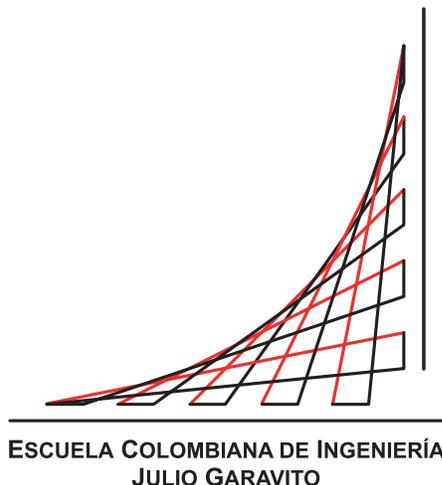


Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito
Maestría en Ingeniería Eléctrica



Estudio de factibilidad para implementación de sistemas fotovoltaicos y eólicos, en parques metropolitanos de Bogotá

Autor:

Eder Aleixo Romero Pedraza

Director:

Daniel José González Trisancho

Bogotá D.C, Colombia

09, 2020

Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito
Maestría en Ingeniería Eléctrica

Estudio de factibilidad para implementación de sistemas fotovoltaicos y eólicos, en parques metropolitanos de Bogotá

Eder Aleixo Romero Pedraza

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:

Magíster en Ingeniería Eléctrica

con énfasis en:

Recursos Energéticos

Director:

Daniel José González Trisancho, (MEng)

Grupo de Investigación:

Modelación Estratégica de Energía y Potencia

Bogotá D.C, Colombia

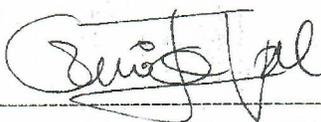
2020, 09

Aceptación del Jurado

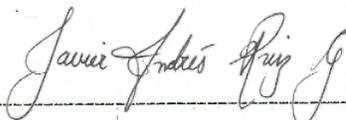
El Trabajo de grado de Maestría titulado **Estudio de factibilidad para implementación de sistemas fotovoltaicos y eólicos, en parques metropolitanos de Bogotá.**, presentado por **Eder Aleixo Romero Pedraza**, cumple con los requisitos establecidos por la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito para optar al título de Magister en Ingeniería Eléctrica con énfasis en Recursos energéticos.



Director: Daniel José González Trisancho, (MSc.)



Jurado: Henry Camilo Torres Valderrama, (PhD.)



Jurado: Javier Andrés Ruiz Garzón, (MSc.)

Bogotá D.C, Colombia

09, 2020

Quiero dedicar esta tesis a mi familia, pero especialmente a mis padres, quienes con toda una vida de ejemplo, esfuerzo, trabajo y responsabilidad, forjaron un camino que permitió desarrollar mi vida como profesional.

Agradecimientos

Este trabajo es el resultado de muchos conceptos e ideas, de personas que de una u otra forma he conocido a lo largo de mi vida profesional.

Por ello, quiero agradecer primeramente a la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito, por abrirme nuevamente sus puertas y permitir ampliar mis conocimientos una vez más, a través de las enseñanzas de los profesores del área de maestría en ingeniería eléctrica.

A mi director de tesis, el ingeniero Daniel José González Tristancho, quien con su conocimiento y experiencia guio el desarrollo de este trabajo.

También, al Instituto Distrital de Recreación y Deporte IDRD, quienes a través de la Subdirección técnica de parques y el Arquitecto Arnol Romero, me apoyaron constantemente y gestionaron los permisos y reuniones para la obtención de información.

Resumen

Debido a la indiscriminada explotación y uso de combustibles fósiles por parte del ser humano y los problemas medioambientales generados como consecuencia de ello, se ha tomado en cuenta la idea de cubrir la demanda energética por medio del aprovechamiento de fuentes de energía alternativa, que sean mucho menos degradantes para el ambiente y que permitan a la humanidad ser conscientes de la necesidad de establecer un mundo sostenible, en el que se pueda garantizar condiciones de vida favorables para las generaciones futuras.

Estudiar la posibilidad de implementar tecnologías para el aprovechamiento de energía solar (paneles solares) y energía eólica (aerogeneradores) en áreas públicas urbanas, específicamente en parques a escala metropolitana (parques de gran tamaño) en la ciudad de Bogotá, hace necesario determinar la disponibilidad del recurso energético solar y eólico en la ciudad, precisar los perfiles de demanda de energía eléctrica en parques de esta escala y elegir los dispositivos adecuados para el aprovechamiento de estos recursos energéticos. Con este estudio se establecen modelos de simulación que permiten integrar toda la información recopilada buscando establecer una arquitectura de sistema óptima, capaz de aprovechar los recursos energéticos disponibles en sitio para generar electricidad.

La adaptación de sistemas de energía renovables en parques metropolitanos puede ayudar en gran medida a que Bogotá avance hacia un desarrollo energético sostenible, que permita a la ciudad ocupar sitios de prestigio a nivel mundial respecto a temas medio ambientales. Por otra parte, explorar la idea de acercar a la vida diaria de los seres humanos el concepto de uso racional y eficiente de la energía, por medio de implantación de dispositivos captadores de energía en un área que representa parte de la estructura ecológica de la ciudad, dejar entrever la intención de querer utilizar y producir energía eléctrica de manera limpia, eficiente y siendo consecuentes con el medio ambiente, lo cual requiere de un modelo energético en el que cada individuo, edificio y en este caso espacio de gran magnitud, aporte al consumo energético que demanda la sociedad para su desarrollo.

Abstract

Due to the indiscriminate exploitation and the use of fossil fuels by the human being and the environmental problems generated as a consequence of it, it's been taken into consideration the idea of supplying its energy demand through the use of alternative energy sources, much less degrading for the environment and that allow the mankind to be aware of the need of establishing a sustainable world, where the favorable living conditions for future generations can be guaranteed. To study the possibility of implementing technologies for the use of solar energy (solar panels) and wind energy (wind turbines) in urban public areas, specifically in metropolitan scale parks in Bogota city, it's necessary to determine the availability of solar and wind energy resources in the city, to take measurements of the demand of electrical energy in metropolitan parks and to choose appropriate devices for the collection of these energy resources. With this study, simulation models can be established to integrate all the information collected, in a search of an optimal system architecture, capable of taking advantage of the energy resources available on site to generate electricity. The adaptation of renewable energy systems in metropolitan parks can help Bogota move towards sustainable energy development, which allows the city to occupy prestigious sites worldwide concerning environmental issues. On the other hand, to explore the idea of bringing close the concept of the rational and efficient use of energy in the daily life of human beings, by means of the implementation of energy capture devices in an area that, represents part of the ecological structure of the city, shows the intention to use and to produce electricity in a clean and efficient way and being consistent with the environment, this requires an energy model where each individual, building and in this case, huge area, contributes to the energy consumption that society demands for his own development.

Contenido

Agradecimientos	III
Resumen	VI
Abstract	VIII
Contenido	IX
Lista de figuras	XV
Lista de tablas	XVII
Lista de símbolos	XIX
1. Introducción	1
1.1. Planteamiento del problema	1
1.2. Estado del arte	3
1.3. Objetivos	6
1.3.1. Objetivo general.	6
1.3.2. Objetivos específicos	6
1.4. Organización del documento	7
2. Marco teórico	9
2.1. Sistema Distrital de parques	9
2.2. Energía Solar	10
2.3. Energía Eólica	12
2.4. Módulos Fotovoltaicos	13
2.5. Aerogeneradores	15
2.6. Evaluación Financiera	16
3. Caracterización de variables	19
3.1. Metodología	19
3.2. Disponibilidad de recurso energético	21
3.2.1. Recopilación y calificación de datos estaciones RMCAB	21
3.2.2. Selección de Cinco zonas de estudio en Bogotá	25

3.2.3.	Valores estadísticos de recurso por zona	25
3.2.4.	Perfiles de Irradiancia solar y velocidad del viento	30
3.2.5.	Caracterización de disponibilidad de recurso.	33
3.3.	Perfil de demanda de energía eléctrica en Parques	34
3.3.1.	Elección de parques Metropolitanos	34
3.3.2.	Medición Demanda eléctrica en parques Metropolitanos	35
3.3.3.	Perfiles de carga en parque Metropolitanos	37
3.4.	Elección de paneles solares y turbinas eólicas	42
3.4.1.	Paneles solares de Silicio cristalino	42
3.4.2.	Turbinas eólicas de eje vertical	44
3.4.3.	Elección de dispositivos recomendados	46
4.	Casos de estudio	53
4.1.	Estudios de factibilidad en parques	55
4.1.1.	Parque Recreo-Deportivo El Salitre.	57
4.1.2.	Parque Cayetano Cañizares.	59
4.1.3.	Parque Metropolitano El Tunal.	62
4.1.4.	Parque Deportivo Primera de Mayo.	65
4.1.5.	Parque Metropolitano Guaymaral.	67
5.	Análisis de resultados	71
5.1.	Disponibilidad de recurso Solar - Eólico.	71
5.1.1.	Solar	71
5.1.2.	Eólico	72
5.2.	Perfiles de carga.	74
5.3.	Elección de dispositivos.	75
5.3.1.	Paneles solares de Silicio Cristalino	75
5.3.2.	Turbinas eólicas de eje vertical	76
5.4.	Factibilidad en Parques.	77
6.	Conclusiones	81
6.1.	Conclusiones generales	81
6.2.	Aportes	83
6.3.	Trabajos futuros	83
	Referencias	85

CONTENIDO

XI

Anexos	88
6.4. Anexo A	89
6.5. Anexo B	104

Lista de Figuras

1.1. Zona de captación solar.	2
1.2. Zona de captación híbrida.	2
1.3. Solar Roadways.	4
1.4. Alumbrado público Híbrido.	4
1.5. Edificio público en Barcelona.	5
1.6. Sede Dte Horta Guinardó.	5
1.7. Parque Nacional.	5
1.8. Parque 4 Caminos Usme.	5
2.1. Incidencia de la radiación solar	11
2.2. Circulación de la masas de aire en planeta Tierra	13
2.3. curva I-V, P-V de una célula solar fotovoltaica	14
2.4. VAWT Savonius - Darreieus.	15
3.1. Diagrama de flujo de la metodología a desarrollar	19
3.2. RMCAB P. Simón Bolívar.	22
3.3. RMCAB Kennedy.	22
3.4. RMCAB Tunal.	22
3.5. RMCAB San Cristóbal.	23
3.6. RMCAB Guaymaral.	23
3.7. Localidades de la ciudad de Bogotá / Localidades Seleccionadas.	25
3.8. Irradiación semana 1 / Localidad San Cristóbal.	26
3.9. Irradiación agosto de 2016 / Localidad San Cristóbal.	26
3.10. Irradiación Año 1 / Localidad San Cristóbal.	27
3.11. Velocidad de viento semana 1 / Localidad Tunjuelito.	28
3.12. Velocidad de viento agosto de 2016 / Localidad Tunjuelito.	29
3.13. Velocidad de viento Año 1 / Localidad Tunjuelito.	29
3.14. Perfil de Irradiancia localidad Barrios Unidos.	31

3.15. Perfil de Irradiancia localidad Kennedy.	31
3.16. Perfil de Irradiancia localidad Tunjuelito.	31
3.17. Perfil de Irradiancia localidad San Cristóbal.	31
3.18. Perfil de Irradiancia localidad Suba.	31
3.19. Perfil velocidad del viento localidad Barrios Unidos.	32
3.20. Perfil velocidad del viento localidad Kennedy.	32
3.21. Perfil velocidad del viento localidad Tunjuelito.	32
3.22. Perfil velocidad del viento localidad San Cristóbal.	32
3.23. Perfil velocidad del viento localidad Suba.	32
3.24. Disponibilidad de recurso solar - eólico en zonas de estudio.	33
3.25. Analizador de Redes SACI AHM1 RC	35
3.26. Medición en Parque Recreio deportivo el salitre.	36
3.27. Medición en Parque Cayetano Cañizares.	36
3.28. Medición en Parque Metropolitano el Tunal.	36
3.29. Medición en Parque Deportivo primera de mayo.	36
3.30. Perfil de Demanda - Entre semana Parque PRD.	37
3.31. Perfil de Demanda - Fin de semana Parque PRD.	37
3.32. Perfil de Demanda - Entre semana Parque Cayetano Cañizares.	38
3.33. Perfil de Demanda - Fin de semana Parque Cayetano Cañizares.	38
3.34. Perfil de Demanda - Entre semana Parque Metropolitano El Tunal.	39
3.35. Perfil de Demanda - Fin de semana Parque Metropolitano El Tunal.	39
3.36. Perfil de Demanda - Entre semana Parque Deportivo Primera de mayo.	39
3.37. Perfil de Demanda - Fin de semana Parque Deportivo Primera de mayo.	40
3.38. Perfil de Demanda - Entre semana Metropolitano Guaymaral.	41
3.39. Perfil de Demanda - Fin de semana Parque Metropolitano Guaymaral.	41
3.40. Diagrama de nodos - comparación de dispositivos	42
3.41. Panel de Silicio Policristalino	43
3.42. Panel de Silicio Monocristalino	43
3.43. Panel de Silicio Amorfo	43
3.44. Hi-VAWT 700W	45
3.45. UGE - 4kW 2G	45
3.46. TYPMAR 600W	45
3.47. Diagrama de Nodos 1 con TYPMAR 600W y Hi-VAWT 700W	47
3.48. Diagrama de Nodos 2 con TYPMAR 600W y UGE-4kW 2G	47
3.49. Diagrama de Nodos 3 con Hi-VAWT 700W y UGE-4kW 2G	47
4.1. Diagrama de nodos PRD.	54

4.2.	Diagrama de nodos Cayetano C.	54
4.3.	Diagrama de nodos Tunal.	54
4.4.	Diagrama de nodos Primera de Mayo.	55
4.5.	Diagrama de nodos Guaymaral.	55
4.6.	Resultados Parque Recreo-Deportivo El Salitre (PRD)	57
4.7.	Potencia promedio mensual Parque Recreo-Deportivo El Salitre	57
4.8.	Demanda vs Generación fotovoltaica - PRD	58
4.9.	Análisis Financiero PRD (Valores en USD)	59
4.10.	Resultados Parque Cayetano Cañizares	59
4.11.	Potencia promedio mensual Parque Cayetano Cañizares	60
4.12.	Demanda vs Generación fotovoltaica - P. Cayetano Cañizares	60
4.13.	Análisis Financiero P. Cayetano Cañizares.(Valores en USD)	61
4.14.	Resultados Parque Metropolitano El Tunal	62
4.15.	Potencia promedio mensual Parque Metropolitano El Tunal	62
4.16.	Demanda vs Generación fotovoltaica - P. Metropolitano El Tunal	63
4.17.	Análisis Financiero Parque M. El Tunal (Valores en USD)	64
4.18.	Resultados Parque Deportivo Primera de Mayo	65
4.19.	Potencia promedio mensual Parque Deportivo Primera de Mayo	65
4.20.	Demanda vs Generación fotovoltaica P. Deportivo Primera de Mayo	66
4.21.	Análisis Financiero P. Deportivo Primera de Mayo (Valores en USD)	67
4.22.	Resultados Parque Metropolitano Guaymaral	67
4.23.	Potencia promedio mensual Parque Metropolitano Guaymaral	68
4.24.	Demanda vs Generación fotovoltaica Parque M. Guaymaral	68
4.25.	Análisis Financiero Parque M. Guaymaral (Valores en USD)	69
5.1.	Precipitación VS Irradianción.	72
5.2.	velocidad de viento promedio mensual.	73
5.3.	Parque El Tunal - 46,2kWp (inyección de excedentes).	80
5.4.	Parque El Tunal - 5kWp (Autoconsumo).	80

Lista de tablas

3.1.	porcentaje de ausencia de datos (irradiancia).	23
3.2.	porcentaje de ausencia de datos (velocidad de viento).	24
3.3.	Irradiación promedio periodo de estudio [$kWh/m^2 * dia$].	27
3.4.	Irradiación promedio mensual por localidad [$kWh/m^2 * dia$].	28
3.5.	Velocidad promedio del viento por localidad [m/s].	30
3.6.	Velocidad promedio del viento mensual por localidad [m/s].	30
3.7.	Diagrama de nodos 1 - San Cristóbal.	47
3.8.	Diagrama de nodos 2 - San Cristóbal.	48
3.9.	Diagrama de nodos 3 - San Cristóbal.	48
3.10.	Diagrama de nodos 1 - Kennedy.	49
3.11.	Diagrama de nodos 2 - Kennedy.	50
3.12.	Diagrama de nodos 3 - Kennedy.	50
4.1.	Producción energética PRD	58
4.2.	Consumo energético PRD	58
4.3.	Producción energética P. Cayetano Cañizares	61
4.4.	Consumo energético P. Cayetano Cañizares	61
4.5.	Producción energética P. Tunal	64
4.6.	Consumo energético P. Tunal	64
4.7.	Producción energética P. Deportivo Primera de Mayo	66
4.8.	Consumo energético P. Deportivo Primera de Mayo	66
4.9.	Producción energética Parque M. Guaymaral	69
4.10.	Consumo energético Parque M. Guaymaral	69
5.1.	Coefficiente de correlación entre precipitación - irradiación	72
5.2.	Coefficiente de correlación V.V - irradiación	73
5.3.	Variaciones en magnitud Campo solar Parque El Tunal	78
5.4.	Variación producción, consumo y TIR, Parque El Tunal.	79

Lista de abreviaturas

Entidades

IDRD	Instituto Distrital de Recreación y Deporte.
SDA	Secretaría Distrital de Ambiente.
RM CAB	Red de Monitoreo de Calidad del Aire de Bogotá.
UAESP	Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos.
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas.
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística.
IRENA	International Renewable Energy Agency.

Leyes, Decretos y Resoluciones

CREG 030-2018	Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.
LEY 1715-2014	Por Medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional.
POT 088-2017	Plan de ordenamiento Territorial. Decreto 190 de 2004. Plan de ordenamiento Zonal Norte. “Ciudad Lagos de Torca” .
RETILAP	Reglamento Técnico de iluminación y alumbrado público. Resolución No. 180540 del 30 de marzo de 2010.
RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas. Resolución No. 90708 del 30 de agosto de 2013.

Software

H.O.M.E.R	Hybrid Optimization Model for Multiple Energy Resources.
RETScreen	Software de Gestión de energías limpias.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Planteamiento del problema

Los parques metropolitanos son zonas extensas, en las cuales no se puede llevar a cabo un desarrollo completo del 100 % su área funcional, bien sea porque los proyectos se desarrollan por etapas al estar ligados a alcances presupuestales que dependerán de los recursos asignados al Instituto Distrital de Recreación y Deporte (**IDRD**) por parte del distrito y aprobados por el Consejo de Bogotá, o bien por las limitaciones de los índices de ocupación establecidos en el artículo 253 del plan de ordenamiento territorial **POT** [1] (vigente a la realización de este trabajo) donde se establece que:

Índices de Ocupación.

En los parques de escala regional, metropolitana y zonal se podrá destinar el total de su área a la creación de valores paisajísticos y contemplativos, en concordancia con los respectivos planes directores. Para los parques de escala metropolitana, cuando el plan director fije otras actividades o elementos constitutivos diferentes a los anteriores, los índices de ocupación deberán ser los siguientes:

1. Las edificaciones requeridas para el desarrollo de las actividades del parque no podrán ocupar más del cinco por ciento (5 %) del área total del predio.
 2. Hasta el 25 % del área total del parque, se podrá adecuar para zonas duras, tales como andenes, circulaciones interiores, canchas deportivas, plazas y plazoletas.
 3. El área restante se destinará a espacios con tratamiento paisajístico, zonas de jardines y zonas empradizadas.
- **Parágrafo 2.** Para los parques de escala regional, metropolitana y zonal, el índice de ocupación dependerá del respectivo Plan Director.

Lo que expresa el artículo 253 del **POT** es que, en parques zonales y metropolitanos, la distribución característica de áreas se realiza por medio de una distribución de 70 % para áreas verdes y 30 % para áreas duras, incluyendo edificaciones que no deben exceder el 5 % del total. De no ser posible esta distribución espacial, también existe la posibilidad de modificar estos porcentajes, si así se quisiera, mediante el plan director del parque. Esto conlleva a que se tenga una disponibilidad de área inmensa en estos espacios públicos, para distintos usos. Por lo general, espacios tan grandes presentan en pequeños porcentajes, áreas subutilizadas. Estas son generadas por la propia magnitud del espacio, pues al ser tan amplio, determinados sectores no funcionan para tratamientos paisajísticos, zonas de jardines, zonas duras, construcciones o valores agregados que el parque pueda ofrecer a los usuarios, simplemente son áreas que están allí sin cumplir otra función más que sumar al área distributiva del parque, en busca de dar cumplimiento a un decreto y que podrían estar siendo útiles en cumplimiento de otra función, como puede ser aportar al propio desarrollo energético sostenible del parque. Esto se puede entender, como un desaprovechamiento de posible potencial de generación eléctrica que podría ser albergado en estas zonas, pues si se analiza detenidamente, es un área en la que existe un recurso energético solar (en las horas de brillo solar) y por la que también circulan corrientes de aire que representan un potencial energético eólico, recursos que están siendo desaprovechados.



Figura 1.1: Zona de captación solar.

Tomada de:

<https://www.smart-energy.com>



Figura 1.2: Zona de captación híbrida.

Tomada de:

<http://www.cntimar.com>

Plantear la inclusión de sistemas para aprovechamiento de energía solar y eólica (**Figuras 1.1 y 1.2**) en esta zonas, no pretende bajo ninguna circunstancia, atentar contra la disponibi-

lidad de las zonas verdes, ni generar un impacto visual negativo en la estructura paisajística y ecológica de los parques, lo que busca inicialmente es analizar los alcances de producción de energía eléctrica, como resultado de implementar una zona de captación y aprovechamiento de energía de carácter renovable dentro de un parque. Esto simplemente implicaría la transformación y un cambio de función y uso del suelo dentro de un pequeño porcentaje de las áreas que no se aprovechan o que se consideren como subutilizadas al interior de un parque de gran magnitud espacial. Teniendo claro esto se puede afirmar que, lo que se pretende estudiar, basado en la premisa de disponibilidad de recurso solar y eólico en estas áreas, es lo siguiente: ¿Qué tan factible es para el desarrollo energético sostenible de Bogotá, implementar el uso de energías renovables, en los espacios recreativos administrados de escala metropolitana?

1.2. Estado del arte

Actualmente a nivel mundial, se han desarrollado diferentes proyectos en los que se están implementando sistemas fotovoltaicos y eólicos en espacios públicos, con el objetivo principal de brindar iluminación en horas de la noche. La iniciativa en su mayoría viene por parte de fabricantes de iluminación quienes, a través de adaptaciones en pruebas piloto, han venido demostrado el funcionamiento, la eficiencia y calidad de sus equipos gracias al aprovechamiento de energía solar y eólica.

Estados Unidos es uno de los países donde se ha entendido el potencial de capacitación de energía que poseen los espacios públicos, tanto así que en 2012 surgió el proyecto a largo plazo denominado Solar Roadways [2], que tiene como propósito principal generar energía limpia y renovable en carreteras y cualquier otra superficie sobre la que se pueda caminar o conducir, incluyendo áreas como: estacionamientos, andenes, plazas, ciclovías, parques infantiles, senderos entre otros (**Figura. 1.3**). En 2016, se celebró la primera prueba piloto de instalación pública de paneles en Idaho (EEUU), sin embargo tras años de desarrollo, a la semana de haberse inaugurado, 25 de los 30 paneles instalados ya estaban rotos, además de que el sistema eléctrico presentó todo tipo de fallos, lo cual hizo que hoy día el proyecto esté fuera de servicio. Pero la idea como tal no se ha olvidado y a partir de las lecciones aprendidas del proyecto, se continua en el desarrollo de nuevas ideas y prototipos de paneles financiados en distintas fases, por el departamento de transporte de los Estados Unidos [3].

Por otra parte en España, país reconocido por ser pionero en desarrollo de aerogeneradores, se han realizado adaptaciones de sistemas de *“alumbrado público que funcionan al 100 % con energía eólica y solar”* [4]. El diseño de este sistema híbrido ha sido concebido para iluminar vías interurbanas, autopistas, parques urbanos y otros entornos públicos, sin necesidad de conectarse a la red de distribución local. Detrás de este proyecto han estado trabajando

el departamento de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Superior de Ingeniería Industrial de Barcelona (EUETIB) y de la Universidad Politécnica de Catalunya (UPC), en colaboración con empresas relacionadas al sector del desarrollo sostenible. Uno de los principales logros de este sistema para alumbrado público, es haber conseguido que el generador incorporado en la parte superior de la estructura, “*genere electricidad con vientos menores a 1,7 m/s*” [4]. Al ser capaz de funcionar a tan baja intensidad, se garantiza que la luminaria adosada al poste (**Figura. 1.4**), que también está equipado con un panel solar y una batería, pueda alcanzar una autonomía de varias noches. Las primeras adaptaciones de este sistema fueron realizadas en algunas calles de Barcelona y de Girona.



Figura 1.3: Solar Roadways.

Tomada de:

<https://www.livemint.com>



Figura 1.4: Alumbrado público Híbrido.

Tomada de:

<https://www.nationalgeographic.com.es>

En Barcelona, también existe un proyecto pionero en la implementación de sistemas de energías renovables en áreas públicas, es un proyecto que se basa en la instalación de paneles solares en los techos o pérgolas de edificaciones públicas (**Figura. 1.5** y **1.6**). Este, es catalogado “*como una de las acciones que forman parte de un plan energético que pretende conducir a la ciudad, hacia un modelo energético basado en el uso racional de la energía y la generación renovable*” [5]. El proyecto se desarrolló paralelamente con la idea de poner en marcha una comercializadora de energía eléctrica pública en 2018. Una de las premisas de este desarrollo, “*es doblar la capacidad productora a base de energía renovable en la ciudad*” [5] y para ello se encontró como solución, usar el espacio público y áreas disponibles en los techos de edificios municipales. En la ciudad se pueden encontrar por lo menos 12 pérgolas generadoras de energía, algunas de ellas se construyeron desde cero con la idea de generar energía y otras que eran existentes, se reconvirtieron con el mismo objetivo. La energía eléctrica que generan, se inyecta primeramente a la red eléctrica de la compañía distribuidora, pero también están en capacidad de alimentar otros consumos, como el alumbrado público del entorno. “*Las pérgolas generadoras de energía pueden llegar a abastecer unos 500 hogares y se espera que, en los años venideros se construyan más pérgolas* ” [5]. Para el año 2017

Barcelona ya disponía de 60 edificios y equipamientos municipales, con un total $1000kWp$ de capacidad instalada para energía solar fotovoltaica [5].



Figura 1.5: Edificio público en Barcelona.

Tomada de:
<https://www.lavanguardia.com>



Figura 1.6: Sede Dte Horta Guinardó.

Tomada de:
<https://www.lavanguardia.com>

En la ciudad de Bogotá, es muy baja la implementación en espacios públicos de proyectos a base de energías renovables, salvo instalaciones de “Luminarias Solares” en algunos conjuntos residenciales que se clasifican como espacios privados. Existe registro de dos pruebas de adaptación de sistemas funcionales con aprovechamiento de fuentes no convencionales de energía, que fueron llevadas a cabo en el año 2017 por parte la multinacional UNILEVER en conjunto con la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos **UAESP** y el **IDRD**. Una de las adaptaciones fue realizada en el Parque Nacional “Enrique Olaya Herrera” (**Figura. 1.7**) y la otra ubicada en un parque vecinal llamado 4 caminos, en la localidad de Usme [6] al sur de la ciudad (**Figura. 1.8**). La adaptación realizada, constaba de 5 postes en cada parque equipados cada uno con su respectivo panel solar y gabinete que, contenía las baterías para el almacenamiento de la energía captada durante el día.



Figura 1.7: Parque Nacional.

Elaboración propia



Figura 1.8: Parque 4 Caminos Usme.

Elaboración propia

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general.

Estudiar la factibilidad del uso de sistemas fotovoltaicos y eólicos en espacios públicos recreativos administrados de escala metropolitana, ubicados en las localidades de: Barrios unidos, Kennedy, Tunjuelito, San Cristóbal y Suba, con base a los datos de irradiancia solar y velocidad del viento medido en las estaciones de la Red de Monitoreo de Calidad del Aire de Bogotá (**RM CAB**) pertenecientes a la Secretaria Distrital de Ambiente (**SDA**).

1.3.2. Objetivos específicos

1. Caracterizar cinco áreas de influencia en Bogotá, según disponibilidad del recurso solar y eólico medido en las estaciones de la Red de la Red de Monitoreo de Calidad del Aire de Bogotá (**RM CAB**) pertenecientes a la Secretaria Distrital de Ambiente (**SDA**).
2. Identificar los dispositivos fotovoltaicos y eólicos adecuados, para su integración dentro de un parque metropolitano administrado, ubicado en las cinco áreas caracterizadas.
3. Estimar el potencial de generación de energía eléctrica promedio y su factibilidad, en función de la disponibilidad de área para el uso de sistemas fotovoltaicos y eólicos, dentro de un parque metropolitano administrado ubicado en las cinco áreas caracterizadas.
4. Analizar la factibilidad económica, en función de la disponibilidad de área para el uso de sistemas fotovoltaicos y eólicos, dentro de un parque metropolitano administrado, ubicado en las cinco áreas caracterizadas.

1.4. Organización del documento

El lector de este documento encontrara en el capítulo 2, el marco teórico del trabajo donde se presentan los conceptos básicos necesarios acerca de energía solar y eólica, módulos fotovoltaicos, aerogeneradores y análisis financiero, que permitirán sentar las bases de entendimiento propuesto en el desarrollo metodológico realizado en los siguientes capítulos.

El capítulo 3 “caracterización de variables” presenta al lector en la sección 3.1, el desarrollo metodológico por medio de un diagrama de flujo en el que se establece el procedimiento a seguir, para determinar la viabilidad o no del uso de sistemas de energías renovables en parques metropolitanos.

En la sección 3.2, se presenta una breve explicación acerca del lugar de donde se adquieren los datos de recurso solar y eólico para la ciudad de Bogotá. Seguidamente en la subsección 3.2.1 se habla de la recopilación y clasificación de datos necesarios de recurso solar y eólico, lo que permitirá luego, establecer un análisis de una muestra de datos en la que se explicara la elección de un periodo de estudio que va desde **1 de agosto de 2016 hasta el 31 de julio de 2018**, esto de acuerdo a una ausencia de mediciones en los datos adquiridos y porque permitirá simplificar el análisis, facilitando así, el tratamiento de datos. De acuerdo a la clasificación de datos realizada, se establecerán cinco zonas de estudio que quedarán declaradas en la subsección 3.2.2. Para estas zonas establecidas, en la subsección 3.2.3, se definirán valores estadísticos de los recursos disponibles. En la subsección 3.2.4 se encuentran los perfiles de irradiancia solar y velocidad del viento, además se podrá visualizar la variabilidad de recurso por cada día de la semana, de acuerdo a los resultados obtenidos para las zonas de estudio. En la subsección 3.2.5 se presenta la caracterización de las zonas de estudio dentro de la ciudad de Bogotá, de acuerdo a los niveles de recurso solar y eólico estimados.

Pasando a la sección 3.3, el documento presenta las ubicaciones y el proceso de medición realizado en búsqueda de establecer los perfiles de carga eléctrica en parques públicos de escala metropolitana, esto a través de las subsecciones 3.3.1 y 3.3.2. En la subsección 3.3.3, se podrán visualizar los gráficos de perfiles de demanda de energía eléctrica de los parques seleccionados. En la sección 3.4, el lector encontrara un diagrama de nodos desarrollado para establecer comparaciones entre diferentes dispositivos de energías renovables que se realizan por medio de simulaciones en el programa H.O.M.E.R, donde los resultados para distintas combinaciones de equipos tanto de aprovechamiento de energía solar como de energía eólica, permitirá dilucidar cual o cuales son favorables para una posible implementación en parques metropolitanos. En la subsección 3.4.1 se presentan tres tipos de paneles solares de silicio cristalino a utilizar en las simulaciones, estos por ser los de mejor proyección de implementación a nivel mundial. En la subsección 3.4.2 se presentan tres turbinas eólicas de

eje vertical que serán utilizadas en las simulaciones. Se eligen este tipo de turbias porque son aerogeneradores en los que se evita la necesidad de orientar el rotor de la turbina conforme a la dirección del viento. Por último, en la subsección 3.4.3 se realiza un análisis de acuerdo a los resultados de las simulaciones donde se presentan los criterios de selección de dispositivos para implementar en parque metropolitanos.

Pasando al capítulo 4 “Casos de Estudio”, al inicio se presenta al lector, los diagramas de nodos desarrollados para estudiar la integración de energías renovables en parques de escala metropolitana, estos serán los encargados de vincular todas las variables estudiadas y recopiladas a lo largo del capítulo 3, permitiendo así, presentar la arquitectura de sistema óptima para aprovechamiento de los recursos mediante el uso del programa H.O.M.E.R. En la sección 4.1 se presenta el estudio de factibilidad para los parques seleccionados y los resultados de las simulaciones de los diagramas de nodos propuestos. El análisis de factibilidad para cada parque presenta al inicio, el resultado de las arquitecturas resultantes de las simulaciones realizadas en **H.O.M.E.R.**, luego la potencia promedio mensual lograda por el sistema seleccionado, la cantidad de energía eléctrica anual producida y la cantidad energía eléctrica asociada a autoconsumo. Seguidamente, asociada a los parámetros técnicos obtenidos para cada parque, se presenta el análisis de factibilidad financiera que se realiza en el software **RETscreen**. En ella se exponen las variables y consideraciones a tener en cuenta para determinar la viabilidad de implementación de proyectos de energías renovables en parques metropolitanos y si es o no rentables. Las consideraciones se realizan con base a los flujos de caja acumulados en 25 años, el porcentaje de la Tasa Interna de Retorno TIR y el periodo de retorno de capital dentro de los años de vida útil del proyecto.

