos programas con el nombre de NY-Sun, el presente, orientado a sistemas mayores de 200 kW, y otro dirigido al autoconsumo y a pequeños propietarios, con sistemas menores de 200 kW. En este anexo, NY-Sun hará referencia al primero de ellos únicamente (Database of State Incentives for Renewables & Efficiency, 2022).

NYSERDA lanzó este programa inicialmente en el año 2015, con la intención de aumentar la cantidad de energía fotovoltaica producida en Nueva York hasta los 3,175 GW instalados para 2023. En 2019, se planteó relanzar el programa para lograr un objetivo más ambicioso fijado en 6 GW para el año 2025. Route 19#2 aplicó ya al primer programa antes de su construcción, siendo concedidos los incentivos solicitados. Por lo tanto, toda referencia a este programa será realizada en base a las condiciones originales.

Los proyectos que pueden adherirse al programa son aquellos de más de 200 kW, encontrados como es obvio, en el Estado de Nueva York. A priori, el incentivo es de alrededor 0,1 \$/kWh, basándose en la producción energética estimada durante un periodo de 3 años. El momento exacto del abono de la subvención depende de cuándo se solicitó el proyecto al programa, ya que éste cuenta con varios “bloques” de pagos. Según van otorgándose ayudas, se consume el dinero asignado a cada bloque, hasta agotarlo totalmente. En ese punto, se salta al siguiente bloque, el cual ofrece menos dinero por kWh. El parque Route 19#2 participó en el programa en el noveno bloque, el cual sigue incompleto a día de hoy.

La producción estimada se calcula mediante unos criterios ya incluidos en la descripción del programa. Enumerando éstos de forma resumida, se estima el factor de capacidad en función del tipo de montaje de los módulos (fijo, seguidor de un eje, y seguidor de dos ejes) y al multiplicarlo por el tamaño del parque, se hace un cálculo de la producción energética anual. A este resultado, al igual que a la cantidad abonada por kWh, se le aplican varias correcciones en función de la parte del Estado en la que se encuentre el proyecto, valorando si se considera

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

“estratégico” o si supera el 50% del presupuesto del parque, valor que se considera como máximo. Los pagos se realizan en cuatro tandas, con el 25% siendo transferido una vez arranca el proyecto, y cada uno de los cuartos restantes siendo pagados en función del desempeño anual real del parque. NYSERDA ofrece una plantilla de hoja de cálculo con la cual se puede obtener rápidamente el incentivo resultante junto con los plazos de pago, que puede encontrarse en las referencias empleadas.

Toda esta información ha sido ya empleada en el desarrollo del modelo inicial de Route 19#2. El interés de este programa de cara al trabajo presente, es que incluye un suplemento adicional de 50.000 \$ para aquellos proyectos que instalen un sistema de almacenamiento de energía con un mínimo de 250 kW de capacidad. Éste puede ser solicitado para cubrir parte de los costes asociados a las ampliaciones del parque sugeridas en este trabajo, por lo que han sido tenidos en cuenta tanto en el dimensionamiento de los bancos de baterías, como en la simulación de las soluciones planteadas.

Programa de Incentivo al Almacenamiento de Energía Minorista de NYSERDA

En la actualidad, tanto NYSERDA como NYISO (Operador de Sistema Independiente de Nueva York, es decir, el operador de la red de este estado) están tratando de impulsar la capacidad de producción de energía de la red neoyorquina, debido al rápido incremento de la penetración de energías renovables en el mismo. La principal preocupación es que, debido a los objetivos marcados, la producción energética sea excesivamente dependiente de fuentes renovables, dejando vulnerable al sistema en los momentos en los cuales no exista acceso de ese recurso. La solución, por el momento, consiste en incentivar la capacidad de generación energética por medio de cualquier método disponible, incluyendo el almacenamiento de energía (Database of State Incentives for Renewables & Efficiency, 2022).

En diciembre de 2018, la Comisión de Servicios Públicos de Nueva York (PSC) fijó en 1.500 MW el objetivo de almacenamiento de energía del estado para el futuro año 2025. Éste debería convertirse en 3.000 MW para 2030. El PSC ordenó entonces a NYSERDA establecer incentivos para lograr dicho objetivo. El resultado fue el programa ya descrito. Éste está orientado a sistemas de hasta 5 MW de capacidad en AC, que dispongan de almacenamiento de hasta 15 MWh.

El sistema de pagos es muy similar al empleado en NY-Sun, con la existencia de bloques a los que se debe de solicitar la ayuda, con la diferencia de que la cantidad que se abona se define en base a la capacidad de almacenamiento de la batería, no de la energía almacenada durante su operación. Al igual que con NY-Sun, la cuantía depende de la localización del sistema. En el caso de Route 19 #2, corresponderían unos incentivos iguales a unos 125 \$/kWh, que es el valor en el que se ha basado y realizado el dimensionamiento y la simulación. Se ha de tener en cuenta que estos serían las cantidades que le corresponderían si su entrada en el programa hubiera sido simultánea a su incorporación en NY-Sun.

