



UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA
FACULTAD DE INGENIERÍA



Diseño de una planta Solar Fotovoltaica de 50MW

MEMORIA DE PROYECTO PRESENTADA A LA FACULTAD DE
INGENIERÍA DE LA UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA POR

Santiago Machado, Mauro Stocco, Rafael Bruno

EN CUMPLIMIENTO PARCIAL DE LOS REQUERIMIENTOS
PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA.

TUTOR

Ing. Marcelo Aguiar..... Universidad de la República

TRIBUNAL

Ing. Nicolas Yedrzejewski Universidad de la República

Dr. Ing. Alvaro Giusto Universidad de la República

Ing. Diego Oroño Universidad de la República

Montevideo
jueves 13 octubre, 2016

Diseño de una planta Solar Fotovoltaica de 50MW, Santiago Machado, Mauro Stocco, Rafael Bruno.

Esta tesis fue preparada en L^AT_EX usando la clase iietesis (v1.1).
Contiene un total de 153 páginas.
Compilada el jueves 13 octubre, 2016.
<http://iie.fing.edu.uy/>

Agradecimientos

Agradecemos principalmente a nuestros familiares y amigos por el constante apoyo brindado a lo largo de este proyecto.

Corresponde mencionar y agradecer las contribuciones de los siguientes docentes: Marcelo Aguiar, Diego Oroño, Gonzalo Hermida, Mario Vignolo y Nicolás Yedrzejewski por sus aportes en las diferentes etapas del proyecto.

Además, agradecemos la colaboración de UTE, en particular al departamento de Planificación y Estudios del SIN, por las facilidades brindadas tanto de información como de herramientas para el análisis de flujo de carga.

Resumen

En el presente proyecto se diseña, a nivel de anteproyecto, todos los elementos necesarios para la construcción y puesta en marcha de una planta solar fotovoltaica de 50 MW a ser instalada en Uruguay.

Inicialmente se selecciona el lugar geográfico de instalación del parque y el punto de conectividad en el Sistema Interconectado Nacional. Analizando mapas de radiación solar del Uruguay y realizando flujos de carga utilizando el software PSS[®]E, se seleccionan los posibles puntos de conexión a la red de 150 kV del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Se realiza el diseño de la planta generadora. El mismo consiste en la selección de componentes, determinación del conexionado entre paneles, determinación del ángulo óptimo y distancia entre paneles, configuración física del parque, selección y ajuste de protecciones y determinación de sistema de montaje. Las fórmulas utilizadas son validadas mediante conceptos de fundamentos de energía solar. Se realizan programas de cálculo en Matlab y se utiliza el software de simulación PVsyst.

Se realiza la ingeniería básica de la subestación 150/31.5kV correspondiente. Se diseña el diagrama unifilar y plano de planta, se seleccionan los componentes principales. Además, se realiza un diseño preliminar de la línea de AT a instalar para la conexión con el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Finalmente, se realizan estudios de generación de energía, pérdidas, costos, ingresos, susceptibilidades a factores externos y luego se evalúa la factibilidad de realizar el proyecto desde el punto de vista económico-financiero y se estima el tiempo de amortización.

Abstract

In this project, all the elements required for the construction and commissioning of a 50 MW photovoltaic solar plant to be installed in Uruguay, are designed at preliminary level.

Initially, the geographical location of the park and its point of interconnection to the National Interconnected System are selected. Analyzing the Uruguayan solar radiation maps and performing load flow studies using the PSS[®] E software, the feasible points of interconnection to the 150 kV network of the National Interconnected System are selected.

The power plant is designed. The design consists of the selection of its main components, the determination of the connection between the solar modules, the calculation of the optimal angle and distance between rows, setting of the hardware structure, selection and setting of the protections and determination of the mounting system. The formulas are validated using concepts of solar energy fundamentals. Calculation programs are performed in Matlab and PVsyst simulation software is used.

The basic engineering of the corresponding 150/31.5 kV substation is done. The single-line diagram and layout is designed, the main components are selected. In addition, a preliminary design of the High Voltage line installed for the connection to the National Interconnected System is performed.

Finally, studies of power generation, losses, costs, revenues and susceptibilities to external factors are performed. In the final chapter, the feasibility of the project from an economical-financial vision is evaluated as well as the estimated payback time.

Tabla de contenidos

Agradecimientos	I
Resumen	III
Abstract	V
Siglas y Abreviaturas	IX
1. Introducción	1
1.1. Antecedentes a nivel global	1
1.2. Antecedentes a nivel local	2
1.2.1. Incentivos fiscales	4
1.3. Marco teórico	5
1.3.1. Principio de funcionamiento	5
1.3.2. Curva I-V	6
1.3.3. Conceptos de Energía Solar	7
2. Flujo de Carga	13
2.1. Determinación del Punto de conexión a la red eléctrica	13
2.1.1. Introducción	13
2.1.2. Posibilidades según mapa solar y barras de 150kV existentes	13
2.1.3. Casos a analizar mediante flujos de carga	14
2.1.4. Hipótesis consideradas para obtener los reportes de los flujos de carga	17
2.1.5. Modelo del transformador utilizado (31.5/150 kV)	17
2.1.6. Resultados del flujo de carga para los distintos puntos de conexión	19
2.1.7. Primera Conclusión	23
2.1.8. Resultados del flujo de carga en el nuevo punto de conexión (Salto)	24
2.1.9. Análisis de los resultados obtenidos	25
2.1.10. Resultados del flujo de carga en el nuevo punto de conexión (Salto) con el modelo B la red	25
2.1.11. Análisis del flujo de carga en el nuevo punto de conexión (Salto) con el modelo B	26
2.2. Conclusiones capítulo Flujo de Carga	28

Tabla de contenidos

3. Lugar Geográfico	31
3.1. Introducción	31
3.2. Determinación del Padrón a utilizar	31
3.3. Determinación del terreno a utilizar	33
3.4. Caminería	33
3.5. Conexión a la estación	34
4. Diseño de Planta Generadora	37
4.1. Diseño de planta generadora	37
4.1.1. Introducción	37
4.1.2. Selección de Componentes	37
4.1.3. Determinación del conexionado entre paneles	40
4.1.4. Determinación del ángulo óptimo y distancia entre paneles	42
4.1.5. Validación de fórmulas utilizadas	43
4.1.6. Configuración física del parque	46
4.1.7. Dimensionado de conductores DC	48
4.1.8. Selección y ajuste de protecciones	53
4.1.9. Canalización del cableado DC	55
4.1.10. Sistema de montaje	57
5. Subestación Elevadora	61
5.1. Introducción	61
5.2. Principales elementos de la Subestación	61
5.3. Determinación de la configuración de la estación	61
5.4. Diagrama unifilar	62
5.5. Plano de Planta	64
5.6. Selección de componentes	66
5.6.1. Transformador de potencia	66
5.6.2. Componentes de maniobra, protección y medida en 150 kV	67
5.7. Medidores de energía	70
5.8. SCADA	71
5.9. Estación Meteorológica	72
5.10. Línea de Alta Tensión	73
5.11. Sistema colector de MT	74
5.11.1. Layout del cableado	74
5.11.2. Unifilar del cableado	75
5.11.3. Zanjas tipo cableado MT	76
5.11.4. Caída de tensión en circuitos de MT	77
5.11.5. Caída de tensión en línea de AT	78
6. Simulaciones PVsyst	81
6.1. Introducción	81
6.2. Modelo del parque y estimación de parámetros	81

7. Estimación de pérdidas en red de MT y AT	87
7.1. Introducción	87
7.2. Modelado	87
7.3. Escenarios a simular	88
7.3.1. Resultados	90
8. Evaluación Financiera	91
8.1. Introducción	91
8.2. Inversiones	91
8.2.1. Inversiones en activos fijos: equipos y materiales	93
8.2.2. Costos de compra/arrendamiento de terreno	94
8.2.3. Inversiones en activos intangibles: Costos de aduana y seguro	96
8.2.4. Costos de mano de obra	96
8.2.5. Costos de Operación y Mantenimiento (O&M)	97
8.3. Ingresos por concepto de venta de energía	97
8.4. Beneficios fiscales	101
8.5. VAN, TIR, Período de Repago	101
8.5.1. VAN	101
8.5.2. TIR	102
8.5.3. Período de Repago	102
9. Conclusiones	105
A. Cálculos detallados de la sección 4.1.3	113
B. Cálculos detallados de la sección 4.1.4	115
C. Cálculos detallados de la sección 5.11.5	117
D. Listado de Planos	119
E. Reporte PVsyst	121
F. Hojas de datos de los equipos	125
Índice de tablas	137
Índice de figuras	138

Siglas y Abreviaturas

AC - Corriente Alterna
ACSR - Conductor de aluminio desnudo con alma de acero
AT - Alta Tensión
BT - Baja Tensión
CC - Corriente Continua
CIGRE - Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas
CUEPE - University Center for the Study of Energy Problems (Energy Group), University of Geneva
DNC - Despacho Nacional de Cargas - UTE - Uruguay
DNE - Dirección Nacional de Energía - Uruguay
GW - GigaWatt
GWh - GigaWatt-hora
IDAE - Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
IEC - International Electrotechnical Commission
IMFIA - Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental – Facultad de Ingeniería – UdelaR
IPPN - Índice de Precios al Productor de Productos Nacionales (Uruguay)
IRAE - Impuesto a las Rentas de las Actividades Económicas
IPC - Índice de Precios del Consumo
 I_{sc} - Corriente de corto-circuito
LID - Light Induced Degradation
MMUSD - Un millón de dólares americanos
MPP - Punto de máxima Potencia
MT - Media Tensión
MVOTMA - Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente - Uruguay.
NASA - National Aeronautics and Space Administration.
OCDE - Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
OIM - Organización Internacional para las Migraciones
ONAF - Oil Natural Air Forced
ONAN - Oil Natural Air Natural
ONSC - Oficina Nacional de Servicio Civil
P - Potencia Activa
PPI - Índice de precios al productor de EEUU
PR - Performance ratio

Tabla de contenidos

PSS[®]E - Power System Simulator for Engineering

Q - Potencia Reactiva

S - Potencia Aparente

SCADA EMS - Sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos

SIN - Sistema Inteconectado Nacional

STC - Standard Test Conditions

TC - Tipo de Cambio

TI - Transformador de Corriente

TIR - Tasa interna de retorno

TT - Transformador de Tensión

UDELAR - Universidad de la República - Uruguay

UTE - Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas - Uruguay

VAN - Valor Actual Neto

Capítulo 1

Introducción

1.1. Antecedentes a nivel global

En la figura 1.1 se observa la evolución anual de la potencia en instalaciones fotovoltaicas a nivel mundial. La información fue obtenida del informe “*IEA-PVPS: Snapshot of global photovoltaic markets 2015*” [40].

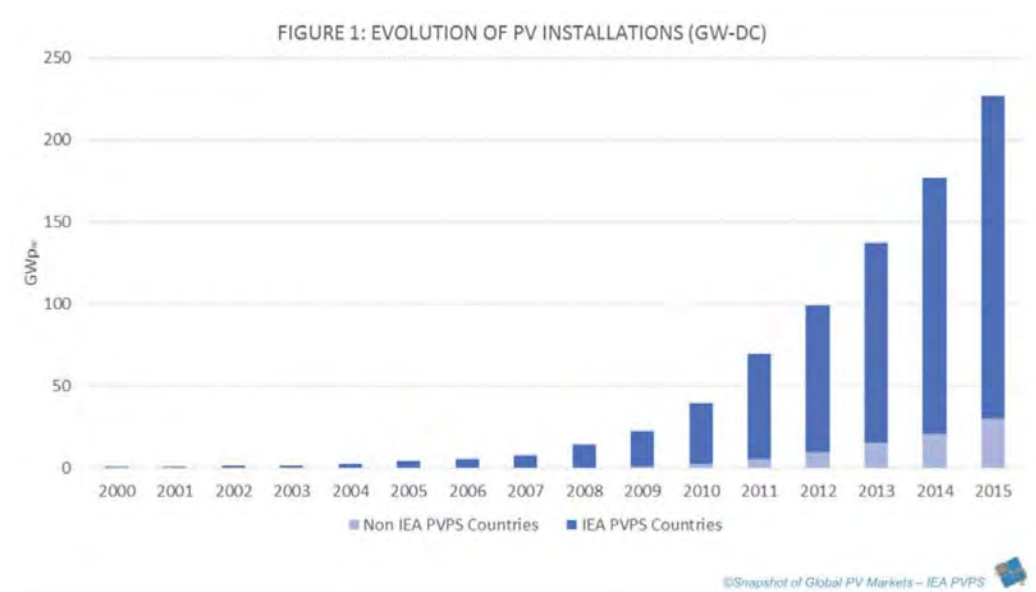


Figura 1.1: Evolución anual de potencia en instalaciones fotovoltaicas [40]

Al finalizar el año 2015 la potencia acumulada en instalaciones fotovoltaicas a nivel mundial fue de 227.1 GW, de los cuales 48.1GW fueron instalados en dicho año.

Considerando los sistemas fotovoltaicos instalados y puestos en marcha hasta Enero 2016, se estima que la generación fotovoltaica en 2016 se encontrará cerca

Capítulo 1. Introducción

de 275 GWh, esto representa aproximadamente 1.3 % de la demanda global anual de energía eléctrica.

Más de 130 fabricantes europeos producen módulos solares con una capacidad total de 10 GW; sin embargo, la producción apenas alcanza el 50 % de la capacidad productiva instalada debido a la invasión del mercado de la UE por parte de la producción china [3].

Las emisiones globales de CO_2 debido a la generación de energía se mantuvieron constantes en 2014, a pesar de un crecimiento de un 3 % de la economía global. Esta es la primera vez en por lo menos 40 años que una reducción (o no incremento) de las emisiones de CO_2 no se debe a una crisis económica. A través de los países de la OCDE las emisiones continuaron desacoplándose del crecimiento económico durante 2014 [8].

1.2. Antecedentes a nivel local

El crecimiento económico de Uruguay en los últimos años se ha visto reflejado en un aumento de demanda de energía provocado por nuevos elementos de confort y un aumento de la utilización y capacidad productiva de las empresas existentes así como implantación de nuevas empresas. En este contexto, ante la ausencia de energía fósil en Uruguay, la limitación de expandir la capacidad hidroeléctrica existente y la política de descartar la energía nuclear ofrecen posibilidades para la incorporación de nuevas fuentes de energía, en especial las renovables no tradicionales. Según el último estudio de prospectiva realizado por la Dirección Nacional de Energía (DNE), la demanda crecerá a una tasa anual de 2.5 % y 3 % durante el período 2012-2035 dependiendo del grado en que se logren implementar las medidas de eficiencia energética [6].

El uso de energías renovables no solamente traerá ventajas económicas, también tiene una gran importancia desde el punto de vista medioambiental contribuyendo a frenar el calentamiento global gracias a la disminución de emisiones de CO_2 . Por otra parte Uruguay posee un gran potencial de recursos naturales para el desarrollo de energías renovables (alto caudal hídrico, vientos constantes y predecibles, irradiación solar uniforme a lo largo de todo el territorio y un gran sector agroindustrial que brindan las oportunidades para la generación de energía hidráulica, solar y biomasa.

A continuación se presenta la evolución de la generación de electricidad por fuente y el detalle para el año 2015.

1.2. Antecedentes a nivel local

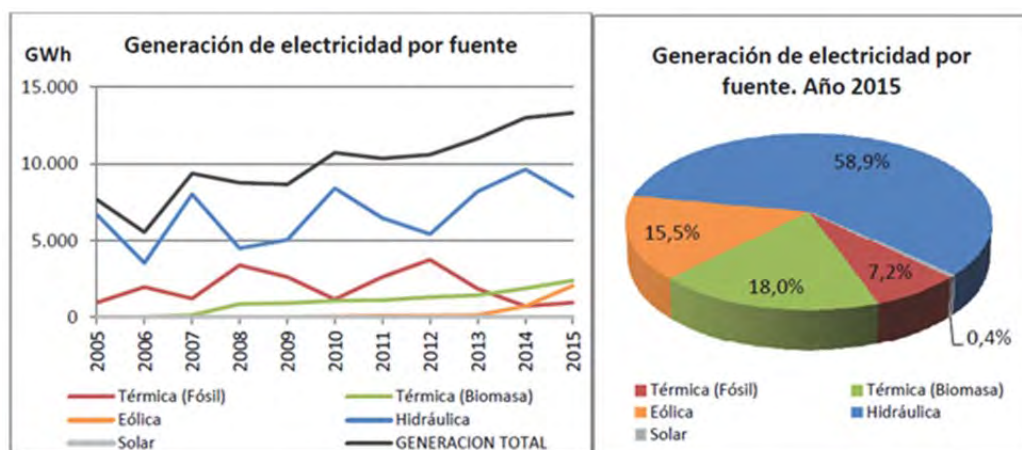


Figura 1.2: Generación de electricidad por fuente 2005-2015 [6]

Si bien la energía solar fotovoltaica es una fuente utilizada en el país desde hace años mayormente debido a micro generación¹, aún presenta valores pequeños respecto a otras fuentes tradicionales. Sin embargo, en el último año se destaca el crecimiento de potencia instalada, debido a la instalación de dos nuevas plantas fotovoltaicas en el norte del país, así como de nuevas plantas de micro generación. En el año 2013 se instaló la planta fotovoltaica ASAHÍ en el departamento de Salto, y en el año 2015 entraron en operación dos nuevas plantas fotovoltaicas por un total de 58 MW, acompañado también por una continua incorporación de micro generación. En la tabla 1.1 se presentan los datos de los generadores recientemente instalados.

Nombre	Inversor	Potencia Instalada (MW)	Departamento	Vendido a UTE (MWh en 2014)
La Jacinta	FRV B.V.	50	Salto	34901
Raditon S.A.	Tecnova Renovables - Sky Solar Group	8	Paysandú	2931
Asahí	UTE-Embajada Japón	0,5	Salto	654
TOTAL		58,5		38486

Tabla 1.1: Datos de Generación Solar en Uruguay en 2014 [5]

Las características del recurso solar en Uruguay se comentan a continuación. La irradiación global diaria sobre plano horizontal promedio anual sobre el territorio uruguayo es de $4,4 \text{ kWh}/m^2$. La variación estacional es grande, con valores mínimos de $2 \text{ kWh}/m^2$ en invierno y valores de $7 \text{ kWh}/m^2$ en verano. La variación territorial es menor a la estacional, debido a la relativa uniformidad geográfica del territorio. Por ejemplo, las medias anuales muestran para el año 2010 un mínimo en Rocha ($4,0 \text{ kWh}/m^2$) y un máximo ($4,8 \text{ kWh}/m^2$) en la zona Norte (Artigas). Las zonas con mayor índice de radiación solar son básicamente los departamentos de Paysandú, Salto y Artigas.

¹Instalaciones con una potencia inferior a 150kW

Capítulo 1. Introducción

1.2.1. Incentivos fiscales

La ley N^o 16.832 de 17 de Junio de 1997 [1] decretó la generación de energía eléctrica como una actividad de libre iniciativa por parte de cualquier sujeto público o privado mientras que otorgó la calificación de servicio público a la transmisión y la distribución, en cuanto se destinen total o parcialmente a terceros en forma regular o permanente. Tanto la actividad de transmisión como la de distribución son prestadas en todo el país por el ente estatal UTE.

En el año 2008 fue aprobada por el Poder Ejecutivo y ratificada luego por una Comisión Multipartidaria de Energía del Parlamento en 2010 la Política Energética 2005-2030 de Uruguay.

La Política Energética 2005-2030 de Uruguay se ha transformado en una política de estado que establece los lineamientos principales en el ámbito de energía a nivel nacional con una mirada a largo plazo. La misma realiza una apuesta a la diversificación de la matriz energética e incorporación de fuentes autóctonas (en particular energías renovables) y tiene como objetivos lograr la soberanía energética, reducción de la dependencia del petróleo, reducción de costos y la activación de la industria nacional energética.

Los principales lineamientos de dicha política son:

- los lineamientos estratégicos: definen los grandes ejes conceptuales de la política energética;
- las metas a alcanzar en el corto, mediano y largo plazo (5, 10, más de 20 años);
- las líneas de acción necesarias para alcanzar dichas metas;
- el análisis de situación del tema energético en el país, en la región y en el mundo.

Las empresas pertenecientes al sector de Energías Renovables, según se estableció en la Ley N^o 16.906 de Promoción y Protección de Inversiones, pueden obtener exoneraciones de impuesto a la Renta (IRAE). Dependiendo de las características particulares del proyecto la empresa podrá optar por el régimen más beneficioso: Decreto N^o 354/009 (régimen específico del sector), o por el Decreto N^o 2/012 (régimen general de promoción de inversiones). [1]

1.3. Marco teórico

La presente sección tiene como objetivo introducir brevemente los fundamentos teóricos en los que se basa la transformación de energía solar en energía eléctrica.

Se consideró pertinente la inclusión de esta breve introducción dado que constituye la base sobre la cual se elaboran todos los proyectos de energía fotovoltaica. El lector interesado en ahondar en estos temas, puede referirse a la bibliografía especializada [33] [10] [11] [12].

1.3.1. Principio de funcionamiento

Una célula solar fotovoltaica es un dispositivo electrónico de estado sólido capaz de convertir de forma directa la radiación solar en energía eléctrica. La energía eléctrica producida se suministra en forma de una corriente eléctrica continua (DC) a una carga externa conectada mediante un circuito a uno o varios grupos de células que se ensamblan en unidades compactas denominadas módulos fotovoltaicos.

Las células que constituyen un módulo se asocian entre sí mediante conexiones en serie y en paralelo hasta alcanzar los niveles de corriente y tensión adecuados.

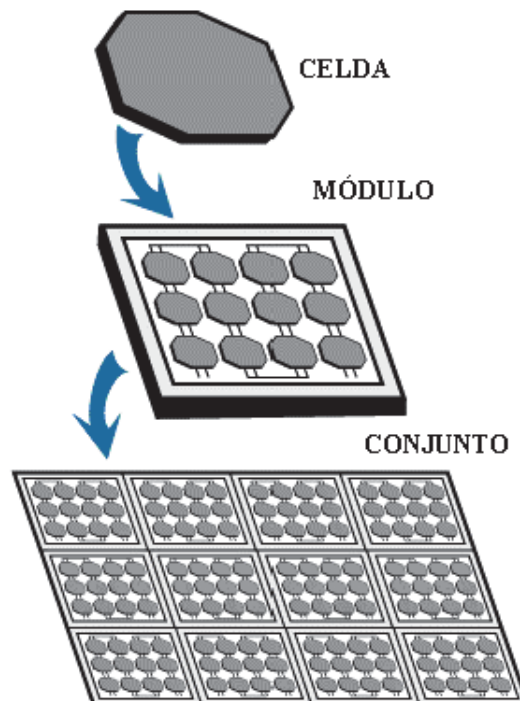


Figura 1.3: Celda, módulo y conjunto de módulos fotovoltaicos

El efecto fotovoltaico consiste en la conjunción de dos procesos que ocurren en el dispositivo: la fotogeneración de portadores (es decir, la absorción de radiación

luminosa en el semiconductor) y el desplazamiento de estos portadores hacia los extremos del dispositivo donde pueden ser recolectados.

1.3.2. Curva I-V

La relación entre la tensión (V) y la corriente (I) generada por una célula fotovoltaica se ajusta a la curva que se observa en la figura 1.4. Existen algunos puntos notorios a destacar en dicha curva:

- I_{SC} : Corriente de cortocircuito;
- V_{OC} : Tensión de circuito abierto;
- MPP : Punto de máxima Potencia;
- P_m : Máxima potencia.

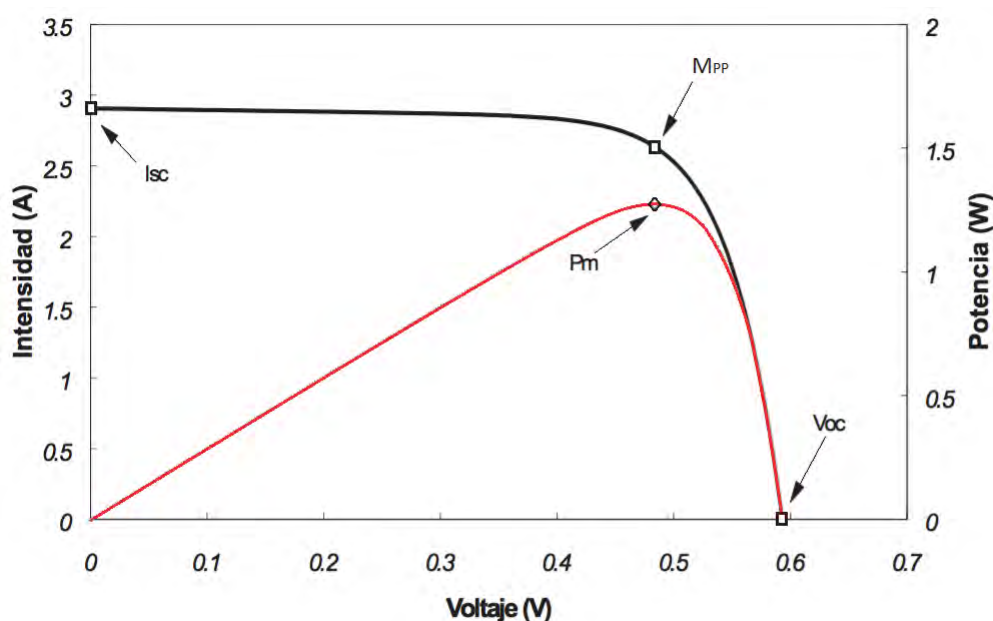


Figura 1.4: Curva I-V tipo para una célula fotovoltaica [11]

Es claro que para obtener la máxima potencia de salida (y por lo tanto la máxima energía generada), se deberá trabajar lo más próximo posible al Punto de Máxima Potencia. Por lo tanto, resulta de particular interés que exista un sistema que realice un seguimiento adecuado a dicho punto. Las formas más sencillas de forzar al sistema a operar en el MPP son llevar el voltaje de operación a V_{mpp} o regular la corriente al valor de I_{mpp} utilizando convertidores. Existen diversas técnicas para lograr lo anterior: [46], [47], [48].

1.3. Marco teórico

Es importante mencionar que la curva I-V anteriormente presentada depende de parámetros como radiación y temperatura. Dicha dependencia implica que el punto de máxima potencia varíe a lo largo del día.

En la figura 1.5 se observan curvas características para el modelo de módulo fotovoltaico utilizado en el presente proyecto.

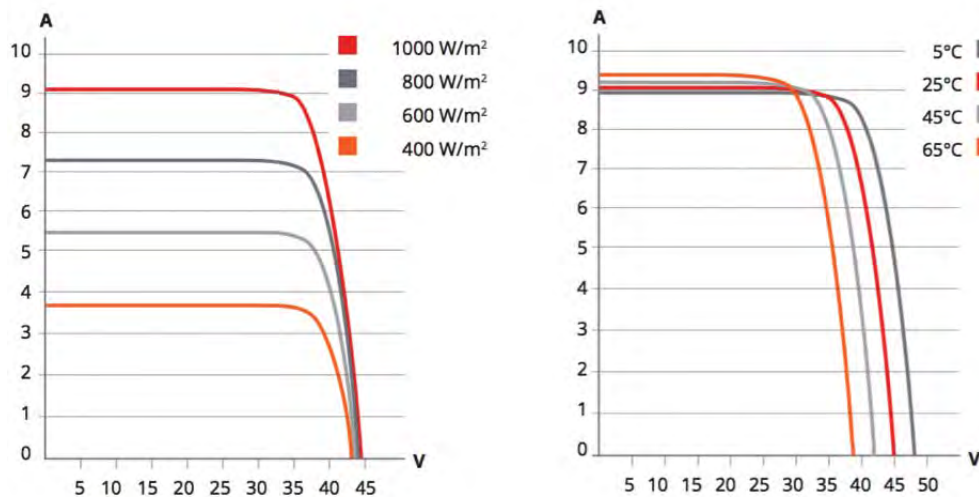


Figura 1.5: Curvas I-V para diferentes valores de radiación y temperatura [49]

Como se observa en la figura 1.5, la potencia del MPP aumenta a medida que aumenta la radiación y a medida que disminuye la temperatura. Por lo tanto, la condición óptima de generación se da para alta radiación y baja temperatura.

1.3.3. Conceptos de Energía Solar

En la presente sección se exponen conceptos de recurso solar, los cuales están basados en el documento "*Fundamentos de Energía Solar*" [34].

Movimiento aparente del sol.

Si se observa el cielo desde la tierra, da la impresión de que los objetos celestes se mueven alrededor de la tierra, esto dio pie a la teoría geocéntrica, en la que se pensaba que la Tierra era el centro del Universo y todo lo demás giraba a su alrededor, evidentemente esto no es cierto, tan solo es un efecto provocado por el movimiento de rotación de la Tierra. A continuación se presenta una breve descripción del modelo que permite comprender el movimiento aparente del sol.

Declinación solar

Como se observa en la Figura 1.6, el ángulo que forma la línea Tierra-Sol con el plano ecuatorial de la Tierra cambia a medida que la tierra recorre su órbita. A

Capítulo 1. Introducción

dicho ángulo se lo llama declinación solar δ . Es nulo en los equinoccios y alcanza un máximo de aproximadamente $\pm 23.5^\circ$ en los solsticios.



Figura 1.6: Declinación solar

Debido a que la variación diaria es menor a 0.5° se puede asumir que δ permanece constante durante períodos de 24 horas, bajo esta hipótesis se puede usar la ecuación de Spencer que tiene un error máximo de $6,10^{-4}$ rad (0.034°) al compararla con datos del Almanaque náutico. La fórmula se presenta en la ecuación 1.1, donde n es el ordinal del día y $\delta_0=23.45^\circ$.

$$\delta = 0,006918 - 0,399912.\cos(\tau) + 0,070257.\sin(\tau) - 0,006758.\cos(2\tau) + 0,000907.\sin(2\tau) - 0,002697.\cos(3\tau) + 0,00148.\sin(3\tau) \quad (1.1)$$

$$\tau \equiv \frac{2\pi(n-1)}{365}$$

Angulo Cenital y ángulo horario

Para describir el movimiento aparente del sol se utilizan dos ángulos:

- θ_z : Ángulo cenital, formado por la línea Tierra-Sol con la vertical en el punto del observador.
- w : Ángulo horario, indica el desplazamiento angular del sol, de este a oeste a una tasa de 15 grados/hora debido a la rotación de la tierra. Por convención, se considera el ángulo horario nulo en el mediodía solar, negativo en la mañana y positivo por la tarde. Este ángulo se define como el formado entre el meridiano que contiene a la línea Tierra-Sol y el meridiano del observador.

1.3. Marco teórico

En la figura 1.7 se indican los ángulos definidos para un observador O ubicado en el hemisferio norte, donde n_o indica la normal a la superficie del observador O.

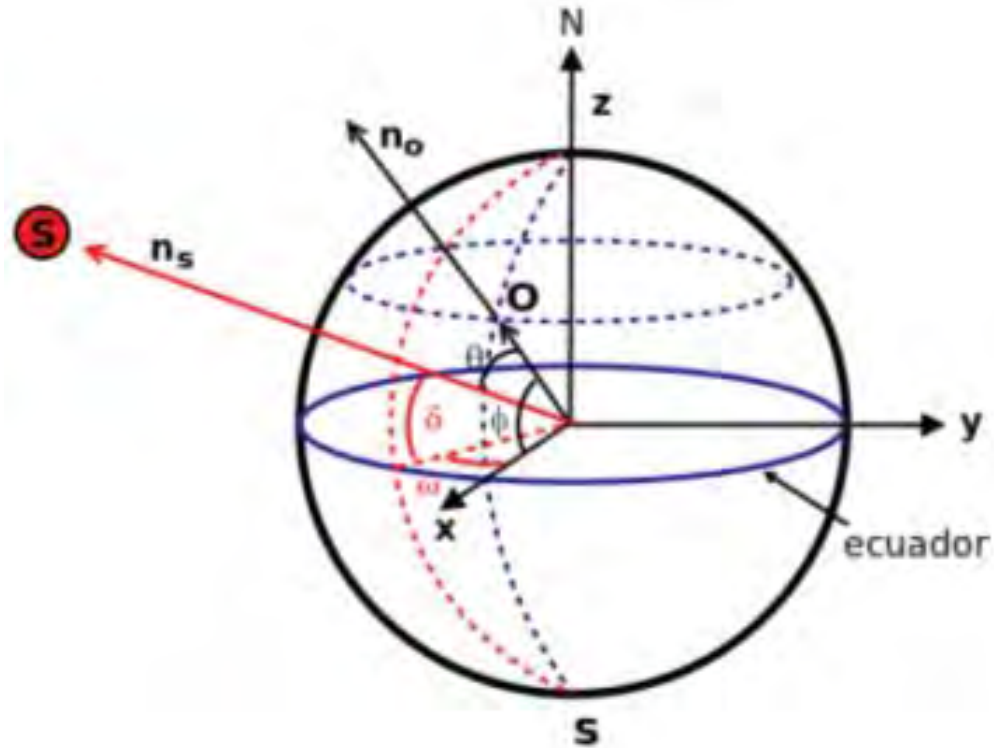


Figura 1.7: Cenit

Altitud solar y acimut solar

Existen dos ángulos adicionales de interés para describir el desplazamiento aparente del sol.

- α_s : Altitud Solar, es el ángulo que forma la línea Tierra-Sol con el plano horizontal, y es por tanto el complemento del ángulo cenital, $\theta_z + \alpha_s = \pi/2$.
- γ_s : Acimut Solar, este ángulo describe el desplazamiento angular de la proyección de la línea Tierra-Sol sobre el plano horizontal del observador. Por convención, $\gamma_s = 0$ al mediodía solar, cuando la proyección de la línea Tierra-Sol sobre el plano horizontal del observador indica la dirección Norte. Así como se toma $\gamma_s < 0$ antes del mediodía solar y $\gamma_s > 0$ después del mediodía solar.

En la figura 1.8 se observan los ángulos definidos.

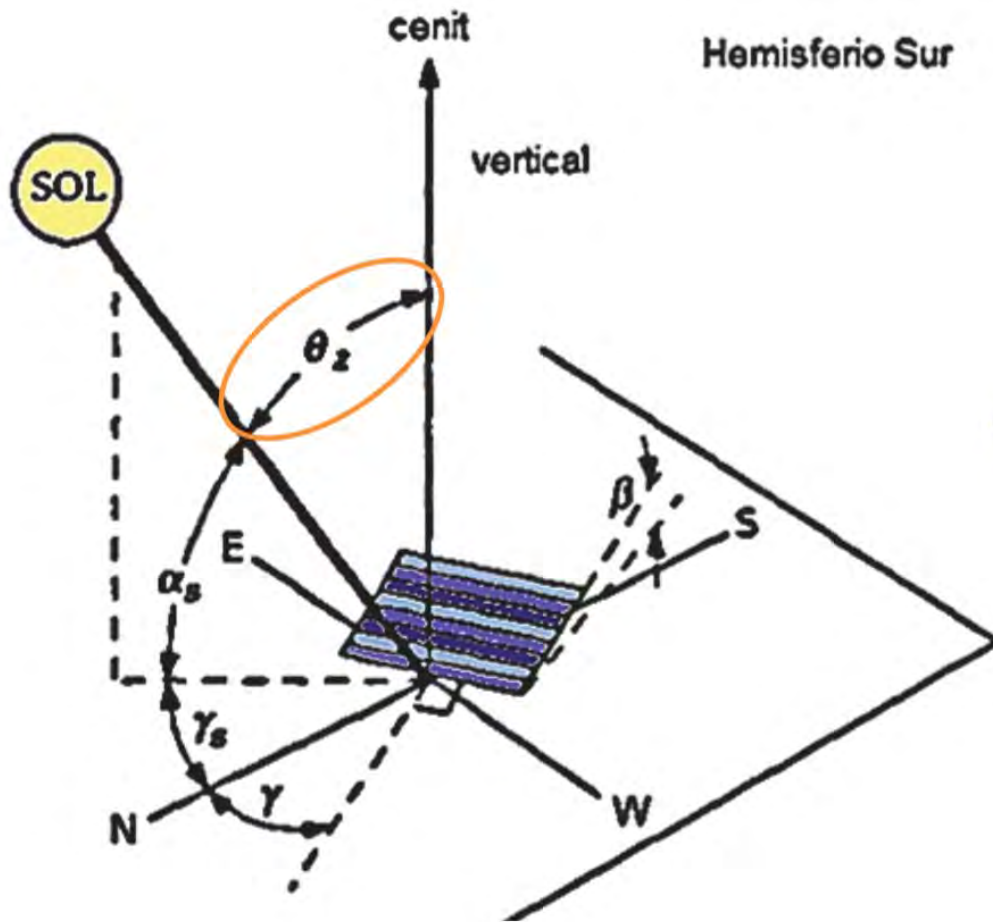


Figura 1.8: Altura solar

Diagrama Solar

La ventaja de conocer la variación horaria de los ángulos solares (α_s, γ_s) reside en que permite representar gráficamente la trayectoria del Sol en un Diagrama polar. Este tipo de diagramas, un gráfico polar de α_s vs γ_s para una latitud y día determinados, se denomina Diagrama Solar. En este tipo de diagramas se pueden ubicar obstáculos cercanos (edificios, árboles, etc.) y evaluar si bloquean la luz solar en determinada época del año, por lo que son herramientas útiles para evaluar el impacto que pueden tener las sombras de objetos vecinos sobre baterías de colectores solares o sensores de radiación. Se requiere para ello determinar los rangos de acimut y altura angular asociados a cada obstáculo.