En el capítulo 5, se presenta el análisis de resultados en cuatro secciones; en la sección 5.1 para la disponibilidad de recurso solar - eólico y la caracterización de las zonas de estudio. En la sección 5.2 para los perfiles de carga medidos en parques. En la sección 5.3 sobre los dispositivos seleccionados para adaptación en parques metropolitanos y por último en la sección 5.4 acerca del análisis de factibilidad técnica y financiera desarrollada para los parques estudiados.

En el capítulo 6, el lector podrá encontrar las conclusiones generales del trabajo, los aportes y trabajos futuros propuestos que se desprenden del trabajo realizado. Cerrando el trabajo se encuentra los anexos, donde se podrá encontrar las fichas técnicas de los equipos analizados y actas de reunión sobre la socialización del trabajo e información requerida para su desarrollo.

Capítulo 2

Marco teórico

En este capítulo se presentarán los conceptos básicos y necesarios que permitirán al lector, comprender el desarrollo del trabajo, las ideas, procedimientos y mecanismo utilizados al realizar un estudio de factibilidad para el uso de sistemas fotovoltaicos y eólicos en espacios públicos de escala metropolitana, ubicados en determinadas localidades de la ciudad de Bogotá.

2.1. Sistema Distrital de parques

Según el decreto distrital 190 de 2004 conocido como el Plan de Ordenamiento Territorial **P.O.T** [1] para la ciudad de Bogotá (vigente a la fecha de realización del presente trabajo), en los artículos 242, 243 y 277 se establece respectivamente la definición, clasificación y manejo de los parques en la ciudad de Bogotá, dicho artículos enuncian que:

- **Artículo 242.** Definición

- “Los Parques Distritales corresponden a aquellos espacios verdes de uso colectivo que actúan como reguladores del equilibrio ambiental, son elementos representativos del patrimonio natural y garantizan el espacio libre destinado a la recreación, contemplación y ocio para todos los habitantes de la ciudad. Se organizan jerárquicamente y en forma de red para garantizar el cubrimiento de toda la ciudad, e involucran funcionalmente los principales elementos de la estructura ecológica principal para mejorar las condiciones ambientales en todo el territorio urbano”.

- **Artículo 243.** Clasificación de los Parques en Bogotá.

1. **Parques de escala regional.** Son espacios naturales de gran dimensión y altos valores ambientales, de propiedad del Distrito Capital, ubicados total o parcialmente fuera de su perímetro.

2. **Parques de escala metropolitana.** Son áreas libres que cubren una superficie superior a 10 hectáreas, destinadas al desarrollo de usos recreativos activos y/o pasivos y a la generación de valores paisajísticos y ambientales, cuya área de influencia abarca todo el territorio de la ciudad.
 3. **Parques de escala zonal.** Son áreas libres, con una dimensión entre 1 a 10 hectáreas, destinadas a la satisfacción de necesidades de recreación activa de un grupo de barrios, que pueden albergar equipamiento especializado, como polideportivos, piscinas, canchas, pistas de patinaje, entre otros.
 4. **Parques de escala vecinal.** Son áreas libres, destinadas a la recreación, la reunión y la integración de la comunidad, que cubren las necesidades de los barrios. Se les denomina genéricamente parques, zonas verdes o cesiones para parques; anteriormente se les denominaba cesiones tipo A.
 5. **Parques de bolsillo.** Son áreas libres con una modalidad de parque de escala vecinal, que tienen un área inferior a 1.000 m², destinada fundamentalmente a la recreación de niños y personas de la tercera edad.
- **Artículo 277.** Mantenimiento, dotación, administración y preservación del espacio público.
 - “El Instituto Distrital para la Recreación y el Deporte (IDRD) elaborará un programa de mantenimiento, dotación, administración y preservación de estos parques, con el fin de garantizar la construcción, permanencia y mantenimiento de sus componentes”.

2.2. Energía Solar

EL Sol es una estrella que está formada, *“en términos del número de átomos, por 91,0 % de hidrógeno y 8,9 % de helio, en términos de masa, se compone de aproximadamente 70,6 % de hidrógeno y 27,4 % de helio”* [7]. Las elevadas presiones y temperaturas *que alcanzan hasta los quince millones de grados centígrados, producen de forma espontánea e ininterrumpida un proceso de fusión nuclear, siendo éste el origen de la energía solar* [8]. No toda la energía que emite el Sol llega a la tierra, ya que el planeta se encuentra aproximadamente a 150 millones de km de distancia. Por ello, la potencia que es captada por la Tierra equivale a unos 173.000[TW], que es una fracción muy pequeña de los $3,7 \times 10^{14}$ [TW] que emite el Sol [8].

La energía emitida por el sol viaja a través espacio en forma de radiación electromagnética con una velocidad de propagación de 300.000[km/s]. Esta radiación solar posee una distri-

bución en su espectro denominado, espectro solar, el cual está formado por tres bandas de longitudes de onda, comprendidas entre los siguientes valores:

- Ultravioleta (UV): $\lambda < 0,35\mu m$
- Visible: $0,35 < \lambda < 0,75\mu m$
- Infrarrojo (IR): $\lambda > 0,75\mu m$

Cada longitud de onda transporta cierta cantidad de energía, dentro de la zona visible del espectro solar. En conjunto, la radiación visible transporta el 47% de la energía solar, la radiación IR el 46%, mientras que la radiación UV transporta el 7% restante [8]. Al llegar a la tierra, la radiación solar debe atravesar la atmósfera terrestre, donde pierde intensidad y a la vez se modifica su distribución espectral debido a los elementos que la componen **Figura. 2.1**, esto hace que la radiación que recibe la superficie de la tierra proveniente del sol se divida en:

- Radiación solar directa: es la que atraviesa la atmósfera sin sufrir cambio alguno.
- Radiación solar difusa: debida a la dispersión por parte de los elementos que componen la atmósfera.
- Radiación solar reflejada: como su nombre lo indica, es la radiación reflejada por la superficie terrestre que, dependerá en gran medida del coeficiente de reflexión de la superficie.

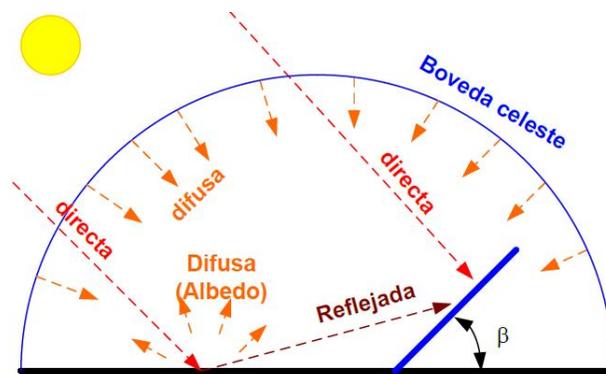


Figura 2.1: Incidencia de la radiación solar

Tomada de:

<https://www.cursofotovoltaica.com/>

Respecto a la incidencia de la radiación solar en la tierra, es importante tener claro como cuantificar dicha energía; en la que se define a la **Irradiancia**, como la densidad de potencia

de radiación solar que incide sobre una determinada superficie, generalmente expresada en $[W/m^2]$. En la capa más externa de la atmósfera terrestre la irradiancia alcanza valores de $1,353[kW/m^2]$. Por otro lado, se define como **Irradiación**, a la radiación solar incidente por unidad de área de una superficie, durante un intervalo de tiempo dado, que normalmente se expresa en unidad de hora $[kWh/m^2]$ o en día $[kWh/m^2/d]$.

2.3. Energía Eólica

La energía eólica, es básicamente *la energía cinética de una masa de aire en movimiento* [9]. Su origen está basado en la existencia sobre la Tierra de masas de aire a diferentes temperaturas y el movimiento de rotación del propio planeta. Dichas masas de aire son originadas de acuerdo a diferentes intensidades de radiación solar, a nivel global o local, las cuales producen corrientes ascendentes y descendentes, que forman anillos de circulación del aire por toda la superficie terrestre. *“La energía eólica es, por consiguiente, un pequeño porcentaje de la energía solar incidente sobre el planeta”* [9]. Se ha calculado que aproximadamente el 2% de la energía solar que llega a la Tierra se convierte en energía eólica y que un 35% de ésta se disipa en la zona inferior de la atmósfera [8].

Considerando el movimiento de traslación de la Tierra y la presencia de masas continentales y oceánicas de diferente capacidad calorífica, se obtiene la circulación del aire a escala planetaria. En el hemisferio norte, el movimiento del aire en las capas altas de la atmósfera tiende a desviarse hacia el Este, por efecto de la fuerza de Coriolis [10], y en las capas bajas tiende a desviarse hacia el Oeste. En el hemisferio Sur ocurre lo contrario y de esta forma, el ciclo de las masas de aire en el planeta se subdivide como se puede observar en la **Figura. 2.2.**

Las mediciones de energía eólica (velocidad y dirección de viento) son de gran importancia a la hora del diseño o adaptación de un dispositivo que sea capaz de aprovechar la energía que contiene el viento. A escala local es de vital importancia tener en cuenta los efectos producidos por el mar, las montañas y en general los que se derivan de la orografía del terreno, ya que estos pueden perturbar el movimiento de las masas de aire en las capas bajas de la atmósfera, originando fenómenos de circulación de aire a pequeña escala. Esto conlleva a que se pueda considerar que, a nivel general las variables a tener en cuenta respecto al régimen de vientos en una ubicación determinada son las siguientes:

- Situación geográfica.
- Características climáticas locales.
- Estructura topográfica de la zona.

- Irregularidades del terreno.
- Altura sobre el nivel del suelo.

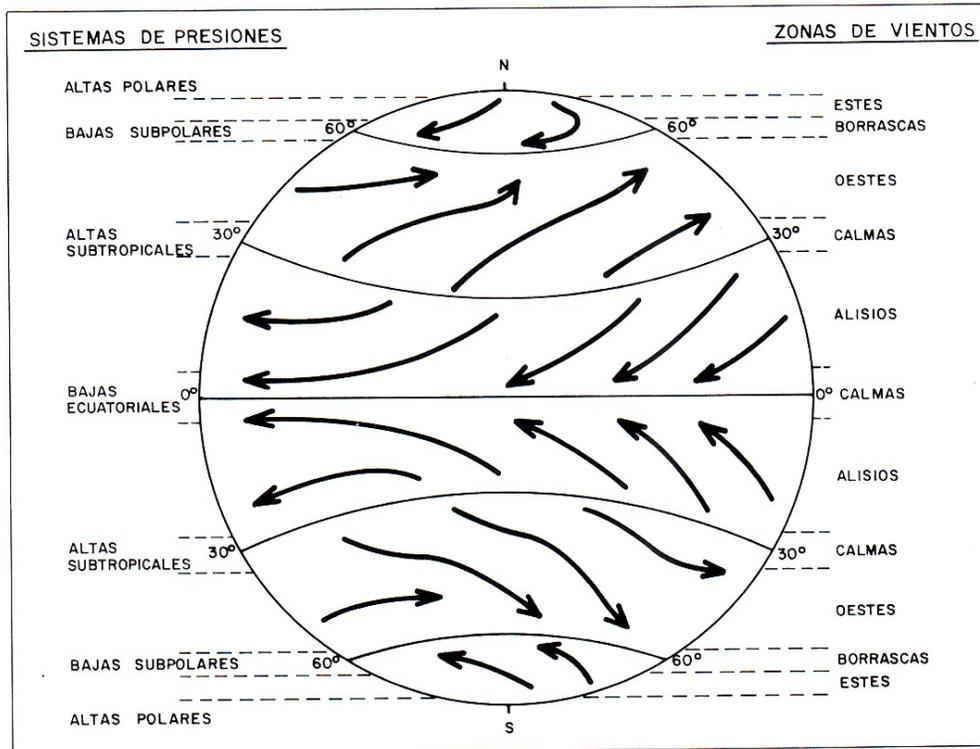


Figura 2.2: Circulación de las masas de aire en planeta Tierra

Tomada de:

<http://ojaizmet.blogspot.co>

2.4. Módulos Fotovoltaicos

El aprovechamiento de la energía solar, se basa en la utilización de células solares o fotovoltaicas, fabricadas con materiales semiconductores cristalinos que, “*por efecto fotovoltaico, generan corriente eléctrica cuando sobre los mismos incide radiación solar*” [9]. El silicio, uno de los elementos más abundantes de la Tierra, es la base de la mayoría de los materiales utilizados en el mundo para la construcción de células solares fotovoltaicas, que en función del ordenamiento de las estructuras de los átomos en la célula, puede presentarse como silicio amorfo, policristalino o monocristalino. La corriente eléctrica generada a partir de la energía solar fotovoltaica tiene actualmente distintas aplicaciones entre ellas:

- Proporcionar energía eléctrica a zonas aisladas con deficiencias o sin abastecimiento de energía eléctrica.
- Inyección de energía eléctrica en las redes eléctricas.
- Aplicaciones específicas, como suministro de energía desde satélites hasta la alimentación de dispositivos como relojes, radios o calculadoras de bolsillo.

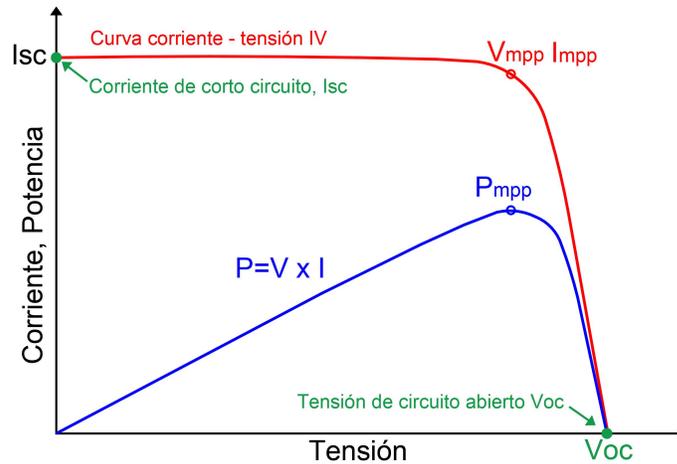


Figura 2.3: curva I-V, P-V de una célula solar fotovoltaica

Generalmente, un módulo fotovoltaico está constituido por células fotovoltaicas conectadas en serie, aunque dependiendo de la aplicación y potencia que se quiera, pueden existir otras combinaciones. Las tensiones de trabajo están ligadas al número de células del panel, donde se pueden encontrar valores típicos de 6, 12, 24, 36 y 48 voltios. La potencia de los módulos fotovoltaicos se mide en vatios pico, y se representa mediante $[Wp]$, donde el término “pico” hace referencia a las condiciones de operación cuando el producto de la tensión y la corriente permiten al panel funcionar a potencia máxima, pues los módulos fotovoltaicos proporcionarán más o menos electricidad en función de la mayor o menor cantidad de radiación solar que incida sobre su superficie, por lo que aparecen las llamadas curvas I-V (curva intensidad-tensión) y P-V (curva potencia-tensión) **Figura. 2.3**. Dichas curvas permiten conocer específicamente los valores de tensión y corriente del dispositivo en determinadas condiciones de operación, ya que como se mencionaba previamente, los niveles de irradiancia del panel siempre serán variables, haciendo que dichos parámetros cambien en el tiempo. Es de suma importancia conocer estas variaciones, puesto que ello permite determinar el punto al cual el panel encuentra su máxima salida de potencia. Las curvas generalmente se encuentran en los catálogos de los equipos y se presentan para diferentes condiciones de trabajo entre las que tenemos:

- **Condiciones estándar de medición (STC).** Corresponden a una intensidad de luz con irradiancia de $1000 [W/m^2]$, una distribución espectral (Masa de Aire) $[AM]$ equivalente a 1,5 y una temperatura de célula de $25\text{ }^\circ\text{C}$. Aquí se miden la potencia máxima (P_{\max}) que puede suministrar el panel, la intensidad de cortocircuito (I_{sc}) y la tensión de circuito abierto (V_{oc}).
- **Condiciones TONC (temperatura de operación nominal de la célula).** Corresponden a una intensidad de luz con irradiancia de $800 [W/m^2]$, una velocidad de $1 [m/s]$ del viento sobre el módulo, una distribución espectral $[AM]$ de 1,5 y una temperatura ambiente de $20\text{ }^\circ\text{C}$. El valor TONC de muchos módulos del mercado se encuentra entre $40\text{ }^\circ\text{C}$ y $46\text{ }^\circ\text{C}$.

2.5. Aerogeneradores

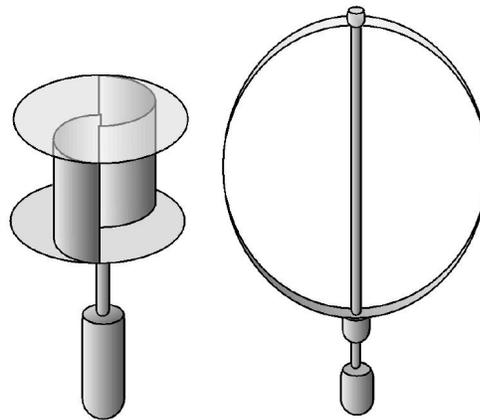


Figura 2.4: VAWT Savonius - Darrieus.

Tomada de:
<https://store.sinetech.co.za>

Los aerogeneradores son “*sistemas de captación y aprovechamiento de energía eólica, encargados de transformar la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación*” [9]. Están compuestos por el rotor, el cual se integra las palas y el buje. En función de la posición del eje de giro del rotor los aerogeneradores se clasifican en dos tipos: eje horizontal y de eje vertical. Los aerogeneradores de eje horizontal son los tipos de sistemas de captación eólica más desarrollados y utilizados en la producción energética por este medio, empleándose desde capacidades del orden de vatios $[W]$ a grandes aerogeneradores de potencia de varios megavatios $[MW]$ utilizados en parques eólicos de gran capacidad. Por otro lado, los aerogeneradores de eje vertical han recobrado mayor importancia de acuerdo a la necesidad

de incluir este dispositivo, en zonas aisladas con ausencia de red eléctrica y generación de electricidad para autoconsumo o almacenamiento de los usuarios en zonas urbanas. Los aerogeneradores de eje vertical, también conocidos como VAWT por sus siglas en inglés (Vertical Axis Wind Turbines) tienen la capacidad de aprovechar el viento en cualquier dirección [11], además pueden ubicarse cerca del suelo a alturas que permiten su fácil acceso y mantenimiento. Existen diferentes tipos de aerogeneradores de eje vertical entre ellos los más conocidos son: Savonius y Darreius (**Figura. 2.4**). Aunque los aerogeneradores de eje horizontal tienen mayor eficiencia transformando la energía del viento en electricidad, los aerogeneradores de eje vertical de menor escala, tienen la capacidad de instalarse en ambientes urbanos donde puede considerarse adecuados, debido a sus bajas velocidades de arranque y emisión de poco ruido.

De acuerdo a la aplicación que involucre la utilización de aerogeneradores, es importante establecer criterios de selección previos, que permitan la elección de un determinado tipo de máquina eólica, pues un punto clave a tener en cuenta, son los costos asociados a la implementación del dispositivo y la cantidad de recurso eólico disponible. En general para pequeñas potencias ($< 5\text{kW}$), el número de emplazamientos (lugares) disponibles puede ser numeroso, por lo que es importante también, analizar la proximidad del dispositivo a los usuarios. De acuerdo a lo anterior se puede resumir, que los puntos claves a la hora de implementar aerogeneradores son:

- Disponibilidad de recurso eólico.
- El lugar (emplazamiento) y condiciones orográficas del terreno.
- El tamaño, tipo y características del aerogenerador a utilizar.
- Los costos y ahorros asociados a la inversión.

2.6. Evaluación Financiera

La evaluación económica, es la parte final del análisis de factibilidad de un proyecto. “*Se ha determinado que el dinero disminuye su valor real con el paso del tiempo, a una tasa cercana al nivel de inflación existente en el mercado*” [12], esto implica que los métodos de análisis que se empleen en un análisis de factibilidad, deben tener en cuenta el cambio de valor del dinero a través del tiempo. Por eso es importante considerar los siguientes conceptos:

- **Tasa de Inflación:** “*Es el valor porcentual que representa el crecimiento generalizado y continuo de los precios de los bienes y servicios de una economía*” [13], generalmente es evaluada para un periodo de tiempo de un año.

- **Valor Presente Neto (VPN):** *“Es el valor monetario que resulta de restar la suma de los flujos descontados a una inversión inicial”* [12]. Sumar los flujos descontados en el presente y restar la inversión inicial equivale a comparar todas las ganancias esperadas contra todos los desembolsos necesarios para producir dichas ganancias, esto en términos de su valor al momento inicial o tiempo cero.
- **Tasa Interna de Retorno (TIR):** Es la tasa de descuento a la cual el VPN es igual a cero. Es decir, *“la tasa que iguala la suma de los flujos descontados a la inversión inicial y refleja el rendimiento de los fondos invertidos”* [12].
- **Periodo de recuperación de la inversión:** *“Consiste en determinar el número de periodos, generalmente en años, requeridos para recuperar la inversión inicial emitida, por medio de los flujos de efectivos futuros que generará el proyecto”* [12]. Es un indicador que evalúa el tiempo en el que las inversiones realizadas son recuperadas y toma en cuenta los flujos de fondos como la utilidad neta y la depreciación de cada año hasta igualar la cantidad de la inversión.
- **Tasa activa o de Colocación:** Son aquellas *“tasas que aplican para los diferentes tipos de créditos y productos, que otorgan las diferentes entidades financieras a sus clientes”* [14].

Capítulo 3

Caracterización de variables

Estudiar la factibilidad del uso de sistemas fotovoltaicos y eólicos en parques de escala metropolitana, consta de cinco etapas: 1) adquisición y caracterización de datos de recurso energético, 2) perfiles de demanda, 3) estudio de dispositivos, 4) casos de estudio y 5) evaluación de la información obtenida. Este capítulo presenta el análisis las tres primeras, que constituyen la base para los casos de estudio que se presentarán en el capítulo 4.

3.1. Metodología

La metodología que permitirán establecer la viabilidad o no del uso de sistemas de energías renovables en parques metropolitanos, se presenta en el diagrama de flujo general de la **Figura 3.1**, este resume el procedimiento a seguir, el cual se explicará con mayor detalle a continuación.

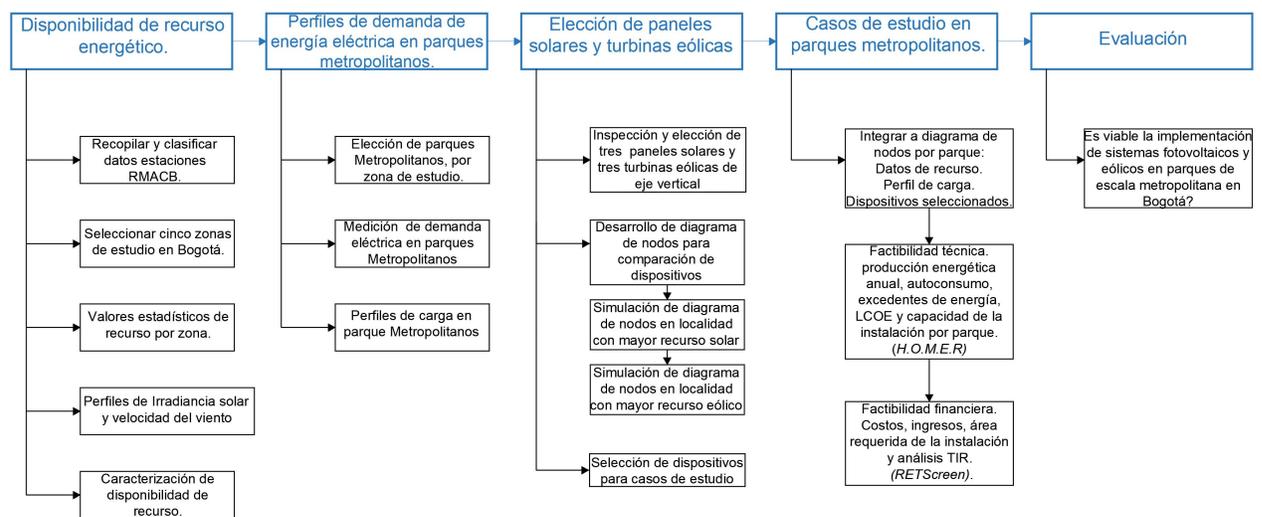


Figura 3.1: Diagrama de flujo de la metodología a desarrollar

Inicialmente se adquieren los datos de variables meteorológicas, velocidad de viento y radiación solar, medidas en las estaciones de la Red de Monitoreo de Calidad del Aire de Bogotá (**RM CAB**), pertenecientes a la Secretaria Distrital de Ambiente de Bogotá (**SDA**) [15]. Para los datos de recurso diario obtenidos, se establecerán estadísticos como: valor máximo, valor promedio y valor mínimo. Con base a los estadísticos obtenidos, se realizará una clasificación en cinco zonas de acuerdo a la disponibilidad de recurso eólico y solar. Se caracterizarán cinco zonas, debido a que de 13 estaciones fijas y una móvil que posee la **RM CAB**, solo cinco tienen capacidad de medir velocidad del viento y radiación solar en conjunto. La estación móvil no se tendrá en cuenta, ya que los datos que se requieren para este análisis, deben ser registrados en periodos de tiempo largos y la estación móvil se encuentra diariamente desplazándose y tomando medidas en distintos puntos de Bogotá.

Una vez fijada la disponibilidad de recurso dentro de las cinco zonas seleccionadas, se ubicarán al interior de estas zonas, parques de escala metropolitana en los que sea posible determinar la forma y cantidad de energía eléctrica requerida por estos espacios públicos de gran magnitud. Por tal motivo, se determinará el perfil de carga eléctrica asociado a estas áreas, mediante la instalación de un analizador de redes, dispositivo que permite registrar la potencia demandada para un periodo de tiempo específico que, en este caso, será de dos semanas con intervalos de registro entre medidas de 5 minutos.

Cuantificados los parámetros anteriores, se seleccionará la zona con mayor recurso solar y mayor recurso eólico, en donde, partiendo de sus correspondientes niveles de radiación solar y velocidad del viento, se realizarán simulaciones de inyección de energía a la red mediante diagramas de nodos planteados en el programa **H.O.M.E.R** (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources)[16], los cuales incorporarán paneles solares de tipo policristalino, monocristalino y amorfo, estos por ser los más comerciales y con mejor proyección de implementación a nivel mundial [17], como también pequeñas turbinas eólicas de eje vertical, debido a su capacidad de arranque a bajas velocidades de viento y su capacidad de aprovechar el viento en cualquier dirección [11], buscando así, determinar los dispositivos recomendables a implementar en parques ubicados dentro de las zonas caracterizadas. Esto se determinará por medio del potencial eléctrico de generación obtenido en cada simulación y el análisis del costo nivelado de energía LCOE [18] para las diferentes configuraciones.

Realizado el análisis de los dispositivos, nuevamente se desarrollarán simulaciones en el programa **H.O.M.E.R**, pero esta vez planteando diagramas de nodos que incluyan el perfil de carga establecido para cada parque seleccionado por cada zona de estudio. Se tendrá en cuenta bajo este escenario de simulación, no exceder un límite de área del 5% a utilizar para inclusión de dispositivos captadores de energía renovable dentro del parque. Este 5% se determina, de acuerdo a los índices de ocupación de los parques fijados en el artículo 253 del **POT** [1] y que, establece dicho porcentaje como el límite para evitar la reducción de

disponibilidad en zonas verdes, y la posible generación de un impacto visual negativo en la estructura paisajística y ecológica de los parques.

Los resultados de las simulaciones ejecutadas para cada parque, establecerán un monto de producción de energía eléctrica, basado en el aprovechamiento de los recursos energéticos (solar y eólico) de cada zona y los perfiles de demanda de energía eléctrica reales que se llevan cabo dentro de estos espacios. Esto permitirá elaborar un panorama de análisis acerca de la producción energética y su aprovechamiento en autoconsumo y excedentes de energía, como consecuencia de la inclusión de generación renovable dentro del parque. Adicionalmente, se efectuará un análisis financiero, por cada caso de estudio, con el cual se pretende complementar el análisis técnico y sentar las bases de viabilidad económica para cada caso de estudio. Esto se realizará por medio de simulaciones de factibilidad para proyectos de energías renovables, mediante el uso del software **RETSscreen** [19] para el cual se introducirán y modelarán todos los resultados obtenidos de H.O.M.E.R.

Finalmente, una vez se haya logrado cumplir con el desarrollo metodológico descrito, el cual busca dar cumplimiento a cada uno de los objetivos proyectados, se contará con la suficiente información basada en el análisis, las simulaciones y los resultados, para determinar si es viable o no la implementación de sistemas fotovoltaicos y eólicos en parques de escala metropolitana en la ciudad de Bogotá.

3.2. Disponibilidad de recurso energético

Para determinar la disponibilidad de recurso solar y eólico, se recurrió a la Secretaria Distrital de Ambiente de Bogotá (SDA), entidad que tiene instaladas en la ciudad, trece estaciones fijas que hacen parte de la Red de Monitoreo de Calidad del Aire de Bogotá, denominadas estaciones RMCAB, que de acuerdo a la Secretaria Distrital de Ambiente “*permiten recolectar información sobre la concentración de contaminantes de origen antropogénico y natural y el comportamiento de las variables meteorológicas que regulan la distribución de los mismos en la atmósfera bogotana*” [15]. Las estaciones están en capacidad de medir parámetros meteorológicos como velocidad del viento en todas ellas y únicamente en cinco la irradiancia solar.

3.2.1. Recopilación y calificación de datos estaciones RMCAB

Los datos de las variables medidas en las estaciones, que fueron entregados por el departamento de calidad de aire de Bogotá, corresponden a una muestra de 92.760 datos medidos por cada una de las estaciones, datos que comprenden un periodo de tiempo desde enero 1 del año 2008 a julio 31 del año 2018 y que fueron medidos con resolución de una hora entre

medidas. En la clasificación de datos se pudo establecer que, de las 13 estaciones instaladas en la ciudad de Bogotá, solo cinco estaciones están en capacidad de medir velocidad del viento e irradiancia solar en conjunto, estas estaciones son: Parque Simón Bolívar, Kennedy, Tunal, San Cristóbal y Guaymaral. A continuación, se describe en detalle cada una de ellas.

- **Estación RMCAB - Parque Simón Bolívar (Figura. 3.2).** Se encuentra ubicada en la localidad de Barrios unidos, dentro de las instalaciones del Centro de Alto Rendimiento - COLDEPORTES en las coordenadas $4^{\circ}39'30,48'' N$; $74^{\circ}5'2,28'' W$ y 2577 m s.n.m.
- **Estación RMCAB - Kennedy (Figura. 3.3).** Se encuentra ubicada en la localidad de Kennedy, al interior del parque metropolitano Cayetano Cañizares en las coordenadas $4^{\circ}37'30,18'' N$; $74^{\circ}9'40,80'' W$ y 2580 m s.n.m.
- **Estación RMCAB - Tunal (Figura. 3.4).** Se encuentra ubicada en la localidad de Tunjuelito, al interior del Instituto Nacional de Educación Media (Inem) Santiago Pérez, el cual está junto al Parque Metropolitano el Tunal en las coordenadas $4^{\circ}34'34,41'' N$; $74^{\circ}7'51,44'' W$ y 2589 m s.n.m.
- **Estación RMCAB - San Cristóbal (Figura. 3.5).** Se encuentra ubicada en la localidad de San Cristóbal al interior del parque metropolitano San Cristóbal en las coordenadas $4^{\circ}34'21,19'' N$; $74^{\circ}5'1,73'' W$ y 2688 m s.n.m.
- **Estación RMCAB Guaymaral (Figura. 3.6).** Se encuentra ubicada en la localidad de Suba, al interior de la Escuela Colombiana de Ingeniería “Julio Garavito” en las coordenadas $4^{\circ}47'1,52'' N$; $74^{\circ}2'39,06'' W$ y 2580 m s.n.m.



Figura 3.2: RMCAB P. Simón Bolívar.



Figura 3.3: RMCAB Kennedy.



Figura 3.4: RMCAB Tunal.



Figura 3.5: RMCAB San Cristóbal.



Figura 3.6: RMCAB Guaymaral.

Para la muestra inicial de 92.760 de datos medidos por estación para irradiancia solar, se encontró ausencia de información en distintos periodos de tiempo, que corresponden a mantenimientos de los equipos o fallas que se presentaron a lo largo de los 10 años y 7 meses de datos suministrados por la SDA. Por tal motivo se realizó una revisión de datos en busca de un periodo de 2 años que permitiera, por una parte, simplificar el análisis de información y por otra que no implicara una ausencia de datos que superara un 10 % de la nueva muestra. Se encontró que en general, para las cinco estaciones de la RMCAB, el periodo con la perdida menos critica de información comprendió el periodo de tiempo desde el **1 de agosto de 2016 hasta el 31 de julio de 2018**, periodo de tiempo que será utilizado para todos los análisis realizados. La nueva muestra seleccionada de datos corresponde entonces a 17.524 mediciones obtenidas por cada estación RMCAB y que sigue manteniendo la resolución horaria de 1 hora entre medidas. A continuación en la **Tabla. 3.1** se presenta en resumen, el tamaño de la muestra finalmente seleccionada y el porcentaje de datos ausentes de irradiancia solar para cada localidad. A partir de este punto, se designa el nombre de cada estación según la localidad a la que pertenece por efectos prácticos.

