



UNIVERSIDAD DE CUENCA  
Facultad de Arquitectura y Urbanismo



# Capacidad de techumbres de edificaciones en barrios de uso mixto para el aprovechamiento con integración fotovoltaica, en ciudades Ecuatoriales Andinas

**Trabajo de titulación previo  
a la obtención del título de Arquitecto**

**AUTORA:**  
María Belén Morocho Pulla  
C.I.: 0105872709

**DIRECTOR:**  
Arq. Esteban Felipe Zalamea León

Cuenca - Ecuador

2022





**UNIVERSIDAD DE CUENCA**  
**Facultad de Arquitectura y Urbanismo**  
**Carrera de Arquitectura**

**“Capacidad de techumbres de edificaciones en barrios de uso mixto para el aprovechamiento con integración fotovoltaica, en ciudades Ecuatoriales Andinas”**

Trabajo de titulación previo a la Obtención del Título de Arquitecto

Autora:

María Belén Morocho Pulla

C.I.: 0105872709

belenmop10@icloud.com

Director:

Arq. Esteban Felipe Zalamea León

C.I.: 0102125952

Cuenca – Ecuador

21 -03-2022



### **Resumen:**

En los últimos años, las ciudades han logrado convertirse en uno de los sectores con mayor impacto en el consumo de energía y al medio ambiente, debido a la climatización de edificaciones con fuentes de energías no renovables. Actualmente nuestro país, según la ARCERNNR, se provee principalmente de energía proveniente de hidroeléctricas (62,55%), las cuales también provocan afectación al medio natural. Resulta pertinente proponer la utilización de otros recursos que generen menor impacto y sean renovables en el entorno en el que habitamos. De esta manera, el presente trabajo, plantea determinar la factibilidad de implementar energía solar fotovoltaica (PV), en un barrio residencial de la ciudad de Cuenca, como una alternativa para la producción energética in situ, que permita el autoabastecimiento y una menor codependencia de energías contaminantes y externas a las propias edificaciones. Para lo cual se examina las características de las edificaciones de la zona seleccionada, tales como su orientación, emplazamiento, datos climáticos del entorno, geometría de cubiertas y consumos energéticos reales. Y así a continuación, se simula la capacidad de autoabastecimiento al implementar energía PV para establecer en que porcentaje puede llegar a convertirse en un barrio energéticamente neutro. Lo que finalmente dio como resultado que la demanda energética puede ser cubierta en un 94,88%, con una instalación de 427 paneles solares con una potencia de 335 WP., distribuidos en 29 edificaciones y con una ocupación geométrica de las cubiertas en un 11,95%.

### **Palabras Clave:**

Energía solar. Fotovoltaicos. Techumbres. Simulación. Autoabastecimiento energético.



### **Abstract:**

In recent years, cities have become one of the sectors with the most impact on energy consumption and the environment due to the air conditioning of buildings with non-renewable energy sources. Currently, according to ARCERNNR, our country is mainly supplied with energy from hydroelectric plants (62.55%), which also affects the natural environment. It is pertinent to the use of other resources, which have less environmental impact and are renewable. This research proposes to determine the feasibility of implementing photovoltaic solar energy (PV) in a residential neighborhood of the city of Cuenca as an alternative to produce energy on-site. Solar energy would allow self-sufficiency and less codependency on non-renewable energy. To achieve this goal, the characteristics of the buildings in the selected area are examined, such as their orientation, location, climatic data of the environment, roof geometry and actual energy consumption. Additionally, the self-sufficiency capacity is simulated by implementing PV energy to establish the percentage that is necessary to create an energy-neutral neighborhood. The result was that the energy demand can be covered by 94.88%, with an installation of 427 solar panels with a power of 337 Watts, distributed in 29 buildings and with a geometric occupation of roofs of 11.95%.

### **Keywords:**

Solar energy. Photovoltaic. Roofs. Simulation. Energy self-sufficiency.



## Índice del Trabajo

1	INTRODUCCIÓN GENERAL.....	1
1.1	Introducción .....	2
1.2	Objetivos .....	5
1.3	Aportaciones .....	6
2	ENERGÍAS RENOVABLES EN CENTROS URBANOS.....	7
2.1	La energía en las ciudades .....	8
2.1.1	Demandas energéticas urbanas a nivel nacional y local.....	10
2.2	Las energías renovables como alternativas energéticas .....	17
2.2.1	Autoabastecimiento energético urbano .....	19
2.2.2	Políticas energéticas.....	20
2.2.3	Modelos “Energía Neutra o Casi Nula” .....	23
3	ESTUDIO DE LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA A ESCALA URBANA .....	27
3.1	Energía solar .....	28



3.1.1	Implementación de energía solar en ciudades .....	30
3.2	Energía solar fotovoltaica .....	32
3.2.1	Tipos de instalaciones .....	35
3.2.2	Aspectos relevantes para el rendimiento de fotovoltaicos .....	36
3.2.3	Criterios constructivos – funcionales para fotovoltaicos .....	39
3.2.4	Integración arquitectónica de fotovoltaicos .....	41
3.3	Casos de estudio: Barrios residenciales y comerciales .....	44
3.3.1	Análisis de casos de estudio .....	53
4	<b>CASO DE EVALUACIÓN: BARRIO RESIDENCIAL Y COMERCIAL EN LA CIUDAD DE CUENCA, ECUADOR .....</b>	<b>55</b>
4.1	Descripción del lugar de estudio.....	56
4.1.1	Caracterización del clima.....	57
4.2	Descripción del objeto de estudio: Barrio residencial y comercial en la ciudad de Cuenca.....	61
4.2.1	Demanda energética del Barrio .....	64
4.3	Metodología para la integración de PV en las techumbres de edificaciones del Barrio residencial y comercial.....	72
4.3.1	Materiales y Metodología.....	73



4.3.2	Estimación de potencial energético fotovoltaico del Barrio .....	75
4.3.3	Evaluación de la producción fotovoltaica frente al consumo energético .....	94
4.3.4	Integración de PV en techumbres.....	106
<b>5</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>135</b>
5.1	Conclusiones .....	136
5.2	Recomendaciones .....	140
5.3	Lista de referencias .....	141
5.4	Lista de tablas, figuras y anexos .....	163
5.5	Anexos.....	174





### Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

---

María Belén Morocho Pulla, en calidad de autor/a y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Capacidad de techumbres de edificaciones en barrios de uso mixto para el aprovechamiento con integración fotovoltaica, en ciudades Ecuatoriales Andinas", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 21 de marzo 2022

María Belén Morocho Pulla

C.I: 0105872709



Cláusula de Propiedad Intelectual

---

Yo, María Belén Morocho Pulla, autor/a del trabajo de titulación "Capacidad de techumbres de edificaciones en barrios de uso mixto para el aprovechamiento con integración fotovoltaica, en ciudades Ecuatoriales Andinas", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor/a.

Cuenca, 21 de marzo de 2022

---

María Belén Morocho Pulla

C.I: 0105872709



## Dedicatoria

A Dios y a la Virgen, por ser mis guías y brindarme fuerza para avanzar en este camino llamado vida.

A mis padres por todos sus sacrificios, en especial a mi mamá, Rosario, por su amor y apoyo incondicional, y sobre todo por motivarme y creer en mí; a mi hermano, Esteban, por su cariño, sus palabras de aliento y por siempre estar cuando más lo necesitaba, y a Sami, por su compañía y sacarme una sonrisa en los momentos más difíciles.

A toda mi familia, en especial a mis abuelitos y tías, por su apoyo y confianza en mi persona.



## Agradecimientos

A todos los docentes de la Facultad de Arquitectura y Urbanismo, por compartir sus conocimientos y aportar en todo mi proceso de aprendizaje.

A la Empresa Eléctrica CENTROSUR, por brindarme la información necesaria para elaborar esta investigación.

Al Ing. Delgado, por su colaboración en el levantamiento de información mediante el uso de VANT.

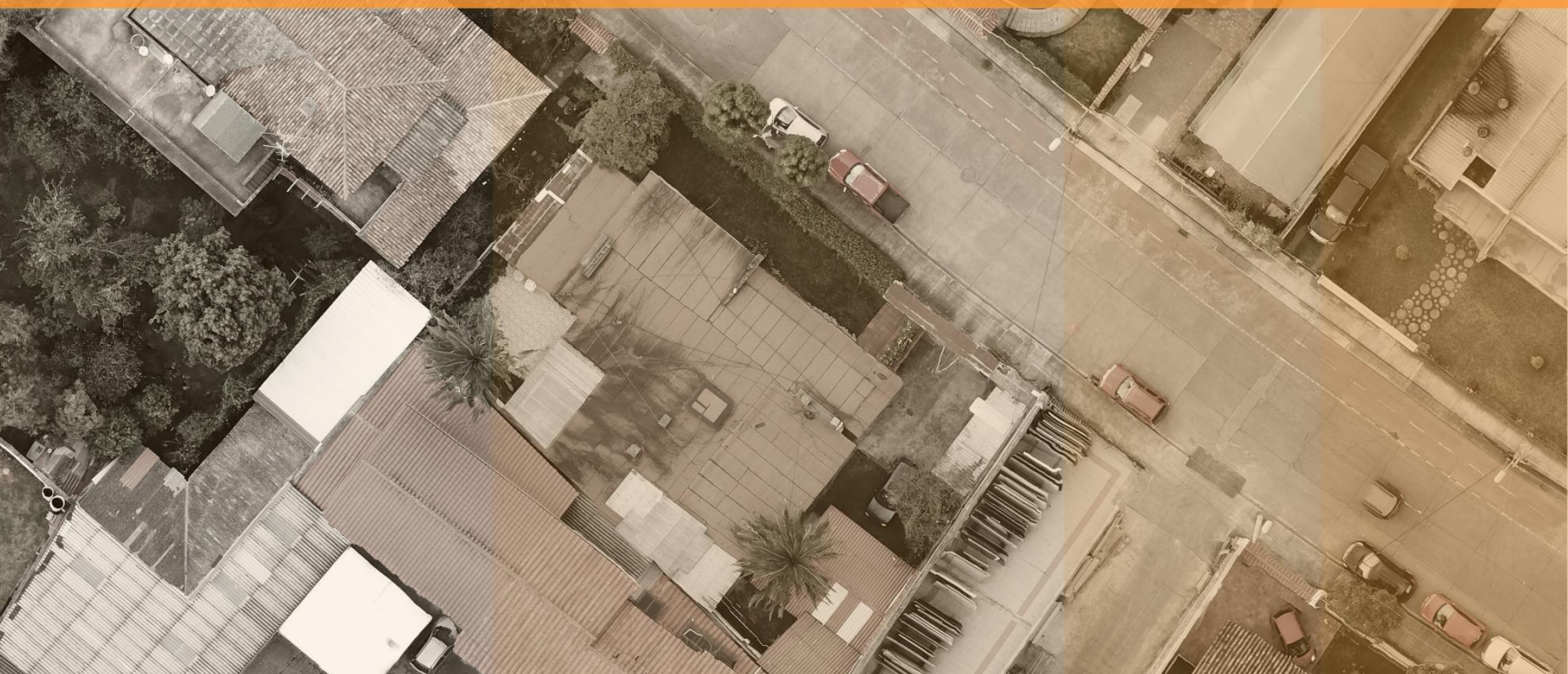
De manera especial, al director de este trabajo, al Arq. Esteban Zalamea, por su predisposición, tiempo y enseñanzas para poder llevar a cabo esta investigación, así como por su compromiso durante todo este proceso.

Y a mis compañeros, amigos y todas esas personas que de una u otra manera aportaron a que pueda elaborar esta investigación.



CAPITULO | 01

# INTRODUCCIÓN GENERAL





## 1.1 Introducción

En las últimas décadas, los centros urbanos han llegado a convertirse en los consumidores de alrededor de un 76% de la energía mundial, provocando considerables cantidades de carbono (Hachem-Vermette et al., 2018). Emisiones que provienen especialmente de edificaciones que demandan energía para climatizar sus espacios (Alvarado et al., 2014), y que en su mayoría son suplidas con fuentes energéticas fósiles.

Al presente, nuestro país se provee de energía eléctrica de origen termoeléctrico en un 35.09%, y el 64.91% de fuente renovables, de las cuales el 62.55% es de hidroeléctricas y el 2.35% de energía tales como eólicas, biomasa, biogás y energía PV (ARCERNNR, 2021a), estos últimos conocidos como fuentes no tradicionales. A pesar que la energía hidroeléctrica se cataloga

como fuente de energía renovable, su gran dependencia ha deteriorado los ecosistemas en los cuales se han construido. Motivo por el cual, optar por energías que causen menos impactos, es una opción, tales como las energías renovables (ER) alternativas no convencionales que presentan ventajas a nivel económico y medio ambiental (Cifuentes Thorrens et al., 2018), posibilitando también la independencia energética.

Ante este panorama, la autogeneración urbana mediante fuentes renovables supone la reducción de dependencia de aprovisionamiento energético (Marín et al., 2018). Cada fuente puede ser aprovechada de diferente manera en cada territorio pues cada uno presenta condiciones geográficas únicas y mayor o menor disponibilidad de ciertos recursos, que potencializan o limitan ciertas tecnologías, resultando imprescindible analizar el



potencial de cada una. En el Ecuador, un recurso confiable y que garantiza la seguridad energética, es el sol, además que la ubicación geográfica de este, nos permite recibir altos niveles de radiación solar (INER, 2017).

En este contexto, la presente investigación pretende estudiar el autoabastecimiento energético a partir de la integración de sistemas solares que permitan producir energía eléctrica limpia, fehaciente y sea amigable con el medio ambiente; aplicándolo en un barrio residencial de la ciudad de Cuenca, ubicado en la parroquia Sucre.

Este estudio se desarrolla en cuatro capítulos, que parten de una revisión bibliográfica de las ER en las ciudades, su aplicación, las políticas para viabilizar estas y los modelos que han surgido a partir de su utilización. A continuación, se revisa el

concepto de energía solar, sus tipos, su implementación y criterios bases para este aspecto. También se analiza casos de estudio que han optado por el uso de tecnologías renovables, y así poder conocer las ventajas y desventajas del uso de estas.

Estas revisiones finalmente servirán como base para el desarrollo de la propuesta posterior; que en específico aborda el análisis del potencial solar del barrio emplazado entre las calles Remigio Romero y Federico Proaño; a partir del uso de módulos fotovoltaicos en las cubiertas de las edificaciones pertenecientes a este.

Al final de la investigación se determina si la implementación de energía solar es capaz de convertir a este barrio en uno de consumo energético cero, así como también si es



factible que pueda suplir otras demandas energéticas ajenas a las propias edificaciones.





## 1.2 Objetivos

### General

Determinar que el aprovechamiento de la geometría de las techumbres de edificaciones ubicadas en zonas de uso residencial y comercial puede suplir demandas energéticas propias y de su entorno urbano para contribuir al aprovechamiento de la energía solar con el uso de tecnología fotovoltaica y reducir emanaciones contaminantes de sectores productivos.

### Específicos

- Examinar la información acerca de las posibilidades de auto aprovisionamiento energético solar en barrios y edificaciones, determinando casos de estudio en los cuales se implementó tecnología solar fotovoltaica (PV) para conocer su potencial.

- Seleccionar una zona representativa de uso residencial y comercial de la ciudad de Cuenca de la que se disponga de consumos energéticos, para determinar la adaptabilidad geométrica de tecnología PV en las techumbres de edificaciones y poder encontrar su capacidad de autogeneración urbana a nivel barrial.
- Analizar la incorporación de colectores PV en techumbres de edificaciones, una vez determinada proporcionalmente, el espacio requerido para lograr edificaciones Net Zero.
- Realizar una propuesta arquitectónica constructiva para la integración de colectores PV en las techumbres de tres tipos de edificaciones del área de estudio



### 1.3 Aportaciones

Los resultados de esta investigación aportarán a la base de datos de la Empresa Eléctrica CENTROSUR, con el fin de conocer el potencial fotovoltaico de una zona de la Ciudad de Cuenca, y su incorporación a la red eléctrica. Además, esta resulta fundamental para conocer el impacto que se tendrá en la red, el momento que varias edificaciones integren tecnología PV de manera masiva, considerando que esta sería una de las opciones obvias para prescindir de las baterías.



CAPITULO | 02

# ENERGÍAS RENOVABLES EN CENTROS URBANOS





## 2.1 La energía en las ciudades

*“La ciudad representa la expresión espacial del conjunto de elementos y características que posee la sociedad en determinado momento histórico, siendo así el soporte de actividades de la sociedad”* (Salazar, 2018).

El funcionamiento de la misma, implica significativos recorridos espaciales de energía y de recursos tales como agua, alimentos y combustibles que produce, y que han logrado beneficiarse de distintos hábitats distantes y cercanos a esta, originando considerables perturbaciones territoriales y afectación a zonas agrestes (Higueras, 2009). Así también, la ciudad, al momento de emplazarse en un determinado espacio del territorio, produce grandes transformaciones a su alrededor, ocasionando alteraciones de tipo social, ambiental y económico (Peralta &

Higueras, 2017). Estos impactos entre otros aspectos por la necesidad de energía.

En el año 2018 el 55% de la población mundial residió en áreas urbanas, en donde el continente asiático, acogió al 54% de esta población, consecutiva esta Europa y África con un 13% de dichos habitantes (ONU, 2018). Las urbes mundiales ocupan el 3% de la superficie del planeta tierra, sin embargo son responsables del 60 al 80% del consumo energético mundial, y emisoras de carbono en casi un 70% (PNUD, 2019), causando un fuerte deterioro ambiental. Asimismo, este consumo energético ha sufrido un crecimiento de casi el 2,3% en los últimos años, el cual es atribuido principalmente a la creciente demanda de electricidad y gas, tal es el caso de países como China y Estados Unidos, no obstante, en la Unión Europea este consumo



disminuyó en un 1%, motivado por los avances en el tema de eficiencia energética (Enerdata, 2019b), y por el auto-aprovisionamiento energético en edificios y ciudades. Un panorama similar se muestra en cuanto a las emisiones de CO<sub>2</sub>, con un aumento del 1,9%, donde los países que más aportan a estas emisiones son China, India, Rusia y Estados Unidos. Pero países de la UE y Japón, han experimentado un descenso del 2,1%, generado por una mayor participación de ER en la producción (Enerdata, 2019a). Todo este consumo energético es cubierto principalmente con hidrocarburos, que son recursos finitos y ya han mostrado su escasez y su gran impacto ambiental, generando que todo el sistema actual energético no sea sustentable ni amigable con el planeta (Estrada Gasca, 2013).

En el Ecuador, el uso de combustibles fósiles y sus derivados, es significativo, lo que, en ocasiones, ha producido conflictos de tipo político, económico, social o ambiental. Tal es el caso, lo que ocurrió, en octubre del 2019, una ola de protestas en todo el territorio, producto de que se anunciara el retiro de los subsidios a ciertos combustibles fósiles, que son usados principalmente por el sector del transporte, tanto público y privado, y en menor proporción por el sector residencial y comercial. Medidas implementadas, por la difícil situación económica que el país atraviesa, pero que finalmente fueron retiradas por la presión social que tuvieron. Además, por cada seis dólares invertidos en el subsidio, apenas uno es aprovechado por el quintil más pobre del Ecuador (Granado et al., 2012). Sin embargo, para octubre del 2021, el presidente Guillermo Lasso,



ordenó nuevos precios para el diésel, la gasolina extra y extra con etanol, suspendiendo así, el sistema de bandas del alza progresiva de estos, que decretó el gobierno en turno, en mayo del 2020 (El Universo, 2021) (EP Petroecuador, 2020).

El tema de los subsidios en el Ecuador, es un tema que ya tiene décadas, y que en teoría busca que los ciudadanos se favorezcan del beneficio económico que brinda el gobierno, para adquirir bienes o servicios a un costo más asequible; pero que, al no ser focalizados correctamente, terminan convirtiéndose en un rubro básico para el déficit fiscal y destinados a la población de estratos más pudientes. A tal punto, esta situación acarreó al país, que terminó representando una inversión de mayor magnitud que las relacionadas al desarrollo y seguridad social. Asimismo, se debe considerar el impacto ambiental, que crea el subsidio a estos

combustibles, por las grandes cantidades de emisiones de CO<sub>2</sub> que generan los sectores que los usan. Motivos por los cuales, es un tema que necesariamente debe ser tratado, pues una eliminación paulatina y oportuna de los subsidios, traerá consigo mejoras económicas, sociales y ambientales (Espinoza & Viteri, 2019). Por lo que, una alternativa a estos subsidios, podría ser su focalización en alternativas no contaminantes, que además generan efectos positivos en la economía y crecimiento de puestos de trabajos locales en lugar de destinar recursos a transnacionales petroleras (IRENA, 2018a) .

