



Universidad
Nacional
de Loja

Universidad Nacional de Loja

**Facultad de la Energía, las Industrias y los Recursos
Naturales no Renovables**

Maestría en Conversión de Energía y Sostenibilidad

**Reducción de pérdidas técnicas y caídas de tensión en el alimentador
Emeloro 1 mediante la incorporación de energía fotovoltaica.**

**Trabajo de Titulación, previo
a la obtención del título de
Magíster en Conversión de
Energía y Sostenibilidad.**

AUTOR:

Ing. José Mauricio Montalvo Blacio

DIRECTOR:

Ing. Carlos Raúl Barreto Calle, Mg. Sc.

Loja – Ecuador

2024

Certificación

Loja, 11 de septiembre de 2024

Ing. Carlos Raúl Barreto Calle, Mg. Sc.

DIRECTOR DE TRABAJO DE TITULACIÓN

CERTIFICO:

Que he revisado y orientado todo el proceso de elaboración del Trabajo de Titulación denominado: **Reducción de pérdidas técnicas y caídas de tensión en el alimentador Emeloro 1 mediante la incorporación de energía fotovoltaica.**, previo a la obtención del título de **Magíster en Conversión de Energía y Sostenibilidad**, de la autoría del estudiante **José Mauricio Montalvo Blacio** con cédula de identidad Nro. **0703048918**, una vez que el trabajo cumple con todos los requisitos exigidos por la Universidad Nacional de Loja, para el efecto, autorizo la presentación del mismo para su respectiva sustentación y defensa.



Ing. Carlos Raúl Barreto Calle, Mg. Sc.

DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Autoría

Yo, **José Mauricio Montalvo Blacio**, declaro ser el autor del presente Trabajo de Titulación y eximo expresamente a la Universidad Nacional de Loja y a sus representantes jurídicos de posibles reclamos y acciones legales por el contenido del mismo. Adicionalmente, acepto y autorizo a la Universidad Nacional de Loja la publicación de mi Trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional – Biblioteca Virtual.



Firma:

Cédula de identidad: 0703048918

Fecha: 11 de septiembre de 2024

Correo electrónico: jjmmb@hotmail.com

Teléfono: 0994032911

Carta de autorización por parte del autor, para consulta, reproducción parcial o total y/o publicación electrónica del texto completo, del Trabajo de Titulación.

Yo **José Mauricio Montalvo Blacio** declaro ser autor del Trabajo de Titulación denominado: **Reducción de pérdidas técnicas y caídas de tensión en el alimentador Emeloro 1 mediante la incorporación de energía fotovoltaica.**, como requisito para optar por el título de **Magíster en Conversión de Energía y Sostenibilidad**; autorizo al sistema Bibliotecario de la Universidad Nacional de Loja para que con fines académicos muestre la producción intelectual de la Universidad, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera en el Repositorio Institucional.

Los usuarios pueden consultar el contenido de este trabajo en el Repositorio Institucional, en las redes de información del país y del exterior con las cuales tenga convenio la Universidad. La Universidad Nacional de Loja, no se responsabiliza por el plagio o copia del Trabajo de Titulación que realice un tercero.

Para constancia de esta autorización, suscribo, en la ciudad de Loja, a los once días del mes de septiembre del dos mil veinticuatro.

Firma:



Autor: José

Mauricio Montalvo Blacio

Cédula de identidad: 0703048918

Dirección: Machala

Correo electrónico: jjmmb@hotmail.com

Teléfono: 0994032911

DATOS COMPLEMENTARIOS:

Director del Trabajo de Titulación: Ing. Carlos Raúl Barreto Calle, Mg. Sc.

Dedicatoria

A mi madre en el cielo y mi padre aún conmigo, pilares inquebrantables de mi ser, a mi esposa, compañera de vida, a mis hijos, la razón fundamental de mis propósitos; quiénes en cada etapa han representado el mejor regalo que a mi vida ha llegado.

José Mauricio Montalvo Blacio

Agradecimiento

A todos los profesionales y amigos que han compartido su saber y experiencias. A la Universidad de Loja, carrera de Ingeniería Electromecánica y toda su planta docente por la eficaz transferencia de conocimientos que lograron impartir. A la Corporación Nacional de Electricidad por su aporte logístico.

De manera especial, mi agradecimiento al Ing. Raúl Barreto Calle por el asesoramiento brindado.

José Mauricio Montalvo Blacio

Índice de contenidos

Portada.....	i
Certificación.....	ii
Autoría.....	iii
Carta de autorización	iv
Dedicatoria	v
Agradecimiento	vi
Índice de contenidos	vii
Índice de tablas:	x
Índice de figuras:	xi
Índice de anexos:.....	xiii
1 Título.....	1
2 Resumen	2
Abstract	3
3 Introducción.....	4
4 Marco teórico.....	7
4.1 Antecedentes	7
4.2 Radiación Solar	7
4.2.1 Radiación fuera de la atmósfera terrestre	7
4.2.2 Influencia de la atmósfera terrestre en la radiación solar.....	8
4.2.3 Cálculo de componentes de radiación solar	9
4.2.4 Radiación en superficies inclinadas	10
4.3 Efecto fotovoltaico	10
4.4 Celdas solares.....	11

4.5	Teoría de semiconductores	12
4.5.1	Modelo de bandas de energía	12
4.5.2	Rotura y recombinación de enlaces	12
4.5.3	Unión p-n.....	13
4.6	Efecto fotoeléctrico.	15
4.6.1	Punto de máxima potencia	16
4.6.2	Influencia de la temperatura y la radiación.....	17
4.7	Módulos fotovoltaicos	18
4.8	Generador Fotovoltaico	18
4.9	Condiciones estándares de medida y nominales de operación.	19
4.9.1	Condiciones Estándares de Medida (STC).....	19
4.9.2	Condiciones nominales de operación	20
4.10	Integración de sistemas fotovoltaicos a las redes eléctricas.....	20
4.11	Inversores de Potencia	21
4.12	Protecciones Eléctricas	21
4.13	Análisis estadístico de series temporales de datos.	21
5	Metodología.....	23
5.1	Área de estudio.....	23
5.2	Procedimiento	24
5.2.1	Estimación de oferta energética fotovoltaica en la zona de estudio.....	25
5.2.2	Determinación de producción energética del parque fotovoltaico proyectado en la zona de estudio.....	27
5.2.3	Determinación de demanda promedio del alimentador Emeloro 1	29
5.2.4	Modelado del sistema del alimentador Emeloro 1 en el software CYME®.....	30
5.2.5	Modelado horario de producción fotovoltaica y demanda en el software CYME®	32
5.2.5.1	Determinación de pérdidas técnicas	32

5.2.5.2	Determinación de perfiles de voltaje en subestaciones asociadas a la posición Emeloro 1	34
6	Resultados.....	37
6.1	Pérdidas técnicas	37
6.1.1	Resultados porcentuales por cada línea de subtransmisión	37
6.1.2	Resultados porcentuales de reducción en cada línea con respecto a la reducción total de pérdidas en el sistema.	37
6.1.3	Evolución horaria de la reducción de pérdidas en las líneas de subtransmisión	39
6.1.4	Reducción total de pérdidas técnicas en el sistema Emeloro 1.....	40
6.2	Perfiles de voltaje	41
6.2.1	Variación del perfil de voltaje en la subestación La Peaña	41
6.2.2	Variación del perfil de voltaje en la subestación La Avanzada.....	42
6.2.3	Variación del perfil de voltaje en la subestación Porotillo	43
6.2.4	Variación del perfil de voltaje en la subestación Santa Rosa	44
6.2.5	Variación del perfil de voltaje en la subestación Arenillas.....	45
6.2.6	Variación del perfil de voltaje en la subestación Saracay.....	46
6.2.7	Variación del perfil de voltaje en la subestación Huaquillas.....	47
6.2.8	Variación del perfil de voltaje en la subestación Portovelo.....	48
6.2.9	Revisión general resultados de análisis de perfiles de voltaje en barras de 69 kV en las subestaciones del sistema Emeloro 1.	50
7	Discusión.....	51
8	Conclusiones.....	53
9	Recomendaciones	55
10	Bibliografía.....	56

Índice de tablas:

Tabla 1. Datos de producción horaria representativa anual.....	28
Tabla 2. Datos de demanda horaria del alimentador Emeloro 1.....	29
Tabla 3. Características de las líneas de subtransmisión del sistema Emeloro 1	31
Tabla 4. Tabulación de pérdidas técnicas sin generación incorporada.....	32
Tabla 5. Tabulación de pérdidas técnicas con generación incorporada.....	33
Tabla 6. Tabulación de niveles de voltaje en barras de 69 kV en subestaciones sin generación incorporada.....	34
Tabla 7. Tabulación de niveles de voltaje en barras de 69 kV en subestaciones con generación incorporada	35
Tabla 8. Porcentaje de reducción de pérdidas por línea de subtransmisión	37
Tabla 9. Porcentaje de reducción de pérdidas con respecto al total	38
Tabla 10. Evolución horaria de reducción de pérdidas técnicas.....	39
Tabla 11. Comparativo de reducción horaria y total de pérdidas técnicas	40
Tabla 12. Variación horaria del perfil de voltaje en barra de 69 kV de la subestación La Peaña. ..	41
Tabla 13. Variación horaria del perfil de voltaje en barra de 69 kV de la subestación La Avanzada.	42
Tabla 14. Variación horaria del perfil de voltaje en barra de 69 kV de la subestación Porotillo.	43
Tabla 15. Variación horaria del perfil de voltaje en barra de 69 kV de la subestación Santa Rosa.	44
Tabla 16. Variación horaria del perfil de voltaje en barra de 69 kV de la subestación Arenillas. ..	45
Tabla 17. Variación horaria del perfil de voltaje en barra de 69 kV de la subestación Saracay. ..	46
Tabla 18. Variación horaria del perfil de voltaje en barra de 69 kV de la subestación Huaquillas.	47
Tabla 19. Variación horaria del perfil de voltaje en barra de 69 kV de la subestación Portovelo.	49

Índice de figuras:

Figura 1. Componentes de radiación Solar sobre la tierra.....	9
Figura 2. Efecto fotovoltaico	10
Figura 3. Semiconductor tipo n	14
Figura 4. Semiconductor tipo p	14
Figura 5. Equilibrio en la unión p-n	15
Figura 6. Fotocorriente y corriente de diodo	16
Figura 7. MPP Punto de máxima potencia	17
Figura 8. Estructura típica de un módulo FV	18
Figura 9. Generador Fotovoltaico.....	19
Figura 10. Ubicación del área de estudio.....	23
Figura 11. Diagrama unifilar del parque proyectado.....	26
Figura 12. Resultados del modelado en PVsyst®	26
Figura 13. Datos de recurso primario tomado de PVGIS®.....	26
Figura 14. Datos de disponibilidad de recurso primario neto tomado de PVGIS®	27
Figura 15. Datos de disponibilidad de recurso primario tomado de PVGIS®	27
Figura 16. Curva diaria de producción del parque fv proyectado	29
Figura 17. Datos de curva diaria de demanda del alimentador Emeloro 1.....	30
Figura 18. Comparativa gráfica de producción del parque fv vs demanda	30
Figura 19. Diagrama unifilar sistema Emeloro 1	31
Figura 20. Reducción de pérdidas en líneas de subtransmisión con respecto al total del sistema Emeloro 1.	38
Figura 21. Evolución horaria de reducción de pérdidas técnicas	40
Figura 22. Variación horaria del perfil de voltaje en barra de 69 kV de la subestación La Peña...42	
Figura 23. Variación horaria del perfil de voltaje en barra de 69 kV de la subestación La Avanzada.	43
Figura 24. Variación horaria del perfil de voltaje en barra de 69 kV de la subestación Porotillo. ..44	
Figura 25. Variación horaria del perfil de voltaje en barra de 69 kV de la subestación Santa Rosa.	45
Figura 26. Variación horaria del perfil de voltaje en barra de 69 kV de la subestación Arenillas...46	
Figura 27. Variación horaria del perfil de voltaje en barra de 69 kV de la subestación Saracay...47	

Figura 28. Variación horaria del perfil de voltaje en barra de 69 kV de la subestación Huaquillas.
.....48

Figura 29. Variación horaria del perfil de voltaje en barra de 69 kV de la subestación Portovelo. .49

Índice de anexos:

Anexo 1. Certificación de traducción del resumen.58

1 Título

Reducción de pérdidas técnicas y caídas de tensión en el alimentador Emeloro 1 mediante la incorporación de energía fotovoltaica.

2 Resumen

La reducción de pérdidas técnicas y caídas de tensión en los alimentadores de las empresas de distribución de energía del Ecuador son objeto de estudio debido a que las pérdidas técnicas inciden en la rentabilidad y los niveles de tensión en la calidad de energía entregada a los clientes. En el presente trabajo de titulación se desarrolla una metodología práctica para la modelación de los efectos de la incorporación de la generación fotovoltaica en los sistemas de potencia, en este caso particular al sistema de subtransmisión de la posición Emeloro 1 de la Unidad de Negocios El Oro de la Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP. El objetivo principal fue evaluar los impactos de la incorporación de generación fotovoltaica sobre pérdidas técnicas y perfiles de voltaje en la red de distribución. El presente trabajo tuvo su inicio en la estimación del área de implantación y potencia pico de generación a instalar. Con los datos anteriores se determinó la oferta energética y capacidad de producción, así como la demanda representativa del sistema de estudio en periodos horarios. Posteriormente, con los datos de producción y demanda se simuló mediante el software CYME® los flujos de potencia en escenarios con y sin generación. Finalmente, se tabularon los datos resultantes de los flujos en cada caso y se establecieron los resultados, con énfasis a los comparativos entre ambos escenarios. Los resultados de la investigación muestran una reducción efectiva de las pérdidas técnicas de energía en las líneas de subtransmisión del sistema de estudio en un 6,06 % y una variación máxima de 0.69 % en nivel de tensión unitaria en barras de 69 kV en las subestaciones que conforman el sistema. Se concluye que los sistemas fotovoltaicos representan un importante aporte a los sistemas de potencia durante su periodo de generación e inciden de forma importante sobre los niveles de pérdidas técnicas, mientras su efecto sobre los niveles de tensión dependerá de las particularidades del sistema eléctrico de destino, así como del nivel de penetración de esta generación.

Palabras claves: energías renovables, energía fotovoltaica, pérdidas técnicas, niveles de voltaje, generación distribuida.

Abstract

The reduction of technical losses and voltage drops in the feeders of the power distribution companies in Ecuador are under analysis, since technical losses affect profitability, as voltage levels affect the quality of power delivered to customers. In this paper a practical methodology for the modelling of the effects of the incorporation of photovoltaic generation in power systems is developed, particularly to the sub transmission system of the Emeloro 1 position of the El Oro Business Unit of the National Electricity Corporation CNEL EP. This research's main objective was to evaluate the impacts of the incorporation of photovoltaic generation on technical losses and voltage profiles in the distribution network. This work departed from the estimation of the implementation area and peak generation power to be installed. With the above data the energy supply and production capacity were determined, as well as the representative demand of the study system in periods per hour. Subsequently, having the production and demand data, the power flows in scenarios with and without generation were simulated using the CYME® software. Finally, the data resulting from the flows in each case were tabulated, and the results were established emphasizing the comparisons between both scenarios. The results of the research show an effective reduction of the technical energy losses in the sub transmission lines of the study system by 6.06%, and a maximum variation of 0.69% in unit voltage level in 69 kV busbars in the substations that make up the system. It is concluded that photovoltaic systems represent an important contribution to power systems during their generation period and have an important impact on the levels of technical losses, while their effect on voltage levels will depend on the particularities of the destination electricity system, as well as the level of penetration of this generation.

Keywords: renewable energies, photovoltaic energy, technical losses, voltage levels, distributed generation.

3 Introducción

El presente trabajo se enfoca en la evaluación de los impactos de la generación fotovoltaica conectada a la red de subtransmisión del alimentador Emeloro 1 de CNEL EP Unidad de Negocios El Oro, con énfasis a los parámetros de pérdidas técnicas y perfiles de voltajes.

El desarrollo y avance de la tecnología tiene como una de sus consecuencias la creciente demanda de energía eléctrica a nivel global, lo que ha generado una presión cada vez mayor a los sistemas de generación, transporte y distribución. La incorporación de generación distribuida se ha tornado fundamental en los sistemas eléctricos de potencia a medida que aumenta la complejidad de las redes de distribución. Dentro de este ámbito la introducción de la producción de energía de fuentes renovables en los sistemas de potencia permite contribuir a la diversificación de la matriz de producción energética como una respuesta localizada a problemas de bajos voltajes y sistemas con altas pérdidas de energía en las redes, en especial aquellos que se encuentran alejados de los grandes centros de generación.