Tabla 3.1: porcentaje de ausencia de datos (irradiancia).

Localidad	Tamaño de la muestra	Datos ausentes - [%]
Barrios Unidos	17.524	791-[4,51 %]
Kennedy	17.524	142-[0,81 %]
Tunjelito	17.524	72-[0,41 %]
San Cristóbal	17.524	79-[0,45 %]
Suba	17.524	516-[2,94 %]

De acuerdo con el periodo de tiempo de 2 años establecido para irradiancia solar, se optó para los datos de velocidades de viento, seleccionar el mismo periodo, con el objetivo principal de relacionar las disponibilidades de recurso en la misma época. En este caso si se encontraron vacíos de información considerables, en especial en las localidades de Tunjuelito y San Cristóbal, que corresponden a fallas que se presentaron y se mantuvieron por varias semanas inclusive meses. En los casos donde la ausencia de información en la estación superó el 10% de la muestra de 17.524 datos, se realizó una combinación con datos históricos promedio de otros años, teniendo en cuenta dos premisas fundamentales para poder realizar la combinación, las cuales son:

1. Relacionar el mismo periodo de tiempo, y no simplemente reemplazando por la fecha de un determinado día de los años anteriores, sino a través de la ubicación del día en su correspondiente semana del año.
2. Validar el comportamiento entre velocidades de viento promedio para el histórico de datos de los años donde no hay pérdida de datos, con lo cual, se reduce la introducción de errores por el reemplazo.

En la **Tabla. 3.2** se presenta en resumen, el tamaño de la muestra finalmente seleccionada y el porcentaje de datos ausentes para velocidad del viento por localidad.

Tabla 3.2: porcentaje de ausencia de datos (velocidad de viento).

Localidad	Tamaño de la muestra	Datos ausentes - [%]
Barrios Unidos	17.524	1611-[9,19 %]
Kennedy	17.524	588-[3,35 %]
Tunjuelito	17.524	2603-[14,85 %]
San Cristóbal	17.524	3545-[20,23 %]
Suba	17.524	547-[3,12 %]

Para el vacío de información de velocidad del viento en la estación RMCAB Tunjuelito, se registró una ausencia de 2.603 datos correspondientes al 14,85% de la muestra seleccionada. De los datos ausentes, 2.472 pertenecían al periodo de tiempo del sábado 5 de agosto de 2017 hasta el miércoles 15 de noviembre de 2017. Estos fueron reemplazados con el promedio histórico de datos de la estación correspondiente desde el año 2008 hasta 2015 para el mismo periodo de tiempo, donde la variación de velocidad de viento promedio fue del 5,2%. De manera similar, para la estación RMCAB San Cristóbal, donde se registró una ausencia de 3.545 datos, que corresponden al 20,23% de la muestra seleccionada, 2.976 pertenecían al periodo de tiempo del lunes 1 de agosto de 2016 hasta el sábado 3 de diciembre de 2016. Estos fueron reemplazados con el promedio histórico de datos de la estación de la localidad desde

el año 2008 hasta 2015 para el mismo periodo de tiempo, donde la variación de velocidad de viento promedio fue del 17,1 %. Los vacíos restantes de datos que se encontraban fragmentados en cada localidad, se remplazaron con datos de un primer consolidado histórico total realizado mediante promedios de información hora a hora día por día, de la muestra inicial.

3.2.2. Selección de Cinco zonas de estudio en Bogotá

La ciudad de Bogotá se encuentra dividida en 20 localidades, de acuerdo a la localización de las cinco estaciones seleccionadas, se establecen cinco zonas de estudio de la ciudad que corresponden con las localidades de: Barrios Unidos, Kennedy, Tunjuelito, San Cristóbal y Suba, localidades que a partir de este punto, se establecen como las zonas para las que se realizarán los análisis y simulaciones. La **Figura. 3.7** presenta la ubicación geográfica de las localidades seleccionadas según la distribución de estas en Bogotá.



Figura 3.7: Localidades de la ciudad de Bogotá / Localidades Seleccionadas.

3.2.3. Valores estadísticos de recurso por zona

Caracterizar la disponibilidad de recurso en cada localidad, parte de hacer un tratamiento y análisis de datos, donde se contempla la variabilidad diaria de recurso a través del tiempo. Por tal motivo, es necesario agrupar el consolidado de datos disponibles por cada localidad objeto de estudio e iniciar un tratamiento de datos desde la mínima unidad de tiempo disponible que, en este caso es de una hora, debido a la resolución de la toma de datos, para lleválos luego a una escala diaria, semanal, mensual, anual y finalmente para el tiempo que abarca el periodo de estudio. A continuación, se describe el paso a paso de este proceso para los datos de recurso solar.

Inicialmente, fue necesario organizar los datos crudos a diario, con lo que se consigue

visualizar de manera más sencilla, el valor de irradiancia solar según la hora del día. La sumatoria de estos niveles de irradiancia permite obtener el valor de irradiación diaria al final del día. En la **Figura. 3.8**, se muestra la primera semana de las 104 del periodo de estudio para la localidad de San Cristóbal.

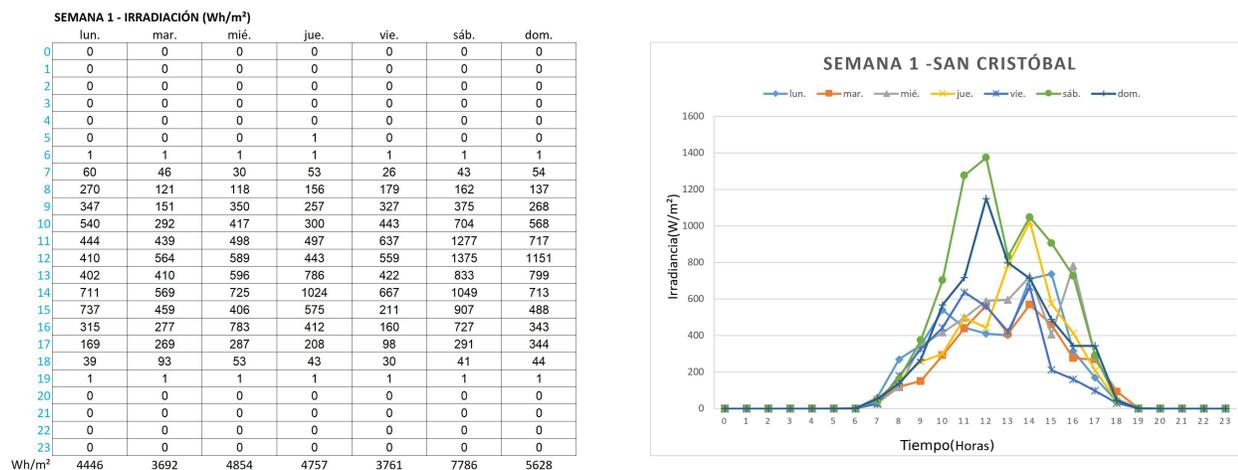


Figura 3.8: Irradiación semana 1 / Localidad San Cristóbal.

Una vez confirmadas las 104 semanas, es posible consolidar el promedio mensual de irradiación para cada mes de los 24 que conforman el periodo de estudio. En la **Figura. 3.9** se muestra el resultado para el mes 1, es decir agosto de 2016.

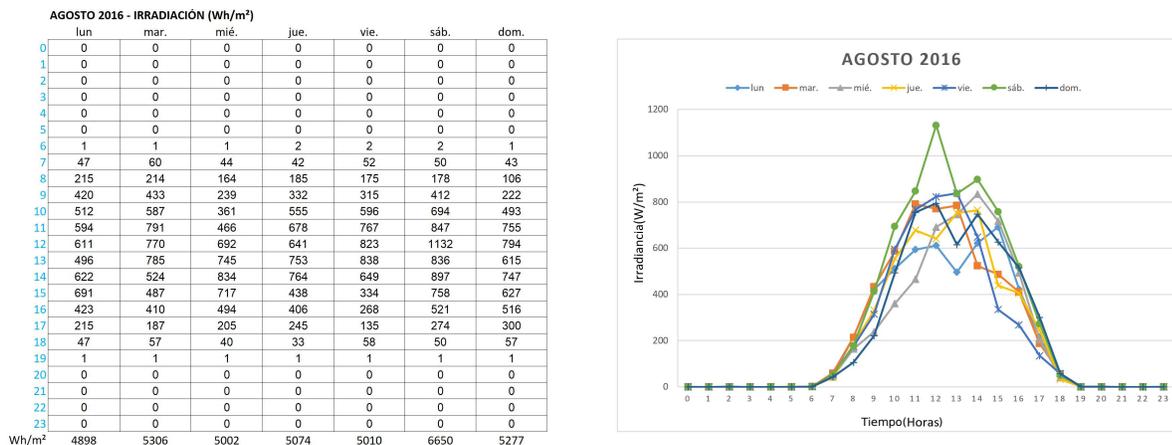


Figura 3.9: Irradiación agosto de 2016 / Localidad San Cristóbal.

Consolidados los 24 meses, es posible establecer un promedio anual para los primeros 12 meses y los 12 restantes del periodo de estudio. En la **Figura. 3.10** se muestra el resultado para los primeros 12 meses, es decir desde el 1 de agosto de 2016 hasta el 31 de julio de 2017.

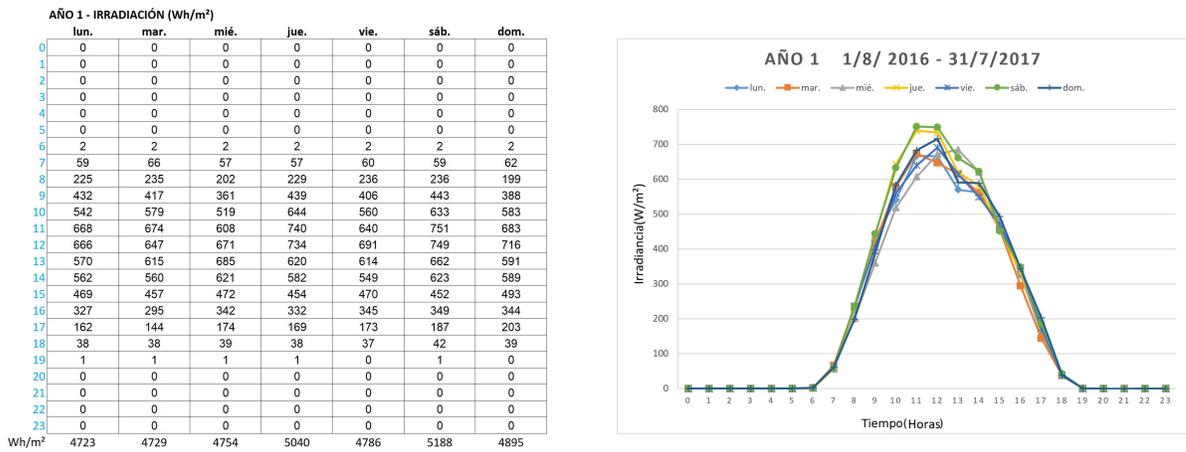


Figura 3.10: Irradiación Año 1 / Localidad San Cristóbal.

Finalmente, al realizar el promedio para el periodo de dos años, se obtiene el perfil de irradiancia de la localidad. El resultado de este proceso, aplicado de manera similar en las restantes cuatro localidades, permite obtener los perfiles de irradiancia de las Figuras 3.14 a 3.18. Con estos perfiles y sus datos asociados, es posible caracterizar la disponibilidad de recurso en cada localidad, la cual se muestra en la Tabla 3.3. Allí se presentan tres variables para cada localidad donde: el valor máximo promedio dentro del periodo de estudio, representa el valor óptimo de irradiación diario obtenido por cada localidad. El valor promedio dentro del periodo de estudio, representa la media de irradiación solar diaria obtenida en cada localidad. Por último, el valor mínimo promedio dentro del periodo de estudio, representa el valor crítico de irradiación diario obtenido por cada localidad.

Tabla 3.3: Irradiación promedio periodo de estudio [kWh/m² * dia].

Parámetro/ Localidad	Irradiación máxima promedio periodo de estudio	Irradiación promedio periodo de estudio	Irradiación mínima promedio periodo de estudio
Barrios Unidos	4,19	4,02	3,83
Kennedy	4,16	4,00	3,82
Tunjuelito	3,86	3,72	3,51
San Cristóbal	5,08	4,81	4,54
Suba	4,68	4,40	4,09

Gracias al tratamiento de datos realizado, es posible establecer la irradiancia promedio diaria para un determinado mes, como se presentaba en la Figura 3.9. Al relacionar los datos de cada par de meses dentro del periodo de estudio, se obtiene la Tabla 3.4, en la que se prestan los valores de variación de recurso solar diario a través del año. Es importante mencionar que estos valores serán utilizados como los datos meteorológicos de irradiación

solar diaria para cada localidad, en los programas H.O.M.E.R y RETScreen en los casos de estudio que serán presentados en el capítulo 4.

Tabla 3.4: Irradiación promedio mensual por localidad [$kWh/m^2 * dia$].

Localidad / Mes	Barrios Unidos	Kennedy	Tunjuelito	San Cristóbal	Suba
enero	4,31	4,30	3,70	4,89	5,00
febrero	4,45	4,88	4,30	5,32	5,66
marzo	3,65	4,04	3,65	4,55	4,61
abril	3,46	3,59	3,29	4,20	4,07
mayo	3,52	3,36	3,39	4,16	3,87
junio	3,67	3,47	3,69	4,47	3,72
julio	4,11	3,96	3,93	4,86	4,00
agosto	4,36	4,11	3,98	5,21	4,55
septiembre	4,62	4,56	4,20	5,90	5,03
octubre	4,09	4,06	3,57	5,02	4,36
noviembre	3,63	3,59	3,31	4,26	4,28
diciembre	4,11	4,07	3,62	4,91	5,05

Por otra parte, en cuanto a la caracterización y disponibilidad de recurso eólico por localidad, se aplicó un proceso similar al descrito para la irradiación solar, con la diferencia de que al final del día, no se obtiene la sumatoria del registro de datos, sino el promedio de todos ellos, lo que da como resultado el valor promedio de velocidad de viento al día. En la **Figura. 3.11**, se muestra el análisis realizado para la primera semana de las 104 que contiene el periodo de estudio, en este caso para la localidad de Tunjuelito.

SEMANA 1 - VELOCIDAD DE VIENTO PROMEDIO (m/s)

	lun.	mar.	mié.	jue.	vie.	sáb.	dom.
0	1,2	1,2	1,2	0,6	0,9	0,5	1,5
1	1,2	1,3	1,1	1,3	0,7	0,6	1,3
2	1,2	1	1	1,5	0,3	0,8	1
3	1	0,9	0,9	1,5	0,4	0,8	0,7
4	0,7	0,4	1,2	1,3	0,2	1	0,6
5	0,6	0,2	1,2	1,2	0,7	1,2	0,7
6	1	0,4	0,9	1,2	0,4	0,8	0,2
7	1,2	0,7	1	0,9	0,6	1	0,9
8	1	1,3	0,9	1,2	0,5	1	1,4
9	1,5	1,5	1,4	1,5	0,7	1,3	1,3
10	1,7	1,4	1,5	1,4	0,7	1,9	1,4
11	1,5	1,4	1,8	1,6	1,6	2,1	1,8
12	2,2	1,6	2,2	2	1,5	1,8	1,6
13	2	1,7	2,1	2,6	2	1,7	1,5
14	2,2	1,6	2,2	2,2	1,5	2	1,5
15	1,8	1,9	2,4	2,4	1,8	1,9	1,8
16	1,9	1,9	2,2	2,2	1,8	2,2	1,8
17	1,6	1,3	2,3	2,1	1,9	2,1	2,2
18	1,8	1,2	1,8	1,2	1,2	2,1	1,9
19	1,3	1,3	1	1,3	1,4	2,3	1,2
20	1,5	1,2	1	1,2	1,2	1,5	1,2
21	1,3	1,2	1,2	1,3	0,7	1,3	1,2
22	1,4	1,2	0,8	1,2	0,2	1,5	1,2
23	1,6	1,2	0,6	1,2	0,5	1,1	0,9
prom	1,4	1,2	1,4	1,5	1,0	1,4	1,3

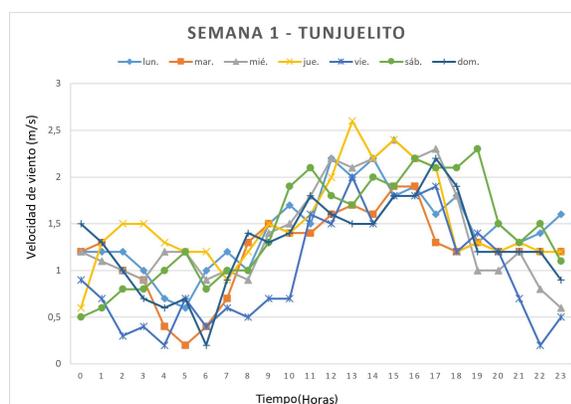


Figura 3.11: Velocidad de viento semana 1 / Localidad Tunjuelito.

Conformadas las 104 semanas, es posible consolidar el promedio mensual de velocidad de viento para cada mes de los 24 que conforman el periodo de estudio. En la **Figura. 3.12** se muestra el resultado para el mes 1, es decir agosto de 2016.

AGOSTO 2016 - VELOCIDAD DE VIENTO PROMEDIO (m/s)							
	lun	mar.	mié.	jue.	vie.	sáb.	dom.
0	1.0	1.2	0.9	0.7	0.9	0.7	1.1
1	0.8	1.3	0.7	1.0	0.7	0.6	0.9
2	1.0	1.1	0.8	1.0	0.8	0.5	0.5
3	0.7	0.8	0.7	1.1	0.7	0.6	0.5
4	0.8	0.7	0.6	0.8	0.4	0.7	0.5
5	0.7	0.5	0.5	1.0	0.6	0.7	0.5
6	0.8	0.7	0.5	1.1	0.5	0.6	0.5
7	1.0	0.9	0.6	1.0	0.6	0.6	0.9
8	0.9	1.2	0.6	1.1	1.0	0.7	1.1
9	1.3	1.2	1.0	1.2	1.1	1.0	1.1
10	1.8	1.5	1.3	1.3	1.4	1.5	1.3
11	1.6	1.7	1.4	1.6	1.9	1.8	1.6
12	1.8	1.8	1.8	1.8	2.0	1.7	1.7
13	1.8	1.8	1.8	2.1	2.1	1.8	1.8
14	1.8	1.8	1.8	1.9	1.8	2.1	1.9
15	1.6	1.8	1.8	1.8	2.1	1.9	2.0
16	1.7	1.8	1.9	2.0	1.9	2.0	1.7
17	1.3	1.6	1.5	1.7	1.8	1.6	1.9
18	1.5	1.2	1.4	1.1	1.4	1.9	1.8
19	1.7	1.1	1.0	1.1	1.4	1.8	1.3
20	1.5	1.3	1.2	0.7	1.0	1.6	1.6
21	1.2	0.8	1.0	0.7	1.0	1.2	1.2
22	1.2	0.9	0.7	0.8	0.8	1.0	1.2
23	1.2	1.0	0.8	0.9	0.8	0.9	0.9
prom	1,3	1,2	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2

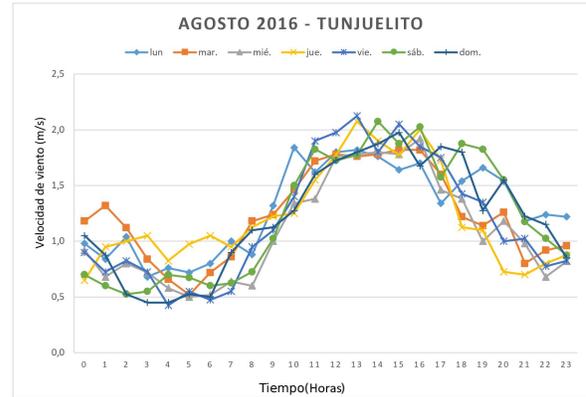


Figura 3.12: Velocidad de viento agosto de 2016 / Localidad Tunjuelito.

Consolidados los 24 meses, es posible establecer un promedio anual para los primeros 12 meses y los 12 restantes del periodo de estudio. En la **Figura. 3.13**, se muestra el resultado para los primeros 12 meses, es decir desde el 1 de agosto de 2016 hasta el 31 de julio de 2017.

AÑO 1 - VELOCIDAD DE VIENTO PROMEDIO (m/s)							
	lun	mar.	mié.	jue.	vie.	sáb.	dom.
0	0.7	0.8	0.7	0.6	0.7	0.8	0.8
1	0.6	0.8	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8
2	0.6	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7
3	0.5	0.6	0.6	0.5	0.6	0.6	0.7
4	0.5	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6
5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6
6	0.5	0.6	0.5	0.6	0.5	0.5	0.6
7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.6	0.6
8	0.7	0.7	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8
9	0.8	1.0	0.7	0.8	0.8	1.0	0.9
10	1.1	1.1	0.9	1.0	1.0	1.2	1.1
11	1.3	1.3	1.2	1.3	1.3	1.4	1.4
12	1.6	1.6	1.5	1.5	1.7	1.6	1.7
13	2.0	1.9	1.8	1.7	1.8	1.9	1.9
14	2.0	2.0	2.0	2.0	1.7	2.0	2.0
15	1.9	1.9	2.0	2.1	1.9	2.1	2.1
16	1.8	1.7	1.8	2.2	1.9	2.1	2.0
17	1.7	1.6	1.6	1.9	1.6	1.8	1.8
18	1.4	1.4	1.4	1.6	1.3	1.6	1.5
19	1.2	1.2	1.0	1.2	1.1	1.2	1.2
20	1.1	0.9	0.9	1.0	1.0	1.1	1.0
21	0.9	0.8	0.8	0.9	0.9	1.0	0.8
22	0.9	0.8	0.7	0.8	0.8	0.9	0.8
23	0.8	0.8	0.7	0.7	0.8	0.9	0.7
prom	1,1	1,1	1,0	1,1	1,0	1,1	1,1

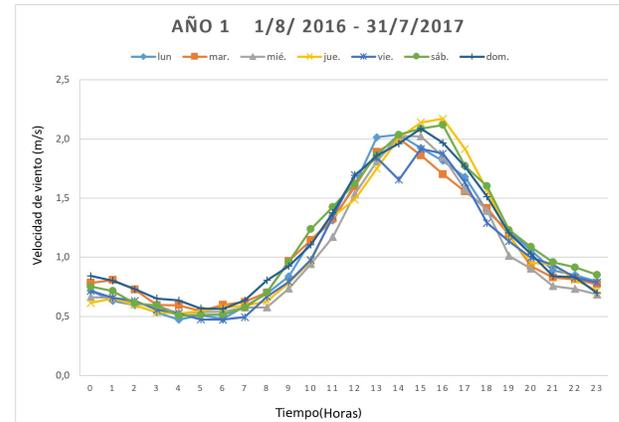


Figura 3.13: Velocidad de viento Año 1 / Localidad Tunjuelito.

Finalmente, al realizar el promedio para el periodo de los dos años seleccionados, se obtiene el perfil de velocidad de viento promedio de la localidad. El resultado de este proceso, aplicado de manera similar en las restantes cuatro localidades, permite obtener los perfiles de velocidad de viento de las **Figuras. 3.19 a 3.23**. Con estos perfiles y sus datos asociados, es posible caracterizar la disponibilidad de recurso en cada localidad, la cual se muestra en la **Tabla. 3.5**. Allí se presentan tres variables para cada localidad donde: la velocidad promedio del periodo de estudio, equivale a la media de todos los datos analizados. La velocidad

máxima promedio del periodo de estudio, equivale al valor mas alto dentro del consolidado de velocidades promedio al cabo de los dos años. Por ultimo se presenta el valor de la máxima velocidad de viento registrada en cada localidad, dato que fue extraído de la muestra inicial de datos crudos suministrados por la SDA.

Tabla 3.5: Velocidad promedio del viento por localidad [m/s].

Parámetro/ Localidad	Vel. promedio periodo de estudio	Vel. máxima promedio periodo de estudio	Vel. máxima total muestra
Barrios Unidos	1,2	2,3	4,6
Kennedy	2,3	4,1	6,9
Tunjuelito	1,1	2,1	5,0
San Cristóbal	1,5	2,4	6,4
Suba	0,9	1,9	5,4

Gracias al tratamiento de datos realizado, es posible establecer la velocidad de viento promedio para un determinado mes, como se presentaba en la **Figura. 3.12**. Al relacionar los datos de cada par de meses dentro del periodo de estudio, se obtiene la **Tabla. 3.6**, en la cual se presentan los valores de variación de velocidad de viento a lo largo del año. Es importante mencionar que estos valores serán utilizados como los datos meteorológicos de velocidad de viento promedio diario para cada localidad, en los programas H.O.M.E.R y RETScreen para los casos de estudio que serán presentados en el capítulo 4.

Tabla 3.6: Velocidad promedio del viento mensual por localidad [m/s].

Localidad / Mes	Barrios Unidos	Kennedy	Tunjuelito	San Cristóbal	Suba
enero	1,2	2,2	1,1	1,8	0,8
febrero	1,3	2,3	1,3	1,7	0,9
marzo	1,1	2,2	1,1	1,4	0,8
abril	1,1	2,2	1,1	1,4	0,8
mayo	1,0	2,1	1,0	1,4	0,8
junio	1,1	2,4	1,0	1,4	1,0
julio	1,3	2,7	1,2	1,5	1,2
agosto	1,3	2,5	1,1	1,5	1,0
septiembre	1,3	2,6	1,2	1,5	1,0
octubre	1,1	2,3	1,1	1,6	0,8
noviembre	1,0	1,9	1,0	1,4	0,6
diciembre	1,2	2,1	1,1	1,7	0,8

3.2.4. Perfiles de Irradiancia solar y velocidad del viento

En las **Figuras. 3.14 a 3.18** y **Figuras. 3.19 a 3.23**, se presentan respectivamente, los perfiles de irradiancia solar y velocidades de viento resultantes por cada localidad, de acuerdo al proceso descrito a lo lardo de la subsección 3.2.3.

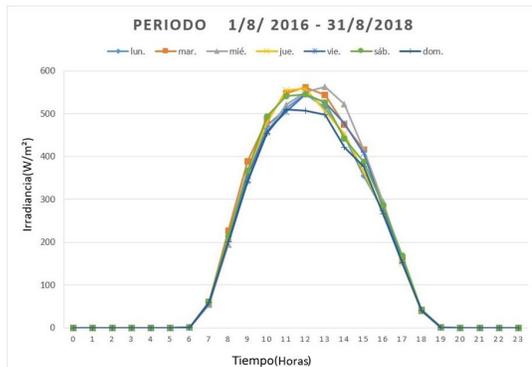


Figura 3.14: Perfil de Irradiancia localidad Barrios Unidos.

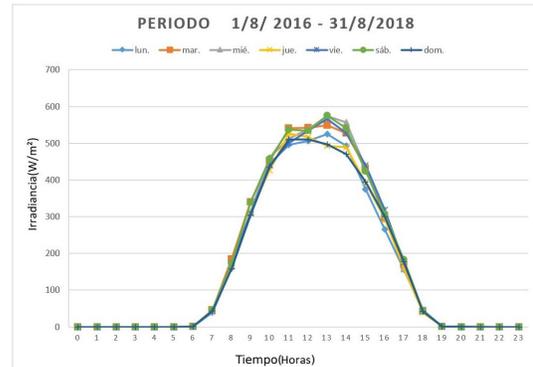


Figura 3.15: Perfil de Irradiancia localidad Kennedy.

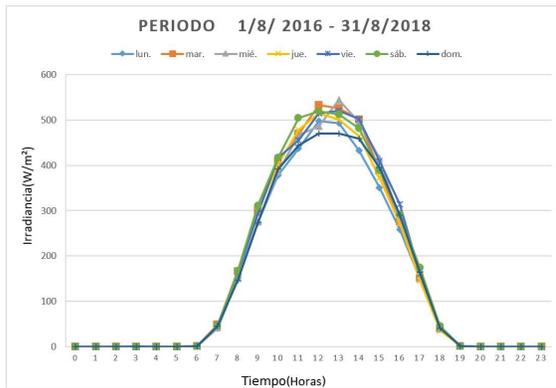


Figura 3.16: Perfil de Irradiancia localidad Tunjuelito.

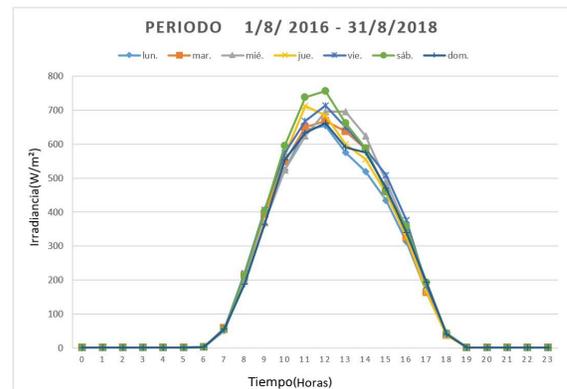


Figura 3.17: Perfil de Irradiancia localidad San Cristóbal.

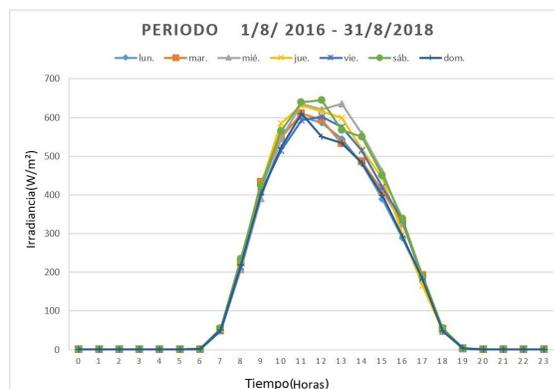


Figura 3.18: Perfil de Irradiancia localidad Suba.

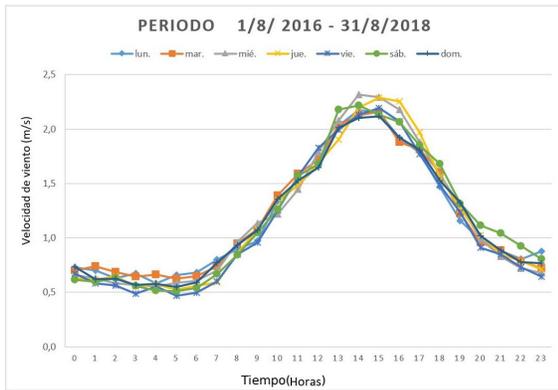


Figura 3.19: Perfil velocidad del viento localidad Barrios Unidos.

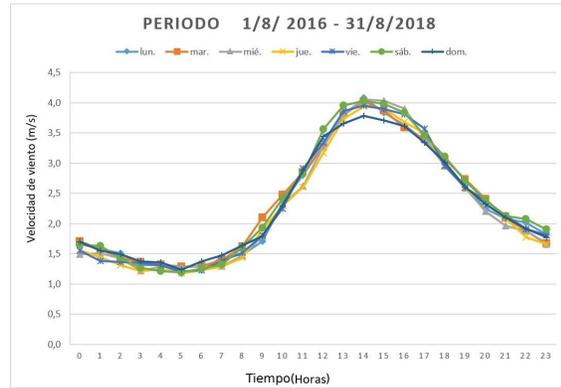


Figura 3.20: Perfil velocidad del viento localidad Kennedy.

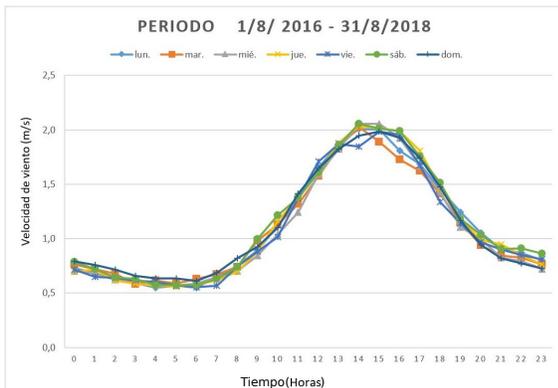


Figura 3.21: Perfil velocidad del viento localidad Tunjuelito.

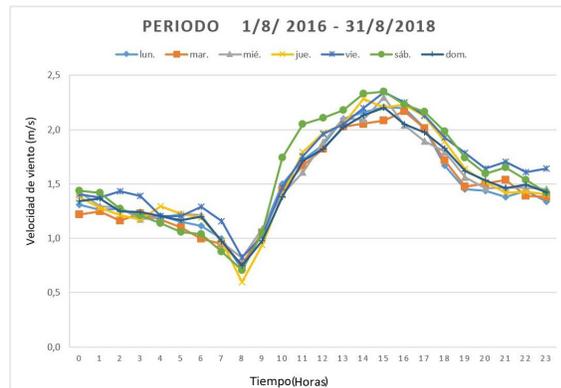


Figura 3.22: Perfil velocidad del viento localidad San Cristóbal.

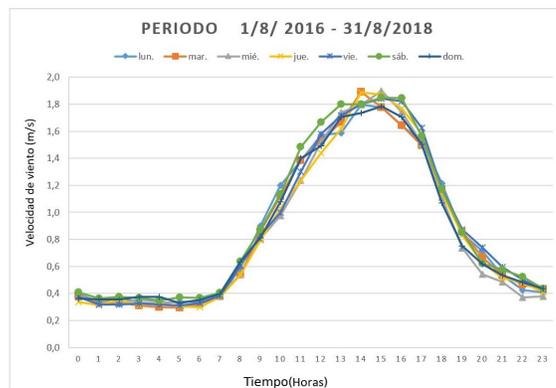


Figura 3.23: Perfil velocidad del viento localidad Suba.