Tiempo Solar

Las relaciones anteriores están referidas al Tiempo Solar a través de su dependencia con ω . Este ángulo varía a 15° /hora, lo cual introduce naturalmente una medida de tiempo asociada al movimiento aparente del Sol, este tiempo es el

Tiempo solar.

$$T_s = 12\left(1 + \frac{\omega}{\pi}\right) \quad (1.2)$$

$\omega \in [-\omega_s, \omega_s]$, en radianes y T_s en horas. El mediodía solar $T_s=12\text{h}$ corresponde al punto de mayor altitud del sol ($\omega = \gamma_s = 0$) y tiene lugar cuando el Sol cruza el meridiano del observador. Un día solar corresponde al tiempo en el que el Sol completa un ciclo diario, visto por un observador en la Tierra (por ejemplo el intervalo de tiempo entre dos amaneceres). El tiempo solar aparente es el que mide un reloj de Sol formado por la sombra de una varilla sobre un plano.

Capítulo 2

Flujo de Carga

2.1. Determinación del Punto de conexión a la red eléctrica

2.1.1. Introducción

Para determinar los posibles puntos de conexión, se tuvo en cuenta la zona del país donde hay mayor radiación solar en promedio anual (figura 2.1). Dicho estudio fue realizado en el año 2010 por investigadores y estudiantes de los institutos de Física e Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental (IMFIA) de la Facultad de Ingeniería (UDELAR) [15].

Teniendo en cuenta el criterio anterior, se seleccionaron cuatro posibles puntos de conexión a la red de 150 kV según el mapa del Sistema Interconectado Nacional (SIN) (figura 2.2) [14].

Luego para cada uno de los cuatro puntos seleccionados, se simularon los escenarios más críticos analizando los resultados obtenidos.

2.1.2. Posibilidades según mapa solar y barras de 150kV existentes

Como criterio, se buscó instalar el parque lo más próximo posible a una estación de UTE, para conectar el mismo a una barra existente. De esta forma se logra disminuir el largo de la línea de 150kV a construir.

Las barras de 150kV donde hay mayor radiación solar disponible se encuentran en la zona norte del país. Las mismas son:

1. Tomás Gomensoro
2. Artigas
3. Arapey

Capítulo 2. Flujo de Carga

4. Juan Pablo Terra

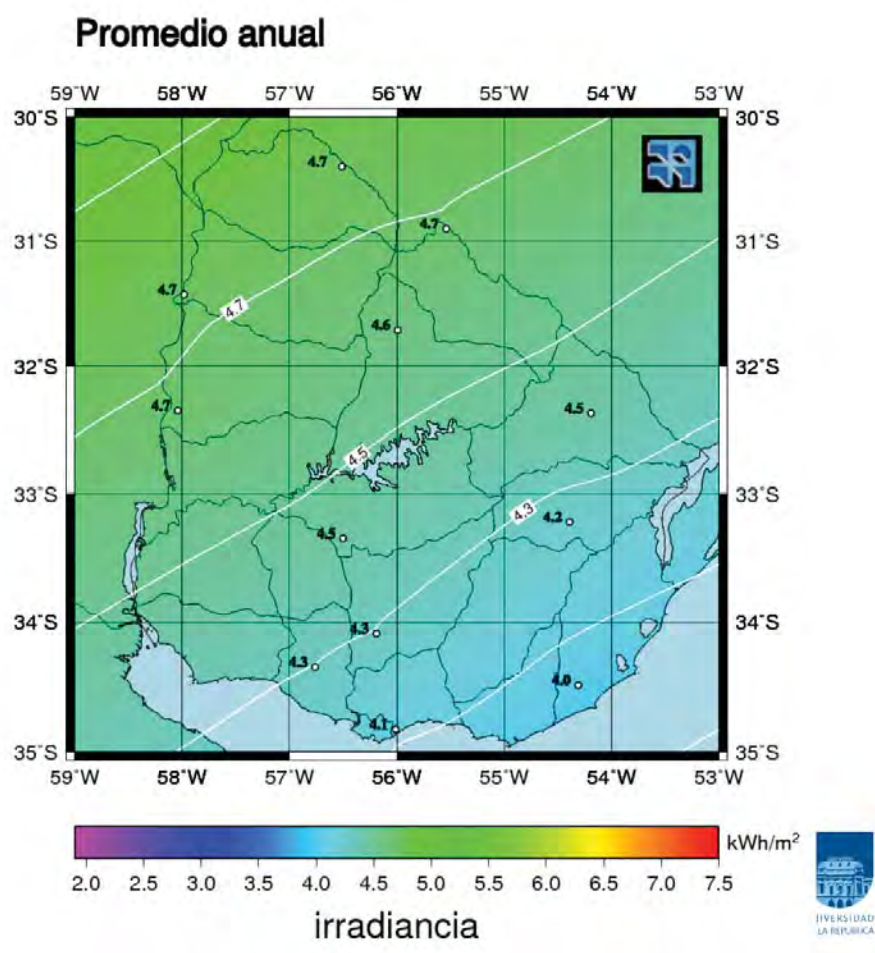


Figura 2.1: Mapa Solar [9]

2.1.3. Casos a analizar mediante flujos de carga

Para cada uno de los posibles puntos de conexión, se corrió el flujo de carga con el parque generando a plena potencia así como los casos base (situación previa a la conexión del parque). Los flujos de carga fueron corridos en el Software PSS[®]E Versión 32 [13].

El modelo de la Red Uruguaya 2016 utilizado para el análisis del flujo de carga fue provisto por UTE. Dicho modelo es el que utiliza el Departamento de Planificación y Estudios del SIN. Los flujos de carga analizados fueron seleccionados según

2.1. Determinación del Punto de conexión a la red eléctrica



Figura 2.2: Red Eléctrica Uruguaya [14]

información brindada por personal de dicho departamento, con conocimiento de los casos y zonas más conflictivas en la Red.

Se analizaron 3 escenarios con distintas demandas, cada uno con sus respectivos sub casos. Un caso de demanda máxima (2 GW), otro de demanda media (1,4 GW) y un último caso de demanda mínima (900 MW).

Se analizó el efecto de la instalación del Parque Fotovoltaico para cada posible punto de conexión y se tuvieron en cuenta los casos más problemáticos donde actualmente ya se presentan sobrecargas en la Red, Centro y Norte del país.

Para el caso de demanda máxima se analizaron dos sub casos, un primer sub caso con mucha generación hidráulica y eólica en la zona de Río Negro y un segundo sub caso con más generación en la zona norte.

Capítulo 2. Flujo de Carga

Para el caso de demanda media también se analizaron dos sub casos. El primer sub caso se corrió con mucha generación hidráulica y eólica en el centro del País (represas y generadores privados) e interconexión con Salto Grande, y para el segundo sub caso se estudió la misma situación de demanda pero sin generación en Río Negro y muy poca interconexión. La demanda fue cubierta mayormente con Punta del Tigre, APR, Central Batlle y los generadores del Norte a pleno.

Para el caso de demanda mínima se analizó la situación de mucha generación hidráulica y eólica en el Norte del País (Juan Pablo Terra y Colonia Rubio), así como mucha generación en la zona del Río Negro.

En resumen, los casos analizados fueron los siguientes:

1. Demanda de la red máxima 2000 MW.

- a)* Río Negro, Peralta y Agua Leguas generando a Potencia Plena
- b)* Río Negro, Peralta, Agua Leguas, Terra y Colonia Rubio a Potencia Plena

2. Demanda de la red media 1400 MW.

- a)* Río Negro, Peralta y Agua Leguas a potencia plena
- b)* Río Negro, Peralta, Agua Leguas, J.P. Terra y Colonia Rubio a potencia plena

3. Demanda de la red mínima 900 MW.

- a)* Colonia Rubio, J.P. Terra, Río Negro, Aguas Leguas y Peralta a potencia plena.

En la tabla 2.1, se muestra en detalle la generación de las principales plantas del SIN para los casos antes mencionados, donde se consideran únicamente las plantas que tienen una potencia instalada mayor o igual a 50MW. La demanda se completó con los restantes generadores.

2.1. Determinación del Punto de conexión a la red eléctrica

PLANTA	Demanda				
	2000 MW		1400 MW		900 MW
	1.(a)	1.(b)	2.(a)	2.(b)	3.(a)
Salto Grande (hidráulico)	650	650	265	70	49
Río Negro (hidráulico)	584	584	584	0	584
PTI (térmico)	120	120	0	270	0
Central Batlle (térmico)	100	100	0	190	0
CMO (térmico)	0	0	0	80	0
J.P. Terra (eólico)	67	67	50	67	67
Colonia Rubio (eólico)	25	50	35	50	50
Peralta (eólico)	50	50	50	50	50
Agua Leguas (eólico)	100	100	100	80	100
Astidey (eólico)	20	20	20	20	0
Cadonal (eólico)	20	20	20	20	0
LdL, LdR y LdM (eólico)	50	50	50	50	0
Polesine (eólico)	15	15	15	30	0
UPM (biomasa)	20	20	20	30	0
MPL (biomasa)	20	20	20	30	0
Rosendo (eólico)	40	38	50	50	0
R. del Sur (eólico)	25	15	25	30	0
Fingano (eólico)	20	15	20	40	0

Tabla 2.1: Detalle de generación de potencia (MW) para los distintos casos de demanda.

2.1.4. Hipótesis consideradas para obtener los reportes de los flujos de carga

- En ningún caso los generadores eólicos estarán funcionando a más del 90 % de su capacidad nominal.
- Según normativas de UTE, el parque debe ser capaz de absorber o inyectar una potencia reactiva de $\pm 30\%$ de su potencia activa nominal a tensión nominal 5.5.
- Para obtener los reportes de flujo de carga se consideró una tolerancia de $\pm 0,07$ pu en la tensión y 0 % de sobrecarga para las corrientes de línea.
- Para el análisis de los resultados sólo se consideraron barras de 150 y 500 kV.
- El parque fue modelado como una barra P-V.

2.1.5. Modelo del transformador utilizado (31.5/150 kV)

Teniendo en cuenta la potencia del parque (50 MW) se escogió un transformador de 53 MVA (ver sección 5.6). A partir de los datos técnicos del transformador, se

Capítulo 2. Flujo de Carga

calculó un modelo para simulaciones en el PSS®E.

- Datos de chapa:

Voltaje primario nominal: $U_{np} = 150kV$

Voltaje secundario nominal: $U_{ns} = 31,5kV$

Potencia nominal: $S_n = 53MVA$

Impedancia de cortocircuito: $Z_{cc} = 12\%$

Pérdidas en el cobre: $P_{cc} = 120kW$

Por lo tanto tenemos que la corriente nominal del lado primario vale:

$$I_{np} = \frac{S_n}{\sqrt{3}U_n} = 204,0A$$

y la impedancia de cortocircuito:

$$Z_{cc} = 0,12 \frac{U_n^2}{S_n} = 50,94\Omega$$

Teniendo en cuenta que $P_{cc} = 120kW @ I_n$ se puede calcular la parte resistiva de la impedancia de cortocircuito como:

$$R_{cc} = \frac{P_{cc}}{3I_{np}^2} = 0,9617$$

De este modo se obtiene la parte inductiva: $X_{cc} = \sqrt{Z_{cc}^2 - R_{cc}^2} = 50,93\Omega$

Las bases del modelo de la red utilizadas fueron: $U_b = 150kV$, $S_b = 100MVA$, $Z_b = 225\Omega$. Por lo tanto la impedancia de cortocircuito vale: $z_{cc} = 0,004274 + j0,2264pu$.

2.1. Determinación del Punto de conexión a la red eléctrica

2.1.6. Resultados del flujo de carga para los distintos puntos de conexión

A continuación se presenta el reporte de líneas y barras que no cumplieron con las condiciones anteriormente mencionadas (se tomó como límite de tensión $\pm 7\%$ de la tensión nominal, y como límite de carga 100% de la corriente nominal).

■ Tomás Gomensoro 150kV

Caso 1.(a): Las líneas que se vieron más afectadas en la zona, en cuanto a sobrecargas fueron:

Desde $SU5150_B$ hasta $CRU150_B$: 194.4 %

Desde $YOU150_B$ hasta $MER150_B$: 144.7 %

Desde $BON150_B$ hasta $PAM150_B$: 143.8 %

No se reportaron barras con sobre-tensión o sub-tensión en la zona.

Caso 1.(b): Las líneas que se vieron más afectadas en la zona, en cuanto a sobrecargas fueron:

Desde $SU5150_B$ hasta $CRU150_B$: 229.6 %

Desde $ARA150_B$ hasta $TGO150_B$: 158.6 %

Desde $ARA150_B$ hasta $CRU150_B$: 150.1 %

No se reportaron barras con sobre-tensión o sub-tensión en la zona.

Caso 2.(a): Las líneas que se vieron más afectadas en la zona, en cuanto a sobrecargas fueron:

Desde $SU5150_B$ hasta $CRU150_B$: 219.1 %

Desde $ARA150_B$ hasta $TGO150_B$: 168.5 %

Desde $ARA150_B$ hasta $CRU150_B$: 164.0 %

No se reportaron barras con sobre-tensión o sub-tensión en la zona.

Caso 2.(b): Las líneas que se vieron más afectadas en la zona, en cuanto a sobrecargas fueron:

Desde $SU5150_B$ hasta $CRU150_B$: 247.3 %

Desde $ARA150_B$ hasta $TGO150_B$: 172.6 %

Desde $ARA150_B$ hasta $CRU150_B$: 168.0 %

No se reportaron barras con sobre-tensión o sub-tensión en la zona.

Capítulo 2. Flujo de Carga

Caso 3.(a): Las líneas que se vieron más afectadas en la zona, en cuanto a sobrecargas fueron:

Desde $SU5150_B$ hasta $CRU150_B$: 247.2 %

Desde $ARA150_B$ hasta $TGO150_B$: 175.0 %

Desde $ARA150_B$ hasta $CRU150_B$: 168.1 %

No se reportaron barras con sobre-tensión o sub-tensión en la zona.

■ Artigas 150kV

Caso 1.(a): Las líneas que se vieron más afectadas en la zona, en cuanto a sobrecargas fueron:

Desde $SU5150_B$ hasta $CRU150_B$: 124.2 %

Desde $TGO150_B$ hasta JPT_150B : 108.3 %

Desde $ARA150_B$ hasta $TGO150_B$: 102.9 %

No se reportaron barras con sobre-tensión o sub-tensión en la zona.

Caso 1.(b): Las líneas que se vieron más afectadas en la zona, en cuanto a sobrecargas fueron:

Desde $SU5150_B$ hasta $CRU150_B$: 165.6 %

Desde $BON150_B$ hasta $PAM150_B$: 120.9 %

Desde $TGO150_B$ hasta JPT_150B : 120.4 %

No se reportaron barras con sobre-tensión o sub-tensión en la zona.

Caso 2.(a): Las líneas que se vieron más afectadas en la zona, en cuanto a sobrecargas fueron:

Desde $SU5150_B$ hasta $CRU150_B$: 206.9 %

Desde $TGO150_B$ hasta JPT_150B : 166.4 %

Desde $ARA150_B$ hasta $TGO150_B$: 157.8 %

No se reportaron barras con sobre-tensión o sub-tensión en la zona.

Caso 2.(b): Las líneas que se vieron más afectadas en la zona, en cuanto a sobrecargas fueron:

Desde $SU5150_B$ hasta $CRU150_B$: 235.4 %

Desde $TGO150_B$ hasta JPT_150B : 170.8 %

2.1. Determinación del Punto de conexión a la red eléctrica

Desde $BON150_B$ hasta $PAM150_B$: 168.6 %

No se reportaron barras con sobre-tensión o sub-tensión en la zona.

Caso 3.(a): Las líneas que se vieron más afectadas en la zona, en cuanto a sobrecargas fueron:

Desde $SU5150_B$ hasta $CRU150_B$: 235.1 %

Desde $TGO150_B$ hasta $JPT150_B$: 178.1 %

Desde $YOU150_B$ hasta $MER150_B$: 165.0 %

No se reportaron barras con sobre-tensión o sub-tensión en la zona.

■ Arapey 150kV

Caso 1.(a): Las líneas que se vieron más afectadas en la zona, en cuanto a sobrecargas fueron:

Desde $SU5150_B$ hasta $CRU150_B$: 201,4 %

Desde $ARA150_B$ hasta $CRU150_B$: 161,4 %

Desde $BON150_B$ hasta $PAM150_B$: 139,4 %

No se reportaron barras con sobre-tensión o sub-tensión en la zona.

Caso 1.(b): Las líneas que se vieron más afectadas en la zona, en cuanto a sobrecargas fueron:

Desde $SU5150_B$ hasta $CRU150_B$: 236,5 %

Desde $ARA150_B$ hasta $CRU150_B$: 156,5 %

Desde $BON150_B$ hasta $PAM150_B$: 142,7 %

No se reportaron barras con sobre-tensión o sub-tensión en la zona.

Caso 2.(a): Las líneas que se vieron más afectadas en la zona, en cuanto a sobrecargas fueron:

Desde $SU5150_B$ hasta $CRU150_B$: 225,8 %

Desde $ARA150_B$ hasta $CRU150_B$: 170,1 %

Desde $PAL150_B$ hasta $BAY150_B$: 150,5 %

No se reportaron barras con sobre-tensión o sub-tensión en la zona.

Capítulo 2. Flujo de Carga

Caso 2.(b): Las líneas que se vieron más afectadas en la zona, en cuanto a sobrecargas fueron:

Desde $SU5150_B$ hasta $CRU150_B$: 253,9 %

Desde $ARA150_B$ hasta $CRU150_B$: 174,0 %

Desde $BON150_B$ hasta $PAM150_B$: 156,2 %

No se reportaron barras con sobre-tensión o sub-tensión en la zona.

Caso 3.(a): Las líneas que se vieron más afectadas en la zona, en cuanto a sobrecargas fueron:

Desde $SU5150_B$ hasta $CRU150_B$: 253,8 %

Desde $ARA150_B$ hasta $CRU150_B$: 174,0 %

Desde $YOU150_B$ hasta $MER150_B$: 164,1 %

No se reportaron barras con sobre-tensión o sub-tensión en la zona.

■ Juan Pablo Terra 150kV

Caso 1.(a): Las líneas que se vieron más afectadas en la zona, en cuanto a sobrecargas fueron:

Desde $SU5150_B$ hasta $CRU150_B$: 201.4 %

Desde $ARA150_B$ hasta $CRU150_B$: 161.4 %

Desde $YOU150_B$ hasta $MER150_B$: 144.5 %

No se reportaron barras con sobre-tensión o sub-tensión en la zona.

Caso 1.(b): Las líneas que se vieron más afectadas en la zona, en cuanto a sobrecargas fueron:

Desde $SU5150_B$ hasta $CRU150_B$: 219.0 %

Desde $TGO150_B$ hasta $JPT150_B$: 157.9 %

Desde $ARA150_B$ hasta $TGO150_B$: 148.9 %

No se reportaron barras con sobre-tensión o sub-tensión en la zona.

Caso 2.(a): Las líneas que se vieron más afectadas en la zona, en cuanto a sobrecargas fueron:

Desde $SU5150_B$ hasta $CRU150_B$: 208.6 %

Desde $TGO150_B$ hasta $JPT150_B$: 168.0 %

2.1. Determinación del Punto de conexión a la red eléctrica

Desde $ARA150_B$ hasta $TGO150_B$: 159.4 %

No se reportaron barras con sobre-tensión o sub-tensión en la zona.

Caso 2.(b): Las líneas que se vieron más afectadas en la zona, en cuanto a sobrecargas fueron:

Desde $SU5150_B$ hasta $CRU150_B$: 256.6 %

Desde $BON150_B$ hasta $PAM150_B$: 154.2 %

Desde $BON150_B$ hasta $BAY150_B$: 134.4 %

No se reportaron barras con sobre-tensión o sub-tensión en la zona.

Caso 3.(a): Las líneas que se vieron más afectadas en la zona, en cuanto a sobrecargas fueron:

Desde $SU5150_B$ hasta $CRU150_B$: 236.8 %

Desde $TGO150_B$ hasta JPT_150_B : 179.7 %

Desde $ARA150_B$ hasta $TGO150_B$: 166.3 %

No se reportaron barras con sobre-tensión o sub-tensión en la zona.

2.1.7. Primera Conclusión

En base a los resultados obtenidos, se observó que las líneas de transmisión de energía en la zona norte del país, en la actualidad ya se encuentran con problemas de sobrecarga. Esto ya se observó para los casos base del flujo de carga (corrida sin el generador). Por tal motivo se concluye que, dada la situación actual de la red, no es posible agregar un nuevo generador en la zona elegida (Artigas) sin incurrir en costos que inviabilicen el proyecto. A modo de referencia, reforzar la línea de 150kV entre Salto y Artigas, con una longitud de unos 180km, tendría un costo aproximado de USD 12:000.000 en materiales, de acuerdo a las estimaciones realizadas en la sección 8.2. El costo anterior representaría una gran proporción respecto al costo total del proyecto, ver capítulo 8. A continuación se analizan posibles alternativas.

Alternativas

- Opción 1

Realizando una proyección a futuro, utilizar el modelo de la red Uruguay a 2020 [50], teniendo en cuenta además, una posible ampliación de mejora en las instalaciones de UTE que consiste en agregar una nueva línea: MELO-TACUAREMBÓ | TACUAREMBÓ-SALTO.

Capítulo 2. Flujo de Carga

- Opción 2
Cambiar el punto de conexión a la barra de Salto Grande, ya que gran parte de la potencia generada por el parque a instalar será consumida por las grandes cargas existentes en dicha barra. Por lo tanto la potencia despachada por las líneas sería menor en ese caso.
- Opción 3
Realizar una nueva línea de transmisión SALTO-ARTIGAS a costo del parque a instalar.

Dado que la primera opción implicaría una obra a futuro indeterminado, se decidió correr en primera instancia los flujos de carga para la segunda opción (un caso más realista) y en caso de obtener resultados adversos, analizar el caso de la primera opción. La opción 3 fué descartada dado que, pese a perder algo de irradiación solar al mover el parque hacia el sur, la relación costo-beneficio no justifica la instalación de dicha línea, dado que la diferencia de irradiación es insignificante según el mapa solar.

2.1.8. Resultados del flujo de carga en el nuevo punto de conexión (Salto)

En la tabla 2.2 se presentan los porcentajes de carga de las líneas sobrecargadas, para los distintos casos, antes y después de conectar el parque solar.

En rojo se destacan las sobrecargas que no existían antes de conectar el parque, en verde las sobrecargas que disminuyeron luego de conectar el parque y en blanco las sobrecargas que existían previamente y aumentaron o no variaron.

Caso P. SOLAR	Porcentaje de carga para los distintos casos									
	1.(a)		1.(b)		2.(a)		2.(b)		3.(a)	
	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI
ARA-CRU	-	-	-	-	100,1	-	102,8	-	-	-
ARA-TGO	-	-	-	-	105,0	100,5	107,7	-	105,2	101,0
BON-BAY	112,6	122,9	113,7	123,9	128,7	132,9	125,2	128,6	122,0	126,1
BON-PAM	129,1	134,5	132,3	137,7	131,7	134,7	148,7	149,4	126,0	129,5
CME-EST	138,5	141,0	136,3	138,7	148,7	149,8	124,6	125,8	125,1	126,4
DUR-BON	104,2	108,1	104,9	108,8	104,6	105,3	-	-	-	-
MVA-PRO	-	103,1	100,2	103,8	104,5	106,0	-	-	-	-
PAL-BAY	124,7	131,1	125,1	131,5	144,3	147,0	-	-	134,9	137,6
PIA-FLO	109,6	113,3	110,3	114,0	109,0	110,6	-	-	-	-
PRO-FLO	101,3	104,9	101,9	105,5	106,0	107,5	-	-	-	-
ROD-TRI	103,4	104,6	104,0	105,2	-	-	-	-	-	-
SU-CRU	124,6	128,6	159,4	163,7	155,9	151,5	182,6	171,1	177,3	173,3
TGO-JPT	101,6	105,9	-	101,1	113,8	109,3	116,5	104,7	118,6	114,4
TRI-CCO	118,0	117,9	118,0	117,9	117,9	117,9	119,1	118,9	-	-
VAL-TYT	116,5	119,6	119,6	122,7	112,0	113,3	-	-	114,6	115,8
YOU-BOB	115,1	113,4	113,2	111,5	119,0	114,4	-	-	120,3	116,1
YOU-MER	134,1	145,5	136,9	148,1	131,0	138,3	-	-	153,6	160,4

Tabla 2.2: Porcentaje de carga de las líneas, antes y después de conectar el parque.

2.1. Determinación del Punto de conexión a la red eléctrica

2.1.9. Análisis de los resultados obtenidos

En primer lugar, para ningún caso se observaron barras con tensiones fuera de lo admitido ($\pm 0,07$ pu). Para el caso de las corrientes de línea, se observó que antes de conectar el parque habían líneas que ya se encontraban sobrecargadas.

Respecto al primer análisis, se observa que al mover el parque hacia Salto la situación mejoró notoriamente, aunque no es del todo favorable.

En caso que se utilice como criterio un estudio determinístico con los escenarios asumidos, se concluye claramente que no es posible instalar un nuevo generador en la red, considerando el estado actual de la misma.

Por tal motivo se consideran dos nuevas opciones. La primera alternativa consiste en considerar un nuevo modelo de la red, donde se consideran nuevas líneas proyectadas por UTE a corto plazo. Dichas ampliaciones incluyen las siguientes líneas: Melo-Tacuarembó, Tacuarembó-Salto (agregando un transformador de 500/150 kV en Tacuarembó), Salto Grande Uruguay-Salto, Paysandú-Young y Young-Bonete. La segunda opción, que fue descartada dado que requiere el uso de un software específico y un análisis que excede los objetivos del presente proyecto, consiste en hacer un estudio probabilístico que determine si los casos con sobrecarga considerable tienen una significativa probabilidad de ocurrencia o no.

Se procedió entonces a correr los flujos de carga con el nuevo modelo de la red mencionado anteriormente, a dicho modelo lo llamaremos modelo B.

2.1.10. Resultados del flujo de carga en el nuevo punto de conexión (Salto) con el modelo B la red

En la tabla 2.3, se presentan los resultados del flujo de carga en el nuevo punto de conexión con el modelo B de la red.

Caso P. SOLAR	Porcentaje de carga para los distintos casos (Modelo nuevo)									
	1.(a)		1.(b)		2.(a)		2.(b)		3.(a)	
	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI
CME-EST	122,0	122,9	119,5	120,3	134,4	135,3	118,3	119,1	113,7	114,4
TAC-PAM	121,3	122,9	120,7	122,3	155,7	157,3	126,7	128,2	152,9	154,5
PAL-BAY	-	100,8	-	101,0	108,7	110,6	-	-	100,8	102,7
SU-CRU	-	-	-	-	-	-	106,1	-	102,0	-
TRI-CCO	118,2	118,2	118,2	118,2	118,3	118,3	121,5	121,4	-	-
VAL-TYT	-	-	101,6	102,4	-	-	-	-	100,2	101,1
YOU-MER	118,8	124,7	121,2	127,1	104,5	110,4	-	-	129,6	135,6

Tabla 2.3: Porcentaje de carga de las líneas, antes y después de conectar el parque.(nuevo modelo)

2.1.11. Análisis del flujo de carga en el nuevo punto de conexión (Salto) con el modelo B

Como era de esperar, se observó una mejora en cuanto a las sobrecargas de las líneas. Con respecto al caso base (generador fuera de servicio), no aparecieron grandes sobrecargas al poner en funcionamiento el parque. El mayor aumento de sobrecarga debido al parque, se dió para la línea YOU-MER, donde la sobrecarga aumentó un 6 % respecto del caso base. Si bien se logró mejorar el funcionamiento de la red agregando nuevas líneas, la red aún presenta sobrecargas, pero se puede afirmar que éstas no se deben al agregado del parque en el sistema eléctrico.

Una posible solución para las líneas que continuaron presentando sobrecargas podría ser la instalación de un sistema de monitoreo en tiempo real para las líneas mas comprometidas.

De acuerdo a la presentación realizada el 22 de junio de 2011 en CIGRE (Consejo internacional de Grandes Redes Eléctricas) por NEXANS Brasil [16], utilizando dicho sistema se alivia la restricción térmica logrando obtener una capacidad adicional de hasta 30 % más de su nominal.

El sistema consiste en el monitoreo de los factores que afectan el limite térmico del conductor: temperatura ambiente, radiación solar y velocidad del viento. Esta última de gran impacto en la capacidad de transmisión de la línea.

Los principales equipos del sistema son:

- Célula de carga: para medir tensión mecánica del conductor. Ver figura 2.3
- Sensor de radiación: para medir la temperatura del conductor. Ver figura 2.4
- Equipos de datos y comunicación: Adquisición de tensión mecánica del conductor, temperatura de radiación, temperatura ambiente, comunicación directamente con EMS/SCADA. Ver figura 2.5

Los principales beneficios son:

- El sistema suministra información precisa, confiable y real del conductor.
- Alivio de restricción térmica:
 - Capacidad adicional de hasta 30 % más
- Información exacta en caso de contingencia:
 - Durante una contingencia evita acciones innecesarias.
 - Ayuda en la toma de decisión
 - Suministra datos e información importante para estudios de planificación
- Operación segura dentro de los límites.

2.1. Determinación del Punto de conexión a la red eléctrica



Figura 2.4: Sensor de radiación [16]



Figura 2.3: Célula de carga [16]



Figura 2.5: Equipos de comunicación utilizados para monitoreo online de las líneas de transmisión [16]

2.2. Conclusiones capítulo Flujo de Carga

En el presente capítulo se observó que las líneas de transmisión de energía en la zona norte del país en la actualidad ya se encuentran con problemas de sobrecarga.

Teniendo en cuenta la zona donde hay mayor radiación disponible, se corrió el flujo de carga para cada una de las barras en 150 kV del norte del país. De las barras seleccionadas se observó que la barra de Salto es la más conveniente ya que con respecto al caso base (generador fuera de servicio), no se observaron grandes sobrecargas al poner en funcionamiento el parque.

Si bien se logró mejorar el funcionamiento de la red agregando nuevas líneas (considerando obras a corto plazo), la red aún presentó sobrecargas, pero se puede afirmar que éstas no se deben al agregado del parque en el sistema eléctrico.

En particular para algunas líneas que continuaron presentando sobrecargas se

2.2. Conclusiones capítulo Flujo de Carga

planteó instalar un sistema de monitoreo en tiempo real, dicho sistema se podría utilizar para aliviar la restricción térmica logrando obtener una capacidad adicional de hasta 30% más de su nominal.

En base a los resultados obtenidos, se propone como punto de conexión a la red eléctrica la barra de 150kV de Salto.

Capítulo 3

Lugar Geográfico

3.1. Introducción

Para determinar el lugar geográfico de la planta, teniendo en cuenta los resultados presentados en el capítulo anterior, se buscó un terreno lo más cercano posible a la estación eléctrica de Salto (punto de conexión en la red eléctrica). Además debe contar con una superficie mínima de 80 hectáreas (superficie requerida para la colocación de los subparques, la subestación elevadora, la caminería interna y el retiro hasta el cerco olímpico), en la sección 4.1.6 se encuentran los cálculos del área ocupada por cada subparque.

3.2. Determinación del Padrón a utilizar

Para determinar el terreno en el cual se instalará el parque se utilizaron imágenes satelitales de los padrones rurales proporcionadas por el Ministerio de Vivienda Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (MVOTMA) [18].

En las figuras 3.1 y 3.2 se puede observar el padrón en el que se ubica el terreno para la instalación del parque, cuya ubicación es:

Latitud: 31°24'14" S
Longitud: 57°53'06" O
Altitud: 40m

Dentro del padrón resaltado se encuentra el terreno a utilizar.

Una de las ventajas que presenta el lugar seleccionado es que al ser un padrón único, sería mas fácil negociar la compra o arrendamiento del terreno con la menor cantidad de dueños posible.

Capítulo 3. Lugar Geográfico



Figura 3.1: Padrón a utilizar

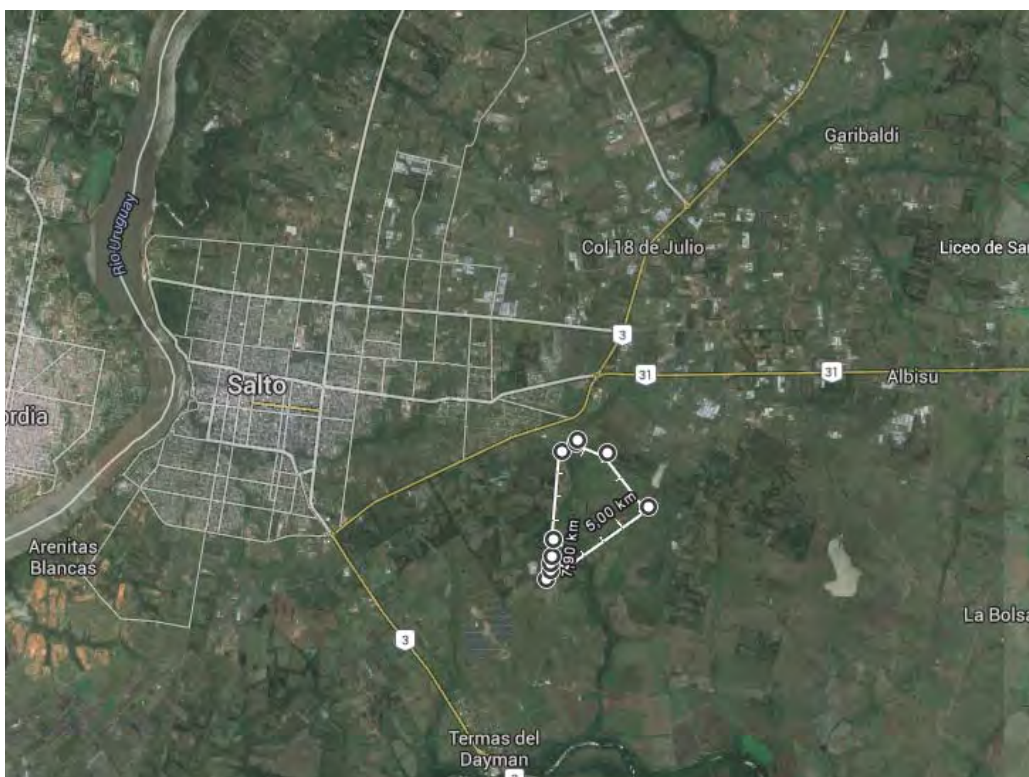


Figura 3.2: Vista satelital Padrón

3.3. Determinación del terreno a utilizar

Una vez escogido el padrón se ubicaron los subparques (con sus respectivos inversores) y la subestación elevadora 31,5/150 kV de la manera más eficiente posible, ocupando la menor cantidad de superficie, y respetando la orientación y agrupamiento de los paneles. La configuración obtenida se observa en la figura 3.3, donde se destaca el área a ocupar por la Subestación y por los 37 sub-parques.



Figura 3.3: Configuración geográfica del parque

3.4. Caminería

Una vez determinado el layout del parque, se realizó un esquema de la caminería interna del mismo.

Se consideró que las curvas deberían ser aptas para ser tomadas por camiones con zorra, dado que los PVbox¹ están ensamblados dentro de un contenedor. Para

¹Conjunto de equipos eléctricos ensamblados en un contenedor que incluye, entre otros:

Capítulo 3. Lugar Geográfico

ello se tuvo en cuenta la trayectoria de las ruedas de un camión con zorra. [17]. Por tratarse de caminos de baja circulación, se optó por el pedregullo compactado como solución para la carpeta vial.

En la figura 3.4 se presenta el esquema del layout de la caminería.

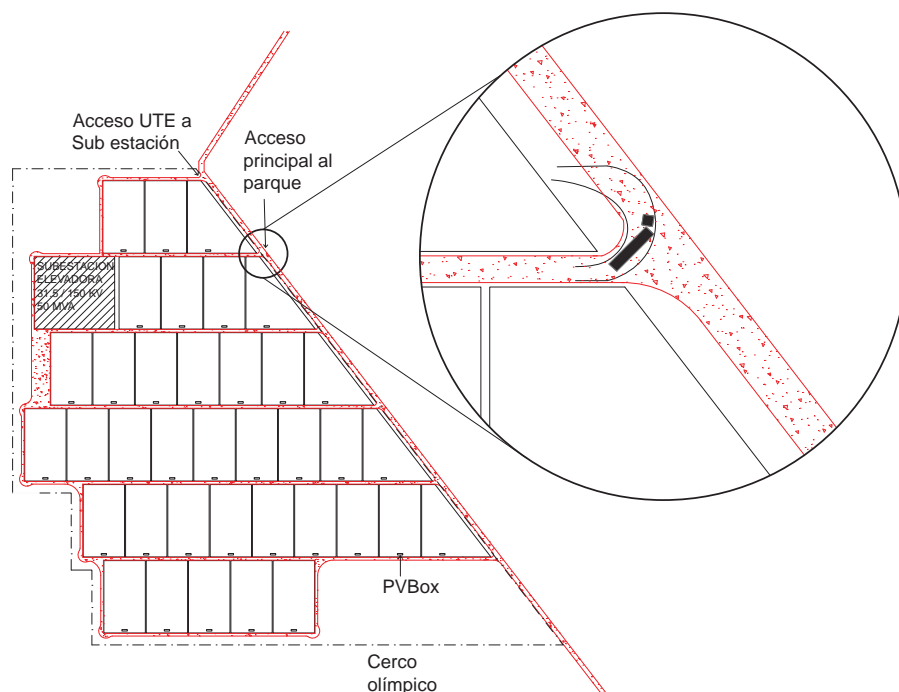


Figura 3.4: Plano de planta de caminería

3.5. Conexión a la estación

El terreno donde se encuentra el parque se ubica a 4.5 km del punto de conexión a la red eléctrica, por tal motivo es necesaria la instalación de una línea de 150 kV capaz de transportar la potencia generada por el parque. En primera instancia, con el objetivo de minimizar el largo de la línea, se consideró el trazado en línea recta entre el parque y la estación de Salto. La misma fue descartada ya que en dicho trayecto existe un lago de más de 400m de largo.