Este panorama energético obliga a un rediseño de los sistemas eléctricos para que las energías renovables ocupen lugares cada vez más importantes dentro de la matriz energética de las sociedades, abaratando costos de producción, reduciendo la huella ecológica, y participando en la optimización de las redes de distribución en la reducción de pérdidas técnicas y mejorando perfiles de voltajes, en especial en sistemas radiales a distancias considerables.

Según Muñoz-Vizñay, Rojas-Moncayo, & Barreto-Calle (2018):

Se estima que con la instalación de la generación distribuida se obtienen beneficios por la reducción de costos en pérdidas de transmisión y distribución en el orden del 5 al 10 % de todos los kWh generados, existiendo, además, costos evitados en la expansión o repotenciación de los sistemas de transmisión y distribución, reducción de costos por mantenimiento de la infraestructura, aumento de confiabilidad a los consumidores próximos a la generación distribuida y atención más rápida al crecimiento de la demanda por tener menores tiempos de implementación en relación con la generación centralizada.
(p. 61)

Según Instituto de Investigación Geológico y Energético (IIGE, 2023):

Las pérdidas de energía totales en los sistemas de distribución del

Ecuador para el año 2022 fueron del 13.24 %, lo que indica un alto potencial de mejora que puede ser canalizado a través de la generación distribuida con recursos primarios renovables a través de la particularización de cada sistema y topología particular de cada sector. (p. 66)

Para Muñoz-Vizhñay, Rojas-Moncayo, & Barreto-Calle (2018):

El incremento per cápita de energía eléctrica en las áreas metropolitanas de las grandes ciudades contrasta con la dificultad cada vez mayor de construir en esas zonas líneas y redes de transmisión y distribución que en algunos casos deben ser soterradas, por esta razón la generación distribuida tendrá en el futuro un papel preponderante para regular la matriz energética de aquellas zonas. (p. 65)

De acuerdo a Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación (COIT, 2007):

se recomienda la elaboración de Planes de Ordenación a nivel municipal y autonómico que dispongan el uso del suelo para utilización fotovoltaica. La normativa actual en algunos casos no contempla nuevos usos del suelo como son la explotación y aprovechamiento de recursos naturales tales como la energía solar. Así, se establecería un equilibrio económico, una adecuada explotación de los recursos naturales y una mejora de la calidad medioambiental, favoreciendo el desarrollo territorial, en especial de las zonas rurales. (p. 79)

El objetivo general que ha guiado a la presente investigación es el de “evaluar los impactos de la incorporación de generación fotovoltaica sobre pérdidas técnicas y perfiles de voltaje en la red de distribución”.

Los objetivos específicos son los siguientes:

- Determinar áreas factibles para montaje de sistemas fotovoltaicos.
- Determinar la oferta energética solar en el área de implantación del parque fotovoltaico.
- Determinar las curvas diarias de producción de energía fotovoltaica y demanda existente en el caso de estudio.
- Modelar y simular de flujos de potencia de la red de distribución objetivo
- Evaluar los parámetros de flujos de potencia con escenarios pre y post proyecto (pérdidas técnicas en líneas de subtransmisión y perfiles de voltaje en barras de 69 kV en las

subestaciones del sistema de estudio.

Con la ejecución de este estudio se busca establecer una evaluación de los efectos para las redes de distribución de la incorporación de energías renovables de origen fotovoltaico en los parámetros de pérdidas técnicas y perfiles de voltaje, mismo que puede convertirse en insumos metodológicos para la evaluación de proyectos de este tipo en las empresas de distribución de energía eléctrica.

4 Marco teórico

4.1 Antecedentes

El desarrollo de la industria de los semiconductores y transistores, también contribuyó al desarrollo de células fotovoltaicas ya que se fabrican de materiales similares (Gary Cook, 1995).

Según Gary Cook (1995), la ampliación del mercado y la implementación de sistemas fotovoltaicos depende de la reducción de los costos de implementación e inversión a través de la producción en masa, una gran cadena de producción que abarate costos en base al desarrollo tecnológico y la implementación de sistemas y componentes mas eficientes.

Según Cevallos W. (2019), “una de las primeras aplicaciones de las células fotovoltaicas, fue en el campo espacial, a finales de los años 60 y principios de los 70, cuando Hans Ziegler decide implementar células fotovoltaicas para construir y lanzar un satélite artificial” (p. 3). En 1973 investigadores de Exxon con ayuda de Solar Power Corporation empezaron a comercializar módulos fotovoltaicos que estarían a nivel de competencia con otras fuentes de energías, que eran usadas en aplicaciones terrestres. Los primeros mercados masivos fotovoltaicos se enfocaron en torno a aplicaciones aisladas a la red eléctrica: señalización marítima, señalización ferroviaria, antenas de comunicación etc.

4.2 Radiación Solar

Para Cevallos W. (2019), la radiación solar puede entender como la energía que surge en los procesos de fusión del hidrógeno contenido en el Sol. La energía solar que en un año llega a la Tierra a través de la atmósfera es aproximadamente 1/3 de la energía total interceptada por la Tierra fuera de la atmósfera de la cual 70% llega al mar y la energía restante (1.5×10^{17} kW-h) a tierra firme. La radiación solar recolectada fuera de la atmósfera sobre una superficie perpendicular a los rayos solares es conocida como constante solar y es igual a 1353 W/m^2 , variable durante el año en un $\pm 3\%$ a causa de la elipticidad de la órbita terrestre. “El valor máximo medido sobre la superficie terrestre es de aproximadamente 1000 W/m^2 , en condiciones óptimas de Sol a mediodía y en un día de verano despejado” (Cevallos W., 2019, p. 2).

4.2.1 Radiación fuera de la atmósfera terrestre

Según Perpiñán (2013), la radiación emitida por el Sol atraviesa el espacio vacío en todas direcciones sin sufrir pérdidas apreciables por interacción con medios materiales. Sin embargo, la irradiancia solar, definida como la densidad de flujo radiante, es atenuada de acuerdo con el cuadrado de la distancia siendo parte de esta receptada por la tierra y conforme las relaciones de distancia entre el sol y la tierra se asume que la radiación fuera de la atmósfera es además constante.

4.2.2 Influencia de la atmósfera terrestre en la radiación solar

Lo anotado por Perpiñán (2013), en este tema es que, al paso por la atmósfera, la radiación solar es sometida a una combinación de procesos de reflexión, atenuación y difusión que alteran sus características. La reflexión en las nubes disminuye la radiación incidente en la superficie terrestre mientras que la absorción por vapor de agua, ozono y CO₂ produce una modificación de las características espectrales de la radiación.

Para Perpiñán (2013):

La dispersión por partículas modifica la distribución espacial de la radiación, además dependiendo del tamaño de la partícula en interacción pueden distinguirse tres fenómenos de difusión: la difusión de Rayleigh ocurre cuando la longitud de onda es significativamente mayor que el tamaño de la partícula, y tiene lugar en las capas superiores de la atmósfera, siendo responsable del color azul del cielo. La difusión de Mie sucede cuando la longitud de onda es comparable al tamaño de la partícula y se da en las capas inferiores de la atmósfera. Por otro lado, la difusión no selectiva ocurre cuando la longitud de onda es mucho menor que el tamaño de la partícula. (p. 26)

Para Perpiñán (2013):

El cálculo de la irradiancia solar que finalmente incide en una superficie arbitraria localizada en corteza terrestre se puede dividir en 3 aportes: Radiación Directa que representa la fracción de irradiancia procedente en línea recta del Sol; Radiación Difusa que cuantifica la radiación procedente de todo el cielo salvo del Sol y por tanto incluye todos los rayos dispersados por la atmósfera según los procesos descritos cuyo valor depende de la zona celeste de procedencia dado que las propiedades de la atmósfera varían de forma aleatoria con el tiempo debiendo estudiada como un proceso estocástico; Radiación del albedo es aquella fracción de radiación procedente de la reflexión en el

suelo, es muy pequeña y en algunos casos puede ser despreciada. (p. 26)

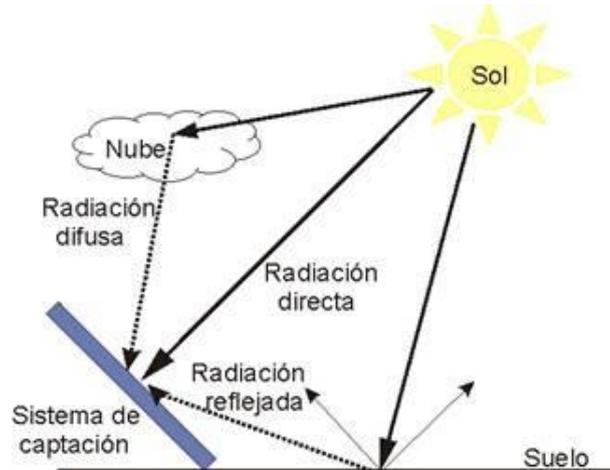


Figura 1: Componentes de radiación Solar sobre la tierra

Fuente: <https://ovacen.com/energias-renovables/solar/>

La irradiancia global se concibe como la resultante de las 3 irradiancias: $G = B + D + R$.

El fenómeno de la radiación solar permite obtener la energía del sol para ser aprovechada de distintas formas y por distintos dispositivos, como son:

- Energía fototérmica: Cuando la radiación solar es aprovechada para el calentamiento.
- Energía fotovoltaica: Cuando la radiación solar se aprovecha para la generación de electricidad a través del efecto FV.

4.2.3 Cálculo de componentes de radiación solar

Para poder calcular la energía producida por un sistema fotovoltaico o realiza su modelado sería necesario contar con información sobre la radiación incidente en el plano de su generador; para poder establecer valores de energía producida por el sistema para lo posterior se debe estimar la irradiancia que recibirá con base en la información disponible sobre el comportamiento de la radiación en aquel lugar; sin embargo cuando se trata de un ejercicio de análisis del comportamiento del sistema fotovoltaico, el problema consiste en traducir los valores de radiación disponibles en los correspondientes a la inclinación y orientación del receptor y en general, las bases de datos disponibles recogen información sobre la radiación global en el plano horizontal en series temporales variadas generalmente de forma diaria, siendo posible obtener datos mas continuos como horas o minutos; finalmente, para resolver ambos problemas, se lleva a cabo diferentes procedimientos de

cálculo que obtendrán información sobre la radiación en unas condiciones diferentes a las de partida. Estos procedimientos estimarán el aporte de cada componente en la radiación global. (Perpiñán, 2013, p. 27)

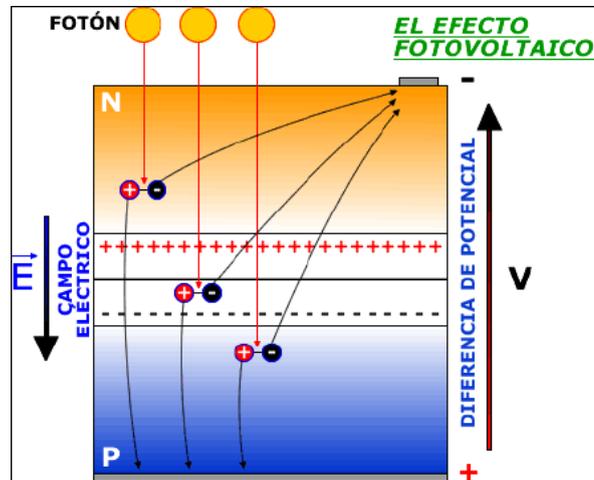


Figura 2: Efecto fotovoltaico

Fuente: <https://eumed.net/ce/2019/1/energia-fotovoltaica.html>

4.2.4 Radiación en superficies inclinadas

De acuerdo a Perpiñán (2013), para poder calcular la energía producida por un sistema fotovoltaico o realiza su modelado será necesario contar con información sobre la radiación incidente en el plano de su receptor. El procedimiento de cálculo que se realiza para obtener valores de irradiación global en un plano inclinado a partir de valores de irradiación global en el plano horizontal reviste una serie de transformaciones y la aplicación de factores de corrección que modelan la energía incidente en el receptor inclinado para su cálculo final.

4.3 Efecto fotovoltaico

De acuerdo a M., F. (2003):

El efecto fotovoltaico es la transformación de los fotones de luz en energía eléctrica expresada a través del movimiento de electrones separados de un elemento semiconductor a través de un circuito exterior; de esta manera, la luz del sol está compuesta por fotones, o partículas

energéticas que son de diferentes energías, correspondientes a las diferentes longitudes de onda del espectro solar que al incidir los fotones sobre una célula fotovoltaica, pueden ser reflejados o absorbidos, o pueden pasar a través y finalmente los fotones absorbidos son los que transfieren su energía a los electrones de los átomos de las células. (p. 14)

Los fotones de luz transportan la energía lumínica, y esta, gracias al efecto fotovoltaico puede producir electricidad, la cual cuenta con la capacidad de acelerar los electrones que han sido expulsados por el material semiconductor a través de un elemento exterior; así, la luz solar está compuesta por fotones, estas son partículas energéticas que poseen diferente energía y se caracterizan por tener longitudes de onda distintas. El efecto fotoeléctrico o fotovoltaico permite convertir la energía solar de manera difusa o directa. (Cevallos W., 2019, p. 23)

4.4 Celdas solares

Para Gary Cook (1995), la celda es el elemento que aprovecha la energía fotovoltaica para generar electricidad. Aunque muchos materiales semiconductores están disponibles, el silicio monocristalino es actualmente la opción más popular para células comerciales.

Según Cevallos W. (2019), al ser expuesta una celda ante la radiación solar, se produce un proceso que tiene como resultado una diferencia de potencial que genera un corriente eléctrica aprovechable.

Para Cevallos W. (2019):

Desde los años cincuenta las celdas fotovoltaicas (fabricadas de silicio) han tenido gran acogida en el mercado ya que gracias a ellas se comenzó a abastecer de energía diversos equipos y maquinarias. Una de las ventajas del uso de celdas fotovoltaicas es que cuando se va a realizar el proceso de convertir la radiación solar en energía eléctrica no generan desechos peligrosos o contaminantes que sean nocivos para el medio ambiente y nuestro planeta; por lo general las celdas fotovoltaicas están compuestas por elementos semiconductores como el silicio y para obtener un campo eléctrico se debe utilizar elementos especiales que discriminen parte positiva y parte negativa y cuando llegue la luz solar a cada una de las celdas existirá una colisión de electrones que producirá electricidad debido a los conductores eléctricos que se encuentran en ambos lados. (p. 25)

4.5 Teoría de semiconductores

4.5.1 Modelo de bandas de energía

Perpiñán (2013):

De acuerdo con los principios de la Mecánica Cuántica, se establece que los electrones en un átomo aislado pueden existir solamente en estados de energía específicos; a medida que la distancia entre átomos disminuye, comienza a manifestarse una interacción mutua entre ellos, eventualmente formando un sistema electrónico único; las fuerzas de atracción y repulsión entre los átomos alcanzan un equilibrio cuando la separación entre ellos es igual a la distancia interatómica característica del cristal y esta distancia de separación entre átomos en el cristal es aquella que minimiza la energía del sólido. (p. 39)

En un sólido, el número de átomos es tan grande que los niveles de energía de los electrones forman bandas continuas. Estas bandas son llenadas por los electrones asociados a los átomos del sólido en orden ascendente de energía. La banda de energía más alta que está completamente ocupada se llama banda de valencia, donde los electrones están ligados a los átomos. La siguiente banda, parcialmente ocupada o vacía, es conocida como la banda de conducción, donde los electrones están libres de los átomos. Entre estas bandas, puede haber una banda de energías que corresponde a estados no permitidos, conocida como la banda prohibida, o estas bandas pueden superponerse, permitiendo una transición fácil entre ellas.

Según Perpiñán (2013):

La medida de la anchura de la banda prohibida, también conocida como brecha energética (energy gap, E_g), es un criterio utilizado para clasificar los sólidos en conductores, aislantes y semiconductores; en un conductor, la E_g es muy estrecha, lo que permite que los electrones se desplacen fácilmente a través de la banda de conducción; en cambio, en un aislante, se requiere una cantidad significativa de energía para que los electrones puedan acceder a la banda de conducción, ya que la E_g es muy amplia ($E_g = 5$ eV); por otro lado, en un semiconductor, la E_g es estrecha ($E_g = 1,12$ eV), lo que permite que los electrones puedan “saltar” a la banda de conducción con un aporte energético adecuado por ejemplo, para el silicio, la E_g es de aproximadamente 1,12 eV.