### 2.1.1 Demandas energéticas urbanas a nivel nacional y local

El constante desarrollo de la economía mundial, ha traído consigo el establecimiento de más industrias, nuevas actividades



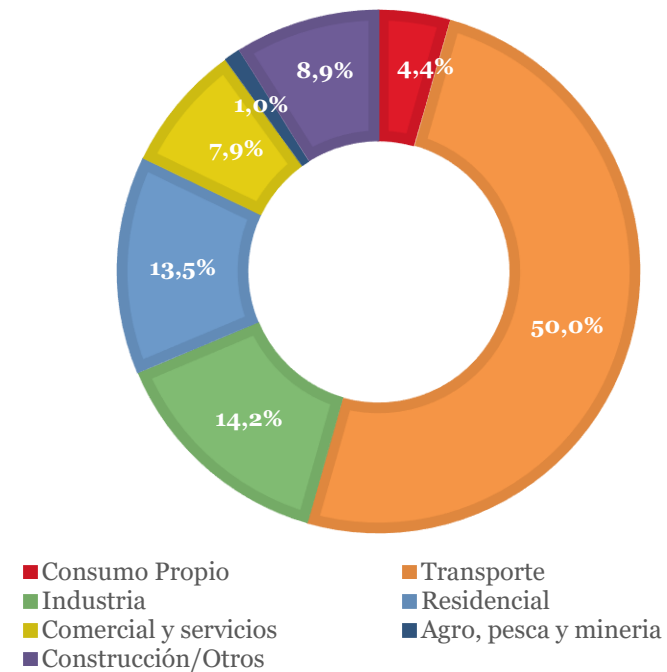
mercantiles, demanda de capital humano y financiero, y por supuesto un requerimiento significativo de energía, para su respectivo funcionamiento (Dafermos et al., 2015). En el caso de que este contexto se mantenga en el transcurso de los años, se prevé que la demanda energética aumente 1,3% anualmente hasta el año 2040, dando lugar a un continuo incremento de las emisiones conexas a la energía y tensiones en varios aspectos relacionados a la seguridad energética (International Energy Agency, 2019).

### Ámbito nacional

En el Ecuador, la mitad del consumo energético es realizado por el sector del transporte, en un segundo y tercer puesto, está la industria y el sector residencial. Los sectores con

menor demanda, lo conforman consumo propio y agro, pesca y minería (Ver Figura 2-1).

*Figura 2-1 Consumo total de energía en El Ecuador por sectores*

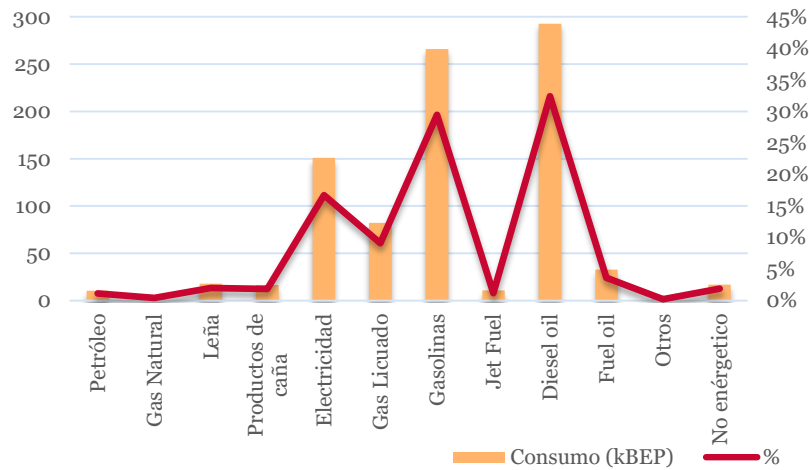


*Nota. Adaptado de Balance Energético Nacional, por (MERNNR, 2017).*



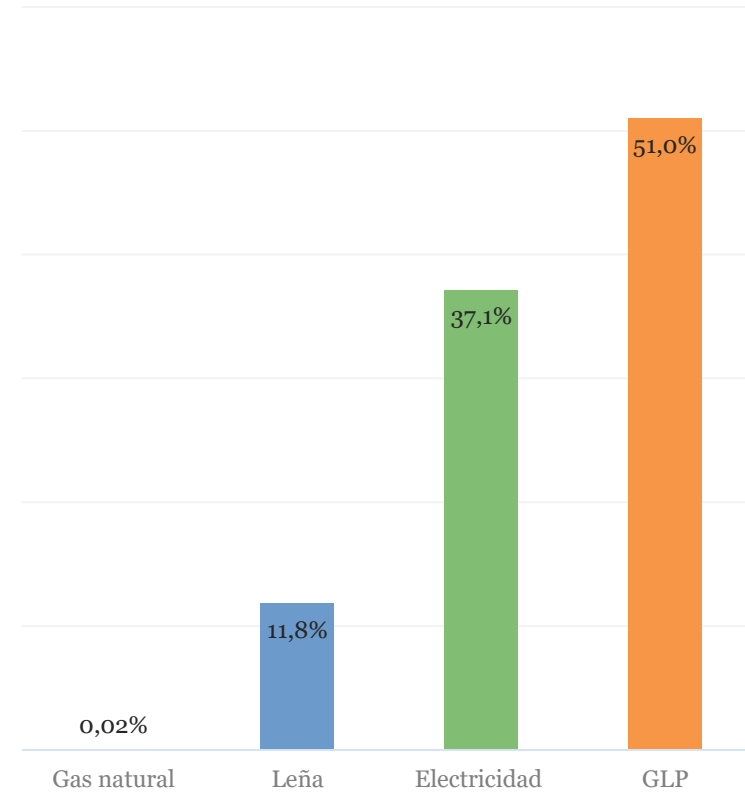
En la Figura 2-2, se puede observar que las fuentes que demandan más consumo en el país son *Diesel oil* con 32,4%, Gasolinas 29,5% y electricidad 16,73%. En cambio, las de menor uso son las de gas natural y otros, con un porcentaje menor a 1 (MERNNR, 2017).

**Figura 2-2** Consumo energético del Ecuador por fuente



Nota. Adaptado de Balance Energético Nacional, por (MERNNR, 2017).

**Figura 2-3** Consumo total del sector residencial



Nota. Adaptado de Balance Energético Nacional, por (MERNNR, 2017).





Bajo esta problemática, la arquitectura puede ser de gran utilidad, debido a que las edificaciones y ciudades en sí mismas, logran ser un soporte de obtención de energía desde distintas fuentes, en Ecuador, por ejemplo, aprovechando la alta y constante irradiación solar sin influencia estacional; la energía solar resulta ser la opción más económica y técnicamente más viable.

De esta manera, los sectores de suma relevancia para el estudio, son el residencial y comercial, el primero, consume mayormente gas licuado (GLP), usado en general para cocción, subsiguientemente, la demanda es de electricidad (37,1%) (Ver Figura 2-3). En nuestro país, alrededor de 67 % de la energía eléctrica, es generada por centrales hidroeléctricas; de las cuales las que mayor potencia nominal aportan, son las centrales de

Paute (1075MW) y Coca Codo Sinclair (1500MW), ubicadas en las provincias de Azuay y Napo, respectivamente (ARCONEL, 2019).

A pesar, que la energía hidroeléctrica, es menos contaminante que la electricidad proveniente de otras fuentes, su construcción y puesta en marcha, puede terminar afectando el normal funcionamiento de determinados ecosistemas. Por ejemplo, en Yangtsé (China), la construcción de la presa de *Gezhouba*, fue el detonante para la extinción del pez espátula, ya que esta les impedía llegar al único frezadero río arriba (Main, 2020). Algo similar, ocurrió en Latinoamérica, pues la Iniciativa de Delfines de Río de Suramérica (SARDI), determino que la implementación de hidroeléctricas en diferentes biomas amazónicos, afecta a la conservación de los delfines rosados, ya que los aíslan de los cauces principales y de su alimento (peces);

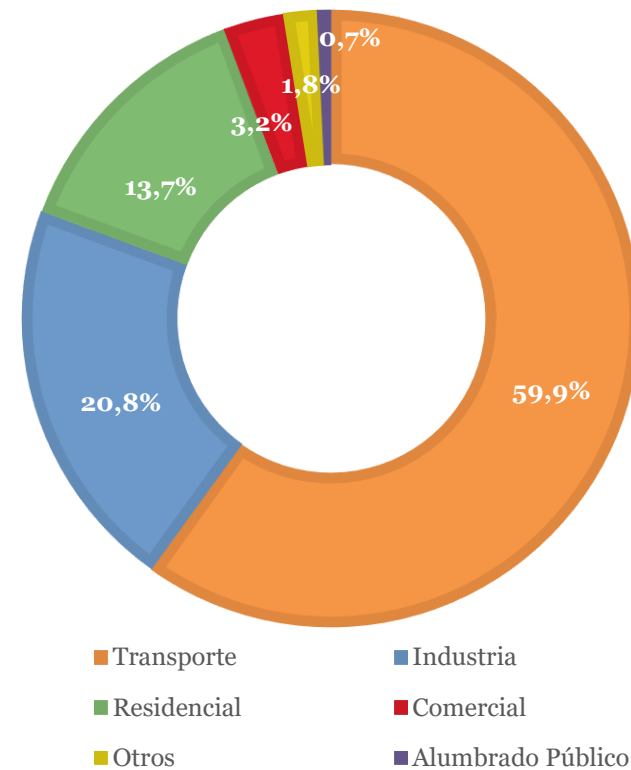


incidiendo en su reproducción y en una mayor mortalidad de cetáceos en edades jóvenes, pues estos se atrapan en las turbinas de las hidroeléctricas (Téllez, 2019).

### Ámbito Local

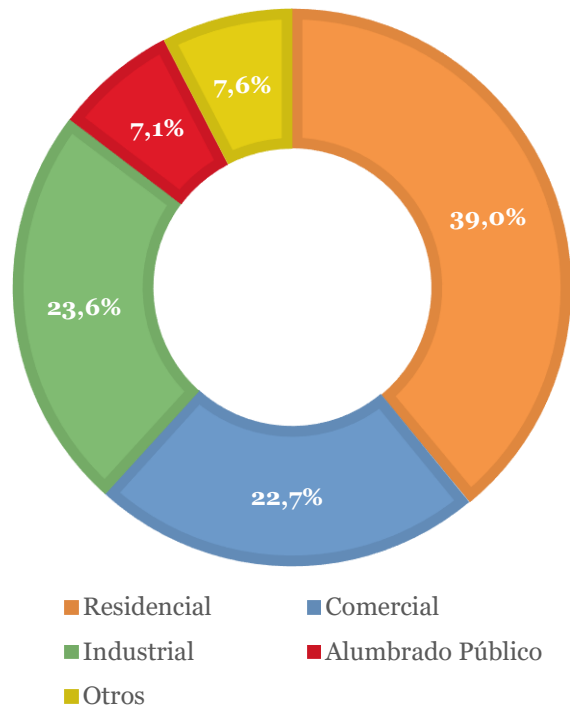
En la ciudad de Cuenca, el consumo energético se encuentra liderado por el sector del transporte (59,9%), seguido por la Industria (20,8%) y el sector Residencial (13,75). Y con una cuantía menor, al 5%, están los relacionados al comercio, alumbrado público y otros. Por lo que, en este caso, la autogeneración en edificaciones se posiciona como una alternativa no solo para suplir sus propias necesidades sino contribuir a las del transporte.

Figura 2-4 Consumo de energía en Cuenca. (2017)





**Figura 2-5** Consumo de energía eléctrica por sectores. (2017)

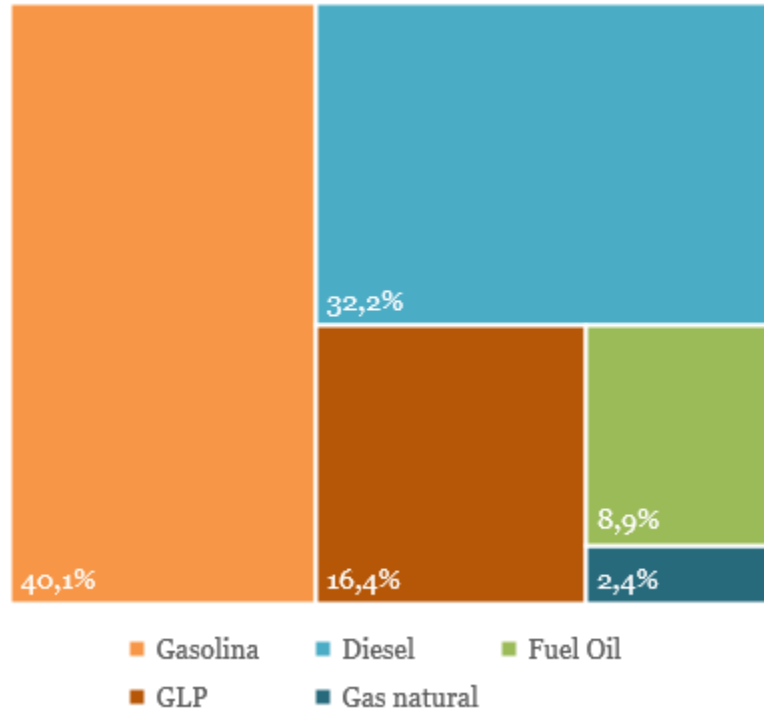


Respecto al consumo de energía eléctrica en la ciudad, éste, es provisto por la Empresa Regional Centro Sur, la que también presta servicios en toda la provincia del Azuay, y las provincias de Morona Santiago y Cañar. La demanda eléctrica es principalmente realizada por el sector Residencial (39%), seguido con valores un poco similares están el comercio (22,7%) y la Industria (23,6%).

En cuanto a la demanda de energía por fuentes, los combustibles fósiles más demandados son la gasolina (40,1%) y Diésel (32,2%), consumidos principalmente por el transporte. Y en tercer lugar de consumo, se encuentra, el gas licuado de petróleo (GLP) (16,4%).



Figura 2-6 Consumo de combustibles fósiles en Cuenca. (2017)



Este último es demandado sobre todo por el sector residencial, y utilizado para actividades como cocinar y calentar agua. En el cantón Cuenca, en el año 2017, el 96% de hogares usan GLP, y en promedio se usan 2,13 cilindros de 15 kg / hogar (Vicente, 2017).

Todos estos procesos de generación y consumo, generan impactos en el medio ambiente, como emisiones de GEI, por ejemplo en el sector residencial, se produce el 6% de emisiones totales de CO<sub>2</sub> del país, cifra que ha sido casi constante en las dos últimas décadas; en contraparte el sector más contaminante es el de transporte (56%), un valor que aumenta cada año (IEA, 2017). A nivel local, el mayor responsable de emisiones de CO<sub>2</sub> es el transporte, con un 70% del total, posteriormente están el sector residencial (15%) e industrial (16%). Por lo que en termino de



indicadores cada ciudadano produce 2,5 toneladas de CO<sub>2</sub>, sobrepasando el valor sugerido a nivel internacional, que se encuentra en 2 (Aguilar, 2018).

Bajo este contexto, es imprescindible, que, como consumidores, empleemos la energía de manera sensata y eficaz, promoviendo una conducta de empatía por temas que afectan nuestro entorno. Además, que a continuación se implementen alternativas que logren reducir el consumo de energía importada hacia las ciudades y transformar los consumos que implican transporte e ignición de combustibles. Estas alternativas, actualmente son viables, ya que se dispone de la tecnología necesaria para que las urbes generen su propia energía, por ejemplo, la tecnología PV es la fuente de electricidad más económica y en continua reducción durante años (Kavlak et al.,

2018). Así, las ciudades pueden autoabastecerse y además cubrir demandas de otros sectores como el transporte u otros, de forma económica y segura.

## **2.2 Las energías renovables como alternativas energéticas**

Situaciones como las descritas y relacionadas a impactos ambientales, sociales y territoriales pero que, en los últimos años han sido más visibles debido al continuo desarrollo de las ciudades, han hecho que se apliquen medidas para mitigar los efectos negativos de estos grandes consumos. Estas acciones están relacionadas con la diversificación de las matrices energéticas, políticas para el aprovechamiento de energías renovables



(Garrido, 2018), y el uso racional de la energía (García Lores, 2018).

La implementación de estas medidas pretende beneficiarse de recursos nativos y sobretodo lograr un sistema energético sostenible. Para lograr este tipo de sistema es necesario, plantear y ejecutar políticas públicas, que motiven una gestión urbana sostenible, tales como el uso de ER, tácticas pasivas en el diseño y construcción y una difusión de eficiencia energética, pero analizando el contexto local de cada urbe, ya que cada una posee una potencial en específico, debido a sus contextos geográficos, multiplicidad de demandas o existencia de recursos, que puedan fortalecer o restringir las diferentes tecnologías existentes (Barragán Escandón et al., 2019).

De esta manera, las energías renovables representan a aquellas que son potencialmente inagotables, debido a la cuantía de energía que abarcan o por la virtud de regeneración continua que presentan (ICE, 2015)(Schallenberg et al., 2008).

Existen varias tecnologías renovables, sin embargo Barragán-Escandón et al. (2017), especifican once ER aplicables dentro de las ciudades, en las que se encuentran tecnologías como biomasa, bioetanol, biogás, biogás RSU, incineración de residuos; mareomotriz, pequeña eólica, geotermia, pequeña hidroeléctrica, fotovoltaica (PV) y solar térmicas, cada una con diferentes niveles de desarrollo, que ayudarían a reducir la adquisición de recursos energéticos externos, pero que podrían ser aplicados considerando costos, políticas y presencia de recursos



### 2.2.1 Autoabastecimiento energético urbano

En algunos centros poblados, ya se ha analizado como el accionamiento de las ER con recursos locales, les permitiría autoabastecerse en parte o íntegramente, como, por ejemplo, en la ciudad de Palmira, Colombia, a partir de su biomasa residual, donde se encuentra residuos de frutas y verduras, y de poda de césped, a través de la digestión anaerobia, se podría producir en un año 5489 MWh de energía térmica y 3295 MWh de energía eléctrica (Cadavid-Rodríguez & Bolaños-Valencia, 2015). En Vitoria-Gasteiz, la combinación de varias ER, como la eólica, solar, biomasa, RSU e hidráulica, resultaría en una producción energética de 1663,42 GWH/año, y por ende un balance positivo, es decir se produce más energía que la consumida (Alonso, 2010). Asimismo, en Miraflores de la Sierra, Madrid, se analiza el

potencial fotovoltaico y la energía generada por estos, dando como resultado diversas coberturas de demanda, según la tecnología PV usada, siendo las de mayor representación las de SI-Monocristalino y SI-Multicristalino, supliendo un 84% y 79%, respectivamente la demanda energética de dicho centro poblado (Martín Ávila et al., 2015). Además, en Finlandia, el uso de agua subterránea para generar energía geotérmica, podría generar 40 a 45 MW de potencia, lo que significaría que 1.3 millones de m<sup>2</sup> de viviendas unifamiliares estándar y 1.7 millones de m<sup>2</sup> de viviendas unifamiliares modernas con consumos energéticos bajos podrían satisfacer su demandas de calefacción (Arola et al., 2014).

La adopción de ER, posee efectos positivos en aspectos económicos, sociales y ambientales, porque son poco contaminantes, favorecen el mejoramiento de la calidad de vida,



contribuyen a la economía local mediante el aumento de oferta laboral (Posso et al., 2014) y seguridad energética.

### 2.2.2 Políticas energéticas

En el año 2015, se aprobó la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, que plantea principalmente 17 objetivos de desarrollo sostenible (ODS), y que en relación a temas energéticos, especifica el objetivo 7, para asegurar que todos accedan a una energía sostenible, moderna y segura; a través de una mayor participación de las ER como fuente energética, uso eficiente de la energía y mayor colaboración universal para promover la investigación de energías limpias (Transformar Nuestro Mundo: La Agenda 2030 Para El Desarrollo Sostenible, 2015).

Sin embargo, en el 2019 se publicó un informe en el que se detalla el poco avance del cumplimiento de los ODS, ocasionando incertidumbre sobre si el año horizonte planteado (2030) sería suficiente para el cumplimiento de estos; pues, países de África Central, son los que menor progreso presentan, en cambio en Latinoamérica, Chile, Costa Rica, Uruguay y Perú, presentan avances con respecto a la accesibilidad que tiene su población a electricidad y fuentes energéticas limpias para cocción y calefacción (CODS, 2019).