En la figura 3.5 se presenta una posible solución para el trazado de la línea a instalar, donde gran parte del recorrido se realiza a un lado de la ruta 3. El trazado tentativo deberá ser aprobado por UTE quien luego gestionará ante el MVOTMA (Ministerio de Vivienda, Ordenamiento territorial y Medio Ambiente),

inversores, transformador, celdas de MT, tablero de BT

3.5. Conexión a la estación

según lo establece la ley N°16.466 [28] y el Decreto 349/005 [29], la autorización para realizar la construcción de la línea.



Figura 3.5: Trazado de la línea de 150kV entre el parque y el punto de conexión

Capítulo 4

Diseño de Planta Generadora

4.1. Diseño de planta generadora

4.1.1. Introducción

El diseño de la planta generadora consiste en los siguientes puntos:

- Selección de componentes principales
 - Módulos fotovoltaicos
 - Inversores
 - Cableado DC y AC
 - Cajas de Continua
- Determinación del conexionado entre paneles
- Determinación del ángulo óptimo y distancia entre paneles
- Configuración física del parque
- Selección y ajuste de protecciones
- Determinación del sistema de montaje

Dadas las dimensiones de potencia que se manejan (del orden de 50MW) se realizó un diseño modular, dividiendo el parque completo en varios sub-parques más chicos e idénticos entre sí. En el presente capítulo se detalla el diseño interno de cada sub-parque.

4.1.2. Selección de Componentes

Selección de módulos fotovoltaicos

Partiendo de hojas de datos de diferentes proveedores, se eligieron aquellos módulos que presentaban la mayor potencia de salida, buscando minimizar la cantidad

Capítulo 4. Diseño de Planta Generadora

de paneles a utilizar. Con el objetivo de disminuir el área a emplear, el siguiente criterio utilizado fué priorizar los módulos de menores dimensiones.

Utilizando los criterios previamente expuestos, finalmente se definió el módulo Canadian Solar CS6X 320P el cual tiene una potencia pico de $320 W_p$, un largo de 1954 mm y un ancho de 982 mm.

Selección de Inversores

Dada la potencia del parque, se consideró que la solución más apropiada era utilizar una red interna en media tensión. Para ello, se optó por utilizar la solución del fabricante Schneider denominada PVbox [53], la cual integra dos inversores DC/AC, tableros de BT, transformador de BT/MT y celdas de MT.

Dichos equipos tienen una salida de alterna en 31.5kV y una potencia activa máxima de 1.36 MW.

Están compuestos por:

- Inversores XC680
- Celdas de MT Flusarc CB-C
- Transformador BT/MT
- Tablero de BT DC108

Se utilizaron 37 PVbox idénticos, obteniendo una potencia activa total de 50.32 MW. El modelo escogido es el Schneider PVbox ST 1360, el cual está compuesto por 2 Inversores XC680. Por lo tanto, el parque quedó dividido en 37 sub-parques de 1.36 MW cada uno. En la figura 5.10 se observa el plano de ubicación de los PVbox dentro de cada sub-parque. En la figura 4.1 se presenta una imagen extraída del catálogo del PVbox utilizado, ver apéndice F.



Figura 4.1: PVbox modelo ST1360, ver Apéndice F

4.1. Diseño de planta generadora

Cableado DC y AC

El cable de Baja Tensión seleccionado es el PRYISMIAN TECSUN (PV) PV1-F F, diseñado para instalaciones fotovoltaicas. Este cable deberá tener las siguientes propiedades [35]:

- Doble aislamiento
- Resistencia a los rayos UV y al agua
- Amplio rango de temperatura de funcionamiento (entre 40 y 120 °C)
- Flexible, liviano
- Libre de halógenos
- No propagador de llama
- Reducida emisión de gases tóxicos

En la sección 4.1.7 se detallan los cálculos de dimensionado de los mismos para sus diferentes tramos.

Cajas de Continua

Las cajas de continua son gabinetes metálicos con protección IP54 aptos para su instalación en el exterior. Son conectadas entre los paneles y el inversor interconectando grupos de paneles, y cumplen la función de protección y monitoreo del grupo de paneles que se conectan a las mismas. En la figura 4.10, se observa un diagrama simplificado de su conexionado en cada sub-parque.

En la figura 4.2 se muestra una imagen extraída del catálogo de la caja de continua utilizada [52].



Figura 4.2: Caja de continua a utilizar, ver Apéndice F

Capítulo 4. Diseño de Planta Generadora

4.1.3. Determinación del conexionado entre paneles

Partiendo de la información obtenida de la hoja de datos de los módulos y de los inversores, se determinará la cantidad de módulos a utilizar y su conexión.

Una primer aproximación para calcular la cantidad de paneles a utilizar se obtiene con la siguiente fórmula:

$$N = f_s * \frac{PotenciaParque}{PotenciaUnitariaPanel}$$

Siendo f_s el factor de sobredimensionamiento entre la potencia total en módulos respecto a la potencia de los inversores. Este ratio de sobredimensionamiento, tiene como objetivo que la curva de generación de energía se mantenga en un valor más constante durante el día, limitada por los 50MW de potencia establecidos en el contrato con UTE.

Considerando un sobredimensionamiento de 10 %, la fórmula anterior resulta en:

$$N = 1,1 * \frac{50,32MW}{320W} = 172975$$

Por lo tanto, la cantidad total de módulos fotovoltaicos a utilizar será de aproximadamente 172975. El valor exacto quedará determinado por el producto entre la cantidad de módulos en serie y la cantidad de grupos en paralelo de cada sub-parque.

Para poder determinar la cantidad de paneles a conectar en serie y grupos en paralelo, se utilizaron las siguientes expresiones:

$$N_S^{MAX} * V_{OC}^{Panel}(T_C = -10^\circ C) < V_{MAX}^{Inv}$$

$$N_S^{MAX} * V_{MPP}^{Panel}(T_C = -10^\circ C) < V_{MAX,MPP}^{Inv}$$

$$N_S^{MIN} * V_{MPP}^{Panel}(T_C = 70^\circ C) > V_{MIN,MPP}^{Inv}$$

$$N_P = Int \left[\frac{N}{N_S} \right]$$

$$N_P^{MAX} * I_{SC,STC}^{Panel} < I_{MAX,DC}^{Inv}$$

Siendo:

N_S : cantidad de paneles a conectar en serie

N_P : cantidad de grupos a conectar en paralelo

V_{OC}^{Panel} : voltaje de circuito abierto de los paneles

I_{SC}^{Panel} : corriente de cortocircuito de los paneles

V_{MAX}^{Inv} : máximo voltaje de entrada en DC del inversor

$I_{MAX,DC}^{Inv}$: máxima corriente de entrada en DC del inversor

4.1. Diseño de planta generadora

Ver referencias en [33] [35].

Utilizando las expresiones anteriores, se obtuvo que una posible solución es utilizar $N_S = 19$ y $N_P = 240$.

Para evaluar este resultado preliminar, es necesario tener en cuenta la disposición física de los paneles. La solución que se emplea es utilizar agrupaciones de paneles formando "mesas", ver figura 4.15. Dichas mesas están formadas por una estructura metálica que cumple la función de soporte para la agrupación de paneles, brindando la inclinación buscada. Utilizar una cantidad impar de paneles en serie, si bien es posible técnicamente, dificulta el diseño posterior ya que será necesario realizar conexión entre paneles de diferentes mesas.

Considerando lo anterior, se evaluaron las alternativas $N_S = 18$ y $N_S = 20$.

La alternativa $N_S = 18$, implicaría utilizar 4320 paneles por cada sub-parque, obteniendo una potencia en paneles de 1382,4 kW_p. En este caso, el sobredimensionamiento $\frac{Potencia_{Paneles}}{Potencia_{Inversores}}$ es de un 1,6 %. Esta alternativa se descartó debido a que el sobredimensionamiento mencionado es muy bajo y por lo tanto el diseño no estaría optimizando la potencia de los inversores instalados.

La alternativa $N_S = 20$ se descartó en una primera instancia dado que se superaba el voltaje máximo de entrada admitido por el inversor. Es decir, que no se verificaba la inecuación: $N_S^{MAX} * V_{OC}^{Panel}(T_C = -10^\circ C) < V_{MAX}^{Inv}$.

Observando en detalle el cálculo realizado, se observó que la temperatura de celda utilizada fue de -10°C, lo cual es un criterio excesivamente conservador teniendo en cuenta las condiciones climáticas usuales de la zona donde estará instalado el parque (Salto, Uruguay).

Vale comentar que la temperatura de trabajo de la celda se puede obtener a partir de la ecuación 4.1. Se observa que una temperatura de celda de -3°C implica una temperatura ambiente menor a -3°C.

$$T_c = T_{amb} + (NOCT - 23) \cdot \frac{G_{gi}}{800} \quad (4.1)$$

Siendo:

T_c : Temperatura de celda (°C)

T_{amb} : Temperatura ambiente (°C)

$NOCT$: Temperatura en condiciones nominales de operación (°C)

G_{gi} : Irradiación global en plano inclinado (W/m²)

De acuerdo a lo observado en la figura 1.5, la tensión de circuito abierto aumenta a medida que se disminuye la temperatura. Se verificó con el histórico de

Capítulo 4. Diseño de Planta Generadora

datos de temperatura de la NASA que en los últimos 20 años, la mínima temperatura registrada en Salto fue de -3.5°C [32]. Además, es altamente probable que este mínimo de temperatura se haya dado durante la noche, momento en el cual no hay radiación solar para poner en funcionamiento al parque fotovoltaico.

Considerando lo anterior, se tomó una hipótesis más laxa para la temperatura del panel: -3°C . Utilizando dicho valor de temperatura, el voltaje máximo en DC es menor que el voltaje máximo admitido por el inversor.

Por lo tanto, se optó por la alternativa $N_S = 20$.

Con esta solución, se obtiene una potencia instalada en paneles de 56.8 MWp. Considerando que la potencia instalada en inversores es de 50.32 MW, el sobredimensionamiento $\frac{\text{Potencia}_{\text{Paneles}}}{\text{Potencia}_{\text{Inversores}}}$ es de un 12,9 %. Lo anterior implica una mayor generación energética durante los momentos del día de baja radiación, en comparación con la alternativa de $N_S = 18$.

Los cálculos detallados de verificación de tensiones y corrientes admitidas por el inversor se encuentran en el Apéndice A.

Finalmente, la solución adoptada fue $N_S = 20$ y $N_P = 240$. Para dicha solución, la cantidad de módulos utilizados en cada sub-parque es de 4800, obteniendo una potencia pico en continua de 1536 kW_p.

Por lo tanto, la cantidad total de módulos del parque es de 177600, y la potencia es de 56,8 MW_p.

4.1.4. Determinación del ángulo óptimo y distancia entre paneles

Ángulo óptimo

El ángulo óptimo con la horizontal (figura 1.8) se halló con el objetivo de maximizar la generación de energía anual. Se utilizó la ecuación 4.2.

$$\beta_{opt} = 3,7^{\circ} + 0,69 \cdot |\phi| \quad (4.2)$$

Siendo ϕ la latitud en el lugar de emplazamiento del parque. Obtenida a partir del "Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red - IDAE". [20] Considerando que se decidió conectar el parque en Salto, cuya latitud es $31^{\circ}24'14''$ S, se obtiene el siguiente resultado:

$$\beta_{opt} = 25^{\circ}$$

La solución adoptada fue la inclinación fija. Otro criterio podría ser tomar dos inclinaciones posibles, una para maximizar la generación durante el invierno y otra durante el verano.

4.1. Diseño de planta generadora

Distancia entre paneles

Para poder determinar la distancia entre los paneles, se utilizó como primer aproximación la fórmula 4.3, la cual resulta útil para obtener un valor de distancia de forma rápida.

Luego, con el objetivo de validar dicha fórmula, se utilizó el criterio de tener 4hs de sol en torno al mediodía solar en el solsticio de invierno, obteniéndose así un valor más preciso.

Utilizando fórmula IDAE

La fórmula mencionada anteriormente se presenta en la ecuación 4.3.

$$d_{min} = \frac{L \sin(\beta)}{\tan(61 - |\phi|)} \quad (4.3)$$

Siendo L el largo del total de paneles alineados longitudinalmente, ϕ la latitud y β la inclinación respecto a la horizontal obtenida en 4.1.4. Dado que se optó por colocar 2 paneles alineados longitudinalmente, se obtuvo una distancia entre mesas de $d_{min} = 2,86m$.

4.1.5. Validación de fórmulas utilizadas

La fórmula 4.3, garantiza el cumplimiento del criterio de 4hs de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Sin embargo, no se obtiene la mínima distancia que verifica dicho criterio.

Para obtener el valor mínimo de distancia, se utilizaron los conceptos de recurso solar que se expusieron en la sección 1.3.3.

A partir de las definiciones del capítulo 1 y la descripción del modelo se procedió a validar las fórmulas utilizadas al calcular las distancias entre las mesas de paneles. Vale aclarar que como hipótesis no se ubicaron obstáculos en el diagrama solar ya que lo único que podría bloquear la luz sería la proyección de sombra de una mesa sobre otra. A su vez por cómo fueron dispuestos los paneles, $\gamma = 0$ y $\beta = 25$.

El diagrama solar utilizado fue extraído de la Universidad de Oregon (Solar Radiation Monitoring Laboratory) [21], ofrece un servicio en línea que permite generar Diagramas solares para cualquier ubicación. En la figura 4.3 se presenta el Diagrama solar obtenido. Los parámetros de entrada para obtener el mismo fueron:

-Latitud:-31.3929024

-Longitud:-57.9150774

Capítulo 4. Diseño de Planta Generadora

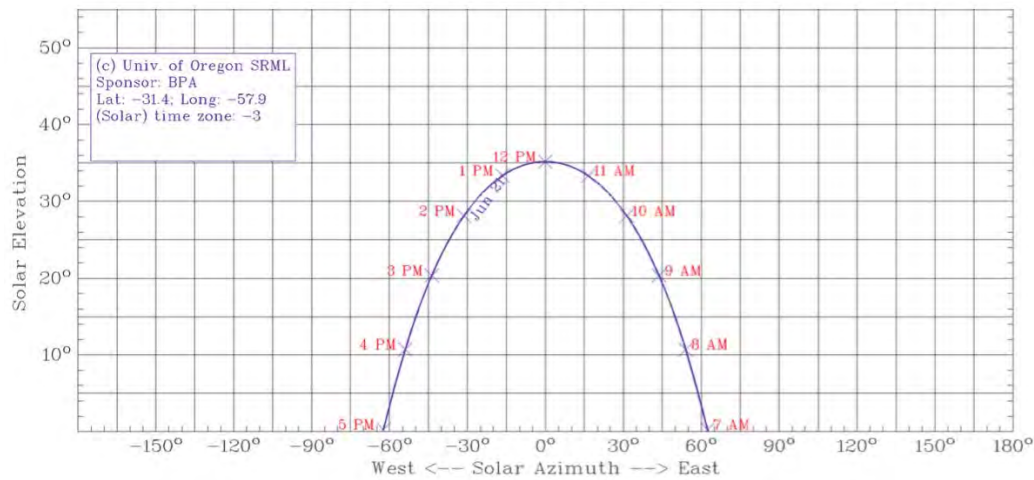


Figura 4.3: Diagrama Solar del solsticio de invierno

Una vez obtenido el diagrama solar para el solsticio de invierno, el procedimiento a seguir es el siguiente: Apartarse 30° del mediodía solar (significa apartarse 2 horas). Por simetría se tienen 4 horas en torno al mediodía solar. Luego en la gráfica se obtiene el ángulo altura solar. Con este ángulo y como se muestra en la figura 4.4 se tomó como peor caso que la sombra de la mesa anterior llegue a la arista de la mesa en análisis, de esta forma se aseguró cumplir con el criterio de las 4 horas descrito anteriormente. En las figuras 4.4 y 4.5 se observan las distancias y ángulos involucrados. Las mismas fueron realizadas utilizando el software Sketchup [24].

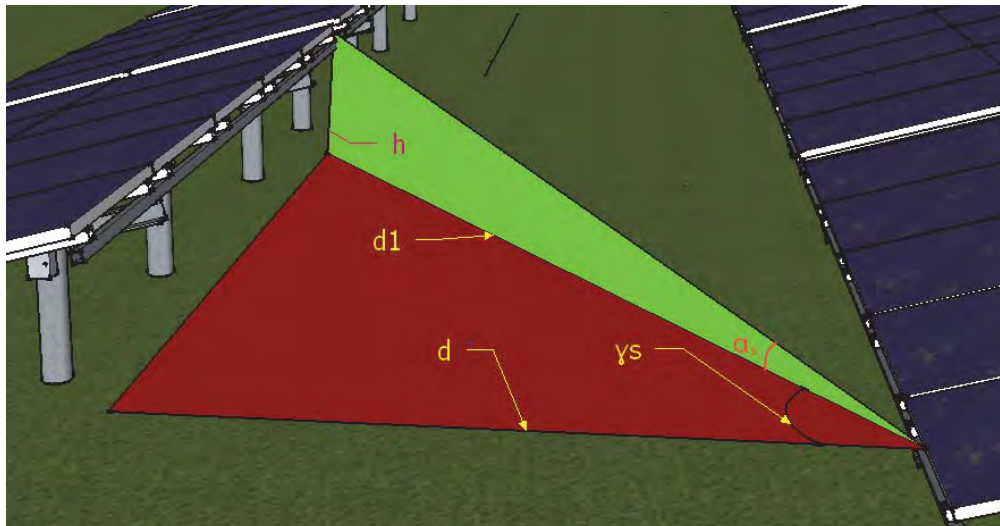


Figura 4.4: Distancias involucradas para la verificación de 4hs de sol en solsticio de invierno

La longitud de los paneles es de 1,954 m pero dado que se optó por colocar 2 paneles alineados longitudinalmente en cada mesa el largo total es de 3.908m. Con

4.1. Diseño de planta generadora

estos dos datos se obtiene la altura $h=L.\text{sen}(\beta)=3.908.\text{sen}(25^\circ)=1.65\text{m}$.

Luego para $\omega = 30$ (dos horas después del mediodía solar), la altura solar es de 28° . Por lo tanto se calcula d_1 como $d_1=h/\tan(\alpha_s) = 3.11 \text{ m}$.

Dado que el solsticio de invierno corresponde al 21 de junio, ordinal del día $n=172$; utilizando la ecuación de Spencer (1.1) la declinación solar para este día vale 23.452 . El código Matlab utilizado se encuentra en el Apéndice B.

Utilizando la siguiente relación entre los ángulos definidos se calculó γ_s :

$$\text{sen}(\gamma_s) = \frac{\cos(\delta).\text{sen}(\omega)}{\cos(\alpha_s)} \Rightarrow \gamma_s = 31,3^\circ \quad (4.4)$$

Observando la figura 4.5, se puede obtener la distancia entre las mesas.

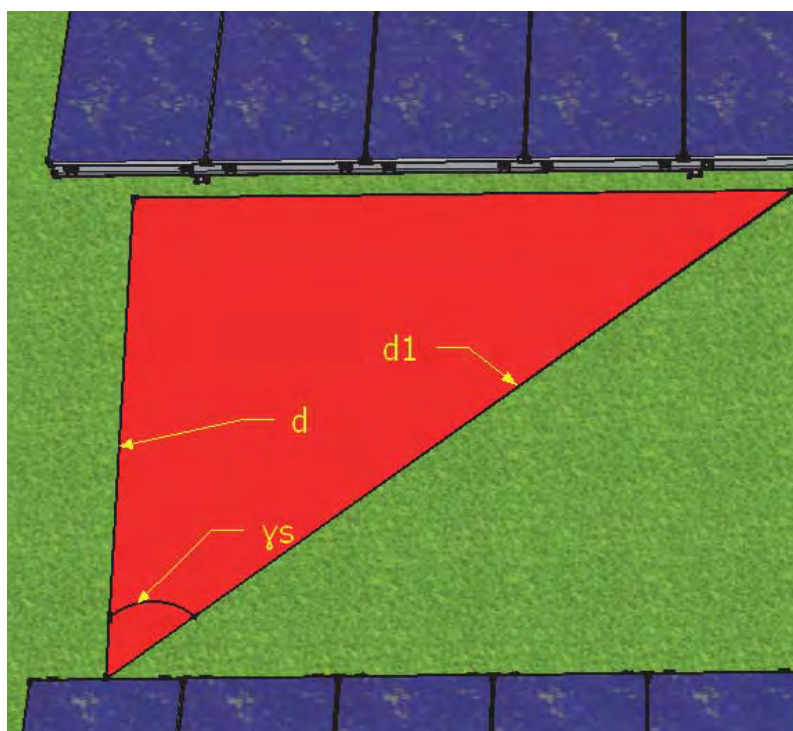


Figura 4.5: Distancia entre mesas

Se verifica la siguiente relación: $d = d_1 * \cos(\gamma_s) = 2,65\text{m}$

Se observa que realizando el cálculo detallado, la distancia entre mesas que verifica el criterio de 4hs de sol en el solsticio de invierno es menor que la obtenida utilizando la fórmula 4.3.

Por lo tanto, se obtiene un diseño más óptimo al considerar una distancia entre mesas de $2,65\text{m}$. Con este cambio, se logró disminuir el área total necesaria para

Capítulo 4. Diseño de Planta Generadora

emplazar el parque. Si bien el padrón elegido no presenta grandes restricciones en cuanto al lugar disponible se refiere, se consideró como criterio de diseño que el parque ocupe la mínima área necesaria. Con ésto, se logró disminuir los largos del cableado necesario, así como aumentar el área disponible para una posible ampliación.

En la figura 4.6 se muestra un corte transversal con el ángulo y distancia involucrada.

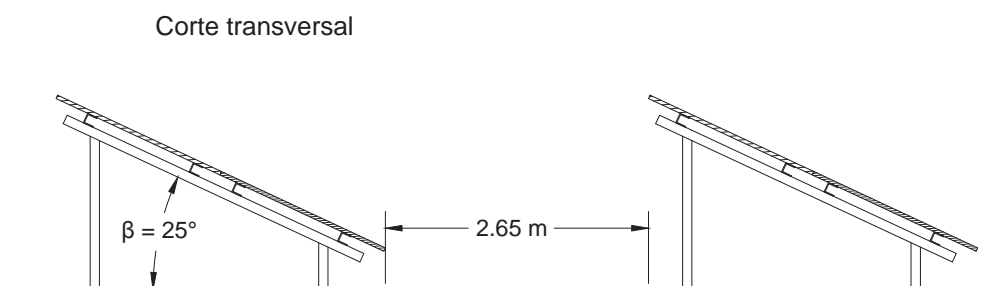


Figura 4.6: Corte transversal

4.1.6. Configuración física del parque

En la presente sección se detalla la configuración física de cada sub-parque.

De acuerdo a lo obtenido en el ítem 4.1.3, cada sub-parque quedó formado por el paralelo de 240 grupos, teniendo cada grupo 20 paneles en serie.

Con el objetivo de facilitar la obtención de una extensión de terreno apta para el emplazamiento de cada sub-parque, se buscó que los mismos tuvieran dimensiones rectangulares. Dada la geometría irregular del padrón, en algunos sub-parques se debió rediseñar la distribución de las mesas, tal como se observa en la figura 3.4.

Considerando lo anterior, se definió la siguiente configuración del parque: Mesas con dos niveles de paneles colocados a lo largo. 20 paneles por mesa. 240 mesas por cada sub-parque.

En las figuras 4.7 y 4.8 se presentan los bosquejos de los planos de planta evaluados para cada sub-parque.

4.1. Diseño de planta generadora

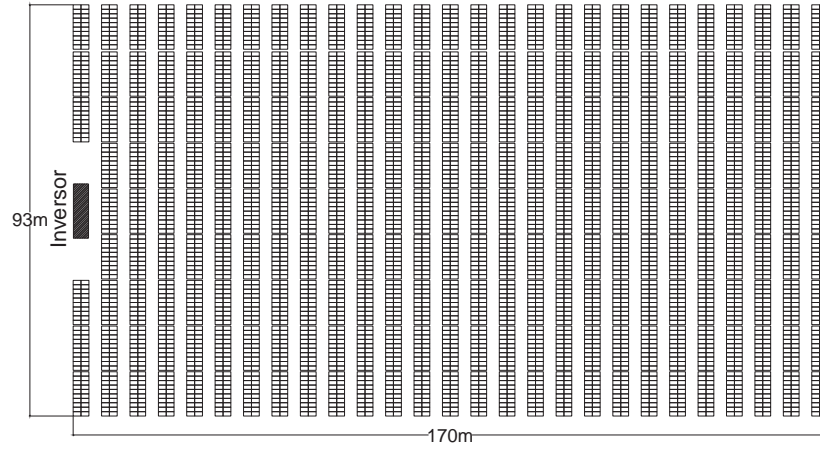


Figura 4.7: Bosquejo del Layout de cada sub-parque - Alternativa 1

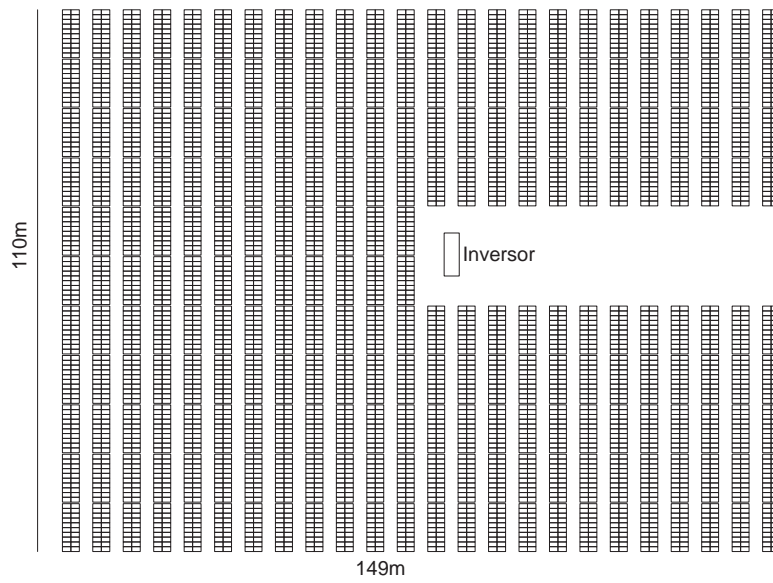


Figura 4.8: Bosquejo del Layout de cada sub-parque - Alternativa 2

Capítulo 4. Diseño de Planta Generadora

La alternativa 1 requiere una menor cantidad de terreno disponible, lo cual es deseable. Por otra parte, la alternativa 2 reduce las distancias máximas de cableado en DC, con lo cual las pérdidas correspondientes son menores.

Dado que en este tipo de proyectos, el área disponible es un factor determinante para poder definir el lugar de emplazamiento, se optó por la alternativa 1, la cual requiere aproximadamente 6 hectáreas menos que la alternativa 2. El área a emplear por cada sub-parque será de aproximadamente 1,57 hectáreas.

4.1.7. Dimensionado de conductores DC

Para el dimensionado de los conductores en DC, se utilizaron los siguientes criterios:

- Corriente admisible
- Caída de tensión
- Energía disipada durante un cortocircuito: $I^2.t < (KS)^2$
- Rigidez mecánica

Utilizando cada criterio, se obtuvieron las distintas secciones mínimas para cada tramo de cable, luego se tomó la más restrictiva de las condiciones obtenidas.

Los tramos de cables y los conectores tipo MC4 que conectan los módulos entre sí son de 4 mm², ambos provistos por el fabricante. Se verificó que dicho cable cumpliera con los requerimientos anteriormente descriptos.

Verificación por criterio de corriente admisible:

Según la norma IEC 60362-7-712, a su temperatura de trabajo, el cable de cada rama debe soportar 1,25 veces la corriente de cortocircuito en condición STC del módulo ($1,25 * I_{SC}$).

La condición anterior, debe ser verificada para ambos tramos del cableado en DC, es decir: desde un string de paneles hasta la caja de continua y desde la caja de continua hasta el inversor.

Considerando lo anterior, se obtuvieron los siguientes valores de corrientes mínimas admisibles:

Tramo string de paneles-caja de continua: $1,25 * I_{SC} = 11,6A$.

Tramo caja de continua-inversor: $1,25 * N_P * I_{SC} = 278A$.

Para el cable TECSUN-PV-PV1, las secciones mínimas son:

Tramo string de paneles-caja de continua: $S = 1,5mm^2$.

Tramo caja de continua-inversor: $S = 70mm^2$.

4.1. Diseño de planta generadora

Verificación por criterio de caída de tensión:

La sección mínima según el criterio de caída de tensión se obtiene a partir de la ecuación 4.5.

$$S = \frac{2Il}{\sigma N_s V \Delta V} \quad (4.5)$$

I : Corriente del panel en condiciones MPP [A]
 l : máxima distancia recorrida por el conductor [m]
 σ : Conductividad del conductor [$\frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$]
 ΔV : Máxima caída de tensión admisible [V] [%]
 N_s : Cantidad de módulos en serie
 V : Voltaje del panel en condición MPP [V]

Para el tramo que va desde el string de paneles hasta la caja de continua, se utilizaron los siguientes valores:

I : 8,69 [A]
 l : 35 [m]
 σ : 58,11 [$\frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$]
 ΔV : 0,015 [1,5 %]
 N_s : 20
 V : 36,8 [V]

Utilizando los valores indicados, se obtuvo que la sección mínima del tramo que va desde un string de paneles hasta la caja de continua es de $1,5mm^2$.

Para el tramo que va desde la caja de continua hasta el inversor, se utilizaron los siguientes valores:

I : 208,56 [A]
 l_{MAX} : 157 [m]
 σ : 58,11 [$\frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$]
 ΔV : 0,015 [1,5 %]
 N_s : 20
 N_p : 24
 V : 36,8 [V]

Para el caso del cableado desde la caja de continua hasta el inversor, los valores mínimos de sección de cable obtenidos se presentan en la tabla 4.1.

Largo (m)	Sección mínima (mm ²)	Sección Elegida (mm ²)
157	111,5	120
138	98,0	120
125	88,8	95
106	75,3	95
93	66,1	70
74	52,6	70
61	43,3	70
42	29,8	70
29	20,6	70
16	11,4	70

Tabla 4.1: Secciones mínimas obtenidas para los diferentes largos del tramo caja de continua - inversor, según el criterio de caída de tensión

Verificación por criterio de energía disipada durante cortocircuito.

Según el fabricante del PVbox, la corriente de cortocircuito máxima admisible es 4kA (2kA por cada inversor).

Sabiendo que $I_{SC} = 9,26A$, que $N_P = 24$ y que cada PVbox agrupa la corriente de 10 cajas de continua, el máximo cortocircuito posible en DC es de: $I_{DC,MAX} = 9,26 * 24 * 10 = 2222A$. Por lo tanto, la máxima corriente de cortocircuito que puede generarse es de 2222A, siendo menor que los 4000A admisibles por el PVbox.

Para realizar los cálculos de verificación de sección de cable por criterio de energía disipada durante un cortocircuito, se tomó una corriente de cortocircuito de 4kA, siendo esta hipótesis sumamente conservadora.

Considerando dicho valor de corriente de cortocircuito, y de la hoja de datos del fusible, ver figura 4.12, se puede asegurar que el tiempo de apertura del mismo es inferior a los 10ms.

De este modo, se debe verificar la relación $(KS)^2 > I^2t$.
El caso más comprometido se da para el cable de sección $70mm^2$.

Utilizando, $K=143$, $S = 70mm^2$, $t = 10ms$ e $I = 4000A$, se obtienen los siguientes valores: $100 \times 10^6 > 160 \times 10^3$. Se observa que la inecuación se verifica, por lo tanto los cables elegidos soportan los cortocircuitos que puedan aparecer.

4.1. Diseño de planta generadora

Para el cable tipo II 4.9 (Entre un string de paneles y la caja de continua), se consideró una corriente de cortocircuito máxima de $I_{DC,MAX} = 9,26 * 24 = 222A$.

Observando la hoja de datos del fusible correspondiente, ver figura 4.11, se obtuvo un tiempo de actuación aproximado de 80ms.

Por lo tanto, se verificó el criterio $(KS)^2 > I^2t$ para el cable de $4mm^2$:
 $327 \times 10^3 > 4 \times 10^3$.

Verificación por criterio de rigidez mecánica.

Este criterio establece que los cables deberán tener una sección mínima de $S = 2,5mm^2$, criterio que se verifica para todos los tramos de cable considerados, siendo la sección mínima de $S = 4mm^2$.

Capítulo 4. Diseño de Planta Generadora

Resumen de cableado en DC

En el esquema de la figura 4.9 se muestra un resumen del cableado DC elegido.

- Cable tipo I - Conexión entre paneles: Sección de $4mm^2$
- Cable tipo II - Conexión entre rama de paneles y caja de continua: Sección de $4mm^2$
- Cable tipo III - Conexión entre caja de continua y PVbox: Sección de entre $70mm^2$ y $120mm^2$. Ver tabla 4.1.

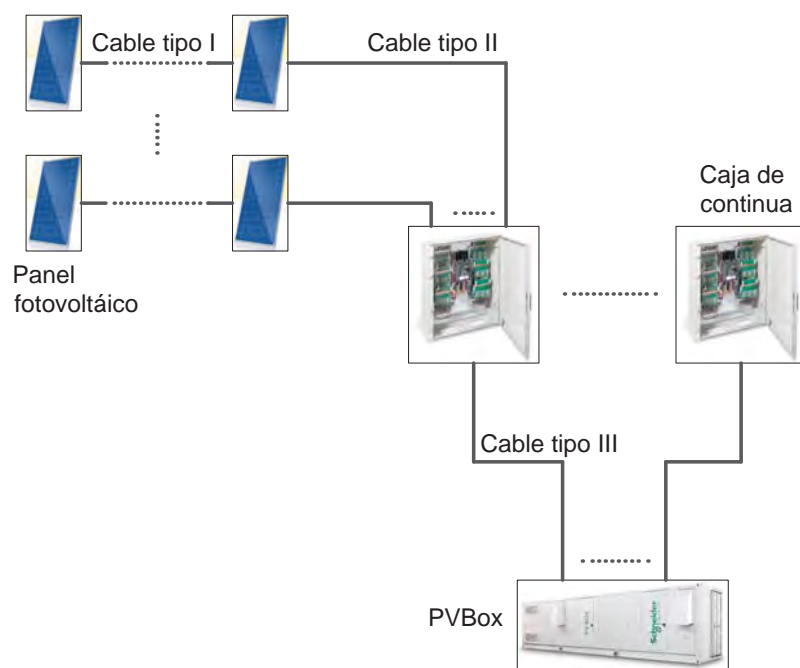


Figura 4.9: Resumen del cableado DC

4.1. Diseño de planta generadora

4.1.8. Selección y ajuste de protecciones

En la figura 4.10 se presenta el diagrama unifilar simplificado de cada sub-parque.

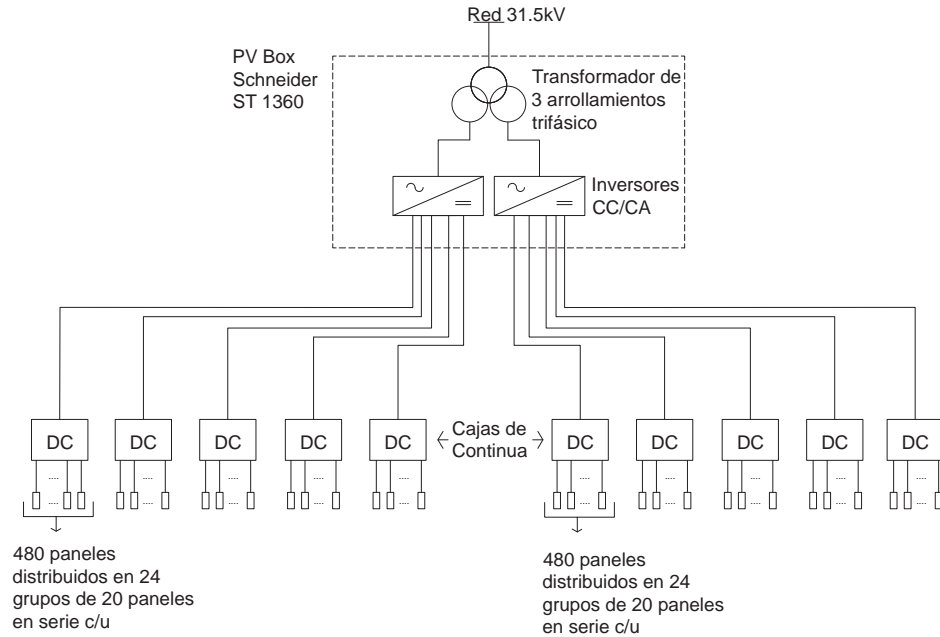


Figura 4.10: Diagrama unifilar simplificado de cada sub-parque

Como se puede observar, se realizó un diseño modular. Se utilizaron 10 cajas de continua, cada una de las cuales recoge la potencia de 480 paneles.