4.5.2 Rotura y recombinación de enlaces

Para Perpiñán (2013):

A cualquier temperatura superior al cero absoluto, algunos enlaces se romperán, creando electrones libres en el sólido, la energía necesaria para romper enlaces es precisamente E_g , cuando un electrón obtiene esta energía y se libera, realiza una transición de la banda de valencia a la banda de conducción, en esta situación, tanto la banda de valencia como la banda de conducción contienen electrones y estados libres, los electrones libres podrán adquirir movimiento bajo la acción de un campo externo pero también los electrones ligados de la banda de valencia podrán desplazarse, dado que existen estados libres (enlaces covalentes con una vacante debida a un electrón que migró a la banda de conducción), Esto implica que cuando un electrón de la banda de valencia llena una vacante en un enlace cercano, crea a su vez otra vacante con una carga positiva asociada. El efecto visible es el movimiento de estas vacantes o huecos con carga positiva. Por esta razón, la corriente generada por los electrones de la banda de valencia se representa a través de la corriente atribuida a los huecos. (p. 39)

Según Perpiñán (2013):

Al romperse un enlace en un semiconductor puro, se liberan un electrón y un hueco, que denominaremos portadores, y ambos quedan disponibles para moverse a través del material, sin embargo, la densidad de huecos y electrones depende de la temperatura y de la anchura de la banda prohibida, así la corriente eléctrica producida es aleatoria, sin una dirección predeterminada y por tanto, no se puede usar como corriente eléctrica útil; en cada momento se producen huecos de electrones que restablecen un enlace con liberación de energía (E_g) en forma de calor, este fenómeno se denomina recombinación y es favorecido por las impurezas existentes en el cristal y dado que el objetivo es mantener la existencia de la corriente eléctrica y aprovecharla externamente, es necesario evitar la recombinación para lo que es preciso dirigir el movimiento de electrones y huecos mediante un campo eléctrico; finalmente, aplicando un campo eléctrico externo se consigue separar y dirigir los electrones y los huecos, pero la energía empleada en mantener este estado sería superior a la obtenida; otro mecanismo para mantener la conducción eléctrica se basa en el empleo de semiconductores dopados. (p. 39)

4.5.3 Unión p-n

Según Perpiñán (2013):

El proceso de dopaje en semiconductores implica la introducción controlada de impurezas

en el cristal, por ejemplo, al emplear átomos de fósforo (P) que tienen cinco electrones de valencia (uno más que el silicio), al impurificar un cristal de silicio con átomos de fósforo, el quinto electrón no se integra correctamente en la red cristalina, por lo tanto, la energía requerida para romper este enlace es menor que la anchura de la banda prohibida del semiconductor intrínseco; como resultado, este quinto electrón queda libre en la banda de conducción, pero la carga positiva asociada (ion P⁺) permanece unida a la red cristalina y no contribuye a la conducción eléctrica, en estas condiciones, la densidad de electrones es superior a la de huecos resultando en un elemento semiconductor denominado tipo n. (p. 40)

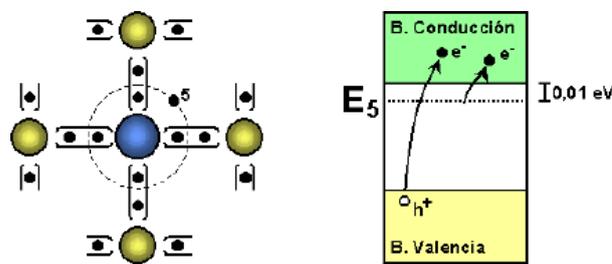


Figura 3: Semiconductor tipo n

Fuente: <https://mariecuriesnews.wordpress.com/tag/semiconductor-tipo-p/>

Para un átomo de boro (B), que tiene tres electrones de valencia (uno menos que el silicio), cuando se impurifica un cristal de silicio con átomos de boro, se crean huecos en los enlaces en los que participa. Una vez más, la energía requerida para romper este enlace es menor que la anchura de la banda prohibida del semiconductor intrínseco. El hueco que se produce queda disponible para ser usado en la generación de la corriente eléctrica, pero la carga negativa (ion B⁻) permanece unida a la red cristalina. En este escenario, la densidad de huecos es mayor que la de electrones, y a este semiconductor se le clasifica como tipo p. Ahora, el hueco es el portador mayoritario.

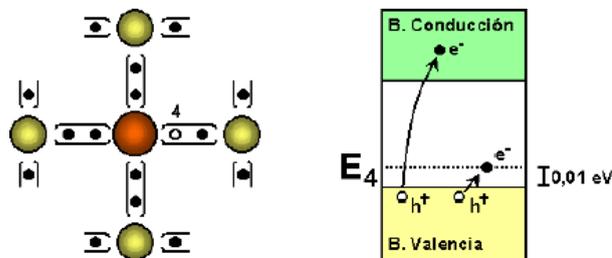


Figura 4: Semiconductor tipo p

Fuente: <https://mariecuriesnews.wordpress.com/tag/semiconductor-tipo-p/>

Los iones fijos cercanos a la unión generan un campo eléctrico de arrastre en sentido opuesto a la difusión: barrera de potencial. Los portadores minoritarios que atraviesan la unión se recombinan en la zona cercana a la unión des poblada de portadores y con iones cargados ligados a la red. El equilibrio se alcanza al compensarse los movimientos de difusión y de arrastre.

4.6 Efecto fotoeléctrico.

Para Perpiñán (2013), el principio de funcionamiento de las células solares es el efecto fotoeléctrico, estas células se construyen sobre la unión p-n, los electrones son impulsados hacia la banda de conducción por la energía de los fotones que inciden sobre ellas.

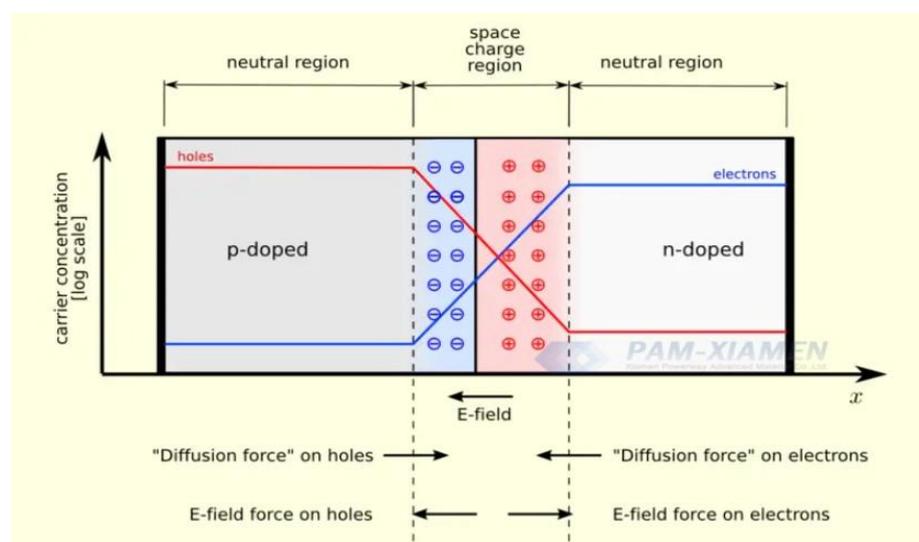


Figura 5: Equilibrio en la unión p-n

Fuente: https://www.researchgate.net/figure/Diagram-of-a-p-n-junction-Contacting-a-p-doped-zone-and-an-n-doped-zone-results-in-the_fig1_343794235

Según Perpiñán (2013):

El campo eléctrico en la unión dirige los portadores generados por esta interacción y previene su recombinación, la corriente resultante de esta interacción, conocida como fotocorriente, puede ser aprovechada por un circuito externo, sin embargo, cuando hay una tensión en los terminales de la unión (como la diferencia de potencial en una resistencia conectada al dispositivo), esta tensión reduce la barrera de potencial en la unión, lo que favorece la recombinación de portadores, generando lo que se conoce como corriente de oscuridad; por lo tanto, en una unión p-n iluminada coexisten dos corrientes de sentido

opuesto y con orígenes diferentes: la fotocorriente, que fluye desde la región n hacia la región p debido a la incidencia de fotones, y la corriente de oscuridad o corriente de diodo, que fluye desde la región p hacia la región n debido a la recombinación de portadores favorecida por la tensión en el circuito externo, y la corriente total se puede expresar mediante la siguiente ecuación. (p. 43)

$$I = I_L - I_0 * \left[\exp\left(\frac{V}{m * V_T}\right) - 1 \right] \quad (01)$$

En resumen, en una unión p-n iluminada coexisten dos corrientes de sentido contrapuesto y con orígenes diferentes: la corriente de iluminación o fotocorriente, debida a la incidencia de fotones, circula desde la región n a la región p y la corriente de oscuridad o corriente de diodo, debida a la recombinación de portadores favorecida por la tensión en el circuito exterior, circula desde la región p hacia la n. (Perpiñán, 2013, p. 43)

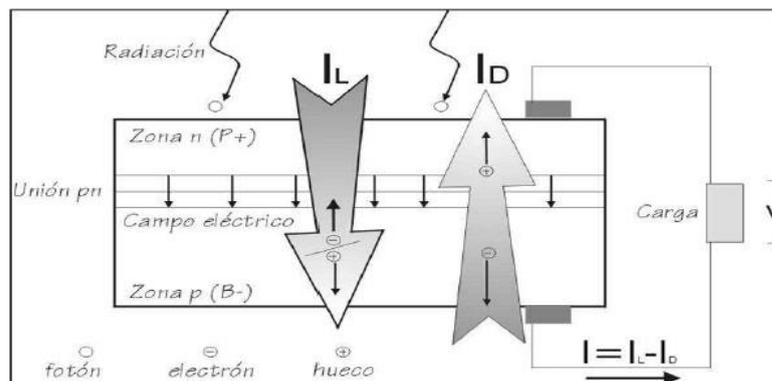


Figura 6: Fotocorriente y corriente de diodo

Fuente: https://oa.upm.es/71712/2/TFM_ALEJANDRO_TORRUBIA_BERCEBAL.pdf

Para Perpiñán (2013):

El flujo eléctrico de una célula solar es un balance entre la fotocorriente y la corriente de oscuridad del diodo que, a su vez, depende de la tensión aplicada en los extremos del elemento; cuando la tensión aplicada es nula (la célula está cortocircuitada) la corriente se debe exclusivamente a la fotocorriente., finalmente, el valor de la corriente permanece sin mayor variación hasta las cercanías del valor de tensión en el que el diodo comienza a conducir. (p. 44)

4.6.1 Punto de máxima potencia.

Según Perpiñán (2013):

La relación entre la potencia y la tensión, superpuesta a la curva corriente-tensión destacan claramente la existencia de un valor máximo, conocido como punto de máxima potencia (MPP maximum power point), siendo la ubicación de este punto determinada por la condición en la que la derivada de la potencia con respecto a la tensión es igual a cero, es decir, $dP/dV = 0$; la potencia entregada por la célula en este punto se considera como la potencia nominal, expresada como $P_{mpp} = I_{mpp} \times V_{mpp}$ y esta potencia se mide en vatios pico (Wp), lo que indica la máxima potencia alcanzable. (p. 45)

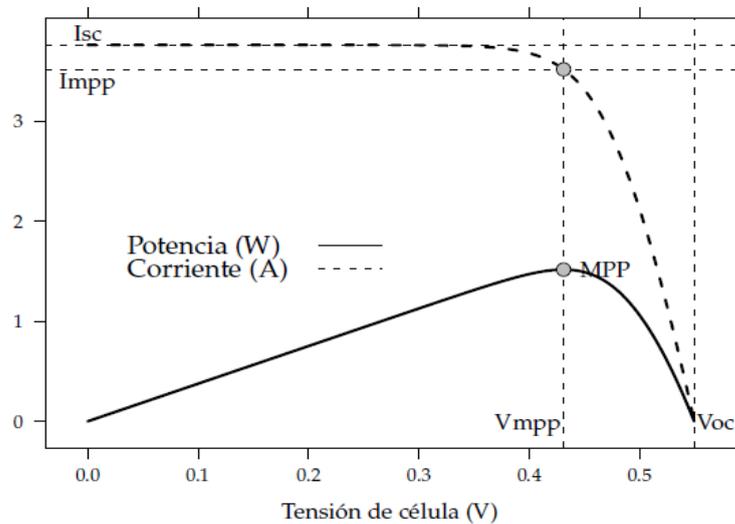


Figura 7: MPP Punto de máxima potencia

Fuente: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/parametros-panel-fotovoltaico/>

La potencia entregada por la célula en este punto será la considerada como potencia nominal:

$$P_{mpp} = V_{mpp} * I_{mpp} \quad (02)$$

4.6.2 Influencia de la temperatura y la radiación.

El aumento de la temperatura ambiente a la que se encuentra la célula aumenta ligeramente la fotocorriente, siendo generalmente esta relación despreciable; el efecto en la tensión es más importante y el aumento en la temperatura reduce la tensión de circuito abierto según el valor de dV_{oc}/dT_c , donde T_c es la temperatura de la célula, dependiente de la temperatura ambiente y la irradiación incidente. (Perpiñán, 2013, p. 48)

Según Perpiñán (2013), la forma de calcular esta temperatura de célula depende de las características de los materiales empleados. Si no hay información específica por parte del fabricante, para células de silicio se usa:

$$\frac{dV_{oc}}{dT_c} = -2.3 \frac{mV}{^\circ C} \quad (03)$$

4.7 Módulos fotovoltaicos

Para alimentar cargas eléctricas no es suficiente con las celdas fotovoltaicas tomadas de forma individual; por eso se generan arreglos en serie y paralelo de celdas para formar módulos fotovoltaicos que sean capaces de asumir determinadas cargas.

Según Perpiñán (2013):

Hasta hace algunos años, era común utilizar una configuración eléctrica que consistía en 36 células solares conectadas en serie para producir módulos con potencias que oscilaban entre 50 y 100 vatios pico (Wp), con tensiones en el punto de máxima potencia (MPP) cercanas a los 15 voltios en funcionamiento, estos módulos eran especialmente adecuados para ser utilizados junto con baterías de 12 voltios en sistemas de electrificación rural, sin embargo, con el creciente predominio de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica, esta configuración ha perdido relevancia; en la actualidad, es más común encontrar módulos con potencias superiores a los 200 Wp y tensiones que se sitúan en un rango entre 30 y 50 voltios (p. 53).



Figura 8: Estructura típica de un módulo FV

Fuente: <https://energiasrenovables3c.weebly.com/energiacuttea-solar-fotovolcaica.html>

4.8 Generador Fotovoltaico.

Para (Perpiñán, 2013):

Un generador fotovoltaico es una combinación eléctrica de módulos fotovoltaicos diseñada para ajustarse a las condiciones específicas de funcionamiento de una aplicación particular, éste se compone de un total de $N_p \times N_s$ módulos, donde N_p es el número de ramas y N_s es el número de módulos en cada serie; el número de ramas determina la corriente total del generador, representada como $I_g = N_p \times I_m$, mientras que el número de módulos por serie establece la tensión del generador, indicada como $V_g = N_s \times V_m$; en la figura a continuación se ilustra un generador fotovoltaico formado por 2 ramas de 3 módulos en serie. (p. 59)

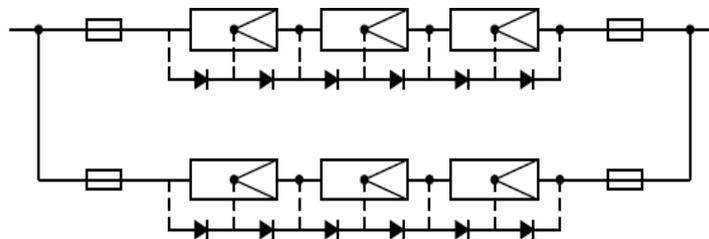


Figura 9: Generador Fotovoltaico

Fuente: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/18878/4/UPS%20-%20TTS030.pdf>

4.9 Condiciones estándares de medida y nominales de operación.

4.9.1 Condiciones Estándares de Medida (STC).

Según (Perpiñán, 2013), para fines de modelado y cálculo se definen condiciones estándares de medida (STC) definidas por:

- Irradiancia de $1000\text{W}/\text{m}^2$
- Distribución espectral de radiación AM 1.5G
- Incidencia normal y temperatura de la célula de 25°C .

Los fabricantes incluyen en las hojas de características, al menos, los siguientes parámetros de la curva I-V del módulo medidos en las condiciones estándares de medida: potencia máxima (denominada “Potencia Pico (Wp)”), corriente de cortocircuito y tensión de circuito abierto, y corriente y tensión de máxima potencia.

4.9.2 Condiciones nominales de operación.

las condiciones nominales de operación, conforme a (Perpiñán, 2013), son las condiciones en las cuales las células alcanzan la Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC o NOCT) son las siguientes:

- Irradiancia: 800 W/m²
- Distribución espectral de radiación AM 1.5G Incidencia normal
- Temperatura ambiente 20°C
- Velocidad del viento de 1 m/s.