3.2.5. Caracterización de disponibilidad de recurso.

De acuerdo a los perfiles de irradiancia solar y velocidad de viento obtenidos, para las áreas de estudio en el periodo de tiempo seleccionado, la caracterización de recurso para las zonas de estudio en la ciudad de Bogotá se puede observar en la **Figura. 3.24**.

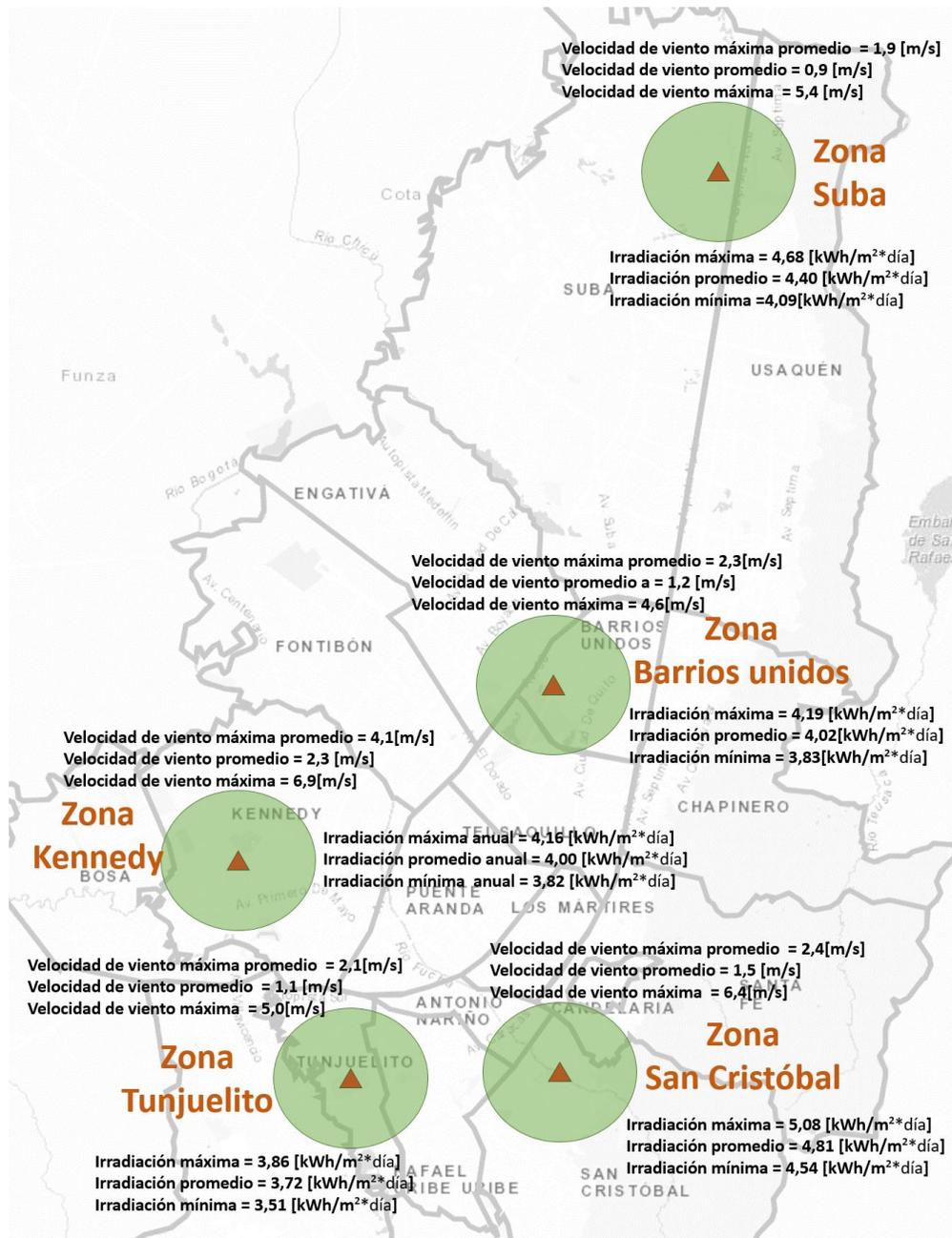


Figura 3.24: Disponibilidad de recurso solar - eólico en zonas de estudio.

3.3. Perfil de demanda de energía eléctrica en Parques

Conocer el perfil de demanda de energía eléctrica de un sistema, permite identificar la forma y cantidad de energía eléctrica que requiere su carga de para un determinado periodo de tiempo. A fin de cumplir con el desarrollo metodológico propuesto, es importante determinar el perfil de demanda de energía eléctrica en parques metropolitanos, debido a que esto permite identificar la forma correcta de gestionar el suministro de energía a la carga cuando se hace uso de fuentes de generación renovable.

3.3.1. Elección de parques Metropolitanos

Para las cinco zonas de estudio establecidas, se hace necesario ubicar parques de escala metropolitana dentro de ellas y lo más cerca posible de la estación RMCAB de su respectiva localidad, esto permite mejorar la exactitud entre disponibilidad de recurso solar-eólico y demanda de energía eléctrica del parque.

Los parques seleccionados por cada zona de estudio fueron los siguientes: Parque Recreo Deportivo el salitre (PRD), que se encuentra ubicado en la localidad de Barrios Unidos en la Transversal 48 No. 63-65 y cuenta con un área aproximada de $160.000\ m^2$. El Parque Cayetano Cañizares, que se encuentra ubicado en la localidad de Kennedy en la calle 41B sur No. 81A - 80 y cuenta con un área aproximada de $90.000\ m^2$. Parque Metropolitano El Tunal, que se encuentra ubicado en la localidad de Tunjuelito en la Calle 48B sur con avenida Boyacá y cuenta con un área aproximada de $500.000\ m^2$. Parque Deportivo Primera de Mayo, que se encuentra ubicado en la localidad de San Cristóbal en la calle 1B sur No. 5 - 13 y cuenta con un área aproximada de $45.000\ m^2$.

La localidad de Suba actualmente, no posee un parque metropolitano cerca a la estación RMCAB ubicada en el sector Guaymaral dentro de la Escuela Colombiana de Ingeniería “Julio Garavito”, pero según acta de reunión con el **IDRD** [22], sobre el desarrollo de parques en este sector, se tiene proyectado construir el parque metropolitano Guaymaral en la calle 207 con carrera 7 que contara con un área aproximada de $1.000.000\ m^2$. El desarrollo de este parque se realizará con base a los lineamientos establecidos en el decreto distrital 088 de 2017 [22], en los apartes de este decreto, se mencionan los componentes de infraestructura a desarrollar dentro de este parque. Teniendo en cuenta esto, se presentará en la subsección 3.3.3, el desarrollo de un perfil de carga para el futuro parque metropolitano Guaymaral, con base a los datos que fueron medidos en las localidades con parques ya constituidos y que se presentan a continuación.

3.3.2. Medición Demanda eléctrica en parques Metropolitanos

Como se mencionaba en la introducción del capítulo, medir la demanda eléctrica de un sistema, permite conocer la variación de potencia eléctrica requerida por un sistema a través del tiempo y también relacionar con ella, comportamientos característicos dados por el tipo de infraestructura eléctrica asociada a servicios que posee un sistema, en este caso un parque. Para la adquisición de datos de potencia requerida de los parques, fue necesario la instalación de un analizador de redes en el tablero principal de distribución de baja tensión en cada parque por un periodo de 15 días. El registro de datos de variables eléctricas, se programó para un intervalo de tiempo entre medidas de 5 minutos permitiendo así, establecer un mayor nivel de precisión de los perfiles resultantes y que serán presentados en la subsección 3.3.3. El analizador utilizado para esta tarea, es marca SACI referencia AHM1 RC (**Figura. 3.25**), el cual utiliza sensores flexibles de corriente basados en el fenómeno de inducción magnética [21], que permite realizar medidas de parámetros eléctricos en conductores sin la necesidad de desenergizar los sistemas.



Figura 3.25: Analizador de Redes SACI AHM1 RC .

Los sensores flexibles fueron adosados a los conductores de llegada en los totalizadores del sistema o en su defecto al baraje principal del tablero. En las **Figuras. 3.26, 3.27, 3.28 y 3.29**, se puede observar la instalación del analizador en cada uno de los tableros disponibles en los parques seleccionados. Las mediciones realizadas en el parque PRD se llevaron a cabo en el periodo de tiempo comprendido desde el jueves 7 de marzo de 2019 hasta el miércoles 20 de marzo de 2019, para el Parque Cayentano Cañizares las mediciones realizadas se llevaron a cabo desde el domingo 24 de marzo de 2019 hasta el sábado 6 de abril de 2019, las mediciones realizadas en el parque Metropolitano el Tunal se llevaron a cabo desde el sábado 14 de septiembre hasta el sábado 28 de septiembre de 2019 y por ultimo las mediciones realizadas en el Parque Deportivo Primera de Mayo se llevaron desde el domingo 29 de septiembre hasta el domingo 13 de octubre de 2019.



Figura 3.26: Medición en Parque Recreo deportivo el salitre.



Figura 3.27: Medición en Parque Cayentano Cañizares.



Figura 3.28: Medición en Parque Metropolitano el Tunal.



Figura 3.29: Medición en Parque Deportivo primera de mayo.

3.3.3. Perfiles de carga en parque Metropolitanos

Una vez procesados los datos obtenidos de las mediciones, se generan los respectivos perfiles de carga para días entre semana y fines de semana, esto para validar diferencias en la demanda de energía en parques dados por el cambio de rutina de los usuarios.

- **Parque Recreo Deportivo el salitre.**

El perfil de carga asociado al **PRD** para los días entre semana **Figura.3.30**, muestra un incremento considerable de energía demandada entre las 17:30 hasta las 21:00 horas, producto del uso de iluminación en escenarios especiales tales como canchas de fútbol sintético y pistas de patinaje.



Figura 3.30: Perfil de Demanda - Entre semana Parque PRD.

El perfil de carga asociado al **PRD** los fines de semana **Figura.3.31**, permite conocer más de cerca los consumos básicos del parque, ya que muestra la carga de alumbrado nocturno y a partir de las 6:00 horas, el incremento en la demanda producto del uso instalaciones como coliseos y zonas administrativas. El perfil de fin de semana también muestra que los escenarios especiales no son utilizados en estos días, pues no se produce el incremento de energía presentado para los días entre semana.



Figura 3.31: Perfil de Demanda - Fin de semana Parque PRD.

- **Parque Cayentano Cañizares.**

El perfil de carga asociado al parque Cayentano Cañizares, para los días entre semana **Figura.3.32**, muestra el consumo sostenido de alumbrado público del parque desde las 18:00

hasta las 5:30 horas, para el resto de día se muestra un consumo producto del uso de las zonas administrativas y gimnasios existentes en el parque.



Figura 3.32: Perfil de Demanda - Entre semana Parque Cayetano Cañizares.

El perfil de carga asociado al parque Cayetano Cañizares, para los fines de semana **Figura.3.33**, muestra demanda de energía eléctrica similar a la de los días entre semana producto, de los mismo usos a pesar que el número de usuarios se incrementa los fines de semana.



Figura 3.33: Perfil de Demanda - Fin de semana Parque Cayetano Cañizares.

■ Parque Metropolitano El Tunal.

Para ahondar más sobre la demanda de energía en parques, en el parque el Tunal se optó el medir el tablero general de acometidas que tiene asociadas cargas de alumbrado, zonas administrativas, locales de servicio y equipos como sistemas de bombeo, ya que la distribución para escenarios especiales no se encuentra centralizada en un solo tablero.

Teniendo claridad en lo anterior y con la información obtenida, se pudo establecer los perfiles de carga para días entre semana (**Figura.3.34**) y para los fines de semana (**Figura.3.35**). Se puede observar en el perfil de los días entre semana que, el parque tiene una base de consumo de alumbrado en las noches. La demanda se incrementa a partir de las 5:30 horas cuando el parque se prepara para recibir a los usuarios que tienen acceso desde las 6:00. El consumo se mantiene variando a lo largo del día, hasta que a partir de las 17:45 horas, el parque cierra las puertas y en el perfil se aprecia nuevamente el consumo de alumbrado nocturno asociado al tablero medido.



Figura 3.34: Perfil de Demanda - Entre semana Parque Metropolitano El Tunal.

Para los fines de semana, el comportamiento de demanda de energía es similar a la de los días entre semana, pero se aprecia un incremento en la demanda en las horas que el parque abre, producto del incremento de usuarios los fines de semana.



Figura 3.35: Perfil de Demanda - Fin de semana Parque Metropolitano El Tunal.

■ **Parque Deportivo Primera de Mayo.**

El perfil de carga asociado al parque Deportivo Primera de Mayo, para los días entre semana **Figura.3.36**, muestra el consumo sostenido de alumbrado público desde las 18:00 hasta las 5:30 horas, para el resto de día se muestra un consumo producto del uso de un coliseo que contiene las zonas administrativas y un área multifuncional dentro de este mismo para los usuarios.



Figura 3.36: Perfil de Demanda - Entre semana Parque Deportivo Primera de mayo.

Para los fines de semana **Figura.3.37**, el consumo es similar al de los días entre semana, donde predomina la carga de alumbrado público desde las 18:00 hasta las 5:30 horas.



Figura 3.37: Perfil de Demanda - Fin de semana Parque Deportivo Primera de mayo.

■ Parque Metropolitano Guaymaral.

Según lo establecido en el Plan de ordenamiento zonal norte (decreto 088 de 2017), el Parque Metropolitano Guaymaral, a nivel dotacional, contará con escenarios especiales tales como: canchas de fútbol profesional, pistas de bicicross, pista de patinaje, zonas administrativas, alumbrado público entre otros [20]. De manera comparativa, este tipo de infraestructura proyectada para el parque, es similar a la que existe actualmente en el parque **PDR**, en la que fue posible identificar los comportamientos característicos de demanda de energía gracias al proceso de medición e identificación de perfiles. Dicha identificación de características de demanda de energía eléctrica asociada a infraestructura, permite proyectar un perfil de demanda energética, que justifica la ausencia del proceso de medición en este parque. El perfil proyectado por medio de funciones por partes, incluye la demanda de energía de escenarios especiales, zonas administrativas y una carga alumbrado público no muy considerable, pues el área de ubicación del parque metropolitano Guaymaral, está establecida como ecológica (humedal del Torca), y según el RETILAP [23], en la tabla 510.3b, la iluminación cerca de humedales debe considerarse de clasificación C4, es decir con iluminancia promedio de 10 luxes.

El alumbrado público o cargas de iluminación nocturna se puede estimar mediante la siguiente función (3.1):

$$P(t) = \begin{cases} P_{max}AP & \text{si } 0 \leq t < 6 \text{ horas} \\ P_{max}AP & \text{si } 18 \leq t < 24 \text{ horas} \end{cases} \quad (3.1)$$

Las cargas de instalaciones internas (uso final), que están asociadas a zonas administrativas, kioscos, baños, entre otros se puede estimar mediante la siguiente función (3.2):

$$P(t) = \begin{cases} P_{max}Usofinal & \text{si } 6 \leq t \leq 18 \text{ horas} \end{cases} \quad (3.2)$$

Las cargas de escenarios especiales, que están asociadas a iluminación para pistas de patinaje, canchas de fútbol y coliseos en horas nocturnas, generalmente desde las 18:00 horas hasta las

22:00 y que representa un creciente pico de demanda de energía eléctrica, se puede estimar mediante la solución para a, b y c del siguiente sistema de ecuaciones (3.3) y luego calcular el valor de potencia para la hora que se quiera en el intervalo de las 18:00 horas hasta las 22:00 horas mediante la ecuación (3.4).

$$P(t) = \begin{cases} P_{max.Usofinal(18:00 \text{ horas})} = a(18^2) + b(18) + c \\ P_{max.esc-esp(20:00 \text{ horas})} = a(20^2) + b(20) + c \\ P_{max.AP(22:00 \text{ horas})} = a(22^2) + b(22) + c \end{cases} \quad (3.3)$$

$$P(t)_{max.esc-esp} = at^2 + bt + c \quad (3.4)$$

Proyectando una potencia máxima de alumbrado público de $P_{maxAP} = 10kW$, una potencia máxima de instalaciones de uso final $P_{maxUsofinal} = 7kW$ y una potencia máxima para escenarios especiales de $P_{max.esc-esp(20:00horas)} = 200kW$ se establecen los siguientes perfiles de carga para el parque metropolitano Guaymaral:



Figura 3.38: Perfil de Demanda - Entre semana Metropolitano Guaymaral.



Figura 3.39: Perfil de Demanda - Fin de semana Parque Metropolitano Guaymaral.

El lector podrá verificar que la solución del sistema de ecuaciones (3.3) es $a = -47,875, b = 1915,75$ y $c = 1915,75$; valores que se reemplazaron en la ecuación (3.4), la cual provee los distintos valores de potencia para el horario de 18:00 horas a 22:00 horas. El modelo planteado, sera aplicable únicamente, para parques metropolitanos que cuenten con un componente administrativo directo del IDR y tengan establecido un horario de atención a usuarios.

3.4. Elección de paneles solares y turbinas eólicas

Determinar dispositivos fotovoltaicos y eólicos para integración en parques metropolitanos, parte de realizar una inspección de dispositivos para aprovechamiento de energías renovables que sean comerciales, exista información de sus características técnicas y que lleven varios años siendo implementados en diferentes proyectos. Es por esto que, a continuación, se desarrollará un análisis comparativo que permite establecer configuraciones adecuadas para el aprovechamiento de energías renovables en parques metropolitanos en Bogotá. Entre los dispositivos seleccionados para el análisis se encuentran: paneles solares de tipo monocristalino, policristalino, silicio amorfo y turbinas eólicas de eje vertical de pequeña escala.

Realizar el análisis requerirá entonces, unas condiciones bajo las cuales se pueda realizar una comparación entre diferentes dispositivos y por ello, se eligen las localidades San Cristóbal y Kennedy, la de mayor disponibilidad de recurso solar y recurso eólico respectivamente, en las que a través del desarrollo de simulaciones de inyección de energía a la red planteadas para diagrama de nodos de la **Figura. 3.40** en H.O.M.E.R, se podrá establecer comparativos con base al costo nivelado de energía (LCOE) y la cantidad de energía eléctrica generada para las diferentes combinaciones de dispositivos, lo que permitirá conocer las configuraciones de dispositivos a tener en cuenta para integración en parques metropolitanos en la ciudad de Bogotá.

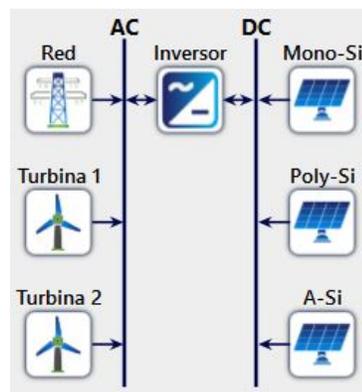


Figura 3.40: Diagrama de nodos - comparación de dispositivos

3.4.1. Paneles solares de Silicio cristalino

Actualmente, los paneles solares de silicio cristalino representan el 95% de producción fotovoltaica en el mundo [24], están constituidos por células fotovoltaicas formadas por la unión de cristales de silicio. Dependiendo del proceso de fabricación y las impurezas generadas en las estructuras de las moléculas de silicio, es posible obtener diferentes tipos de célula

fotovoltaicas, que da lugar a diferentes tipos de paneles, entre los que podemos encontrar los siguientes: paneles solares constituidos por células de silicio policristalino (**Figura. 3.41**), paneles solares constituidos por células de silicio monocristalino (**Figura. 3.42**) y paneles solares constituidos por laminas de silicio amorfo (**Figura. 3.43**).



Figura 3.41:
Panel de Silicio
Policristalino



Figura 3.42:
Panel de Silicio
Monocristalino



Figura 3.43:
Panel de Silicio
Amorfo

De acuerdo a estos tres tipos de paneles, serán presentados a continuación, los dispositivos seccionados para el análisis.

■ CanadianSolar MaxPower CS6U-330P.

El panel solar CanadianSolar MaxPower CS6U-330P (**Figura. 3.41**), es un panel solar compuesto por 72 células de silicio policristalino que le permiten alcanzar una potencia de 330W, tiene una eficiencia del 17% y su temperatura de operación nominal de la Célula (TONC) es de 45 grados centígrados. El coeficiente de pérdida de potencia por efectos de temperatura es de -0,41%/C según especificaciones del fabricante. Respecto al valor económico para este dispositivo, en “costos de la energía solar” de datos y estadísticas entre los años 2010 y 2018 del I.R.E.N.A [25], se encuentra que el precio del panel a diciembre de 2018 (último valor actualizado), se estimó en 0,306 [USD/W]. Al multiplicar este valor por la potencia del equipo, se determina un valor de 101 dólares, valor que al igual que los parámetros mencionados con anterioridad fueron contemplados en las características del panel para la simulación.

- **SunPower E20-327.**

El panel solar SunPower E20-327 (**Figura. 3.42**), es un panel solar compuesto por 96 células de silicio monocristalino que le permiten alcanzar una potencia de 327W, tiene una eficiencia del 20,4% y su temperatura de operación nominal de la Célula (TONC) es de 45 grados centígrados. El coeficiente de pérdida de potencia por efectos de temperatura es de -0,38%/C según especificaciones del fabricante. Respecto al valor económico para este dispositivo, en “costos de la energía solar” de datos y estadísticas entre los años 2010 y 2018 del IRENA [25], se encuentra que el precio del panel a diciembre de 2018 (último valor actualizado), se estimó en 0,491 [USD/W]. Al multiplicar este valor por la potencia del equipo, se determina un valor de 161 dólares, valor que al igual que los parámetros mencionados con anterioridad fueron contemplados en las características del panel para la simulación.

- **Kaneka Thin-Film HYBRID U-SA110.**

El panel solar Kaneka Thin-Film HYBRID Solar panel U-SA110 (**Figura. 3.43**), es un panel que combina una capa de silicio amorfo y una de silicio microcristalino, está compuesto por 106 células híbridas (53 en serie y 2 en paralelo) que le permiten alcanzar una potencia de 110W. Tiene una eficiencia del 9,0% y su temperatura de operación nominal de la Célula (TONC) es de 45 grados centígrados. El coeficiente de pérdida de potencia por efectos de temperatura es de -0.39%/C según especificaciones del fabricante. Respecto al valor económico para este dispositivo, en “costos de la energía solar” de datos y estadísticas entre los años 2010 y 2018 del IRENA [25], se encuentra que el precio del panel a diciembre de 2018 (último valor actualizado), se estimó en 0,400 [USD/W]. Al multiplicar este valor por la potencia del equipo, se determina un valor de 44 dólares, pero hay que tener en cuenta que los dos dispositivos mencionados anteriormente superan los 300[Wp], por este motivo se determina utilizar 3 paneles de este tipo, por lo que el valor incluido para la simulación fue de 132 dólares, valor que al igual que los parámetros mencionados con anterioridad fueron contemplados en las características del panel para la simulación.

3.4.2. Turbinas eólicas de eje vertical

Las turbinas eólicas de eje vertical **Figuras. 3.44, 3.45 y 3.46**, son dispositivos en los cuales se evita la necesidad de orientar el rotor de la turbina según la dirección del viento, como es típico de las turbinas eólicas de eje horizontal [11]. Esta característica hace que la turbina de eje vertical, adquiera la capacidad de aprovechar el viento proveniente de cualquier dirección. Este dispositivo, también cuenta con la característica de funcionar a pocos metros del nivel de suelo, puesto que el diseño de sus palas integra perfiles aerodinámicos que permiten romper la inercia del arranque, en condiciones de bajas velocidades de viento.



Figura 3.44: Hi-VAWT 700W



Figura 3.45: UGE - 4kW 2G

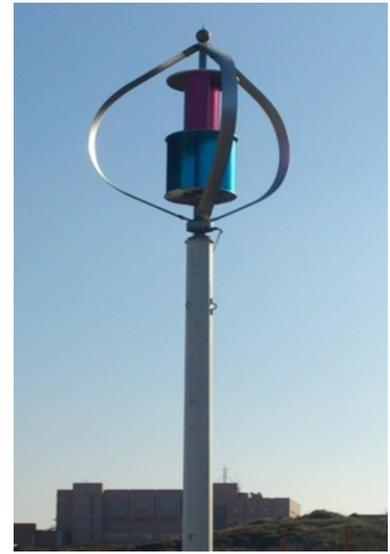


Figura 3.46: TYPMAR 600W

A continuación serán presentadas, las tres turbinas eólicas de eje vertical seleccionadas para el análisis. Dentro de los programas utilizados, fue necesario modelar su curva de potencia, con base a la información de los catálogos de cada equipo y establecer sus valores económicos, por medio el costo por kilovatio [USD/kW] estimado para este tipo de dispositivos entre los años 2010 a 2018 en la sección de “costos de la energía eólica” [26] del I.R.E.N.A.

■ HiVAWT DS700

La turbina eólica de eje vertical HiVAWT DS700 (**Figura. 3.44**), es una turbina de rotor de imanes permanentes (PMG), que posee una potencia promedio de 700W, un diámetro de rotor de 1,93m, altura de 1,60m fuera de mástil y un peso aproximado de 60kg según especificaciones del fabricante (Ver Anexo A). Incorpora una configuración tipo híbrida entre rotor S tipo Savonius y tres palas aerodinámicas Darrieus, logrando así, maximizar el rendimiento de salida y permitiéndole alcanzar velocidades de arranque con vientos inferiores a los 3m/s. El valor económico del equipo se estimó en 369 dólares, valor que se determinó al multiplicar el costo por kilovatio de este esta turbina (527 [USD/kW]) y la potencia promedio del equipo.

■ UGE 2ND GENERATION 4KW WIND TURBINE

La turbina eólica de eje vertical UGE 2ND GENERATION 4KW WIND TURBINE (**Figura. 3.45**), es una turbina de rotor de imanes permanentes (PMG) que, incorpora una configuración tipo híbrida entre rotor S tipo Savonius y tres palas aerodinámicas Darrieus, logrando

así, maximizar el rendimiento de salida y permitiéndole alcanzar velocidades de arranque con vientos inferiores a los $3m/s$. Posee una potencia promedio de $4kW$, un diámetro de rotor de $4,2m$, altura de $5,5m$ fuera de mástil y un peso aproximado de $200kg$ según especificaciones del fabricante (Ver Anexo A). El valor económico del equipo se estimó en 2.108 dólares, valor que se determinó al multiplicar el costo por kilovatio de este esta turbina ($527 [USD/kW]$) y la potencia promedio del equipo.

▪ TYPMAR 600W VAMWT

La turbina eólica de eje vertical TYPMAR 600W VAMWT (**Figura. 3.46**), es una turbina de tipo levitación magnética que, incorpora una configuración tipo híbrida entre rotor S tipo Savonius y tres palas aerodinámicas Darrieus, logrando así, alcanzar velocidades de arranque con vientos desde $1,5m/s$ y con velocidad de generación de energía eléctrica a partir de los $2,7m/s$. Posee una potencia promedio de $600W$, un diámetro de rotor de $1,5m$, altura de $1,3m$ fuera de mástil y un peso aproximado de $40kg$ según especificaciones del fabricante (Ver Anexo A). El valor económico del equipo se estimó en 316 dólares, valor que se determinó al multiplicar el costo por kilovatio de este esta turbina ($527 [USD/kW]$) y la potencia promedio del equipo.

3.4.3. Elección de dispositivos recomendados

Determinar los dispositivos adecuados para integración en parques metropolitanos, parte de hacer un reconocimiento de diferentes tecnologías para aprovechamiento de este tipo de energías que, como primera medida deben ser comerciales y acordes a la necesidad. Luego es necesario fijar uno o más escenarios en los que se establezcan las condiciones de recursos disponibles y así, plantear un escenario de simulación en que se puedan agrupar diferentes dispositivos para luego, establecer variables que permitan compararlos. Por último, se requiere alimentar el sistema de simulación o diagramas uninodales propuestos, con toda la información técnica y económica de los dispositivos.

Como se mencionaba al principio de la sección 3.4, la comparación de dispositivos se realiza mediante simulaciones del diagrama de nodos propuesto en la **Figura. 3.40**, para el cual, se emplea en un primer caso, la disponibilidad de recurso estimada para la localidad de San Cristóbal (la de mayor recurso solar) y en un segundo caso la disponibilidad de recurso estimada para la localidad de Kennedy (la de mayor recurso eólico). De acuerdo a esto, se fijan las variables que permiten establecer relaciones comparativas entre los diferentes dispositivos, como son el costo nivelado de energía (LCOE) y la cantidad de energía eléctrica generada. Es importante mencionar que H.O.M.E.R posee una limitante, y es que por diagrama de nodos, solo se pueden simular dos turbinas eólicas y en este caso se requieren tres. Por tal motivo,

se establece una simulación por cada posible combinación de dos turbinas lo que da lugar a los diagramas de nodos presentados en las **Figuras 3.47 a 3.49**

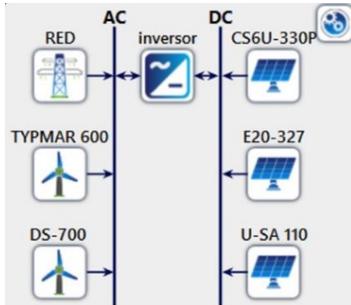


Figura 3.47: Diagrama de Nodos 1 con TYPMAR 600W y Hi-VAWT 700W

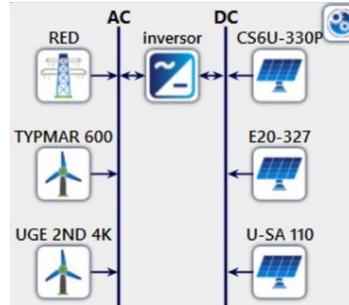


Figura 3.48: Diagrama de Nodos 2 con TYPMAR 600W y UGE-4kW 2G

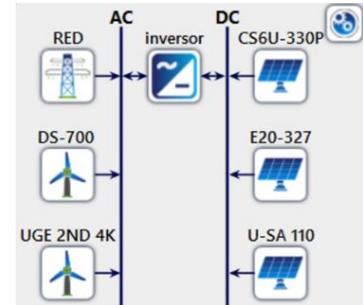


Figura 3.49: Diagrama de Nodos 3 con Hi-VAWT 700W y UGE-4kW 2G

Realizadas las tres simulaciones para la localidad de San Cristóbal, se presenta en las **Tablas 3.7, 3.8 y 3.9** las primeras diez configuraciones de dispositivos obtenidas en H.O.M.E.R. El orden establecido para las configuraciones en cada tabla, esta dado de menor a mayor LCOE. Es importante tener en cuenta que, las comparaciones se deben realizar para valores similares de potencia instalada, pues a medida que una configuración implementa mas de un dispositivo, mas incrementa su capacidad de generación y por ende la energía generada. En general en las **Tablas 3.7, 3.8 y 3.9**, se puede observar que los dispositivos fotovoltaicos tienen menor LCOE que las turbinas eólicas de eje vertical y que estas, se presentan como un complemento para las configuraciones de generación fotovoltaica.

Tabla 3.7: Diagrama de nodos 1 - San Cristóbal.

CS6U-330P Poli-Si	E20-327 Mono-Si	U-SA110 (X3) A-Si	TYPMAR 600 LevM	DS-700 PMG	LCOE (\$)	Generación [kWh/año]
X					0,0112	453
X		X			0,0158	884
X	X				0,0179	905
X	X	X			0,0188	1.337
		X			0,0207	429
	X	X			0,0227	882
	X				0,0247	452
X	X	X		X	0,0641	1.481
X		X	X		0,0720	1.028
X		X		X	0,0815	1.049

En la **Tabla 3.7**, se puede observar que el panel solar de tipo policristalino, se presenta como la mejor alternativa entre los diferentes tipos de dispositivos fotovoltaicos y eólicos. A

nivel de configuración de dos dispositivos la mejor alternativa es la configuración de panel policristalino y amorfo. En el caso de las turbinas eólicas, es la DS-700 de imanes permanentes sobre la TYPMAR 600 de levitación magnética, la que presenta menor LCOE al complementarse con las configuraciones de dispositivos fotovoltaicos.

Tabla 3.8: Diagrama de nodos 2 - San Cristóbal.

CS6U-330P Poli-Si	E20-327 Mono-Si	U-SA110 (X3) A-Si	TYPMAR 600 LevM	UGE-4kW PMG	LCOE (\$)	Generación [kWh/año]
X					0,0112	453
X		X			0,0158	884
X	X				0,0179	905
X	X	X			0,0188	1.337
		X			0,0207	429
	X	X			0,0227	882
	X				0,0247	452
X	X	X	X		0,0720	1.403
X		X	X		0,0946	950
X	X		X		0,0949	971

En la **Tabla. 3.8**, nuevamente se puede observar que el panel solar de tipo policristalino, se presenta como la mejor alternativa entre los diferentes tipos de dispositivos fotovoltaicos y eólicos. A nivel de configuración de dos dispositivos la mejor alternativa sigue siendo la configuración de panel policristalino y amorfo. En el caso de las turbinas eólicas, es la TYPMAR 600 de levitación magnética sobre la UGE 4kW 2ND de imanes permanentes, la que presenta menor LCOE al complementarse con las configuraciones de dispositivos fotovoltaicos.

Tabla 3.9: Diagrama de nodos 3 - San Cristóbal.