Para determinar el calibre de los fusibles a utilizar, se emplearon las siguientes inecuaciones:

$$I_{n_{rama}} \geq 1,25 * I_{SC,modulo}$$

$$I_{n_{grupo}} \geq 1,25 * N_p * I_{SC,modulo}$$

$$V_{n_{fusible}} \geq 1,1 * N_s * V_{OC,modulo}$$

Donde una rama es un conjunto de módulos conectados en serie y un grupo es un conjunto de ramas conectadas en paralelo.

Considerando que $I_{SC,modulo} = 9,26A$, $V_{OC,modulo} = 45,3V$, $N_s = 20$ y $N_p = 24$, se obtienen las siguientes condiciones:

$$I_{n_{rama}} \geq 11,58A$$

Capítulo 4. Diseño de Planta Generadora

$$I_{n_{grupo}} \geq 277,8A$$

$$V_{n_{fusible}} \geq 997V$$

Por lo tanto, se determinaron los siguientes calibres:

$$I_{n_{rama}} = 16A$$

$$I_{n_{grupo}} = 315A$$

$$V_{n_{fusible}} = 1000V$$

Las figuras 4.11 y 4.12 muestran las curvas de actuación de los fusibles elegidos.

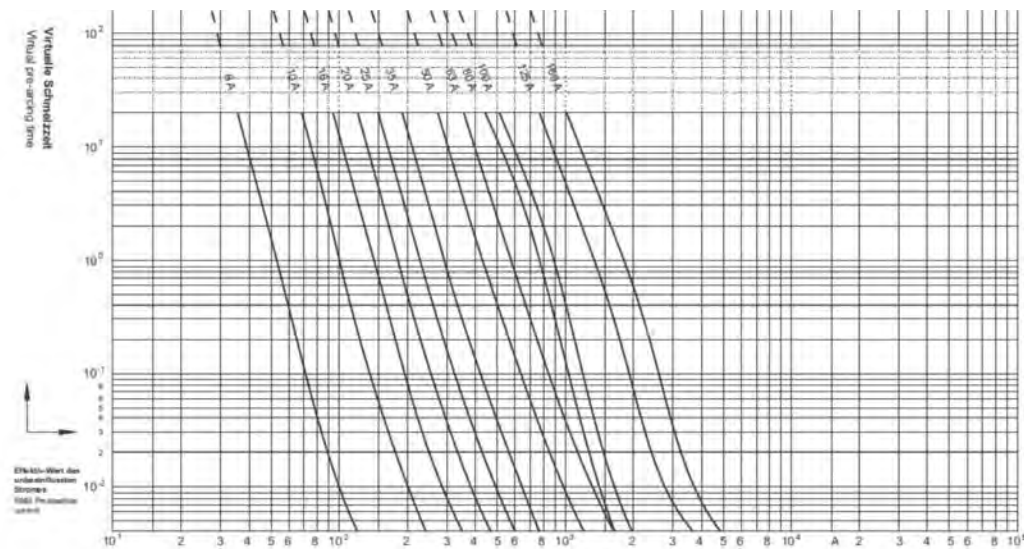


Figura 4.11: Curva de actuación de los fusibles de 16A [51]

4.1. Diseño de planta generadora

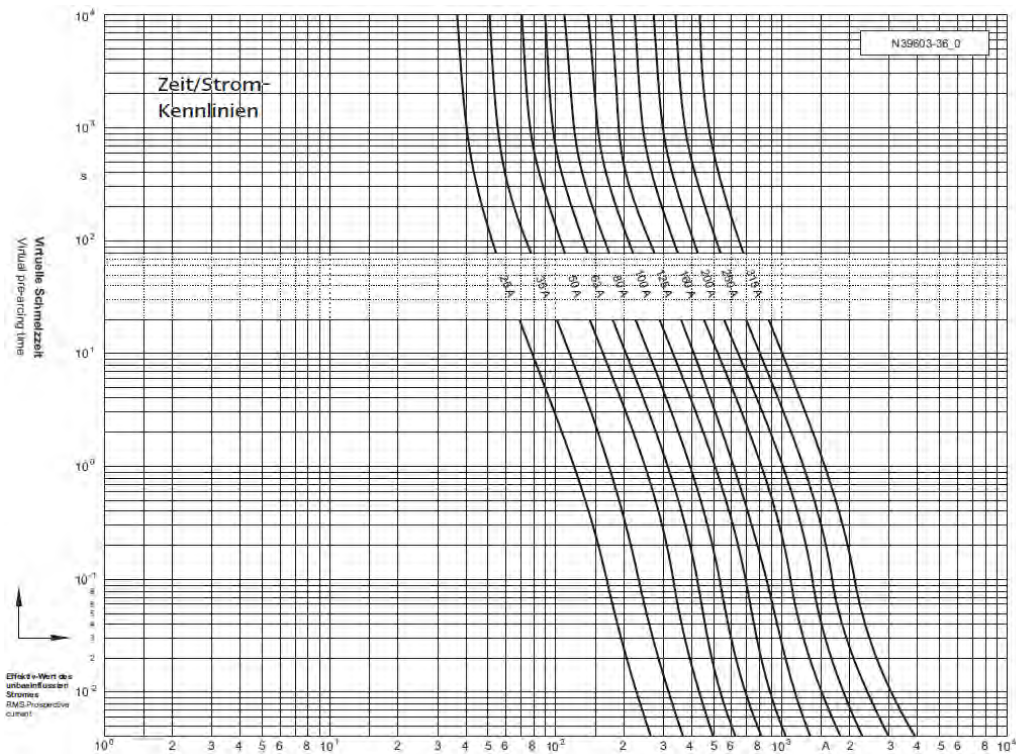


Figura 4.12: Curva de actuación de los fusibles de 315A [51]

4.1.9. Canalización del cableado DC

Los cálculos en la sección 4.1.7 determinan que el cableado DC está formado por conductores de 4 mm^2 (desde los paneles hasta las cajas de continua) y por conductores de entre 70 y 120 mm^2 (desde las cajas de continua hasta el inversor).

Para el dimensionado de las canalizaciones correspondientes, se tomó como criterio que el área total ocupada por los conductores sea menor o igual al 30% del área útil de la canalización.

Considerando los conductores TECSUN (PV) PV1-F de 4 mm^2 (diámetro exterior de 5.6 mm), se obtiene que el área que ocupan es de $2 \times 24,6 \text{ mm}^2$, por lo tanto, la canalización deberá tener un área mínima de 164 mm^2 . Con un ducto de 20 mm de diámetro se estaría cumpliendo con el requisito anterior. Sin embargo, se opta por un ducto de 40 mm de diámetro para evitar problemas al momento del tendido de los cables.

Para el cálculo de las dimensiones de la canalización entre las cajas de continua y el inversor, se utilizó el mismo criterio, es decir, que el área total de los conductores sea menor o igual al 30% del área útil de la canalización.

Capítulo 4. Diseño de Planta Generadora

Considerando lo anterior, se obtuvo que el diámetro mínimo de la canalización debe ser de 87 mm . Para simplificar el proceso de tendido, se optó por un ducto de $\phi 110\text{ mm}$.

En la figura 4.13 se observa el detalle de la acometida entre una mesa y la cámara de acople a la canalización subterránea.

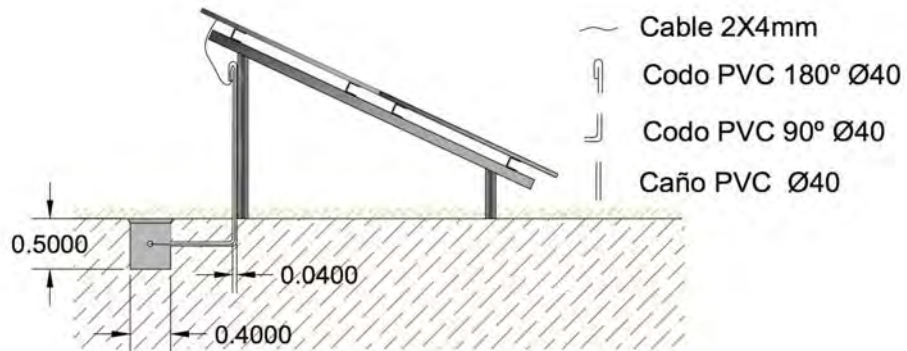


Figura 4.13: Detalle de la acometida entre una mesa y la cámara correspondiente

En la figura 4.14 se presenta el esquema de las canalizaciones del cableado en DC para un sub-parque.

4.1. Diseño de planta generadora

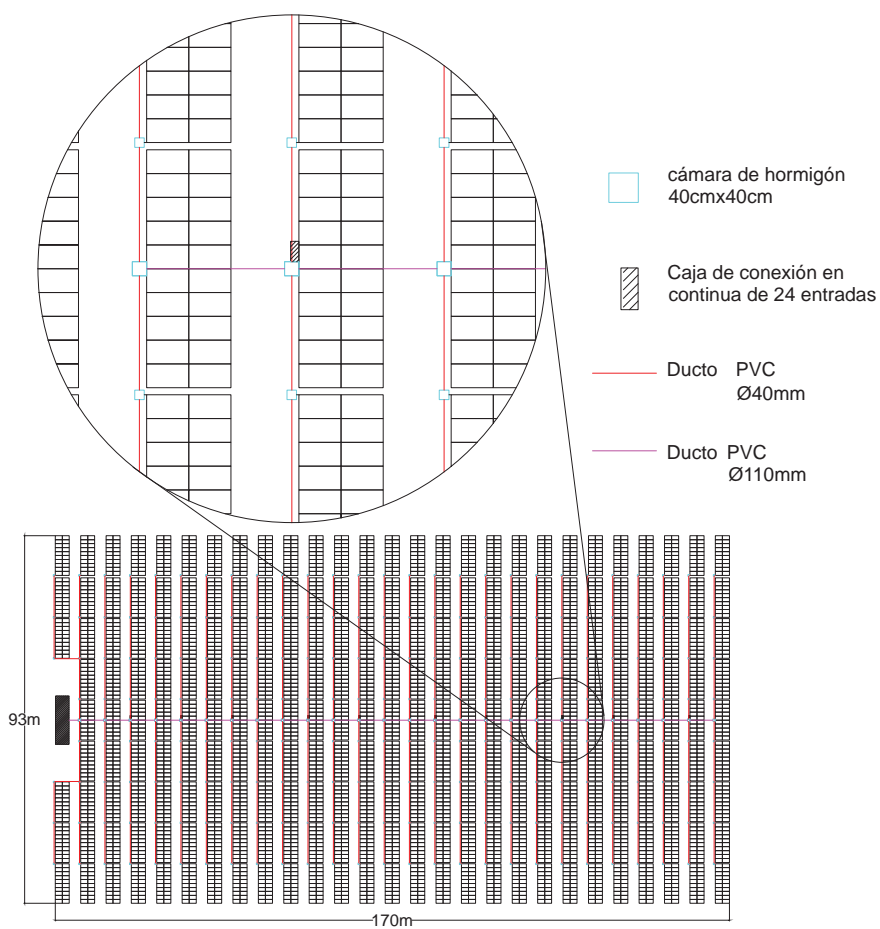


Figura 4.14: Esquema de canalizaciones DC

4.1.10. Sistema de montaje

Se evaluaron los siguientes sistemas de montaje: Tipo Hincado con postes y cimentación con hormigón.

En las figuras 4.15 y 4.16 se observan los esquemas de los sistemas evaluados.

Capítulo 4. Diseño de Planta Generadora

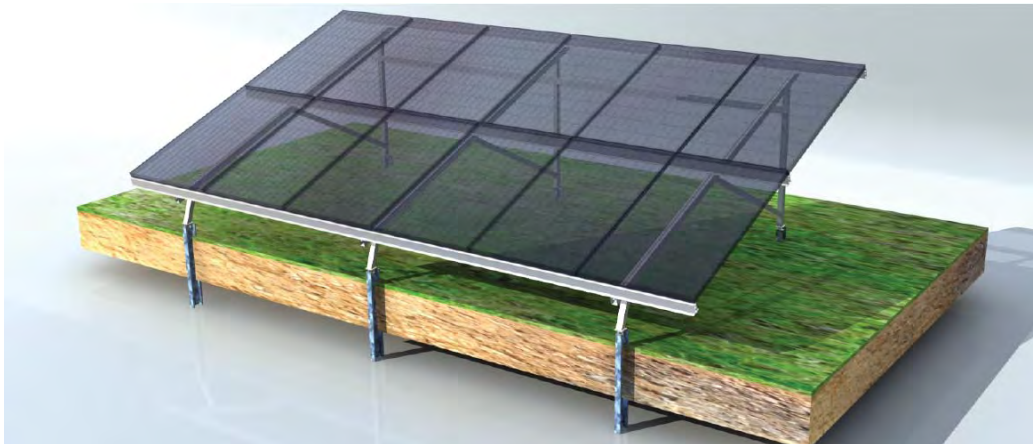


Figura 4.15: Sistema de montaje del tipo hincado 2 postes [23]

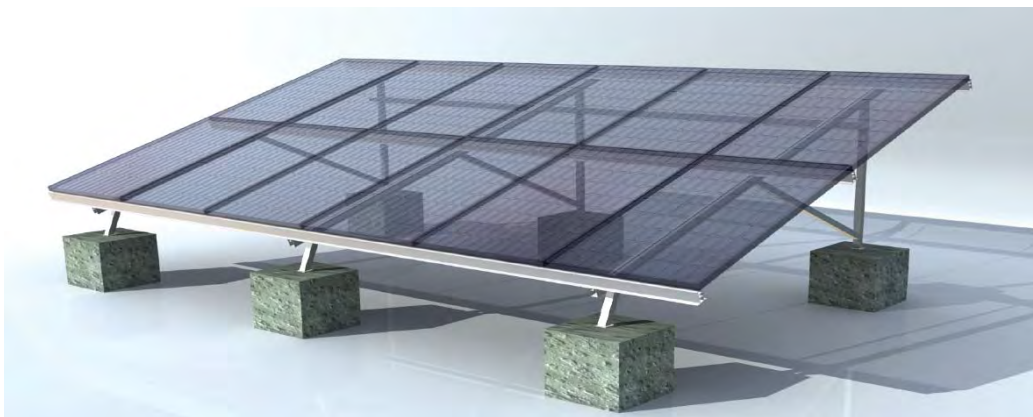


Figura 4.16: Sistema de montaje utilizando cimentación con hormigón [23]

A continuación se enumeran algunas ventajas y desventajas de ambos sistemas.

Sistema del tipo hincado 2 postes:

- Ventajas:
 - Rápida instalación
 - Apto para terrenos no nivelados
 - Luego de su desmontaje, las condiciones iniciales del terreno no se ven afectadas
- Desventajas
 - No es posible su instalación en terrenos rocosos/sellados
 - Costos de instalación altamente dependientes del terreno (difícil de estimar)

4.1. Diseño de planta generadora

Sistema con cimentación de hormigón:

- Ventajas:
 - Estimación de costos más predecible
 - Es posible instalarlo en terrenos duros
 - Apto para suelos sensibles a la presión superficial
- Desventajas
 - Es necesario preparar el terreno previamente
 - Luego de su desmontaje, el impacto ambiental no es despreciable

Teniendo en cuenta las ventajas del sistema de montaje tipo hincado con postes y dado que no se imponen restricciones sobre el tipo de suelo, se seleccionó este sistema de montaje.

Capítulo 5

Subestación Elevadora

5.1. Introducción

Se tomó como base para el anteproyecto una solución estándar de similar potencia y niveles de tensión a los requeridos para el diseño del parque, así como el Convenio de Uso provisto por UTE dentro de los documentos de la licitación de energía solar fotovoltaica K44918 del año 2013 [25] .

La subestación elevadora transformará la energía proveniente de los inversores del parque en 31,5kV a 150kV para poder inyectar la energía a la red de transmisión. Será capaz de manejar una potencia de 50MVA a una frecuencia de 50Hz.

5.2. Principales elementos de la Subestación

- Transformador de potencia
- Seccionadores
- Interruptor
- Transformadores de tensión
- Transformadores de intensidad
- Descargadores
- Aisladores
- Celdas de MT

5.3. Determinación de la configuración de la estación

Se escogió la configuración barra principal / barra auxiliar para tener continuidad de servicio ante eventuales fallas y/o trabajos de mantenimiento en uno de los

Capítulo 5. Subestación Elevadora

interruptores. Respecto a las celdas de MT, se utilizaron 10:

- Entrada de ramales (cantidad: 6)
- Entrada de reserva (cantidad: 1)
- Servicios auxiliares (cantidad: 1)
- Medida de tensión en 31.5kV (cantidad: 1)
- Salida al transformador elevador (cantidad: 1)

5.4. Diagrama unifilar

En la figura 5.1 se expone el diagrama unifilar de la estación elevadora donde se muestran los componentes antes mencionados.

Las secciones delimitadas por las líneas punteadas indican el sector de la estación perteneciente al parque solar, el resto de la instalación pertenece a la empresa distribuidora (UTE). Mediante el uso del acoplador, se puede sustituir tanto el interruptor 52-3 como el 52-1, de la figura 5.1. Por lo tanto, el interruptor del acoplador deberá adaptarse a las protecciones del interruptor que sustituya, realizando la transferencia de protecciones correspondiente.

5.4. Diagrama unifilar

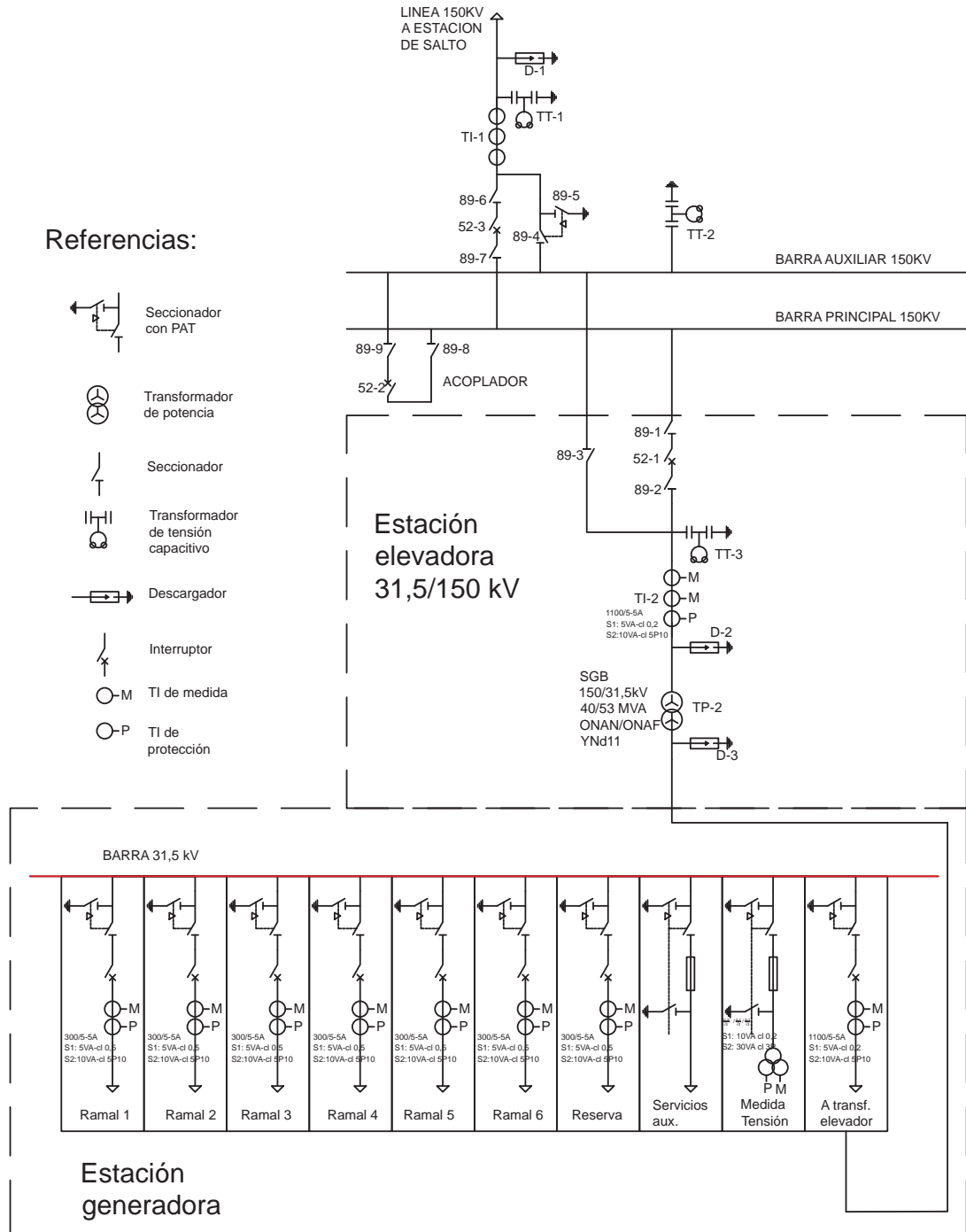


Figura 5.1: Diagrama unifilar de la subestación

5.5. Plano de Planta

El puesto de conexión y medida junto con la subestación propia, se ubicarán en un predio de 200mx200m. Las instalaciones pertenecientes al parque estarán delimitadas de las instalaciones de UTE mediante una cerca.

La instalación en 150kV y el transformador de potencia serán instaladas a la intemperie, aislados en aire, con equipamiento de potencia clase 170kV. En la figura 5.2 se muestra dentro de la línea punteada en azul el equipamiento perteneciente a UTE y en verde el equipamiento perteneciente al parque.

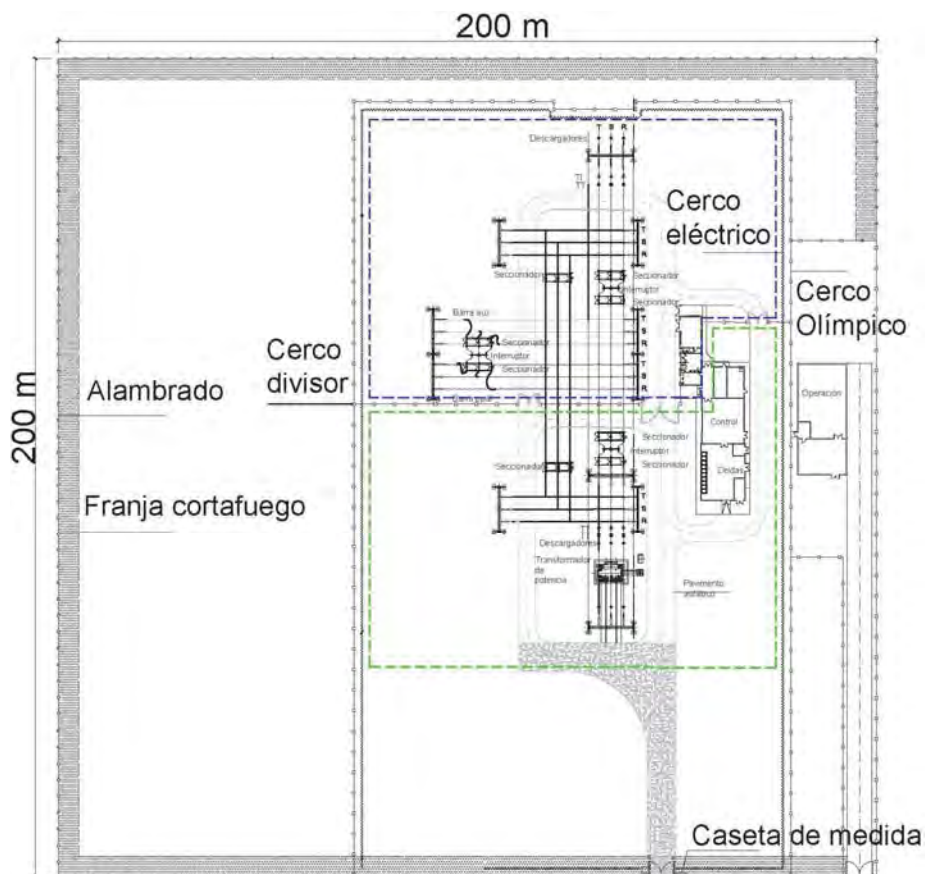


Figura 5.2: Planta de la subestación

En las figuras 5.3 y 5.4 se expone el detalle de las subestaciones de UTE y el generador respectivamente.

5.5. Plano de Planta

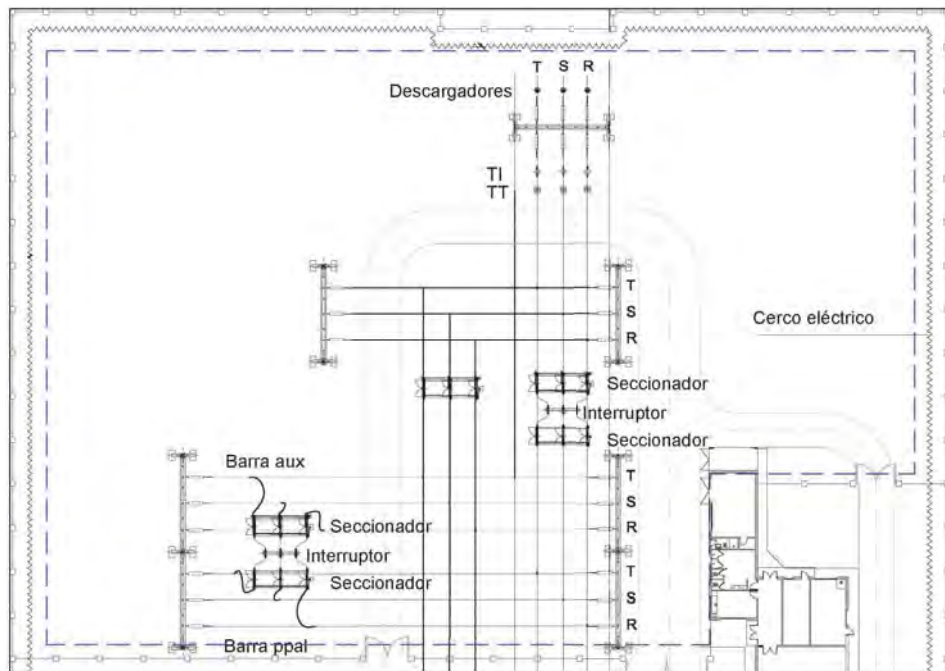


Figura 5.3: Planta de la subestación de UTE

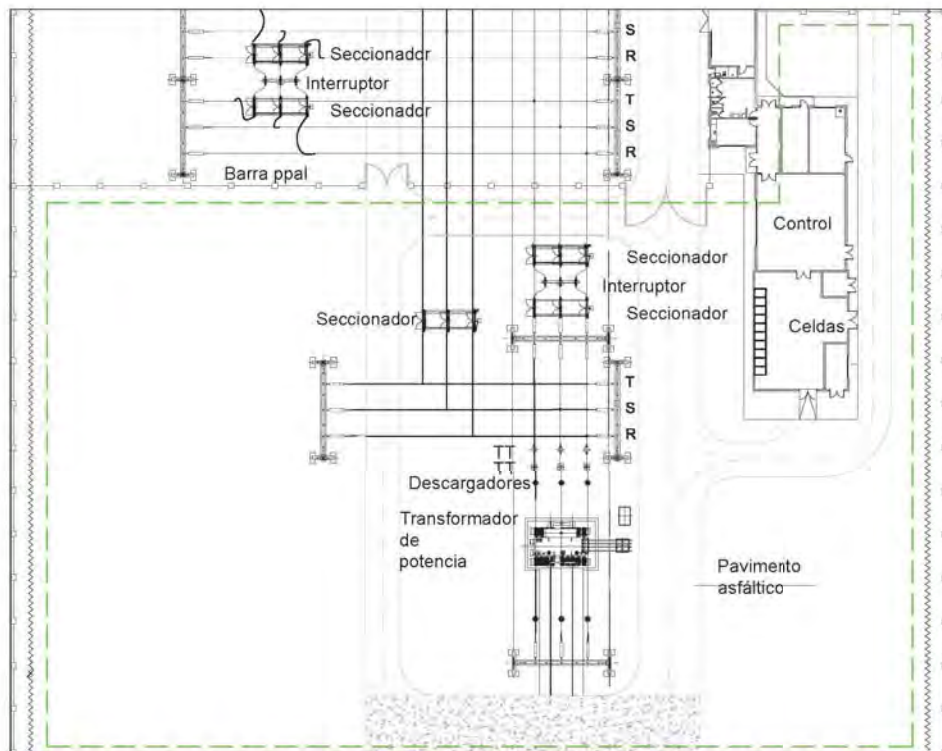


Figura 5.4: Planta de la subestación del generador

5.6. Selección de componentes

5.6.1. Transformador de potencia

Para determinar la potencia nominal de transformador se consideró la curva de capacidad del parque, dado que a partir de la misma se obtendrá la máxima potencia en MVA que el transformador debe entregar a la red. A partir de la curva PQ exigida por UTE (figura 5.5), obtenida del Convenio de Uso antes mencionado) y la máxima potencia disponible a nivel de inversores (50,32 MVA), se construyó la curva de capacidad del parque mostrada en la figura 5.6. De este modo se deduce que la máxima potencia que puede circular por el transformador es de 50,32 MVA. Teniendo en cuenta que la mayor parte del tiempo (95% según simulaciones del PVsyst) el parque estará generando menos de 40 MVA, se decide utilizar un transformador de 40 MVA (ONAN) y 53 MVA (ONAF).

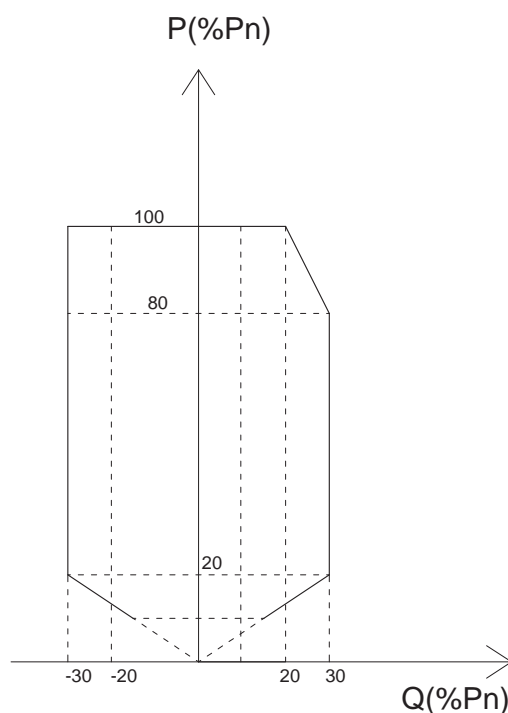


Figura 5.5: Curva PQ exigida por UTE en el punto de conexión [25]

5.6. Selección de componentes

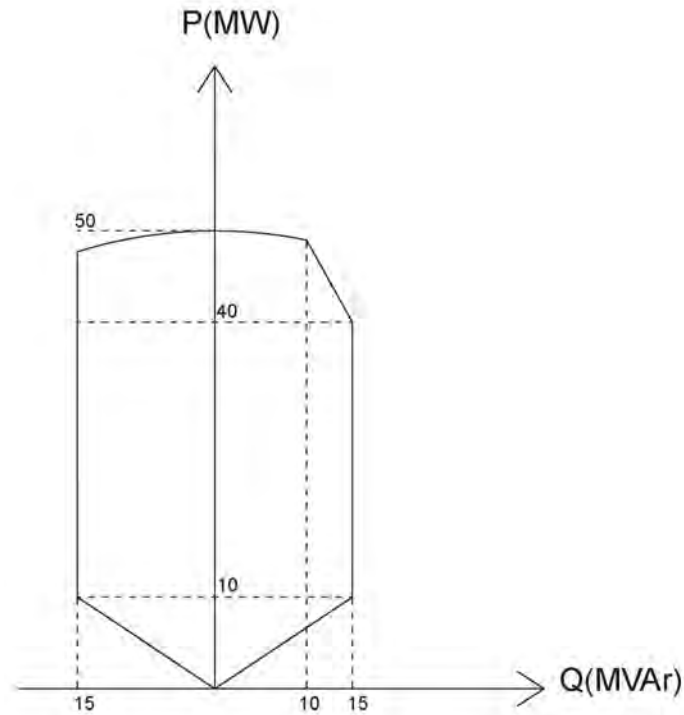


Figura 5.6: Curva de capacidad del parque

- Principales datos técnicos del Transformador Principal:
 - Tensión primaria: 150kV
 - Tensión secundaria: 31,5kV
 - Potencia nominal: 40 MVA (ONAN) 53 MVA (ONAF)
 - Índice horario: YND11
 - Frecuencia de operación: 50Hz
 - Normas de fabricación: IEC 60076

5.6.2. Componentes de maniobra, protección y medida en 150 kV

En esta sección se determinaron las características principales de los componentes de maniobra, protección y medida tales como: tipo de instalación, voltaje nominal, frecuencia nominal, clase de aislación, corriente nominal y corriente de cortocircuito.

- Tipo de instalación: Dado que se eligió una instalación a la intemperie, todos los equipos deberán ser aptos para instalarse en el exterior.
- Voltaje y frecuencia nominal: Teniendo en cuenta que el voltaje nominal de operación es de 150 kV @ 50Hz, se desprende que el voltaje nominal de los equipos debe ser 150 kV y su frecuencia nominal 50 Hz.

Capítulo 5. Subestación Elevadora

- Clase: Dada la tensión nominal, quedó determinada la clase de aislación en 170 kV.
- Corriente nominal: A partir de la potencia de máxima operación del transformador (53 MVA), se calculó la corriente que deberán soportar los equipos en régimen como: $I = S/(\sqrt{3} * U) = 53MVA/(\sqrt{3} * 150kV) = 204,0A$.
- Corriente de cortocircuito: La potencia de cortocircuito en barras de Salto es de 902,76 MVA [55], se consideró como peor caso que la impedancia de la línea que une el parque con la estación de Salto es despreciable ante la impedancia del transformador, por lo tanto:

$$I_{CC} = \frac{U}{\sqrt{3} * (X_{UTE} + X_{Transformador})}$$

Donde:

$$X_{UTE} = U^2/S_{CC} = 24,92\Omega$$

$$X_{Transformador} = 0,12 * U^2/S_n = 50,94\Omega.$$

De este modo la corriente de cortocircuito máxima obtenida es: $I_{CC} = 1,14kA$.

A continuación se listan los parámetros que caracterizan a cada uno de los componentes requeridos para la subestación [56], dentro de los cuales se mencionan además de los parámetros calculados, otros que deberán ser definidos en el proyecto de detalle de la subestación. Detalle que escapa del alcance de este proyecto.

- Descargadores
 - Norma IEC 60099.
 - Tipo de instalación.
 - Voltaje nominal.
 - Frecuencia nominal.
 - Característica de descarga:
 - Corriente de drenaje.
 - Voltaje residual.
 - Número de polos.
- Seccionadores
 - Norma IEC 60129.
 - Tipo de instalación.
 - Voltaje nominal.

5.6. Selección de componentes

Frecuencia nominal.

Clase.

Tensión de impulso.

Corriente nominal.

Corriente de breve duración.

Corriente de cresta.

Número de polos.

- Interruptores:

Norma IEC 60056.

Tipo de instalación.

Voltaje nominal.

Frecuencia nominal.

Clase.

Tensión de impulso.

Corriente nominal.

Poder de interrupción.

Poder de cierre.

Corriente de breve duración.

Número de polos.

- Transformador de tensión:

Norma IEC 60186.

Tipo de instalación.

Voltaje nominal.

Frecuencia nominal.

Clase.

Tensión de impulso.

Número de polos.

- Transformadores de corriente:

Norma IEC 60044.

Tipo de instalación.

Voltaje nominal.

Frecuencia nominal.

Número de polos.

5.7. Medidores de energía

Según se especifica en convenios de uso de UTE los medidores deben estar ubicados junto al nodo de conexión entre el generador y UTE, del lado de UTE. El nodo de conexión se define como la frontera eléctrica entre las instalaciones del parque y la instalación de enlace de AT de UTE. En cuanto al puesto de conexión y medida, se exige que cuente con acceso para personal de UTE y para el ingreso o egreso de equipos desde la vía pública. El acceso de personal será independiente y directo desde la vía pública (ver 3.4). Los requerimientos sobre la medida de energía están establecidos en el Reglamento del Sistema de Medición Comercial (SMEC) aprobado por el Regulador en virtud de la Resolución 14/002 del 27/11/2002 [30]. Algunos requisitos básicos establecidos en dicho reglamento, con los que deberá contar el sistema de medición son:

- Un medidor principal y uno de respaldo
- Transformadores de intensidad y de tensión. Podrán ser compartidos o independientes para cada medidor.

Además de los medidores de UTE, el parque contará con medidores de energía bidireccionales de su propiedad independientes a los regidos por reglamento SMEC. En la figura 5.7 se expone un esquema indicando la frontera eléctrica entre UTE y el generador.

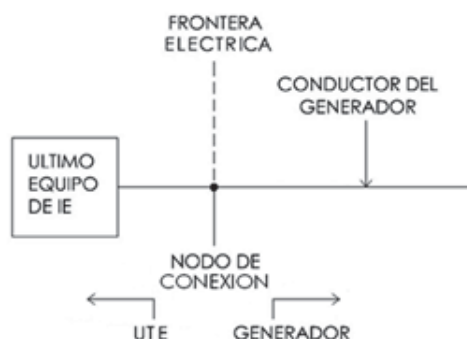


Figura 5.7: Esquema de frontera eléctrica entre UTE y el Generador

5.8. SCADA

El parque contará con un sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), básicamente es un software que permite controlar, supervisar, visualizar y almacenar información del parque. El software deberá poder comunicarse con todos los equipos que midan los parámetros relevantes del parque:

- Variables meteorológicas
 - Irradiancia
 - Temperatura ambiente
 - Velocidad del viento
- Variables relacionadas con el sistema de continua
 - Corriente
 - Tensión
- Variables relacionadas con el sistema de alterna
 - Tensión de línea
 - Corriente de línea
 - Potencia de salida
 - Factor de potencia
 - Frecuencia
 - Energía
 - Monitoreo de equipos de potencia.