A nivel de gobierno local, la ciudad de Cuenca, a partir del año 2018, forma parte del Pacto Global de Alcaldes por el Clima y la Energía (INFO IUC-LA, 2018), que busca esencialmente lograr ciudades con emisiones bajas y promoción de la resiliencia climática (Global Covenant of Mayors for Climate & Energy,





2019). Asimismo bajo este pacto, se han iniciado acciones individuales, como la reducción de emisiones del transporte y desechos en la urbe, en un 20% con el año horizonte 2023 a partir del 2017 (NAZCA, 2019).

Estos acuerdos internacionales, en muchas ocasiones han sido alineados a las políticas públicas de cada nación, en pro de lograr un desarrollo sostenible. Asimismo, diferentes situaciones relacionadas al gran consumo de energías contaminantes en el contexto de industrias o edificaciones, ha significado un punto clave para que los gobiernos en turno, propongan líneas de acción para mitigar los efectos negativos de estos consumos y sobretodo se mejore el tema de eficiencia energética y sustentabilidad.

Estas líneas de acción pueden reflejarse en la difusión de políticas energéticas, como por ejemplo, la Unión Europea (UE)

adoptó el Marco Climático y energético 2030, en el 2014, que busca reducir en al menos un 40% la emisión de GEI, participación de un 32% de ER y progreso del 32,5% en eficiencia energética (Comisión Europea, 2014), además, en 2018 presenta una estratégica para alcanzar una economía climáticamente neutra para el año 2050, a través de eficiencia energética, desarrollo de ER, movilidad segura y limpia; economía circular, sumideros de carbono, y la captura y almacenamiento de carbono (Dirección General de Acción por el Clima & Comisión Europea, 2019).

Un país europeo con importantes acciones en el sector energético ha sido Alemania, quien a través de su estrategia *Energiewende*, plantea la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, desarrollo de energía renovables mediante tasas de



compensación, avances en temas de eficiencia energética y abandono paulatino de la energía nuclear hasta 2022; además en conjunto con la estrategia *Energiekonzept* establecida en el año 2010, se busca una económica fundamentada en ER con miras hacia los años 2020 y 2050 (Chen et al., 2019) (Agora Energiewende, 2019)(Arranz & Oficina Económica y Comercial de España en Berlín, 2016). Algunos resultados de estas tácticas se han evidenciado en el aumento de la participación de ER en el consumo final de energía en el periodo 2000 - 2018, de un 6% a un 37,8% (Yu et al., 2020). Asimismo, se debe mencionar que la energía nuclear ha sido desestimada paulatinamente por aspectos de seguridad mundial y porque su adecuada producción implica costos mucho más elevados que otras energías como la eólica, solar o hidroeléctrica.

Por ejemplo, en nuestro país, se han elaborado instrumentos legales tales como, la Agenda Nacional de Energía 2016 -2040, el Plan Nacional de Eficiencia Energética (PLANEE) (2017) y la Ley Orgánica de Eficiencia Energética (2019), que plantean objetivos similares como el uso eficiente de la energía, matriz energética diversa y sostenible; promoción del uso de tecnologías renovables y desarrollo de la movilidad eléctrica (MCSE, 2016) (BID & MEER, 2017) (Asamblea Nacional, 2019). En específico el PLANEE estipula reducir la emisión de GEI y el consumo energético del sector residencial, público y comercial hasta el año 2035, mediante la participación de al menos el 20% de los GAD, en la implementación de la Norma Ecuatoriana de Construcción, en particular su capítulo de eficiencia energética en edificios residenciales, pues aquí se determina parámetros para



cada zona climática del país y que coadyuvan a este objetivo (Gaudry et al., 2019).

### 2.2.3 Modelos “Energía Neutra o Casi Nula”

La transición energética a nivel global demanda que se efectúen acciones notables y enfocadas en la eficiencia energética y avance en el uso de ER, para así garantizar un futuro energético sostenible. El programa *REmap* de (IRENA, 2019b), plantea estrategias para lograr este objetivo, por ejemplo en el sector residencial, el cual consume un porcentaje importante de energía, debería aumentar el uso de ER, de un 36% (2016) a 81% (2050) y disminuir en un 15% su consumo de energía total basándose especialmente en el uso eficaz de la energía, ya que se propone que los edificios sean espacios productores y almacenadores de

energía; requiriéndose que la construcción de nuevas edificaciones se presenten con un estándar *net-zero* en energía y emisiones, y las existentes deben acogerse a programas de modernización y lograr una óptima eficiencia energética.

Las edificaciones energéticamente neutras o por sus siglas en inglés *NZEBs (Net-zero energy buildings)*, se presentan como una respuesta para aminorar el consumo energético del sector de la construcción (Marszal et al., 2011). El concepto de NZEB, se ha ido desarrollando con el tiempo, pues cada autor al pronunciarse lo conceptualiza de manera diferente, no obstante, se puede encontrar similitudes, y para la presente investigación lo entenderemos como una edificación que en la mayoría de casos está conectada a la red, generando suficiente energía de fuentes renovables, disponibles en el ámbito local y de bajo costo in situ



para al menos equiparar o en el mejor de los casos exceder su consumo en un periodo determinado que por lo habitual es anual (Tumminia et al., 2020; Torcellini et al., 2006). Este equilibrio puede alcanzarse, reduciendo la demanda energética, incorporando ER y con la conservación de energía (Kylili & Fokaides, 2015). Aspectos relacionados a un menor consumo, pueden implicar un diseño arquitectónico y electrodomésticos eficientes, sistemas de climatización alternativos, impulsar un comportamiento consciente de los ocupantes y emplear tecnologías de control inteligente (Li et al., 2019) (Wu et al., 2018).

Asimismo, como un avance ulterior a los NZEB, están las edificaciones *Plus Energy* o de energía positiva, que se logra cuando la edificación produce más energía en el lapso de un año,

de la que requiere para servicios como ventilación, agua caliente sanitaria, calefacción y otros; entendiéndose que esta energía producida es de fuentes renovables y que en el caso de no consumir todo lo producido, esta se envía a la red eléctrica o es útil para usos alternativos como energizar transporte. Este estándar de *Plus Energy*, generalmente se presenta cuando la edificación posee un elevado nivel de eficiencia energética (Firlag, 2019).

En algunos países, ya se han construido NZEB, en su estudio Feng et al. (2019) analizan 34 casos de estudios, todos ubicados en climas cálidos y húmedos, con el propósito de deducir las estrategias de diseño fundamentales en una edificación *Net Zero Energy*, encontrándose que técnicas pasivas como iluminación y ventilación natural, en conjunto con tecnologías



renovables, son adoptadas en estas condiciones climáticas. Además, están presentando características en común, como el uso de tecnología PV, edificaciones de poca altura y con un uso como oficinas, escuelas o mixtas, certificaciones *LEED Gold* y *Platinum*, un costo de construcción por encima del ordinario, uso de vegetación en el sitio y de equipos electrónicos de consumo eficiente; y en cuanto a su rendimiento energético 17 edificaciones presentan “net positive energy” o “plus energy”, lo que significa, más generación que consumo energético. Además, se debe acotar que la tecnología PV resultó idónea en este tipo de climas, ya que la máxima demanda de equipos de climatización coincide sustancialmente con los momentos de mayor irradiación.

Si bien el concepto “net zero energy” se ha estudiado a nivel de edificaciones, un objetivo más ambicioso, resulta aplicarlo a escala de barrios o ciudades.

En el campo de la investigación, existen algunos estudios que abordan la factibilidad de abordar este concepto a un nivel más macro, tal es el caso de Marique & Reiter (2014) que proponen un marco metodológico basado en parámetros como: consumo energético de edificios y transporte, y producción de ER in situ; para luego ser aplicados de manera integral a dos vecindarios de Bélgica, con el mismo número de edificaciones pero con heterogeneidades respecto a su morfología urbana, densidad, tipología, conectividad, patrones de movilidad y materialidad. Así mismo parten de definir a un barrio “zero energy” como el lugar en el que el gasto energético por año para



edificaciones y transporte de los pobladores, es proporcional a la ER producida. Como resultado demuestran que alcanzar un equilibrio neto de energía cero en estos barrios es complicado, debido principalmente a como han sido construidas, por lo que sugieren minimizar la demanda energética, mayor uso de ER y modernización de las edificaciones.

En el barrio residencial de Chesterfield, de la ciudad de Des Moines (Iowa), se realizó un análisis que identificó si la adopción de diversas ER por parte de sus habitantes, ayudaría a obtener una comunidad “zero energy”, demostrando que la adopción de programas solares comunitarios, se presentan como la opción más confiable para los consumidores, porque permiten que cada individuo sea un participante activo en su comunidad.

Además, este objetivo energético, requiere también la participación de diversos sectores que actúen como proveedores de servicios y formuladores de un marco jurídico que facilite y favorezca el uso de las diferentes ER a ser implementadas (Mittal et al., 2019).

CAPITULO | 03

# ESTUDIO DE LA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA A ESCALA URBANA





### 3.1 Energía solar

Existen diversos tipos de fuentes para las ER, sin embargo, el sol se constituye como una fuente incesante y sin costo alguno de luz, calor y radiación que hacen posibles numerosos procesos en nuestro planeta, y por ende la existencia de seres vivos. Por lo tanto, el acceso a la radiación del sol, tiene beneficios tanto para las personas como para su entorno, ya que puede, mejorar el bienestar en general de los habitantes y aprovecharse de diferentes maneras en las urbes y edificaciones (Franco-Medina & Bright-Samper, 2016) (IDAE, 2006).

Por lo que, la explotación de la radiación electromagnética originaria del sol, nos permite acceder a un tipo de energía renovable, con una fuente perdurable, como lo es la energía solar.

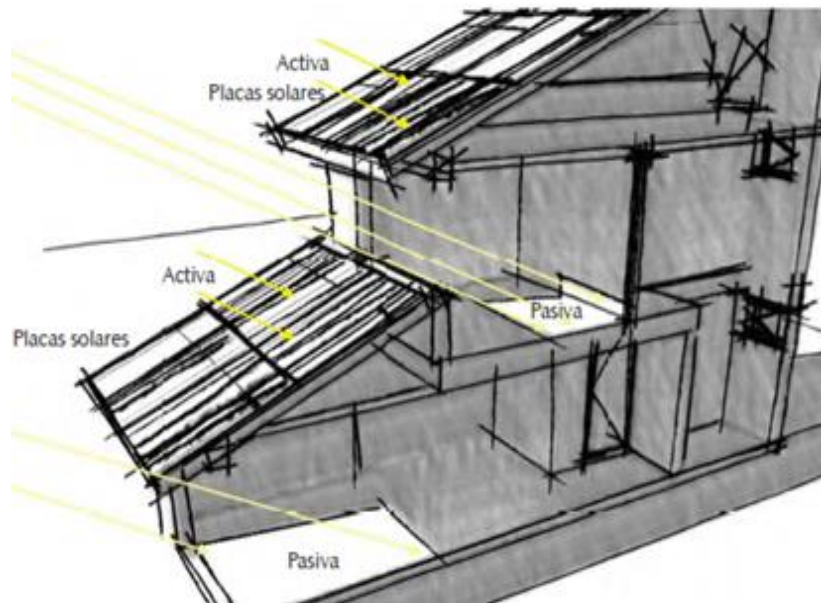
En la arquitectura, el aprovechamiento de la energía proveniente del sol, puede realizarse de dos maneras, por ejemplo, mediante elementos propuestos en el propio diseño, como muros o ventanas, es decir un acertado diseño arquitectónico, sin necesidad de técnicas o mecanismos enrevesados y es considerado como captación solar pasiva. Sin embargo, en ciertas ocasiones, la utilización de esta se ve afectada, por situaciones como, las horas del día, cambio en las estaciones anuales, mayores requerimientos de iluminación o climatización en horas de la noche y lugares impenetrables, por lo que, la captación activa, se convierte en una alternativa, que por medio del uso de tecnologías capturen esta radiación, y la conviertan en nuevas formas de energía (electricidad y calor), distribuyéndola a distancia o en diferentes





periodos (Schallenberg et al., 2008) (Zalamea & García Álvaro, 2016).

**Figura 3-1** Tipos de captación en una edificación



*Nota. Adaptado de "Criterios de integración de energía solar activa en arquitectura" (p. 57), por (Zalamea León & Quesada, 2017), Revista de arquitectura.*

Estas tecnologías a las que se hace referencia, son térmicas (ST), fotovoltaicas (PV) o híbridas (combinación) (Ver Figura 3-1).

A nivel global la capacidad de generación neta de energía solar ha pasado de 222.126 MW en el 2015 a 486.085 MW en el 2018, duplicando su valor en cuatro años (IRENA, 2019c). El aumento se encuentra liderado por Asia, quien aumentó su capacidad en 64GW, un panorama similar ocurrió con China, India, Japón y República de Corea (IRENA, 2018b). En el Ecuador, la energía producida por centrales de energía solar aumentó en un 5,6%, en la etapa 2015-2018, pero el crecimiento más importante se reflejó del 2018 al 2019 ya que la producción llegó casi a cuadruplicar su valor (ARCONEL, 2020).

En general, la participación de la energía solar en la producción energética mundial ha tenido un notable crecimiento



en los últimos años, que pudo haber sido mayor, pero que en ocasiones se ha ralentizado por la ineficacia en aspectos legislativos y políticos, debido a que no se presentan los incentivos suficientemente atractivos y accesibles para que la sociedad los integre en su entorno.

### 3.1.1 Implementación de energía solar en ciudades

En algunas urbes, se han realizado investigaciones para determinar la conveniencia del uso de tecnologías solares, y en otros casos, estas ya se han implementado, tratando así de lograr una transición energética hacia las ER.

Por ejemplo, en la ciudad de *Riva Trigoso* (Italia), se identificó las áreas con el mejor potencial solar y que tecnología es más eficaz en estos escenarios, concluyendo que las demandas de

calefacción podrían disminuir 4,30 GWh (paneles simples) y 7,5 GWh (colectores de tubo vacío) por año, además supone un ahorro anual estimado de 1M€ (Abd Alla et al., 2020).

En *Nowon-gu*, Seúl, una investigación determina como la instalación de sistemas solares PV en las terrazas de multifamiliares de alquiler público, ayuda a combatir la pobreza energética, dando como resultados una disminución promedio del 25% en las facturas de electricidad, que sin embargo, no cumplió con las expectativas que los usuarios aspiraban. Este tipo de resultados han surgido posiblemente porque este tipo de iniciativas deben incluir capacitaciones respecto a las tecnologías solares, para que los usuarios perciban que a más de los beneficios económicos, se pretende influir en su comportamiento respecto al



uso de energía, generando conciencia sobre su uso (Lee & Shepley, 2020).

En Queensland, Australia, existe un porcentaje importante de tecnología solar instalada en las azoteas de las viviendas locales, acción que ha ido aumentando a partir del 2008. Esta tecnología ha sido adoptada porque los pobladores, se han visto influenciados por factores como reducción de costos en las facturas de electricidad, intranquilidad por posibles aumentos futuros del precio de la electricidad, y conciencia ambiental. La energía solar PV es usada generalmente por hogares de clase media, por lo que la implementación de medidas favorables (costos iniciales, proyectos comunitarios, promoción) dirigidas en específicos a este grupo, haría que más hogares adoptaran esta tecnología (Bondio et al., 2018)

A pesar de la considerable difusión de la energía solar en Suiza, 11.545 proyectos de tecnología PV en 2.222 municipios hasta 2016 (equivalente al 34% del total), esta se ha mostrado espacialmente heterogénea, evidenciándose que los municipios rurales con actividades primarias poseen más proyectos de PV a comparación de las áreas urbanas, o áreas donde existe mayor demanda eléctrica comercial, alta densidad población y ubicación en determinados cantones. Demostrándose, que la desigualdad respecto a proyectos PV en el territorio suizo está condicionada a circunstancias como la delimitación entre áreas urbanas y rurales, potencial solar explotable, economía local y aspectos sociodemográficos (Thormeyer et al., 2020).

La información expuesta nos demuestra que para un mayor éxito en la implementación de tecnologías solares, siempre se



debe considerar criterios relacionados a políticas, actores, ubicación, financiación, impactos económicos, entre otros.

### 3.2 Energía solar fotovoltaica

La tecnología PV es la transformación directa de energía solar en electricidad sin el empleo de periodos térmicos o de partes móviles, pero mediante el efecto fotovoltaico (Herrero Rueda & Guillén Arqueros, 2001). El efecto fotovoltaico reside en la modificación de la energía aportada por los fotones de luz solar, sobre componentes semiconductores, en una corriente eléctrica sin participación de ningún impacto mecánico, que conforme cada caso puede ser utilizada o almacenada (Jiménez, 2014).

Este efecto sucede por medio de la célula PV, la cual es un pequeño elemento constituido por láminas de un material

semiconductor dopado. Estos semiconductores son elementos que poseen una buena conductividad eléctrica, y por lo general el más usual es el silicio. Sin embargo, con el fin de mejorar la conductividad eléctrica de estos, se someten a un “dopado”, que añade impurezas facultativamente. Por lo tanto, esta célula, es la superposición de dos láminas muy finas de cristal de silicio con semiconductores de tipo pentavalentes o trivalentes (Espejo Marín, 2004) (Castejón Oliva & Santamaría Herranza, 2010) (Ramírez & Vega de Kuiper, 2014).

La congregación de células PV acopladas en serie o en paralelo, que han sido encapsuladas y montadas sobre una estructura de soporte, conforman un módulo o panel fotovoltaico. Este puede presentar diferentes variantes, en función de la tecnología de la célula fotoeléctrica empleada, distinguiéndose las



presentadas en la Tabla 3-1 (Uzquiano et al., 2015) (McGraw-Hill, 2019), pero generalmente los de mayor uso, son los fabricados a partir de silicio (Ver Figura 3-2).

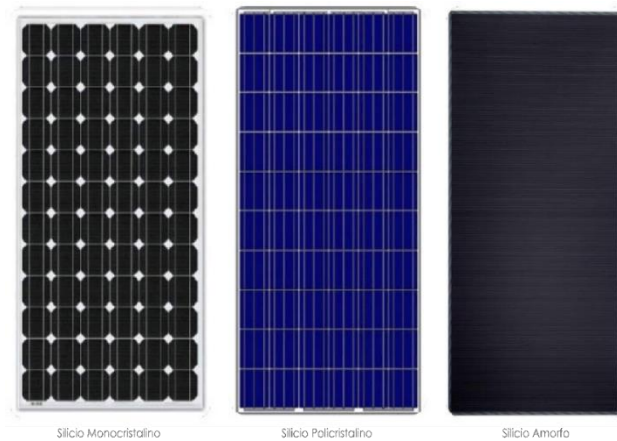
**Tabla 3-1** Tipos de módulos fotovoltaicos según tecnología de célula

TIPO DE CÉLULA		EFICIENCIA	CARACTERÍSTICAS
Silicio cristalino	Monocristalino	14%- 18%	<ul style="list-style-type: none"> <li>Comportamiento uniforme, igual a buen rendimiento</li> <li>Difícil fabricación</li> <li>Coloración azulada oscura</li> </ul>
	Poli cristalino	10%-15%	<ul style="list-style-type: none"> <li>Más económico que monocristalino</li> <li>Buen conductor</li> <li>Coloración en distintas tonalidades de azul</li> <li>Mayormente utilizado</li> </ul>

TIPO DE CÉLULA		EFICIENCIA	CARACTERÍSTICAS
Película delgada	Silicio Amorfo	6 -8%	<ul style="list-style-type: none"> <li>Proceso de fabricación más simple</li> <li>Se coloca en forma de lámina delgada sobre vidrio o plástico</li> <li>Precio más módico</li> <li>Eficiente ante radiación solar baja</li> <li>Color marrón homogéneo</li> </ul>
Película delgada	Combinación de varios elementos	5%	<ul style="list-style-type: none"> <li>Menor costo de producción</li> <li>Por ejemplo: CIGS ( cobre, indio, galio y selenio); Cd Te (Cadmio y telurio); CIS (cobre, indio y selenio)</li> </ul>
Otros		- - 22,04%	<ul style="list-style-type: none"> <li>Celdas orgánicas</li> <li>Celdas de concentración</li> <li>Módulos de arseniuro de galio ( Ga-As)</li> <li>Media celda (Half-cell)</li> </ul>

Nota. Adaptado de: (Delta Volt SAC, 2020) (Roldán Viloria, 2013) (McGraw-Hill, 2019) (Mittag et al., 2019)Elaboración: Propia.