CS6U-330P Poli-Si	E20-327 Mono-Si	U-SA110 (X3) A-Si	DS-700 PMG	UGE-4kW PMG	LCOE (\$)	Generación [kWh/año]
X					0,0112	453
X		X			0,0158	884
X	X				0,0179	905
X	X	X			0,0188	1.337
		X			0,0207	429
	X	X			0,0227	882
	X				0,0247	452
X	X	X	X		0,0641	1.481
X		X	X		0,0815	1.028
X	X		X		0,0821	1.049

Por ultimo en la **Tabla. 3.9**, sigue siendo el panel solar de tipo policristalino, la mejor alternativa entre los diferentes tipos de dispositivos fotovoltaicos y eólicos. A nivel de configuración de dos dispositivos se mantiene la configuración de panel policristalino y amorfo

como la de menor LCOE. En el caso de las turbinas eólicas, es la DS-700 de imanes permanentes sobre la UGE 4kW 2ND de imanes permanentes, la que presenta menor LCOE al complementarse con las configuraciones de dispositivos fotovoltaicos.

Pasando a la localidad de Kennedy, se presenta en las **Tablas. 3.10, 3.11 y 3.12** las primeras diez configuraciones de dispositivos obtenidas en H.O.M.E.R. El orden establecido para las configuraciones en cada tabla, está dado de menor a mayor LCOE. Es importante tener en cuenta que, al igual que en análisis realizado para la localidad de San Cristóbal, las comparaciones se deben realizar para valores similares de potencia instalada, pues a medida que una configuración implementa más de un dispositivo, más incrementa su capacidad de generación y por ende la energía generada. En general en las **Tablas. 3.10, 3.11 y 3.12**, se puede observar que siguen siendo los dispositivos fotovoltaicos los de menor LCOE. Las turbinas eólicas de eje vertical nuevamente se presentan como un complemento para las configuraciones de generación fotovoltaica a pesar de que estas simulaciones, corresponden con la localidad de mayor recurso eólico. Es apreciable también, un incremento en el valor del LCOE y reducción en la energía generada respecto al caso anterior, esto se debe a que la localidad de Kennedy cuenta con menos recurso solar que la localidad de San Cristóbal.

Tabla 3.10: Diagrama de nodos 1 - Kennedy.

CS6U-330P Poli-Si	E20-327 Mono-Si	U-SA110 (X3) A-Si	TYPMAR 600 LevM	DS-700 PMG	LCOE (\$)	Generación [kWh/año]
X					0,0197	369
X		X			0,0255	717
X	X				0,0280	737
X	X	X			0,0292	1.083
		X			0,0318	346
	X	X			0,0341	715
	X				0,0363	368
X	X	X		X	0,0687	1.397
X		X		X	0,0801	1.031
X	X			X	0,0808	1.051

En la **Tabla. 3.10**, se puede observar que el panel solar de tipo policristalino, sigue presentándose como la mejor alternativa entre los diferentes tipos de dispositivos fotovoltaicos y eólicos. A nivel de configuración de dos dispositivos fotovoltaicos, nuevamente es la configuración de panel policristalino y amorfo la que presenta menor LCOE. En el caso de las turbinas eólicas, es la DS-700 de imanes permanentes sobre la TYPMAR 600 de levitación magnética, la que presenta menor LCOE al complementarse con las configuraciones de dispositivos fotovoltaicos.

Tabla 3.11: Diagrama de nodos 2 - Kennedy.

CS6U-330P Poli-Si	E20-327 Mono-Si	U-SA110 (X3) A-Si	TYPMAR 600 LevM	UGE-4kW PMG	LCOE (\$)	Generación [kWh/año]
X					0,0197	369
X		X			0,0255	717
X	X				0,0280	737
X	X	X			0,0292	1.083
		X			0,0318	346
	X	X			0,0341	715
	X				0,0363	368
X	X	X	X		0,0862	1.220
X		X	X		0,108	854
X	X		X		0,108	875

En la **Tabla. 3.11**, se observa que, para los dispositivos fotovoltaicos las premisas realizadas en las anteriores tablas se mantienen. En el caso de las turbinas eólicas, es la TYPMAR 600 de levitación magnética sobre la UGE 4kW 2ND de imanes permanentes, la que presenta menor LCOE al complementarse con las configuraciones de dispositivos fotovoltaicos.

Tabla 3.12: Diagrama de nodos 3 - Kennedy.

CS6U-330P Poli-Si	E20-327 Mono-Si	U-SA110 (X3) A-Si	DS-700 PMG	UGE-4kW PMG	LCOE (\$)	Generación [kWh/año]
X					0,0197	369
X		X			0,0255	717
X	X				0,0280	737
X	X	X			0,0292	1.083
		X			0,0318	346
	X	X			0,0341	715
	X				0,0363	368
X	X	X	X		0,0687	1.397
X		X	X		0,0801	1.031
X	X		X		0,0808	1.051

Por último en la **Tabla. 3.12**, se mantienen las premisas en cuanto a dispositivos fotovoltaicos. En el caso de las turbinas eólicas, es la DS-700 de imanes permanentes sobre la UGE 4kW 2ND de imanes permanentes, la que presenta menor LCOE al complementarse con las configuraciones de dispositivos fotovoltaicos.

Con los resultados presentados en las **Tablas. 3.7, 3.8, 3.9, 3.10, 3.11 y 3.12**, es posible determinar que el dispositivo adecuado para integración en proyectos de aprovechamiento de energías renovables en parques metropolitanos, sin importar el tipo de configuración, es el panel fotovoltaico de tipo policristalino. El aprovechamiento eólico queda contemplando como un complemento a la adaptación de dispositivos fotovoltaicos y esto, como consecuencia de los

bajos promedios de velocidad viento obtenidos de las mediciones realizadas por las estaciones RMCAB, inclusive para la localidad de Kennedy. Por ultimo vale la pena mencionar que, de acuerdo a las configuraciones de dispositivos obtenidas, seleccionar un dispositivo o una determinada configuración, no solo dependerá de la eficiencia y producción energética de los equipos, pues la elección deberá estar acompañada con la inclusión de variables de análisis económico tales como: el capital invertido, valor presente neto de proyecto y los costos de operación y mantenimiento a lo largo de la vida útil del proyecto, variables que componen el costo nivelado de energía (LCOE), el cual se convierte en la herramienta que hace posible analizar distintas fuentes de generación, inclusive si son de diferente tipo.

Capítulo 4

Casos de estudio

Estudiar la factibilidad del uso de sistemas fotovoltaicos y eólicos en espacios públicos recreativos de escala metropolitana, implica unificar los resultados y análisis presentados en el capítulo 3, es decir que, para poder establecer el estudio de la factibilidad se requiere un diagrama de nodos que permita integrar las siguientes variables de entrada:

- **Disponibilidad de Recurso Solar.** Los perfiles de irradiancia solar diaria permiten cuantificar la disponibilidad de recurso, la forma en que varía a través del tiempo y establecer los valores estadísticos que posibilitan caracterizar una determinada zona de estudio.
- **Disponibilidad de Recurso Eólico.** Los perfiles de velocidad de viento permiten cuantificar la disponibilidad de recurso, la forma en que varía a través del tiempo y establecer los valores estadísticos que posibilitan caracterizar una determinada zona de estudio.
- **Perfil de demanda energética.** Determinar los perfiles de carga, permite conocer la forma en que varía la demanda a través del tiempo y los comportamientos asociados al tipo de infraestructura que compone un sistema eléctrico.
- **Dispositivos de aprovechamiento solar y eólico.** Estimar la producción de energía eléctrica anual y analizar el LCOE de diferentes dispositivos de generación, en un escenario de simulación que incorpore el recurso disponible, permite conocer e identificar distintas configuraciones de dispositivos en busca de optimizar el aprovechamiento y transformación de recursos energéticos disponibles.

La factibilidad del uso de sistemas fotovoltaicos y eólicos desarrollada en este capítulo para los parques de escala metropolitana seleccionados, se estudiara utilizando los programas H.O.M.E.R y RETscreen. El programa **H.O.M.E.R**, simplifica la tarea de evaluar diseños para sistemas de energías renovables con y sin conexión a la red, ya que existe gran cantidad

de opciones tecnológicas, variación en costos y disponibilidad de recursos energéticos [16]. Los algoritmos de optimización HOMER Optimizer [®][27] y análisis de sensibilidad permiten la evaluación de muchas configuraciones posibles para un diagrama nodos desarrollado por el usuario, permitiéndole así determinar qué cantidad y capacidad de componentes se deberían contemplar para un determinado proyecto. Por otra parte **RETScreen** es un programa de gestión de energía limpia para el análisis de viabilidad de proyectos de eficiencia energética, energía renovable y cogeneración, permitiéndole al usuario identificar y evaluar la viabilidad técnica y financiera de proyectos potenciales de energías renovables[19].

Para estudiar la factibilidad técnica de cada parque, será necesario revisar los resultados presentados por H.O.M.E.R mediante la evaluación de las siguientes variables: el costo nivelado de energía (LCOE), la cantidad de energía eléctrica generada anualmente, el porcentaje de aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía utilizadas y el perfil de demanda de energía del parque. Para el estudio de la factibilidad económica, es necesario evaluar variables como: los costos de inversión, la Tasa Interna de Retorno (TIR), el periodo de retorno de la inversión y los ahorros e ingresos generados anualmente, así como área requerida para la implementación de dispositivos de aprovechamiento de energías renovables de acuerdo al espacio disponible en cada parque

A continuación, en las **Figuras. 4.1, 4.2, 4.3, 4.4 y 4.5**, se presentan los diagramas de nodos desarrollados para cada parque metropolitano, en dichos diagramas se vincula y modela toda la información recopilada y evaluada a lo largo del capítulo 3. Los dispositivos seleccionados en estos diagramas de nodos se determinan de acuerdo a los resultados de tablas **Tablas. 3.7 a 3.12**, donde se evidencia que es necesario evaluar todas las posibles configuraciones de los tres tipos de paneles seleccionados aun cuando se determinó que el de menor LCOE es el de tipo policristalino.

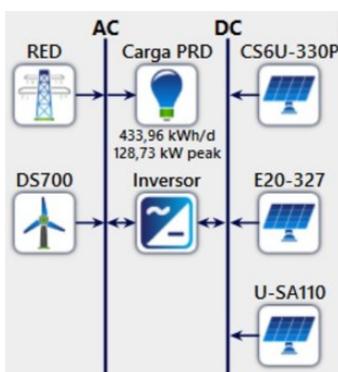


Figura 4.1: Diagrama de nodos PRD.

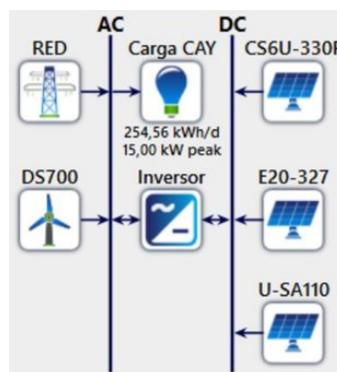


Figura 4.2: Diagrama de nodos Cayetano C.

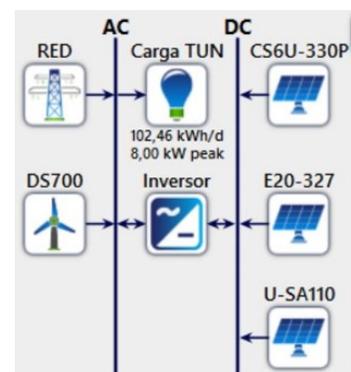


Figura 4.3: Diagrama de nodos Tunal.

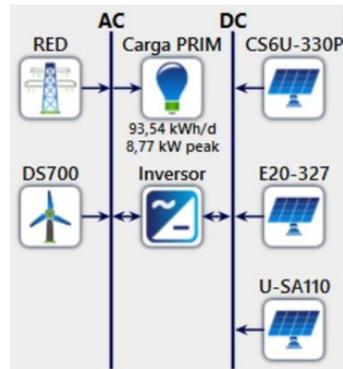


Figura 4.4: Diagrama de nodos Primera de Mayo.

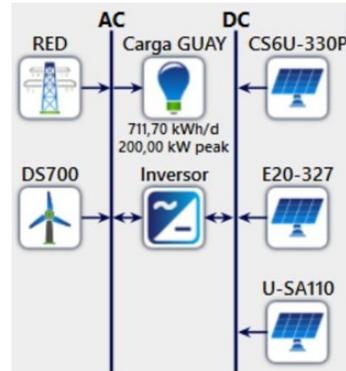


Figura 4.5: Diagrama de nodos Guaymaral.

Para las turbinas eólicas, en este caso, se elige la que mejor complementó a los sistemas fotovoltaicos, es decir la DS-700. Puesto que fue la que menor valor de LCOE aportó al utilizar configuraciones de tipo híbridas. Por último se debe tener en cuenta que, a diferencia del ejercicio realizado en la subsección 3.4.3 para el diagrama de nodos de la **Figura. 3.40**, en este caso se incluye el modelo del perfil de carga estimado para cada parque.

4.1. Estudios de factibilidad en parques

Esta sección presenta el análisis de factibilidad técnica y financiera de los parques propuestos. La factibilidad técnica, como se mencionaba en la introducción del capítulo se obtiene según la evaluación para distintos sistemas resultantes de **H.O.M.E.R.**, en el que para poder obtener la configuración óptima, se deben involucrar todas las variables analizadas en el capítulo 3 es decir, dentro del diagrama de nodos planteado para cada parque de las **Figuras. 4.1, 4.2, 4.3, 4.4 y 4.5**, fue necesario modelar para cada uno de ellos, el recurso disponible de su respectiva localidad con base a los estadísticos presentados en las **Tablas. 3.4 a 3.6** y el perfil de demanda medido para cada parque presentado en la sección 3.3. Adicionalmente, para los paneles fotovoltaicos y turbinas eólicas de eje vertical, fue necesario establecer el costo por kW de cada dispositivo que, como bien se mencionaba en la sección 3.4.1 y 3.4.2, se fijó de acuerdo a los valores de “costos de la energía solar” [25] y “costos de la energía eólica” [26] de datos y estadísticas entre los años 2010 y 2018 del I.R.E.N.A. Por último, fue necesario dentro de las opciones de control de simulación que presenta el programa, ajustar la estrategia de suministro energético a “seguimiento de carga (LF)” [28], dicha estrategia permite que una o varias fuentes de generación puedan suplir la demanda requerida mediante diferentes configuraciones, escenario óptimo cuando se usan múltiples fuentes de energía renovable. Esta claridad es necesaria hacerla, debido a que H.O.M.E.R es un programa para

optimización de micro-redes que contemplan múltiples fuentes de energía renovable y por ello permite seleccionar diferentes formas de controlar el suministro de energía a cargas o dispositivos de almacenamiento energético.

Por otro lado, la factibilidad financiera realizada en RETScreen, requiere fijar parámetros técnicos y financieros. Los técnicos se alimentan de acuerdo a la evaluación de los resultados de H.O.M.E.R, pero como RETScreen enfatiza más en las variables económicas para los análisis de factibilidad de proyectos, fue necesario establecer parámetros más específicos entre los cuales se establecen los siguientes: una tasa de inflación anual del 3,82% [29] valor determinado por el DANE para 2019, tiempo de vida del proyecto a 25 años y una relación de deuda del 0%, pues de acuerdo al IDR [30], si un plan de gobierno distrital, determinara la necesidad de ejecutar proyectos de energía renovables utilizando parques del distrito, las inversiones se harían por licitación y no se contemplaría una financiación, pues a diferencia de la inversión del sector privado, las licitaciones públicas no dan lugar a préstamos, ya que el valor del proyecto debe estar incluido dentro del presupuesto asignado a la entidad y que debe ser ejecutado. El análisis de impuesto sobre la renta queda excluido, pues según el artículo 22 del estatuto tributario nacional [31], las entidades del estado, son no contribuyentes del impuesto a la renta.

Los valores de energía eléctrica utilizados para cada caso de análisis, se estimaron con base a las tarifas de energía eléctrica reguladas por la **CREG** para el mes de noviembre de 2019 [32], donde costo unitario de prestación del servicio ($\$/kWh$) nivel 1 se estimó en 528,0388 COPS equivalentes a 0,1508 USD y para nivel 2 se estimó en 422,1959 COPS equivalentes a 0,1206 USD, para estos valores se utilizó una tasa representativa del mercado TRM de 3.500 COPS. Los parques clasificados como nivel 1 son: Parque Recreo Deportivo el salitre (PRD), Parque Cayentano Cañizares, Parque Deportivo Primera de Mayo. En los de nivel 2, debido a su magnitud espacial se encuentran: Parque Metropolitano El Tunal y Parque Metropolitano Guaymaral. El valor de venta de excedente de energía en kWh , se estableció para cada caso de estudio, según los artículos 17 y 18 de la CREG 030 de 2018 [33] teniendo la consideración de que algunos casos superan los 0,1MW de capacidad instalada y otros son inferiores a este valor.

4.1.1. Parque Recreo-Deportivo El Salitre.

Para el diagrama de nodos planteado en la **Figura. 4.1** perteneciente a este parque, se ejecutó la respectiva simulación, en la que después de 25.762 simulaciones de posibles escenarios se presentan en la **Figura. 4.6** los resultados extraídos de **H.O.M.E.R.**

Architecture						Cost				System
CS6U-330P (kW)	E20-327 (kW)	U-SA110 (kW)	DS700	RED (kW)	Inversor (kW)	COE (\$)	NPC (\$)	Operating cost (\$)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)
146				999.999	77,7	\$ 0,0561	\$ 161.630	\$ 3.384	\$ 128.089	55,1
144		1,00		999.999	76,8	\$ 0,0565	\$ 161.742	\$ 3.454	\$ 127.510	54,9
144	1,00			999.999	76,8	\$ 0,0565	\$ 161.790	\$ 3.449	\$ 127.601	54,9

Figura 4.6: Resultados Parque Recreo-Deportivo El Salitre (PRD)

De los resultados es posible determinar, de acuerdo al costo nivelado de energía (LCOE) y el costo total del proyecto durante su ciclo de funcionamiento (NPC), siendo los criterios priorizados en este caso para integración fuentes de generación de energía eléctrica, que la arquitectura recomendada para el parque, es un sistema conectado a red mediante un inversor de $77,7kW$ y un campo solar de $146kWp$, el aprovechamiento eólico queda descartado.

Para la arquitectura seleccionada, se presenta la potencia promedio mensual requerida de la red y la producida por medio de aprovechamiento de energía renovable, en donde se observa que el mes crítico cuanto a producción energética es abril (**Figura. 4.7**).

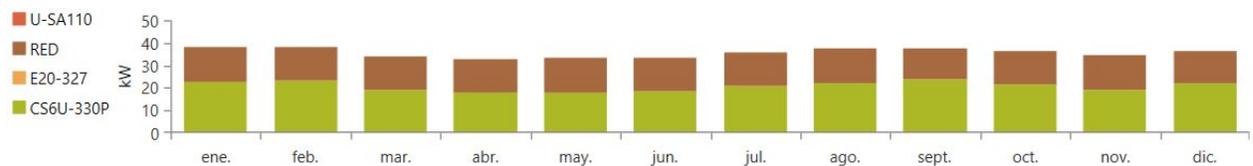


Figura 4.7: Potencia promedio mensual Parque Recreo-Deportivo El Salitre

Para dicho mes crítico se extrae una muestra de un periodo de 15 días (**Figura. 4.8**), en la que se observa el perfil de demanda de energía eléctrica del parque, para días entre semana y fines de semana (curva azul), contra la generación fotovoltaica (curva roja), de acuerdo a la arquitectura de sistema seleccionada. Se puede apreciar entonces, que en este escenario la mayoría del recurso renovable (energía solar) es aprovechable cuando la demanda de energía en el parque encuentra sus valores mínimos, por lo que este sistema es propicio para generar una inyección de energía eléctrica a la red, ya que se tienen excedentes considerables cuando el recurso disponible lo permite.

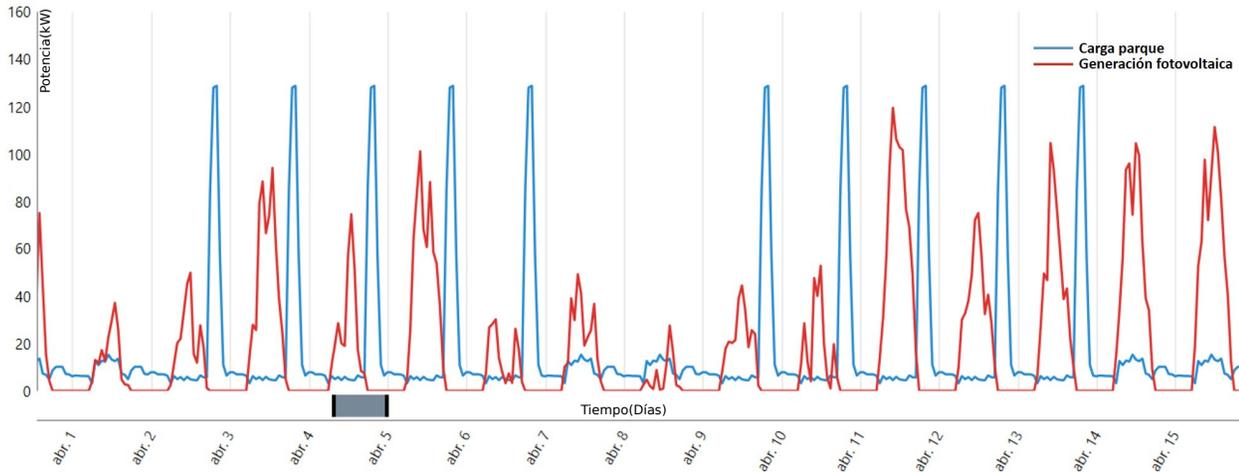


Figura 4.8: Demanda vs Generación fotovoltaica - PRD

La energía anual producida por el sistema, se puede apreciar en la **Tabla. 4.1**. En la simulación estimó una producción con base a energía solar de 181.429 kWh/año, lo que equivale a una penetración fotovoltaica del 58,2% respecto a la energía producida y requerida con base al perfil de carga del parque, pero se debe tener en cuenta que, esta penetración fotovoltaica alcanza ese porcentaje, incluyendo la energía inyectada a la red y que no es aprovechada por la carga, que equivale a 146.787 kWh/año. Por otra parte, con la información de la **Tabla. 4.1** y **Tabla. 4.2** es posible estimar que, de la producción total solar fotovoltaica, el 19,09% es aprovechada para autoconsumo, es decir unos 34.642 kWh/año. Valor que se obtiene hallando la diferencia entre el valor de consumo de la carga proyectada anualmente 165.074 kWh/año y el valor de energía requerida de la red, 130.432 kWh/año.

Tabla 4.1: Producción energética PRD

Fotovoltaico	RED	Total
181.429	130.432	311.861
kWh/año	kWh/año	kWh/año
58,2%	41,8%	100%

Tabla 4.2: Consumo energético PRD

Carga	Excedentes	Total
165.074	146.787	311.861
kWh/año	kWh/año	kWh/año
52,9%	47,1%	100%

Pasando a la factibilidad financiera del modelo, se utilizó RETscreen, donde se introdujo la ubicación del parque en la localidad de Barrios unidos, los valores de irradiación solar diaria mensual, velocidad de viento promedio mensual estimados en el capítulo 3 y los resultados del sistema seleccionado, en el que se determinó un campo solar $146kWp$ compuesto por paneles de tipo policristalino Canadian Solar MAXPOWER CS6U 330U **Figura. 4.9**, campo solar que requiere unos 442 paneles que ocupan un área aproximada de $945m^2$ incluido un 10% de área producto de separación entre paneles.



Figura 4.9: Análisis Financiero PRD (Valores en USD)

De acuerdo a la factibilidad financiera desarrollada en RETScreen **Figura. 4.9**, el proyecto que requeriría de un capital inicial de 139.436 USD, presenta una TIR de 5,2% y un retorno de inversión a los 13 años dentro de la vida útil del proyecto. Para este análisis se contempló el ahorro o generado por el autoconsumo y por venta de excedentes de energía a la red de acuerdo a lo estipulado en la resolución CREG 030 de 2018 [33] en sus artículos 17 y 18, en este caso para un proyecto mayor a 0,1MW. También se incluye gastos en interventoría contemplada para la etapa de diseños y obra. Respecto al potencial de generación eléctrica y su factibilidad económica en función del área disponible y utilizada, se puede observar que en el parque Recreio-deportivo El Salitre, que posee un área estimada en 160.000m², tan solo se requiere 975m² aproximadamente el 0,59% de su área, para generar por medio de energía solar fotovoltaica unos 181.429 kWh/año e ingresos y ahorros anuales estimados en 14.519 UDS.

4.1.2. Parque Cayetano Cañizares.

Para el diagrama de nodos planteado en la **Figura. 4.2** perteneciente a este parque, se ejecutó la respectiva simulación, en la que después de 52.184 simulaciones de posibles escenarios se presentan en la **Figura. 4.10** los resultados extraídos de **H.O.M.E.R.**

Architecture						Cost				System
CS6U-330P (kW)	E20-327 (kW)	U-SA110 (kW)	DS700	RED (kW)	Inversor (kW)	COE (\$)	NPC (\$)	Operating cost (\$)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)
85,0				999.999	45,3	\$ 0,0565	\$ 93.628	\$ 2.021	\$ 73.594	55,7
85,0		1,00		999.999	44,8	\$ 0,0565	\$ 93.774	\$ 2.012	\$ 73.836	55,8
83,6	0,810			999.999	46,4	\$ 0,0564	\$ 93.815	\$ 2.010	\$ 73.897	55,8

Figura 4.10: Resultados Parque Cayetano Cañizares

De los resultados es posible determinar, de acuerdo al costo nivelado de energía (LCOE) y el costo total del proyecto durante su ciclo de funcionamiento (NPC), siendo los criterios

priorizados en este caso para integración fuentes de generación de energía eléctrica, que la arquitectura recomendada para el parque, es un sistema conectado a red mediante un inversor de 45,3kW y un campo solar de 85kWp, el aprovechamiento eólico queda descartado.

Para la arquitectura seleccionada, se presenta la potencia promedio mensual requerida de la red y la producida por medio de aprovechamiento de energía renovable, en donde se observa que el mes crítico cuanto a producción energética es mayo (**Figura. 4.11**).



Figura 4.11: Potencia promedio mensual Parque Cayentano Cañizares

Para dicho mes critico se extrae una muestra de un periodo de 15 días (**Figura. 4.12**), donde se observa el perfil de demanda de energía eléctrica del parque, para días entre semana y fines de semana (curva azul), contra la generación fotovoltaica (curva roja), de acuerdo a la arquitectura de sistema seleccionada. Se puede apreciar entonces, que en este escenario la mayoría del recurso renovable (energía solar) es aprovechable cuando la carga demandada en el parque no es considerable, por lo que este sistema es propicio para generar una inyección de energía a la red, pues se tienen excedentes considerables cuando el recurso lo permite.

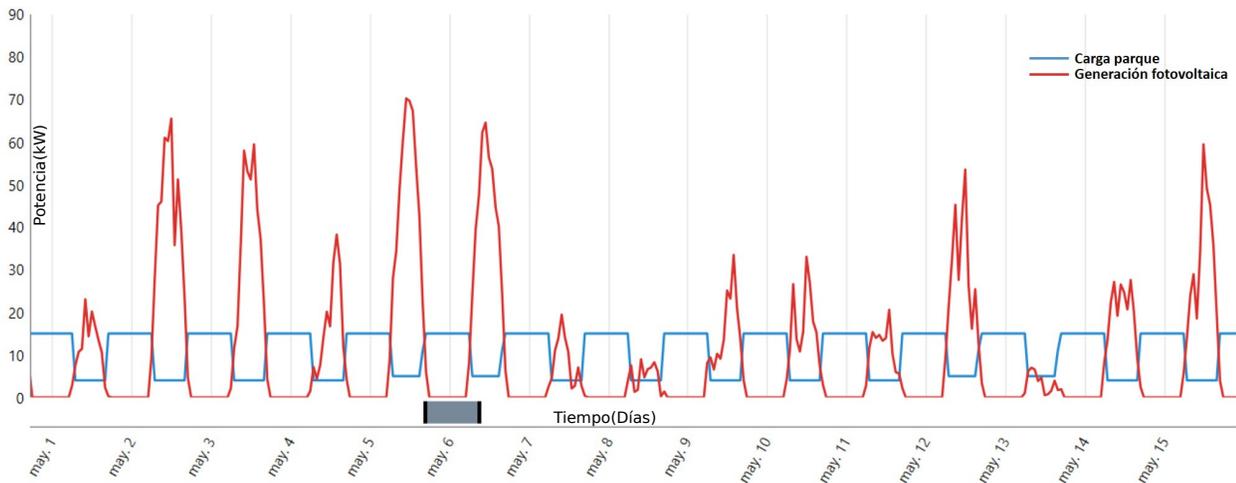


Figura 4.12: Demanda vs Generación fotovoltaica - P. Cayentano Cañizares

La energía anual producida por el sistema, se puede apreciar en la **Tabla. 4.3**. La simulación estimó una producción con base a energía solar de 105.500 kWh/año, lo que equivale a

una penetración fotovoltaica del 58,7% respecto a la energía producida y requerida con base al perfil de carga del parque, pero se debe tener en cuenta que, esta penetración fotovoltaica alcanza ese porcentaje, incluyendo la energía inyectada a la red y que no es aprovechada por la carga, que equivale a 82.853 kWh/año. Por otra parte, con la información de la **Tabla. 4.3** y **Tabla. 4.4** se puede estimar que, de la producción total solar fotovoltaica, el 21,46% es aprovechada para autoconsumo, es decir unos 22.647 kWh/año. Valor que se obtiene hallando la diferencia entre el valor de consumo de la carga proyectada anualmente 96.746 kWh/año y el valor de energía requerida de la red, 74.149 kWh/año.

Tabla 4.3: Producción energética P. Cayetano Cañizares

Fotovoltaico	RED	Total
105.500	74.149	179.649
kWh/año	kWh/año	kWh/año
58,7%	41,3%	100%

Tabla 4.4: Consumo energético P. Cayetano Cañizares

Carga	Excedentes	Total
96.796	82.853	179.549
kWh/año	kWh/año	kWh/año
53,88%	46,12%	100%

Pasando a la factibilidad financiera del modelo, se utilizó RETScreen, donde se introdujo la ubicación del parque en la localidad de Kennedy, los valores de irradiación solar diaria mensual, velocidad de viento promedio mensual estimados en el capítulo 3 y los resultados del sistema seleccionado, en el que se determinó un campo solar 85,0kWp compuesto por paneles de tipo policristalino Canadian Solar MAXPOWER CS6U 330U **Figura. 4.13**, campo solar que requiere unos 258 paneles que ocupan un área aproximada de 550m² incluido un 10% de área producto de separación entre paneles.



Figura 4.13: Análisis Financiero P. Cayetano Cañizares.(Valores en USD)

De acuerdo a la factibilidad financiera desarrollada en RETScreen **Figura. 4.13**, el proyecto que requeriría de un capital inicial de 81.089 USD, presenta una TIR de 14% y un retorno de inversión a los 6,7 años dentro de la vida útil del proyecto. Para este análisis se

contempló el ahorro o generado por el autoconsumo y por venta de excedentes de energía a la red de acuerdo a lo estipulado en la resolución CREG 030 de 2018 [33] en sus artículos 17 y 18, en este caso para un proyecto menor a 0,1MW. También se incluye gastos en interventoría contemplada para la etapa de diseños y obra. Respecto al potencial de generación eléctrica y su factibilidad económica en función del área disponible y utilizada, se puede observar que en el parque Cayetano Cañizares, que posee un área estimada en $90.000m^2$, tan solo requiere $550m^2$ aproximadamente el 0,61 % de su área, para generar por medio de energía solar fotovoltaica unos 105.500 kWh/año e ingresos y ahorros anuales estimados en 13.810 UDS.

4.1.3. Parque Metropolitano El Tunal.

Para el diagrama de nodos planteado en la **Figura. 4.3** perteneciente a este parque, se ejecutó la respectiva simulación, en la que después de 45.514 simulaciones de posibles escenarios se presentan en la **Figura. 4.14** los resultados extraídos de **H.O.M.E.R.**

Architecture					Cost				System	
CS6U-330P (kW)	E20-327 (kW)	U-SA110 (kW)	DS700	RED (kW)	Inversor (kW)	COE (\$)	NPC (\$)	Operating cost (\$)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)
36,6				999.999	19,0	\$ 0,0666	\$ 37.513	\$ 868,43	\$ 28.906	65,8
37,2		0,0916		999.999	18,6	\$ 0,0665	\$ 37.534	\$ 860,69	\$ 29.003	66,1
36,7	0,0428			999.999	18,8	\$ 0,0668	\$ 37.542	\$ 873,62	\$ 28.883	65,8

Figura 4.14: Resultados Parque Metropolitano El Tunal

De los resultados es posible determinar, de acuerdo al costo nivelado de energía (LCOE) y el costo total del proyecto durante su ciclo de funcionamiento (NPC), siendo los criterios priorizados en este caso para integración fuentes de generación de energía eléctrica, que la arquitectura recomendada para el parque, es un sistema conectado a red mediante un inversor de $19,0kW$ y un campo solar de $36,6kWp$, el aprovechamiento eólico queda descartado.

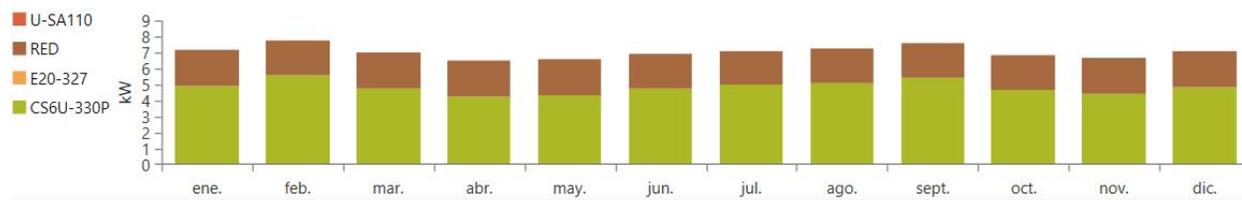


Figura 4.15: Potencia promedio mensual Parque Metropolitano El Tunal

Para la arquitectura seleccionada, se presenta la potencia promedio mensual requerida de la red y la producida por medio de aprovechamiento de energía renovable, en donde se

observa que el mes crítico cuanto a producción energética es abril (**Figura. 4.15**).