Disponer de un sistema de este tipo contribuye a que el sistema funcione de la mejor manera posible, detectando fallas y reduciendo costos.

5.9. Estación Meteorológica

La estación meteorológica contará con sensores, equipos de procesamiento de información y equipos de comunicación, entre otros. Su función será medir las condiciones meteorológicas en las que opera la planta en cada momento. Algunos de los parámetros que medirá son la temperatura, irradiancia, velocidad y dirección del viento. La misma deberá poder comunicarse con el sistema SCADA que controla el parque. Junto a la estación se instalará además, un módulo fotovoltaico piloto igual a los utilizados en la planta que sirve para determinar el rendimiento de los paneles. En la figura 5.8 se observa una imagen de la estación descrita anteriormente.



Figura 5.8: Estación Meteorológica [22]

5.10. Línea de Alta Tensión

La conexión entre la estación Salto y el Puesto de Conexión y Medida del Generador se realizará mediante una línea de 150 kV en torre de doble terna con una sola terna instalada de conductor Hawk ACSR (aluminio con alma de acero) con un largo aproximado de 4.5 km. El trazado tentativo se puede consultar en la figura 3.5. Por el criterio de corriente admisible (192 A) se seleccionó un conductor de sección 50mm^2 , luego se verificó el criterio de caída de tensión, ver sección 5.11.5, cumpliendo con el mismo.

En la figura 5.9 se presenta un esquema de la torre de la línea de 150kV.

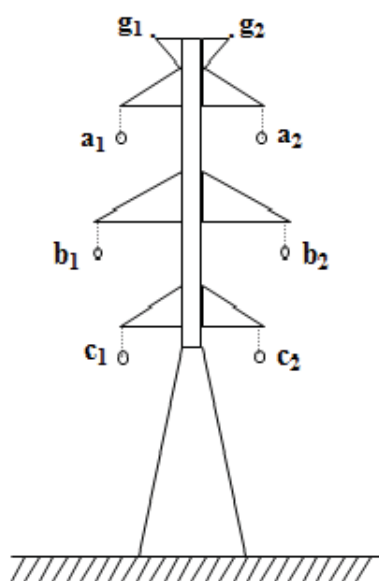


Figura 5.9: Torre doble terna para instalación de línea de 150kV

5.11. Sistema colector de MT

5.11.1. Layout del cableado

En la figura 5.10, se observa un layout del sistema de media tensión diseñado. Tal como se observa, se realizó una división en 6 circuitos. Se realizó una configuración radial. Bien puede considerarse una red mallada cuyo beneficio sería aumentar la redundancia en el cableado de MT, a costo de una celda más por cada ramal y mayor cantidad de cable. Considerando que las fallas en el cableado son poco probables dadas las características de la instalación, se optó por la solución más económica.

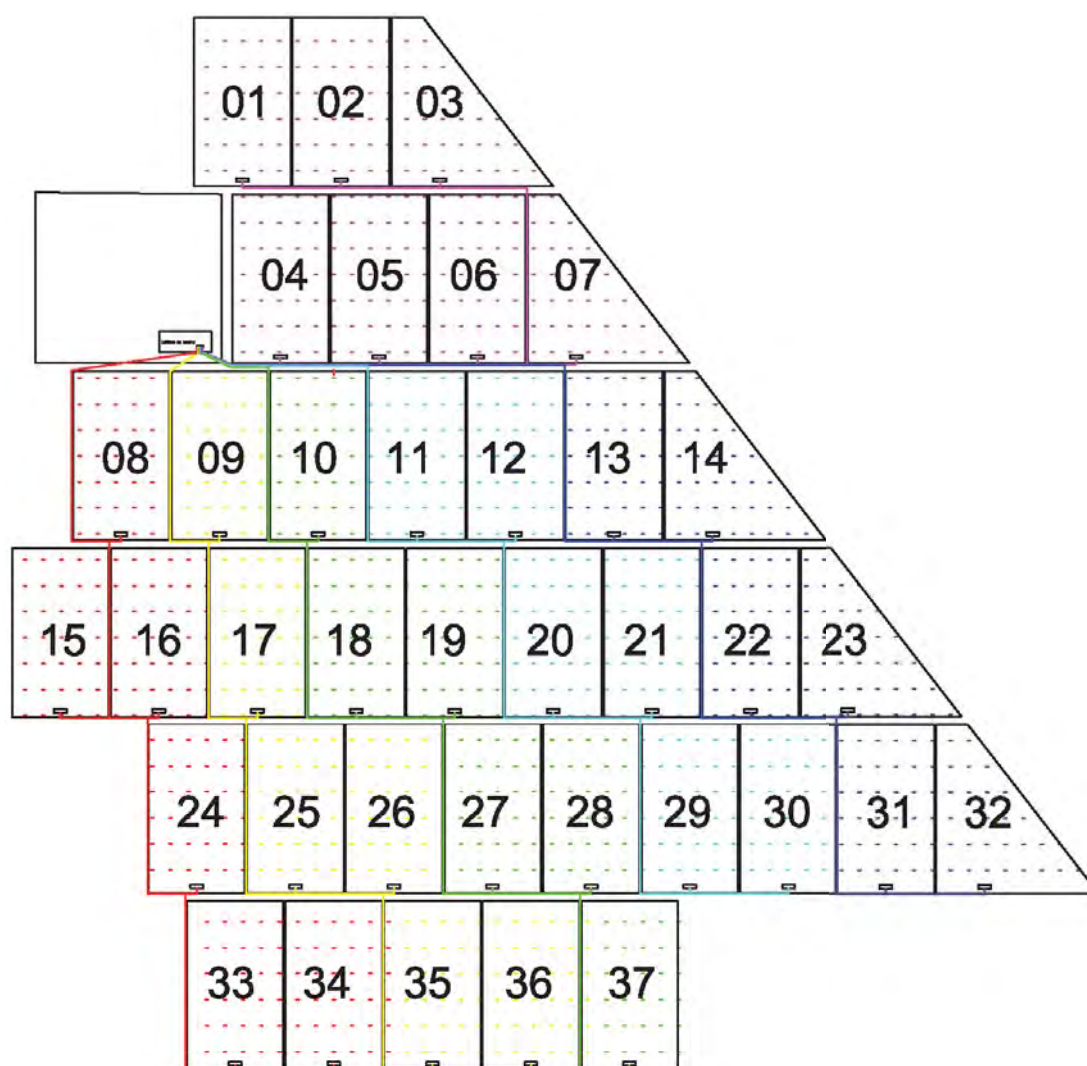


Figura 5.10: Sistema colector de MT

5.11. Sistema colector de MT

5.11.2. Unifilar del cableado

En la figura 5.11 se expone el diagrama unifilar del cableado para el sistema en MT donde se representa cada sub-parque como un generador en serie con un transformador. La numeración corresponde a la de cada sub-parque, de acuerdo a la figura 5.10.

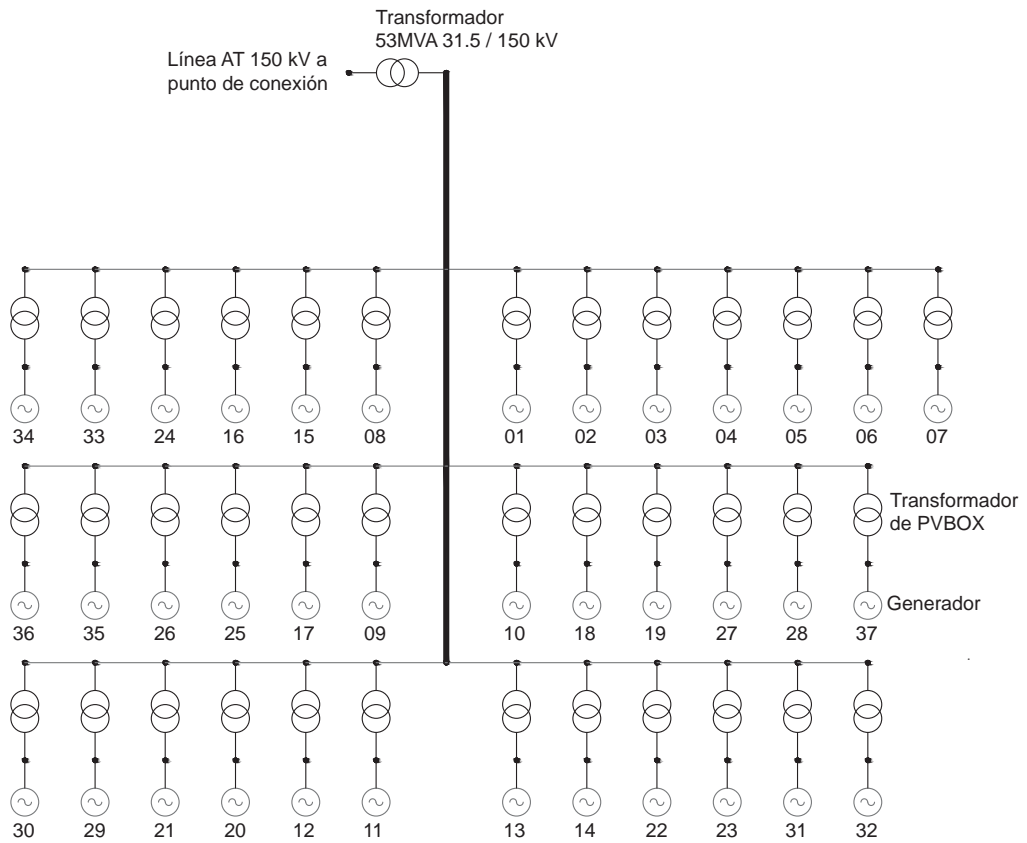


Figura 5.11: Unifilar del sistema colector de MT

5.11.3. Zanjas tipo cableado MT

En la figura 5.12 se presenta un plano de corte de la zanja tipo de MT y en la figura 5.13 se presenta un plano de corte de la zanja tipo de MT bajo vial.

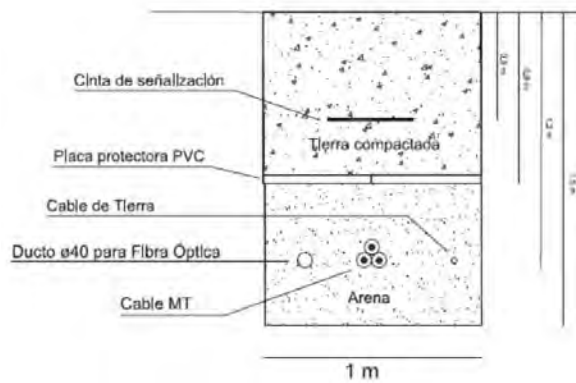


Figura 5.12: Corte de zanja tipo de MT

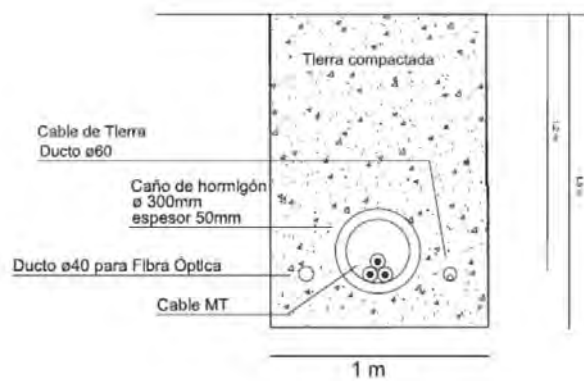


Figura 5.13: Corte de zanja tipo de MT bajo vial

5.11.4. Caída de tensión en circuitos de MT

Luego de seleccionar los conductores por el criterio de corriente admisible, se calculó la caída de tensión en los circuitos de MT, utilizando la siguiente fórmula:

$$\Delta U = \sqrt{3}I(R.\cos(\phi) + X.\sen(\phi)) \quad (5.1)$$

Siendo:

I: Corriente en A

R: Resistencia en Ω

X: Reactancia en Ω

$\cos(\phi)$: factor de potencia

Para el cálculo de la resistencia, se utilizó la siguiente fórmula:

$$R_T = R_o(1 + \alpha(T - T_o)) \quad (5.2)$$

Siendo:

R_o : Resistencia del conductor a 20 °C

α : Coeficiente de variación de resistencia con la temperatura

T: Temperatura del conductor

T_o : 20°C

Se realizó la corrección del valor de resistencia, utilizando un valor de temperatura de 90 °C. Dicho valor corresponde a la temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente. Dado que la resistencia aumenta con la temperatura, y por lo tanto también aumenta la caída de tensión, utilizar un valor de temperatura de 90 °C, implica evaluar un peor caso en cuanto a temperatura se refiere.

Dado que la caída de tensión depende del ángulo ϕ , se buscó el peor caso, es decir, el valor de ϕ para el cual la caída de tensión es mayor. Para los valores de resistencia e inductancia utilizados, la mayor caída se da para $\cos(\phi) = 0,98$.

En la tabla 5.1 se presentan los resultados de los cálculos de caída de tensión para cada uno de los 6 circuitos de MT, utilizando las ecuaciones expuestas previamente y los datos de los conductores F.

Capítulo 5. Subestación Elevadora

Circuito	Tramo	Potencia (kW)	Intensidad Acumulada (A)	Longitud (m)	Sección (mm ²)	R (Ω/m)	X (Ωm/km)	X (Ωkm)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)	Caída de Tensión (Resultado)
1	1-2	1360	24,9	105,72	50	0,077	0,155	0,016	3,398128	0,011%	0,350%
	2-3	2720	49,9	105,72	50	0,077	0,155	0,016	6,796256	0,022%	
	3-7	4080	74,8	312,22	50	0,2273	0,155	0,048	30,1068	0,096%	
	7-6	5440	99,7	105,72	50	0,077	0,155	0,016	13,59251	0,043%	
	6-5	6800	124,6	105,72	50	0,077	0,155	0,016	16,99064	0,054%	
	5-4	8160	149,6	105,72	50	0,077	0,155	0,016	20,38877	0,065%	
	4-5E	9520	174,5	84,86	50	0,0618	0,155	0,013	19,09342	0,061%	
2	32-31	1360	24,9	105,72	50	0,077	0,155	0,016	3,398128	0,011%	0,598%
	31-23	2720	49,9	239,82	50	0,1746	0,155	0,037	15,41693	0,049%	
	23-22	4080	74,8	105,72	50	0,077	0,155	0,016	10,19438	0,032%	
	22-14	5440	99,7	239,82	50	0,1746	0,155	0,037	30,83387	0,098%	
	14-13	6800	124,6	105,72	50	0,077	0,155	0,016	16,99064	0,054%	
	13-5E	8160	149,6	577,96	50	0,4209	0,155	0,09	111,4632	0,354%	
	3	30-29	1360	24,9	105,72	50	0,077	0,155	0,016	3,398128	
29-21		2720	49,9	239,82	50	0,1746	0,155	0,037	15,41693	0,049%	
21-20		4080	74,8	105,72	50	0,077	0,155	0,016	10,19438	0,032%	
20-12		5440	99,7	239,82	50	0,1746	0,155	0,037	30,83387	0,098%	
12-11		6800	124,6	105,72	50	0,077	0,155	0,016	16,99064	0,054%	
11-5E		8160	149,6	389,46	50	0,2836	0,155	0,06	75,10982	0,238%	
4		37-28	1360	24,9	239,82	50	0,1746	0,155	0,037	7,708467	0,024%
	28-27	2720	49,9	105,72	50	0,077	0,155	0,016	6,796256	0,022%	
	27-19	4080	74,8	239,82	50	0,1746	0,155	0,037	23,1254	0,073%	
	19-18	5440	99,7	105,72	50	0,077	0,155	0,016	13,59251	0,043%	
	18-10	6800	124,6	239,82	50	0,1746	0,155	0,037	38,54233	0,122%	
	10-5E	8160	149,6	295,76	50	0,2154	0,155	0,046	57,03918	0,181%	
	5	36-35	1360	24,9	105,72	50	0,077	0,155	0,016	3,398128	0,011%
35-26		2720	49,9	239,82	50	0,1746	0,155	0,037	15,41693	0,049%	
26-25		4080	74,8	105,72	50	0,077	0,155	0,016	10,19438	0,032%	
25-17		5440	99,7	239,82	50	0,1746	0,155	0,037	30,83387	0,098%	
17-9		6800	124,6	239,82	50	0,1746	0,155	0,037	38,54233	0,122%	
9-5E		8160	149,6	258,96	50	0,1886	0,155	0,04	49,94207	0,159%	
6		34-33	1360	24,9	105,72	50	0,077	0,155	0,016	3,398128	0,011%
	33-24	2720	49,9	239,82	50	0,1746	0,155	0,037	15,41693	0,049%	
	24-16	4080	74,8	239,82	50	0,1746	0,155	0,037	23,1254	0,073%	
	16-15	5440	99,7	105,72	50	0,077	0,155	0,016	13,59251	0,043%	
	15-8	6800	124,6	239,82	50	0,1746	0,155	0,037	38,54233	0,122%	
	8-5E	8160	149,6	346,46	50	0,2523	0,155	0,054	66,817	0,212%	

Tabla 5.1: Resultados de las caídas de tensión en los circuitos de MT

Como se observa en la tabla anterior, la mayor caída de tensión se da en el circuito 2, siendo la misma 0,598 %.

Se concluye que las caídas de tensión en MT son menores al 1.5 %, máximo admitido para este tipo de instalación.

5.11.5. Caída de tensión en línea de AT

Se calculó la caída de tensión para la línea de AT desde la Subestación del parque hasta la Subestación de Salto de UTE utilizando los parámetros del conductor elegido (ver Apéndice F) y las características geométricas de la torre.

Para el cálculo de la impedancia de la línea se utilizó el documento "*Matlab aplicado al análisis y simulación de sistemas eléctricos de potencia*" [26], el cual cuenta con una función que dada las características de la línea y de la torre, calcula

5.11. Sistema colector de MT

el valor de la impedancia serie de la línea.

Al igual que para el cálculo de la caída de tensión en el circuito de MT, se calculó el valor de ϕ para el cual la caída de tensión es máxima.

Los cálculos detallados se encuentran en el Apéndice C, donde se obtuvo una caída de tensión máxima de 1,31 % respetando por lo tanto el criterio de caída de tensión.

Capítulo 6

Simulaciones PVsyst

6.1. Introducción

Para estimar la energía generada y las pérdidas de cada sub-parque se utilizó el programa PVsyst [31], desarrollado en el Centro Universitario para el Estudio de Problemas de Energía (CUEPE) de la Universidad de Ginebra. En el mismo se realizaron simulaciones en base a los parámetros previamente diseñados. Los datos climáticos de la zona fueron extraídos de la base de datos de NASA-SSE. [32]

6.2. Modelo del parque y estimación de parámetros

Para modelar el parque se utilizaron los parámetros de diseño del mismo:

- Marca y modelo de los paneles utilizados.
- Marca y modelo de los inversores.
- Orientación
- Distancia entre mesas
- Cantidad de módulos en serie y en paralelo
- Longitud y sección del cableado en continua

Los valores de pérdidas fueron estimados de la siguiente forma:

- LID: 2,0 %
LID (Light Induced Degradation) denota una pérdida de eficiencia de los módulos cristalinos ocurrida en las primeras horas de sol. Está relacionado con la calidad del proceso de fabricación de la oblea de silicio utilizada en las

Capítulo 6. Simulaciones PVsyst

celdas fotovoltaicas. Esta pérdida de eficiencia no se encuentra generalmente en las hojas de datos de los paneles, por lo que se tomó un valor aconsejado por el software de simulación [31].

- Pérdida anual por polvo y suciedad: 1,5 %.
Las pérdidas por soiling o suciedad son debidas al polvo que se deposita en los módulos y filtran parte de la irradiación. Las mismas son muy dependientes de las características específicas del sitio (tipo de suelo, régimen de precipitaciones anual, etc.) así como de la operativa y frecuencia de limpieza de los paneles en caso que existiese [35]. Se consideró 1,5 % de pérdidas dadas las características del suelo y las condiciones climáticas en la zona.
- Indisponibilidad: 0,5 %
Una indisponibilidad de 0,5 % equivale a 1,8 días al año. Se incluyen las indisponibilidades debido a mantenimiento predictivo, mantenimiento correctivo, salidas de servicio de la red de AT, actuación de protecciones de forma intempestiva, recambio de componentes.
- Sombreado:
El único efecto de sombreado considerado fue la de una mesa adyacente sobre la otra. Dicho efecto fue considerado al momento de determinar la distancia entre mesas de la sección 4.1.5.
- Consumo por Servicios Auxiliares: 30 kW
Los servicios auxiliares que deben alimentarse corresponden a iluminación de la playa de maniobras, equipos de comunicaciones, equipos de teleprotección, aires acondicionados, tomacorrientes de uso general e industrial, equipos de extracción de aire.
- Mismatch: 0 % - 2,6 %
El Mismatch es un parámetro de pérdidas asociado a la disparidad de fabricación entre paneles de un mismo string. Estas pérdidas se deben a que en un string de paneles en serie, la corriente máxima estará limitada por el panel cuya corriente de pico sea menor. El software utilizado contiene una herramienta estadística que estima este factor de pérdidas para un tipo de panel y una cierta configuración de conexionado.
- Sombreado: No se consideraron obstáculos externos a la planta solar (como edificios, forestación, etc).

Vale comentar que el modelo de panel elegido, especifica una tolerancia positiva de +5W, es decir que la potencia de pico puede variar entre 320W y 325W.

Considerando lo anterior, se concluye que las pérdidas por mismatch se pueden considerar como 0%, dado que en el peor de los casos, la corriente máxima del string de paneles en serie será igual a la corriente correspondiente a un panel de

6.2. Modelo del parque y estimación de parámetros

320W.

Una práctica usual en instalaciones de gran potencia es la de clasificar los paneles según su potencia pico, valor que se obtiene en la etapa de ensayos de recepción realizada en fábrica [45]. Esta clasificación es realizada por el fabricante utilizando, por ejemplo, el siguiente criterio:

Paneles con potencia entre 325W y 324W, clasificados con color verde.

Paneles con potencia entre 324W y 322W, clasificados con color amarillo.

Paneles con potencia entre 322W y 320W, clasificados con color rojo.

Al momento de realizar el conexionado en sitio, se deberá respetar que los paneles de un mismo string provengan de un lote de paneles clasificados con el mismo color. De esta forma, se optimiza la generación, minimizando los efectos de despareo que provocan diferencias en los valores de potencia pico de los paneles.

En caso de que el panel elegido no especificara una tolerancia positiva, se podría evaluar el efecto que tendría el Mismatch en la disminución de generación, utilizando la herramienta estadística provista por el software de simulación.

En la figura 6.1 se observa el resultado obtenido luego de realizar la simulación utilizando los siguientes datos de entrada: marca y modelo del módulo fotovoltaico y cantidad de módulos en serie y cadenas en paralelo.

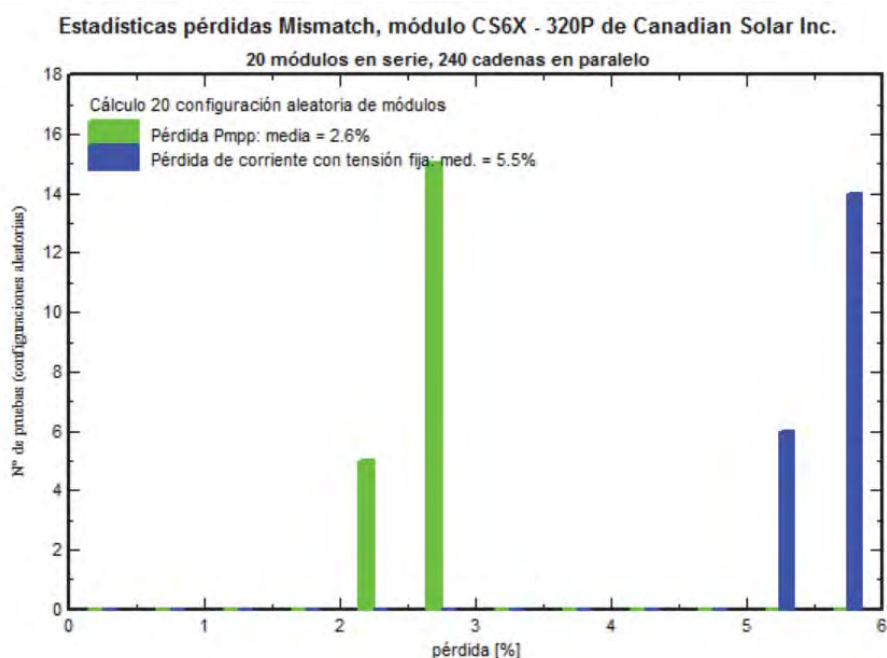


Figura 6.1: Resultado de simulación estadística para la estimación de las pérdidas por Mismatch

Capítulo 6. Simulaciones PVsyst

Utilizando los valores de los parámetros definidos previamente, y con un valor de mismatch de 0%, se realizó la simulación en el software PVsyst, obteniendo una generación anual de 2252 MWh por cada sub-parque.

En la figura 6.2, se observa la evolución mensual de producción normalizada en kWh/kW_p/día.

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1536 kWp

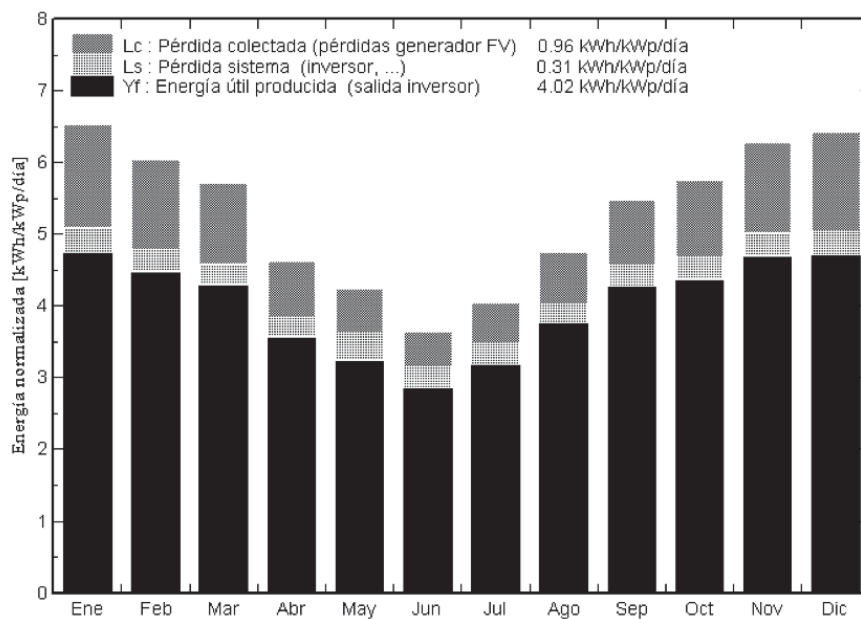


Figura 6.2: Evolución mensual de producción normalizada

6.2. Modelo del parque y estimación de parámetros

En la figura 6.3, se observa la evolución mensual del factor de rendimiento, PR¹.

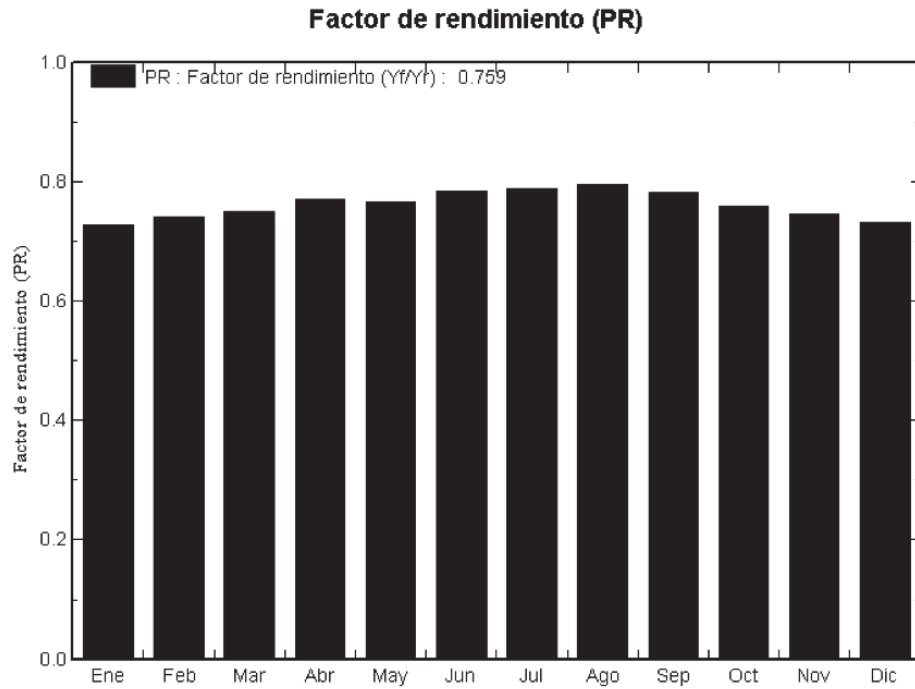


Figura 6.3: Evolución mensual del factor de rendimiento PR

¹Cociente entre la energía diaria generada y la que generaría el sistema en condiciones ideales [35]

Capítulo 6. Simulaciones PVsyst

En la figura 6.4, se observa el diagrama de pérdidas anuales de cada sub-parque.

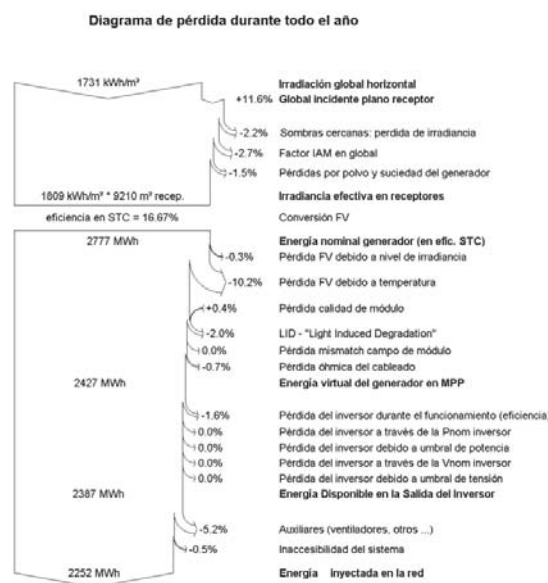


Figura 6.4: Diagrama de pérdidas anuales de cada sub-parque

A modo complementario se realizó un estudio de sensibilidad del ángulo y de la distancia entre las mesas obteniéndose los siguientes resultados:

- Al aumentar la distancia entre las mesas 20cm (1 hectárea más de terreno), se obtiene un incremento en la generación anual de 0,072%.
- Al variar el ángulo de las mesas 1° se obtiene una variación en la generación anual de un 0,042%.

Se concluye que la sensibilidad es baja y que los criterios utilizados tanto para la elección de las distancias como para los ángulos de inclinación son válidos.

Capítulo 7

Estimación de pérdidas en red de MT y AT

7.1. Introducción

Para estimar las pérdidas producidas en el circuito de media tensión, se realizó un modelado mediante el software PSS[®]E, donde fueron considerados los cables que unen los PVbox, los transformadores internos de los PVbox y el transformador elevador de 31.5/150 kV.

7.2. Modelado

Considerando las distancias manejadas y basados en las especificaciones técnicas proporcionadas por los fabricantes de los elementos utilizados (ver sección 2.1.5), se obtuvo el modelo eléctrico en MT en el cual fueron realizadas las distintas simulaciones. En la figura 7.1 se ilustra el modelo utilizado.

Capítulo 7. Estimación de pérdidas en red de MT y AT

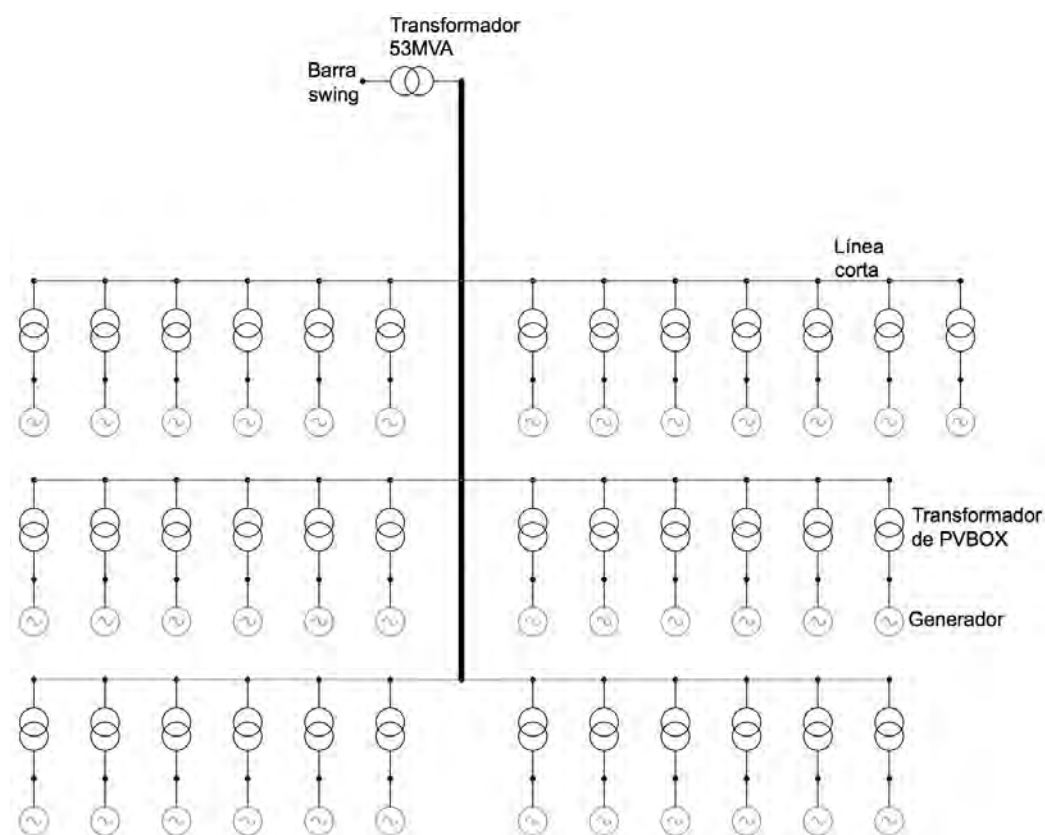


Figura 7.1: Modelo utilizado en PSS®E para realizar las simulaciones

7.3. Escenarios a simular

Para determinar los casos a simular más representativos del funcionamiento real del parque, fué necesario realizar una estimación de la potencia generada a lo largo del tiempo en por lo menos un año. Para esto se realizaron simulaciones en el programa PSS®E para un sub-parque. Considerando que todos los sub-parques son similares, es decir, que todos generan la misma potencia, se obtuvo una estimación para la potencia total generada por el parque.

A modo ilustrativo se muestra en la figura 7.2 la potencia generada por el parque a lo largo de un día promedio según las simulaciones.

7.3. Escenarios a simular

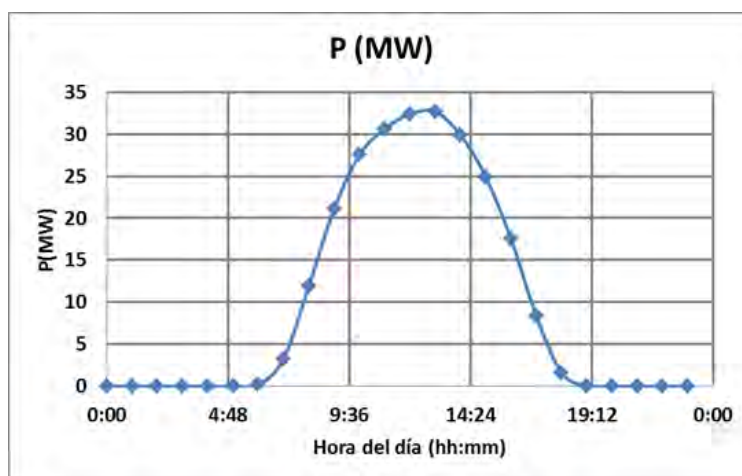


Figura 7.2: Potencia generada por hora en un día promedio

A partir de estos datos se realizó la tabla 7.1 donde se discretizaron los distintos valores de potencia, dividiendo entre 6 posibles: 0MW, 10MW, 20MW, 30MW, 40MW y 50MW. Luego, se tomó en cuenta la cantidad de horas al año en las que el parque se encuentra generando una potencia comprendida entre cada uno de los valores indicados anteriormente. Es decir, se calculó la cantidad de horas anuales en las que el parque se encuentra generando entre 0MW y 10MW, luego entre 10MW y 20MW y así sucesivamente. De este modo se realizó la tabla 7.1.