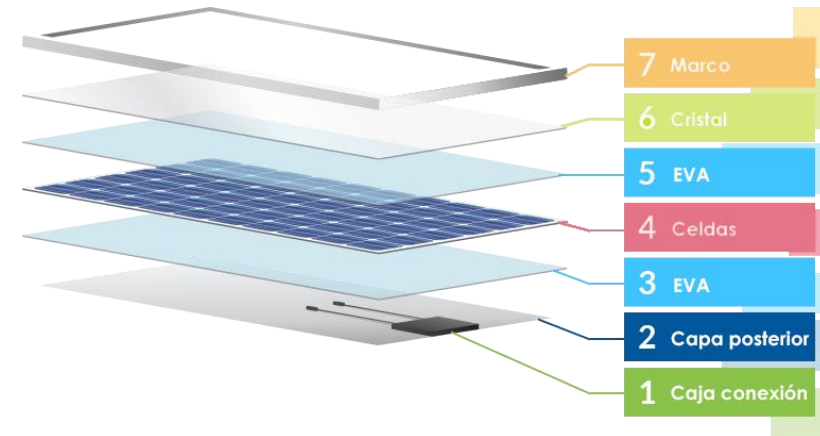
**Figura 3-2** Paneles fotovoltaicos por tipos de células



Nota. Adaptado de *Tipos de paneles fotovoltaicos*, por (TRITEC Intervento & Serrano, 2017)

Por lo general, la composición de un panel fotovoltaico está dada por elementos como, un marco metálico, cubierta de vidrio, encapsulante EVA (etil vinil acetato), celdas, cubierta posterior y caja de conexiones (Ver Figura 3-3).

**Figura 3-3** Estructura de un módulo fotovoltaico

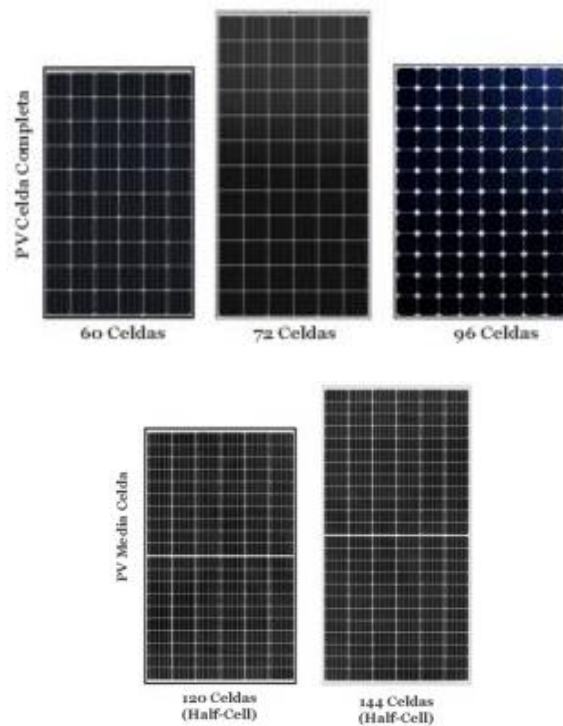


Nota. Adaptado de *How Long Do Solar Panels Last*, por (Lavrova & LetsGoSolar, 2020).

Asimismo, en los últimos años, con el avance de la tecnología PV, se ha desarrollado módulos de media celda (*Half cell*), que han permitido que existan ventajas en cuanto a costos, potencia, eficiencia y rendimiento en contraste con los paneles de celdas de tamaño completo (Mittag et al., 2019) (Ver Figura 3-4).



**Figura 3-4** Paneles fotovoltaicos de celda completa y media celda por tamaño



Nota. Adaptado de Eficiencia de diferentes tipos de células solares de silicio (parte II), por (TRITEC Intervento & Serrano, 2019)

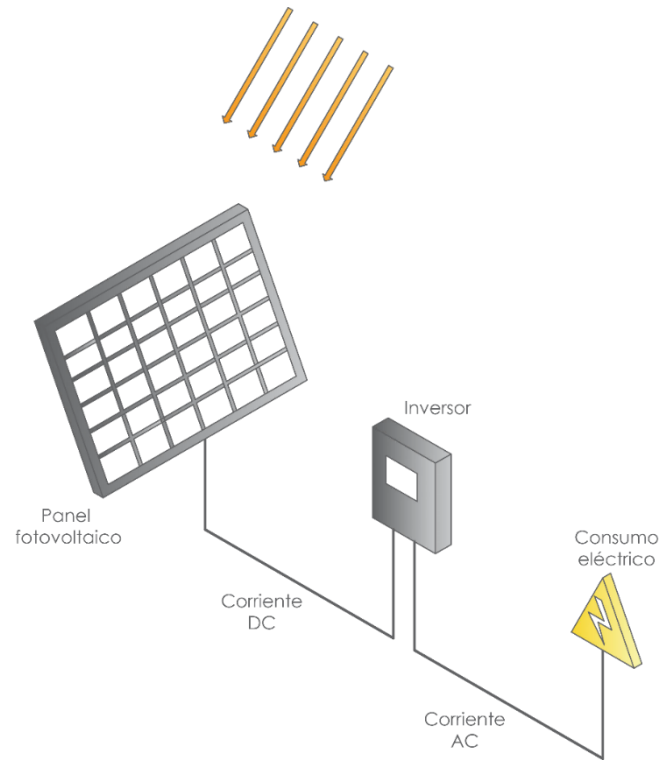
### 3.2.1 Tipos de instalaciones

La instalación de un sistema PV se condiciona por la aplicación requerida, pudiéndose distinguir dos tipos: sistema conectado a la red (*on grid*) y autónomos o aislados (*off grid*).

#### Sistema conectado a la red

La electricidad producida es un suplemento al suministro de la red, por ende, no requiere almacenamiento. La energía solar se gasta en el momento, pero en el caso que la producción es mayor a la potencia de demanda, este sobrante se introduce a la red, y se consigue una bonificación de tipo económica por hacerlo. Una ventaja de este sistema, es que puede ser escalable, ya que la potencia instalada puede incrementar gradualmente, al no requerirse preliminarmente la potencia que cubija todo el consumo; además, es más asequible por no necesitar un banco de baterías (Ver Figura 3-5) (Cuevas et al., 2016).

**Figura 3-5** Esquema del sistema conectado a red



*Nota. Esquema de un sistema PV conectado a la red. En Potencial Solar en la Arquitectura y Ciudad (p. 29), por (Cuevas et al., 2016). Adaptación propia. .*

### Sistema autónomo

Son implementados usualmente para usuarios que, debido a su ubicación, su conexión a la red resulta dificultosa. Al no estar acoplados a la red, requieren de unas baterías de acumulación para la energía que generen. Asimismo, estas son necesarias en periodos nocturnos, vespertinos o de baja radiación, debido a que la tecnología PV, solo produce energía en ciertas horas (Fernández Salgado, 2009). En el caso del presente estudio no se consideraran el uso de baterías, debido que el sistema a usarse estará conectado a la red.

#### 3.2.2 Aspectos relevantes para el rendimiento de fotovoltaicos

La potencia y eficacia de los paneles PV puede verse afectada cuando ciertos aspectos afectan su normal comportamiento, por lo que se torna esencial considerarlos





cuando se requiere hacer uso de esta tecnología. Autores como, Fouad et al. (2017), analizan estos factores en su investigación, y de los cuales, se presentan a continuación los que se han considerado más influyentes:

### **Irradiación solar**

La energía que produce un módulo fotovoltaico, depende de la irradiación que este reciba, y está a su vez fluctúa en base a la orientación e inclinación del módulo.

La inclinación y orientación de la tecnología PV, varía por factores como el clima o ubicación. Con frecuencia, cuando el ángulo de inclinación es igual a la latitud de un lugar, se absorbe la máxima radiación (Mondol et al., 2007). Así también, de acuerdo a Alvarez Lozano (2017), y en el caso de la ciudad de Cuenca, recomienda que las tecnologías solares se orienten a 30°

respecto al norte e inclinados a 16° para una mayor irradiación solar.

### **Temperatura**

El aumento de temperatura de un panel PV, puede ocasionar pérdida de potencia, por ejemplo, los PV monocristalino, muestran que por cada 1°C de aumento, presentan de 0,38% a 0,45% de pérdida potencial (Fouad et al., 2017). Por ello, se considera necesario un enfriamiento oportuno, como lo demuestran Rahman et al. (2017), que con un sistema de refrigeración por agua, se consigue disminuir 10,28°C la temperatura y aumentar en 15,72% el rendimiento final.

### **Acumulación de polvo o suciedad**

La deposición de polvo u otros en los paneles, varía en función del clima o del tipo de suciedad que existe en el lugar, provocando que la irradiación se disperse.



Esta acumulación ha producido en algunos casos, una pérdida de potencia de alrededor del 3% al 4%, como lo ocurrido al optar por un ángulo de inclinación de 35° (óptimo para Bélgica). Asimismo, los periodos en los que hay lluvia, la limpieza es más notoria en partículas grandes (60 µm) que pequeñas. Por lo que una limpieza regular, es lo óptimo, pero al realizarlo, es preferible usar agua desmineralizada o con un nivel de dureza baja (Appels et al., 2013).

### **Sombras**

El efecto de sombreado puede producirse por árboles, postes o edificaciones contiguas a los módulos PV, afectando el flujo de corriente y el rendimiento, no solo de las celdas sombreadas sino de todo el módulo debido a la interconexión de todas estas (Fouad et al., 2017).

La disminución de potencia, puede variar si la sombra es parcial o total, y de acuerdo al número de celdas afectadas. Estas pérdidas, pueden estar entre un 19% en un escenario no tan desfavorable, y en el peor de los casos hasta un 79%, según lo demostraron Alonso-García et al. (2006).

Ante las pérdidas sustanciales que pueden ocurrir por diferentes condiciones de sombreados, Ramabadran & Mathur (2009) afirman que la conexión en paralelo de módulos PV, es la mejor opción cuando existen estas condiciones climáticas.

### **Componentes del sistema fotovoltaico**

Factores relacionados a los elementos de los paneles PV, pueden alterar el normal comportamiento de este, por ejemplo, la eficiencia del inversor o las baterías, la materialidad de las células solares o las características en sí del PV, terminan afectando el desempeño final.



### Mantenimiento y limpieza de PV

**Tabla 3-2** Tipos de mantenimiento en sistemas PV

TIPO	CONCEPTO	ACCIONES
Preventivo	Precave las averías del sistema, detectándolas antes que empiecen.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Limpieza mensual del panel</li> <li>- Inspección visual de posibles daños</li> <li>- Control de temperatura, conexiones y estructura soporte del panel</li> <li>- Revisión de inversores</li> </ul>
Correctivo	Aplicado después de presentarse una avería	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Debe ser realizada por un especialista</li> <li>- Únicamente cuando el daño amerite una intervención</li> </ul>

*Nota. Adaptado de Manual de mantenimiento, por (Campos Fernández & Delgado Ruiz, 2012)*

Un mantenimiento adecuado de los paneles PV, puede evitar que su degradación sea más rápida, y termine afectando su

rendimiento. Este mantenimiento puede presentar dos tipologías, como los descritos en la Tabla 3-2.

#### 3.2.3 Criterios constructivos – funcionales para fotovoltaicos

Un módulo PV, puede desempeñar una doble funcionalidad, tanto en aspectos energéticos como arquitectónicos. En este último, puede adaptarse como parte de un revestimiento o cerramiento, o inclusive en algunos casos podrá ser un elemento constructivo de un todo (FCE, 2011).

Al adquirir esta doble funcionalidad, los paneles PV, se convierten en elementos que deben integrarse con la arquitectura, por ende, deberán tomar en cuenta características propias de esta, relacionado a lo constructivo, funcional y formal.



Al ser parte o en sí el propio revestimiento de una edificación, los módulos deben asegurarse tanto de proveer energía, como de cumplir las implicaciones que trae consigo esta. Por lo que Munari Probst & Roecker (2011) identifican los siguientes alcances, como los que esencialmente se debe considerar:

- Resguardar contra vientos, lluvias y ruidos,
- Aislar contra el frío y calor excesivo,
- Regular las conexiones visuales exterior/interior y viceversa, el aprovisionamiento de aire fresco, luz natural y captaciones pasivas;
- Asegurar el bienestar del usuario y limitar al mínimo el empleo de energías no renovables para calefacción, luz y refrigeración.

Integrar este tipo de paneles, debe considerar que el aspecto funcional debe estar a la par con lo *constructivo*, cumpliendo ciertas directrices, como las señaladas por Farkas et al. (2013) :

- La carga del módulo tiene que trasladarse adecuadamente a la estructura de apoyo por medio de una fijación apropiada,
- Esta fijación debe eludir puentes térmicos y el valor U global de la pared no debe encontrarse alterado negativamente,
- El panel debe soportar rasgones, desgates derivados del clima y fuego;
- Tolerar los impactos y cargas del viento, y procurar ser seguro en caso de deterioro.



Así también, lograr una armonía de tipo más formal, entre los módulos PV con la arquitectura que la adopta, implica considerar ciertos aspectos *expresivos*, como lo menciona Frontini et al. (2012), e indicados a continuación:

- Dimensión y posición del módulo debe guardar relación con toda la composición arquitectónica de la edificación,
- Compatibilidad de los materiales, texturas y tonos perceptibles de los módulos con la arquitectura que interactúa;
- El tamaño y forma del panel debe compaginar con la composición de la edificación y con las diferentes medidas de otros componentes de la fachada,
- Escoger cuidadosamente los tipos de uniones al seleccionar el módulo, porque estos enlaces acentúan de

distinta forma la rejilla modular del sistema en relación con la edificación.

En general una mejor integración, podrá lograrse considerando estos aspectos mencionados e integrándolos de manera oportuna y lógica con el diseño del inmueble.

#### 3.2.4 Integración arquitectónica de fotovoltaicos

Al implementar un sistema PV a un proyecto arquitectónico, no solo se debe buscar un aprovechamiento eficiente de la captación solar, sino también se debe considerar que su colocación podría mimetizarse de alguna forma en el proyecto, para que no sea un objeto ajeno a esta, sino más bien un elemento que se integre con el todo.



Por lo que, la integración de tecnología PV, debe considerar aspectos de tipo constructivo y estético, sin perder la eficacia de productor de energía. De esta manera existen, algunas posibilidades de integración, por ejemplo, el Código Técnico de la Edificación de España (2006), considera los expuesto en la Tabla 3-3.

**Tabla 3-3** Clasificación de integración arquitectónica de tecnología solar

CLASIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN
General	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No existen ningún tipo de integración</li> <li>- Simplemente colocados</li> <li>- No consideran ningún tipo de relación con la edificación</li> </ul>

CLASIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN
Superposición	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Colocación de módulos de forma paralela a la envolvente de la edificación</li> <li>- No se considera en esta categoría la disposición horizontal por temas de auto limpieza</li> <li>- En lo posible la instalación debe alinearse con los ejes principales de la edificación</li> </ul>
Integración arquitectónica	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Módulos cumple una doble función (arquitectónica – energética)</li> <li>- Sustituyen elementos constructivos convencionales</li> <li>- Pueden ser partes constituyentes de la composición de la arquitectura</li> <li>- Deben alinearse de preferencia a los ejes principales de la edificación</li> </ul>

*Nota. Fuente: (Código Técnico de La Edificación Partes I y II, 2006). Adaptación.*

Del mismo modo, al considerar a un sistema PV, un componente como tal de la arquitectura, se pueden considerar diferentes tipos de adaptabilidad en esta, descritos en la Tabla 3-4.



**Tabla 3-4** Aplicaciones arquitectónicas de integrar PV

ELEMENTO	CLASIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN
Cubiertas (Mayor potencia de integración por su ubicación)	Cubiertas inclinadas	- Paralela a alguna de las aguas de cubierta
	Cubiertas ciegas	- Cubiertas horizontales - Requiere una estructura de soporte
	Cubiertas acristalada	- Cubierta en diente de sierra - Lucernarios, claraboyas
Parasoles y lamas		- Al ser elementos que controlan la acción del sol, su posición capta eficientemente la energía solar

ELEMENTO	CLASIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN
Fachadas (Sustituyen a elementos habituales que forman a estas)	Fachada ventilada	- Los módulos que reemplacen a los paneles habituales pueden tener una estructura estándar, de doble vidrio o fabricados sobre distintos soportes
	Muros cortina	- Sustituyen a los vidrios de visión y a elementos opacos de estructura simple o doble
Otras estructuras constructivas		- Posibilidades de integrar PV en elementos del entorno urbano, tales como farolas, marquesinas, techumbres de aparcamientos, paradas de transporte público, vallas, quioscos, entre otros

*Nota. Adaptado de (Martín Chivelet, 2011).*

De esta manera, la implementación de módulos PV a un proyecto arquitectónico, busca esencialmente un aprovechamiento eficiente de la captación solar, que en muchas



ocasiones no considera ningún aspecto de tipo formal, que pueda mimetizar la aplicación de estos en el proyecto.

Tal es el caso de la presente investigación, que al momento de considerar que tipo de sistema PV elegiré, considerara más allá de un aspecto estético y arquitectónicamente atractivo, aspectos relacionados a temas económicos, de rendimiento, de montaje y mantenimiento; pues al considerar paneles PV convencionales en comparación con paneles integrados a las edificaciones, los primeros muestran ventajas en cuanto a ser un poco menos costosos, la instalación de su estructura para los paneles no es complicada y al cumplir una sola función, que es la generación de energía, no afectan ninguna otra función que se les haya asignado como parte de la edificación en la que serán dispuestos (Peng et al., 2011).

### 3.3 Casos de estudio: Barrios residenciales y comerciales

Como ya se ha mencionado anteriormente la utilización de energía solar, trae consigo ventajas, de tipo ambiental, económico o social. Es por eso, que una multiplicidad de proyectos a diferentes escalas, han adoptado la tecnología PV, para cubrir sus demandas en forma parcial o total. A continuación, se exponen algunos ejemplos de la integración de PV.

#### *Solarsiedlung am Schlierberg (Schlierberg Solar Estate)*

“*Solarsiedlung am Schlierberg*”, es un vecindario solar, ubicado en Schlierberg, *Freiburg (Breisgau)*, Alemania, que fue construido en el lapso de 1999 a 2006, por el arquitecto *Rolf Dish* (Ver Figura 3-7). Este, consta de 59 *Plus Energy Houses* (Casas





que generan más de lo que consumen) con terraza y adosadas, de las cuales nueve se ubican en la azotea del bloque de oficinas y comercios “*Sonnenschiff*”, que tiene de cuatro o cinco pisos, y que funciona como una barrera anti ruido de la carretera principal con la que colinda, *Merzhauser Strasse*. Las viviendas, son de dos a tres pisos, con áreas de 75 a 200 m<sup>2</sup>, y de acuerdo a criterios de aprovechamiento solar, sus espacios como habitaciones, área de estar y comedor se disponen al sur, y zonas como acceso y de servicio al norte (Heinze & Voss, 2009).

**Figura 3-6** Emplazamiento de *Schlierberg Solar Estate*



Nota. Adaptado de Site plan of the Schlierberg Solar Estate (p.40), por (Gaiddon et al., 2009), *Photovoltaic in the Urban Environment: Lessons Learnt from Large Scale Projects*.



**Figura 3-7** Vista Sur de Schlierberg Solar Estate



*Nota. Adaptado de Die Solarsiedlung in Freiburg (Im Hintergrund das Sonnenschiff) [Fotografía], por (Rolf Disch, 2016), Rolf Dish Solar Architektur (<http://www.rolfdisch.de/projekte/die-solarsiedlung/>).*

Respecto a las tecnologías de construcción usadas, la aplicación de medidas pasivas como una orientación adecuada, aislamiento óptimo, transmitancia térmica de los materiales y diseño en atención al entorno, ayudan a aminorar las necesidades energéticas al mínimo. No obstante, el resto de demandas energéticas, son cubiertas por una planta térmica y un sistema PV. Este PV, conectado a la red, forma parte de las techumbres de las

edificaciones, con una potencia de 445 kWp, llegando a generar por año 420 000 kWh de electricidad, y en caso de excedentes, se alimenta a la red conectada. Todo este sistema permite un ahorro equivalente a 500 Toneladas de Co<sub>2</sub>/año y 200 mil L. de petróleo/año (Quaschning, 2010)(Rolf Disch Solar Architektur Sonnenschiff, 2020).