A partir de la TONC, de la temperatura ambiente (T_a) y de la irradiancia (G), se puede calcular con una aceptable precisión la temperatura de trabajo de las células fotovoltaicas (T_c) de un módulo o generador a partir de la siguiente expresión:

$$T_c = \frac{G}{800 \frac{W}{m^2}} * (TONC - 20^\circ C) + T_a \quad (04)$$

4.10 Integración de sistemas fotovoltaicos a las redes eléctricas

La conexión de sistemas fotovoltaicos a las redes de distribución requiere de componentes eléctricos y electrónicos que adecúen la energía producida para poder ser inyectada a las redes.

Según (Perpiñán, 2013):

Un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) es un sistema diseñado para generar electricidad en condiciones óptimas para ser introducida en la red eléctrica convencional y se compone de tres elementos principales: el generador fotovoltaico, un inversor de corriente continua a corriente alterna (DC/AC) y un conjunto de dispositivos de protección eléctrica; la energía generada por este sistema puede ser consumida total o parcialmente localmente, mientras que cualquier excedente de energía se puede enviar a la red eléctrica para su distribución a otros consumidores, para este efecto, es usual que haya esquemas

de compensación económica que retribuyan al propietario del sistema por la energía que este intercambia con la red. (p. 61)

En nuestro país, la actual Ley de Competitividad Energética recientemente aprobada establece ciertos estímulos para la producción de energía con fuentes renovables los cuales se relacionan con tarifas y despachos preferentes.

4.11 Inversores de Potencia

Los inversores de potencia son elementos requeridos para adecuar la potencia de generación fotovoltaica para ser posteriormente inyectada a la red eléctrica de la empresa de distribución.

4.12 Protecciones Eléctricas

Para (Perpiñán, 2013):

El funcionamiento de un sistema fotovoltaico conlleva ciertas situaciones que pueden representar peligros para las personas o causar daños en los equipos, en términos generales estas situaciones pueden ser abordadas con los conceptos y herramientas comunes en ingeniería eléctrica, las particularidades de la tecnología fotovoltaica requieren un análisis específico en cuanto a seguridad eléctrica siendo objeto de un análisis dividido en tres secciones principales: primero, se examinará el riesgo para las personas y los mecanismos de protección correspondientes, luego, se abordarán las posibilidades de accidentes y los métodos para proteger los equipos del sistema y finalmente, se discutirán los métodos para seleccionar los diferentes dispositivos de protección aplicados a un sistema fotovoltaico. (p. 125)

4.13 Análisis estadístico de series temporales de datos.

Los análisis estadísticos de datos son fundamentales para el procesamiento de series temporales de variables en una diversidad de campos a nivel global. Para (Shumway et al., 2000), una de las metodologías más comunes para establecer un comportamiento diario típico a partir de series temporales que pueden involucrar varios años es el método del promedio horario diario, en el cual, primeramente, se organizan los datos agrupados por hora, y para cada hora del día se

calcula el promedio de todos los datos horarios correspondientes a esa hora a lo largo del año a través del siguiente modelado:

$$P_{prom}(h) = \frac{1}{N} * \sum_{j=1}^N P_{hj} \quad (05)$$

En donde:

N son los números de días de datos (365)

P_{hj} es la potencia eléctrica de producción en la hora h del día j

$P_{prom}(h)$ es el valor promedio de la potencia de cada día del año a la hora h

El resultado de aplicar el modelado anterior será una curva representativa diaria del parámetro o variable cuyos valores expresados en series temporales son procesados.

5 Metodología

5.1 Área de estudio

El área considerada para la ejecución del presente trabajo de titulación es colindante a la subestación La Avanzada de CNEL EP Unidad de Negocio El Oro. Esta subestación se encuentra ubicada en la parroquia La Avanzada del Cantón Santa Rosa en la provincia de El Oro. Se ha escogido esta ubicación debido a que es un punto estratégico para la conexión a la red de distribución y evacuación de la energía obtenida del sistema fotovoltaico a implementar, mismo que será emplazado junto a la citada subestación, que se encuentra aguas abajo del alimentador Emeloro 1.

Además, de los reportes obtenidos de los portales Atlas Solar, PVGIS se determina que el área mencionada es una de las áreas con mayor radiación solar disponible en el área continental de la provincia con una radiación promedio anual de $1773 \text{ kWh} / \text{m}^2$ al año. Las coordenadas de la subestación son: $-3,5209180^\circ$ (Sur) y $-79,9707667^\circ$ (Oeste). En la **Figura 10** se muestra un mapa de la ubicación del área de estudio.

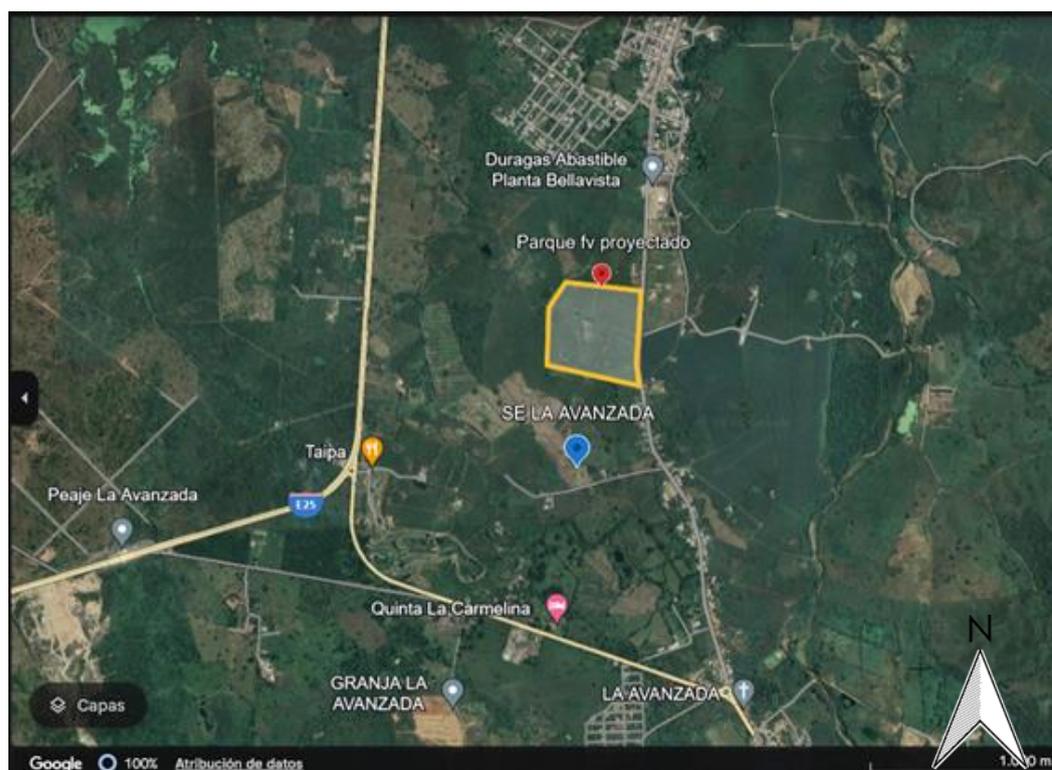


Figura 10: Ubicación del área de estudio

El área delimitada por el perímetro naranja son los terrenos que estarían disponibles para la implementación del parque de generación fotovoltaico y corresponden aproximadamente 20.59

hectáreas. Esta área ha sido determinada mediante consultas al GAD municipal del cantón Santa Rosa y está actualmente como uso de predio rural. Las áreas circundantes están consideradas dentro del Plan de reordenamiento urbano del cantón, así como también ha sido destinada parte de la zona como un Eco parque industrial.

Así mismo, es importante mencionar los materiales, equipos y recursos empleados en el presente proyecto de tesis, los mismos que son:

Software:

- PVsist
- Cyme
- Excel
- R studio

Herramientas digitales

- Geoportal CNEL
- Portal PVGIS
- Portal Atlas Solar

Equipos técnicos

- Laptop con acceso a internet
- Smartphone

Recursos humanos:

- Director de tesis
- Docente de Titulación
- Estudiante
- Asesores externos

5.2 Procedimiento

El trabajo de investigación propuesto se corresponde con una investigación aplicada, que busca medir los efectos de la implementación de la conexión de sistemas de generación de energías renovables a las redes de distribución existentes, específicamente de generación fotovoltaica. El foco del análisis se centra en los efectos sobre las pérdidas técnicas y los perfiles de voltaje del sistema de distribución, para lo cual se utilizará herramientas informáticas de modelado y cálculo, así como también bases de datos de uso libre disponible en páginas especializadas.

Para iniciar con el proceso investigativo se recurrió a la determinación del espacio disponible para la implementación de parques de generación fotovoltaica en las zonas próximas a

la subestación La Avanzada, con esto se pretende reducir al máximo las pérdidas por transporte hasta el punto de inyección de la producción. En esta etapa recurrimos al uso del software PVsyst® propiedad de la empresa Suiza PVsyst SA.

Con la determinación del área disponible se procede a determinar la potencia máxima de generación así como determinar la oferta energética de la zona de estudio a través de la base de datos del portal PVGIS.

De las bases de datos de CNEL se extrae la información de demanda de potencia activa del alimentador Emeloro 1 correspondiente al mismo periodo que se extrajo la base de datos de oferta energética.

Con la oferta energética fotovoltaica de la zona y y la demanda del alimentador Emeloro 1 se procede, a través de un script de Rstudio® a obtener curvas representativas diarias de producción fotovoltaica y demanda total.

Posteriormente el sistema del alimentador Emeloro 1 es ingresado al software CYME® y se modela en dos escenarios: sin generación fotovoltaica y con generación fotovoltaica conectada a la barra de 69 Kv de la subestación La Avanzada. Finalmente se obtienen los datos de pérdidas técnicas y perfiles de voltaje en ambos escenarios y se tabulan para cuantificar los impactos traducidos en diferencias de los dos parámetros objetos del estudio.

5.2.1 Estimación de oferta energética fotovoltaica en la zona de estudio.

Realizando el modelado del diseño del parque fotovoltaico en el software PVsyst®, para un parque con una potencia pico de generación de 30 000 kW e inversores con voltajes nominales de 750 V disponibles en la actualidad, se requieren 15.17 hectáreas para la implantación de los equipos y componentes. Para la implantación de la subestación de elevación a 69 kV que será el nivel de voltaje considerado para conexión a la red se requiere de un área de 1 hectárea, con lo que el área total requerida para un parque de generación fotovoltaica de 30 000 kWp incluidas zonas de bodegas y oficinas es de aproximadamente 18 hectáreas. Con lo anotado, las 20.59 hectáreas con uso de suelo declarado disponible para usos como el requerido, es un área suficiente para obtener la totalidad de la potencia pico estimada. Lo citado indica que la estimación de 30 000 kWp como límite de generación del parque proyectado es un valor perfectamente utilizable dentro de una etapa de prefactibilidad de implementación, y para los fines de este estudio pueden considerarse válidos.

El diagrama unifilar de la modelación realizada y citada en el párrafo anterior se muestra en la Figura 11.

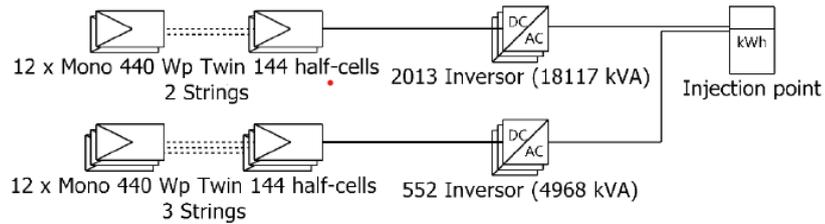


Figura 11. Diagrama unifilar del parque proyectado.

Los resultados del diseño en el software PVsyst se muestran a continuación:

Seleccione el módulo FV

Disponibles ahora: Todos los módulos F. Módulos necesarios aprox. **68182**

Filtro: 440 Wp 35V Si-mono Mono 440 Wp Twin 144 half-c Desde 2020 Typical

Usar optimizador:

Dimensiona. voltaje: $V_{mpp}(60^{\circ}C)$ **35.8 V**
 $V_{oc}(15^{\circ}C)$ **51.3 V**

Seleccione el inversor

Disponibles ahora: Voltaje de salida 400 V Tri 50Hz 50 Hz 60 Hz

Filtro: 9.0 kW 150 - 750 V TL 50/60 Hz 9 kWac inverter Desde 2020

Núm. de inversores: 2565 Voltaje de funcionamiento: **150-750 V** Poder global inversor: **23085 kWca**

Utilizar multi-MPPT Voltaje máximo de entrada: **900 V** **inversor con 2 MPPT**

Reparto de potencia en este inversor

Diseñe el conjunto

Núm. de módulos y cadenas

Mód. en serie: 12 entre 5 y 17

Núm. cadenas: 5682 entre 4372 y 7410

Perdida sobrecarga: **0.1 %**

Proporción P_{nom} : **1.30**

Núm. de módulos: 68184 Área: **151708 m²**

Dimensionamiento

Condiciones de operación

$V_{mpp}(60^{\circ}C)$: 430 V
 $V_{mpp}(30^{\circ}C)$: 490 V
 $V_{oc}(15^{\circ}C)$: 615 V

Irradia. plano: **1000 W/m²**

$I_{mpp}(STC)$: 60797 A
 $I_{sc}(STC)$: 63070 A
 $I_{sc}(en\ STC)$: 63070 A

Máx. en datos STC

Potencia de funcionamiento máx: **29778 kW**
(en 1094 W/m² y 50°C)

Potencia nom. conjunto (STC): 001 kWp

Figura 12: Resultados del modelado en PVsyst®

Una vez obtenida la potencia máxima a instalar, así como determinada la ubicación final del parque fotovoltaico, se procede a la extracción de las bases de datos de la oferta energética disponible en la zona a través del portal PVGIS®, del cual se extraen los datos de oferta energética mostrados en las **Figuras 13 y 14**.

PVGIS estimates of solar electricity generation :			
Provided inputs:	Simulation outputs:		
Latitude/Longitude:	-3.514 , -79.972	Slope angle:	2 (opt) °
Horizon:	Calculated	Azimuth angle:	-135 (opt) °
Database used:	PVGIS-ERA5	Yearly PV energy production:	43537499.12 kWh
PV technology:	Crystalline silicon	Yearly in-plane irradiation:	1773.29 kWh/m ²
PV installed:	30000 Wp	Year-to-year variability:	1235795.73 kWh
System loss:	7 %	Changes in output due to:	
		Angle of incidence:	-2.77 %
		Spectral effects:	?(0) %
		Temperature and low irradiance:	-9.49 %
		Total loss:	-18.16 %

Figura 13: Datos de recurso primario tomado de PVGIS®

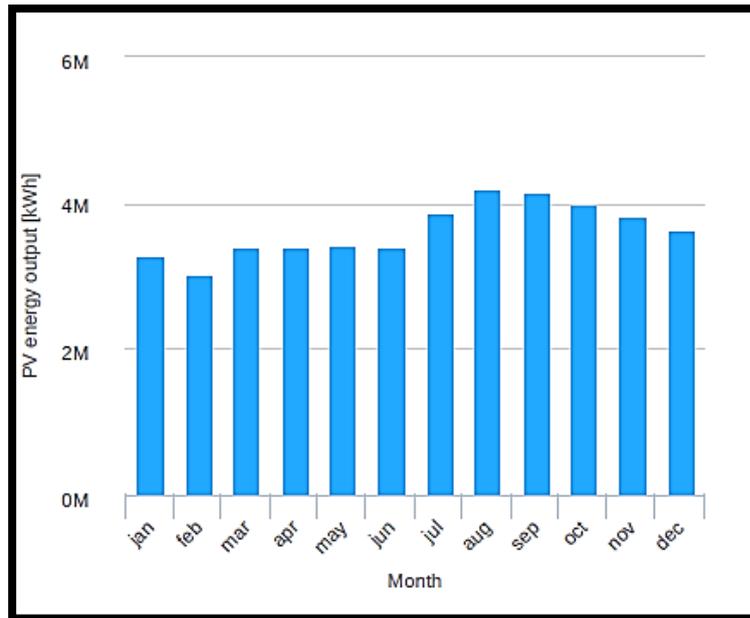


Figura 14: Datos de disponibilidad de recurso primario neto tomado de PVGIS®

Los datos obtenidos de la plataforma muestran una producción neta anual de 45,53 GWh al año asumiendo unas pérdidas totales del 7% conforme al siguiente detalle:

Monthly PV energy and solar irradiation:			
Month	E_m	H(i)_m	SD_m
january	3285855.29	134.37	304872.72
february	3002762.3	123.04	186168.49
march	3397506.76	139.37	267450.36
april	3378657.28	138.42	132898.4
may	3419499.23	139.64	286375.95
june	3379015.62	137.21	217757.71
july	3868197.5	156.21	231843.44
august	4205932.67	169.87	248077.03
september	4153576.64	168.36	183583.29
october	3992135.01	162.48	281546.17
november	3831862.81	156.33	317726.76
december	3622498.02	148	248651.78

Figura 15: Datos de disponibilidad de recurso primario tomado de PVGIS®

5.2.2 Determinación de producción energética del parque fotovoltaico proyectado en la zona de estudio.

Una vez determinada la disponibilidad de recurso primario, en base de los datos de producción horaria obtenidos de la plataforma PVGIS, se requiere la estimación de la producción horaria tipo total representativa.