P (MW)	Horas/Año	Porcentaje de Horas/Año
0	4626	52,81%
0 a 10	1060	12,10%
10 a 20	915	10,45%
20 a 30	903	10,31%
30 a 40	842	9,61%
40 a 50	414	4,73%

Tabla 7.1: Cantidad de horas que representan los niveles de potencia en un año

Siendo que no es posible estimar la energía reactiva solicitada por el Despacho Nacional de Cargas (DNC) en cada momento, se consideró un peor caso que consiste en tomar para cada valor de potencia activa, el flujo máximo de potencia reactiva según la curva de capacidad del parque. Además, para cada uno de estos escalones de potencia se consideró que el parque estaba generando una potencia activa igual al máximo valor de cada franja. De esta forma se tiene el peor escenario de pérdidas, por lo que los casos a simular quedaron determinados de la siguiente forma:

- Caso 1: $P = 10\text{MW}$; $Q = \pm 15\text{MVar}$; 1060 horas
- Caso 2: $P = 20\text{MW}$; $Q = \pm 15\text{MVar}$; 915 horas

Capítulo 7. Estimación de pérdidas en red de MT y AT

- Caso 3: $P = 30\text{MW}$; $Q = \pm 15\text{MVAr}$; 903 horas
- Caso 4: $P = 40\text{MW}$; $Q = \pm 15\text{MVAr}$; 842 horas
- Caso 5: $P = 50\text{MW}$; $Q = 0\text{MVAr}$; 414 horas

7.3.1. Resultados

En la tabla 7.2 se presentan los resultados obtenidos luego de realizar las simulaciones para los distintos puntos de generación (P,Q), donde un Q negativo quiere decir que el parque está consumiendo energía reactiva.

Pgen (MW)	Qgen (MVAr)	Ppérd.(MW)
10	-15	0,058
20	-15	0,108
30	-15	0,193
40	-15	0,313
50	0	0,430

Tabla 7.2: Resultados obtenidos en el PSS®E para los distintos puntos (P, Q)

Como era de esperar, para una misma potencia activa, el peor caso (mayores pérdidas) se da cuando el parque consume reactiva. Esto se debe a que en este peor caso, la tensión es menor que para la situación en que el parque entrega reactiva. De este modo para transportar la misma potencia aparente se requiere una corriente mayor, en consecuencia, las pérdidas son mayores.

A partir de estos datos, se multiplicó la potencia de pérdidas por la cantidad de horas que ésta representa a lo largo de un año (Ver tabla 7.2), de este modo se obtuvo una cota superior para el total de energía perdida en el circuito de MT durante un año:

$E_{perdida}^{anual} = 812\text{MWh}$, lo cual equivale a un 0,97 % de la energía generada anual.

Capítulo 8

Evaluación Financiera

8.1. Introducción

En el presente capítulo se evalúa la factibilidad de realizar el proyecto desde el punto de vista económico-financiero.

Se realiza un análisis de los costos, ingresos y susceptibilidades a cambios externos.

Se evalúa el proyecto utilizando los conceptos de VAN, TIR y período de repago [37].

Hipótesis utilizadas:

Para poder realizar una estimación de la inversión inicial, fue necesario obtener cotizaciones de equipos y materiales, costos aduaneros, costos de fletes, costos de compra/arrendamiento de terreno y realizar estimaciones de remuneraciones y tiempos de trabajo. Para esto último, se utilizaron los valores establecidos en los convenios de salarios del MTSS¹ [60].

8.2. Inversiones

Las inversiones se dividen en activos fijos, intangibles y corrientes.

Los activos fijos corresponden a todas las inversiones en bienes tangibles (equipos, materiales, terrenos, etc).

Los activos intangibles se caracterizan por su inmaterialidad. Son gastos en servicios o derechos necesarios para iniciar la ejecución del proyecto (gastos de organización, capacitación previa, licencias de Software).

¹Ministerio de Trabajo y Seguridad Social

Capítulo 8. Evaluación Financiera

Los activos corrientes corresponden al dinero que la empresa pagará en efectivo para cubrir todas las operaciones antes de percibir el ingreso por ventas (Salarios, materia prima, insumos) [37].

En la figura 8.1 se presenta el resumen del desglose de costos estimados del proyecto.

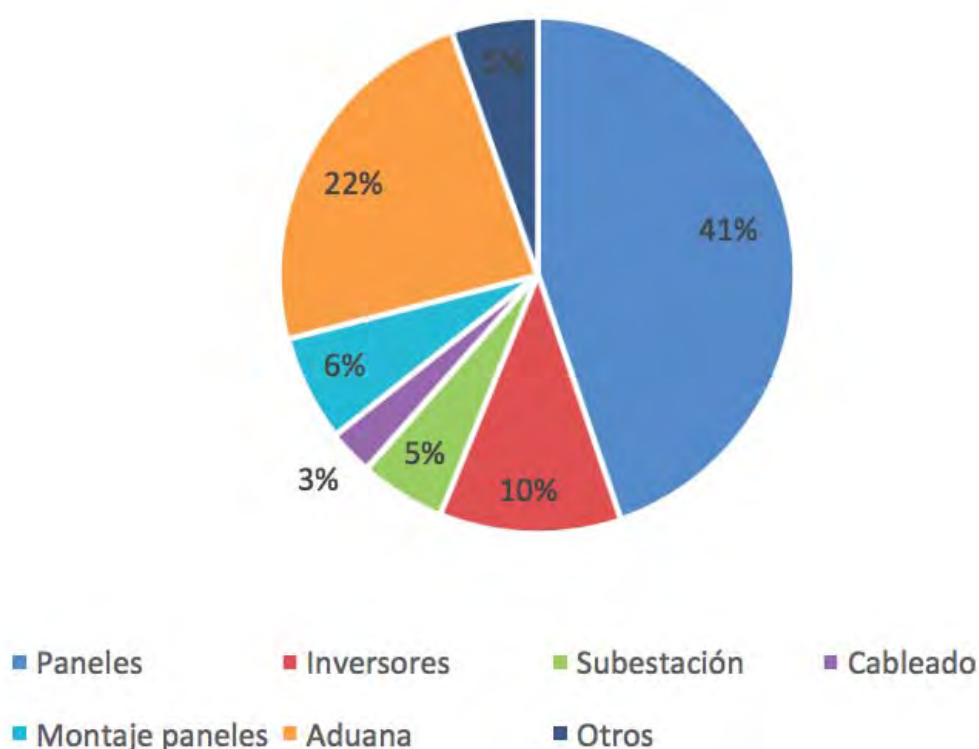


Figura 8.1: Desglose de costos estimados para la elaboración del proyecto

En base a las cotizaciones obtenidas, el costo total del proyecto asciende a unos USD 66:093.000.

A los efectos de evaluar la correlación con la realidad, se presenta en la figura 8.2, la evolución del costo de la inversión de proyectos fotovoltaicos de gran escala, en MUSD/MW, según el documento "IFC: *Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants A Project Developer's Guide*" [38].

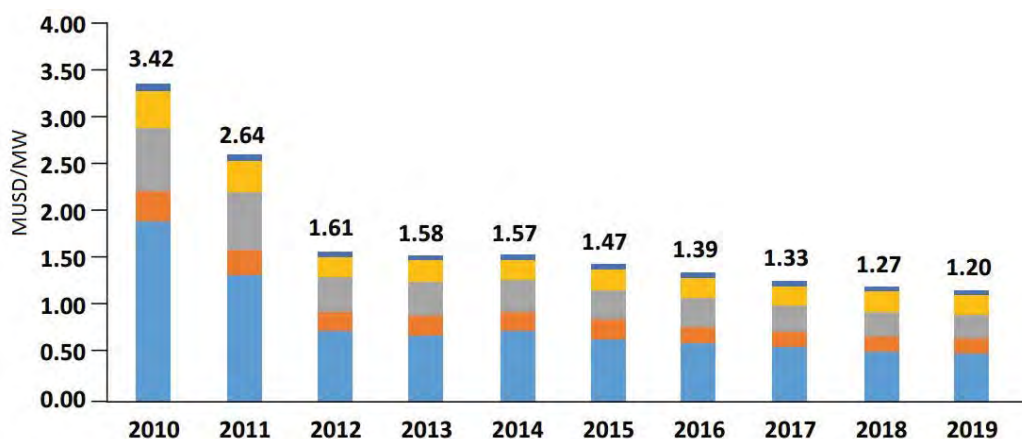


Figura 8.2: Evolución costo de inversión de proyectos fotovoltaicos de gran escala [38]

Considerando la magnitud del presente proyecto, (50MW), se obtiene que el costo promedio estimado para el año 2016 se encuentra en: $1.39 * 50:000.000 = \text{USD } 69:500.000$.

Vale destacar que, pese a que las cotizaciones obtenidas no son totalmente fiables (dado que no fueron solicitadas para la elaboración real de un proyecto), el costo total obtenido se encuentra próximo al valor esperado para una instalación de igual potencia.

Costo calculado: USD 66:093.000

Costo promedio: USD 69:500.000

8.2.1. Inversiones en activos fijos: equipos y materiales

Los principales equipos son:

- Paneles fotovoltaicos
- PVBox
- Estructura de montaje de paneles
- Cableado de MT
- Transformador principal 150/31.5 kV
- Equipos de AT para playa de subestación
 - Seccionadores
 - Interruptores
 - Descargadores
 - Transformadores de tensión
 - Transformadores de corriente
- Iluminación de Subestación, perímetro y accesos

Capítulo 8. Evaluación Financiera

- Celdas de MT
- Torres de AT
- Cableado de AT

En la tabla 8.1 se desglosa el costo estimado para la compra de materiales y equipos.

Item	Sub-total
Paneles	USD 26.995.200
Sistema de montaje	USD 3.821.497
Inversores	USD 6.777.833
Cableado MT	USD 40.926
Cableado CC panel-caja de continua	USD 161.119
Cableado CC caja de continua-Pvbox	USD 1.244.680
Ductos PVC	USD 237.651
Cámaras 40x40cm y de 60x60cm	USD 78.736
Accesorios PVC para acometida	USD 53.280
Torre meteorológica	USD 500
Edificio de control	USD 1.069.000
Edificio de operación	USD 684.500
Transformador ppal	USD 800.000
TI	USD 15.400
TT	USD 17.160
Seccionador sin PAT	USD 60.013
Interruptor	USD 101.872
Descargador	USD 5.043
Celdas	USD 300.000
Iluminación (equipos + instalación)	USD 160.000
Medidores de energía	USD 1.000
Scada	USD 50.000
Conductor 150kV	USD 38.475
Torres	USD 236.250
	USD 42.950.135

Tabla 8.1: Desglose de costos por concepto de equipos, materiales y edificios

8.2.2. Costos de compra/arrendamiento de terreno

Para obtener una referencia de los costos del terreno necesario, se utilizaron los datos provistos por el Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca mediante el informe “*Serie PRECIO DE LA TIERRA - Compraventas Año 2015*” y “*Serie PRECIO DE LA TIERRA - Arrendamientos Año 2014*”. [41]

En base a los informes anteriores, se obtuvieron los siguientes valores correspondientes a Salto:

8.2. Inversiones

Arrendamiento: 80 USD/ha/año
Compra: 1715 USD/ha

Considerando que la duración del contrato con UTE es de 30 años, se realizó el siguiente análisis simplificado:

Costo de arrendar durante 30 años: 2400 USD/ha
Costo de compra: 1715 USD/ha

Para poder realizar la comparativa entre ambas opciones, es necesario comparar ambos costos considerando su valor presente. Para ello se tendría que realizar una depreciación en el costo del arrendamiento a lo largo de los años, considerando la inflación en dólares.

Por otra parte, observando la figura 8.3, se observa un incremento considerable en el precio en dólares del arrendamiento de tierras.



Figura 8.3: Evolución costo de compra y arrendamiento de tierras [42]

Para realizar la comparativa mencionada previamente, es necesario estimar la evolución a futuro del precio de la tierra y estimar la inflación en dólares. Se considera que dichas variables son altamente impredecibles, por lo que se optó por considerar un precio constante en dólares a lo largo del período del contrato.

Si bien la compra del terreno implicaría un mayor desembolso inicial de capital, se observa que al final del contrato resulta más conveniente comprar el terreno en lugar de arrendarlo.

Capítulo 8. Evaluación Financiera

8.2.3. Inversiones en activos intangibles: Costos de aduana y seguro

Item	Sub-total
Desaduanar paneles	USD 10.742.080
Desaduanar inversores	USD 278.496
Desaduanar transformador ppal	USD 280.327
Desaduanar equipos AT Subestación	USD 286.526
Desaduanar estructuras de montaje paneles	USD 2.463.110
Desaduanar torres AT	USD 155.789
Seguro paneles	USD 3.552.000
	USD 17.758.328

Tabla 8.2: Desglose de costos por concepto de aduanas

8.2.4. Costos de mano de obra

De acuerdo a lo indicado en la introducción del presente capítulo, los costos de manos de obra fueron obtenidos en base a los Consejos Salariales [60] y a estimaciones de tiempo incurrido para la realización de cada actividad.

Item	Sub-total
Personal gerencial de obra	USD 90.000
Personal gerencial de proyecto	USD 120.000
Montaje de estructuras y paneles ayudante	USD 319.680
Montaje de estructuras y paneles capataz	USD 177.600
Técnico prevencionista	USD 87.600
Nivelación y limpieza terreno Subestación	USD 5.600
Realización caminería interna del parque	USD 42.000
Zanjas cableado MT parque	USD 25.848
Zanjas cableado BT sub-parque	USD 142.591
Montaje de PVBox	USD 20.720
Transporte de PVbox	USD 41.440
Instalación cableado BT paneles-string box-inversor	USD 266.400
Construcción edificios Subestación	USD 2.500.000
Montaje electromecánico Subestación	USD 300.000
Montaje mecánico subestación	USD 160.400
Obra civil	USD 795.839
	USD 5.095.718

Tabla 8.3: Desglose de costos por concepto de mano de obra

8.3. Ingresos por concepto de venta de energía

8.2.5. Costos de Operación y Mantenimiento (O&M)

Los costos de operación y mantenimiento abarcan tanto los gastos necesarios para la operación del parque, como del mantenimiento que consiste en realizar revisiones periódicas para asegurar que todos los componentes funcionen correctamente. Realizar un plan de mantenimiento de carácter preventivo y correctivo es de gran importancia en el proyecto, ya que de esta forma se logra disminuir riesgos, maximizar la vida útil de la instalación, maximizar la producción de la energía y mejorar la rentabilidad de la instalación.

Para estimar los costos que implica la operación y mantenimiento del parque, se utilizó como referencia el informe “*IFC: Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants: A Project Developer’s Guide*” [38].

En dicho informe, se indica que, en promedio, los costos de Operación y Mantenimiento ascienden a 4.200 USD/MW/año. Por lo tanto, para un parque de 50MW correspondería a 210.000 USD/año. El costo anterior se tuvo en cuenta al momento de realizar el flujo de caja presentado en la figura 8.6.

8.3. Ingresos por concepto de venta de energía

Los ingresos del proyecto por concepto de venta de energía se calcularon de la siguiente forma:

$$\text{Ingresos} = \text{Energía Generada (MWh)} * \text{Precio de la energía (USD/MWh)}$$

Por lo tanto, para poder estimar los ingresos anuales esperados fué necesario determinar la cantidad de energía que será inyectada a la red de forma anual.

Además, se debe conocer el precio de la energía contratada y sus parámetros de ajuste anual.

Estimaciones de generación

Para obtener una estimación de la energía generada anualmente, se utilizaron los resultados de las simulaciones realizadas en PVsyst, considerando las pérdidas en la red de Media Tensión y en la transformación a AT, simuladas mediante el software PSS[®]E.

Además, se consideró la reducción de eficiencia de los paneles, por concepto de envejecimiento.

De las simulaciones realizadas en PVsyst, se obtuvo un valor de 2.252 MWh de energía generada anualmente por cada sub-parque. Considerando los 37 sub-parques, se obtiene una generación anual de 83.324 MWh.

De las simulaciones realizadas en PSS[®]E, y realizando los cálculos detallados en el capítulo 7, se obtuvo un valor de pérdidas anuales de 776 MWh en la red de

Capítulo 8. Evaluación Financiera

MT y en la transformación a AT.

Considerando una duración del proyecto de 30 años y considerando una depreciación de 0,7 % anual [59] en la eficiencia de los paneles fotovoltaicos, se obtuvieron los valores de generación que se presentan en la tabla 8.4.

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Energía (MWh)	82548	80484	79921	79361	78806	78254	77707	77163	76622	76086
Año	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Energía (MWh)	75553	75025	74499	73978	73460	72946	72435	71928	71425	70925
Año	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Energía (MWh)	70428	69935	69446	68960	68477	67998	67522	67049	66580	66113

Tabla 8.4: Generación anual estimada durante los 30 años de duración del proyecto

8.3. Ingresos por concepto de venta de energía

Estimaciones de Precio de la Energía

El precio de la energía se encuentra definido en el contrato firmado entre el generador y UTE.

Cada licitación establece ajustes anuales. Dichos ajustes pueden depender de algunos de los siguientes criterios/parámetros:

- Fomento a la entrada temprana en servicio:
Se establece un incentivo a la entrada en operación temprana mediante un premio sobre el precio de la energía que se entregue antes de una fecha que se especificará en el pliego correspondiente.
- Tipo de cambio/Inflación:
 - TC (Tipo de Cambio USD/Pesos Uruguayos)
 - PPI (Índice de precios al productor de EE.UU)
 - IPPN (Índice de precios al productor de productos nacionales, Uruguay)

Para el caso de las licitaciones de parques de generación solar fotovoltaica, los contratos firmados establecen un precio entre 86.6 y 91.5 USD/MWh, según se establece en el Decreto 133/013 [54]. Existen incentivos por la entrada temprana en servicio y se establecen ajustes anuales que dependen directamente de los precios al productor de EE.UU (índice PPI). En la figura 8.4, se observa la variación del PPI entre los años 1947 y 2015 [44].

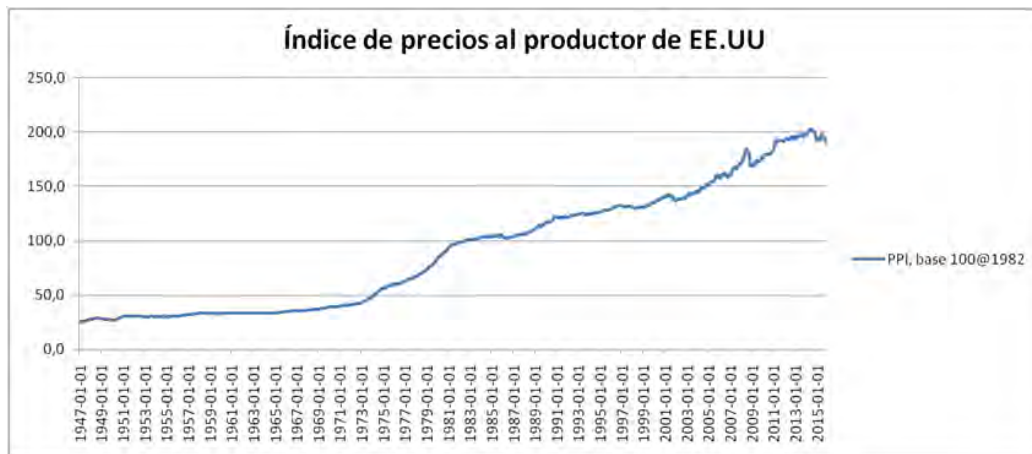


Figura 8.4: Variaciones en el Índice de precios al Productor de EE.UU [44]

Para poder estimar los valores a futuro de dicho índice, se realizó una linealización entre los años 1985 y 2015, obteniendo de esta forma un promedio de variación anual.

En la figura 8.5 se observa la linealización mencionada.

Capítulo 8. Evaluación Financiera

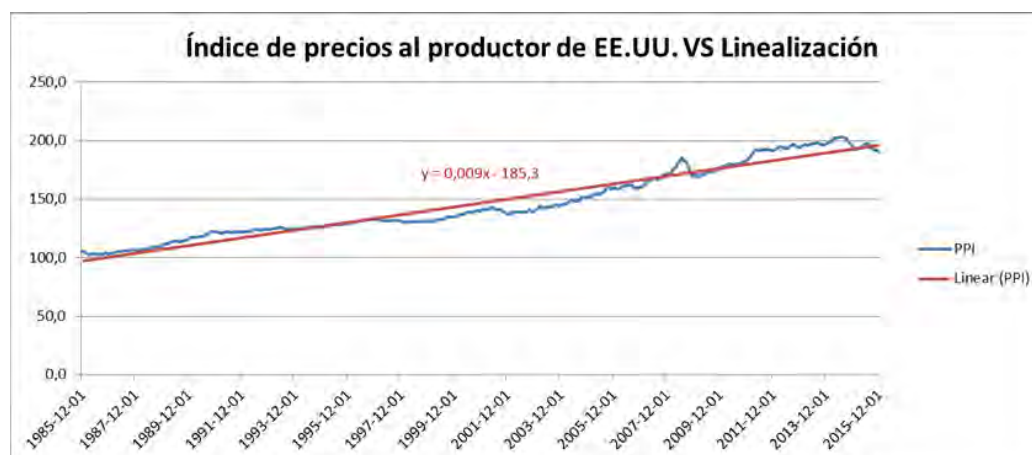


Figura 8.5: Linealización del índice PPI entre los años 1985 y 2015

Se obtuvo una variación anual promedio de +0,9%.

A los efectos del presente proyecto, se consideró un valor inicial de 85 USD/MWh y no se tomaron en cuenta los posibles incentivos por entrada temprana en servicio.

Considerando un valor base de 85 USD/MWh y un incremento anual de 0,9%, el precio de la energía variará de acuerdo a lo indicado en la tabla 8.5.

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Precio(USD/MWh)	85,0	85,8	86,5	87,3	88,1	88,9	89,7	90,5	91,3	92,1
Año	11,0	12,0	13,0	14,0	15,0	16,0	17,0	18,0	19,0	20,0
Precio(USD/MWh)	93,0	93,8	94,6	95,5	96,4	97,2	98,1	99,0	99,9	100,8
Año	21,0	22,0	23,0	24,0	25,0	26,0	27,0	28,0	29,0	30,0
Precio(USD/MWh)	101,7	102,6	103,5	104,5	105,4	106,3	107,3	108,3	109,2	110,2

Tabla 8.5: Estimación del precio de la energía para los años de duración del proyecto

Por lo tanto, el flujo de caja anual se calculó multiplicando la energía inyectada a la red por el precio de la energía, para cada año considerado. En la figura 8.6 se observan los ingresos esperados.

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos (USD)	6806580	6692736	6706107	6719503	6732926	6746374	6759848	6773349	6786876	6800429
Año	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ingresos (USD)	6814008	6827613	6841245	6854904	6868588	6882300	6896037	6909802	6923593	6937411
Año	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Ingresos (USD)	6951255	6965126	6979025	6992950	7006902	7020881	7034887	7048921	7062981	7077069

Tabla 8.6: Flujo de caja estimado

Se observa que los ingresos aumentan año a año dado que se considera que el precio de la energía aumenta en mayor proporción que la depreciación en eficiencia de los paneles. +0.9% vs -0.7%.

8.4. Beneficios fiscales

Si bien en la sección 1.2.1 se menciona la normativa existente que fomenta las inversiones en energías renovables, en el presente capítulo no se tuvieron en cuenta los posibles beneficios fiscales que se pudieron haber obtenido. Lo anterior se debe a que la magnitud de beneficios fiscales a obtener no es una variable que pueda ser determinada a priori, ya que cada proyecto es evaluado por los Ministerios correspondientes antes de determinar los beneficios a aplicar.

Vale comentar que al considerar los beneficios fiscales, la inversión se volvería más atractiva, dado que tiene un impacto grande en el cálculo del VAN, la TIR y del período de repago.

8.5. VAN, TIR, Período de Repago

8.5.1. VAN

El Valor Actual Neto (VAN) mide, en dinero (valor) de hoy, lo que dejará el proyecto, una vez descontados todos los costos, incluyendo la inversión inicial.

Para poder calcular el VAN, se debe realizar un flujo de caja del proyecto. Dicho flujo de caja se realiza considerando los ingresos anuales esperados para los 30 años de duración del proyecto (ver figura 8.6).

Se utilizó la fórmula 8.1.

$$VAN = -I_o + \sum_{n=1}^{30} \frac{F_n}{(1+i)^n} \quad (8.1)$$

Siendo:

I_o : la inversión inicial

n : el año

i : la tasa de interés

F_n el flujo de caja correspondiente al año n

A continuación se exponen dos ejemplos de cálculo del VAN variando el parámetro de la tasa de interés.

Capítulo 8. Evaluación Financiera

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Flujo de caja (USD)	6806580	6848490	6890650	6933063	6975728	7018648	7061825	7105260	7148954	7192909
Flujo de caja depreciado(USD)	6421302	6095132	5785523	5491635	5212670	4947870	4696517	4457928	4231455	4016483
Año	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Flujo de caja (USD)	7237126	7281608	7326355	7371370	7416654	7462208	7508034	7554134	7600509	7647161
Flujo de caja depreciado(USD)	3812428	3618736	3434881	3260364	3094710	2937470	2788217	2646544	2512067	2384421
Año	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Flujo de caja (USD)	7694092	7741303	7788796	7836573	7884635	7932984	7981622	8030551	8079772	8129286
Flujo de caja depreciado(USD)	2263259	2148251	2039085	1935465	1837109	1743749	1655133	1571018	1491176	1415391

Tabla 8.7: Cálculo de VAN para tasa 6 %

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Flujo de caja (USD)	6806580	6848490	6890650	6933063	6975728	7018648	7061825	7105260	7148954	7192909
Flujo de caja depreciado(USD)	6302389	5871476	5470020	5096008	4747563	4422939	4120507	3838751	3576257	3331709
Año	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Flujo de caja (USD)	7237126	7281608	7326355	7371370	7416654	7462208	7508034	7554134	7600509	7647161
Flujo de caja depreciado(USD)	3103879	2891627	2693886	2509664	2338039	2178147	2029188	1890415	1761130	1640685
Año	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Flujo de caja (USD)	7694092	7741303	7788796	7836573	7884635	7932984	7981622	8030551	8079772	8129286
Flujo de caja depreciado(USD)	1528476	1423939	1326551	1235822	1151298	1072553	999193,9	930851	867181,8	807866,8

Tabla 8.8: Cálculo de VAN para tasa 8 %

Para una tasa de 6 %, el VAN obtenido fue de 27:896.466 USD.

Para una tasa de 8 %, el VAN obtenido fue de 10:620.179 USD.

8.5.2. TIR

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa máxima a la que se puede remunerar el capital utilizado para financiar el proyecto, sin que la operación se vuelva deficitaria. Con el criterio de la TIR se determina la tasa de descuento que produce un VAN = 0.

Utilizando los flujos de caja que se observan en la figura 8.6, la Tasa Interna de Retorno obtenida fué de 10,25 %.

Según un estudio realizado por la Facultad de Ciencias Económicas [43], la TIR para un parque de generación eólica ronda el 8 %, por lo tanto se puede afirmar que el proyecto es atractivo desde el punto de vista económico-financiero.

8.5.3. Período de Repago

El período de repago consiste en determinar en cuánto tiempo se recupera una inversión dada.

Utilizando los flujos de caja que se observan en la figura 8.6, el período de repago obtenido fué de aproximadamente 16 años, con una tasa de interés de 6 %. Si se

8.5. VAN, TIR, Período de Repago

condiera una tasa de interés de 8%, el período de repago es de aproximadamente 20 años.

Vale comentar que para este tipo de proyectos, se firman contratos de venta de energía con UTE a 30 años, por lo que en ambos casos evaluados, el período de repago es menor al tiempo de duración del contrato.

Capítulo 9

Conclusiones

Se cumplió con el objetivo de diseñar una planta de generación fotovoltaica de 50MW. A continuación se listan las principales características de dicha planta:

- 56,8 MW_p
- 80 ha de área ocupada
- Subestación elevadora 31.5kV/150kV
- Conexión a la red de UTE en 150kV
- 177600 paneles fotovoltaicos de 320W_p
- 37 PVbox de 1.36MW

Los parámetros que determinan el rendimiento de la planta son:

- Generación anual: 83324 MWh
- Pérdidas en red de MT y transformación BT/MT/AT: 776 MWh
- Factor de Rendimiento (PR): 75,9%
- Productividad Diaria (Yield): 1466 kWh/kW_p/año
- Factor de parque¹: 16,6%
- Factor de parque²: 18,7%

Según los estudios realizados por el Laboratorio de Energía Solar [15], la irradiación global diaria sobre plano horizontal en Uruguay tiene un promedio anual de 4.4kWh/m². A modo comparativo, en una de las plantas de generación fotovoltaica más importante del mundo [58], ubicada en Leipzig, Alemania, la irradiación tiene un valor promedio de 2.7kWh/m².

¹Calculado con la potencia pico instalada en Paneles

²Calculado con la potencia instalada en Inversores

Capítulo 9. Conclusiones

En el capítulo de Flujo de Carga (Capítulo 2) se concluyó que el sistema eléctrico uruguayo se encuentra actualmente sobrecargado. Para poder conectar un nuevo generador, es necesario realizar obras de ampliación en la red, o bien considerar sistemas de monitoreo de sobrecarga de líneas. En la elección del punto de conexión, tiene una mayor incidencia el análisis de flujo de carga que el mapa de recurso solar.

El costo estimado para la implementación del presente proyecto es de USD 66:093.000. La TIR obtenida es de 9.65%. Considerando una tasa de interés de 6%, el período de repago es de 16 años, con un VAN de USD 27:896.466 a 30 años. Considerando una tasa de interés de 8%, el período de repago es de 20 años con un VAN de USD 10:620.179 a 30 años. Vale comentar que los contratos firmados con UTE para este tipo de proyectos tienen una duración de 30 años. Actualmente, UTE no tiene previsto realizar nuevas licitaciones hasta el año 2020, por lo que las dos opciones para llevar a cabo la instalación del parque serían: o bien entrar al mercado Spot (alto riesgo dada la gran variabilidad del precio de la energía) o comprar a otra empresa un contrato firmado con UTE de un proyecto no realizado. Esta última opción implicaría un sobre costo no considerado dado que debería ser negociado en el caso particular.

La elaboración del presente proyecto se ejecutó de acuerdo a lo planificado según el diagrama de Gantt, realizado durante el curso de Gestión de Proyecto [57]. Dado que las etapas iniciales eran independientes entre sí, fue posible avanzar paralelamente, dividiendo los recursos de forma eficaz. De este modo se pudo trabajar de forma continua, sin interrupciones no planificadas.

Como complemento de este proyecto, resultaría interesante realizar un estudio probabilístico de sobrecarga de las líneas de transmisión, de acuerdo a lo comentado en la sección 2.1.9, así como también el proyecto de detalle de la subestación, en base al anteproyecto del capítulo 5. Otro complemento interesante sería profundizar el análisis financiero, ajustando las cotizaciones para afinar el valor de inversión inicial, así como los beneficios fiscales, con el fin de mejorar la rentabilidad. Por otro lado resultaría enriquecedor realizar un estudio comparativo de beneficios y costos entre distintas tecnologías de celdas fotovoltaicas (de capa fina, policristalinos, monocristalinos y multijuntura), así como también la posibilidad de colocar una mayor cantidad de inversores de menor potencia cada uno, lo cual implicaría una mejora en el seguimiento del punto de máxima potencia.

Referencias

- [1] *Marco normativo - Uruguay*
http://www.ursea.gub.uy/inicio/energia_electrica/marco_normativo
- [2] *Eficiencia Energética Uruguay, 2016*
<http://www.eficienciaenergetica.gub.uy/archivo/folleteria/FolletoDNE.pdf>
- [3] *Energía solar Mundial, 2012*
http://www.prosun.org/es/ue_solar_sostenible/energia_solar_mundial_y_de_la_ue.html
- [4] *ONSC, 2014. ISSN 1688-2889*
http://www.onsc.gub.uy/onsc1/images/stories/Publicaciones/RevistaONSC/r57/57_1.pdf
- [5] *Informe energías renovables, Agosto 2014*
<http://www.uruguayxxi.gub.uy/inversiones/wp-content/uploads/sites/3/2014/07/Informe-de-energias-renovables.pdf>
- [6] *Balance Energético Nacional, 2016*
<http://www.dne.gub.uy/documents/15386/7730255/BALANCE20PRELIMINAR202015.pdf>
- [7] *Energía sustentable*
<http://www.conexionverde.com/energias-sustentables-para-todos/f>
- [8] *Consumo energético VS Desarrollo humano*
<http://hdr.undp.org/sites/default/files/gaye-amie.pdf>
- [9] *Mapa Solar Uruguayo, 2010*
<https://www.fing.edu.uy/if/solar/>
- [10] *Delft University of Technology - Basic Semiconductor Physics*
https://ocw.tudelft.nl/wp-content/uploads/solar_energy_section_6A.pdf
- [11] *Balenzategui Manzanares - Fundamentos de la conversión fotovoltaica: La célula solar, 2008*
- [12] *Perpiñán Lamigueiro - Energía Solar Fotovoltaica, 2012*

Referencias

- [13] *Tutorial PSS/E v. 32*. Redes Eléctricas, Instituto de Ingeniería Eléctrica Facultad de Ingeniería UdelaR, Montevideo - Uruguay.
- [14] *Mapa Sistema Interconectado Uruguay*, Red prevista años 2013 y 2017. <http://portal.ute.com.uy/sites/default/files/documents/files/MapaDeTrasmision.pdf>
- [15] *Mapa Solar Uruguay*, G. Abal, M. D'Angelo, J. Cataldo, and A. Gutierrez. Mapa Solar del Uruguay. In *Anal. of the IVth Latin-American Conference on Solar Energy (IV ISES-CLA)*, Cusco, Perú, 15 Noviembre 2010.
- [16] *Sistema de monitoreo en tiempo real de líneas de transmisión, 2011* http://www.cigre.cl/sem_22_jun_11/informacion_evento/presentaciones/modulo_1/NEXANS.pdf
- [17] *Maniobra de giro de camión trailer - Trayectoria de las ruedas* http://www.dimensioncad.com/view_category.php?preferred_language=spcategory_number=4subcategory_number=21
- [18] *Sistema de informacion Territorial, 2011* <http://www.mvotma.gub.uy/sit.html>
- [19] *Solar engineering of thermal processes John A. Duffie, William A. Beckman, Editorial: John Wiley & Sons. ISBN: 1118415418*
- [20] *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, 2011* IDAE. http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_fv_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_c20_julio_2011_3498eaaf.Pdf
- [21] *Diagrama Solar Universidad de Oregon* <http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.html>
- [22] *Base Meteorológica* http://www.energetica.cl/noticia_11.php?newsid=1858
- [23] *Fabricantes de soportes solares* <http://www.soportessolares.es/productos/>
- [24] *Software de dibujo Sketchup* <http://www.sketchup.com/>
- [25] *UTE: Convenio de Uso Licitación Energía Eléctrica Solar Fotovoltaica K44918* http://www.ute.com.uy/Compras/Secciones_compras/Documentos/41K44918C1b.doc
- [26] *Matlab Aplicado al Análisis y Simulación de Sistemas Eléctricos de Potencia*. Rafael Hirsch, Instituto de Física Facultad de Ingeniería UdelaR., 2014.