**Figura 3-8** Vista área del vecindario



*Nota. Adaptado de Die Solarsiedlung von Westen [Fotografía], por (Rolf Disch, 2016), Rolf Dish Solar Architektur (<http://www.rolfdisch.de/projekte/die-solarsiedlung/>).*



### Beddington Zero Energy Development (BedZED)

**Figura 3-9** Vista de vecindario BedZED



*Nota. Adaptado de Zero carbon housing developments [Fotografía], por (Riddlestone & Bioregional, 2018), BioRegional (<https://www.bioregional.com/news-and-opinion/we-can-build-the-zero-carbon-homes-we-need-but-we-must-be-strategic>).*

BedZED es un eco-comunidad, ubicada en Sutton, Londres. Se desarrolló entre los años 2000 a 2002, y estuvo a cargo de *Bill Dunster Architects, Peabody Trust y Grupo BioRegional*. Este proyecto urbano de uso mixto y alta densidad, comprende 82 unidades de vivienda, 271 espacios habitables,

2500m<sup>2</sup> de espacio destinado para oficinas, estudios, comercios e instalaciones comunitarias. Las viviendas son una combinación de departamentos de una y dos habitaciones, tipo dúplex y adosadas (BRESCU (Building Research Energy Conservation Support Unit), 2002)(Peabody Group, 2020) (Ver Figura 3-9 ).

Los arquitectos a cargo del proyecto, buscaban dar a sus residentes la capacidad de habitar de forma sostenible, sin afectar su calidad de vida (Dempsey & Jenks, 2006). Lo que pudo evidenciarse en ciertas estrategias que adoptaron, tales como las que describen Kwok & Grondzik (2002), y presentadas a continuación:

- Acceso solar
- Zonificación térmica
- Calefacción solar pasiva
- Masa térmica expuesta



- Ventilación natural
- Ventanas de alto rendimiento (triple acristalamiento y gas argón)
- Iluminación natural
- Sistema fotovoltaico
- Generación energética in situ
- Cubiertas vegetales
- Superaislamiento (300 mm fibra mineral)
- Cuidado del agua (eficiencia)
- Tratamiento de aguas negras in-situ
- Materiales (locales, reciclados y ecológicos)
- Reciclaje
- Plan de viajes ecológicos (evitar desplazamientos por bienes y servicios, uso de vehículos eléctricos, compartir automóvil y promoción para el empleo de bicicletas).

La aplicación de algunas de estas estrategias, ha logrado que se obtengan ciertos resultados, relacionados por ejemplo al

diseño eficiente energético y uso de energías alternativas, en el que se evidenció una reducción del 45% en el uso de electricidad; disminución del 56% de emisiones de Co2 en relación a un hogar promedio del Reino Unido; respecto a movilización, los habitantes manejan un 64% menos que el promedio local. En cuanto, el consumo de agua es un 58% menor que el promedio en Londres, y sus desechos se reciclan en un 60%. Lo que finalmente nos indica que un habitante promedio de BedZED, posee una huella ecológica de 4,67 hectáreas globales, y que en el supuesto que todo el mundo adoptara estas estrategias, se necesitaría el equivalente a 2,6 planetas para que la población subsista (Chance, 2009). Así también, se debe señalar que, la huella ecológica de un habitante promedio de Reino Unido, es de 6,19 hectáreas, por lo que, lo realizado en BedZED, realiza un aporte para aminorar el impacto



medioambiental de las urbes (Wahl, 2019). Además según (Bioregional, 2017), el ahorro anual en facturas respecto a transporte, energía y agua fue £ 1391, por un hogar promedio de tres personas que compartió un vehículo.

**Figura 3-10** Emplazamiento de BedZED



Nota. Adaptado de “Towards sustainable residential communities; the Beddington Zero Energy Development (BedZED) and beyond” (p. 530), por (Chance, 2009), *Environment and Urbanization*, 2 (21).

**Figura 3-11** Vista interior del vecindario BedZED



Nota. Adaptado de BedZED [Fotografía], por (ZEDfactory Europe Ltd., 2016), Zedfactory (<https://www.zedfactory.com/bedzed>).



### *Eco Viikki*

Eco- Viikki, fue unos de los vecindarios pioneros en diseñarse ecológicamente en Finlandia. Emplazada en un área de 23 hectáreas, localizada al sur de Latokarno, en el distrito de Viikki, que se sitúa a 8 kilómetros del centro de Helsinki. Los planes para asentar el proyecto Viikki, ya habían comenzado en 1989, pero no fue hasta 1994, cuando la Agencia Nacional de Tecnología de Finlandia (Tekes) y el proyecto Eco-comunidad lanzaron el concurso para la planificación y diseño de este; logrando escoger un ganador en 1995, y empezar a construirse la primera fase en 1998, que abarcaba un tercio de todo el vecindario, que contó con 200 residentes. Pero no fue hasta el año 2000, que se instaló la primera tecnología solar, y hasta el 2001, está contribuía a suplir el 15% de la demanda anual de energía térmica (Droege, 2012) (Shirazi & Keivani, 2019).

María Belén Morocho Pulla

*Figura 3-12 Vista aérea de Eco-Viikki*



*Nota. Adaptado de Eco-Viikki: un nuevo barrio eco-sostenible en las afueras de Helsinki [Fotografía], por (Simone, 2019), SOSTENIBILE.IO (<https://blog.sostenibile.io/eco-viikki-un-quartiere-eco-sostenibile-alle-porte-helsinki/>).*

Su diseño se basó en el concepto “*green fingers*”, que consiste en una estructura semejante a un dedo, donde se alternan edificios y espacios verdes libres, permitiendo que sea más factible la combinación de diversas funciones (North, 2013). Este



vecindario es sinónimo de sostenibilidad debido a varias estrategias que ha adoptado en diversos aspectos, como las que nos presentan AIA Minnesota et al. (2015) y Antuña-Rozado et al. (2019), descritas y detalladas en las próximas viñetas.

**Figura 3-13** Espacios verdes en Eco-Viikki



Nota. Adaptado de *Eco-Viikki, Helsinki* [Fotografía], por (Departamento de Arquitectura de la Universidad de Oulu, 2021). [Liikuntakaavoitus.fi](https://liikuntakaavoitus.fi). (<https://liikuntakaavoitus.fi/kaytannossa/kaytannon-esimerkit/helsinki/>)

**Figura 3-14** Residencias de Eco-Viikki



Nota. Adaptado de *Experimental construction in Viikki* [Fotografía], por (Kuismanen et al., 2012), [YMK-Projektit.fi](https://www.ymk-projektit.fi) (<https://www.ymk-projektit.fi/viikin-luontonayttely/en/ecological-architecture/planning-and-eco-construction-of-the-viikki/experimental-construction/>)

**Figura 3-15** Bloques de apartamentos en Eco-Viikki



Nota. Adaptado de *The first modern wooden apartment blocks in Viikki* [Fotografía], por (Rinne, 1997) [YMK-Projektit.fi](https://www.ymk-projektit.fi) (<https://www.ymk-projektit.fi/viikin-luontonayttely/en/ecological-architecture/planning-and-eco-construction-of-the-viikki/experimental-construction/>)



➤ “Green Fingers” que se amplía a la estructura del bloque  
Permite el desarrollo de agricultura urbana y compostajes, además sirven como recolectores de agua pluvial.

➤ Paneles solares

240m<sup>2</sup> de PV, que cubre necesidades eléctricas en 15-20%.

Primer edificio en Finlandia, que generó electricidad solar, fue construido en Eco-Viikki, en el 2003, “*Salvia Electricity*”.

➤ Diversas tecnologías solares examinadas en diferentes cubiertas

Producción de energía térmica, usada esencialmente para calefacción de agua y pisos de hogares.

➤ Vegetación densa

Colocada para disminuir el viento de la zona, mejorar el confort y reducir demandas energéticas de edificaciones.

➤ Arquitectura de buena calidad

Consideraciones para diseño pasivo y uso de energías renovables.

➤ Materiales y residuos

Uso de recursos renovables para materialidad.

*Figura 3-16 Vista interior del vecindario*



*Nota. Adaptado de City of Helsinki Data Bank [Fotografía], por (Juhola et al., 2017), Kaupunginosat (<https://kaupunginosat.fi/blog/eko-viikki-tarkastelun-kohteena-miten-kestavyysmuutos-toteutuu-kaupungissa-hankkeessa/>).*





### 3.3.1 Análisis de casos de estudio

Como se puede observar en la Tabla 3-5, todos los proyectos hacen uso de energía solar para suplir las demandas básicas de sus habitantes, tales como electricidad, calefacción y agua caliente sanitaria; ya que en estos consumos se presentan los ahorros. Además, se combinan con otros sistemas de ER, en pro de lograr barrios sustentables y amigables con el ambiente.

**Tabla 3-5** Comparación de casos de estudio

ITEM	PROYECTOS		
	Schlierberg Solar Estate	BedZED	Eko-Viiki
Tipología	Vivienda Oficinas Comercios	Vivienda Oficinas Estudios Comercios Instalaciones comunitarias	Vivienda Espacios comunitarios Comercios

ITEM	PROYECTOS		
	Schlierberg Solar Estate	BedZED	Eko-Viiki
Tecnologías usadas	Planta solar térmica Sistema PV Aire acondicionado con recuperación de calor	Sistema PV Planta combinada de energía y calor de biomasa (CHP) Tratamiento de aguas negras in situ	Energía térmica Paneles solares
Rendimiento / Producción	420 000 kWh de energía PV	107 kW (PV) 130 kW (CHP)	285 kWh/m <sup>2</sup> de panel /año
Autoabastecimiento	Electricidad Agua caliente Calefacción	Electricidad Agua caliente Calefacción de respaldo	Electricidad Calefacción de agua y hogares



ITEM	PROYECTOS		
	Schlierberg Solar Estate	BedZED	Eko-Viiki
Resultados	Ahorra 500t de Co2/año y 200mil L. de petróleo /año	En comparación a un hogar promedio, se redujo el consumo de: Electricidad (45%) Emisiones de co2 (56%) Agua (58%) Reciclaje de 60%	En comparación a una edificación convencional, se redujo: Calefacción (25%) Consumo de agua (22%) Desechos de la construcción (10%) Emisiones de Co2 (11%)

*Nota. Adaptado de (Chance, 2009) (Kwok & Grondzik, 2002)(Hakaste et al., 2005)(Powell, 2017)*



CAPITULO | 04

# CASO DE EVALUACIÓN: BARRIO RESIDENCIAL Y COMERCIAL EN LA CIUDAD DE CUENCA





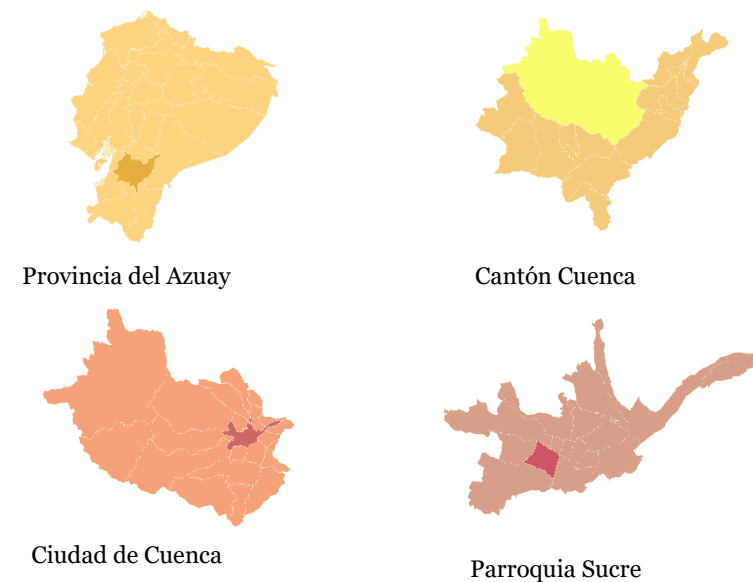
#### 4.1 Descripción del lugar de estudio

El presente estudio se realiza en un vecindario de la ciudad de Cuenca. Este se encuentra dentro del cantón Cuenca, que está formado por 21 parroquias rurales y 15 urbanas. Estas últimas constituyen la denominada ciudad de Cuenca, que es considerada la capital de la provincia del Azuay, emplazada en un valle interandino de la Sierra Austral ecuatoriana, y presenta un sistema hidrográfico que la atraviesa de oeste a este, conformado principalmente por los ríos Tomebamba, Yanuncay, Machángara y Tarqui. (Fundación Municipal Turismo para Cuenca, 2019) (Secretaría de Gestión de Riesgos et al., 2013)

Además, es la tercera ciudad más poblada del Ecuador. Para el año 2010 el Cantón tenía una población de 505 585 habitantes, donde el 65% pertenecía al área urbana y la diferencia al área

rural. Esta población del área urbana corresponde a la ciudad de Cuenca, la que además presenta una superficie de 7059 Ha, y una densidad bruta poblacional de 47,02 Hab/ha (INEC, 2010).

Figura 4-1 Ubicación del lugar de estudio



Nota. Fuente: Elaborado según (INEC & GAD Municipal Cuenca, 2013)



De las parroquias urbanas que conforman la ciudad, la ubicación del vecindario a estudiar, es la parroquia Sucre, ubicada en la parte Sur. Al mismo tiempo, la ubicación de este respecto a Ordenanzas del Cantón Cuenca, este se emplaza en dos Sectores de Planeamiento, correspondiente al Centro Histórico (CH) y al Sector 1 del Área de El Ejido. En estos sectores los usos de suelo principales corresponden a Gestión y Administración, comercio, servicios generales y vivienda (Ilustre Concejo Municipal de Cuenca, 2010) (GAD Municipal Cuenca, 2011).

#### 4.1.1 Caracterización del clima

La ubicación geográfica de la ciudad de Cuenca, presenta las siguientes coordenadas, 2°54'2" en latitud sur y 79°0'16.3" en longitud oeste, y con altitud que oscila entre los 2350 y 2550

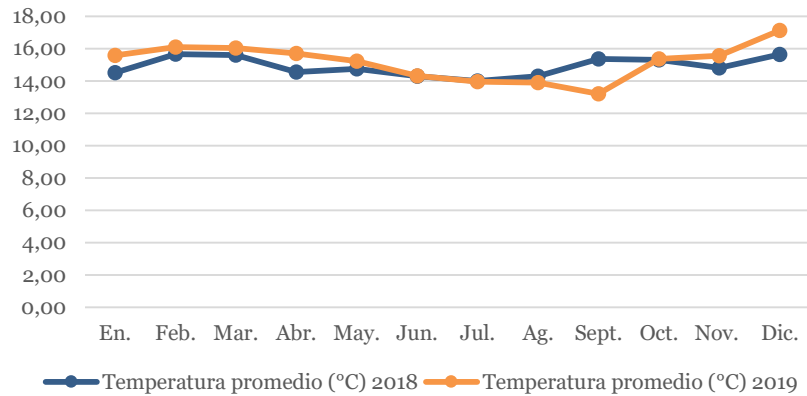
m.s.n.m. Su emplazamiento, está en una zona de clima lluvioso continental, con una temperatura promedio en un periodo anual de 16,3°C, y variaciones de 10,1°C a 21°C. En cuanto a su humedad relativa, oscila en un rango de 40% a 85%. Por lo general, el clima de la ciudad es frío, no obstante, suelen presentarse etapas más calurosas (Espinoza Mosquera et al., 2019) (BID & GAD Municipal Cuenca, 2014).

La estación meteorológica de la Empresa Pública Municipal de Movilidad, Tránsito y Transporte de Cuenca (EMOV EP), ubicada en el Centro Histórico, proporciona datos de la temperatura promedio de los dos últimos años, 2018 y 2019, las cuales fueron 14,9°C y 15,17°, y los meses más fríos corresponden a julio y septiembre, respectivamente. (Ver Figura 4-2). Además, la temperatura máxima y mínima en promedio varía de mes a



mes, las variaciones más relevantes se presentan de mayo a junio del 2018 (9,60°C a 5,30°C) y de junio a julio en 2019 (8,60°C a 5,80°C), siendo el 2018, un año con temperaturas más bajas. En cuanto a la máxima, los días con temperaturas mayores a 24°C, se presentaron en los meses de septiembre del 2018 y enero del 2019 (Ver Figura 4-3).

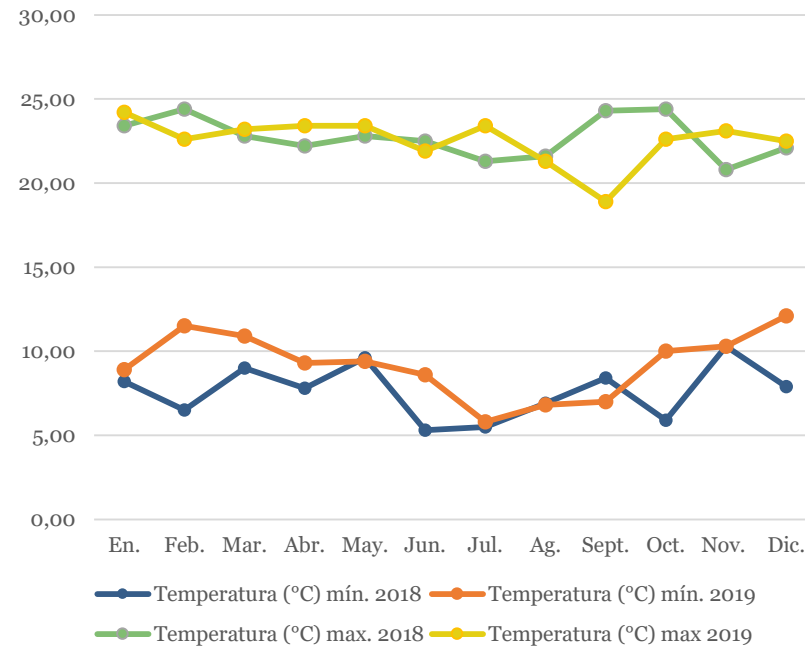
**Figura 4-2** Temperatura promedio de los años 2018 – 2019



Nota. Elaboración: Propia

María Belén Morocho Pulla

**Figura 4-3** Temperatura mínima y máxima de Cuenca



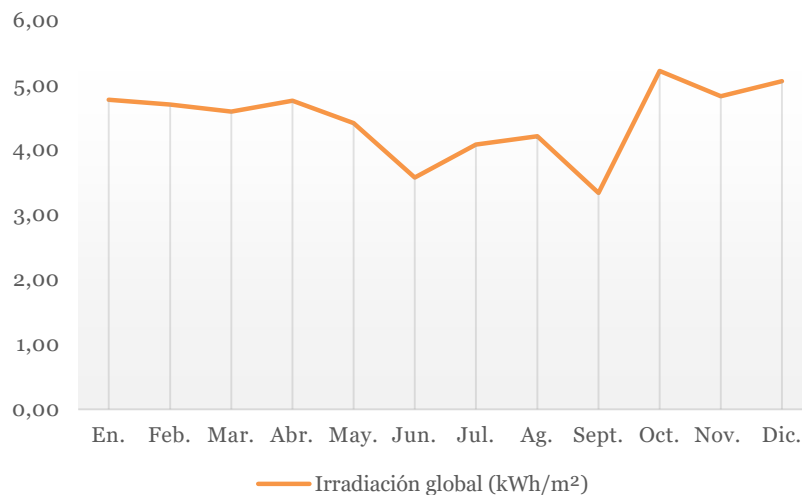
Nota. Adaptado de EMOV – monitoreo, por (EMOV EP, 2020).