Lo anteriormente citado se realiza a través de la determinación de una curva sintética que tomará el promedio de potencia de generación en la misma hora de cada día del año. Esto

permitirá obtener los datos de base que serán ingresados para la modelación en el software CYME®. Conforme a Shumway Roberth (2017) usando el método del promedio horario diario, primeramente, se organizan los datos agrupados por hora y para cada hora del día se calcula el promedio de todos los datos horarios correspondientes a esa hora a lo largo del año usando (01)

Para el cálculo anterior se recurre a un script de R studio® que entrega los datos de producción de cada hora para del día.

Los datos finales de producción horaria obtenidos al procesar la base anual de producción se muestran en la tabla 1 mostrada a continuación:

Tabla 1. Datos de producción horaria representativa anual

Hora	Potencia Generada (kW)
00:30-01:30	0,00
01:30-02:30	0,00
02:30-03:30	0,00
03:30-04:30	0,00
04:30-05:30	0,00
05:30-06:30	0,00
06:30-07:30	232,12
07:30-08:30	3892,32
08:30-09:30	8917,45
09:30-10:30	13396,07
10:30-11:30	16611,97
11:30-12:30	17945,93
12:30-13:30	17854,10
13:30-14:30	15765,22
14:30-15:30	13442,05
15:30-16:30	9857,02
16:30-17:30	5428,56
17:30-18:30	1339,54
18:30-19:30	5,58
19:30-20:30	0,00
20:30-21:30	0,00
21:30-22:30	0,00
22:30-23:30	0,00
23:30-00:30	0,00

Gráficamente la curva obtenida se representa a continuación:

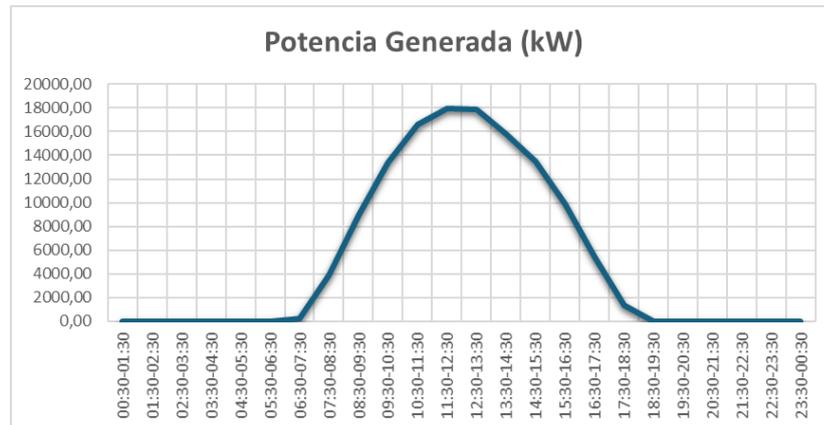


Figura 16: Curva diaria de producción del parque fv proyectado

5.2.3 Determinación de demanda promedio del alimentador Emeloro 1.

De manera asimilar al numeral anterior, a partir de los datos horarios anuales de demanda del alimentador Emeloro 1 de CNEL EP El Oro, se obtiene los datos de la curva representativa diaria mostrados a continuación:

Tabla 2. Datos de demanda horaria del alimentador Emeloro 1

Hora	Demanda Emeloro 1 (kW)
00:30-01:30	79806,77
01:30-02:30	76943,57
02:30-03:30	75228,97
03:30-04:30	74037,60
04:30-05:30	73287,30
05:30-06:30	73240,20
06:30-07:30	73523,78
07:30-08:30	64873,12
08:30-09:30	68988,32
09:30-10:30	72277,99
10:30-11:30	74045,25
11:30-12:30	74354,89
12:30-13:30	73151,31
13:30-14:30	70897,21
14:30-15:30	73697,90
15:30-16:30	76197,60
16:30-17:30	77361,01
17:30-18:30	78113,08

18:30-19:30	80962,15
19:30-20:30	92706,07
20:30-21:30	92423,25
21:30-22:30	90923,96
22:30-23:30	88253,03
23:30-00:30	84433,62

Gráficamente, los datos de demanda mostrados anteriormente se muestran a continuación:

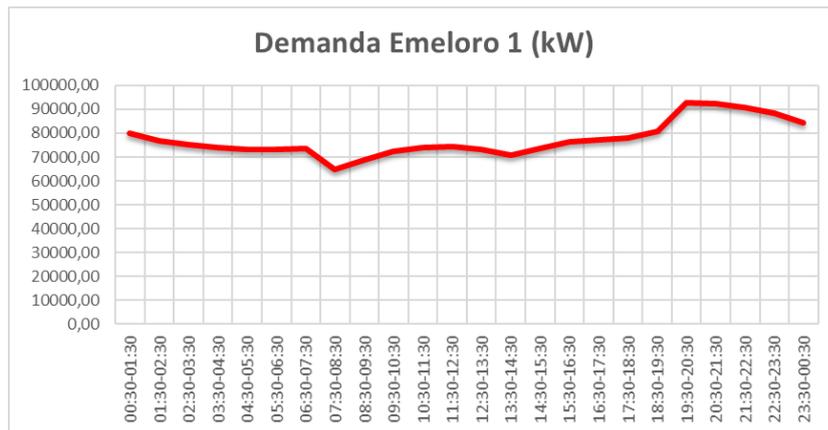


Figura 17: Datos de curva diaria de demanda del alimentador Emeloro 1

Comparativamente las curvas de producción y demanda se muestran a continuación.

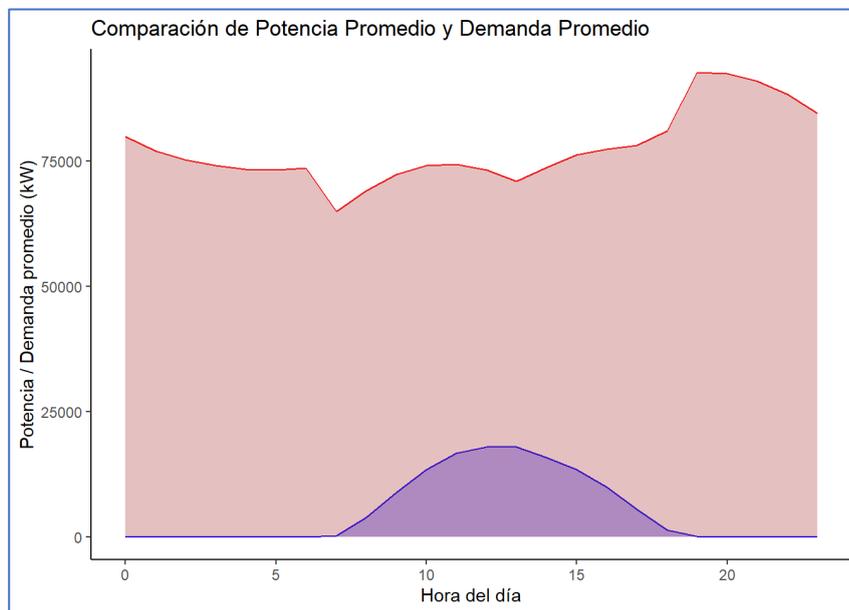


Figura 18: Comparativa gráfica de producción del parque fv vs demanda

5.2.4 Modelado del sistema del alimentador Emeloro 1 en el software CYME®.

Para iniciar el modelado del sistema de subtransmisión Emeloro 1 se toma como punto de partida los datos de los parámetros eléctricos de los componentes tales como líneas y

transformadores de potencia de las subestaciones asociadas a esta posición y son: La Avanzada, Saracay, Santa Rosa, Portovelo, Arenillas, Huaquillas y Porotillo.

El diagrama unifilar del sistema mencionado en el párrafo anterior es el siguiente:

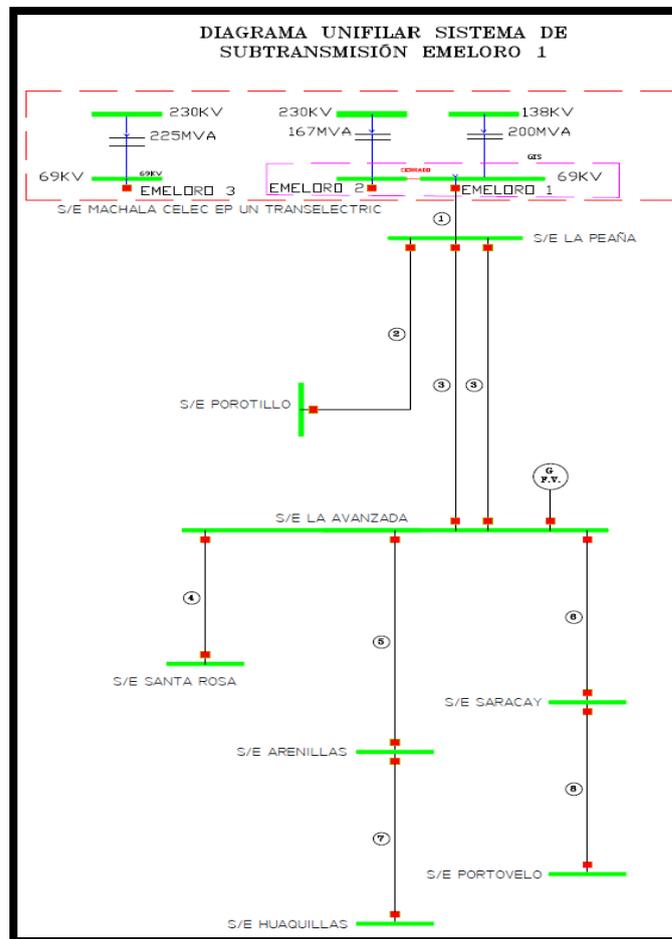


Figura 19: Diagrama unifilar sistema Emeloro 1

En donde los parámetros de cada línea se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 3. Características de las líneas de subtransmisión del sistema Emeloro 1

No.	Nivel de voltaje (kV)	Subestación de inicio	Subestación de llegada	Calibre conductor (MCM)	Longitud (km)
1	69	Machala (Celec)	La Peaña	750	0,15
2	69	La Peaña	Porotillo	266	31,60
3	69	La Peaña	La Avanzada	500	32,50

4	69	La Avanzada	Santa Rosa	336	8,60
5	69	La Avanzada	Arenillas	266	12,51
6	69	La Avanzada	Saracay	336	20,57
7	69	Arenillas	Huaquillas	266	18,69
8	69	Saracay	Portovelo	266	4,00

Como se describió en el numeral 5.2, la generación proyectada se encuentra conectada en la barra de 69 kV de la subestación La Avanzada y las líneas de subtransmisión enlistadas en la tabla anterior son las que tienen conexión e incidencia directa con el punto de conexión de la generación.

Con los datos de las líneas de subtransmisión, transformadores de potencia, datos del parque fotovoltaico y las cargas asociadas a las barras de media tensión en las subestaciones se procede al ingreso de los componentes en el software.

5.2.5 Modelado horario de producción fotovoltaica y demanda en el software CYME®.

El análisis comparativo de la incidencia de la incorporación de la generación fotovoltaica a la red del presente estudio debe realizarse con base en los datos obtenidos en los numerales 5.2.2 y 5.2.3. Para esto, en primer lugar, se analizará el escenario actual sin generación ingresando para cada hora del día los datos de las curvas de demanda, utilizando el algoritmo de distribución de carga incluido, y posteriormente, se realizará un análisis de flujo de carga para determinar las pérdidas y niveles de tensión en la situación actual.

5.2.5.1 Determinación de pérdidas técnicas.

Al ingresar los datos horarios de demanda y generación al software CYME®, se procede al modelado de flujos de potencia utilizando el método de Newton Raphson, resultado de lo cual se extraen los valores de las pérdidas técnicas para cada línea de subtransmisión. El proceso se realiza en primer lugar para el escenario sin generación y en segundo lugar ingresando la generación proyectada. Lo anterior se enlista en las tablas 4 y 5 a continuación:

Tabla 4. Tabulación de pérdidas técnicas sin generación incorporada

Hora	Pérdidas en Líneas de subtransmisión (kWh) (Escenario sin generación incorporada)								SUBTOTAL
	1	2	3	4	5	6	7	8	
00:30-01:30	41,6	19,5	3268,4	163,4	442,8	1014,4	235,5	1099,2	6284,8
01:30-02:30	35,5	18,3	2781,6	92,6	427,9	986,5	227,8	1069,6	5639,8
02:30-03:30	34,5	18,0	2705,2	90,6	416,9	956,3	221,7	1037,1	5480,3

03:30-04:30	33,1	17,1	2597,2	86,8	399,8	920,5	212,4	998,9	5265,8
04:30-05:30	33,1	15,1	2608,6	124,9	356,4	829,6	190,1	901,4	5059,2
05:30-06:30	34,2	14,0	2703,0	115,9	443,3	782,1	176,5	850,5	5119,5
06:30-07:30	34,4	15,8	2707,8	130,8	370,7	860,8	197,6	934,9	5252,8
07:30-08:30	26,7	9,5	2122,2	76,5	417,7	742,7	236,7	765,5	4397,5
08:30-09:30	30,4	15,5	2387,8	125,8	486,7	868,2	196,3	943,1	5053,8
09:30-10:30	31,1	20,8	2410,8	163,5	499,6	1160,5	266,3	1257,1	5809,7
10:30-11:30	30,8	23,0	2377,0	117,8	546,9	1259,6	291,1	1363,2	6009,4
11:30-12:30	28,1	17,3	2501,0	133,2	549,9	1260,0	293,0	1372,0	6154,5
12:30-13:30	34,9	24,2	2587,3	197,0	555,4	1262,4	294,9	1365,2	6321,3
13:30-14:30	30,9	18,5	2407,8	146,7	574,7	1036,8	234,9	1124,3	5574,6
14:30-15:30	31,1	21,6	2409,0	110,8	514,3	1187,4	273,9	1285,7	5833,75
15:30-16:30	34,4	19,7	2685,2	156,8	468,7	1089,4	249,9	1180,6	5884,7
16:30-17:30	38,0	19,6	2976,0	156,8	464,9	1081,6	247,9	1172,3	6157,1
17:30-18:30	35,7	19,0	2792,2	95,8	442,8	1020,4	235,7	1106,1	5747,7
18:30-19:30	37,3	19,2	2920,6	96,8	448,0	1034,1	238,5	1120,9	5915,4
19:30-20:30	53,5	29,4	4181,6	141,6	648,4	1451,8	343,5	1567,0	8416,8
20:30-21:30	53,2	29,2	4154,4	140,6	644,0	1442,9	341,2	1557,6	8363,1
21:30-22:30	51,9	28,0	4053,2	135,4	620,9	1396,0	329,1	1507,5	8122
22:30-23:30	49,9	23,6	3922,0	195,6	531,0	1211,6	282,2	1310,6	7526,5
23:30-00:30	41,6	21,4	3261,6	107,3	496,5	1141,1	264,1	1235,5	6569,1
TOTAL									145959,15

Tabla 5. Tabulación de pérdidas técnicas con generación incorporada

Pérdidas en Líneas de subtransmisión (kWh) (Escenario con generación incorporada)									
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	SUBTOTAL
00:30-01:30	41,6	19,5	3268,4	163,4	442,8	1014,4	235,5	1099,2	6284,8
01:30-02:30	35,5	18,3	2781,6	92,6	427,9	986,5	227,8	1069,6	5639,8
02:30-03:30	34,5	18,0	2705,2	90,6	416,9	956,3	221,7	1037,1	5480,3
03:30-04:30	33,1	17,1	2597,2	86,8	399,8	920,5	212,4	998,9	5265,8
04:30-05:30	33,1	15,1	2608,6	124,9	356,4	829,6	190,1	901,4	5059,2
05:30-06:30	34,2	14,0	2703,0	115,9	443,3	782,1	176,5	850,5	5119,5
06:30-07:30	33,3	15,1	2625,4	125,5	357,7	832,2	190,7	832,2	5012,1
07:30-08:30	26,6	8,5	2128,0	69,3	377,2	670,2	213,7	691,4	4184,9
08:30-09:30	30,3	9,9	2214,6	81,2	445,8	785,3	253,2	807,9	4628,2
09:30-10:30	30,1	10,2	2345,1	81,9	446,9	794,1	253,1	817,6	4779,0
10:30-11:30	30,0	11,1	2295,7	88,3	482,9	857,5	273,6	882,1	4921,2
11:30-12:30	28,1	12,3	2354,4	87,3	402,2	925,5	214,0	902,1	4925,9