- [27] *Equipamentos elétricos - especificação e aplicação em subestações de alta tensão* D´Ajuz, Resende, Salgado, Nunes, Amon, Dias, Pereira, Kastrup, Moraes; Furnas.
- [28] *Ley N° 16.466*
<https://www.impo.com.uy/bases/leyes/16466-1994/6>
- [29] *Decreto 349/005*
<http://www.mvotma.gub.uy/ciudadania/item/10002467-decreto-349-005.html>
- [30] *Resolución 14/002, 27/11/2002*
<https://www.impo.com.uy/bases/resoluciones-ursea-originales/31-2006/1>
- [31] *PVsyst Tutorials*. André Mermoud and Bruno Wittmer, January 2014 http://www.pvsyst.com/images/pdf/PVsyst_Tutorials.pdf
- [32] *NASA Surface meteorology and Solar Energy: Daily Averaged Data*.
<https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/daily.cgi?email=skip@larc.nasa.gov>
- [33] *Photovoltaics for professionals*. Falk Antony; Christian Dürschner; Karl-Heinz Remmers, Solarpraxis AG., 2007.
- [34] *Fundamentos de Energía Solar*. Gonzalo Abal, Instituto de Física Facultad de Ingeniería UdelaR., 2014.
- [35] *Notas del Curso Energía Solar Fotovoltaica*, Instituto de Ingeniería Eléctrica Facultad de Ingeniería UdelaR, Montevideo - Uruguay.
- [36] *Precio de referencia de caminería, 2014*.
<http://www.eltelegrafo.com/index.php?id=93102seccion=localesfechaedicion=2014-11-01>
- [37] *Curso Proyecto IIMPI - UdelaR*.
<https://eva.fing.edu.uy/enrol/index.php?id=266>
- [38] *Informe International Finance Corporation: Utility-Scale solar Photovoltaic Power Plants, 2015*. ISBN 1844074617, Editorial: Routledge.
<http://www.ifc.org/wps/wcm>
- [39] *Informe IRENA: Renewable Energy Cost Analysis: Solar Photovoltaicss, 2012*.
https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-SOLAR_PV.pdf
- [40] *IEA-PVPS: Snapshot of global Photovoltaic markets 2015*. ISBN 978-3-906042-42-8 Editorial: Becquerel Institute
iea-pvps.org

Referencias

- [41] *MGAP: Serie Precio de la Tierra, 2016*
<http://www.mgap.gub.uy/portal/page.aspx?2,diea,diea-pre-precio-de-la-tierra,0,es,0>,
- [42] *Aldo Lema: El precio de la tierra uruguaya*
<https://aldolema.com/2015/06/12/el-precio-de-la-tierra-uruguaya/>
- [43] *Proyecto de Inversión para un Parque Eólico*
<http://www.ccee.edu.uy/bibliote/monografias/MPG256.pdf>
- [44] *Base de datos del índice PPI*
<http://www.bls.gov/ppi/data.htm>
- [45] *Universidad Carlos III de Madrid - Caracterización de módulos fotovoltaicos, 2009*
http://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/6037/PFC_Julio_Fernandez_Ferichola.pdf?sequence=1
- [46] *Kazmi, Hai-Jiao: An Improved and Very Efficient MPPT Controller for PV Systems subjected to Rapidly Varying Atmospheric Conditions and Partial Shading, Sept 2009. ISBN: 978-1-4799-4167-4*
- [47] *Balato, Vitelli: A Hybrid MPPT technique based on the Fast Estimate of the Maximum Power Voltages in PV applications, March 2013. ISBN: 978-1-4673-5269-7*
- [48] *Latif, Hussain: Design of a charge controller based on SEPIC and Buck topology using modified Incremental Conductance MPPT, Dec. 2014. ISBN: 978-1-4244-5153-1*
- [49] *CANADIAN SOLAR: Hoja de Datos del Módulo fotovoltaico CS6X-320P*
http://www.canadiansolar.com/downloads/datasheets/v5.4/Canadian_Solar-Datasheet-CS6XP_Maxpower-v5.4C1en.pdf
- [50] *UTE: Consulta Geográfica red de Transmisión, 2014*
<http://portal.ute.com.uy/consultageograficaredtrasmision>
- [51] *Zeit/Strom-Kennlinien: Curva de actuación de fusibles*
http://www.siba-fuses.com/front_content.php?idcat=49
- [52] *Schneider: Catálogo Caja de Continua*
<http://solar.schneider-electric.com/product/array-box/>
- [53] *Schneider: Hoja de datos de PVbox ST1360*
http://solar.schneider-electric.com/wp-content/uploads/2014/10/pv-box-st-datasheet-20141003_eng.pdf
- [54] *Decreto N° 133/013: Regulación de los contratos especiales de compraventa para la producción de energía eléctrica de fuente solar fotovoltaica*
<https://www.impo.com.uy/bases/decretos/133-2013/2>

- [55] *UTE: Potencias de cortocircuito trifásicas mínimas en barras de 150 y 60kV*
<http://portal.ute.com.uy/sites/default/files/documents/files/institucional/Representaci%C3%B3n%20gr%C3%A1fica%20-%20Potencias%20de%20cortocircuito%20m%C3%ADnimas%20en%20barras%20de%20150kV%20y%2060kV.pdf>
- [56] *Curso de Subestaciones en Media Tensión* Instituto de Ingeniería Eléctrica Facultad de Ingeniería UdelaR, Montevideo - Uruguay.
<https://eva.fing.edu.uy/course/view.php?id=532>
- [57] *Curso Gestión de Proyectos, Facultad de Ingeniería - UDELAR*
<https://eva.fing.edu.uy/course/view.php?id=495>
- [58] *Irradiación global diaria sobre plano horizontal promedio anual*
<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/277/A5.pdf?sequence=5>
- [59] *CANADIAN SOLAR: Declaración depreciación paneles fotovoltaicos*
<http://investors.canadiansolar.com/phoenix.zhtml?c=196781&p=irol-newsArticle&ID=2058834>
- [60] *MTSS: Convenio de Salarios*
<http://www.mtss.gub.uy/web/mtss/consejos-de-salarios>

Apéndice A

Cálculos detallados de la sección 4.1.3

A continuación se presenta el script de Matlab utilizado para realizar los cálculos correspondientes a la sección 4.1.3, "Determinación del conexionado entre paneles"

```
V_MPP_SIC=36.8;
V_OC_SIC=45.3;
Tc10=-3;
Tc70=70;
beta=-0.0031;

V_MPP_Tc10=V_MPP_SIC*(1+beta*(Tc10-25))
V_MPP_Tc70=V_MPP_SIC*(1+beta*(Tc70-25))
V_OC_Tc10=V_OC_SIC*(1+beta*(Tc10-25))

%% Verificando las inecuaciones

Ns=20;
V_MAX_INV=1000;
V_MIN_MPP_INV=550;
V_MAX_MPP_INV= 800;

if Ns*V_OC_Tc10 < V_MAX_INV
disp(' Verifica_tension_maxima_inveror ')
end

if Ns*V_MPP_Tc10 < V_MAX_MPP_INV
disp(' Verifica_tension_maxima_MPP_inveror ')
end

if Ns*V_MPP_Tc70 > V_MIN_MPP_INV
```

Apéndice A. Cálculos detallados de la sección 4.1.3

```
disp('Verifica_tension_minima_MPP_inversor')
end

Np=240;
I_SC_STC=9.26;
I_MAX_INV=2*1280;

if Np*I_SC_STC < I_MAX_INV
disp('Verifica_corriente_maxima_inversor')
end

%% Determinacion de la distancia entre paneles
phi=-31 % latitud pto medio entre Artigas Arapey
beta=25;
L=1.954;
%considerando 2 paneles a lo largo:
h=2*L*sin(pi*beta/180);

d_MIN=h/(tan((pi/180)*(61-abs(phi))));
disp('Distancia_minima_entre_paneles:')
disp(d_MIN)

DistXMesa=2*L*cos(pi*beta/180)+d_MIN
```


Apéndice B

Cálculos detallados de la sección 4.1.4

A continuación se presenta el script de Matlab utilizado para realizar los cálculos correspondientes a la sección 4.1.4, "Distancia entre paneles".

```
%CALCULO DECLINACION SOLAR SPENCER  
  
%DEFINO CTES  
a=0.006918;  
b=0.399912;  
c=0.070257;  
d=0.006758;  
e=0.000907;  
f=0.002697;  
g=0.00148;  
n=172; %ordinal del dia  
t=2*pi*(n-1)/365  
decsol=a-b*cos(t)+c*sin(t)-d*cos(2*t)+e*sin(2*t)-f*cos(3*t)+g*sin  
(3*t)  
decsolgrados=radtodeg(decsol)
```


Apéndice C

Cálculos detallados de la sección 5.11.5

A continuación se presenta el script de Matlab utilizado para realizar los cálculos correspondientes a la sección “Caída de tensión en la línea de AT”. Este script utiliza la función *zser* que fue extraída del material “Matlab aplicado al Análisis y Simulación de Sistemas Eléctricos de Potencia”. A la función se le ingresa como entrada las coordenadas y características de los conductores y devuelve en la Matriz Z_T , la matriz de impedancia de la línea con transposición de fases. Ver [26].

```
xy=[-3.35 23.1;-3.35 27.1;-3.35 31.10;3.35 23.1;3.35 27.1;3.35
    31.10;-1.8 32.6;1.8 32.6];

datc=[3.98 0.595]; %% Resistencia ohm/km
datn=[3.98 0.595]; % datos cable de guardia, dejar vector vacio
      si no se quiere usar
[z012 ,zt ,zabc ,z]=zser(xy,datc,datn)

%La linea tiene transposiciones para lograr balanceo
phimax= 16.69924; %max angulo en grados
phi = [-17:0.5:17];
a=degtorad(phi);
S=(50e6).*cos(a);
I=S./ (sqrt(3)*150e3);
l=4.5; % kilometros
aux= length(S);
maxdv=0;
for i =1:1:aux
Ia=I(i);
Ib=Ia;
Ic=Ib;
Ig1=0;
Ig2=0;
Iaux= [Ia; Ib; Ic]; % Ig1; Ig2];
deltaV=l.*zt*Iaux;
c=max(deltaV);
maxdv=[maxdv c];
```

Apéndice C. Cálculos detallados de la sección 5.11.5

```
end
plot(a,abs(maxdv(2:length(maxdv))),'-*'); % largo a =35 y largo
      maxdv=35
grid on
%%%IMPRIMO dv EN PORCENTAJE
maxcaida=abs(max(maxdv))
CAIDAPORCENTUAL= (maxcaida/(150e3/sqrt(3)))*100
```

Apéndice D

Listado de Planos

Se adjunta el siguiente listado de planos:

- Canalización DC de un sub-parque
- Detalle de canalización en media tensión
- Planta de la subestación
- Sistema colector de media tensión
- Diagrama unifilar subestación elevadora

Apéndice E

Reporte PVsyst

En las siguientes páginas se adjunta el informe obtenido por el software de simulación PVsyst, de acuerdo a los parámetros indicados en el capítulo 6.

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : SOLARPV																	
Lugar geográfico	Salto País Uruguay																
Ubicación	<table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 30%;">Latitud</td> <td>31.4°S</td> <td style="width: 30%;">Longitud</td> <td>57.9°W</td> </tr> <tr> <td>Hora definido como</td> <td>Hora Legal</td> <td>Huso hor.</td> <td>UT-3</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Albedo</td> <td></td> <td>Altitud</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>48 m</td> </tr> </table>	Latitud	31.4°S	Longitud	57.9°W	Hora definido como	Hora Legal	Huso hor.	UT-3		Albedo		Altitud				48 m
Latitud	31.4°S	Longitud	57.9°W														
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor.	UT-3														
	Albedo		Altitud														
			48 m														
Datos climatológicos:	Salto NASA-SSE - Síntesis																

Variante de simulación : Variante1
Fecha de simulación 27/05/16 15h34

Parámetros de la simulación				
Orientación Plano Receptor	Inclinación	25°	Acimut	0°
26 Ramas	Espacio	6.20 m	Ancho receptor	3.00 m
Banda inactiva	Arriba	0.00 m	Abajo	0.00 m
Ángulo límite de sombreado	Gamma	20.01 °	Factor de ocupación	48.4 %
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteororm
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos			
Sombras cercanas	Sombreados mutuos de las ramas			
Características generador FV				
Módulo FV	Si-poly	Modelo	CS6X - 320P	
<small>Original Pvsyst database</small>		Fabricante	Canadian Solar Inc.	
Número de módulos FV	En serie	20 módulos	En paralelo	240 cadenas
N° total de módulos FV	N° módulos	4800	Pnom unitaria	320 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC)	1536 kWp	En cond. funciona.	1369 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	651 V	I mpp	2104 A
Superficie total	Superficie módulos	9210 m²	Superf. célula	8412 m²
Inversor				
<small>Original Pvsyst database</small>		Modelo	Conext Core XC-680	
		Fabricante	Schneider Electric	
Características	Tensión Funciona.	550-800 V	Pnom unitaria	680 kWac
Banco de inversores	N° de inversores	2 unidades	Potencia total	1360 kWac
Factores de pérdida Generador FV				
Pérdidas por polvo y suciedad del generador		Fracción de Pérdidas	1.5 %	
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	3.7 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.0 % en STC
LID - "Light Induced Degradation"			Fracción de Pérdidas	2.0 %
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	-0.4 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	0.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05
Indisponibilidad del sistema	3.6 días, 3 períodos		Fracción de tiempo	1.0 %
Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)				
Auxiliaries loss	Constant (fans)	30000 W	... from Poper thresh.	0.0 kW

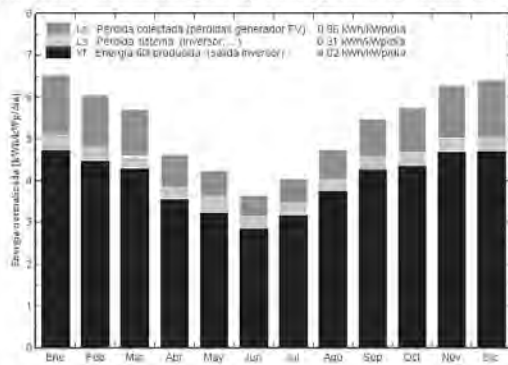
Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : SOLARPV
Variante de simulación : Variante1

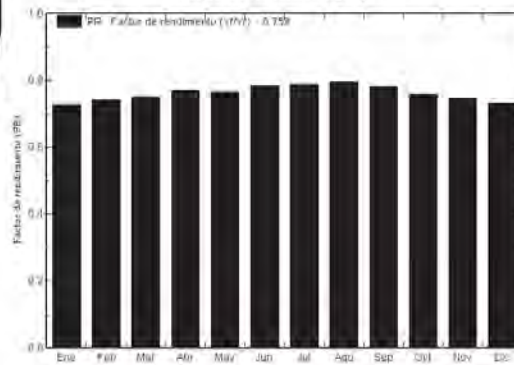
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Orientación Campos FV	Disposición en ramas, inclinación	25°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	CS6X - 320P	Pnom	320 Wp
Generador FV	Nº de módulos	4800	Pnom total	1536 kWp
Inversor	Modelo	Conext Core XC-680	Pnom	680 kW ac
Banco de inversores	Nº de unidades	2 0	Pnom total	1360 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Resultados principales de la simulación
 Producción del Sistema **Energía producida 2252 MWh/año** Producción específica 1466 kWh/kWp/año
 Factor de rendimiento (PR) **77.9 %**

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1536 kWp



Factor de rendimiento (PR)



Variante1
Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	213.9	26.10	202.6	189.2	242.9	226.4	13.02	12.13
Febrero	166.3	24.60	169.3	158.4	206.0	192.6	13.21	12.35
Marzo	156.9	23.00	177.3	166.6	218.7	204.3	13.39	12.51
Abril	111.0	19.10	138.7	130.4	177.1	164.6	13.86	12.88
Mayo	93.0	15.40	131.4	123.4	173.1	154.8	14.30	12.80
Junio	73.8	13.40	109.3	102.3	145.2	131.9	14.43	13.10
Julio	86.2	12.50	125.4	117.3	166.0	151.9	14.37	13.15
Agosto	111.3	15.40	147.3	138.9	182.1	179.9	14.16	13.26
Septiembre	138.9	17.40	164.3	154.7	210.7	197.3	13.93	13.04
Octubre	169.3	20.50	178.2	166.7	223.1	208.3	13.59	12.69
Noviembre	195.6	22.80	188.5	175.7	231.6	216.1	13.34	12.45
Diciembre	214.8	25.39	199.0	185.5	240.5	224.2	13.12	12.23
Año	1731.0	19.61	1931.5	1808.9	2427.1	2252.4	13.64	12.66

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal EArray Energía efectiva en la salida del generador
 T Amb Temperatura Ambiente E_Grid Energía reinyectada en la red
 GlobInc Global incidente plano receptor EffArrR Eficiencia Esal campo/superficie bruta
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EffSysR Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

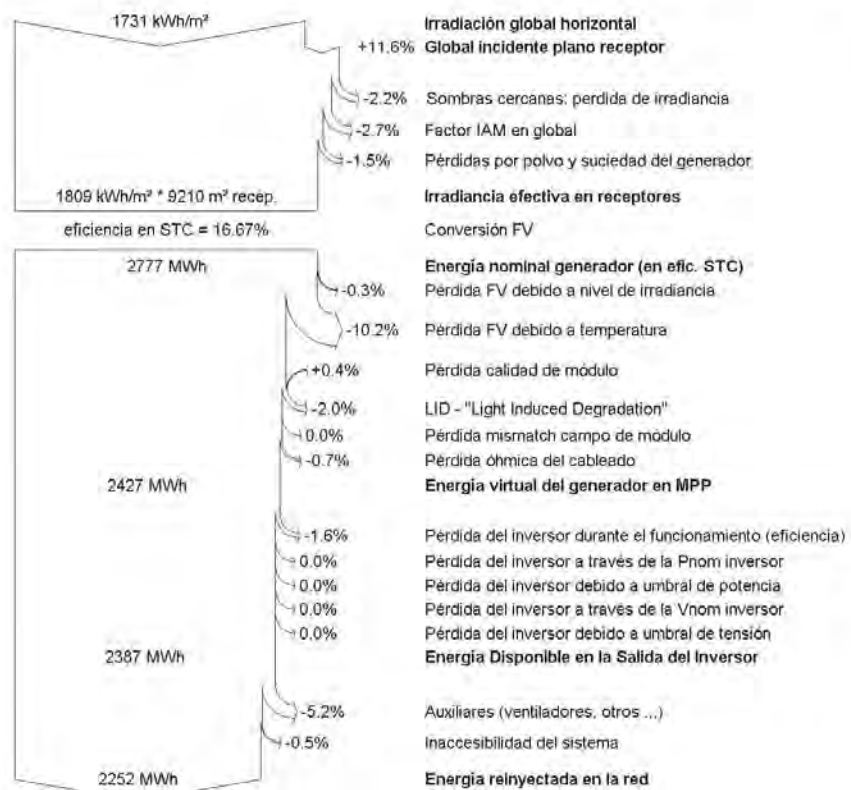
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : **SOLARPV**

Variante de simulación : **Variante1**

Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV	Disposición en ramas, inclinación	25°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	CS6X - 320P	Pnom	320 Wp
Generador FV	Nº de módulos	4800	Pnom total	1536 kWp
Inversor	Modelo	Conext Core XC-680	Pnom	680 kW ac
Banco de inversores	Nº de unidades	2 0	Pnom total	1360 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año



Apéndice F

Hojas de datos de los equipos

En las siguientes páginas se adjuntan las hojas de datos técnicos de los siguientes equipos y materiales:

- Paneles fotovoltaicos
- PVbox
- Cajas de continua
- Cableado DC
- Cableado de MT
- Cableado de AT



MAX POWER CS6X-310 | 315 | 320P

High quality and reliability in all Canadian Solar modules is ensured by 14 years' experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

KEY FEATURES



Excellent module efficiency
up to 16.68%



Outstanding low irradiance
performance: 96.0%



Positive power tolerance
up to 5 W



High PTC rating up to 91.97%



IP67 junction box for long-term
weather endurance



Heavy snow load up to 5400 Pa
wind load up to 2400 Pa



Salt mist, ammonia and blowing sand
resistance, apply to seaside, farm and
desert environments



insurance-backed warranty
non-cancelable, immediate warranty insurance
linear power output warranty



product warranty on materials
and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system
ISO/TS 16949:2009 / The automotive industry quality management system
ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / MCS / CE / SII / CEC AU / CQC / INMETRO
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS
PV CYCLE (EU) / UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1



* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

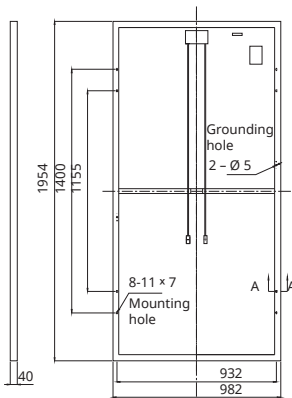
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading manufacturer of solar modules and PV project developer with about 10 GW of premium quality modules deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

CANADIAN SOLAR INC.

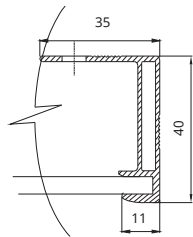
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

MODULE / ENGINEERING DRAWING (mm)

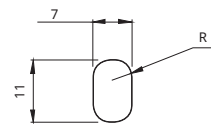
Rear View



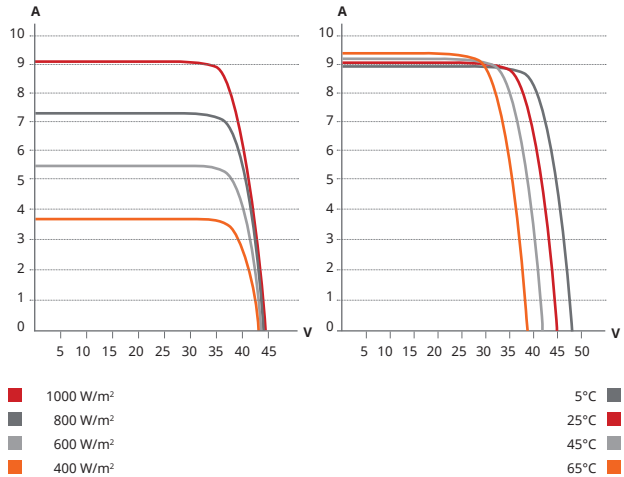
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



CS6X-310P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA / STC*

Electrical Data CS6X	310P	315P	320P
Nominal Max. Power (Pmax)	310 W	315 W	320 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.4 V	36.6 V	36.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.52 A	8.61 A	8.69 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.9 V	45.1 V	45.3 V
Short Circuit Current (Isc)	9.08 A	9.18 A	9.26 A
Module Efficiency	16.16%	16.42%	16.68%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA / NOCT*

Electrical Data CS6X	310P	315P	320P
Nominal Max. Power (Pmax)	225 W	228 W	232 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.2 V	33.4 V	33.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.77 A	6.84 A	6.91 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.3 V	41.5 V	41.6 V
Short Circuit Current (Isc)	7.36 A	7.44 A	7.50 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Industry leading performance at low irradiation, average 96.0% relative efficiency from an irradiance of 1000 W/m² to 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

MODULE / MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6×12)
Dimensions	1954×982×40 mm (76.9×38.7×1.57 in)
Weight	22 kg (48.5 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm ² (IEC) or 4 mm ² & 12 AWG 1000V (UL), 1150 mm (45.3 in)
Connectors	Friends PV2a (IEC), Friends PV2b (IEC / UL)
Standard Packaging	26 pieces, 620 kg (1366.9 lbs) (quantity & weight per pallet)
Module Pieces per Container	624 pieces (40' HQ)

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41% / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31% / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053% / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C

PARTNER SECTION



Scan this QR-code to discover solar projects built with this module



PV Box ST

Containerized plug and play power conversion system adapted to customer requirements and local standards

The PV Box is a power conversion system. In a PV plant installation, it operates between DC field and AC MV grid connection point. The PV Box performs the DC power concentration, the DC/AC conversion, and the AC voltage elevation to the grid voltage level. The PV Box protects maintenance staff and the installation against electrical faults, such as short-circuit and lightning. The optimized versions of the PV Box reduce the balance-of-systems costs, increase reliability, and improve construction lead times.

Why choose PV Box ST?



True bankability

- Warranty from a trusted partner with 180 years of experience
- World leader in industrial power drives, UPS and electrical distribution
- Strong service infrastructure worldwide to support your global needs



Higher return on investment

- Compressed construction lead-times through factory integrated solution
- Reduced transportation, off-loading and on-site labor costs
- Enhanced uptime thanks to qualified and reliable designs



Designed for reliability

- Industrialized solution according to Schneider Electric proven industrial processes
- Equipment and integration made in Schneider Electric factories
- Configurable to withstand severe weather conditions: continental, tropical and desertic environments
- Undergone extensive safety, quality and reliability risk mitigation
- Proven robust design through rigorous Custom Reliability Testing
- Type-tested solution according to IEC-62271-202 including Arc Flash Testing (IAC-A)



Flexible

- Vast choice of power and AC medium voltage levels
- Suitable for most environmental conditions and local standards
- Configurable to be optimized for specific project needs



Easy to service

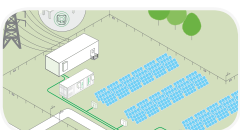
- Fully monitored solution
- Convenient and safe enclosure design for maintenance purposes
- Local Schneider Electric service and maintenance available in 100+ countries



Easy to install

- Standard 40 feet ISO certified container for ease of shipment worldwide
- Solution delivered pre-assembled, configured and tested to reduce on-site labor and project duration

Product applications



PV power plants centralized



Commercial grid-tie centralized



Sea transportation version



Extreme cold startup (-25°C)



Combined heat (+50°C) & humidity (100%)

Device short name	PV Box ST 1080	PV Box ST 1260	PV Box ST 1360
Electrical specifications			
DC input			
Voltage range, MPPT	440 - 800 V (at PF=1)	510 - 800 V (at PF=1)	550 - 800 V (at PF=1)
Max. input voltage, open circuit	1000 V	1000 V	1000 V
Max. DC current	2 x 1280 A	2 x 1280 A	2 x 1280 A
AC output			
Nominal power	1080 kVA	1260 kVA	1360 kVA
Nominal voltage	up to 36 kV	up to 36 kV	up to 36 kV
Frequency	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Power factor settable range (Ppf dispatch)	0.8 to 1.0 leading and lagging	0.8 to 1.0 leading and lagging	0.8 to 1.0 leading and lagging
Equipment			
Inverters	2 x XC 540	2 x XC 630	2 x XC 680
DC connection	2 x DC Box 6 input or 2 x DC Box 10 input (+/-)		
DC fuse range ⁽¹⁾	DC Box 6: 315 A, 350 A, 400 A / DC Box 10: 160 A, 200 A, 250 A		
Transformer type	Schneider Electric Minera oil type ONAN		
Transformer losses	C0Bk (according to EN 50464-1) or compliant with Ecodesign regulation (depending on geographies)		
Medium voltage switchgear $U \leq 24$ kV	Schneider Electric RM6 ring main unit type NE-DI with Sepam 10 protection relay		
Medium voltage switchgear 24 kV $\leq U \leq 36$ kV	Schneider Electric Flusarc ring main unit type CB-C with Sepam 10 protection relay		
Optional content			
Automatic progressive reconnection ⁽²⁾	MV circuit breaker motorization, configurable timer		
Auxiliary power transformer	10 kVA / 400 V		
DC input measurement	DC Box monitored		
Monitoring and control	Conext Control monitoring cabinet with secured power supply		
Safety kit	Fire-extinguisher, insulated MV rod and gloves, insulating stool		
Service kit	Contacts on doors and smoke detector (available with Conext Control option)		
Service contract	Worldwide service team - consult your sales representative for service offer		
External operating conditions			
Temperature			
Standard temperature range	-10°C / +45°C ⁽³⁾		
Other temperature ranges	Continental (-20°C / +45°C), Desert / Tropical (-10°C / +50°C)		
Pollution			
Standard low polluted environment (Rural and suburban environment)	G4 filters		
Option polluted environment (desert, urban...) ⁽⁴⁾	Internal filter box (G4 and F9 filters, fans, speed drives)		
Option saline environment	C5 paint		
Other conditions			
Max. relative humidity	100% condensing		
Max. altitude above sea level ⁽⁵⁾	2000 m		
Max. wind speed	180 km / h		
Max. snow load	250 kg / m ²		
IP grade LV / MV compartment	IP44 / IP 54		
IP grade transformer compartment	IP23		
General specifications			
Dimensions and weight			
During transportation (H x W x D)	2.90 x 2.44 x 12.19 m		
Assembled on site (H x W x D)	2.90 x 3.38 (or 3.28 ⁽⁶⁾) x 12.19 m		
Weight approx. with standard content	19 tons		
Material			
Basement	Light basement to be done on site		
Walls and roof	Standard 40" ISO high cube container with insulating layer		
Cooling			
LV and MV switchboard compartment ⁽⁷⁾	Ensured by inverter fans.		
Transformer compartment	Natural		
Regulatory approvals			
Electrical standards	IEC 62271-202, IEC 61439, IEC 62271-200, IEC 60076		
Type-test certification	IEC 62271-202		
Internal arc classification (acc. to IEC 62271-202)	IAC-A		
General ventilation filters standard	EN779:2012		
Building standards	Eurocodes		

Specifications are subject to change without notice.

⁽¹⁾Fuses may be ordered separately. ⁽²⁾To avoid simultaneous reconnection of every PV Boxes and for automatic opening and reclosing on grid voltage loss (grid requirement). ⁽³⁾Derating: See Conext Core XC inverter application note.

⁽⁴⁾For dust or sand (IEC 60721-2-5 (§4.2.4)) size < 150 µm and concentration < 2 mg / m³. ⁽⁵⁾Power derating above 1000 m. Above 2000 m special requirements. ⁽⁶⁾In case of filter box option.

⁽⁷⁾Extra fans in filter box only for polluted environment.

Array Box

Protect and enhance the performance of your photovoltaic installation

An Array Box is a PV string combiner box installed between the PV modules and the inverter, providing protection and performance monitoring to your PV power plant.

Why choose Array Box?



Higher return on investment

- Reduced CAPEX: Highly cost competitive range, offers capability to connect weather sensors
- Reduced OPEX: precise power production tracking, detection of PV modules failure and aging



Designed for reliability

- Resistant to corrosion and pollution thanks to the use of an isolating polyester enclosure reinforced with fiberglass
- Optimal cooling of the switch-disconnector and PV fuses to increase their useful life
- Undergone extensive safety, quality and reliability testing
- Robust design through rigorous Custom Reliability Testing



Flexible

- Fits every PV plant design and module technology with a range of 8/16/24 input channels and 160/300 A STC output currents
- Range available with and without monitoring of string currents
- On-field weather sensors easily connected inside the Array Box to avoid any additional equipment



Easy to service

- Conext Control™ identifies the service needs of the Array Box
- Motorized switch controlled remotely by Conext Control accelerates lock-out / tag-out procedure and allows an easy return to operation

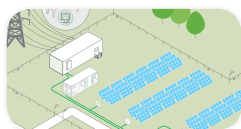


Easy to install

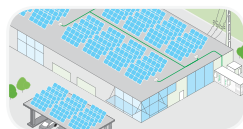
- Mounting on a support bracket or on a plinth for independence to the racking system, or attached to the racking system for less civil work
- Capabilities to directly connect up to 2 PV string cables and 2 DC output cables per polarity



Product applications



PV power plants centralized



Commercial grid-tie centralized

Device short name	AB08-160	AB16-160	AB16-300	AB24-300
Electrical specifications				
DC inputs				
Number of inputs	8	16	16	24
Max. voltage in open circuit	1000 Vdc	1000 Vdc	1000 Vdc	1000 Vdc
Max. input current in short circuit	25 A	25 A	25 A	25 A
Max. input current in short circuit at STC	20 A	20 A	20 A	20 A
DC output				
Max. output current in short circuit at ambient temperature ≤ 40°C	200 A	200 A	375 A	375 A
at ambient temperature ≤ 45°C	180 A	200 A	350 A	350 A
at ambient temperature ≤ 50°C	160 A	200 A	315 A	315 A
Max. output current in short circuit at STC at ambient temperature ≤ 40°C	160 A	160 A	300 A	300 A
at ambient temperature ≤ 45°C	145 A	160 A	280 A	280 A
at ambient temperature ≤ 50°C	125 A	160 A	250 A	250 A
AC supply*				
Voltage at 50/60 Hz	230 V + 10 / -15%	230 V + 10 / -15%	230 V + 10 / -15%	230 V + 10 / -15%
Environmental specifications (in operation)				
Ambient temperature	-25°C to +50°C, above*	-25°C to +50°C, above*	-25°C to +50°C, above*	-25°C to +50°C, above*
Relative humidity	0 to 100% condensing	0 to 100% condensing	0 to 100% condensing	0 to 100% condensing
Altitude	0 to 2000 m without derating	0 to 2000 m without derating	0 to 2000 m without derating	0 to 2000 m without derating
Mechanical specifications				
Enclosure				
Type	Outdoor use, full insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)			
Fire withstand	Self-extinguishing (does not propagate fire during the glow-wire test at 960 °C), halogen-free			
Color	RAL 7032, grey	RAL 7032, grey	RAL 7032, grey	RAL 7032, grey
Product				
Dimensions (H x W x D)	84.7 x 63.6 x 30.0 cm (33.3 x 25.0 x 11.8 in)	105.6 x 85.2 x 35.0 cm (41.6 x 33.5 x 13.8 in)	105.6 x 85.2 x 35.0 cm (41.6 x 33.5 x 13.8 in)	105.6 x 85.2 x 35.0 cm (41.6 x 33.5 x 13.8 in)
Weight (protect / monitored / controlled)	33.0 / 37.0 / 40.0 kg (72.8 / 81.6 / 88.1 lb)	58.0 / 62.0 / 65.0 kg (127.9 / 136.7 / 143.3 lb)	63.0 / 67.0 / 71.0 kg (138.9 / 147.7 / 156.5 lb)	67.0 / 71.0 / 75.0 kg (147.7 / 156.5 / 165.3 lb)
Mounting	Floor-standing on support, wall-fixing or attached with lugs (must be installed protected from direct sunshine)			
Degrees of protection	IP54, IK10			
Features				
Protection				
DC inputs overcurrent protection	Protection on both polarities, gPV fuses, size 10 x 38 mm, max. rating 30 A (fuses not provided with product)			
DC overvoltage protection	Surge arrester, 1000 Vdc, type 2, I _{max} 40 KA			
AC supply overvoltage protection*	Surge arrester, 230 Vac, type 2, I _{max} 40 KA			
Electric shock protection	Class II equipment			
Monitoring and control*				
DC input currents*	0 to 30 A, accuracy +/- 0.5% full scale (one measurement per input)			
DC voltage*	0 to 1000 V, accuracy +/- 0.5%			
Internal temperature**	-30 to +120°C, accuracy +/- 1°C			
Temperature sensor input***	-30 to +120°C, accuracy +/- 1°C, for external PT1000 2 wires temperature sensor			
2 x irradiance sensor inputs***	0 to 1600 W/m ² , accuracy +/- 0.5% full scale, for external 4-20 mA irradiance sensor			
Communication**	Profibus DP / RS485 and Modbus RTU / RS485 link			
Switch disconnecter remote control****	Motor pack and MX shunt release			
Compliance				
LV switchgear	IEC / EN 61439-1 and 61439-2			
CE marking	According LV directive 2006 / 95 / CE and EMC directive 2004 / 108 / CE			
Available models				
Protect: protection only	PVSAB31101	PVSAB31201	PVSAB31301	PVSAB31401
Monitored: protection and monitoring	PVSAB31111	PVSAB31211	PVSAB31311	PVSAB31411
Controlled: Protection, monitoring and switch control	PVSAB31121	PVSAB31221	PVSAB31321	PVSAB31421
Optional weather module*	PVSAB31021	PVSAB31021	PVSAB31021	PVSAB31021

Specifications are subject to change without notice. *Contact Schneider Electric. **For monitored and controlled models. ***With optional weather sensors connection module. ****For controlled models.

TECSUN (PV) PV1-F

Cables for Photovoltaics



Selection and ordering data

Nominal cross-section and colour	Order No.	Conductor diameter	Overall diameter of cable		Approx. net weight	Minimum bending radius	Maximum permissible tensile load	Current carrying capacity at 60° C ambient temperature (free air)	Permissible short circuit current (1s)
			Min.value	Max.value					
		[mm]	[mm]	[mm]	[kg/km]	[mm]	[N]	[A]	[kA]
1.5 mm ² black	5DH93011	1.6	4.4	4.8	29	14.4	23	29	0.19
1.5 mm ² blue	5DH93012	1.6	4.4	4.8	29	14.4	23	29	0.19
1.5 mm ² red	5DH93013	1.6	4.4	4.8	29	14.4	23	29	0.19
2.5 mm ² black	5DH93012	1.9	4.7	5.1	43	15.3	38	41	0.32
2.5 mm ² blue	5DH93022	1.9	4.7	5.1	43	15.3	38	41	0.32
2.5 mm ² red	5DH93023	1.9	4.7	5.1	43	15.3	38	41	0.32
4.0 mm ² black	5DH93031	2.4	5.2	5.6	58	16.8	60	55	0.50
4.0 mm ² blue	5DH93032	2.4	5.2	5.6	58	16.8	60	55	0.50
4.0 mm ² red	5DH93033	2.4	5.2	5.6	58	16.8	60	55	0.50
6.0 mm ² black	5DH93041	2.9	5.7	6.1	76	18.3	90	70	0.76
6.0 mm ² blue	5DH93042	2.9	5.7	6.1	76	18.3	90	70	0.76
6.0 mm ² red	5DH93043	2.9	5.7	6.1	76	18.3	90	70	0.76
10 mm ² black	5DH93051	4.0	6.8	7.2	120	21.6	150	98	1.26
16 mm ² black	5DH93061	5.5	8.3	9.0	178	36	240	132	2.01
25 mm ² black	5DH93071	6.4	10.0	10.7	273	43	375	176	3.15
35 mm ² black	5DH93081	7.5	11.1	11.8	364	47	525	218	4.41
50 mm ² black	5DH93091	9.0	12.6	13.3	500	53	750	276	6.30
70 mm ² black	5DH93101	10.8	14.4	15.2	686	61	1050	347	8.82
95 mm ² black	5DH93111	12.6	16.2	17.0	899	68	1425	416	12.0
120 mm ² black	5DH93121	14.3	17.7	18.7	1131	75	1800	488	15.1
150 mm ² black	5DH93131	15.9	19.7	20.7	1382	83	2250	566	18.9
185 mm ² black	5DH93141	17.5	21.3	22.3	1669	89	2775	644	23.3
240 mm ² black	5DH93151	20.5	24.2	25.5	2208	102	3600	775	30.4



HERSATENE RHZ1-OL 18/30 kV H16 AI

TENSIÓN: 18/30 kV

 General Cable



NORMAS

IEC 60502-2 - Norma constructiva

UNE-EN 60754 - Libre de halógenos. Baja acidez y corrosividad de los gases

IEC 60754 - Libre de halógenos. Baja acidez y corrosividad de los gases

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR:

Aluminio, semirrígido clase 2

AISLAMIENTO:

Polietileno reticulado (XLPE)

PANTALLA:

Corona de hilos de cobre

CUBIERTA EXTERIOR:

Polioléfina termoplástica libre de halógenos

APLICACIONES Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Cables para distribución de energía para instalaciones de media tensión al aire, entubados, enterrados.

Cubierta resistente a la abrasión y al desgarró. Mayor facilidad de deslizamiento.

Proceso de reticulación: Las tres capas extruidas (semiconductores y aislamiento) se extruyen simultáneamente en cabezal triple. El tubo se mantiene bajo presión controlada de gas inerte (N₂), para prevenir la formación de vacuolas. El perfil de temperaturas del tubo se controla cuidadosamente para asegurar el correcto grado de reticulación en el núcleo del cable.

Cable cero halógenos.