Respecto a la irradiación solar en la ciudad, se presentan los siguientes datos, según World Bank Group et al. (2019) :



- Irradiancia directa normal (DNI): 2,80 a 3,76 kWh/m<sup>2</sup>/día
- Irradiancia global horizontal (GHI): 4,30 a 5,04 kWh/m<sup>2</sup>/día
- Irradiancia horizontal difusa (DHI): 2,27 a 2,47 kWh/m<sup>2</sup>/día

**Figura 4-4** Irradiación global diaria promedio del año 2019



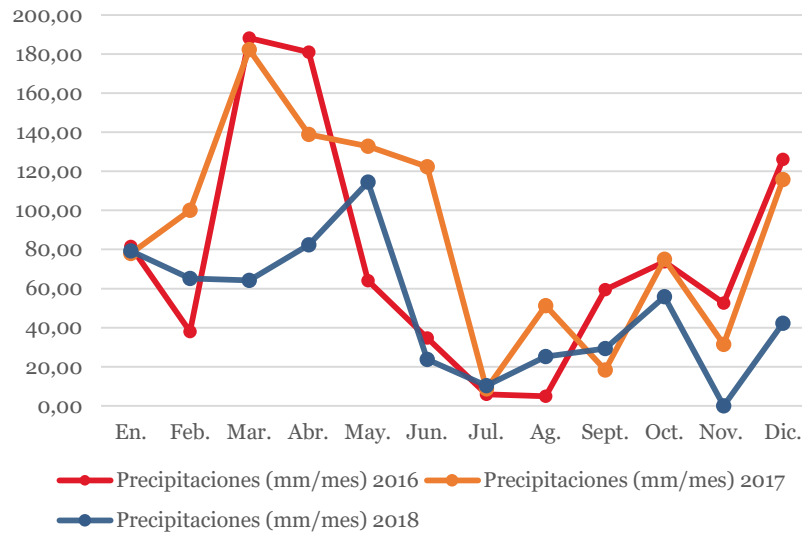
Nota. Adaptado de EMOV – monitoreo, por (EMOV EP, 2019)

De acuerdo, a la Figura 4-4, la irradiación global diaria promedio, en los meses del año (2019), presento valores máximos, en octubre (5,21 kWh/m<sup>2</sup>). En el periodo, de enero hasta abril, se presentan valores un tanto homogéneos (en un rango de 4,59 a 4,77 kWh/m<sup>2</sup>), ocurriendo algo similar en el lapso de octubre a diciembre (en un rango de 4,83 a 5,21 kWh/m<sup>2</sup>). Asimismo, los meses, en los que la irradiación desciende notoriamente, son junio (3,57 kWh/m<sup>2</sup>) y septiembre (3,33 kWh/m<sup>2</sup>). Por otra parte, la irradiación presenta sus mayores magnitudes en horas del mediodía (EMOV EP, 2019)

En cuanto a las precipitaciones, la Estación Meteorológica automática antes mencionada, nos indica datos, desde el 2016 al 2018, siendo los meses más lluviosos marzo y abril en el caso del 2016 y 2017, ya que para el 2018, el mes con más lluvias es mayo.



Figura 4-5 Precipitaciones mensuales de Cuenca



Nota. Adaptado de Informe de calidad del aire de Cuenca, por (EMOV EP, 2016, 2017, 2018)

El mes con menores precipitaciones es julio en los tres años, en promedio registran 8,33 mm/mes. Durante estos tres años, la precipitación mínima fue 5 mm/mes y la máxima fue de

188,10 mm/mes (Ver Figura 4-5). La lluvia aunque variable en intensidad, se encuentra presente durante todo el año, lo que implica una menor necesidad de ejecutar constantes limpiezas de las placas PV. El lavado natural del agua lluvia supone el mantener las pérdidas por suciedad bajo el 3%, acorde a estudio local (Izquierdo-Torres et al., 2019).

Los datos climáticos presentados nos permiten entender aspectos relacionados a los principales consumos energéticos que se pueden dar en una ciudad como Cuenca, que al estar en un país que se encuentra sobre la línea ecuatorial tiene un clima con poca estacionalidad durante el año (Varela & Ron, 2020); y como reflejan los datos descritos con anterioridad, el clima en la ciudad puede presentar estaciones secas o lluviosas a lo largo de un mismo mes, pero que sin embargo no se presentan valores





extremos o un clima que amerite que la población ocupe artefactos para climatizar sus viviendas, sino más bien el uso de energía sea para iluminación artificial, electrodomésticos u otros equipos del hogar. En cambio, en ciudades de la región europea, lugar donde se encuentran ubicados los casos de estudios citados en capítulos anteriores, presentan dos estaciones meteorológicas que hacen necesario que sus habitantes ocupen energía en sus viviendas para calefacción en la época invernal y refrigeración para el estío (Val Marín, 2015).

#### **4.2 Descripción del objeto de estudio: Barrio residencial y comercial en la ciudad de Cuenca**

La zona descrita en los siguientes párrafos, es parte del estudio, por dos condiciones. En primer lugar, es una zona de uso de suelo representativa, ya que varía entre residencial y comercial; y la segunda, y la principal, debido a que los inmuebles de esta, se encuentran conectados a un transformador en común, y de las cuales gracias a la Empresa Eléctrica CENTROSUR, se posee información de consumo horario, que nos permite desarrollar la investigación y observar las fluctuaciones horarias de consumo – producción.

Por lo tanto se toma como caso de estudio a los inmuebles dispuestos en los 28 predios distribuidos en 6 tramos ubicados en 4 manzanas delimitadas en dirección Noreste por la calle Dolores



Veintimilla, al suroeste por la calle Remigio Crespo Toral, al noroeste por la calle Remigio Romero y al sureste por la calle Federico Proaño. En estos tramos las edificaciones seleccionadas para el estudio se ubican en las calles Remigio Tamariz Crespo y Agustín Cueva, las mismas que forman parte de las manzanas descritas anteriormente. Los predios seleccionados, corresponden, a los que poseen medidores conectados al transformador N°. 1011. En estos 28 predios, se ubican 65 medidores, correspondientes a 47 edificaciones, distribuidas en construcciones de una, dos, tres, cuatro y seis plantas.

Asimismo, para facilitar el procesamiento de datos se ha dividido la zona de estudio en tramos codificados en sentido horario y con letras, ubicados en las cuatro manzanas que forman parte de la investigación, y que se encuentran distribuidos a lo largo de

las calles Remigio Tamariz Crespo y Austin Cueva. De esta manera, en la manzana 01, se dispone el tramo A, en la manzana 02, el tramo B, en la manzana 03, el tramo C y D, y en la manzana 04, los tramos E y F (Ver Figura 4-6 ).



Figura 4-6 Inmuebles parte del estudio





#### 4.2.1 Demanda energética del Barrio

Analizar el consumo energético de las edificaciones seleccionadas en el barrio resulta esencial para determinar qué estrategias de captación pasiva y activa se podrían establecer. En específico se determinará el consumo de electricidad, que, en la ciudad de Cuenca, la empresa encargada de distribuirla es la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur. Los datos que se presentan corresponden al año 2019, y se presentan de manera mensual y corresponden a los medidores conectados al transformador N° 1011. En total se registran 65 medidores, distribuidos en las calles Agustín Cueva Vallejo y Remigio Tamariz Crespo, además cada uno de estos posee diferentes tipos de tarifa establecidos por la ARCONEL.

Para determinar el consumo se ha codificado numéricamente las manzanas y los predios; y de manera alfanumérica a los tramos que forma parte del estudio; esto en sentido horario, dando como resultado un conteo de cuatro manzanas, en las cuales se identifican 6 tramos y 28 predios.

#### **Demanda energética a nivel barrial**

En la Tabla 4-1 se detalla los consumos anuales de acuerdo a la ubicación de los medidores en cada tramo. Determinando que el consumo de los inmuebles del tramo E (Ver Figura 4-7) (74.867,52 kWh) es siete veces mayor que los del tramo D (Ver Figura 4-8) (10.459 kWh) debido a que en esta última, el número de medidores es aproximadamente 1/6 de los existentes en el tramo E.



**Figura 4-7** Tramo E, referencia para consumo anual



**Figura 4-8** Tramo D, referencia para consumo anual



**Tabla 4-1** Demanda anual de electricidad, año 2019.

MANZANA	TRAMO	CONSUMO ANUAL	PREDIOS	EDIFICACIONES	MEDIDORES
		(kWh)	Nº	Nº	Nº
01	A	16.697,00	6	7	9
02	B	41.275,00	5	13	11
03	C	15.704,00	3	3	4
	D	10.459,00	3	6	5
04	E	74.867,52	7	12	32
	F	17.280,80	4	6	4
<b>TOTAL</b>		<b>176.283,32</b>	<b>28</b>	<b>47</b>	<b>65</b>

*Nota. Adaptado de Consulta y pago de planillas, por (Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., 2019).*

Asimismo, se debe mencionar que en el tramo E, se ubican la mayoría de medidores, por la existencia de una construcción multifamiliar, un edificio de departamentos y comercios, de 6 pisos de altura, que cuenta con 22 medidores destinados al área residencial, 3 al área comercial y 1 a la zona comunitaria. En los inmuebles de los tramos A, C, D Y F se encuentran consumos



inferiores a 20.000 kWh, que coincide en buena medida, por la cantidad de medidores.

Respecto al detalle de los consumos mensuales, se lo ha realizado en general, es decir de todos los inmuebles de los tramos, y los cuales se describen en la Tabla 4-2. De acuerdo a esta tabla el mes con mayor consumo es diciembre (20.154,68 kWh), y el de menor, mayo (12.374,92 kWh). Asimismo, el consumo promedio mensual de estos tramos es 14.690,28 kWh.

Como se aprecia en la tabla mencionada anteriormente, se registra un mayor consumo en diciembre, que puede ser atribuido a que el uso de suelo donde se encuentran estas edificaciones, también es de tipo comercial, y al ser este un mes con fechas festivas, los negocios incrementan sus actividades y por ende

demandan mayor energía. Asimismo como se observa en la Tabla 4-3, la segunda tarifa con mayor demanda es la BT Comercial.

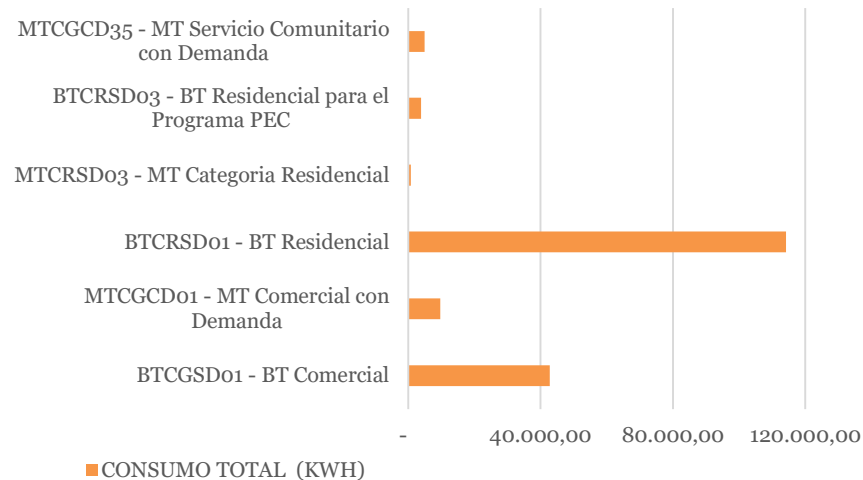
*Tabla 4-2 Consumo mensual de electricidad, año 2019*

DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, AÑO 2019	
MESES	CONSUMO (kWh)
Enero	14.957,06
Febrero	13.405,00
Marzo	14.156,82
Abril	13.593,90
Mayo	12.374,92
Junio	14.152,52
Julio	14.298,76
Agosto	13.661,02
Septiembre	15.026,90
Octubre	15.500,64
Noviembre	15.001,10
Diciembre	20.154,68
<b>TOTAL</b>	<b>176.283,32</b>

*Nota. Adaptado de Consulta y pago de planillas, por (Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., 2019).*



**Figura 4-9** Consumo energético por tarifa



*Nota. Adaptado de Consulta y pago de planillas, por (Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., 2019)*

En cuanto al tipo de tarifas se encontraron seis categorías, siendo la BT Residencial en la que mayor cantidad de medidores (48) se observa y la de mayor consumo (114.132,12 kWh), en

contraste con las de tipo de Servicio Comunitario y MT Categoría Residencial que solo presentan un medidor y un menor consumo (5.010,24 kWh) (790,50 kWh), respectivamente.

**Tabla 4-3** Consumo de energía eléctrica según tipo de tarifa

CONSUMO POR TIPO DE TARIFA		
SUBTIPO	Nº MEDIDORES	CONSUMO TOTAL (KWH)
BTCGSD01 - BT Comercial	10	42.783,80
MTCGCD01 - MT Comercial con Demanda	3	9.673,66
BTCRSD01 - BT Residencial	48	114.132,12
MTCRSD03 - MT Categoría Residencial	1	790,50
BTCRSD03 - BT Residencial para el Programa PEC	2	3.893,00
MTCGCD35 - MT Servicio Comunitario con Demanda	1	5.010,24
<b>TOTAL</b>	<b>65</b>	<b>176.283,32</b>

*Nota. Adaptado de Consulta y pago de planillas, por (Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., 2019).*



### Demanda energética a nivel predial

En la siguiente tabla se detallan los consumos anuales de cada medidor, así como su ubicación en manzana y predio.

**Tabla 4-4** Consumo energético anual por medidores

TRAMO	PREDIO	EDIFICACION	N° DE MEDIDOR	CONSUMO ANUAL (kWh)
A	006	01	1000448493	5071,00
	005	01	1000437829	1223,00
	004	01	1000437710	1575,00
	003	01	1000437705	2844,00
	002	01	1000452988	574,00
			1000452989	769,00
			1000452990	1254,00
			1000452991	1049,00
	001	01	83304	2338,00
		02		
B	005	01	2015051461	132,00
			87119	10382,00
	004	02	1000452993	2704,00
		01	4589212	45,00

TRAMO	PREDIO	EDIFICACION	N° DE MEDIDOR	CONSUMO ANUAL (kWh)	
B	003		2014225737	3263,00	
			1000602224	3955,00	
			225070	2855,00	
			1000461155	2997,00	
			2013220331	8306,00	
	002	01	209845	6636,00	
	001		01	1000615387	0,00
			02		
			03		
			04		
C	001	01	2014229289	5903,00	
	002	01	2014230832	7124,00	
	003	01	5001424	2485,00	
			2007063778	192,00	
	004		01	1000552428	2729,00
02					
03					
D	005	01	2012300103	2193,00	
			2012300102	2358,00	
	006	01	426507	1451,00	
			2015050189	1728,00	
	001	01	2015051786	2955,00	
	E	002	01	707180274	3485,00
02					
03					
02					





TRAMO	PREDIO	EDIFICACION	N° DE MEDIDOR	CONSUMO ANUAL (kWh)
	003	01	707180263	3751,00
	004	01	707180260	5501,00
		02		
	005	01	83043	5081,00
		02		
	006	01	85696	2964,00
		02		
E			2011200064	6225,06
			707030106	1844,08
			707030155	1635,50
			707030059	1027,88
			707030131	790,50
			707030096	1329,50
			707030007	1656,36
	007	01	1000446387	60,00
			707030152	905,40
			707030123	1783,74
			707030181	3558,84
			707030041	1989,10
			707030008	1384,66
			707030037	1438,90

TRAMO	PREDIO	EDIFICACION	N° DE MEDIDOR	CONSUMO ANUAL (kWh)		
			2011201307	950,20		
			140294	5010,24		
			2011200078	1042,42		
			707030012	2084,06		
			707030010	2140,20		
E	007	01	707030146	2129,18		
			71589	2406,18		
			707030053	178,00		
			707030013	4315,54		
			707030038	1759,06		
			707030056	682,02		
			2013205442	2803,90		
			008	01	2014300300	4304,80
			009	01	1000437830	4560,00
			F	010	01	2013211301
02						
01	4782053	427,00				
		02				
<b>TOTAL</b>				<b>176.283,32</b>		

Nota. Adaptado de Consulta y pago de planillas, por (Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., 2019).



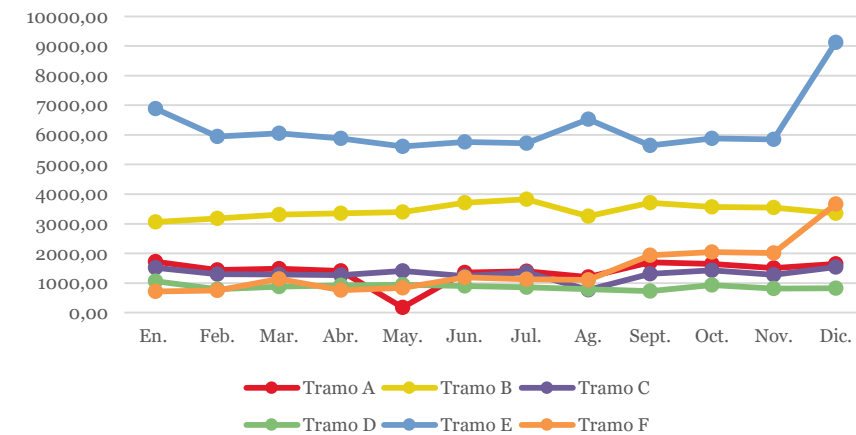
De acuerdo a la Tabla 4-4, los medidores de máxima y mínima demanda se ubican en el tramo B, y corresponden a los predios 005 y 004, respectivamente. De esta manera, el medidor N°. 87119, tiene el consumo más alto, con 10.382,00 kWh y una tarifa de tipo BT Comercial, lo cual explicaría la demanda energética tan alta a comparación del resto de medidores; en tanto el medidor N°. 4589212, con 45 kWh, presenta el menor consumo, ya que es un inmueble en el cual no habitan, pero que es usado para almacenar maquinaria de construcción.

### Demanda energética mensual a nivel de tramos

Como se observa en la Figura 4-10, los inmuebles con mayor demanda de energía eléctrica corresponden al tramo E. Asimismo, en algunos casos, el mes de mayo presenta una menor demanda de energía, tal es el caso de las edificaciones ubicadas en

los tramos A y E; en cambio en los tramos B y F, el mes de enero registra un menor consumo; y el mes de agosto es para los tramos C y D.

Figura 4-10 Consumo mensual de energía por tramo



Nota. Adaptado de Consulta y pago de planillas, por (Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., 2019)

Respecto a los meses con un consumo superior al resto, existe una notable diferencia, pues en el caso de las construcciones

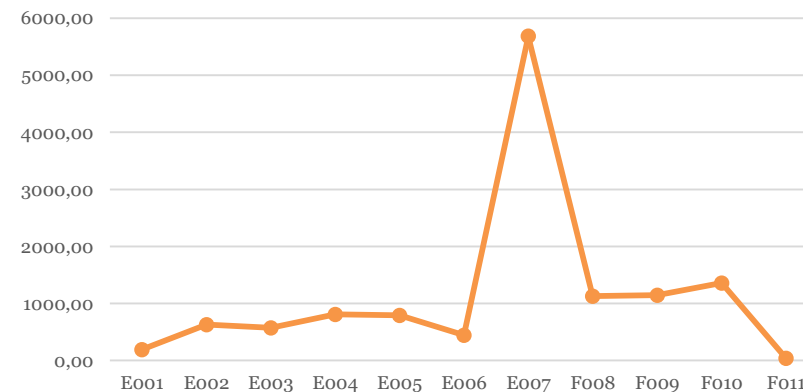


de los tramos C, E y F, es el mes de diciembre; mientras que para las ubicadas en los tramos A, D y B, son los meses de enero y julio, respectivamente. En cuanto a la variación del consumo de mes a mes, se puede observar que los tramos B, C y D, presentan una paridad a lo largo del año; un escenario totalmente distinto es lo ocurrido en los tramos A, E y F, que presentan picos de energía en determinados meses.

Ante el considerable consumo energético registrado en diciembre por los inmuebles de los tramos E y F, en la Figura 4-11, se detalla la demanda de estos y con lo cual se puede evidenciar, que la mayor demanda de este mes, proviene del predio 007 del tramo E, que puede aludirse, a que el inmueble ubicado en este, es un edificio multifamiliar que aparte de abarcar residencias, posee locales comerciales y áreas comunitarias. De igual manera, en los

predios del tramo F, se identifica, que el inmueble del predio 010, presenta una mayor demanda respecto a sus colindantes, que posiblemente se presenta, porque en este funciona una institución privada de educación.

**Figura 4-11** Consumo energético de inmuebles de tramos E y F



*Nota.* Adaptado de Consulta y pago de planillas, por (Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., 2019)



De esta manera, se puede asumir que el pico de consumo energético de este sector de este mes en especial, se debe a que:

- Diciembre, es un mes de festividades, por lo que la electricidad, se ocupa por lapsos de tiempos más prolongados que lo habitual, y en dispositivos electrónicos e iluminación que no son de uso diario;
- El sector estudiado, es también una zona comercial, por lo que en el mes en referencia, los locales presentan una mayor actividad.