Para dicho mes crítico se extrae una muestra de un periodo de 15 días **Figura. 4.16**, donde se observa el perfil de demanda de energía eléctrica del parque, para días entre semana y fines de semana (curva azul), contra la generación fotovoltaica (curva roja), de acuerdo a la arquitectura de sistema seleccionada. Se puede apreciar entonces, que en este escenario la mayoría del recurso renovable (energía solar) es aprovechable cuando la carga de las instalaciones de uso final del parque encuentra su en mayor demanda, por lo que este sistema es propicio para generar un autoconsumo de energía, y por otra una inyección de energía a la red cuando la disponibilidad de recurso solar es alta, pues para esta situación se tienen excedentes de energía considerables.

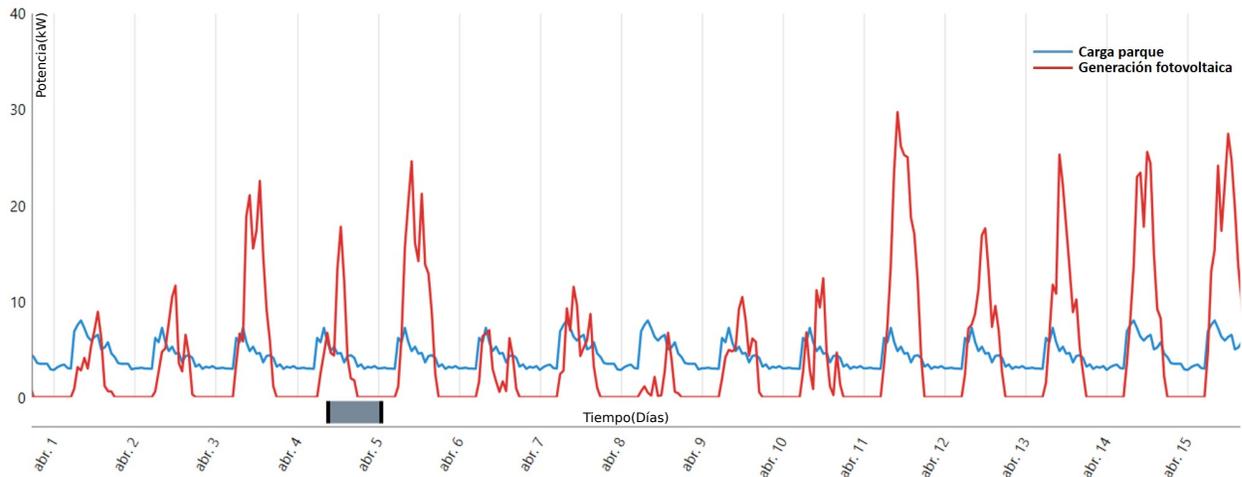


Figura 4.16: Demanda vs Generación fotovoltaica - P. Metropolitano El Tunal

La energía anual producida por el sistema, se puede apreciar en la **Tabla. 4.5**. La simulación estimó una producción con base a energía solar de 42.241 kWh/año, lo que equivale a una penetración fotovoltaica del 68,5 % respecto a la energía producida y requerida con base al perfil de carga del parque, pero se debe tener en cuenta que, esta penetración fotovoltaica alcanza ese porcentaje, incluyendo la energía inyectada a la red y que no es aprovechada por la carga, que equivale a 19.414 kWh/año. Por otra parte, con la información de la **Tabla. 4.5** y **Tabla. 4.6** se puede estimar que, de la producción total solar fotovoltaica, el 46,29 % es aprovechada para autoconsumo, es decir unos 19.555 kWh/año. Valor que se obtiene hallando la diferencia entre el valor de consumo de la carga proyectada anualmente 38.958 kWh/año y el valor de energía requerida de la red, 19.403 kWh/año.

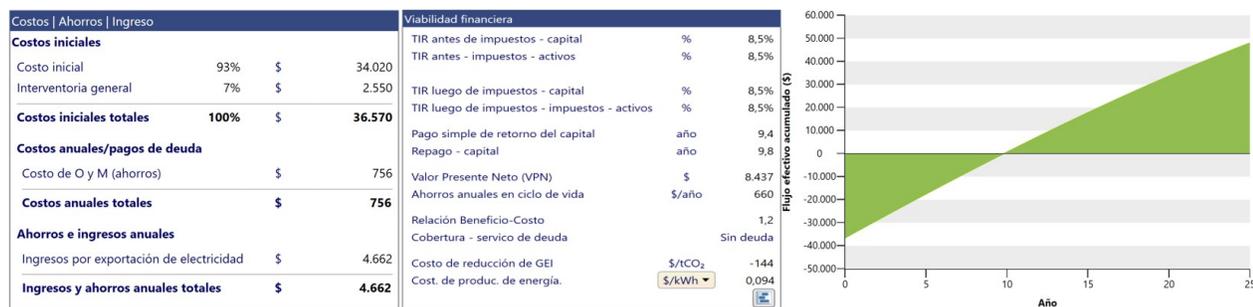
Tabla 4.5: Producción energética P. Tunal

Fotovoltaico	RED	Total
42.241	19.403	61.645
kWh/año	kWh/año	kWh/año
68,5 %	31,5 %	100 %

Tabla 4.6: Consumo energético P. Tunal

Carga	Excedentes	Total
38.958	22.687	61.645
kWh/año	kWh/año	kWh/año
63.19 %	36,81 %	100 %

Pasando a la factibilidad financiera del modelo, se utilizó RETScreen, donde se introdujo la ubicación del parque en la localidad de Tunjuelito, los valores de irradiación solar diaria mensual, velocidad de viento promedio mensual estimados en el capítulo 3 y los resultados del sistema seleccionado, en el que se determinó un campo solar 36,6 *kWp* compuesto por paneles de tipo policristalino Canadian Solar MAXPOWER CS6U 330U **Figura. 4.17**, campo solar que requiere unos 111 paneles que ocupan área aproximada de 237m² incluido un 10 % de área producto de separación entre paneles.

**Figura 4.17:** Análisis Financiero Parque M. El Tunal (Valores en USD)

De acuerdo a la factibilidad financiera desarrollada en RETScreen **Figura. 4.17**, el proyecto que requeriría de un capital de inicial de 36.570 USD, presenta una TIR de 8,5 % y un retorno de inversión a los 9,8 años dentro de la vida útil del proyecto. Para este análisis se contempló el ahorro generado por el autoconsumo y por venta de excedentes de energía a la red, también incluye gastos en interventoría contemplada para la etapa de diseños y obra. Respecto al potencial de generación eléctrica y su factibilidad económica en función del área disponible y utilizada, se puede observar que en el parque Metropolitano El Tunal, que posee un área estimada en 500.000m², tan solo se requiere 237m² aproximadamente el 0,047 % de su área, para generar 42,241 kWh/año y unos ingresos y ahorros anuales estimados en 4.642 UDS.

4.1.4. Parque Deportivo Primera de Mayo.

Para el diagrama de nodos planteado en la **Figura. 4.4** perteneciente a este parque, se ejecutó la respectiva simulación, en la que después de 47.300 simulaciones de posibles escenarios se presentan en la **Figura. 4.18** los resultados extraídos de **H.O.M.E.R.**

Architecture						Cost				System
CS6U-330P (kW)	E20-327 (kW)	U-SA110 (kW)	DS700	RED (kW)	inversor (kW)	COE (\$)	NPC (\$)	Operating cost (\$)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)
27,4				999.999	13,8	\$ 0,0509	\$ 32.531	\$ 980,33	\$ 22.543	54,7
27,6	0,0578			999.999	14,0	\$ 0,0507	\$ 32.549	\$ 969,23	\$ 22.673	55,0
26,9		0,0785		999.999	14,3	\$ 0,0508	\$ 32.568	\$ 981,49	\$ 22.568	54,8

Figura 4.18: Resultados Parque Deportivo Primera de Mayo

De los resultados es posible determinar, de acuerdo al costo nivelado de energía (LCOE) y el costo total del proyecto durante su ciclo de funcionamiento (NPC), siendo los criterios priorizados en este caso para integración fuentes de generación de energía eléctrica, que la arquitectura recomendada para el parque, es un sistema conectado a red mediante un inversor de $13,8kW$ y un campo solar de $27,4kWp$, el aprovechamiento eólico queda descartado.

Para la arquitectura seleccionada, se presenta la potencia promedio mensual requerida de la red y la producida por medio de aprovechamiento de energía renovable, en donde se observa que el mes más crítico cuanto a producción energética es mayo (**Figura. 4.19**).

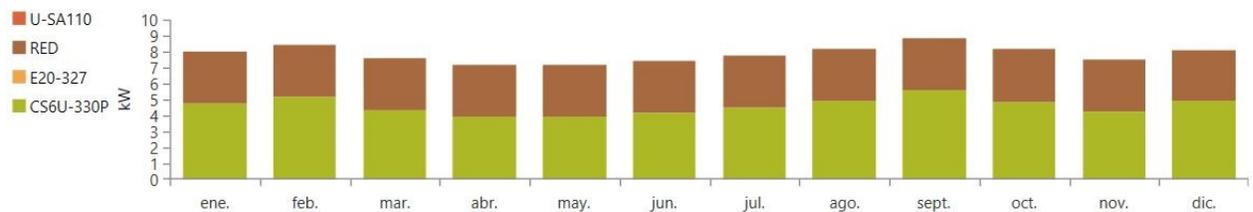


Figura 4.19: Potencia promedio mensual Parque Deportivo Primera de Mayo

Para dicho mes crítico se extrae una muestra de un periodo de 15 días (**Figura. 4.20**), donde se observa el perfil de demanda de energía eléctrica del parque, para días entre semana y fines de semana (curva azul), contra la generación fotovoltaica (curva roja), de acuerdo a la arquitectura de sistema seleccionada. Se puede apreciar entonces, que en este escenario la mayoría del recurso renovable (energía solar) es aprovechable cuando la carga demandada en el parque no es considerable, por lo que este sistema es propicio para generar una inyección de energía a la red, pues se tienen excedentes considerables cuando el recurso lo permite.

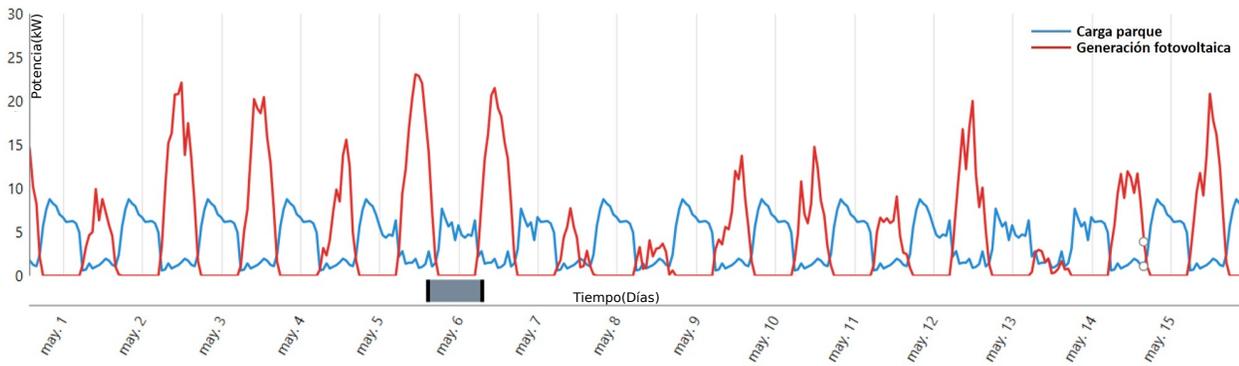


Figura 4.20: Demanda vs Generación fotovoltaica P. Deportivo Primera de Mayo

La energía anual producida por el sistema, se puede apreciar en la **Tabla. 4.7**. La simulación estimó una producción con base a energía solar de 40.406 kWh/año, lo que equivale a una penetración fotovoltaica del 58,7% respecto a la energía producida y requerida con base al perfil de carga del parque, pero se debe tener en cuenta que, esta penetración fotovoltaica alcanza ese porcentaje, incluyendo la energía inyectada a la red y que no es aprovechada por la carga, que equivale a 33.417 kWh/año. Por otra parte, con la información de la **Tabla. 4.7** y **Tabla. 4.8** se puede estimar que, de la producción total solar fotovoltaica, el 17,29% es aprovechada para autoconsumo, es decir unos 6.988 kWh/año. Valor que se obtiene hallando la diferencia entre el valor de consumo de la carga proyectada anualmente 35.384 kWh/año y el valor de energía requerida de la red, 28.396 kWh/año.

Tabla 4.7: Producción energética P. Deportivo Primera de Mayo

Fotovoltaico	RED	Total
40.406	28.396	68.801
kWh/año	kWh/año	kWh/año
58,7%	41,3%	100%

Tabla 4.8: Consumo energético P. Deportivo Primera de Mayo

Carga	Excedentes	Total
35.384	33.414	68.801
kWh/año	kWh/año	kWh/año
51,42%	48,58%	100%

Pasando a la factibilidad financiera del modelo, se utilizó RETScreen, donde se introdujo la ubicación del parque en la localidad de San Cristóbal, los valores de irradiación solar diaria mensual, velocidad de viento promedio mensual estimados en el capítulo 3 y los resultados del sistema seleccionado, en el que se determinó un campo solar de 27,4kWp compuesto por paneles de tipo policristalino Canadian Solar MAXPOWER CS6U 330U **Figura. 4.21**, campo solar que requiere unos 84 paneles que ocupan área aproximada de 179m² incluido un 10% de área producto de separación entre paneles.



Figura 4.21: Análisis Financiero P. Deportivo Primera de Mayo (Valores en USD)

De acuerdo a la factibilidad financiera desarrollada en RETScreen **Figura. 4.21**, el proyecto que requeriría de un capital inicial de 26.017 USD, presenta una TIR de 17,4% y un retorno de inversión a los 5,6 años dentro de la vida útil del proyecto. Para este análisis se contempló el ahorro o generado por el autoconsumo y por venta de excedentes de energía a la red de acuerdo a lo estipulado en la resolución CREG 030 de 2018 [33] en sus artículos 17 y 18, en este caso para un proyecto menor a 0,1MW. También se incluye gastos en interventoría contemplada para la etapa de diseños y obra. Respecto al potencial de generación eléctrica y su factibilidad económica en función del área disponible y utilizada, se puede observar que en el Parque Deportivo Primera de Mayo, que posee un área estimada en 45.000m², tan solo requiere de 179m² aproximadamente el 0,39% de su área, para generar por medio de energía solar fotovoltaica unos 40.406 kWh/años e ingresos y ahorros anuales estimados en 5.265 UDS.

4.1.5. Parque Metropolitano Guaymaral.

Para el diagrama de nodos planteado en la **Figura. 4.5** perteneciente a este parque, se ejecutó la respectiva simulación, en la que después de 10.472 simulaciones de posibles escenarios se presentan en la **Figura. 4.22** los resultados extraídos de **H.O.M.E.R.**

Architecture					Cost				System	
CS6U-330P (kW)	E20-327 (kW)	U-SA110 (kW)	DS700	RED (kW)	inversor (kW)	COE (\$)	NPC (\$)	Operating cost (\$)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)
219				999.999	112	\$ 0,0534	\$ 259.568	\$ 6.850	\$ 191.676	53,1
218		1,00		999.999	112	\$ 0,0534	\$ 259.697	\$ 6.863	\$ 191.676	53,1
219	1,00			999.999	112	\$ 0,0533	\$ 259.769	\$ 6.821	\$ 192.167	53,2

Figura 4.22: Resultados Parque Metropolitano Guaymaral

De los resultados es posible determinar, de acuerdo al costo nivelado de energía (LCOE) y el costo total del proyecto durante su ciclo de funcionamiento (NPC), siendo los criterios

priorizados en este caso para integración fuentes de generación de energía eléctrica, que la arquitectura recomendada para el parque, es un sistema conectado a red mediante un inversor de $112kW$ y un campo solar de $219kWp$, el aprovechamiento eólico queda descartado.

Para la arquitectura seleccionada, se presenta la potencia promedio mensual requerida de la red y la producida por medio de aprovechamiento de energía renovable, en donde se observa que el mes más crítico cuanto a producción energética es mayo (**Figura. 4.23**).

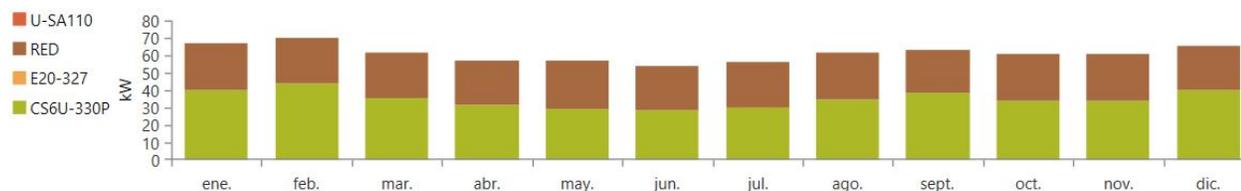


Figura 4.23: Potencia promedio mensual Parque Metropolitano Guaymaral

Para dicho mes crítico se extrae una muestra de un periodo de 15 días (**Figura. 4.24**), donde se observa el perfil de demanda de energía eléctrica del parque, para días entre semana y fines de semana (curva azul), contra la generación fotovoltaica (curva roja), de acuerdo a la de arquitectura de sistema seleccionada. Se puede apreciar entonces, que en este escenario la mayoría del recurso renovable (energía solar) es aprovechable cuando la carga demandada en el parque no es considerable, por lo que este sistema es propicio para generar una inyección de energía a la red, pues se tienen excedentes considerables cuando el recurso lo permite.

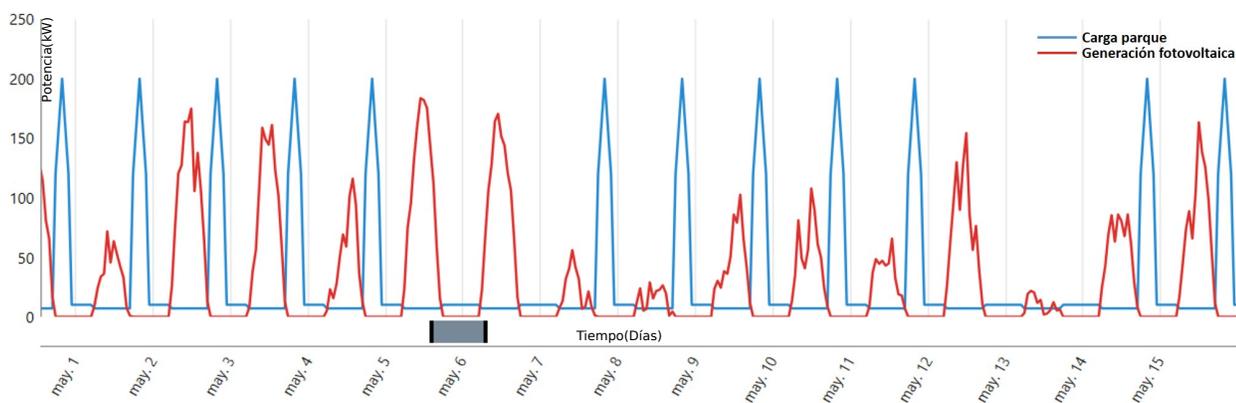


Figura 4.24: Demanda vs Generación fotovoltaica Parque M. Guaymaral

La energía anual producida por el sistema, se puede apreciar en la **Tabla. 4.9**. La simulación estimó una producción con base a energía solar de $306.103 kWh/año$, lo que equivale a una penetración fotovoltaica del $57,1\%$ respecto a la energía producida y requerida con base

al perfil de carga del parque, pero se debe tener en cuenta que, esta penetración fotovoltaica alcanza ese porcentaje, incluyendo la energía inyectada a la red y que no es aprovechada por la carga, que equivale a 262.602 kWh/año. Por otra parte, con la información de la **Tabla. 4.9** y **Tabla. 4.10** se puede estimar que, de la producción total solar fotovoltaica, el 14,21 % es aprovechada para autoconsumo, es decir unos 43.501 kWh/año. Valor que se obtiene hallando la diferencia entre el valor de consumo de la carga proyectada anualmente 273.489 kWh/año y el valor de energía requerida de la red, 229.988 kWh/año.

Tabla 4.9: Producción energética Parque M. Guaymaral

Fotovoltaico	RED	Total
306.103	229.988	536.091
kWh/año	kWh/año	kWh/año
57,1 %	42,9 %	100 %

Tabla 4.10: Consumo energético Parque M. Guaymaral

Carga	Excedentes	Total
273.489	262.602	536.091
kWh/año	kWh/año	kWh/año
51,0 %	49,0 %	100 %

Pasando a la factibilidad financiera del modelo, se utilizó RETScreen, donde se introdujo la ubicación del parque en la localidad de Suba, los valores de irradiación solar diaria mensual, velocidad de viento promedio mensual estimados en el capítulo 3 y los resultados del sistema seleccionado, en el que se determinó un campo solar $219kWp$ compuesto por paneles de tipo policristalino Canadian Solar MAXPOWER CS6U 330U **Figura. 4.25**, campo solar que requiere unos 643 paneles que ocupan área aproximada de $1.372m^2$ incluido un 10 % de área producto de separación entre paneles.



Figura 4.25: Análisis Financiero Parque M. Guaymaral (Valores en USD)

De acuerdo a la factibilidad financiera desarrollada en RETScreen **Figura. 4.25**, el proyecto que requeriría de un capital inicial de 210.595 USD, presenta una TIR de 0,96 % y un retorno de inversión a los 21,5 años dentro de la vida útil del proyecto. Para este análisis se contempló el ahorro o generado por el autoconsumo y por venta de excedentes de energía a la

red de acuerdo a lo estipulado en la resolución CREG 030 de 2018 [33] en sus artículos 17 y 18, en este caso para un proyecto mayor a 0,1MW. También se incluye gastos en interventoría contemplada para la etapa de diseños y obra. Respecto al potencial de generación eléctrica y su factibilidad económica en función del área disponible y utilizada, se puede observar que en el parque Metropolitano Guaymaral, que posee un área estimada en $1'000.000m^2$, tan solo requiere $1.372m^2$ aproximadamente el 0,14% de su área, para generar por medio de energía solar fotovoltaica unos 306.103 kWh/año e ingresos y ahorros anuales estimados en 14.920 UDS.

Capítulo 5

Análisis de resultados

Estudiar la factibilidad del uso de sistemas fotovoltaicos y eólicos en espacios públicos recreativos de escala metropolitana, está compuesto de cuatro pilares principales de estudio: la disponibilidad de recurso solar - eólico, los perfiles de demanda energética, los dispositivos adecuados para aprovechamiento de recurso solar - eólico y por último la factibilidad técnica y financiera. En este capítulo se presenta al lector, la descripción e interpretación de resultados a través de cuatro secciones, relacionadas directamente con los cuatro pilares de estudio y donde se plasma el análisis para los resultados del trabajo realizado.

5.1. Disponibilidad de recurso Solar - Eólico.

A continuación, se presenta el análisis de resultados relacionados tanto para la disponibilidad de recurso, como para la caracterización de zonas en el periodo seleccionado de estudio (1 de agosto de 2016 hasta el 31 de julio de 2018).

5.1.1. Solar

De acuerdo a los perfiles de irradiancia establecidos en el capítulo 3, **Figuras. 3.14 a 3.18**, se aprecia que en las localidades Barrios unidos, Kennedy y Tunjuelito la irradiancia máxima al día puede llegar a niveles entre $500[W/m^2]$ y $550[W/m^2]$, por otra parte, en las localidades de Suba y San Cristóbal la irradiancia máxima al día puede llegar a niveles entre $600[W/m^2]$ y $700[W/m^2]$, siendo estas dos localidades las más cercanas a los cerros orientales de la ciudad. Como consecuencia directa de los altos niveles de irradiancia, la localidad de San Cristóbal se presenta como la localidad con mayor irradiación, esto de acuerdo a los valores de la **Tabla. 3.3**, donde también se puede establecer que la localidad con menos irradiación diaria es la localidad de Tunjuelito.

Mensualmente, para las localidades estudiadas de la ciudad de Bogotá, se encuentra que los niveles de irradiación tienden a bajar para los meses de abril, mayo, octubre y noviembre

de acuerdo a lo que se puede evidenciar en la **Tabla. 3.4**, estos meses son, en los que la ciudad se encuentra en época de altas precipitaciones como se puede verificar en la **Figura. 5.1(a)** extraída del atlas climatológico del IDEAM 1981-2010 de Colombia [34]. Por otra parte, los niveles más altos de irradiación registrados para el periodo de estudio por localidad, se dieron en los meses de febrero y septiembre, donde de acuerdo al histórico de precipitación, son meses en que se establece una precipitación intermedia.

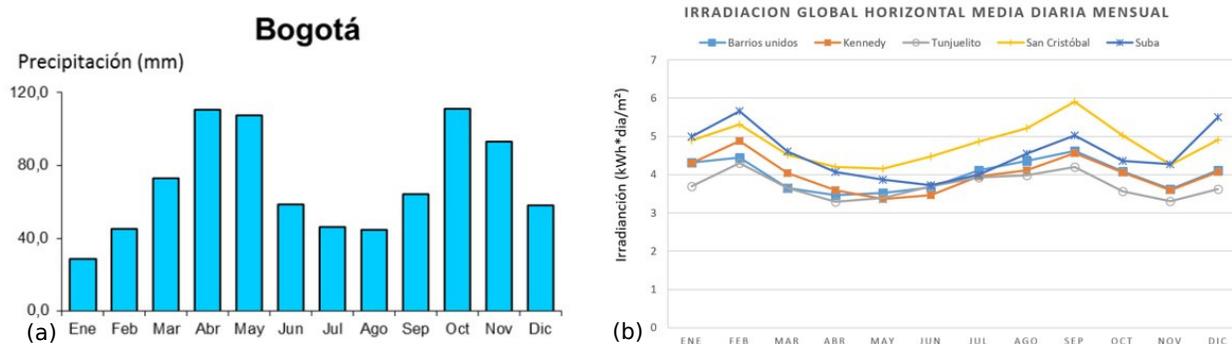


Figura 5.1: Precipitación VS Irradianción.

Al establecer el coeficiente de correlación entre precipitación e irradiación, se obtiene por localidad una correlación negativa como se puede verificar en la **Tabla. 5.1**. Lo que indica la correlación negativa, es que las dos variables se correlacionan en sentido inverso, es decir que a valores altos de una le corresponden valores bajos de la otra.

Tabla 5.1: Coeficiente de correlación entre precipitación - irradiación

Barrios unidos	Kennedy	Tunjuelito	San Cristóbal	Suba
-0,59	-0,42	-0,71	-0,49	-0,24

Se observa, una correlación negativa muy marcada entre las variables en la localidad de Tunjuelito. En las localidades de Kennedy, Barrios unidos y San Cristóbal, existe un coeficiente de correlación negativa de aproximadamente 50 %, y en la que menos existe correlación negativa es en la localidad de Suba (-0,24). Es decir que en esta localidad las dos variables tienden a ser más independientes que en resto de localidades estudiadas.

5.1.2. Eólico

De acuerdo a los perfiles de velocidad de viento presentados en la sección 3.2.4, **Figuras. 3.19 a 3.23**, se puede establecer un comportamiento de velocidad de viento promedio a lo

largo del día muy similar en las cinco localidades, siendo bajo en las horas de la madrugada y manteniéndose así hasta pasadas las 8:00 horas, donde se mantiene en un constante aumento hasta pasadas las 16:00 horas, en que comienza a disminuir. En la **Tabla. 3.5**, se aprecia que en las localidades de Barrios unidos, Tunjuelito, San Cristóbal y Suba, se encuentran niveles promedio de velocidad de viento entre $0,9 [m/s]$ y $1,5[m/s]$, valores que son bajos, pero debe tenerse en cuenta que, son velocidades de viento medidas a 10 metros de altura sobre el nivel del suelo. Por otra parte, la mayor velocidad de viento promedio se encuentra en la localidad de Kennedy, $2,3[m/s]$. La tabla **Tabla. 3.5** también presenta el valor máximo hallado para la muestra de cada localidad, en la que los vientos superan fácilmente los $4,0[m/s]$.

Mensualmente de acuerdo a la **Tabla. 3.6** se puede ver reflejado en la **Figura. 5.2** que, como es de esperarse en el tercer trimestre del año (julio, agosto y septiembre) la velocidad de viento aumenta respecto a otros meses del año. En los meses de febrero y diciembre también se registran alzas en las velocidades de viento.

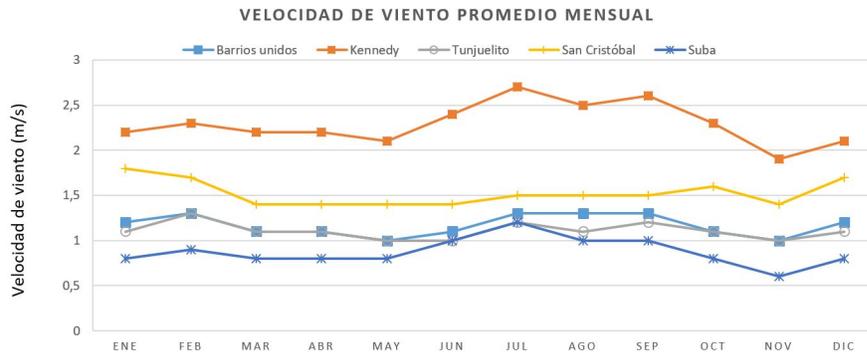


Figura 5.2: velocidad de viento promedio mensual.

En la **Tabla. 5.2** se presentan los resultados de correlación entre las variables velocidad de viento e irradiación para cada localidad. A pesar de que en los casos de estudio se determinó que los dispositivos adecuados para aprovechamiento de energías renovables en parques metropolitanos son los fotovoltaicos, es importante validar cuales son las localidades que presentan mejor adaptación para futuras mejoras en sistemas híbridos de tipo fotovoltaicos-eólicos.

Tabla 5.2: Coeficiente de correlación V.V - irradiación

Barrios unidos	Kennedy	Tunjuelito	San Cristóbal	Suba
0,86	0,36	0,81	0,51	-0,12

En la localidad de Tunjuelito y Barrios unidos, se presenta una correlación positiva muy marcada entre las variables, superior al 80 %. En la localidad de San Cristóbal el coeficiente

de correlación positiva es aproximadamente del 50 %, en Kennedy del 36 % y en la localidad de suba se presenta una correlación negativa. Es decir que en esta localidad las dos variables tienden a ser independientes de acuerdo a lo analizado y registrado por la estación RMCAB Suba.

5.2. Perfiles de carga.

De acuerdo al proceso de medición documentado en la sección 3.3 y los perfiles de carga presentados en la sección 3.3.3, fue posible establecer las características de demanda energética relacionadas con la infraestructura y uso que se da dentro de los parques metropolitanos.

- **Alumbrado público.** La característica que representa una carga de alumbrado público, se puede observar en las **Figuras. 3.32, 3.33, 3.36 y 3.37**, correspondientes a los perfiles de carga para los días entre semana y fines de semana de los parques Cayetano Cañizares y Deportivo Primera de Mayo. El comportamiento característico asociado a este tipo de uso, se ve reflejado en el incremento de la demanda de energía eléctrica entre las 18:00 y las 5:45 horas para las gráficas anteriormente referenciadas. A pesar de que estos parques tienen un horario de atención a los usuarios desde las 6:00 hasta las 22:00 horas en el parque Cayetano Cañizares y desde las 6:00 a hasta las 18:00 horas en el Deportivo Primera de Mayo, el alumbrado se mantiene encendido en horas nocturnas por temas de seguridad y vigilancia.
- **Escenarios especiales.** Este tipo de escenarios son básicamente pistas de patinaje, canchas de fútbol, coliseos entre otros. La característica que representa el uso de estos espacios, está dada por el incremento considerable en la demanda de energía eléctrica para iluminación, que se puede observar en la **Figura. 3.30** para el parque Recreo-Deportivo el Salitre **PRD**. El incremento en la demanda se realiza desde las 17:45 hasta las 21:15 horas y esto es porque en los días entre semana, generalmente a este parque asisten los usuarios que en su mayoría son niños y jóvenes que, al terminan su jornada estudiantil, acuden para practicar algún tipo de deporte. También es común que estos escenarios los utilicen algunas ligas deportivas de la ciudad.
- **Instalaciones de uso final.** Este tipo de uso representa las instalaciones de tipo interior, todos los parques cuentan con ellas, solo que su demanda no es muy representativa en especial para parques que tienen los componentes previamente analizados, pues las cargas de alumbrado público y escenarios especiales hacen que la carga de instalaciones de uso final, representada como un consumo base a lo largo del día, no sea muy notoria como se puede apreciar en las **Figuras. 3.30 y 3.36**.

Teniendo claro esto, la medición realizada en el parque Metropolitano el Tunal, a pesar de ser un parque que cuenta con bastantes escenarios especiales y alumbrado público alimentados por varias subestaciones que no fueron medidas, puesto que el resultado proyectado sería similar al del PRD **Figura. 3.30** y al del parque Cayetano Cañizares **Figura. 3.32**, presenta un comportamiento diferente como se observa en las **Figuras. 3.34** y **3.35**. En este caso se opto por medir el tablero de distribución usado en el Parque para alimentar zonas como: módulos de ventas o de servicios, zona administrativa, baños y cuartos de bombas, y es por eso que las **Figuras. 3.34** y **3.35**, muestran un perfil de carga diferente a los demás, pues es notorio el incremento en la demanda a partir de las 5:30 horas cuando el parque se prepara para recibir a sus usuarios. La variabilidad de la curva a lo largo del día representa la conexión y desconexión de equipos por parte de usuarios además de la entrada en funcionamiento de las bombas hidráulicas. Después de las 18:00 horas se puede observar como el consumo baja y mantiene una base hasta el siguiente día en que se repite el ciclo.