Anexo II – Metodología para el dimensionamiento de los cables y protecciones

Tal y como se ha explicado previamente, el dimensionamiento de los cables se ha realizado en base a dos criterios: el térmico, recogido en el National Electrical Code, y el de caída de tensión, fijado en un 2% siguiendo las pautas de la empresa. En ambos casos estudiados, se ha procedido iterando para obtener el calibre de cable necesario para cumplimentar con el NEC, y se ha comprobado después que se cumpliese con la caída de tensión del 2%. Todos los datos sobre impedancias y reactancias han sido proporcionados por la empresa.

Cálculo de los parámetros nominales de operación

En ambos casos, se ha realizado el dimensionamiento para dos líneas eléctricas:

- Del primer transformado al transformador de las baterías, conexión trifásica a media tensión (34,5 kV).
- Del inversor de las baterías a las baterías, en corriente directa a baja tensión.

En los dos primeros casos, la potencia nominal es conocida y de igual valor a la máxima potencia admisible por el transformador instalado. La tensión nominal de línea también es igualmente sabida, al ser respectivamente, la tensión del lado de alta del primer transformador (34,5 kV) y la del lado de baja del transformador de las baterías (600 V). La intensidad nominal de línea puede calcularse fácilmente a partir de la expresión de la potencia:

$$P = \sqrt{3} \cdot I_{L-L} \cdot V_{L-L}$$

Ecuación 5 - Potencia trifásica.

En la situación particular de las baterías, tanto la tensión, como la intensidad y la potencia nominales son conocidas por el dimensionamiento previo del banco de baterías.

Criterios del NEC

Caso trifásico

El NEC, siguiendo un criterio térmico que pretende impedir el sobrecalentamiento del cable, emplea el siguiente procedimiento para conexiones trifásicas. Todo cable que sigue la clasificación AWG es asignado a una corriente máxima admisible, recogida en las tablas 310.60(C)(78), y ésta es comparada con la corriente nominal que se espera que pase por el cable, modificando al multiplicarse por una serie de factores. Estos son los siguientes:

- Coeficiente fijo de 1,25 por tratarse de una planta fotovoltaica, para evitar picos de producción.
- Condiciones de uso de un único conducto enterrado, considerado a una temperatura ambiente de 20 grados centígrados - Tabla 310.60(C)(82)
- Corrección por temperatura ambiente distinta a 40 grados centígrados – Tabla 310.60(C)(4)

El resultado final de esta serie de multiplicaciones debe de ser inferior a la corriente máxima admisible del cable utilizado.

Diseño de un sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 MW en el Estado de Nueva York

Caso en corriente continua

El mismo criterio es aplicado, de manera muy similar, para el supuesto de corriente continua en baja tensión. Se parte de los mismos valores de intensidad estandarizados para cada tamaño de cable. La intensidad nominal del mismo es multiplicada por los siguientes factores:

- Coeficiente fijo de 1,25 por tratarse de una planta fotovoltaica, para proteger de picos de producción.
- Condiciones de uso de uno, dos o tres conductores de hasta 2.000 V, enterrados sin protección o en bandeja, considerando estar a una temperatura ambiente de 20 grados centígrados – Tabla 310.15(B)(16)
 - o El factor anterior puede a su vez corregirse para el uso de más de tres conductores - Tabla 310.15(B)(3)(c)
- Corrección por temperatura ambiente distinta a 30 grados centígrados – Tabla 310.15(B)(2)(a)

Criterio por caída de tensión

La caída de tensión, y las pérdidas de potencia, han sido estimadas en base a las siguientes aproximaciones para el caso trifásico.

$$\Delta U = l \cdot I_{L-L} \cdot \sqrt{3} \cdot (R_L \cdot \cos(\phi) + X_L \cdot \text{sen}(\phi))$$

$$P_j = \sqrt{3} \cdot \Delta U \cdot I_{L-L}$$

Ecuación 6 - Caída de tensión para una línea trifásica.

Para el caso en corriente continua, se han empleado las siguientes expresiones:

$$\Delta U = 2 \cdot R_L \cdot l \cdot I$$

$$P_j = I \cdot \Delta U$$

Ecuación 7 - Caída de tensión para una línea en corriente continua.

Dimensionamiento de las protecciones según el NEC

El NEC establece que el fusible empleado debe de ser de un amperaje admisible superior a 1,25 veces la corriente nominal esperada por el cable. Aunque el NEC propone una serie de tamaños estandarizados, no obliga a emplearlos mientras se cumpla la condición anterior.