#### **4.3 Metodología para la integración de PV en las techumbres de edificaciones del Barrio residencial y comercial**

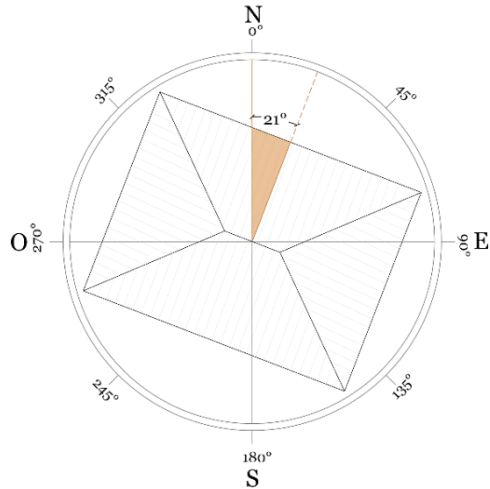
Una vez descrito el objeto de estudio, y conociendo en específico cada edificación a intervenir y sus respectivas demandas energéticas, se plantea la posibilidad de que estas últimas, puedan suplirse a partir de la autogeneración de energía, a través de la implementación de paneles PV en las cubiertas de las edificaciones.

Por lo tanto, para implementar tecnología PV en estas edificaciones, se debe dimensionar la instalación en base a los requerimientos energéticos de cada caso, considerando factores como su ubicación, inclinación, superficie requerida y disponible, evitando elementos que afecten el óptimo rendimiento.



#### 4.3.1 Materiales y Metodología

**Figura 4-12** Cálculo de ángulo azimut u orientación



A partir del redibujo de las techumbres de las edificaciones realizado en base a orto fotografías del año 2020 y 2018, y en el software *AutoCAD*; se dimensiona los faldones de estas y se obtiene su ángulo de orientación o azimut. Este ángulo se calcula

entre el norte geográfico y la perpendicular al plano de referencia, es decir el faldón, y en sentido horario (Ver Figura 4-12).

Por otro lado, los ángulos de orientación se obtuvieron de diferentes faldones, para tener varias opciones al momento de realizar la estimación de rendimiento de los PV. Estos faldones fueron seleccionados considerando que deben potenciar la productividad de las placas PV, por lo que se consideró su geometría, las edificaciones adyacentes, elementos que puedan generar pérdidas tales como vegetación, chimeneas, antenas, equipos de climatización, claraboyas u otros, y que visualmente no afecte en gran medida la composición arquitectónica de la edificación ( Ver Figura 4-12).

Si bien se dispone de diferentes orientaciones para buscar la de mejor rendimiento, es importante mencionar que el lugar



donde se emplazan los inmuebles del estudio, la ciudad de Cuenca, goza con una latitud en específico, que al disponer tecnología PV, con una orientación cualquiera y teniendo en cuenta pendientes de captadores bajas o próximas a la horizontal, no se presenta una considerable reducción en la generación anual de energía por orientaciones (Izquierdo-Torres et al., 2019).

Respecto al ángulo de inclinación de cada cubierta, estos se obtuvieron realizando una sección transversal o longitudinal, según sea el caso, a un modelo 3D de la zona de estudio, obtenido a partir del sobrevuelo de un vehículo aéreo no tripulado (VANT) y generado desde una nube de puntos procesado en el *software Global Mapper*, que además, permitió visualizar las relaciones espaciales entre el entorno y las edificaciones a intervenir (Ver Figura 4-13), (Ver Figura 4-14), (Ver Figura 4-15).

**Figura 4-13** Modelo 3D a partir de nube de puntos

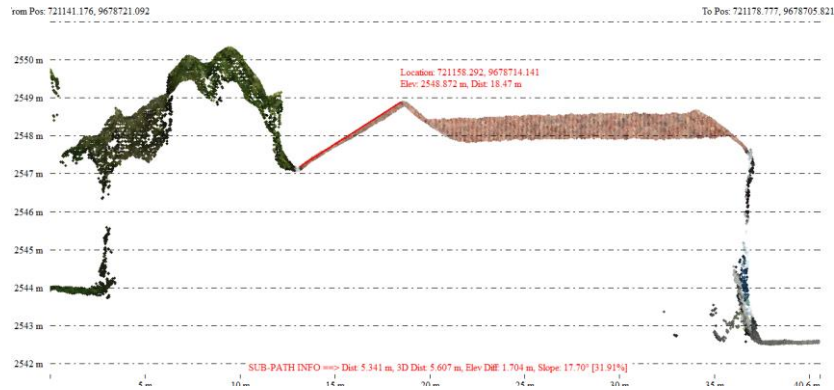


**Figura 4-14** Obtención de ángulo de inclinación, planta.





**Figura 4-15** Obtención de ángulo de inclinación, corte.



#### 4.3.2 Estimación de potencial energético fotovoltaico del Barrio

Los datos mencionados en el inciso anterior, en conjunto con la demanda anual de energía eléctrica de cada medidor son la base para realizar la estimación del potencial energético y conocer el número de paneles PV requeridos para autoabastecerse de energía eléctrica en cada caso.

Asimismo, se considera algunos aspectos de la normativa vigente como referencia, pues esta establece parámetros para la implementación de sistemas de generación distribuida basadas en fuentes de ER para el autoabastecimiento de consumidores regulados (REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-001, 2021), y que menciona que como requisito previo para instalar un sistema de generación se debe realizar un estudio técnico para dimensionar la potencia nominal de este, con el objetivo, que la producción deba ser igual o menor a la demanda anual, para evitar excedentes de energía; y en el caso fortuito que estas se presentaran, serán tratadas de acuerdo al tipo de tarifa que tenga el consumidor, y un criterio en común, que el saldo de energía a favor del consumidor será facturable y acumulable para el próximo mes, con un periodo



máximo de 24 meses, donde este se reseteara (ARCERNNR, 2021b).

#### 4.3.2.1 Materiales y metodología

La simulación de producción de energía con PV, se lo realiza a través del *software System Advisor Model (SAM)* (NREL,2020), en el cual se carga un archivo climático de la ciudad de Cuenca, un estudio previo de rendimiento de placas PV, que cuenta con una potencia de 335 WP y los ángulos de orientación e inclinación. Siguiendo este proceso se obtiene una estimado de cuanta energía se puede producir anualmente, por panel y en concordancia a los datos de cada techumbre.

Asimismo, el estudio previo de rendimiento de PV, simula la producción a partir de 6 placas, es decir un área de 9,8 m<sup>2</sup>, por lo que, en este estudio al requerir el rendimiento de un solo panel,

se dividirá lo obtenido para obtener el valor unitario, como metodología de pre dimensionamiento y acercamiento a la capacidad energética.

Los PV usados en la simulación son parte de la biblioteca del software *SAM*, su modelo es *SunPower SPR-X21-335*, con tecnología de silicio monocristalino, de 96 celdas, con una potencia máxima de 335 WP, una eficiencia del 21% y con un área de 1.63 m<sup>2</sup>, (1x1, 63m). También se debe acotar, que, al disponerse de algunas opciones de faldones, y por ende diferentes ángulos de orientación e inclinación, en el momento de realizar la estimación se termina optando por los que, mayor producción generaron, dispongan del área suficiente para colocar las placas PV calculadas y que en la medida de lo posible no generen un impacto visual que afecte la armonía de las fachadas.





Tabla 4-5 Ángulos de orientación e inclinación utilizados

PREDIO	AZIMUT	INCLINACIÓN (°)	FALDÓN (N°)	ÁREA DISPONIBLE POR FALDÓN (M <sup>2</sup> )
<b>TRAMO A</b>				
001	310	16	1	37,87
002	308	17	1	48,06
003	36	21	1	14,28
	128	36	2	21,23
004	37	23	1	23,41
005	128	5	1	54,81
006	36	10	1	40,68
	126	10	2	51,11
<b>TRAMO B</b>				
001	127	16	1	24,63
002	301	14	1	75,80
003	208	10	1	146,74
	28	10	2	93,53
004	117	7	1	43,88
005	23	10	1	40,03
	207	11	2	54,45

PREDIO	AZIMUT	INCLINACIÓN (°)	FALDÓN (N°)	ÁREA DISPONIBLE POR FALDÓN (M <sup>2</sup> )
<b>TRAMO C</b>				
001	33	20	1	34,71
	213	20	2	26,64
002	225	12	1	80,05
003	134	21	1	23,16
<b>TRAMO D</b>				
004	305	28	1	40,00
	303	34	2	43,09
005	292	17	1	62,15
006	201	14	1	34,24
<b>TRAMO E</b>				
001	131	15	1	19,60
002	219	22	1	57,80
003	221	18	1	27,19
004	131	26	1	31,09
005	129	10	1	50,47
006	304	19	1	45,20
007	35	21	1	73,70



PREDIO	AZIMUT	INCLINACIÓN (°)	FALDÓN (N°)	ÁREA DISPONIBLE POR FALDÓN (M <sup>2</sup> )
<b>TRAMO D</b>				
007	125	21	2	78,66
	215	24	3	66,56
	305	24	4	76,56
<b>TRAMO F</b>				
008	125	10	1	124,12
009	125	13	1	60,14
	44	17	1	19,03
	224	17	2	16,52
010	126	20	3	44,06
	315	14	1	91,96

En el caso de cubiertas con ángulos de inclinación menores a 5°, se opta por considerar lo sugerido en el estudio de Guarderas & Caamaño (2013) leído en la publicación de Alvarez Lozano (2017), que menciona que un ángulo de inclinación adecuado para

la zona del Ecuador, varía entre los 5° y 10°, pudiendo modificarse por temas de limpieza de los paneles y condiciones del clima.

De esta manera, en el caso de las edificaciones correspondientes a los predios 005 y 006 del tramo A, 003 y 005 del tramo B; 005 del tramo E, y 008 del tramo F, el ángulo de inclinación se cambió a 10°.

### Proceso

Una vez determinado el valor unitario de producción por panel, este dato se procesa en una hoja de cálculo en Excel, para fijar el número de PV que puedan cubrir las demandas anuales de energía de cada edificación (Ver Tabla 4-6):

Posteriormente, en el modelo 2D que se dispone de las techumbres realizado en el software AutoCAD, se procede a ubicar espacialmente los paneles en el faldón seleccionado de cada



cubierta, representándolos gráficamente con polígonos y texturas, con las dimensiones de estos. Es importante mencionar que, al realizar este proceso en dos dimensiones, se calcula la proyección de los paneles en el plano horizontal, mediante el uso de una razón trigonometría, ya que al estar inclinados su dimensión varía en función de este ángulo.

En casi todas las techumbres la ocupación geométrica de las placas PV es parcial, a excepción de la edificación ubicada en el predio 007 del tramo E, correspondiente al multifamiliar, y que debido a sus altas demandas energéticas su techumbre se ocupó casi en su totalidad.

**Tabla 4-6** Valor de producción anual por placa

PREDIO	PRODUCCION POR SISTEMA PV (6 PLACAS) (KWh)	PRODUCCION POR PLACA PV (KWh)
<b>TRAMO A</b>		
001	2.386,26	397,71
002	2.378,74	396,46
003	2.364,55	394,09
	2.148,40	358,07
004	2.347,45	391,24
005	2.420,79	403,47
006	2.425,71	404,29
	2.403,71	400,62
<b>TRAMO B</b>		
001	2.368,52	394,75
002	2.395,71	399,28
003	2.389,90	398,32
	2.426,09	404,35
004	2.417,80	402,97
005	2.426,22	404,37
	2.382,75	397,13
<b>TRAMO C</b>		
001	2.372,10	395,35
	2.300,72	383,45
002	2.379,34	396,56
003	2.319,36	386,56



PREDIO	PRODUCCION POR SISTEMA PV (6 PLACAS) (KWh)	PRODUCCION POR PLACA PV (KWh)
<b>TRAMO D</b>		
004	2.277,96	379,66
	2.206,09	367,68
005	2.373,06	395,51
006	2.358,19	393,03
<b>TRAMO E</b>		
001	2.372,75	395,46
002	2.281,66	380,28
003	2.326,21	387,70
004	2.269,77	378,29
005	2.402,57	400,43
006	2.362,51	393,75
	2.364,35	394,06
007	2.329,02	388,17
	2.253,84	375,64
	2.319,22	386,54
<b>TRAMO F</b>		
008	2.404,10	400,68
009	2.389,06	398,18
	2.394,07	399,01
010	2.337,41	389,57
	2.337,04	389,51
011	2.400,00	400,00

## Resultados

### Producción anual

En la Tabla 4-7, se puede observar la producción anual de energía de las placas PV, según los faldones elegidos de cada edificación, todos conectados al transformador con el código 1011, designado por la empresa distribuidora. Esta, es justamente la producción de los sistemas PV dimensionados para aproximarse al consumo de cada predio, es decir, se multiplicó el rendimiento unitario de los paneles PV por un número determinado de estos, y así obtener el valor más cercano a los consumos anuales registrados.

El rendimiento y simulación se realiza con el criterio de lograr edificaciones con un consumo de energía eléctrica neutra en balance anual, cercanas a alcanzar el estándar Net Zero eléctrico, por lo que la producción de energía no será mayor a la



demanda, sino un valor lo más aproximado posible. Por lo tanto, con ello se cumple lo emitido en la resolución de la (ARCERNNR, 2021b), en la que se menciona que para la conexión de un sistema de generación para autoabastecimiento, la producción debe ser igual o menor que la demanda, en balance anual

De esta manera, como se observa en la tabla de referencia, la producción total de las edificaciones seleccionadas, en el lapso de un año es de 167.261,60 kWh. Asimismo, a nivel de tramos, la producción es de 15.759,73 kWh, en el A, 40.831,33 en el B, 14.943,50 en el C, 9.828,46 en el tramo D; 69.692,92 kWh en el E y 16.205,67 kWh en el F. El tramo E acumula la mayor producción debido al número de placas PV, que se debe instalar, y que a su vez está correlacionado al gran consumo energético. Además, el número de paneles PV implementados en toda la zona son 427,

presentándose las mayores cantidades en el tramo B (102) y el tramo E (180).

Del mismo modo, el rendimiento promedio de todas de las edificaciones del estudio, es 4.520,58 kWh, el mínimo es de 1.182,28 kWh, en el predio 003 del tramo A, y la mayor producción es de 13.197,79 kWh correspondiente a uno de los faldones del predio 007 del tramo E, en el cual se ubica el edificio multifamiliar y en el que debido a sus consumos, su techumbre se ocupa cerca de su totalidad.

Por otro lado, en tres edificaciones, correspondiente a los predios 004 y 001 del tramo B, y 011 en el tramo F; no se simula una producción de energía PV, ya que sus demandas al ser nulas o mínimas, implicarían desplegar menos de un panel PV, y por



ende bajo este contexto, no presentarían las condiciones para dimensionarse o aprobarse una instalación PV.

Tabla 4-7 Producción anual por predio

PREDIO	DEMANDA (KWH)	Nº FALDÓN	MÓDULOS PV REQUERIDOS	PRODUCCIÓN (KWH)
<b>TRAMO A</b>				
001	2338,00	1	5	1.988,55
002	3646,00	1	9	3.568,11
003	2844,00	1	3	1.182,28
		2	4	1.432,27
004	1575,00	1	4	1.564,97
005	1223,00	1	3	1.201,47
006	5071,00	1	4	1.617,14
		2	8	3.204,95
<b>SUBTOTAL</b>			<b>40</b>	<b>15.759,73</b>
<b>TRAMO B</b>				
001	0,00	-	-	0,00
002	6636,00	1	16	6.388,55
003	21376,00	1	25	9.957,93
		2	28	11.321,77

PREDIO	DEMANDA (KWH)	Nº FALDÓN	MÓDULOS PV REQUERIDOS	PRODUCCIÓN (KWH)
<b>TRAMO B</b>				
004	45,00	-	-	0,00
005	13218,00	1	8	3.234,96
		2	25	9.928,13
<b>SUBTOTAL</b>			<b>102</b>	<b>40.831,33</b>
<b>TRAMO C</b>				
001	5903,00	1	11	4.348,85
		2	4	1.533,81
002	7124,00	1	17	6.741,47
003	2677,00	1	6	2.319,36
<b>SUBTOTAL</b>			<b>38</b>	<b>14.943,50</b>
<b>TRAMO D</b>				
004	2729,00	1	7	2.657,62
	4551,00	2	12	4.412,18
005	1451,00	1	3	1.186,53
006	1728,00	1	4	1.572,13
<b>SUBTOTAL</b>			<b>26</b>	<b>9.828,46</b>
<b>TRAMO E</b>				
001	2955,00	1	7	2.768,21
002	3485,00	1	9	3.422,49
003	3751,00	1	9	3.489,31

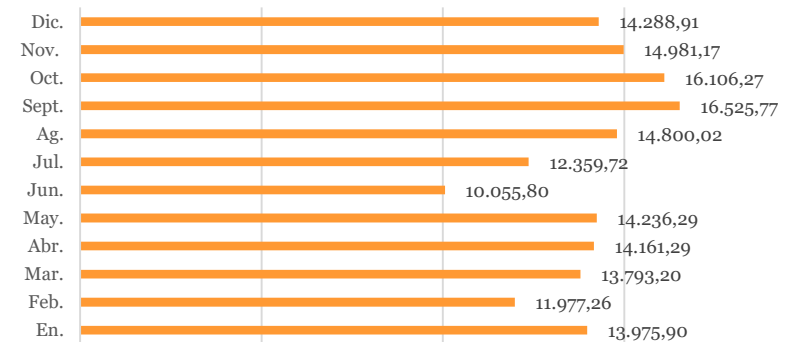


PREDIO	DEMANDA (KWH)	N° FALDÓN	MÓDULOS PV REQUERIDOS	PRODUCCIÓN (KWH)
<b>TRAMO E</b>				
004	5501,00	1	14	5.296,13
005	5081,00	1	12	4.805,13
006	2964,00	1	7	2.756,26
007	51130,52	1	30	11.821,76
		2	34	13.197,79
		3	26	9.766,65
		4	32	12.369,19
<b>SUBTOTAL</b>			<b>180</b>	<b>69.692,92</b>
<b>TRAMO F</b>				
008	4304,80	1	10	4.006,83
009	4560,00	1	11	4.379,94
010	7989,00	1	3	1.197,04
		2	4	1.558,27
		3	13	5.063,59
011	427,00	-	-	0,00
<b>SUBTOTAL</b>			<b>41</b>	<b>16.205,67</b>
<b>TOTAL</b>			<b>427</b>	<b>167.261,60</b>

### Producción mensual

Los valores resultantes de la producción mensual, se presentan con dos enfoques, una orientada a conocer el rendimiento de las placas PV por cada tramo; y la segunda a conocer el potencial en conjunto del barrio.

Figura 4-16 Producción mensual a nivel barrial



De esta manera, en la Figura 4-16, se divisa la generación eléctrica en conjunto de todas las edificaciones, y se identifica que



el mes en el que existe una mayor producción es septiembre (16.528,38 kWh), al contrario del mes de junio, donde la producción es 10.055,90 kWh, siendo la más baja de todo el año, debido principalmente a que la cantidad de irradiación global en este mes disminuye.

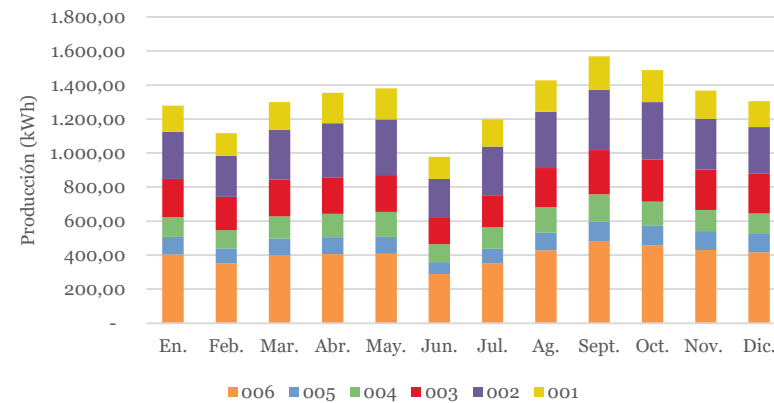


Figura 4-17 Demanda y abastecimiento energético, tramo A



A nivel más específico, en la Figura 4-18, se indica la producción del tramo A, destacándose, la edificación del predio 006, con mayor generación, en especial en el mes de septiembre (479,35 kWh).

Figura 4-18 Producción mensual, tramo A



Respecto a la variación de mes a mes, todos los predios, presentan una tendencia a disminuir su producción en el último





trimestre del año, en cambio para el tercer trimestre del año, la producción aumenta mes a mes. Además, la edificación del predio 004, es el que presenta el valor más cercano (99,36%) para equipar consumo – producción.