5.3. Elección de dispositivos.

A continuación se presenta el análisis de elección de dispositivos para aprovechamiento de energía renovable, basado en los resultados de las simulaciones realizadas en la subsección 3.4.3, que vale la pena recordar, se establecieron para la localidad de mayor disponibilidad de recurso solar (San Cristóbal) y mayor recurso eólico (Kennedy).

5.3.1. Paneles solares de Silicio Cristalino

El ejercicio realizado en la subsección 3.4.3, desmostó que no necesariamente el dispositivo fotovoltaico con la mayor eficiencia es el más adecuado para integración en parques metropolitanos en la ciudad de Bogotá. En este caso se evidencia que, para los paneles solares a base de silicio cristalino, es el costo inicial del dispositivo y los ahorros generados a través de la vida útil del proyecto, dados por la cantidad y el costo de la energía generada, los parámetros que influyen directamente en una correcta elección de dispositivos de generación renovable.

Los resultados presentados en las **Tablas. 3.7, 3.8** y **3.9**, producto de la simulación de dispositivos en la localidad de San Cristóbal, demuestran que es el panel solar de tipo policristalino, quien posee un menor costo unitario de generación a lo largo de la vida útil de un proyecto en parques metropolitanos en la ciudad de Bogotá. Esto es posible deducirlo, ya que el panel solar de 330Wp policristalino CanadianSolar MaxPower CS6U-330P simulado, que cuenta con una eficiencia del 17,0 % y un coeficiente de pérdida de potencia por efectos de temperatura de $-0.41 \%/C$, presenta un resultado de energía generada de 453 kWh/año con

un costo nivelado de energía (LCOE) de 0,0112 USD. Por otra parte, el panel solar de 327Wp monocristalino SunPower E20-327, que cuenta con una eficiencia del 20,4% (las más alta de los tres analizados) y un coeficiente de pérdida de potencia por efectos de temperatura de -0,38%/C, presenta un resultado de energía generada de 452 kWh/año con un costo nivelado de energía (LCOE) de 0,0247 USD. Por último, el panel Thin-Film HYBRID U-SA110 de silicio amorfo que alcanza una potencia de 110Wp y que tiene una eficiencia del 9,0%, un coeficiente de pérdida de potencia por efectos de temperatura del -0.39%/C, y que requirió de tres unidades para poder alcanzar una potencia de 330Wp para poder realizar la comparativa con los otros dos tipos de paneles analizados, generó 429 kWh/año con un costo nivelado de energía (LCOE) de 0,0207 USD.

En cuanto al cumplimiento del desarrollo metodológico propuesto, se determina que **el panel seleccionado para integración en parques de gran escala, es el panel de silicio policristalino**, ya que representa una inversión inferior a un panel monocristalino, y la producción energética anual no difiere considerablemente. En relación con el panel de silicio amorfo, la diferencia principal radica en la mayor eficiencia del panel policristalino, la producción energética y el área del colector solar requerido ya que requiere menos unidades para un mismo valor de potencia que el panel de silicio amorfo.

5.3.2. Turbinas eólicas de eje vertical

El ejercicio realizado en la subsección 3.4.3, demostró que las turbinas eólicas de eje vertical, se presentan como dispositivos complementarios a diferentes tecnologías de paneles solares fotovoltaicos. Esto debido a que el costo nivelado de energía de las turbias es mayor al de los paneles fotovoltaicos en este caso, como consecuencia de que las velocidades de viento promedio estimadas por localidad, no son suficientes para aprovechar la máxima capacidad de generación de estos dispositivos aun cuando uno de los escenarios desarrollados para la simulación de turbinas eólicas contemplaba la localidad de Kennedy, la de mayor recurso eólico estimado.

A nivel comparativo entre las turbinas de eje vertical analizadas, se demostró que no necesariamente la turbina eólica con la mayor potencia y capacidad de generación es la más adecuada para integración en parques metropolitanos de la ciudad de Bogotá. Esto porque la turbina UGE 2ND GENERATION de 4KW, turbina de rotor de imanes permanentes (PMG) que alcanza velocidades de arranque con vientos inferiores a los $3m/s$, se vio superada en cada análisis presentado en las **Tablas. 3.11 y 3.12**, por la turbina eólica de eje vertical la TYPMAR VAMWT de 600W y la HiVAWT DS-700 de 700W respectivamente. Por otra parte, para estas dos turbinas se puede apreciar en la **Tabla. 3.10** que es la HiVAWT DS-700 de 700W de imanes permanentes (PMG), la que aporta mayor cantidad de energía eléctrica

en complemento con la con las distintas configuraciones de paneles solares a un costo nivelado de energía (LCOE) menor que la turbina TYPMAR VAMWT de 600W. Esto se da como consecuencia de que la HiVAWT DS-700 de 700W genera mayor cantidad de energía eléctrica a bajas velocidades de viento que la TYPMAR VAMWT de 600W, a pesar de que esta puede alcanzar velocidades de arranque con vientos desde $1,5m/s$ y con velocidad de generación de energía eléctrica a partir de los $2,7m/s$.

En cuanto al cumplimiento del desarrollo metodológico propuesto, se determina que **la turbina eólica de eje vertical para integración en parques de gran escala, es la turbina de eje vertical de rotor de imanes permanentes (PMG) de 700W**, ya que se presenta como la primera opción dentro de las turbinas eólicas de eje vertical analizadas siendo capaz de apoyar a la generación fotovoltaica para el escenario planteado, de acuerdo a lo observado en la **Tabla. 3.10**.

5.4. Factibilidad en Parques.

A nivel general para los casos de estudio presentados en el capítulo 4, se demostró que las velocidades de viento promedio para las zonas de estudio son bajas, por lo que se descarta la inclusión de turbinas eólicas de eje vertical, a causa de su valor económico actual y la baja generación de energía eléctrica lograda a bajas velocidades de viento. Como consecuencia de esto, se maximizó el aprovechamiento de recurso solar, de acuerdo al perfil de demanda de cada parque, llegando al punto compensar la energía demandada por el parque con inyección de excedentes de energía a la red como se puede observar en las **Figuras. 4.8, 4.12, 4.16, 4.20 y 4.24**.

Teniendo en claro que es el aprovechamiento de energía solar, el priorizado de los dos recursos energéticos analizados, conviene examinar los porcentajes de área requeridos en m^2 para el colector solar resultante de las simulaciones realizadas para cada parque. Se encontró que todos ellos son inferiores al 1 % del área total del parque, esto conlleva a plantear dos escenarios de análisis adicionales. El primero si se contempla aprovechar el 5 % de área total del parque para tal fin y el segundo, si se concibiera una implementación única y exclusivamente orientada hacia el autoconsumo. El mínimo colector solar calculado fue de $179m^2$ equivalentes a $27,4kWp$, para el parque Deportivo Primera de Mayo, el más pequeño en área neta de los parques analizados con $45.000m^2$. Si se aprovechara el 5 % del área total, se obtendría un colector solar de $2.250m^2$ que sería equivalente a un campo solar de $371,3kWp$. En este escenario, la energía en excedentes inyectados a la red equivaldría a $530.047 kWh/año$ y el autoconsumo a $12.039 kWh/año$. Para estos valores el proyecto requeriría una inversión inicial aproximada de $346.200 USD$, para la cual se obtiene una TIR de $4,1\%$ y un retorno de inversión a los $14,5$ años. Esto quiere decir que, de acuerdo a la normatividad establecida en

la CREG 030 de 2018, incrementar la inyección de excedentes a la red no es viable para un productor de energía que se encuentre por encima de una capacidad de 0,1MW instalados.

Ahora bien, si el ejercicio se concibiera como una implementación de fuentes renovables orientadas hacia el autoconsumo se obtendría que, para los sistemas cuyas cargas encuentran alta demanda en horas nocturnas, resultarían pequeños tanto en área como en capacidad, pues para parques como PRD, Cayetano Cañizares, Deportivo Primera de Mayo y Guaymaral, la energía aprovechada para autoconsumo en las simulaciones desarrolladas fue de 9,01 %, 21,46 %, 17,29 % y 14,21 % respectivamente. En contraste a estos porcentajes, la simulación realizada para el parque el Tunal, donde la energía de autoconsumo se estimó en 46,29 % de la total fotovoltaica generada (puesto que en la medición para establecer el perfil de carga no se tuvieron en cuenta los escenarios especiales), demuestra que se requiere hallar un balance adecuado entre la magnitud del proyecto, el costo del kWh de compra a la red, la cantidad de energía generada, el autoconsumo y los excedentes. Esto debido a que, aun siendo el parque con mayor capacidad de autoconsumo, es el valor de costo por kWh de compra a la red (el parque el Tunal se clasifica como nivel de tensión II) lo que resulta en que el proyecto presente una TIR del 8,5 %, siendo este valor inferior al 14 % y 17,4 % de los parques Cayetano Cañizares y Deportivo Primera de Mayo que tienen menor capacidad de autoconsumo pero son clasificados como nivel de tensión I.

En la **Tabla. 5.3** se presentan distintas variaciones del campo solar del parque el Tunal, con lo que se pretende validar en la **Tabla. 5.4** que no solo inyectar grandes cantidades de excedentes a la red puede traer consecuencias negativas para el proyecto, al no considera la tarifa del costo por kWh de compra a la red, sino también tratar de cubrir un autoconsumo como se expondrá la a continuación.

Tabla 5.3: Variaciones en magnitud Campo solar Parque El Tunal

Campo solar	Fotovoltaico	Red	Carga	Autoconsumo	Excedentes
46,2 kWp	53.354	18.365	39.326	20.961	32.394
36,6 kWp	42.241	19.403	38.958	19.555	22.687
17,3 kWp	19.979	23.578	38.172	14.594	5.386
13,3 kWp	15.360	25.330	37.992	12.662	2.698
8,0 kWp	9.239	28.940	37.756	8.816	423
5,0 kWp	5.774	32.050	37.622	5.572	203

Las tasas internas de retorno **TIR** obtenidas, para los casos de estudio de los parques oscilan entre el 0,96 % obtenida para el parque Metropolitano Guaymaral y 17,4 % obtenida para el parque Deportivo Primera de mayo. Para determinar la posible viabilidad de los proyectos, se elevó la consulta a la Subdirección técnica de parques del **IDRD** en donde, mediante la revisión de los objetivos trazados en este trabajo, comenta según acta de reunión

[30] que, implementar este tipo de proyectos inicialmente dependerá en gran medida, de que se establezcan lineamientos para la adaptación de este tipo de energías en parques mediante un plan de gobierno distrital. Es importante mencionar que la adaptación se realizaría por medio de procesos licitatorios, lo que permitiría estimar los costos del proyecto y directamente relacionarlos al presupuesto de ejecución que sea asignado a la entidad, esto permite que la relación de la deuda del proyecto sea cero, pues se tendría todo el dinero para ejecutarlo. Siendo este el camino a seguir, la viabilidad financiera del proyecto, según el **IDRD** [30], dependerá de que la TIR del proyecto sea superior a las tasas de colocación del mercado.

Para el año 2019 las tasas de colocación calculadas hasta el mes de septiembre de 2019 fluctuaron entre 12,69 % la mayor en el mes de enero y 11,47 % la menor en el mes de junio [35]. De acuerdo a esto y las TIR calculadas en el capítulo 4, es posible afirmar que no en todos los parques metropolitanos es viable implementar este tipo de proyectos. Esto se da principalmente, porque existen parques metropolitanos clasificados como nivel de tensión II, en los que el costo unitario del servicio de energía eléctrica es menor que en los de nivel de tensión I. De acuerdo a lo visto en las simulaciones de los casos de estudio, la mayoría de energía que se genera con base a energía solar se convierte en inyección de excedentes a la red y es aquí donde vale la pena resaltar la importancia de tres variables: los costos de inversión del proyecto, las tarifas compra del *kWh* para cada parque y las tarifas de venta de excedentes de energía de acuerdo a lo establecido en los artículos 17 y 18 de la resolución CREG 030 de 2018 [33]. Estas variables son las que permiten realizar las aproximaciones de los flujos de retorno de inversión que, al fin y al cabo, son las que afectan directamente las tasas internas de retorno TIR, con el fin de acercarse, igualar o inclusive superar las tasas de colocación del mercado. En la tabla **Tabla. 5.4** se muestran las variaciones de la TIR del caso Tunal, en la que se puede validar que, para el escenario en que se busca priorizar el autoconsumo, no es posible alcanzar una TIR que supere las tasas de colocación debido al valor del *kWh* que se paga en este parque. Por otra parte, a medida que se prioriza la inyección de energía a la red, se puede observar una tendencia de reducción de la TIR.

Tabla 5.4: Variación producción, consumo y TIR, Parque El Tunal.

Campo solar	Autoconsumo / Fotovoltaico	Excedentes / Fotovoltaico	Autoconsumo / Carga	Red / Carga	Excedentes/ Red	TIR
46,2 kWp	39,3 %	60,7 %	53,3 %	46,7 %	176,4 %	7,1 %
36,6 kWp	46,3 %	53,7 %	50,2 %	49,8 %	116,9 %	8,5 %
17,3 kWp	73,0 %	27,0 %	38,2 %	61,8 %	22,8 %	9,5 %
13,3 kWp	82,4 %	17,6 %	33,3 %	66,7 %	10,7 %	9,7 %
8,0 kWp	95,4 %	4,6 %	23,3 %	76,7 %	1,5 %	10 %
5,0 kWp	96,5 %	3,5 %	14,8 %	85,2 %	0,6 %	10 %

En las figuras **Figuras 5.3** y **5.4**, se presenta la curva de generación renovable vs carga, para las configuraciones del campo solar de $46,2kWp$ y $5,0kWp$, donde se aprecian el aprovechamiento de energía solar fotovoltaica para estos dos casos.

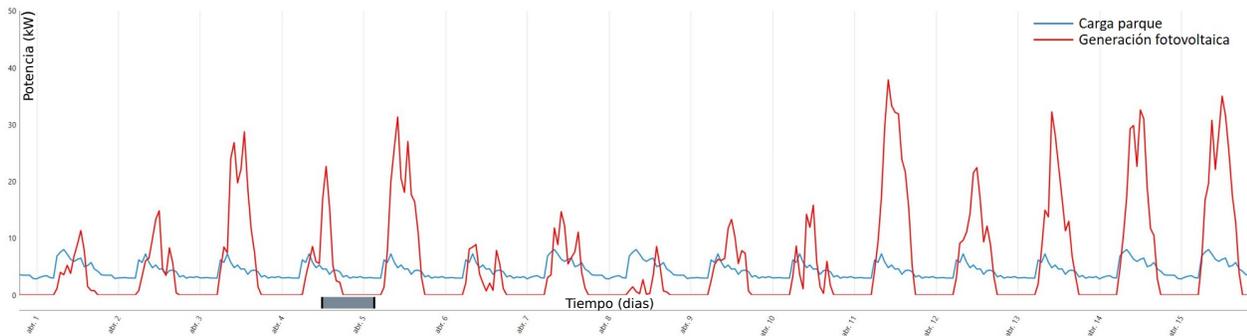


Figura 5.3: Parque El Tunal - $46,2kWp$ (inyección de excedentes).

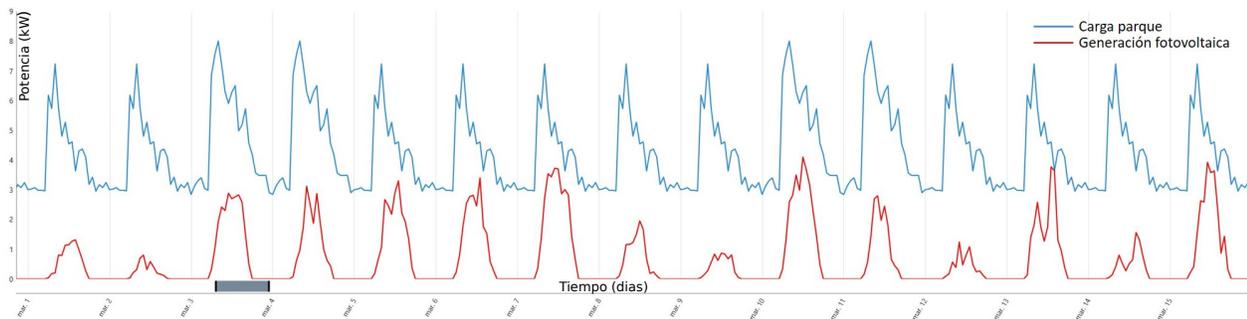


Figura 5.4: Parque El Tunal - $5kWp$ (Autoconsumo).

Capítulo 6

Conclusiones

6.1. Conclusiones generales

En este trabajo se ha estudiado la factibilidad del uso de sistemas fotovoltaicos y eólicos en espacios públicos recreativos administrados de escala metropolitana, tomando como caso de estudio la ciudad de Bogotá. Los resultados obtenidos permiten concluir que, existen variaciones en la disponibilidad de recurso solar y eólico al interior de la ciudad, las cuales se deben considerar a la hora de implementar proyectos que aprovechen este tipo de recursos, ya que de acuerdo con los análisis de disponibilidad de recurso se determinó que, es la franja oriental de la ciudad la que mayores niveles de irradiación presenta de acuerdo a las ubicaciones de las estaciones RMCAB dentro de esta zona de la ciudad. En cuanto al recurso eólico, se identificó la existencia de una franja horaria entre las 8:00 y 16:00 horas, donde diariamente se genera una disposición al alza en cuanto velocidad de viento se refiere.

Respecto a los dispositivos analizados, cabe destacar que el panel solar fotovoltaico recomendado para su implementación en parques metropolitanos de la ciudad de Bogotá, es el que se constituye a base de células de silicio policristalino, esto debido a su relación beneficio costo y la eficiencia que posee en la actualidad. Respecto al dispositivo de aprovechamiento eólico, aun cuando se desestimó el uso de esta energía, se recomienda usar turbinas de eje vertical híbridas entre modelos Darrieus y Savonius que tengan capacidad de arranque con vientos inferiores a $1,5[m/s]$.

En definitiva, los parques metropolitanos son áreas de gran magnitud en los cuales, por medio de la implementación de sistemas fotovoltaicos, se podría generar una cantidad de energía eléctrica que oscila entre el 8,5 % y 14 % adicional de la que se demanda actualmente de la red para suplir su carga. Estos valores se alcanzan gracias a campos fotovoltaicos que abarcan un área inferior al 1 % del área total del parque. Según el perfil de carga, que se encuentra directamente ligado a la infraestructura del parque, el aprovechamiento de energía solar fotovoltaica para autoconsumo, bajo las simulaciones realizadas, puede variar entre el 9,01 % y 46,29 % del total de energía fotovoltaica generada. La energía que no es aprovechada

para autoconsumo se convierte en excedentes que básicamente compensan la energía que se demanda de la red, cuando el recurso solar disponible no es suficiente para cubrir la energía requerida por la carga.

Finalmente, el estudio de factibilidad del uso de sistemas fotovoltaicos y eólicos en parques de escala metropolitana en las localidades seleccionadas, demostró que es posible aprovechar los recursos energéticos disponibles en estas áreas de la ciudad; por medio del uso de sistemas de aprovechamiento de energías renovables, en especial, de energía solar fotovoltaica debido a los índices de irradiación promedio estimados. Así mismo, la evaluación financiera demostró que, las tasas internas de retorno (TIR), están vinculadas al balance adecuado entre costo del proyecto, excedentes de energía, perfil de carga, costo del kWh de compra a la red y el aprovechamiento de energía renovable en autoconsumo. Bajo este escenario se observó en los casos de estudio que, las tasas internas de retorno fueron de 5,2 %, 14 %, 8,5 %, 17,4 % y 0,96 %. En relación con las tasas de colocación del mercado, las tasas internas de retorno estimadas, demostraron la viabilidad en la adaptación de sistemas fotovoltaicos en parques clasificados como nivel de tensión I y que de acuerdo a lo estipulado en la resolución CREG 030 de 2018 sean considerados como autogenerador a pequeña escala con capacidad instalada inferior a 0,1MW.

6.2. Aportes

El desarrollo de este trabajo aporta, la caracterización de recurso solar y eólico para 5 localidades de la ciudad de Bogotá, cada uno con sus valores promedio para un periodo de dos años y también mensualmente. Aporta los perfiles de carga de 4 parques metropolitanos y un modelo de ecuaciones, que permite estimar un perfil de carga para parques metropolitanos, con base a potencias estimadas para diferentes instalaciones que hacen parte de la infraestructura del parque. En este trabajo también se proporciona toda una serie de conceptos e ideas basados en los resultados de simulaciones que, permiten integrar sistemas de aprovechamiento de energía renovables en espacios que constituyen una parte de la estructura ecológica de la ciudad. Por último, a nivel financiero, el trabajo realizado, presenta consideraciones a tener en cuenta, cuando la adaptación de proyectos de energías renovables se hace a través de recursos e instituciones de carácter público.

6.3. Trabajos futuros

A partir de este trabajo podrían generarse diferentes líneas de investigación en temas como pueden ser:

- Generación distribuida en Bogotá. Con lo presentado en este trabajo, queda claro que es posible aprovechar los recursos energéticos disponibles en ciudad y sería importante, plantear modelos en otros tipos de espacios públicos gracias a la caracterización de recursos energéticos realizados en cada localidad.
- Aprovechamiento eólico. La energía eólica se puede contemplar para sistemas que contemplen almacenamiento de energía. A pesar de que en este trabajo el aprovechamiento eólico quedo descartado, debido a que, se tomó el valor promedio de viento en un periodo continuo de 24 horas, se pudo evidenciar que existe en las localidades estudiadas, una franja horaria en que las velocidades de viento se incrementan en la ciudad, y de allí sería posible plantear un escenario de aprovechamiento eólico, en las que las turbinas de eje vertical que aprovechan las bajas velocidades de viento para romper su inercia, pueden generar un monto de energía considerable.
- Micro redes. el sistema distrital de parques de Bogotá está desarrollado en forma de red, es importante investigar qué beneficios podrían implementarse de acuerdo a esta estructura ya constituida en la ciudad, pues queda evidenciado en este trabajo que, es posible aprovechar los recursos energéticos de estos lugares sin impactar su estructura paisajística, pero los beneficios a nivel de producción de energía pueden llegar a ser

importantes y más si tenemos en claro que Bogotá cuenta con más de 5000 parques en su inventario.

Referencias

- [1] Alcaldía Mayor de Bogotá. “Decreto 190 de 2004” POT [En línea]. Disponible en: www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=13935
- [2] Solar Roadways. Solar Roadways - Overview [En línea]. Disponible en: <https://solarroadways.com/specifics/solar/>
- [3] Solar Roadways. Solar Roadways - Our Journey [En línea]. Disponible en: <https://solarroadways.com/our-journey/>
- [4] National Geographic. Un alumbrado público que funciona al 100% con energía eólica y solar [En línea]. Disponible en: https://www.nationalgeographic.com.es/ciencia/un-alumbrado-publico-que-funciona-al-100-con-energia-eolica-y-solar_9054
- [5] Diario la Vanguardia (España) - El espacio público como generador de energía [En línea]. Disponible en: www.lavanguardia.com/local/barcelona/barcelona-plus/20170807/43405242071/energia-renovable-barcelona-espacio-publico.html
- [6] Diario El Espectador. Iluminan dos parques de Bogotá para que las mujeres se sientan seguras [En línea]. Disponible en: <https://www.elespectador.com/noticias/bogota/iluminandos-parques-de-bogota-para-que-las-mujeres-se-sientan-seguras-articulo-682367>
- [7] National Aeronautics and Space Administration (NASA). Solar system exploration (Our Sun) [En línea]. Disponible en: https://solarsystem.nasa.gov/solar-system/sun/in-depth/#structure_otp
- [8] F Jarabo, C Perez, N Elortegui, J Fernandez, J Macias. El Libro de las Energías Renovables. Madrid: SA de publicaciones técnicas.
- [9] J Carta, R Calero, A Colmenar, M Castro. Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables. Madrid, Prentice Hall 2009.
- [10] National Geographic. What is the Coriolis Effect? [En línea]. Disponible en: <https://www.nationalgeographic.org/encyclopedia/coriolis-effect/>

- [11] P. Nagare, A. Nair, R. Shettigar , P. Kale “Vertical Axis Wind Turbine”, International Conference on Technologies for Sustainable Development (ICTSD-2015), Feb. 04 – 06, 2015, Mumbai, India.
- [12] G. Baca. Evaluación de proyectos, Mexico D.F, Prentice Hall 2013.
- [13] Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE). Tasa de Inflación [En línea]. Disponible en: <https://www.dane.gov.co/files/faqs/faq-ipc.pdf>
- [14] Banco de la Republica de Colombia. Tasa activa o de Colocación [En línea]. Disponible en: <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/tasas-colocacion>
- [15] Secretadía distrital e Ambiente (SDA). Monitoreo de Calidad del Aire de Bogotá [En línea]. Disponible en: <http://ambientebogota.gov.co/red-de-calidad-del-aire>
- [16] Homer Energy. H.O.M.E.R Pro [En línea]. Disponible en: <https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/index.html>
- [17] Zion Market Research. Solar Panel Market (Mono-crystalline, Poly-crystalline, and Thin-film Solar Panel) for Residential, Commercial and Utility Applications: Global Industry Perspective, Comprehensive Analysis, and Forecast, 2016 - 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.zionmarketresearch.com/news/solar-panel-market>
- [18] DS New Energy. Costo Nivelado de energía (LCOE) [En línea]. Disponible en: <http://www.dsisolar.com/info/lcoe-levelized-cost-of-electricity-also-know-33965670.html>
- [19] Government of Canada. RETScreen. [En línea]. Disponible en: <https://www.nrcan.gc.ca/maps-tools-publications/tools/data-analysis-software-modelling/retscreen/7465>
- [20] Instituto Distrital de Recreación y Deporte (IDRD). Acta de Reunión IDRD área técnica, Plan de manejo Guaymaral, 07-11-19 (anexo B).
- [21] W. Hayt, J. Buck. Teoría electromagnética, Mexico DF, McGraw-Hill 2001, séptima edición.
- [22] Alcaldía Mayor de Bogotá. Decreto 088 de 2017 Plan de ordenamiento zonal norte “Lagos de torca” [En línea]. Disponible en: http://www.sdp.gov.co/sites/default/files/decreto_088_de_2017.pdf
- [23] Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Resolución 18 1331 de 2009 Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público - RETILAP [En línea]. Disponible en:

- https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/23931303/RES181331_2009.pdf/53f7e906-94de-4cba-959d-ef45b04e93c6
- [24] International Renewable Energy Agency (IRENA). Future of solar photovoltaic. [En línea]. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Nov/IRENA_Future_of_Solar_PV_2019.pdf
- [25] International Renewable Energy Agency (IRENA). Solar Costs. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Costs/Solar-Costs>
- [26] International Renewable Energy Agency (IRENA). Wind Costs. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Costs/Wind-Costs>
- [27] HOMER Energy LLC. HOMER Pro Optimization Results [En línea]. Disponible en: https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.13/optimization_results.html
- [28] HOMER Energy LLC. HOMER Pro Controller setup [En línea]. Disponible en: <https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.13/load-following-strategy.html>
- [29] Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE). Índice de Precios al Consumidor (IPC) Septiembre 2019 [En línea]. Disponible en: https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/boletines/ipc/bol_ipc_sep19.pdf
- [30] Instituto Distrital de Recreación y Deporte (IDRD). Acta de Reunión IDRD subdirección de parques, Análisis de variables financieras para proyectos FNCER, 17-11-19.
- [31] El Ministro de Hacienda y Crédito Público. Estatuto Tributario Nacional Art. 22. Entidades que no son contribuyentes. [En línea]. Disponible en: <https://estatuto.co/?e=1319>
- [32] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Tarifas de energía Eléctrica Noviembre de 2019 [En línea]. Disponible en: <https://www.enel.com.co/content/dam/enel-co/espa%C3%B1ol/personas/1-17-1/2019/Tarifario-noviembre-2019.pdf>
- [33] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). RESOLUCIÓN CREG No. 030 DE 2018 [En línea]. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191>
- [34] Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) Atlas Climatológico de Colombia 1981 - 2010 [En línea]. Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/basefiles/graficosMarcadores/image027.png>

- [35] Banco de la Republica de Colombia. Tasas de colocación [En línea]. Disponible en: https://totoro.banrep.gov.co/analytics/saw.dll?Go&path=%2Fshared%2FSeries%20Estad%3%adsticas_T%2F1.%20Tasas%20de%20Colocaci%C3%B3n%2F1.1%20Consolidados%2F1.1.2.TCO_Promedio%20mensual%20hist%C3%B3rico&Options=rdfl&lang=es&NQUser=publico&NQPassword=publico123

Anexos

6.4. Anexo A

Fichas técnicas



VERTICAL AXIS SMALL WIND TURBINE MODEL NO.: DS700

PRODUCT SPECIFICATION

General Specification			
Rated Power	700w	Rated wind speed	12 m/s
Rated rpm	405 rpm	Cut-in wind speed	<3m/s
Cut-out	15m/s	Survivor wind speed	60m/s Continuously < 3s
Wind turbine specification			
Rotor Diameter(A)	1.93m		
Total Height (B)	1.60m		
Tower Height (Option)	3 meter height minimum recommended		
Turbine Weight	60kg		
External Darrieus	3 blades		
Internal Savonius	2 layer		
Blades material	Anodized Aluminum		
Rotor Axis material	Anodized Aluminum		
Generator Specification		Power Curve	
Type	AC, 3phase, Synchronism PMG		
Rated power	700W		
Brake system			
Automatic	Over speed short circuit brake control		
Manual	Electronic Switch Type		
System Operation Conditions			
Ambient Temperature	-10~40°C		
Ambient Humidity	95% max.		



**VERTICAL AXIS SMALL WIND TURBINE
MODEL NO.: DS700**

PRODUCT SPECIFICATION

Controller Specification		
Type	Off Grid	On Grid
Rated Power	>700W	
Function	MPPT, Charging management, Brake control ,RS485	MPPT, RS485
Protection	OSP, LVP, OCP, OVP and OTP	DC reverse polarity, AC short circuit, OTP and Anti Islanding
LCD Display	Input and Output status	
Battery (Optional)	12VDC 100Ah x4, deep cycle type	X
Control Cabinet		
Control Cabinet	X	V
Automatic Dump		V
Automatic Brake		V
Manual Dump		V
Manual Brake		V
Dimension		60 x 60 x18 cm

UGE 2ND GENERATION 4 KW WIND TURBINE - DATA SHEET

We are proud to distribute the 4KW Second Generation Vertical Axis Wind Turbines from Urban Green Energy (UGE).

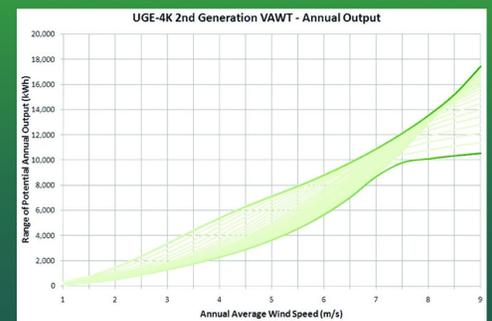
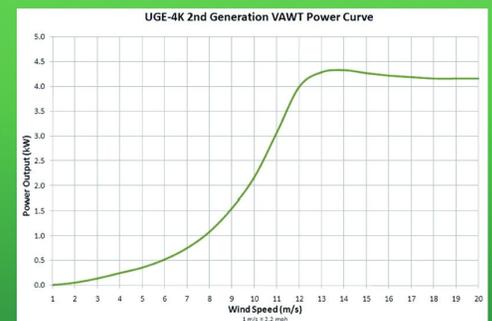
With the UGE-4KW 2G, you can make your own choice to ensure your energy is provided by 100% clean, renewable energy. Whisper quiet, the UGE-4KW 2G can be installed on a tower, on a roof, or just about anywhere!

The turbine is not only amazing efficient, but offers sculptural qualities to actually enhance the aesthetics of a roof line. The unit is offered in white, charcoal, and titanium to compliment existing design schemes.

The UGE-4KW 2G is engineered to comfortably power an average American home when the average wind speed is just over 10 mph (16 km/h).

Grid-tie functionality means that when you generate more electricity than being used, the excess power is fed into the grid. When your wind turbine isn't producing enough electricity for the property's demand, the grid will automatically provide the required electricity. We can install multiple wind turbines to generate the needed power level of a property.

Performance	Metric	Imperial
Rated Power	4 kW	
Rated Wind Speed	12 m/s	26 mph
Operating Range	3-25 m/s	6 - 55 mph
Maximum Wind Speed	50 m/s	111 mph
Noise Level at 3 Meter Distance		
With wind speed below 7 meters/second	< 27 DB	
With wind speed between 7-10 meters/second	< 32 DB	
With wind speed between 10-13 meters/second	< 37 DB	
Physical Parameters		
Mill Size	4.2m x 2.75m	13'9" x 9'0"
Tower Height (standard)	5.5m	18 ft
Gross Weight w/o Tower	200 kg	440 lbs
Gross Weight w/ tower	500 kg	1120 lbs
Gross Weight w/ Roof Mount	350 kg	770 lbs
Generator		
Permanent magnet Direct Drive DC Generator		
Rated Temperature	-40C - 115C	-40F - 239F
Wind Interface Box (Power-One Aurora PVI-7200)		
Output	0-600Vdc	
Grid Tie Inverter (Power-One Aurora PVI-6000)		
Input (DC)	50-580V DC	
Ordered to meet local grid specifications. Battery Backup is available as an option.		