12:30-13:30	34,1	13,9	2598,7	115,3	441,1	778,8	175,7	846,9	5004,5
13:30-14:30	30,9	9,9	2358,1	78,8	429,6	764,7	243,2	787,8	4703,0
14:30-15:30	31,1	10,6	2378,2	84,8	463,3	823,0	262,5	847,0	4900,5
15:30-16:30	34,3	14,5	2633,0	117,8	455,9	820,4	184,5	891,7	5152,1
16:30-17:30	36,7	15,1	2903,4	122,5	473,1	846,9	190,7	920,1	5508,5
17:30-18:30	36,8	19,0	2683,0	95,7	442,1	1018,7	235,5	1104,2	5635,0
18:30-19:30	37,3	19,2	2920,6	96,8	448,0	1034,1	238,5	1120,9	5915,4
19:30-20:30	53,5	29,4	4181,6	141,6	648,4	1451,8	343,5	1567,0	8416,8
20:30-21:30	53,2	29,2	4154,4	140,6	644,0	1442,9	341,2	1557,6	8363,1
21:30-22:30	51,9	28,0	4053,2	135,4	620,9	1396,0	329,1	1507,5	8122,0
22:30-23:30	49,9	23,6	3922,0	195,6	531,0	1211,6	282,2	1310,6	7526,5
23:30-00:30	41,6	21,4	3261,6	107,3	496,5	1141,1	264,1	1235,5	6569,1
TOTAL									137117,04

5.2.5.2 Determinación de perfiles de voltaje en subestaciones asociadas a la posición Emeloro 1.

De forma análoga al procedimiento para extracción de datos de pérdidas técnicas, se tabulan los niveles de tensión en las barras de 69 kV de las subestaciones integrantes del sistema Emeloro 1 en las condiciones actuales, lo cual se resume en la tabla mostrada a continuación:

Tabla 6. Tabulación de niveles de voltaje en barras de 69 kV en subestaciones sin generación incorporada

Perfiles de voltaje en barras de 69 kV en las subestaciones asociadas a la posición Emeloro 1 (p.u.) (Escenario sin generación incorporada)								
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8
00:30-01:30	0,998	0,903	0,990	0,890	0,876	0,846	0,853	0,780
01:30-02:30	0,998	0,912	0,991	0,902	0,886	0,856	0,863	0,792
02:30-03:30	0,998	0,910	0,991	0,899	0,882	0,853	0,859	0,786
03:30-04:30	0,998	0,911	0,991	0,901	0,885	0,856	0,862	0,790
04:30-05:30	0,998	0,912	0,991	0,900	0,887	0,860	0,865	0,798
05:30-06:30	0,998	0,911	0,992	0,900	0,884	0,861	0,863	0,802
06:30-07:30	0,998	0,912	0,991	0,899	0,886	0,859	0,865	0,797
07:30-08:30	0,999	0,922	0,993	0,913	0,896	0,875	0,873	0,822
08:30-09:30	0,999	0,915	0,993	0,905	0,887	0,865	0,862	0,807
09:30-10:30	0,999	0,920	0,992	0,911	0,893	0,872	0,869	0,817
10:30-11:30	0,999	0,918	0,993	0,909	0,891	0,869	0,867	0,814

11:30-12:30	0,998	0,911	0,991	0,901	0,884	0,855	0,861	0,790
12:30-13:30	0,998	0,912	0,992	0,900	0,884	0,861	0,863	0,802
13:30-14:30	0,999	0,921	0,993	0,902	0,895	0,847	0,872	0,820
14:30-15:30	0,999	0,919	0,993	0,901	0,892	0,871	0,868	0,816
15:30-16:30	0,999	0,915	0,992	0,904	0,888	0,865	0,868	0,808
16:30-17:30	0,999	0,913	0,992	0,902	0,886	0,864	0,866	0,806
17:30-18:30	0,999	0,912	0,991	0,902	0,885	0,856	0,863	0,791
18:30-19:30	0,999	0,913	0,991	0,903	0,887	0,857	0,864	0,793
19:30-20:30	0,998	0,899	0,990	0,888	0,869	0,835	0,843	0,762
20:30-21:30	0,998	0,899	0,990	0,888	0,869	0,835	0,843	0,763
21:30-22:30	0,998	0,900	0,990	0,889	0,871	0,837	0,845	0,766
22:30-23:30	0,998	0,901	0,990	0,888	0,874	0,843	0,850	0,776
23:30-00:30	0,998	0,911	0,991	0,901	0,884	0,854	0,861	0,789

Finalmente se tabulan los datos de perfiles de voltajes con la incorporación de la generación, lo cual se muestra a continuación:

Tabla 7. Tabulación de niveles de voltaje en barras de 69 kV en subestaciones con generación incorporada

Perfiles de voltaje en barras de 69 kV en las subestaciones asociadas a la posición Emeloro 1 (p.u.) (Escenario con generación incorporada)								
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8
00:30-01:30	0,998	0,903	0,990	0,890	0,876	0,846	0,853	0,780
01:30-02:30	0,998	0,912	0,991	0,902	0,886	0,856	0,863	0,792
02:30-03:30	0,998	0,910	0,991	0,899	0,882	0,853	0,859	0,786
03:30-04:30	0,998	0,911	0,991	0,901	0,885	0,856	0,862	0,790
04:30-05:30	0,998	0,912	0,991	0,900	0,887	0,860	0,865	0,798
05:30-06:30	0,998	0,911	0,992	0,900	0,884	0,861	0,863	0,802
06:30-07:30	0,998	0,912	0,991	0,899	0,886	0,859	0,865	0,797
07:30-08:30	0,999	0,922	0,993	0,913	0,896	0,876	0,873	0,822
08:30-09:30	0,999	0,917	0,993	0,905	0,888	0,865	0,867	0,807
09:30-10:30	0,999	0,922	0,992	0,912	0,897	0,872	0,875	0,817
10:30-11:30	0,999	0,919	0,993	0,911	0,892	0,869	0,867	0,815
11:30-12:30	0,999	0,913	0,991	0,901	0,885	0,856	0,861	0,791
12:30-13:30	0,998	0,912	0,993	0,901	0,885	0,861	0,863	0,802
13:30-14:30	0,999	0,921	0,993	0,903	0,895	0,848	0,872	0,820
14:30-15:30	0,999	0,921	0,993	0,902	0,895	0,872	0,869	0,816

15:30-16:30	0,999	0,918	0,992	0,906	0,893	0,866	0,868	0,808
16:30-17:30	0,999	0,916	0,992	0,904	0,891	0,864	0,866	0,807
17:30-18:30	0,999	0,913	0,991	0,903	0,886	0,856	0,863	0,792
18:30-19:30	0,999	0,913	0,991	0,903	0,887	0,857	0,864	0,793
19:30-20:30	0,998	0,899	0,990	0,888	0,869	0,835	0,843	0,762
20:30-21:30	0,998	0,899	0,990	0,888	0,869	0,835	0,843	0,763
21:30-22:30	0,998	0,900	0,990	0,889	0,871	0,837	0,845	0,766
22:30-23:30	0,998	0,901	0,990	0,888	0,874	0,843	0,850	0,776
23:30-00:30	0,998	0,911	0,991	0,901	0,884	0,854	0,861	0,789

6 Resultados

6.1 Pérdidas técnicas

Como resultado del modelado con ambos escenarios, se procesan y se obtienen la influencia de la incorporación de la generación fotovoltaica al sistema con respecto a las pérdidas técnicas que se generan en las líneas de subtransmisión.

6.1.1 Resultados porcentuales por cada línea de subtransmisión.

Inicialmente, se valora el impacto de la generación incorporada como reducción de pérdidas propias de cada línea, esto se muestra a continuación:

Tabla 8. Porcentaje de reducción de pérdidas por línea de subtransmisión

REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS PORCENTUAL POR LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN				
Línea	SITUACIÓN	SITUACIÓN	DIFERENCIA (kWh)	DIFERENCIA (%)
	ACTUAL (kWh)	CON PROYECTO (kWh)		
Machala (Celec)-La Peaña	885,90	881,50	4,40	0,50%
La Peaña-Porotillo	477,30	402,90	74,40	15,59%
La Peaña-La Avanzada	69521,50	68675,00	846,50	1,22%
La Avanzada-Santa Rosa	3103,00	2639,90	463,10	14,92%
La Avanzada-Arenillas	11768,20	11093,70	674,50	5,73%
La Avanzada-Saracay	25996,70	23084,20	2912,50	11,20%
Arenillas-Huaquillas	6080,75	5753,00	327,75	5,39%
Saracay-Portovelo	28125,80	24586,84	3538,96	12,58%

Conforme al detalle anterior, el mayor impacto unitario propio en la reducción de pérdidas técnicas en las líneas de subtransmisión se da en la línea La Peaña-Porotillo con un 15,59 %. El menor impacto de la incorporación del proyecto se presenta en la línea Machala (Celec)-La Peaña con una reducción del 0,50%.

6.1.2 Resultados porcentuales de reducción en cada línea con respecto a la reducción total de pérdidas en el sistema.

Para el presente análisis se toma como referencia el valor total de reducción de pérdidas calculado de todo el sistema y se realiza una distribución de pesos representativos por línea de subtransmisión. Lo anotado anteriormente se muestra a continuación:

Tabla 9. Porcentaje de reducción de pérdidas con respecto al total

PORCENTAJE DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS CON RESPECTO AL TOTAL				
Línea	SITUACIÓN ACTUAL (kWh)	SITUACIÓN CON PROYECTO (kWh)	DIFERENCIA (kWh)	PESO CON RESPECTO AL TOTAL (%)
Machala (Celec)-La Peaña	885,90	881,50	4,40	0,05%
La Peaña-Porotillo	477,30	402,90	74,40	0,84%
La Peaña-La Avanzada	69521,50	68675,00	846,50	9,57%
La Avanzada-Santa Rosa	3103,00	2639,90	463,10	5,24%
La Avanzada-Arenillas	11768,20	11093,70	674,50	7,63%
La Avanzada-Saracay	25996,70	23084,20	2912,50	32,94%
Arenillas-Huaquillas	6080,75	5753,00	327,75	3,71%
Saracay-Portovelo	28125,80	24586,84	3538,96	40,02%
TOTAL			8842,11	100,00%

Conforme al detalle anterior, el mayor impacto en la reducción de pérdidas técnicas en las líneas de subtransmisión debido a la incorporación de la generación fotovoltaica se presenta en la línea de subtransmisión Saracay-Portovelo con un 40,02 % del total. El menor peso representativo de la reducción se presenta en la línea de subtransmisión Machala (Celec)-La Peaña con un 0,05 %.

El resultado anterior se muestra gráficamente en la Figura 20 a continuación:

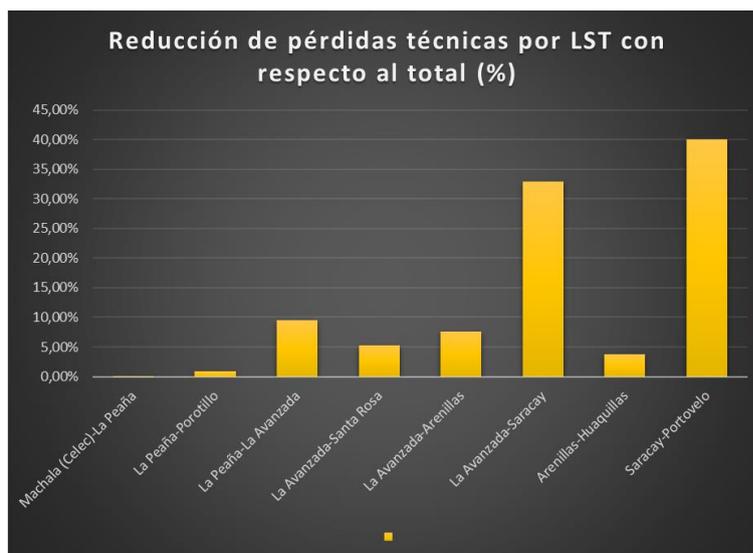


Figura 20: Reducción de pérdidas en líneas de subtransmisión con respecto al total del sistema Emeloro

6.1.3 Evolución horaria de la reducción de pérdidas en las líneas de subtransmisión.

Con los datos de las tablas 4 y 5, se realiza un análisis de la evolución horaria de la reducción de pérdidas en el sistema, obteniéndose lo siguiente:

Tabla 10. Evolución horaria de reducción de pérdidas técnicas

PERIODO	DIFERENCIA (kWh)	DIFERENCIA (%)
00:30-01:30	0,00	0,00%
01:30-02:30	0,00	0,00%
02:30-03:30	0,00	0,00%
03:30-04:30	0,00	0,00%
04:30-05:30	0,00	0,00%
05:30-06:30	0,00	0,00%
06:30-07:30	240,70	4,58%
07:30-08:30	212,60	4,83%
08:30-09:30	425,60	8,42%
09:30-10:30	1030,75	17,74%
10:30-11:30	1088,22	18,11%
11:30-12:30	1228,59	19,96%
12:30-13:30	1316,80	20,83%
13:30-14:30	871,60	15,64%
14:30-15:30	933,30	16,00%
15:30-16:30	732,65	12,45%
16:30-17:30	648,60	10,53%
17:30-18:30	112,70	1,96%
18:30-19:30	0,00	0,00%
19:30-20:30	0,00	0,00%
20:30-21:30	0,00	0,00%
21:30-22:30	0,00	0,00%
22:30-23:30	0,00	0,00%
23:30-00:30	0,00	0,00%

En forma gráfica la tabulación anterior se presenta de la siguiente manera:

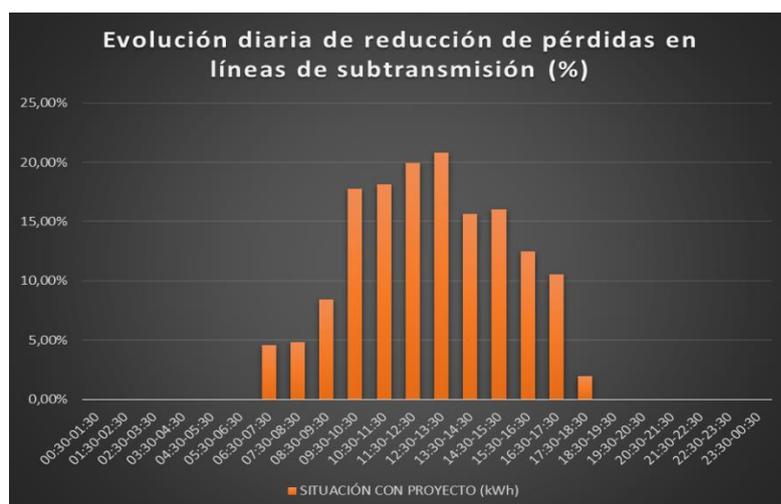


Figura 21: Evolución horaria de reducción de pérdidas técnicas

Conforme se denota en la Tabla 10 y Figura 21, el periodo en el cual se presenta el mayor porcentaje de reducción de pérdidas es el comprendido entre las 12h30 y 13h30 con un 20,83 % del total de pérdidas del periodo, que corresponde también al periodo con la segunda mayor potencia de generación del parque fotovoltaico.

6.1.4 Reducción total de pérdidas técnicas en el sistema Emeloro 1.

Al totalizar los datos analizados en los numerales anteriores se tiene el siguiente resultado:

Tabla 11. Comparativo de reducción horaria y total de pérdidas técnicas

PERIODO	Pérdidas	Pérdidas	DIFERENCIA (kWh)	DIFERENCIA (%)
	totales	totales		
	escenario actual	escenario proyectado		
00:30-01:30	6284,8	6284,8	0,0	0,00%
01:30-02:30	5639,8	5639,8	0,0	0,00%
02:30-03:30	5480,3	5480,3	0,0	0,00%
03:30-04:30	5265,8	5265,8	0,0	0,00%
04:30-05:30	5059,2	5059,2	0,0	0,00%
05:30-06:30	5119,5	5119,5	0,0	0,00%
06:30-07:30	5252,8	5012,1	240,7	4,58%
07:30-08:30	4397,5	4184,9	212,6	4,83%
08:30-09:30	5053,8	4628,2	425,6	8,42%
09:30-10:30	5809,7	4779,0	1030,8	17,74%
10:30-11:30	6009,4	4921,2	1088,2	18,11%
11:30-12:30	6154,5	4925,9	1228,6	19,96%
12:30-13:30	6321,3	5004,5	1316,8	20,83%
13:30-14:30	5574,6	4703,0	871,6	15,64%

14:30-15:30	5833,8	4900,5	933,3	16,00%
15:30-16:30	5884,7	5152,1	732,6	12,45%
16:30-17:30	6157,1	5508,5	648,6	10,53%
17:30-18:30	5747,7	5635,0	112,7	1,96%
18:30-19:30	5915,4	5915,4	0,0	0,00%
19:30-20:30	8416,8	8416,8	0,0	0,00%
20:30-21:30	8363,1	8363,1	0,0	0,00%
21:30-22:30	8122,0	8122,0	0,0	0,00%
22:30-23:30	7526,5	7526,5	0,0	0,00%
23:30-00:30	6569,1	6569,1	0,0	0,00%
TOTAL	145959,15	137117,04	8842,11	6,06%

Conforme al resumen anterior se obtiene que la reducción de pérdidas totales en las líneas que conforman el sistema de subtransmisión Emeloro 1 son de 8 842,11 kWh que representan el 6,06 % del total correspondiente al escenario actual. El total de reducción de energía de pérdidas anuales con este escenario sería de 3,22 GWh al año.