HERSATENE RHZ1-OL 18/30 kV H16 AI

TENSIÓN: 18/30 kV

									
	mm ²	mm	mm	kg/km	mm	A	A	Ohm/km	μF/km
1260114	50	24,9	33,5	1055	505	170	140	0,155	0,124
1260115	70	26,6	35,8	1205	540	210	170	0,145	0,138
1260116	95	28,1	37,3	1330	560	255	205	0,137	0,152
1260117	120	29,9	39,1	1465	590	295	235	0,131	0,167
1260118	150	31,1	40,3	1550	605	335	260	0,127	0,177
1260119	185	32,5	41,7	1740	630	385	295	0,122	0,188
1260120	240	35,2	45,1	2000	680	455	345	0,117	0,211
1260121	300	37,3	46,5	2225	700	520	390	0,112	0,228
1260122	400	40,0	49,9	2585	750	610	445	0,109	0,25
1260123	500	43,7	53,0	3030	795	720	510	0,104	0,281
1260124	630	47,7	57,0	3625	855	840	580	0,1	0,313

INDELALAC Cables desnudos de aluminio-acero (ACSR/AACSR)

Construcción:

Cuerda desnuda de alambres de aluminio puro o aleación de aluminio con alma de acero galvanizado de elevada resistencia mecánica.

Temperatura máxima de ejercicio:

50°C

Utilización:

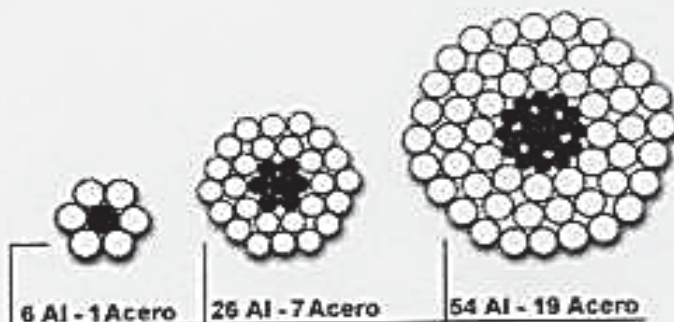
Líneas aéreas de transmisión de energía en media y alta tensión (hasta 500kV)

Norma de fabricación:

RAM 2187

Sección	Formación		Diam. aprox.	peso aprox.	Largo de expedición	Carga de rotura calculada		Resistencia ohmica en C.C. y 20°C		Intensidad de corriente admisible (1)	
	Aluminio	Acero				Aluminio/acero	Aleación Aluminio/acero	Aluminio/acero	Aleación Aluminio/acero	Aluminio/acero	Aleación Aluminio/acero
mm²	Nº x mm Ø		mm	kg/km	m	kg	kg	ohm/km	ohm/km	A	A
16/2,5	6 x 1,8	1 x 1,8	5,40	62,00	6,000	590,00	775,00	1,9300	2,1900	100	90
25/4	6 x 2,25	1 x 2,25	6,80	97	6,000	915,00	1.200	1,2000	1,4000	130	120
35/6	6 x 2,7	1 x 2,7	8,10	140	8,000	1.250	1.832	0,8350	0,9700	160	150
50/8	6 x 3,2	1 x 3,2	9,50	195	4,000	1.710	2.395	0,6960	0,6910	195	180
70/12	26 x 1,85	7 x 1,44	11,70	285	8,000	2.580	3.510	0,4130	0,4680	255	235
85/15	26 x 2,15	7 x 1,67	13,50	335	5,000	3.560	4.720	0,3060	0,3660	305	285
120/20	26 x 2,44	7 x 1,9	15,50	490	4,000	4.530	6.100	0,2370	0,2760	365	340
160/26	26 x 2,7	7 x 2,1	17,10	600	3,000	5.470	7.460	0,1940	0,2260	415	390
185/30	26 x 3,0	7 x 2,33	19,00	740	3,000	6.850	9.120	0,1570	0,1820	475	440
210/35	26 x 3,2	7 x 2,49	20,30	845	2,500	7.489	10.408	0,1380	0,1600	605	470
240/40	26 x 3,45	7 x 2,58	21,90	980	2,500	8.683	11.836	0,1180	0,1380	665	525
300/60	26 x 3,86	7 x 3,0	24,50	1.230	2,500	10.714	15.102	0,0949	0,1100	650	605
340/30	48 x 3,0	7 x 2,33	25,00	1.170	3,000	9.348	13.718	0,0851	0,0984	670	620
380/60	54 x 3,0	7 x 3,0	27,00	1.440	2,600	12.348	17.449	0,0767	0,0880	715	665
435/66	54 x 3,2	7 x 3,2	28,80	1.640	2,600	13.571	19.693	0,0686	0,0773	765	710
550/70	54 x 3,6	7 x 3,6	32,40	2.080	1,600	16.326	25.000	0,0526	0,0611	865	805
680/85	54 x 4,0	19 x 2,4	35,00	2.560	1,500	21.020	30.812	0,0426	0,0495	1000	925

(1) para una temperatura ambiente de 40°C, con los cables expuestos al sol y viento de 0,6 m/seg.



Índice de tablas

1.1. Datos de Generación Solar en Uruguay en 2014 [5]	3
2.1. Detalle de generación de potencia (MW) para los distintos casos de demanda.	17
2.2. Porcentaje de carga de las líneas, antes y después de conectar el parque.	24
2.3. Porcentaje de carga de las líneas, antes y después de conectar el parque.(nuevo modelo)	25
4.1. Secciones mínimas obtenidas para los diferentes largos del tramo caja de continua - inversor, según el criterio de caída de tensión . .	50
5.1. Resultados de las caídas de tensión en los circuitos de MT	78
7.1. Cantidad de horas que representan los niveles de potencia en un año	89
7.2. Resultados obtenidos en el PSS [®] E para los distintos puntos (P, Q)	90
8.1. Desglose de costos por concepto de equipos, materiales y edificios .	94
8.2. Desglose de costos por concepto de aduanas	96
8.3. Desglose de costos por concepto de mano de obra	96
8.4. Generación anual estimada durante los 30 años de duración del proyecto	98
8.5. Estimación del precio de la energía para los años de duración del proyecto	100
8.6. Flujo de caja estimado	100
8.7. Cálculo de VAN para tasa 6%	102
8.8. Cálculo de VAN para tasa 8%	102

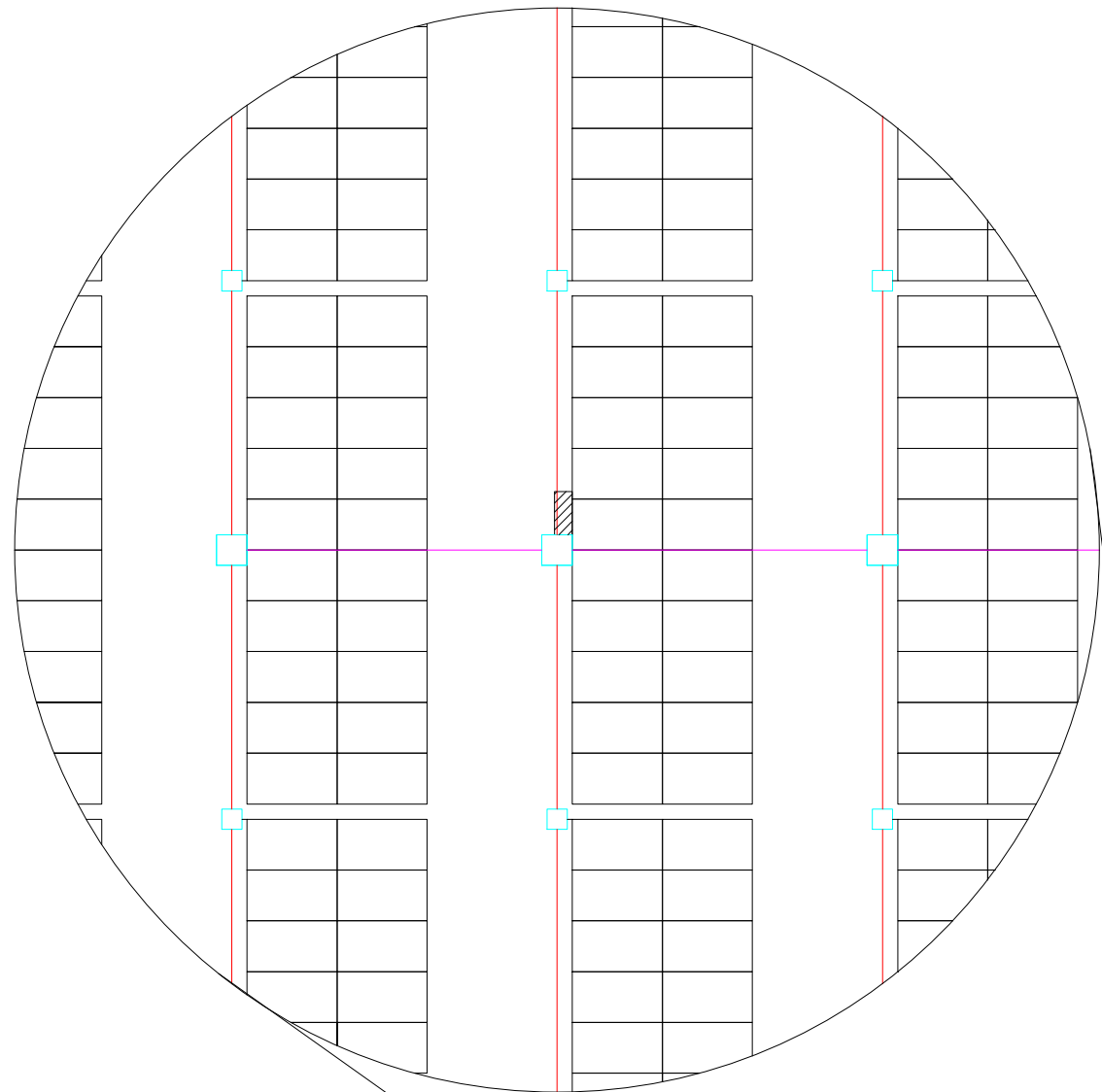
Índice de figuras





1.1. Evolución anual de potencia en instalaciones fotovoltaicas [40] . . .	1
1.2. Generación de electricidad por fuente 2005-2015 [6]	3
1.3. Celda, módulo y conjunto de módulos fotovoltaicos	5
1.4. Curva I-V tipo para una célula fotovoltaica [11]	6
1.5. Curvas I-V para diferentes valores de radiación y temperatura [49]	7
1.6. Declinación solar	8
1.7. Cenit	9
1.8. Altura solar	10
2.1. Mapa Solar [9]	14
2.2. Red Eléctrica Uruguay [14]	15
2.4. Sensor de radiación [16]	27
2.3. Célula de carga [16]	27
2.5. Equipos de comunicación utilizados para monitoreo online de las líneas de transmisión [16]	28
3.1. Padrón a utilizar	32
3.2. Vista satelital Padrón	32
3.3. Configuración geográfica del parque	33
3.4. Plano de planta de caminería	34
3.5. Trazado de la línea de 150kV entre el parque y el punto de conexión	35
4.1. PVbox modelo ST1360, ver Apéndice F	38
4.2. Caja de continua a utilizar, ver Apéndice F	39
4.3. Diagrama Solar del solsticio de invierno	44
4.4. Distancias involucradas para la verificación de 4hs de sol en solsticio de invierno	44
4.5. Distancia entre mesas	45
4.6. Corte transversal	46
4.7. Bosquejo del Layout de cada sub-parque - Alternativa 1	47
4.8. Bosquejo del Layout de cada sub-parque - Alternativa 2	47
4.9. Resumen del cableado DC	52
4.10. Diagrama unifilar simplificado de cada sub-parque	53
4.11. Curva de actuación de los fusibles de 16A [51]	54
4.12. Curva de actuación de los fusibles de 315A [51]	55

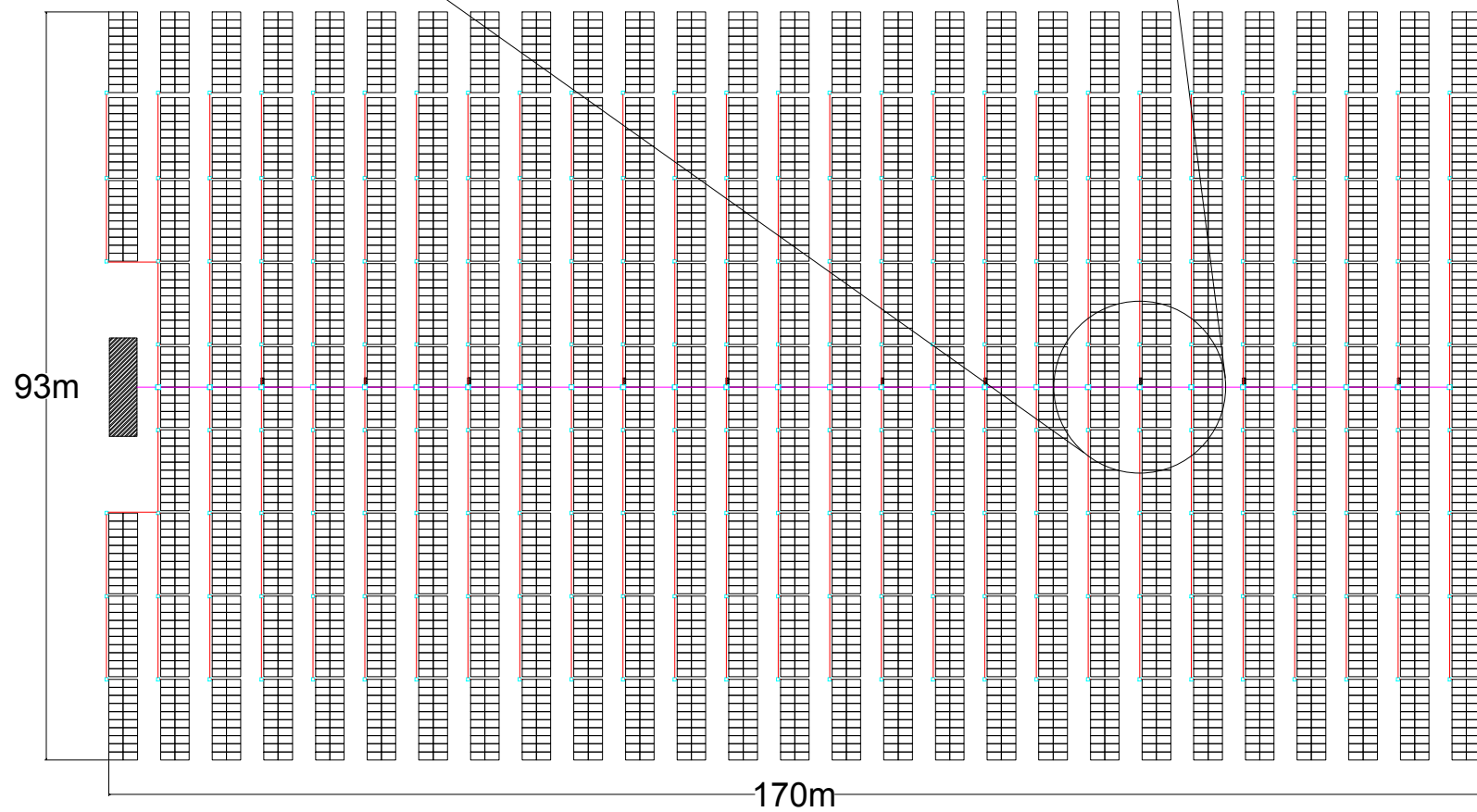
Índice de figuras

4.13. Detalle de la acometida entre una mesa y la cámara correspondiente	56
4.14. Esquema de canalizaciones DC	57
4.15. Sistema de montaje del tipo hincado 2 postes [23]	58
4.16. Sistema de montaje utilizando cimentación con hormigón [23]	58
5.1. Diagrama unifilar de la subestación	63
5.2. Planta de la subestación	64
5.3. Planta de la subestación de UTE	65
5.4. Planta de la subestación del generador	65
5.5. Curva PQ exigida por UTE en el punto de conexión [25]	66
5.6. Curva de capacidad del parque	67
5.7. Esquema de frontera eléctrica entre UTE y el Generador	70
5.8. Estación Meteorológica [22]	72
5.9. Torre doble terna para instalación de línea de 150kV	73
5.10. Sistema colector de MT	74
5.11. Unifilar del sistema colector de MT	75
5.12. Corte de zanja tipo de MT	76
5.13. Corte de zanja tipo de MT bajo vial	76
6.1. Resultado de simulación estadística para la estimación de las pérdidas por Mismatch	83
6.2. Evolución mensual de producción normalizada	84
6.3. Evolución mensual del factor de rendimiento PR	85
6.4. Diagrama de pérdidas anuales de cada sub-parque	86
7.1. Modelo utilizado en PSS [®] E para realizar las simulaciones	88
7.2. Potencia generada por hora en un día promedio	89
8.1. Desglose de costos estimados para la elaboración del proyecto	92
8.2. Evolución costo de inversión de proyectos fotovoltaicos de gran escala [38]	93
8.3. Evolución costo de compra y arrendamiento de tierras [42]	95
8.4. Variaciones en el Índice de precios al Productor de EE.UU [44]	99
8.5. Linealización del índice PPI entre los años 1985 y 2015	100

Esta es la última página.
Compilado el jueves 13 octubre, 2016.
<http://iie.fing.edu.uy/>



-  cámara de hormigón 40cmx40cm
-  Caja de conexión en continua de 24 entradas
-  Ducto PVC Ø40mm
-  Ducto PVC Ø110mm



Diseño de una planta solar fotovoltaica de 50MW - SOLARPV -



Plano: Canalización DC de un sub-parque

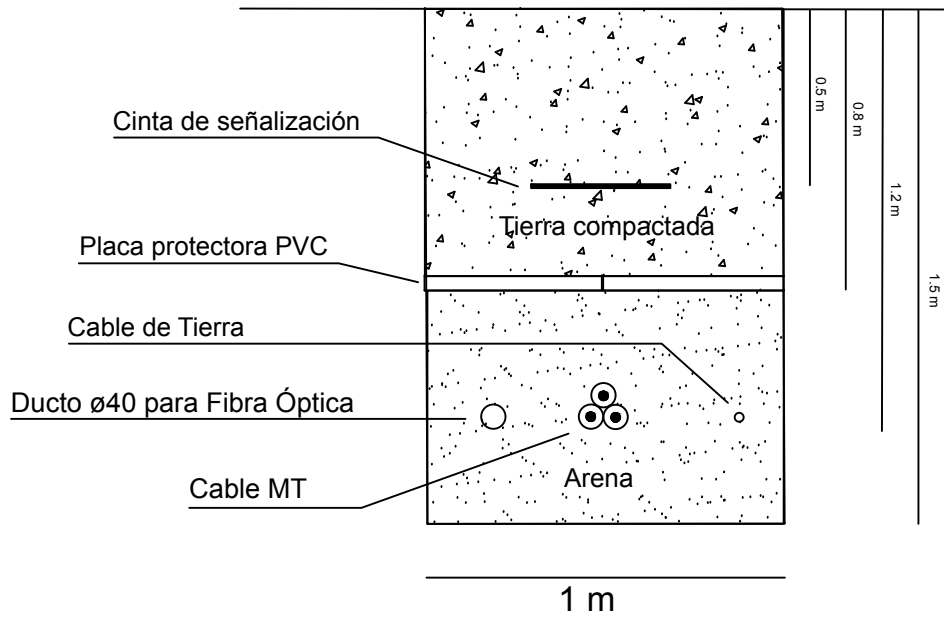
Tutor: Ing. Marcelo Aguiar

Autores: Santiago Machado
Rafael Bruno
Mauro Stocco

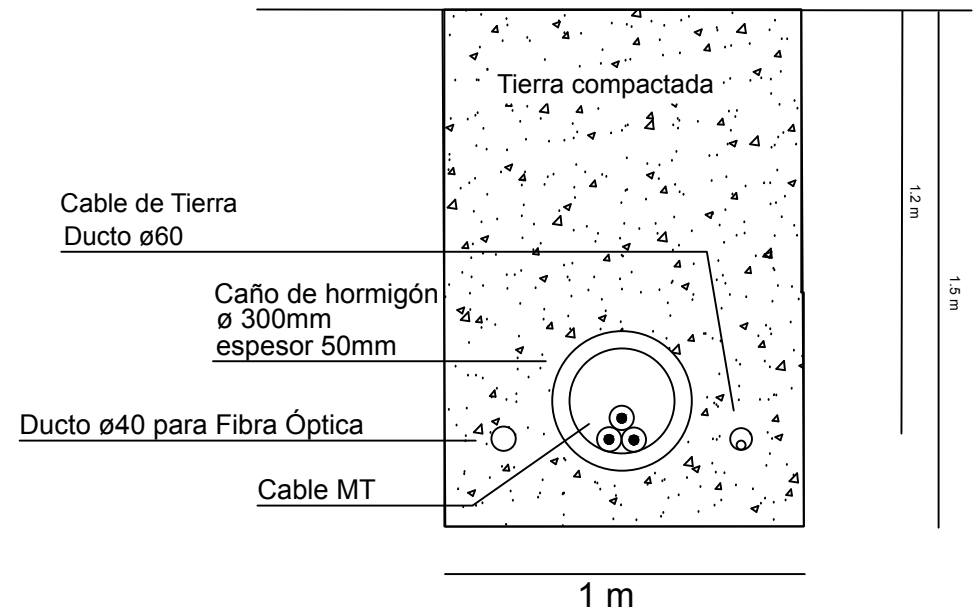


Ago./2016

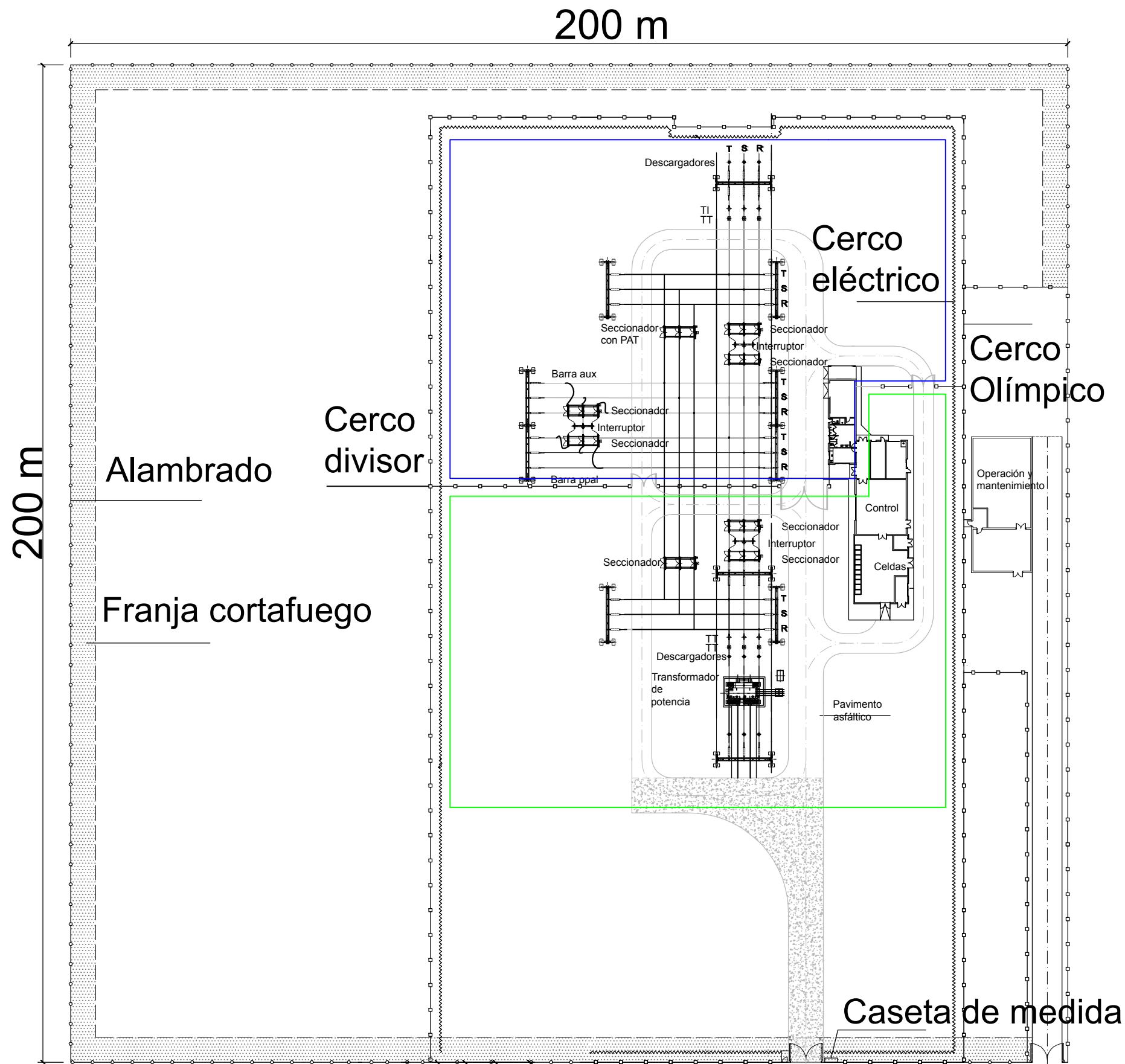
Zanja tipo canalización MT



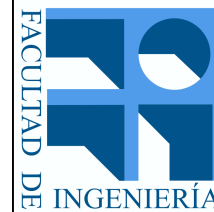
Zanja tipo canalización MT bajo vial



Diseño de una planta solar fotovoltaica de 50MW - SOLARPV -



Diseño de una planta solar fotovoltaica de 50MW
- SOLARPV -

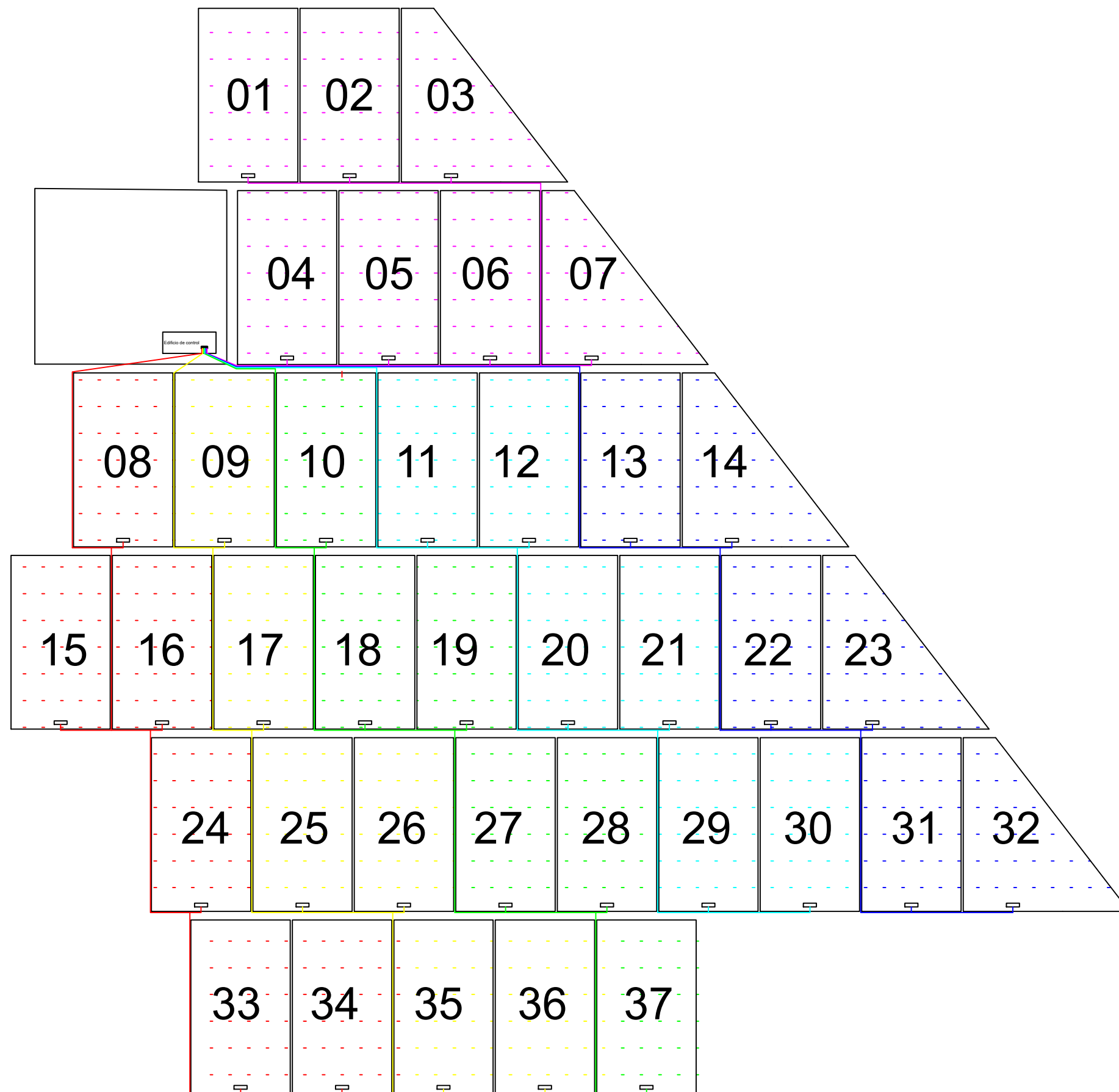


Plano: Planta de la subestación
Tutor: Ing. Marcelo Aguiar
Autores: Santiago Machado
Rafael Bruno
Mauro Stocco



Ago./2016

UNIVERSIDAD
DE LA REPUBLICA
URUGUAY



Diseño de una planta solar fotovoltaica de 50MW
- SOLARPV -



Plano: Sistema colector de media tensión

Tutor: Ing. Marcelo Aguiar

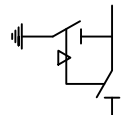







Autores: Santiago Machado
Rafael Bruno
Mauro Stocco

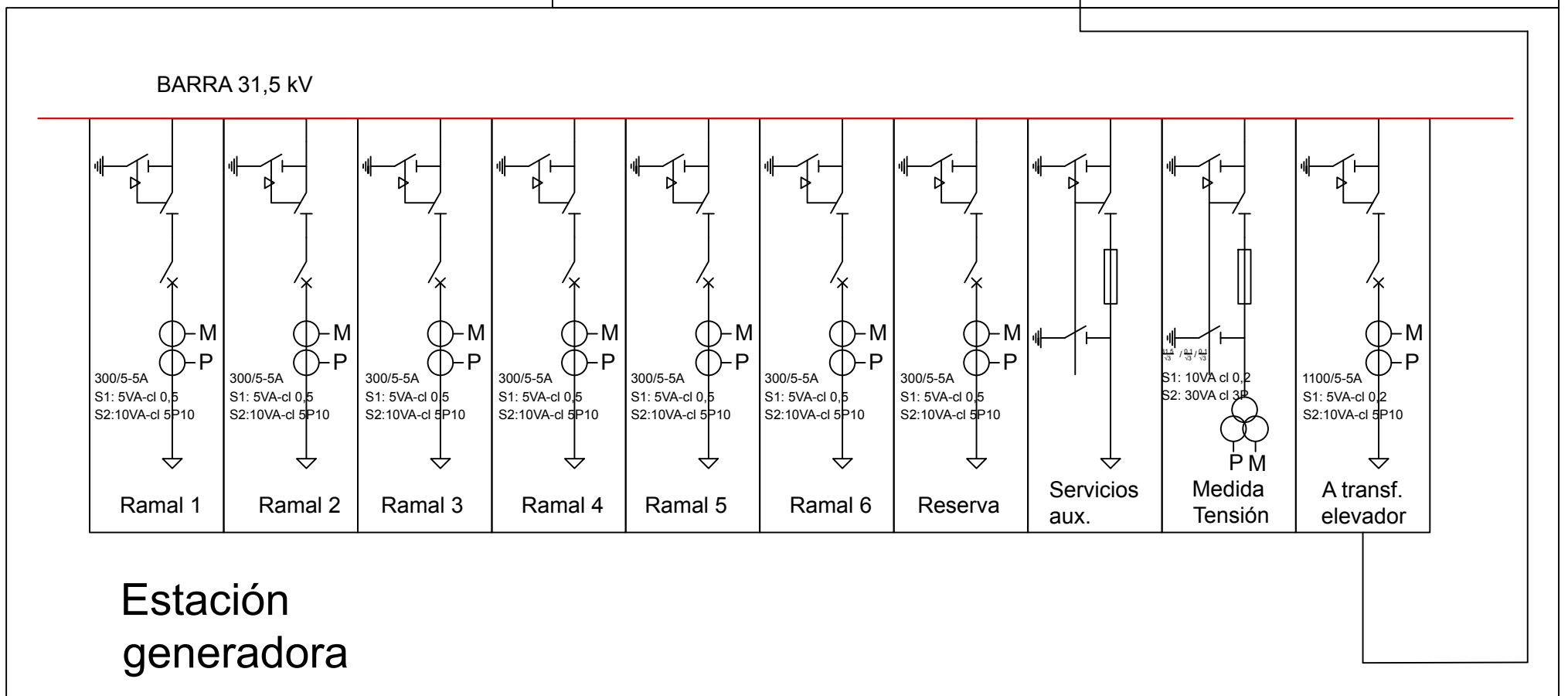
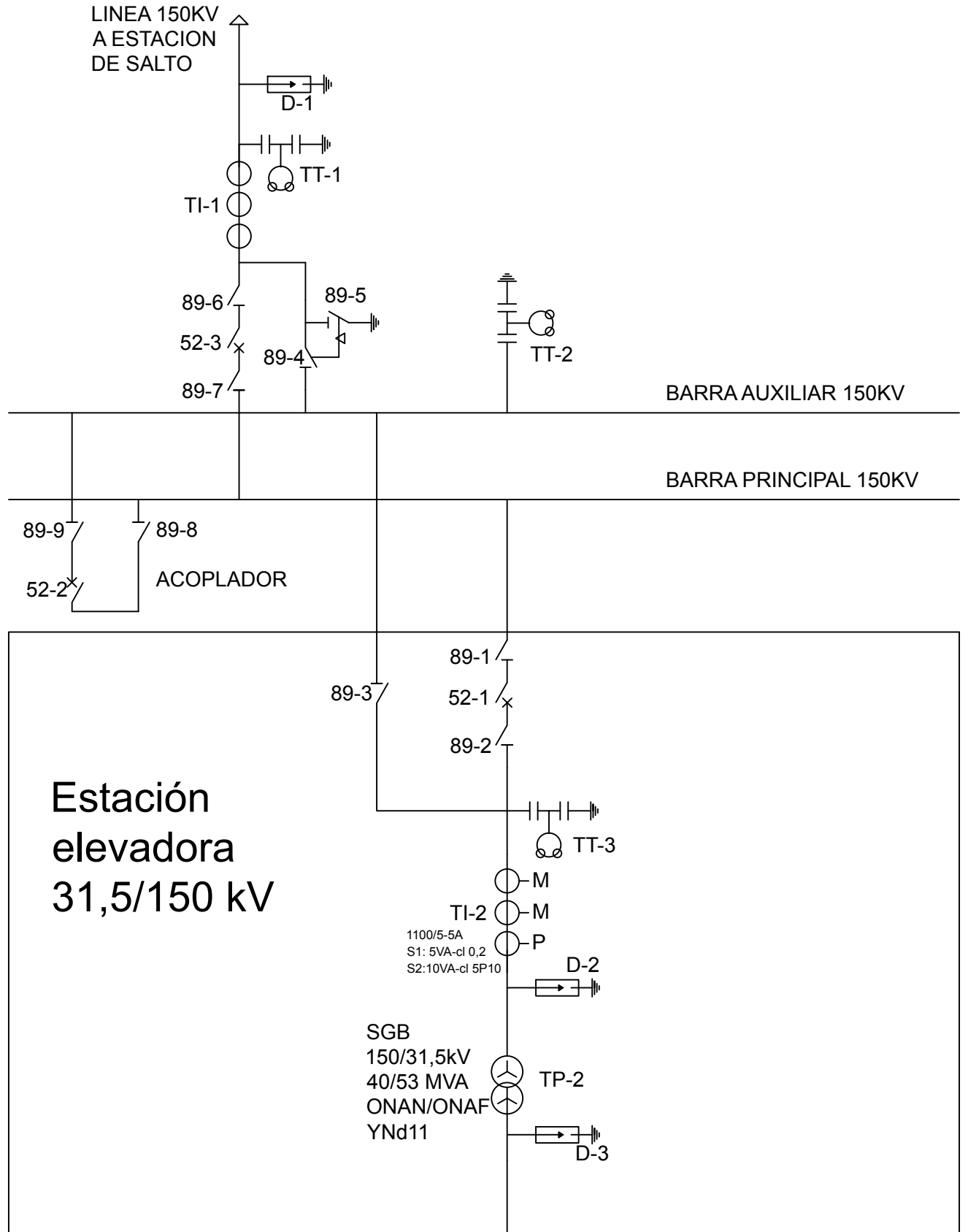


Ago./2016

UNIVERSIDAD
DE LA REPUBLICA
URUGUAY

Referencias:

-  Seccionador con PAT
-  Transformador de potencia
-  Seccionador
-  Transformador de tensión capacitivo
-  Descargador
-  Interruptor
-  TI de medida
-  TI de protección



Estación generadora

Diseño de una planta solar fotovoltaica de 50MW - SOLARPV -



Plano: Diagrama unifilar subestación elevadora
 Tutor: Ing. Marcelo Aguiar
 Autores: Santiago Machado
 Rafael Bruno
 Mauro Stocco



Ago./2016