Aerogenerador de levitación magnética 600W

El aerogenerador de levitación magnética TYPMAR combina diseño y utilidad. Este equipo incorpora la técnica de la levitación magnética, lo que implica que el motor funciona sin fricción mecánica.

La combinación del aerogenerador TYPMAR con placas de energía solar, es una muy buena solución a utilizar en alumbrado exterior, industrial, comercial y residencial.



Descripción

Potencia Nominal: 600W

Diámetro de hélice: 1.5m/1.32m

Peso: 40Kg

Material de las aspas: Aleación de Aluminio

Número de aspas: 3

Velocidad mín. viento arranque: 1.5m/s

Velocidad mínima de generación: 2.7m/s

Velocidad media: 12m/s

Velocidad viento de corte: 15m/s

Resistencia al viento: 65m/s

Tipo de generador: AC 3Fases

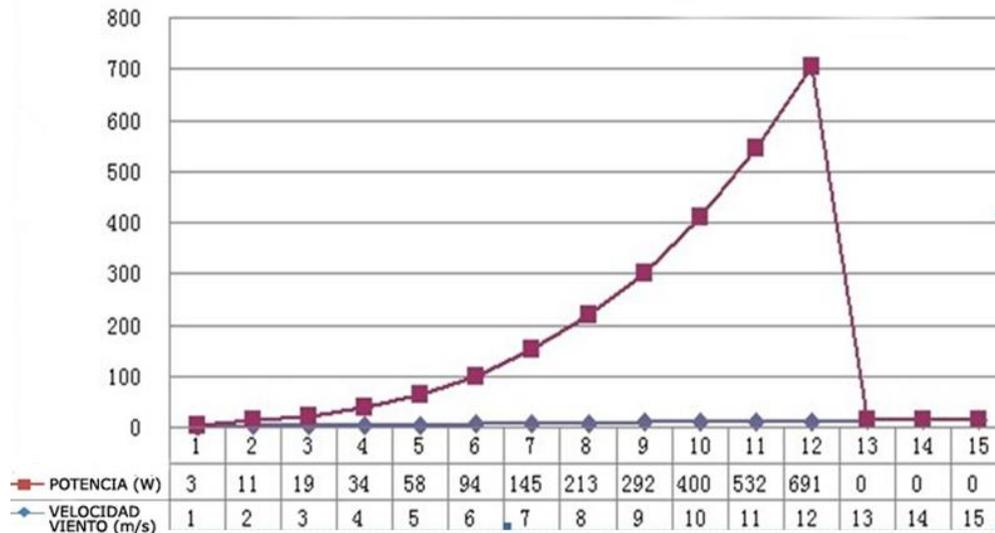
Voltaje de salida del controlador: 24V-48V

Corriente de salida del controlador: menor de 20Amp

Sistema de frenado del controlador: Corte del circuito automático, por exceso de velocidad, con tres fases de frenado.

Temperatura de funcionamiento normal: -40~50 °C

CURVA DE POTENCIA 600W VAMWT



Ventajas

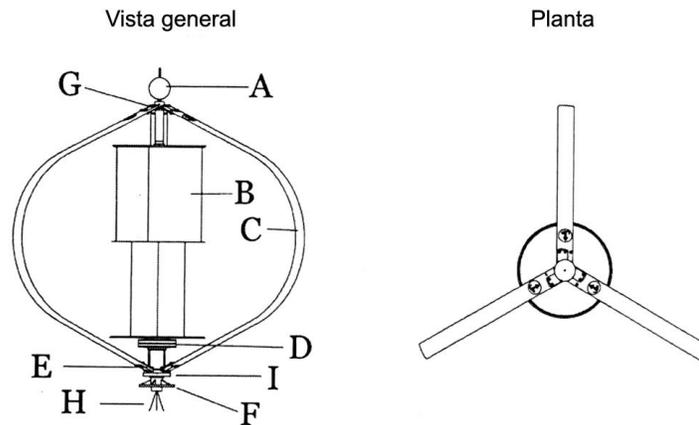
- 1 El equipo es capaz de funcionar con una velocidad de viento de 1.5 m/s, a diferencia del resto de aerogeneradores tradicionales que necesitan una velocidad de viento mayor de 3 m/s.
- 2 Su rendimiento es un 35% mayor que el de los aerogeneradores tradicionales.
- 3 Puede funcionar 1000 horas más (al año) que cualquier aerogenerador tradicional.
4. Es una de las energías renovables más económicas.
5. Es más seguro, su eje vertical es más fuerte y genera menos ruido.
6. Puede conectarse al sistema de red o ser un sistema aislado. Puede combinarse con módulos solares, hidro-generadores o generadores diésel en un sistema híbrido.

Características

El aerogenerador CXF-600W VAMWT es un tipo de aerogenerador de eje vertical, usado para generar electricidad a partir de la energía transmitida por el viento. La turbina consta de una serie de perfiles aerodinámicos montados, en vertical, sobre un eje de rotación o estructura.

Si la velocidad del viento es constante, el CXF-600W VAMWT es tan eficiente como los aerogeneradores de tipo hélice. En condiciones de viento extremo, el aerogenerador de TYPMAR, protege las 3 hojas Darrieus ya que dispone de un sistema de frenado automático en tres etapas que corta el circuito.

Según el principio de levitación magnética, el motor gira (debido a la energía eólica) sin fricción mecánica. Dado que el aerogenerador no tiene lubricante ni marchas, es un sistema de generación de energía de alto rendimiento y de muy buen funcionamiento, que se ha convertido en hito para la nueva era de la tecnología energética.



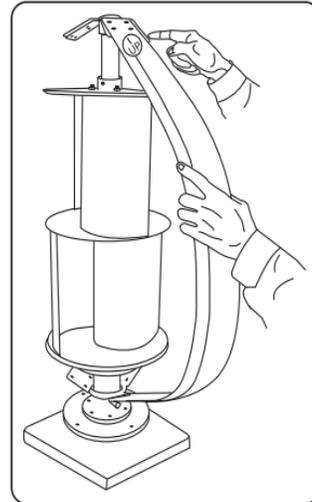
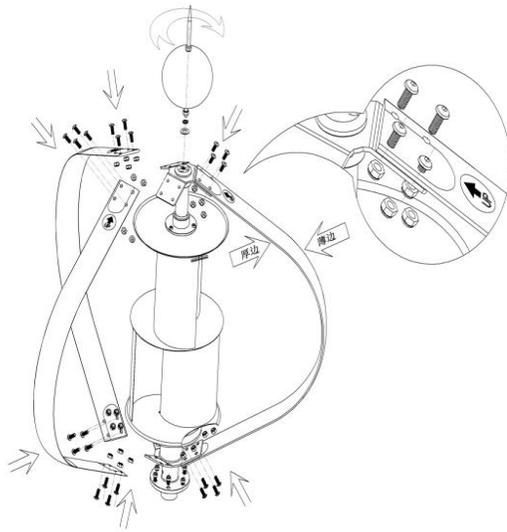
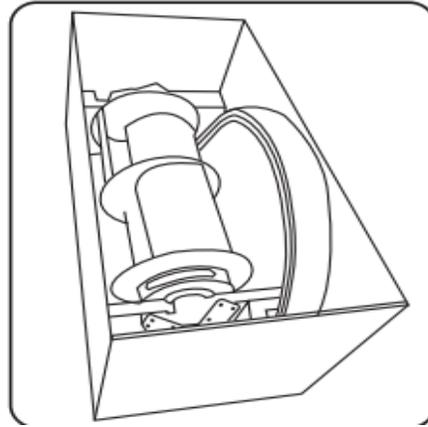
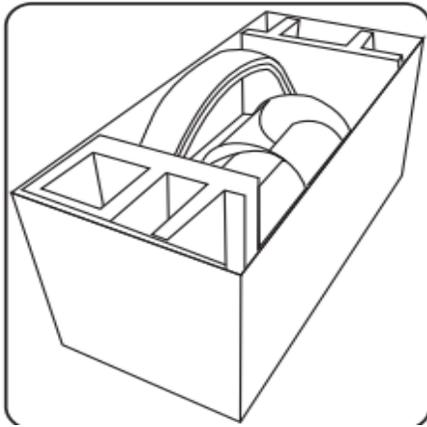
A: Pararrayos; **B:** Rotor tipo SAVONIUS; **C:** Hojas DARRIEUS (estabilizador incorporado); **D:** Generador de imanes permanentes (conector directo). Mecánico. Impermeable. 3 Fases; **E:** Conector inferior de las hojas; **F:** Brida; **G:** Conector superior de clavijas; **H:** Cable del generador trifásico; **I:** Sistema de levitación magnética.

Comparativa de aerogeneradores



	Turbina DARRIEUS	Turbina SAVONIUS	Aerogenerador híbrido DARRIEUS-SAVONIUS
Nº Aspas	2, 3 o más	2	2+3=5 aspas
Puesta en marcha	No se pone en marcha fácilmente; No funciona si la velocidad del viento es inferior a 3m/s.	Aplicaciones a baja RPM	Arranque automático cuando la velocidad del viento es superior a 1.5 m/s. RPM:180-220
Tipo de construcción	Rotor Darrieus, de tipo elevador, proporciona la energía principal.	Rotor Savonius, de tipo arranque, suministra la potencia de arranque	Generador de levitación magnética que funciona de forma independiente a la dirección del viento
Velocidad de arranque	Velocidad inicial alta.	Baja velocidad inicial con baja eficiencia.	Baja velocidad inicial con alta eficiencia.
Sistema de frenado	Freno mecánico	Freno mecánico	Sistema automático de corte del circuito
Resistencia a vientos fuertes	Sin protección	Se daña fácilmente	Vuelve a funcionar 5 minutos después de haberse frenado.

	EJE HORIZONTAL	EJE VERTICAL
Velocidad mínima de viento puesta en marcha	Alta ($\geq 3\text{m/s}$)	Baja (1.5m/s)
Condiciones requeridas	Es necesario que la dirección del viento sea estable.	La dirección del viento puede ser variable.
Presencia de turbulencias	Se reduce su eficiencia.	Su eficiencia no varía.
Estabilidad de energía	Cambia por la dirección del viento.	Sin influencia apreciable.
Ruido	Alto (45 decibelios o más)	Bajo (ya que no existe fricción mecánica)
Apariencia	Normal.	Estética.
Altura de instalación	Alta (necesita evitar las turbulencias del terreno)	Baja (no hay peligro por las turbulencias del terreno)
Lugar de instalación	Sólo en áreas abiertas.	Cualquier localización.
Material del generador	Plástico o composite.	Metal.
Resistencia de la estructura	Frágil (existe riesgo de rotura).	Alta (doble brazo de refuerzo).
Resistencia al viento	Hasta 40 m/s.	Alta (hasta 65 m/s).





MAXPOWER

CS6U-325|330|335|340P

Canadian Solar's modules use the latest innovative cell technology, increasing module power output and system reliability, ensured by 15 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

KEY FEATURES



Excellent module efficiency of up to 17.49%



Outstanding low irradiance performance up to 96.5 %



High PTC rating of up to 92.21 %



IP68 junction box for long-term weather endurance



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



linear power output warranty



product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system

ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system

OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / CQC / MCS / INMETRO / CEC AU

UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)

UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE

UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1

IEC 60068-2-68: SGS

Take-e-way



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

CANADIAN SOLAR (USA), INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 21 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

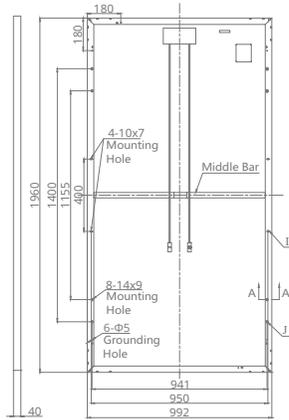
*For detail information, please refer to Installation Manual.

CANADIAN SOLAR (USA), INC.

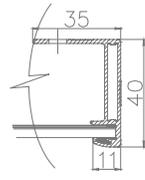
3000 Oak Road, Suite 400, Walnut Creek, CA 94597, USA | www.canadiansolar.com/na | sales.us@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)

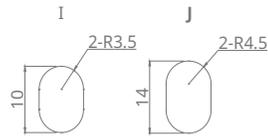
Rear View



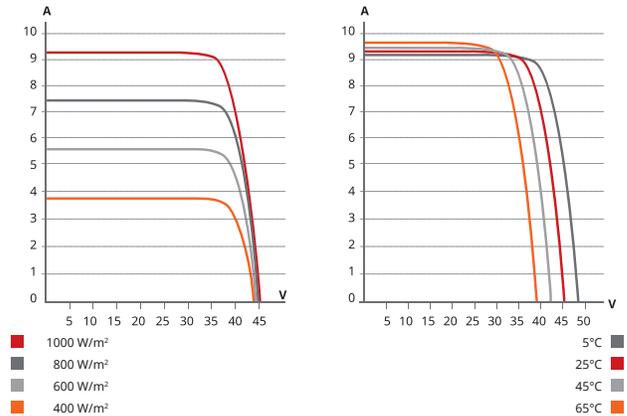
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



CS6U-320P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6U	325P	330P	335P	340P
Nominal Max. Power (Pmax)	325 W	330 W	335 W	340 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.0 V	37.2 V	37.4 V	37.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.78 A	8.88 A	8.96 A	9.05 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.5 V	45.6 V	45.8 V	45.9 V
Short Circuit Current (Isc)	9.34 A	9.45 A	9.54 V	9.62 A
Module Efficiency	16.72%	16.97%	17.23%	17.49%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

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

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS6U	325P	330P	335P	340P
Nominal Max. Power (Pmax)	239 W	242 W	246 W	250 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.0 V	34.2 V	34.4 V	34.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.01 A	7.08 A	7.15 A	7.22 A
Open Circuit Voltage (Voc)	42.4 V	42.5 V	42.6 V	42.7 V
Short Circuit Current (Isc)	7.54 A	7.63 A	7.70 A	7.77 A

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

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.5 % from irradiances, between 200 W/m² and 1000 W/m² (AM 1.5, 25°C).

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

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

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6 × 12)
Dimensions	1960 × 992 × 40 mm (78.7 × 39.1 × 1.57 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm ₂ (IEC), 12 AWG (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 series (IEC / UL)
Per Pallet	26 pieces. 635 kg (1400 lbs)
Per Container (40' HQ)	624 pieces

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	43±2 °C

PARTNER SECTION





SunPower E-Series: E20-327-COM

SunPower® Commercial DC Panel

SunPower E-Series panels combine high efficiency with the strongest durability and warranty available in the market today, resulting in more long-term energy and savings.^{1,2}



High Efficiency

Generates more power and savings per available space, making it easier to meet your organization's goals.



More Lifetime Energy and Savings

Designed to deliver 45% more energy in the same space over 25 years in real-world conditions like partial shade and high temperatures.²

Fundamentally Different. And Better.



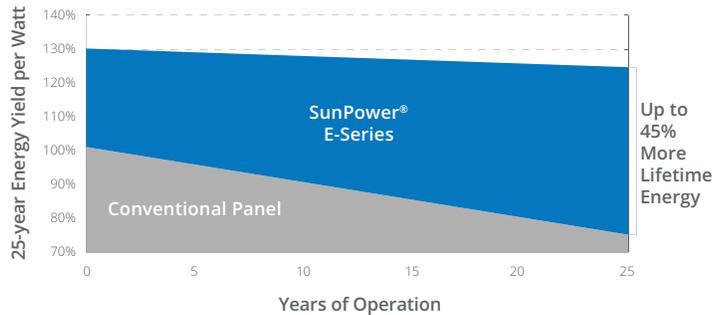
The SunPower Maxeon™ Solar Cell

- Enables high efficiency panels²
- Unmatched reliability³
- Patented solid metal foundation prevents breakage and corrosion



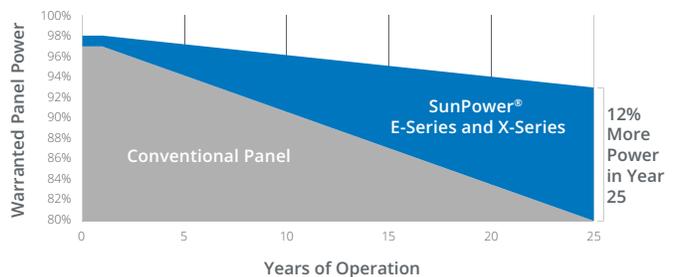
As Sustainable As Its Energy

- Ranked #1 in Silicon Valley Toxics Coalition 2015 Solar Scorecard⁴
- First solar panels to achieve Cradle to Cradle Certified™ Silver recognition⁵
- Contributes to more LEED categories than conventional panels⁶



Best Reliability, Best Warranty

With more than 25 million panels deployed around the world, SunPower technology is proven to last. That's why we stand behind our panel with the industry's best 25-year Combined Power and Product Warranty, including the highest Power Warranty in solar.

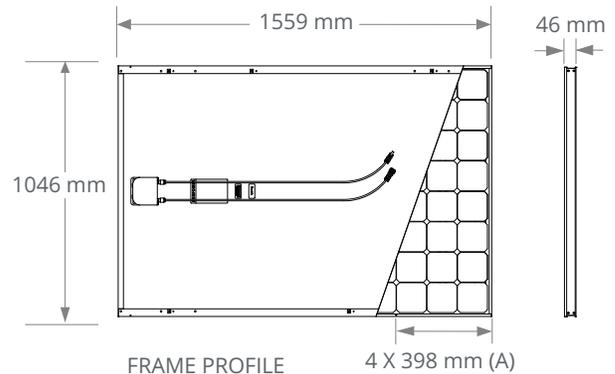


E-Series: E20-327-COM SunPower® Commercial DC Panel

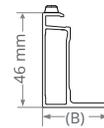
Electrical Data		
	SPR-E20-327-COM	SPR-E19-320-COM
Nominal Power (P _{nom}) ⁷	327 W	320 W
Power Tolerance	+5/0%	+5/0%
Panel Efficiency	20.1%	19.6%
Rated Voltage (V _{mpp})	54.7 V	54.7 V
Rated Current (I _{mpp})	5.98 A	5.86 A
Open-Circuit Voltage (V _{oc})	64.9 V	64.8 V
Short-Circuit Current (I _{sc})	6.46 A	6.24 A
Max. System Voltage	1000 V IEC & 1000 V UL	
Maximum Series Fuse	15 A	
Power Temp Coef.	-0.35% / °C	
Voltage Temp Coef.	-176.6 mV / °C	
Current Temp Coef.	2.6 mA / °C	

Operating Condition And Mechanical Data	
Temperature	-40° C to +85° C
Impact Resistance	25 mm diameter hail at 23 m/s
Appearance	Class A
Solar Cells	96 Monocrystalline Maxeon Gen II
Tempered Glass	High-transmission tempered anti-reflective
Junction Box	IP-65, PV4S
Weight	18,6 kg
Max. Load	Wind: 2400 Pa, 244 kg/m ² front & back Snow: 5400 Pa, 550 kg/m ² front
Frame	Class 2 silver anodized; stacking pins

Tests And Certifications	
Standard Tests ⁸	IEC 61215, IEC 61730, UL1703 (Type 2 Fire Rating)
Quality Management Certs	ISO 9001:2015, ISO 14001:2015
EHS Compliance	RoHS, OHSAS 18001:2007, lead free, Recycle Scheme, REACH SVHC-163
Sustainability	Cradle to Cradle Certified™ Silver. "Declare." listed.
Ammonia Test	IEC 62716
Desert Test	10.1109/PVSC.2013.6744437
Salt Spray Test	IEC 61701 (maximum severity)
PID Test	1000V: IEC 62804, PVEL 600 hr duration
Available Listings	TUV, UL, MCS, FSEC, CEC



FRAME PROFILE 4 X 398 mm (A)



(A) Stacking Pins
(B) Long Side: 32 mm
Short Side: 22 mm

Please read the safety and installation guide.

1 SunPower 327 W compared to a Conventional Panel on same-sized arrays (260 W, 16% efficient, approx. 1.6 m²), 4% more energy per watt (based on PVsyst pan files), 0.75%/yr slower degradation (Campeau, Z. et al. "SunPower Module Degradation Rate," SunPower white paper, 2013).

2 Based on search of datasheet values from websites of top 10 manufacturers per IHS, as of January 2017.

3 #1 rank in "Fraunhofer PV Durability Initiative for Solar Modules: Part 3". PVTech Power Magazine, 2015. Campeau, Z. et al. "SunPower Module Degradation Rate," SunPower white paper, 2013.

4 SunPower is rated #1 on Silicon Valley Toxics Coalition's Solar Scorecard.

5 Cradle to Cradle Certified is a multi-attribute certification program that assesses products and materials for safety to human and environmental health, design for future use cycles, and sustainable manufacturing.

6 X-Series and E-Series panels additionally contribute to LEED Materials and Resources credit categories.

7 Standard Test Conditions (1000 W/m² irradiance, AM 1.5, 25° C). NREL calibration Standard: SOMS current, LACCS FF and Voltage.

8 Type 2 fire rating per UL1703:2013, Class C fire rating per UL1703:2002.

See www.sunpowercorp.co.uk/company/about-sunpower for more reference information.

For more details, see extended datasheet: www.sunpowercorp.co.uk/sunpower-downloads. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

©2018 SunPower Corporation. All rights reserved. SUNPOWER, the SUNPOWER logo and MAXEON are trademarks or registered trademarks of SunPower Corporation.

SUNPOWER®

☎ 0808 281 8718

527776 REV A / A4_UK

sunpowercorp.co.uk



KANEKA HYBRID PV

Thin-film silicon hybrid solar panel

U-SA type

U-SA100/105/110



Decades of research and development have created HYBRID — the Next Generation innovation from Kaneka.

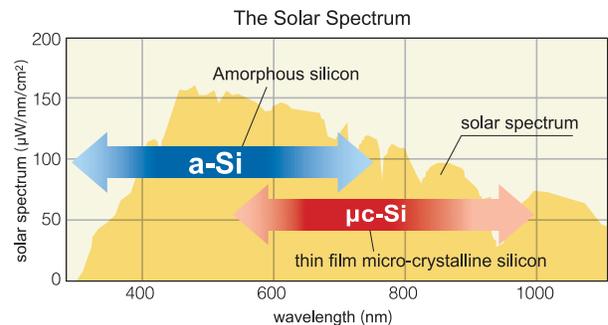
Kaneka's HYBRID solar panel has a tandem structure that absorbs both the blue and red ends of the light spectrum allowing it to convert even more of the sun's light into energy. This latest HYBRID innovation can deliver high power generation, kWh/kWp, and is environmentally friendly.



The Hybrid PV module comes with a 25 year warranty on power output.

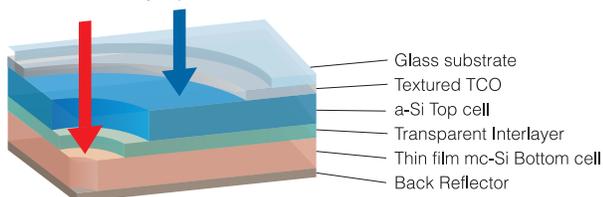
Kaneka's HYBRID technology combines the features of both amorphous silicon and micro-crystalline silicon to create higher energy production.

The words "solar panel" are often associated with crystalline solar panels, but Kaneka's HYBRID solar module offers some unique features over traditional crystalline. Its dual-layer structure of microcrystalline and amorphous silicon can capture both short and long wavelengths of the light spectrum, allowing the HYBRID to convert even more sunlight into electricity. This enhances the efficiency of power generation, and produces up to 30% higher power output than conventional thin-film amorphous silicon panels. The HYBRID delivers greater performance capabilities and offers a lower open circuit voltage for enhanced design flexibility. Kaneka's HYBRID panel is the future of solar power.

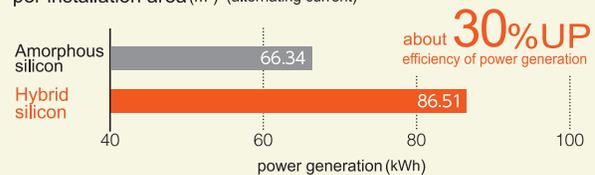


*The yellow area shows the typical solar spectrum. The amorphous silicon and micro-crystalline silicon arrows represent the spectrum band that solar panels use to turn light into electricity

HYBRID absorbs both ultraviolet (short) rays and infrared (long) rays.



Comparison: forecast of annual electricity generation per installation area (m²) (alternating current)

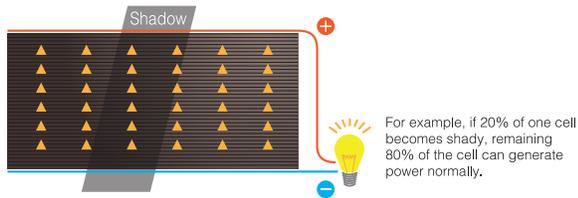


*Osaka-city. A case of low angle (5 degrees) installation, due south. Based on Kaneka's power generation forecast

The HYBRID cell structure is shadow tolerant.

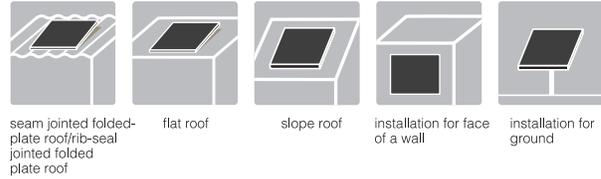
The HYBRID panel measures 1,210x1,008 mm. Unlike traditional crystalline panels, the HYBRID cells allow it to perform even if part of the panel is shaded*.

*the cell configuration allows it to prevent power output deterioration under shadow dropped conditions like picture below.



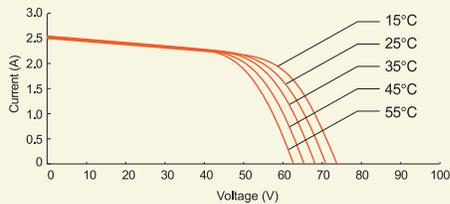
HYBRID provides design flexibility for various applications

The HYBRID panel's versatile design can be used for various applications. It's aesthetically pleasing and can be easily integrated into the building envelope.

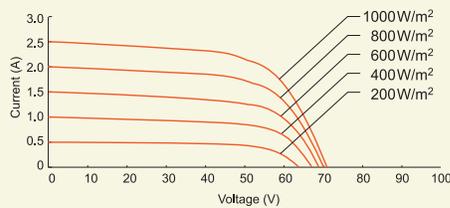


Electrical characteristics U-SA110 type

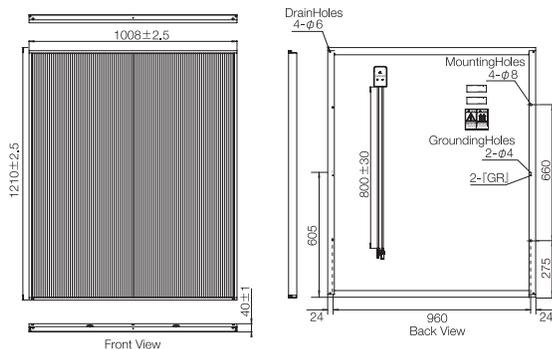
Current-Voltage characteristics at various cell temperature



Current-Voltage characteristics at various irradiance levels



U-SA100/U-SA105/U-SA110



Products		U-SA100	U-SA105	U-SA110
Electrical Data (Standard Test Condition)*1	Maximum Power (Pmax) [W]	100	105	110
	Tolerance	-5%/+10%	-5%/+10%	-5%/+10%
	Minimum value of Pmax [W]	95.0	99.75	104.5
	Open circuit voltage (Voc) [V]	71	71	71
	Short circuit current (Isc) [A]	2.25	2.40	2.50
	Voltage at Pmax (Vmpp) [V]	54.0	53.5	53.5
	Current at Pmax (Impp) [A]	1.87	1.96	2.04
	Module Efficiency (η) [%]	8.2	8.6	9.0
	Efficiency reduction at 200W/m²	<5%	<5%	<5%
Data at normal operating cell temperature (NOCT)*2	Temperature (TNOCT)	45	45	45
	Maximum Power (Pmax) [W]	74.4	78.1	81.8
	Open circuit voltage (Voc) [V]	65.5	65.5	65.5
	Short circuit current (Isc) [A]	1.82	1.94	2.02
	Current at Pmax (Impp) [A]	1.53	1.60	1.66
Temperature coefficients	Power [%/K]	-0.35		
	Open circuit voltage [%/K]	-0.39		
	Short circuit current [%/K]	0.056		
Mechanical characteristic Data	Cell Type	Thin film (amorphous Si / thin film micro crystalline Si)		
	No. of cells	106 (53 in series / 2 in parallel)		
	Dimension [mm]	W1,210 × L1,008 × T40 (W47.6 × L39.7 × T1.6 in.)		
	Weight [kg]	18.3 (40.3 lbs)		
	Junction box (Dimension) [mm]	W73 × L86 × T15.5 (W2.9 × L3.4 × T0.6 in.)		
	Output cable	14 AWG cable with Multi-Contact PV-KST and KBT 4/6 II-UR connectors		
	Front panel	low iron glass with 5.0mm thickness		
Limits and Others	Frame material	anodised aluminum		
	Maximum system voltage [V]	600		
	Limiting reverse current [A]	5.0		
	Fuse rating [A]	5.0		
	Operating module temperature [°C]	-20...+80 (module temperature)		
	Maximum load [Pa]	2400 (50.2lb/ft²)		
	UL fire classification	Class C		

*1 Irradiance 1000 W/m², spectrum Air Mass 1.5 and cell temperature 25°C
 *2 Irradiance 800 W/m², wind speed 1m/s and air temperature 20°C



Certification : UL 1703, UL/C/ORD-C-1703-01 Manufactured in ISO 9001 certified factories.

6.5. Anexo B

Actas de Reunión IDR D



Si no maneja consecutivo coloque N.A.	COMITÉ/REUNIÓN: <i>Parque Norte C. Lagos de Boca.</i>	DD	MM	AA
ACTA No. N.A.		<i>07</i>	<i>11</i>	<i>19</i>

LUGAR: *Area Técnica IDRD* HORA DE INICIO: *11:00 AM* HORA FIN: *11:30 AM*

ASISTENTES		
NOMBRE	CARGO	DEPENDENCIA
<i>Dario Rivera Aranda.</i>	<i>Ases. 492/2019</i>	<i>A. TÉCNICA IDRD.</i>
<i>Eder Romero P</i>	<i>Maestriante</i>	<i>Eci</i>

ORDEN DEL DIA	
<i>1. PM Guaymaral</i>	<i>4.</i>
<i>2.</i>	<i>5.</i>
<i>3.</i>	<i>6.</i>

TEMAS TRATADOS

En la fecha, el ciudadano Eder Romero, quien se encuentra adelantando estudios superiores en Maestría en Ingeniería Eléctrica en la Escuela Colombiana de Ingeniería, elaborando tesis de grado sobre energías renovables en el Distrito Capital ha solicitado ante el IREI información sobre los lineamientos previstos para el Desarrollo del Parque Metropolitano Guaymaral. Al respecto se informa que los lineamientos previstos para el diseño e intervención del Parque Metropolitano, estos se encuentran definidos en el Decreto 088 de 2017, entre lo

cual se destaca que el suelo necesario para su desarrollo se obtendrá como producto del reparto de cargos y beneficios, así como lo correspondiente a su dotación inicial.

Dentro del ordenamiento del parque, inicialmente se encuentra previsto la siguiente infraestructura:

- 1) Generación Área necesaria para amortiguación del agua lluvia.
- 2) Generación de espacios contemplativos
- 3) En las zonas con uso recreo deportivo, dentro de la oferta se deberá incluir cinco (5) canchas de fútbol profesionales, 12 canchas de fútbol 5, 2 (Una) Pista de Bicicross, 1 un patinódromo, parque artístico y de carreras, 15 zonas de juegos infantiles, por lo menos 2 en cada sector del parque, 2 Un teatro al aire libre con capacidad para 5.000 personas, senderos y ciclorutas, 1 puente peatonal y para bicicletas con un ancho mínimo de siete metros, para atravesar el humedal Torca / Guaymaral, en la Autopista Norte, 2 un puente peatonal y de bicicletas para atravesar la Avenida Santa Bárbara y Avenida Emancipación Gómez, Playabtos de canchas, atracciones mecánicas y espacio para el desarrollo de un centro de eventos. Zonas de servicios complementarios (baños, administración y cafeterías).

Lo anterior será precedido con la formulación y adopción del Plan Director respectivo, mediante Resolución expedida por la Secretaría Distrital de Planeación.



Si no maneja consecutivo
coloque N.A.
ACTA No.

COMITÉ/REUNIÓN:

DD	MM	AA
18	11	2019

LUGAR:

HORA DE INICIO:

HORA FIN:

ASISTENTES

NOMBRE	CARGO	DEPENDENCIA
Eder Romero P.	Estudiante Maestria	ECI
Eduardo Ramirez	Contratista	Subdireccion Perifer

ORDEN DEL DIA

1. Revisión de Variable financiera) para una tesis
- 2.
- 3.

- 4.
- 5.
- 6.

TEMAS TRATADOS

- Revisión de Variables financieras para una posible implementación de proyectos de FNCR en parques metropolitanos. Tesis de Maestria ing Eder Romero
 - ↳ Se puede Estimar que el proyecto es mas viable por licitacion que Por APP. Se tendrían los recursos para cubrir el proyecto
- La implementación de este tipo de proyectos dependen de plan de gobierno
- El proyecto seria viable si los TIR fueran superiores a las tasas de colocación del mercado.

TEMAS TRATADOS

- deben tenerse en cuenta los costos de interventoría del proyecto y certificaciones RETIE