6.2 Perfiles de voltaje

Para el caso del análisis de resultados de variaciones de perfiles de voltaje en barras de subestaciones, se tratará los resultados individualmente por cada subestación por ser valores propios de cada barra de alta tensión de las mismas.

6.2.1 Variación del perfil de voltaje en la subestación La Peaña.

Tabla 12. Variación horaria del perfil de voltaje en barra de 69 kV de la subestación La Peaña.

	Situación actual (p.u.)	Situación con proyecto (p.u.)	Variación (%)
00:30-01:30	0,998	0,998	0,00%
01:30-02:30	0,998	0,998	0,00%
02:30-03:30	0,998	0,998	0,00%
03:30-04:30	0,998	0,998	0,00%
04:30-05:30	0,998	0,998	0,00%
05:30-06:30	0,998	0,998	0,00%
06:30-07:30	0,998	0,998	0,00%
07:30-08:30	0,999	0,999	0,00%
08:30-09:30	0,999	0,999	0,00%
09:30-10:30	0,999	0,999	0,00%
10:30-11:30	0,999	0,999	0,00%
11:30-12:30	0,998	0,999	0,00%
12:30-13:30	0,998	0,998	0,00%
13:30-14:30	0,999	0,999	0,00%

14:30-15:30	0,999	0,999	0,00%
15:30-16:30	0,999	0,999	0,00%
16:30-17:30	0,999	0,999	0,00%
17:30-18:30	0,999	0,999	0,00%
18:30-19:30	0,999	0,999	0,00%
19:30-20:30	0,998	0,998	0,00%
20:30-21:30	0,998	0,998	0,00%
21:30-22:30	0,998	0,998	0,00%
22:30-23:30	0,998	0,998	0,00%
23:30-00:30	0,998	0,998	0,00%

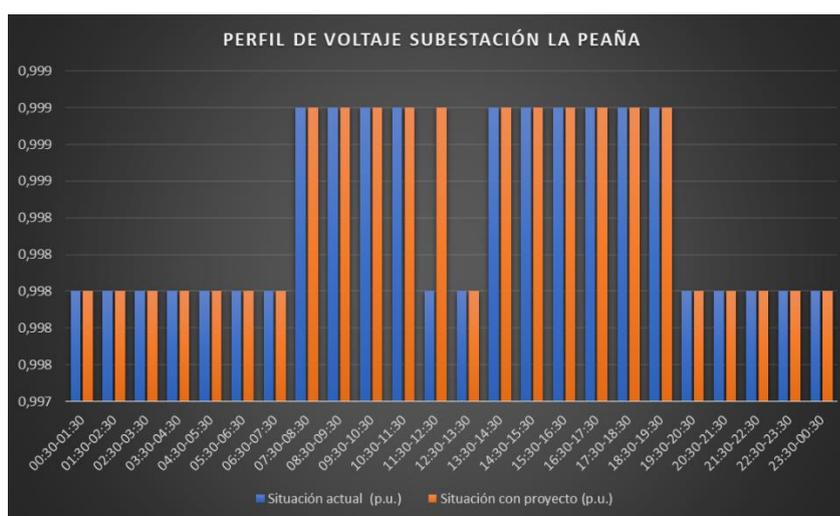


Figura 22: Variación horaria del perfil de voltaje en barra de 69 kV de la subestación La Peña

6.2.2 Variación del perfil de voltaje en la subestación La Avanzada.

Tabla 13. Variación horaria del perfil de voltaje en barra de 69 kV de la subestación La Avanzada.

	Situación actual (p.u.)	Situación con proyecto (p.u.)	Variación (%)
00:30-01:30	0,903	0,903	0,00%
01:30-02:30	0,912	0,912	0,00%
02:30-03:30	0,910	0,91	0,00%
03:30-04:30	0,911	0,911	0,00%
04:30-05:30	0,912	0,912	0,00%
05:30-06:30	0,911	0,911	0,00%
06:30-07:30	0,912	0,912	0,00%
07:30-08:30	0,922	0,922	0,00%
08:30-09:30	0,915	0,917	0,22%
09:30-10:30	0,920	0,922	0,22%
10:30-11:30	0,918	0,919	0,11%
11:30-12:30	0,911	0,913	0,22%

12:30-13:30	0,912	0,912	0,00%
13:30-14:30	0,921	0,921	0,00%
14:30-15:30	0,919	0,921	0,22%
15:30-16:30	0,915	0,918	0,33%
16:30-17:30	0,913	0,916	0,33%
17:30-18:30	0,912	0,913	0,11%
18:30-19:30	0,913	0,913	0,00%
19:30-20:30	0,899	0,899	0,00%
20:30-21:30	0,899	0,899	0,00%
21:30-22:30	0,900	0,9	0,00%
22:30-23:30	0,901	0,901	0,00%
23:30-00:30	0,911	0,911	0,00%



Figura 23: Variación horaria del perfil de voltaje en barra de 69 kV de la subestación La Avanzada.

6.2.3 Variación del perfil de voltaje en la subestación Porotillo.

Tabla 14. Variación horaria del perfil de voltaje en barra de 69 kV de la subestación Porotillo.

	Situación actual (p.u.)	Situación con proyecto (p.u.)	Variación (%)
00:30-01:30	0,990	0,990	0,00%
01:30-02:30	0,991	0,991	0,00%
02:30-03:30	0,991	0,991	0,00%
03:30-04:30	0,991	0,991	0,00%
04:30-05:30	0,991	0,991	0,00%
05:30-06:30	0,992	0,992	0,00%
06:30-07:30	0,991	0,991	0,00%
07:30-08:30	0,993	0,993	0,00%
08:30-09:30	0,993	0,993	0,00%

09:30-10:30	0,992	0,992	0,00%
10:30-11:30	0,993	0,993	0,00%
11:30-12:30	0,991	0,991	0,00%
12:30-13:30	0,992	0,993	0,10%
13:30-14:30	0,993	0,993	0,00%
14:30-15:30	0,993	0,993	0,00%
15:30-16:30	0,992	0,992	0,00%
16:30-17:30	0,992	0,992	0,00%
17:30-18:30	0,991	0,991	0,00%
18:30-19:30	0,991	0,991	0,00%
19:30-20:30	0,990	0,99	0,00%
20:30-21:30	0,990	0,99	0,00%
21:30-22:30	0,990	0,99	0,00%
22:30-23:30	0,990	0,99	0,00%
23:30-00:30	0,991	0,991	0,00%



Figura 24: Variación horaria del perfil de voltaje en barra de 69 kV de la subestación Porotillo.

6.2.4 Variación del perfil de voltaje en la subestación Santa Rosa.

Tabla 15. Variación horaria del perfil de voltaje en barra de 69 kV de la subestación Santa Rosa.

	Situación actual (p.u.)	Situación con proyecto (p.u.)	Variación (%)
00:30-01:30	0,890	0,890	0,00%
01:30-02:30	0,902	0,902	0,00%
02:30-03:30	0,899	0,899	0,00%
03:30-04:30	0,901	0,901	0,00%
04:30-05:30	0,900	0,9	0,00%
05:30-06:30	0,900	0,9	0,00%
06:30-07:30	0,899	0,899	0,00%

07:30-08:30	0,913	0,913	0,00%
08:30-09:30	0,905	0,905	0,00%
09:30-10:30	0,911	0,912	0,11%
10:30-11:30	0,909	0,911	0,22%
11:30-12:30	0,901	0,901	0,00%
12:30-13:30	0,900	0,901	0,11%
13:30-14:30	0,902	0,903	0,11%
14:30-15:30	0,901	0,902	0,11%
15:30-16:30	0,904	0,906	0,22%
16:30-17:30	0,902	0,904	0,22%
17:30-18:30	0,902	0,903	0,11%
18:30-19:30	0,903	0,903	0,00%
19:30-20:30	0,888	0,888	0,00%
20:30-21:30	0,888	0,888	0,00%
21:30-22:30	0,889	0,889	0,00%
22:30-23:30	0,888	0,888	0,00%
23:30-00:30	0,901	0,901	0,00%



Figura 25: Variación horaria del perfil de voltaje en barra de 69 kV de la subestación Santa Rosa.

6.2.5 Variación del perfil de voltaje en la subestación Arenillas.

Tabla 16. Variación horaria del perfil de voltaje en barra de 69 kV de la subestación Arenillas.

	Situación actual (p.u.)	Situación con proyecto (p.u.)	Variación (%)
00:30-01:30	0,876	0,876	0,00%
01:30-02:30	0,886	0,886	0,00%
02:30-03:30	0,882	0,882	0,00%
03:30-04:30	0,885	0,885	0,00%
04:30-05:30	0,887	0,887	0,00%

05:30-06:30	0,884	0,884	0,00%
06:30-07:30	0,886	0,886	0,00%
07:30-08:30	0,896	0,896	0,00%
08:30-09:30	0,887	0,888	0,11%
09:30-10:30	0,893	0,897	0,45%
10:30-11:30	0,891	0,892	0,11%
11:30-12:30	0,884	0,885	0,11%
12:30-13:30	0,884	0,885	0,11%
13:30-14:30	0,895	0,895	0,00%
14:30-15:30	0,892	0,895	0,34%
15:30-16:30	0,888	0,893	0,56%
16:30-17:30	0,886	0,891	0,56%
17:30-18:30	0,885	0,886	0,11%
18:30-19:30	0,887	0,887	0,00%
19:30-20:30	0,869	0,869	0,00%
20:30-21:30	0,869	0,869	0,00%
21:30-22:30	0,871	0,871	0,00%
22:30-23:30	0,874	0,874	0,00%
23:30-00:30	0,884	0,884	0,00%

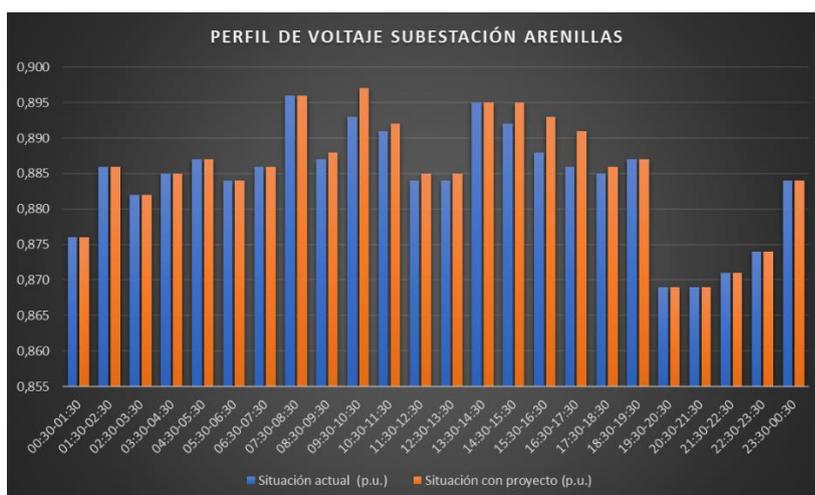


Figura 26: Variación horaria del perfil de voltaje en barra de 69 kV de la subestación Arenillas.

6.2.6 Variación del perfil de voltaje en la subestación Saracay.

Tabla 17. Variación horaria del perfil de voltaje en barra de 69 kV de la subestación Saracay.

	Situación actual (p.u.)	Situación con proyecto (p.u.)	Variación (%)
00:30-01:30	0,846	0,846	0,00%
01:30-02:30	0,856	0,856	0,00%
02:30-03:30	0,853	0,853	0,00%

03:30-04:30	0,856	0,856	0,00%
04:30-05:30	0,860	0,86	0,00%
05:30-06:30	0,861	0,861	0,00%
06:30-07:30	0,859	0,859	0,00%
07:30-08:30	0,875	0,876	0,11%
08:30-09:30	0,865	0,865	0,00%
09:30-10:30	0,872	0,872	0,00%
10:30-11:30	0,869	0,869	0,00%
11:30-12:30	0,855	0,856	0,12%
12:30-13:30	0,861	0,861	0,00%
13:30-14:30	0,847	0,848	0,12%
14:30-15:30	0,871	0,872	0,11%
15:30-16:30	0,865	0,866	0,12%
16:30-17:30	0,864	0,864	0,00%
17:30-18:30	0,856	0,856	0,00%
18:30-19:30	0,857	0,857	0,00%
19:30-20:30	0,835	0,835	0,00%
20:30-21:30	0,835	0,835	0,00%
21:30-22:30	0,837	0,837	0,00%
22:30-23:30	0,843	0,843	0,00%
23:30-00:30	0,854	0,854	0,00%

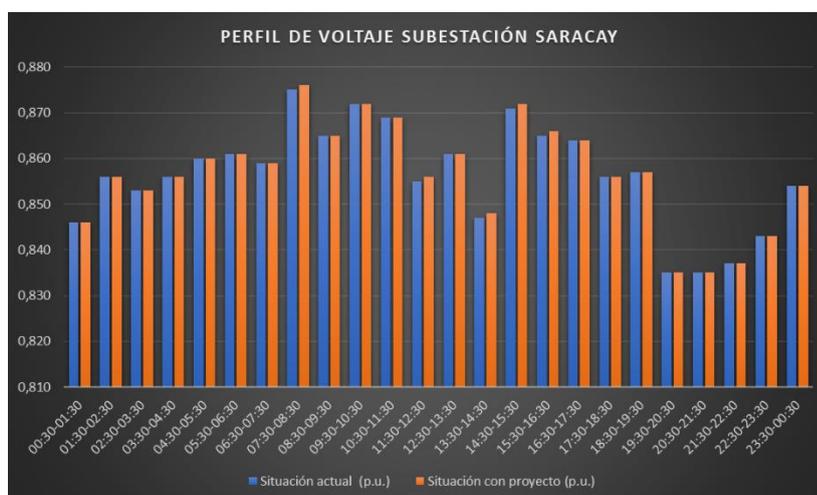


Figura 27: Variación horaria del perfil de voltaje en barra de 69 kV de la subestación Saracay.

6.2.7 Variación del perfil de voltaje en la subestación Huaquillas.

Tabla 18. Variación horaria del perfil de voltaje en barra de 69 kV de la subestación Huaquillas.

	Situación actual (p.u.)	Situación con proyecto (p.u.)	Variación (%)
00:30-01:30	0,853	0,853	0,00%

01:30-02:30	0,863	0,863	0,00%
02:30-03:30	0,859	0,859	0,00%
03:30-04:30	0,862	0,862	0,00%
04:30-05:30	0,865	0,865	0,00%
05:30-06:30	0,863	0,863	0,00%
06:30-07:30	0,865	0,865	0,00%
07:30-08:30	0,873	0,873	0,00%
08:30-09:30	0,862	0,867	0,58%
09:30-10:30	0,869	0,875	0,69%
10:30-11:30	0,867	0,867	0,00%
11:30-12:30	0,861	0,861	0,00%
12:30-13:30	0,863	0,863	0,00%
13:30-14:30	0,872	0,872	0,00%
14:30-15:30	0,868	0,869	0,12%
15:30-16:30	0,868	0,868	0,00%
16:30-17:30	0,866	0,866	0,00%
17:30-18:30	0,863	0,863	0,00%
18:30-19:30	0,864	0,864	0,00%
19:30-20:30	0,843	0,843	0,00%
20:30-21:30	0,843	0,843	0,00%
21:30-22:30	0,845	0,845	0,00%
22:30-23:30	0,850	0,85	0,00%
23:30-00:30	0,861	0,861	0,00%

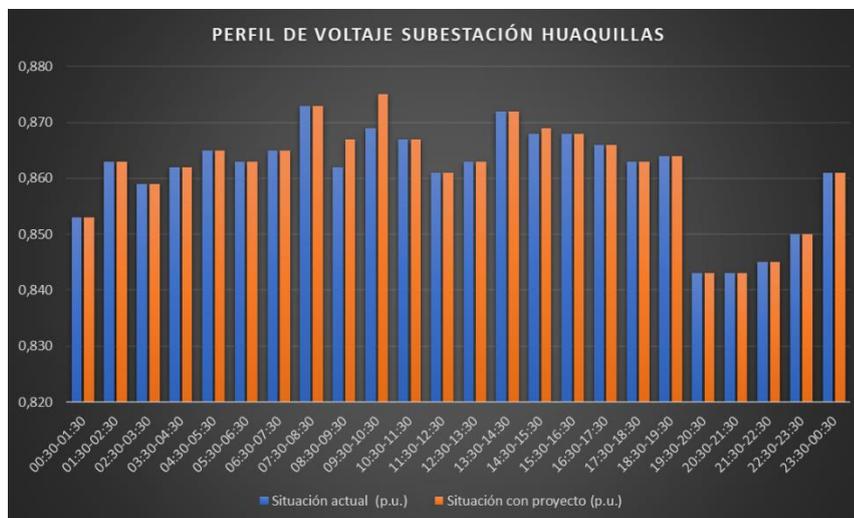


Figura 28: Variación horaria del perfil de voltaje en barra de 69 kV de la subestación Huaquillas.

6.2.8 Variación del perfil de voltaje en la subestación Portovelo.

Tabla 19. Variación horaria del perfil de voltaje en barra de 69 kV de la subestación Portovelo.

	Situación actual (p.u.)	Situación con proyecto (p.u.)	Variación (%)
00:30-01:30	0,780	0,780	0,00%
01:30-02:30	0,792	0,792	0,00%
02:30-03:30	0,786	0,786	0,00%
03:30-04:30	0,790	0,79	0,00%
04:30-05:30	0,798	0,798	0,00%
05:30-06:30	0,802	0,802	0,00%
06:30-07:30	0,797	0,797	0,00%
07:30-08:30	0,822	0,822	0,00%
08:30-09:30	0,807	0,807	0,00%
09:30-10:30	0,817	0,817	0,00%
10:30-11:30	0,814	0,815	0,12%
11:30-12:30	0,790	0,791	0,13%
12:30-13:30	0,802	0,802	0,00%
13:30-14:30	0,820	0,82	0,00%
14:30-15:30	0,816	0,816	0,00%
15:30-16:30	0,808	0,808	0,00%
16:30-17:30	0,806	0,807	0,12%
17:30-18:30	0,791	0,792	0,13%
18:30-19:30	0,793	0,793	0,00%
19:30-20:30	0,762	0,762	0,00%
20:30-21:30	0,763	0,763	0,00%
21:30-22:30	0,766	0,766	0,00%
22:30-23:30	0,776	0,776	0,00%
23:30-00:30	0,789	0,789	0,00%

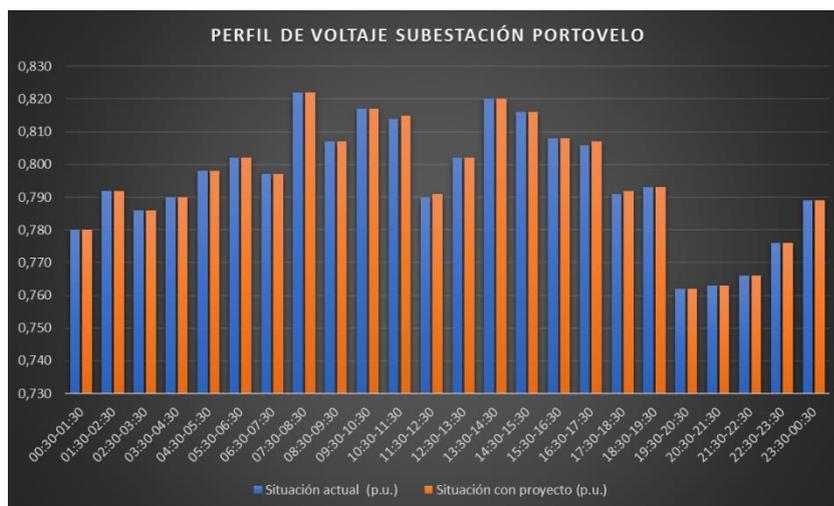


Figura 29: Variación horaria del perfil de voltaje en barra de 69 kV de la subestación Portovelo.

6.2.9 Revisión general resultados de análisis de perfiles de voltaje en barras de 69 kV en las subestaciones del sistema Emeloro 1.

De las revisiones realizadas en los numerales desde el 6.2.1 hasta el numeral 6.2.8 del presente trabajo se deduce que las incidencias de la incorporación del parque fotovoltaico en el sistema de subtransmisión Emeloro 1 son marginales con una variación máxima del 0,69 % para el caso de la subestación Huaquillas en el periodo de 09h30 a 10h30. Esta variación máxima en la subestación Huaquillas es incluso superior a la variación máxima en la barra de la subestación La Avanzada que es el punto de interconexión con el sistema fotovoltaico.

7 Discusión

Para Molina et al. (2017) el uso de bases de datos abiertas de radiación solar disponibles en la red tales como la base de datos SSE-Nasa y CERES, tienen una resolución espacial relativamente gruesa (1 grado), lo que puede dar lugar a grandes errores en zonas costeras; en contraste, para Kenny et al. (2006), se estudió un conjunto de datos comparable, y durante el año de datos del estudio, la producción de energía predicha y la medidas tomadas en el sitio coinciden en aproximadamente un 5 %, lo que indica que el algoritmo empleado en las bases de datos de PVGIS, es suficientemente preciso para la estimación del rendimiento fotovoltaico. En base a lo anotado, el uso de la base de datos en PVGIS en el presente estudio tiene valores medidos de precisión que son aceptables y factibles de usar en el diseño y simulación de sistemas fotovoltaicos.

Los resultados de la investigación muestran una curva de producción con su mayor potencia entre las 11h30 y las 13h30, con una producción diaria de 124,68 MWh al día. La producción punta se encuentra en el periodo entre las 11h30 y 12h30 con 17,94 MWh, y las menores producciones se encuentran en los periodos de 06h30 a 07h30 y de 17h30 a 18h30. Estudios de autores como Bieñ & Bieñ (2024), realizan procedimientos similares de estimación de curvas de producción diarias a través de la normalización de datos de 5 años; aunque la zona de investigación se centra en Polonia, el tratamiento estadístico dado a los datos de origen es similar al del presente trabajo de investigación, teniendo diferencias en los niveles de producción horaria por razones de ubicación geográfica.

El tratamiento estadístico de las bases de datos para la obtención del comportamiento diario usado en el presente trabajo está dado por un método determinístico promedio, sin embargo, autores como Melo Júnior et al. (2018), establecen que para una evaluación de mayor exactitud se deben aplicar técnicas de big data que incluyan además procesamiento de datos en tiempo real. Lo citado es objeto de una investigación de un grado de complejidad y alcance diferente al del presente trabajo de investigación

La investigación ha sido desarrollada mediante el uso de herramientas informáticas de diseño de sistemas fotovoltaicos y de análisis de sistemas eléctricos; a partir de éstos se ha ido alcanzando progresivamente el desarrollo de los objetivos planteados. La oferta solar se ha circunscrito en la información de las bases de datos disponibles en la web de páginas especializadas en el tema y no sobre mediciones locales, debido principalmente a la temporalidad de registros requeridos para establecer una base de datos confiable para extraer comportamientos de un año típico.

Autores como Fernández et al. (2020) obtienen en sus estudios que, los resultados óptimos para la reducción de pérdidas técnicas se obtienen con un factor de 0.18 entre la capacidad de la

generación en relación a la demanda del sistema al cual se va a incorporar la misma. Para el presente caso de estudio, la relación antes mencionada corresponde a un valor de 0.19. Los resultados son comparables, no así la metodología usada en cada caso que para el presente trabajo se evalúa a nivel de alta tensión y en el estudio de la referencia está evaluado en media tensión.

Autores como Melo Júnior et al. (2018), obtienen en sus estudios que para casos en que la generación fotovoltaica cubre el 50% de la demanda, se obtienen entre el 0,5% y 2% de variación de perfiles de tensión al final del recorrido de los alimentadores; lo anotado como valor absoluto, se enmarca en el rango de los resultados de la presente investigación, no obstante, la variabilidad depende de las condiciones particulares de la generación, la demanda y la topología del sistema.

Las hipótesis planteadas en el inicio de la presente investigación fueron corroboradas en forma cuantitativa, ya que, la reducción de pérdidas técnicas en las líneas de transmisión al verse afectadas con la inclusión de la generación fotovoltaica tuvieron una reducción cuantificable importante; en cuanto a los niveles de tensión en las barras de 69 kV de las subestaciones integrantes del sistema de estudio, no se obtuvieron variaciones significativas unitarias, aunque como se citó anteriormente se encuentran dentro de los rangos de resultados de estudios similares.

El análisis del componente pérdidas técnicas se limitó a líneas de subtransmisión por ser el nivel de tensión al cual se va a inyectar la generación fotovoltaica, sin embargo, un estudio ampliado a transformadores de potencia y alimentadores de media tensión en las subestaciones con mayor impacto en la variación de voltaje podría establecer con mayor precisión los impactos de esta incorporación de energía renovable.

8 Conclusiones

- La disponibilidad del recurso energético solar determina un potencial aprovechable de grandes magnitudes en nuestro país, lo cual aún se encuentra en desarrollo incipiente especialmente en granjas de mediana o gran potencia.
- La caracterización de la curva horaria de producción de energía fotovoltaica establece como horario de mayor producción entre las 11h30 y las 13h30.
- Con pérdidas asociadas al sistema fotovoltaico del orden del 7%, incluidas en los registros de la base de datos de PVGIS®, se obtienen potencias de generación máximas de 18 MW entre las 11h30 y 12h30 para una granja solar con una potencia pico de 30 MWp con un total de energía entregada de 124,82 MWh al día.
- La reducción de pérdidas técnicas totales en el sistema eléctrico considerado para el estudio fue del 6.06% del total en las condiciones de línea base correspondientes, lo que corresponde a 8.84 MWh al día.
- Las líneas de subtransmisión del sistema de estudio que reflejaron una mayor reducción de pérdidas fueron las siguientes: S/E Saracay-S/E Portovelo y S/E La Avanzada-S/E Saracay con el 40,02% y 32,94% del total.
- La mayor reducción se presentó en las líneas de subtransmisión aguas abajo del punto de inyección de la generación fotovoltaica.
- La menor reducción se presentó en el tramo inicial a la salida de la subestación de CELEC EP Transelectric.
- La valoración financiera de la recuperación de pérdidas técnicas puede establecerse como un elemento importante a considerar cuando estos proyectos son llevados a cabo por las empresas eléctricas de distribución.
- El trabajo permitió evaluar la variación de los perfiles de voltaje en barras de 69 kV en las subestaciones del sistema Emeloro 1.
- La mayor variación de voltaje se dio en la subestación Huaquillas con un 0,69% en el periodo de 09h30 a 10h30.
- En general los voltajes se mantuvieron con variaciones positivas al incorporar la generación fotovoltaica, sin embargo su magnitud no fue determinante como para concluir una mejora en el nivel de voltaje de las subestaciones asociadas al sistema

de subtransmisión de la posición Emeloro 1.

- La ampliación de este estudio con la incorporación de estos sistemas de generación a partir de fuentes de energía renovable a los sistemas eléctricos, en un esquema de generación distribuida, permitiría tener un modelo más amplio tendiente a mejorar la ubicación de los puntos de inyección de estas energías con el fin de optimizar las redes de distribución.

9 Recomendaciones

- Con la finalidad de establecer condiciones óptimas para la ubicación de granjas solares de pequeña y mediana potencia, sería de interés ampliar la investigación de la inyección de la generación fotovoltaica a múltiples puntos del sistema con el fin de establecer patrones y metodología que permitan un óptimo uso del recurso solar en un sistema de generación distribuida.
- Establecer una extrapolación de las bases de datos de radiación solar disponibles para las zonas de estudio con el objetivo de comparar y obtener bases de datos de alta confiabilidad.
- Evaluar para futuras investigaciones los valores óptimos de penetración de generación fotovoltaica en los sistemas eléctricos de estudio en base a los resultados en términos de pérdidas técnicas y niveles de tensión.
- Evaluar en futuras investigaciones mediante un estudio comparativo los niveles de tensión óptimos para la inyección de generación fotovoltaica en sistemas de distribución, entre alta, media y baja tensión.
- Establecer estudios comparativos entre la incorporación de generación fotovoltaica simple y en combinación con etapas de reactivos con el fin de mejorar el aprovechamiento de la potencia inyectada y la optimización de la red de distribución.
- Cuantificar en términos de recursos económicos el ahorro en la compra de energía a las generadoras del país, como producto de la reducción de la energía de pérdidas técnicas en las líneas de subtransmisión durante el horizonte de vida de los proyectos fotovoltaicos.
- Evaluar el impacto de la incorporación de la generación fotovoltaica en alta tensión sobre valores de cortocircuito y su influencia en sistemas de protecciones eléctricas en función de los niveles de producción a lo largo del día.
- Establecer una discusión técnica para analizar la necesidad de contar con un marco normativo que establezca los principales lineamientos para la incorporación de generación distribuida.

10 Bibliografía

Cevallos W., R. D. (2019). *La energía fotovoltaica*. Edumed.

Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación. (2007). *Energía Solar Fotovoltaica*. Madrid: COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS DE TELECOMUNICACIÓN.

Fernández, G., Galán, N., Marquina, D., Martínez, D., Sánchez, A., & López, P. (2020). Photovoltaic Generation Impact Analysis in Low Voltage Distribution Grids. *Energies*, 3-5.

Gary Cook, L. B. (1995). *Photovoltaic Fundamentals US Department of Energy (DOE)*.

Instituto de Investigación Geológico y Energético IIGE. (2023). *Balance Energético Nacional 2022*. Quito: Ministerio de Energía y Minas.

M., F. (2003). *Energía Solar: Electricidad Fotovoltaica*.

Muñoz-Vizhñay, J., Rojas-Moncayo, M., & Barreto-Calle, C. (2018). Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador. *Ingenius*, pp. 7-13.

Perpiñán, L. &. (2013). *Energía solar fotovoltaica*.

Shumway Roberth, S. D. (2017). *Time series analysis and its applications*. New York: Springer.

Bieñ, J., & Bieñ, B. (2024). *Energy Production from Pv Systems Located in Poland Based on Solar Irradiation Data Obtained from PVGIS*.
<https://doi.org/10.20944/preprints202401.0290.v1>

Fernández, G., Galan, N., Marquina, D., Martínez, D., Sanchez, A., López, P., Bludszuweit, H., & Rueda, J. (2020). Photovoltaic Generation Impact Analysis in Low Voltage Distribution Grids. *Energies*, 13(17). <https://doi.org/10.3390/en13174347>

Kenny, R. P., Huld, T. A., Iglesias, S., & others. (2006). Energy rating of PV modules based on PVGIS irradiance and temperature database. *Proceedings from 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 4–8.

Melo Júnior, C. F., Waenga, A. F. C., & Pinto, D. A. F. (2018). Effects of the Photovoltaic Distributed Generation on Electricity Distribution System Voltage - Updated Review.

Brazilian Archives of Biology and Technology, 61.

Molina, A., Falvey, M., & Rondanelli, R. (2017). A solar radiation database for Chile. *Scientific Reports*, 7(1), 14823. <https://doi.org/10.1038/s41598-017-13761-x>

Shumway, R. H., Stoffer, D. S., & Stoffer, D. S. (2000). *Time series analysis and its applications* (Vol. 3). Springer.

11. Anexos

Anexo 1. Certificación de traducción del resumen.



Juan Pablo Ordóñez Salazar
CELTA-Certified English Teacher,
traductor e intérprete.

Certificación de traducción al idioma inglés.

JUAN PABLO ORDÓÑEZ SALAZAR.
CELTA-certified English teacher, traductor e intérprete.

CERTIFICA:

Que el documento aquí compuesto es fiel traducción del idioma español al idioma inglés, del resumen de tesis titulado: **"Reducción de pérdidas técnicas y caídas de tensión en el alimentador Emeloro 1 mediante la incorporación de energía fotovoltaica"**, de autoría del estudiante **José Mauricio Montalvo Blacio**, con número de cédula **0703048918**, egresado de la Maestría en Conversión de Energía y Sostenibilidad de la Facultad de la Energía, las Industrias y los Recursos Naturales no Renovables de la Universidad Nacional de Loja.

Lo certifico en honor a la verdad, y autorizo al interesado hacer uso del presente en lo que a sus intereses convenga.

Loja, 13 de septiembre del 2024

1103601090 Firmado digitalmente
por 1103601090
JUAN PABLO
ORDONEZ SALAZAR
Fecha: 2024.09.13
21:20:36 -05'00'
Juan Pablo Ordóñez Salazar

DNI: 110360109-0

Código de Perito de la Judicatura: 12298374

Celular: +593 994290147

CELTA – CERTIFIED ENGLISH TEACHER, TRADUCTOR E INTÉRPRETE

juanpabloorsal@gmail.com | 099-429-0147 | 717-53 Miguel Morelos St., Loja- EC 110111