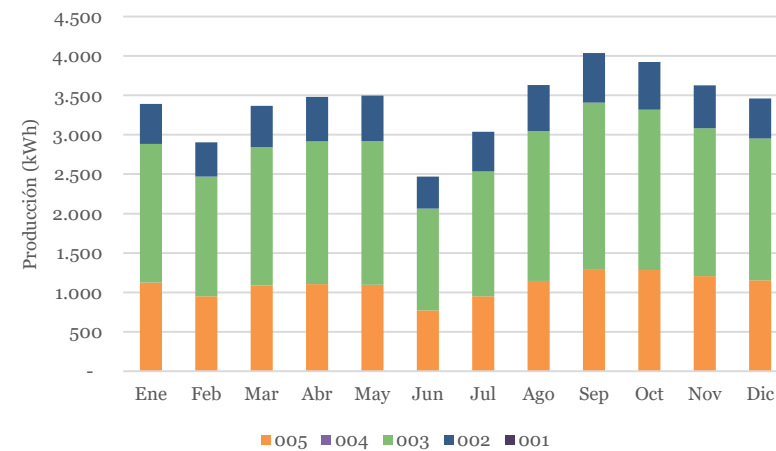
respectivamente. En cuanto, a los inmuebles del predio 001 y 004, su producción es nula, porque como se mencionaba su demanda es igual o mínima (Ver Figura 4-20). Asimismo, las construcciones de los predios 003 y 005, son los que mayormente logran autoabastecerse (99,5%).

**Figura 4-19** Demanda y abastecimiento energético, tramo B



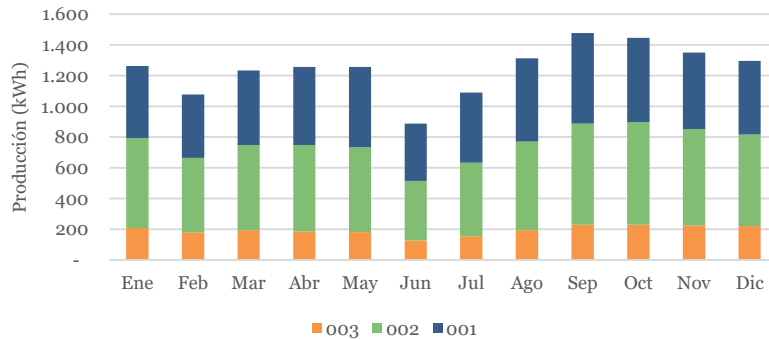
En el tramo B, las edificaciones 002, 003 y 005, muestran su mayor y menor producción, en septiembre y junio,

**Figura 4-20** Producción mensual, tramo B



Respecto al tramo C, se evidencia una notable diferencia de producción, ya que las construcciones de los predios 002 y 001, producen aproximadamente el doble de energía que las del predio 003, debido a que en estas la demanda es mucho mayor, y por tanto su producción es conforme a esta ( Ver Figura 4-21). Además, el predio que logra autoabastecerse en mayor medida es el 001, con un 99,66% (Ver Figura 4-22).

**Figura 4-21** Producción mensual, tramo C



**Figura 4-22** Demanda y abastecimiento energético, tramo C



En cuanto al tramo D, los predios 005 y 006, producen alrededor de seis veces menos energía que el 004 (Ver Figura



4-24). En relación a la máxima y mínima producción, septiembre y junio, son los meses que destacan en estos dos últimos tramos. También, en el predio 004, la primera edificación es la que cubre en mayor porcentaje (97,38%) sus consumos.

Figura 4-23 Demanda y abastecimiento energético, tramo D

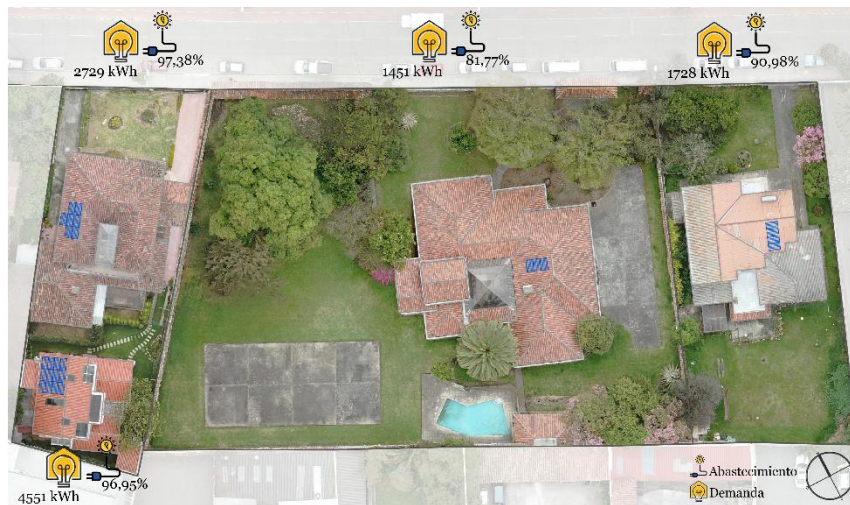
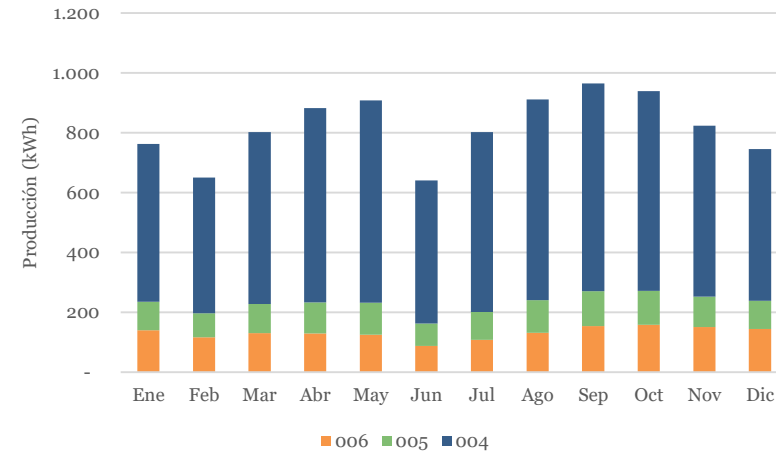


Figura 4-24 Producción mensual, tramo D



Las edificaciones del tramo E (Ver Figura 4-25), ubicados en los predios desde 001 al 007, muestran un comportamiento similar respecto a su producción mensual, pues en el tercer trimestre tienden a aumentar la producción, presentándose un valor máximo en septiembre, consecuencia de la irradiación

disponible, mientras que para el trimestre final del año reflejan una disminución de mes a mes.

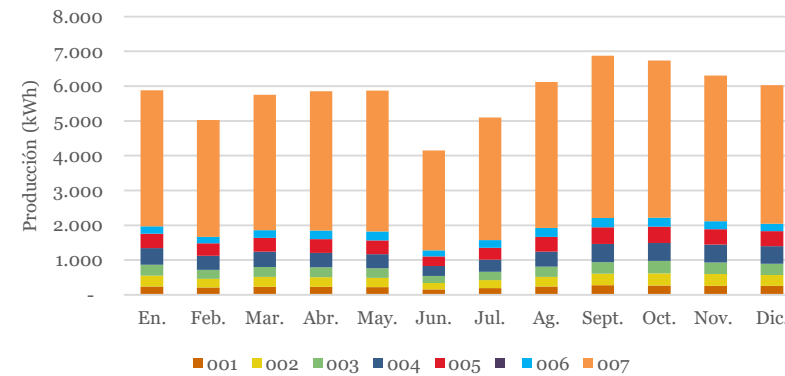
**Figura 4-25** Demanda y abastecimiento energético, tramo E



En relación, al inmueble del predio 007, existe una gran diferencia con sus colindantes, pues su producción llega a ser ocho veces mayor que estos, debido a que este alberga múltiples residencias y comercios, en específico 22 departamentos, por lo

que admite una producción significativa (Ver Figura 4-26). Además, esta edificación con el sistema PV propuesto, logra cubrir sus consumos en un 92,23%.

**Figura 4-26** Producción mensual, tramo E

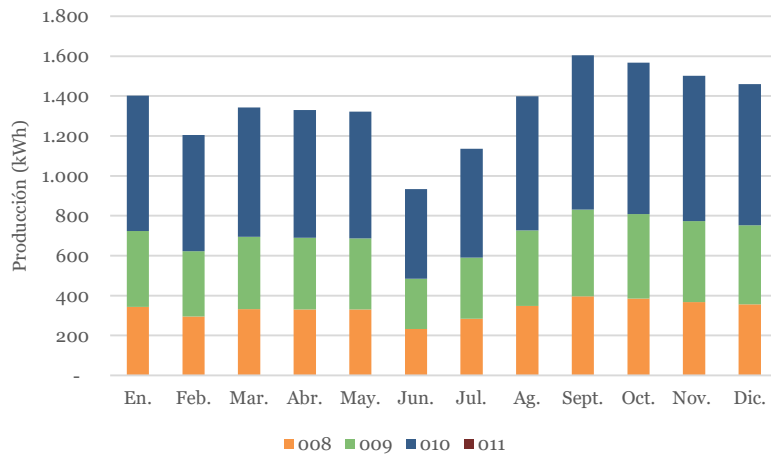


Por ultimo en el tramo F (Ver Figura 4-28), los inmuebles del predio 011 y 010, exponen diferencias con los ubicados en los predios 008 y 009, ya que en el caso del 010 su rendimiento es el

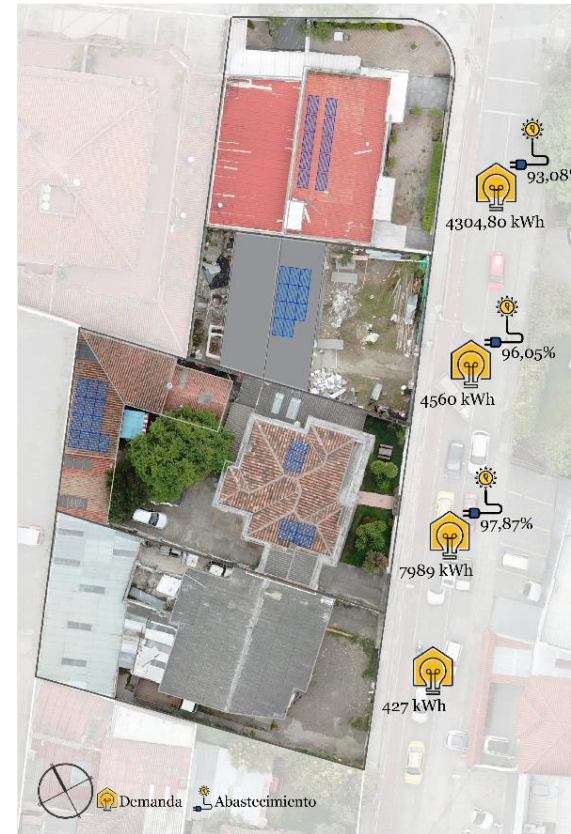


doble que en estos dos últimos; y en el predio 011 su producción es nula por no existir demanda (Ver Figura 4-27). Además, el predio 010, es el que presenta un sistema PV que cubre en mayor porcentaje (97,87%) sus consumos.

**Figura 4-27** Producción mensual, tramo F



**Figura 4-28** Demanda y abastecimiento energético, tramo F





#### 4.3.2.2 Disponibilidad y ocupación geométrica de techumbres

Al estimar la producción energética PV, se determina la cuantía necesaria de placas de sílice monocristalino necesarias para cubrir las demandas del barrio, es decir, alcanzar edificaciones Net-Zero o con consumo eléctrico neutro.

Por lo tanto, estas se despliegan espacialmente en los faldones que se eligieron para calcular la producción energética, y de esta manera se puede determinar la ocupación de las placas PV en las superficies de las techumbres.

Al tener un considerable número de edificaciones, este análisis se realiza a nivel de tramos. En las Figura 4-29, Figura 4-30, Figura 4-31, Figura 4-32, Figura 4-33 y Figura 4-34 se observa la ocupación geométrica de las placas de sílice en cada una de las techumbres de las edificaciones del estudio.

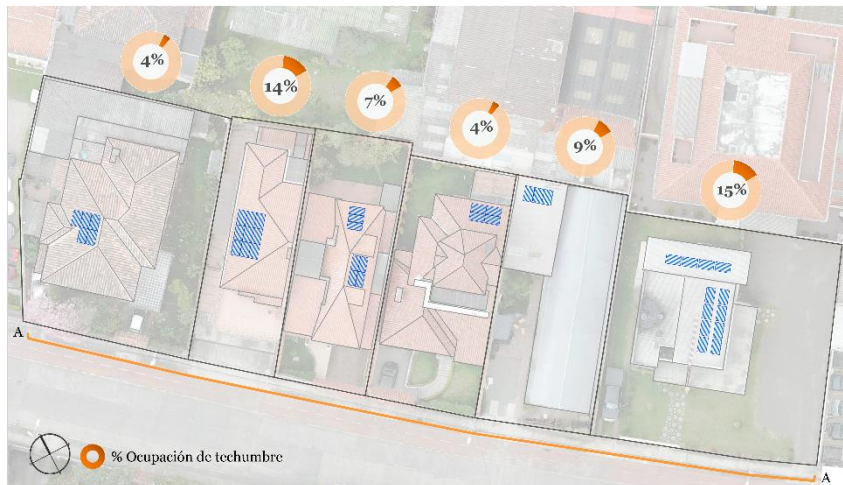
Respecto, al área disponible de cubiertas para una instalación de PV en su totalidad, se dispone de 5.824,78 m<sup>2</sup>, exceptuando a este valor, las cubiertas de las edificaciones que debido al requerimiento mínimo de paneles PV (1), no se prevé su instalación. En tal caso, si se pronosticaría o agregaría otras demandas, podría contarse con estas superficies, y el área disponible aumentaría a 6.287,44 m<sup>2</sup>. Estas edificaciones presentan una demanda mínima debido a que se encuentran deshabitadas, y que en total son 3, ubicadas en el tramo B y F.

En los gráficos presentados a continuación, se observa que en el tramo A, el promedio de ocupación de las superficies disponibles es del 9,02%, en el tramo B (16,68%), en el tramo C (12,99%), en el tramo D (5,70%), en el tramo E (14,29%) y en el tramo F (12,93%). Asimismo, en general de todas las



edificaciones, las placas de sílice monocristalino ocupan las superficies disponibles de los faldones, en un 11,95%.

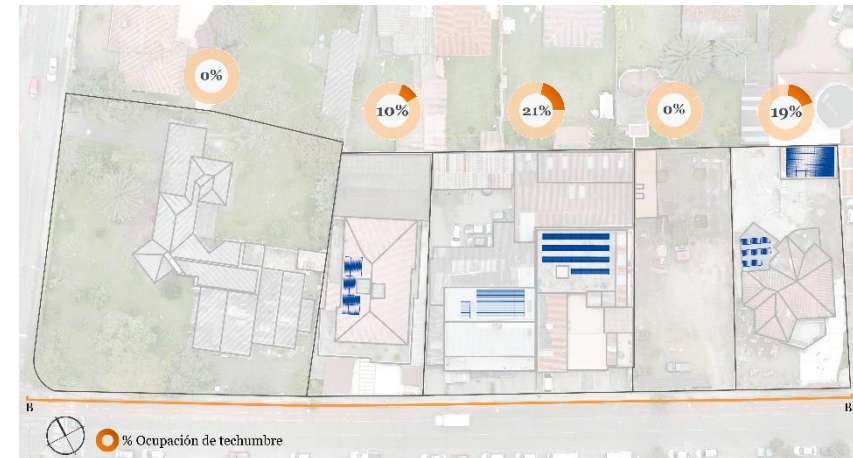
**Figura 4-29** Adaptabilidad geométrica de placas PV en techumbres, tramo A



De igual manera por cada tramo, existe una techumbre con mayor ocupación de PV, en el caso del tramo A, esta se ubica en el

predio 006, con un 15% y en el tramo B, en el predio 003 se destina el 21% para implementar PV.

**Figura 4-30** Adaptabilidad geométrica de placas PV en techumbres, tramo B

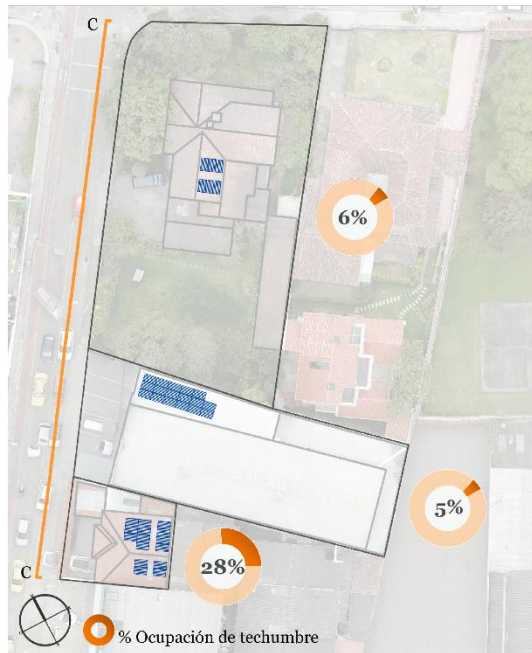


En el tramo C, la cubierta que más destina parte de su superficie a la colocación de paneles PV, es la ubicada en el predio

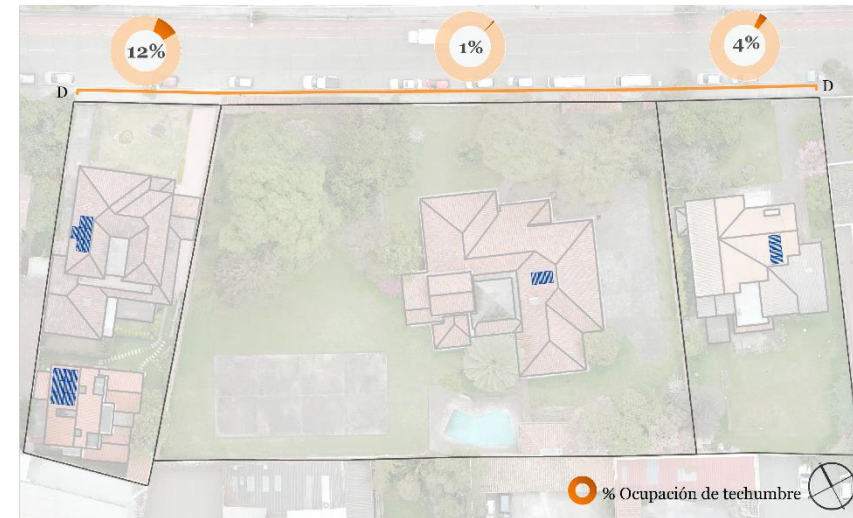


001, con un 28%; en tanto en el tramo D, está cubierta, se emplaza en el predio 004 (12%).

**Figura 4-31** Adaptabilidad geométrica de placas PV en techumbres, tramo C



**Figura 4-32** Adaptabilidad geométrica de placas PV en techumbres, tramo D



Respecto al porcentaje de ocupación de paneles PV, en el tramo E, la cubierta que más espacio ha dispuesto, es la perteneciente al predio 007, en la que se destina 2/3 de su superficie para los paneles, y que se debe principalmente a los

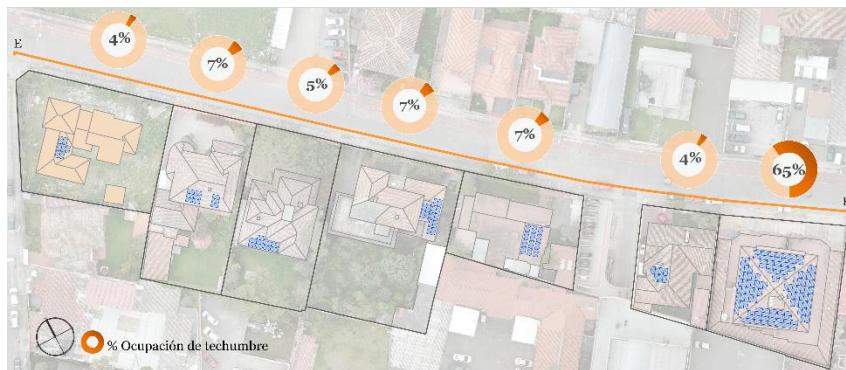




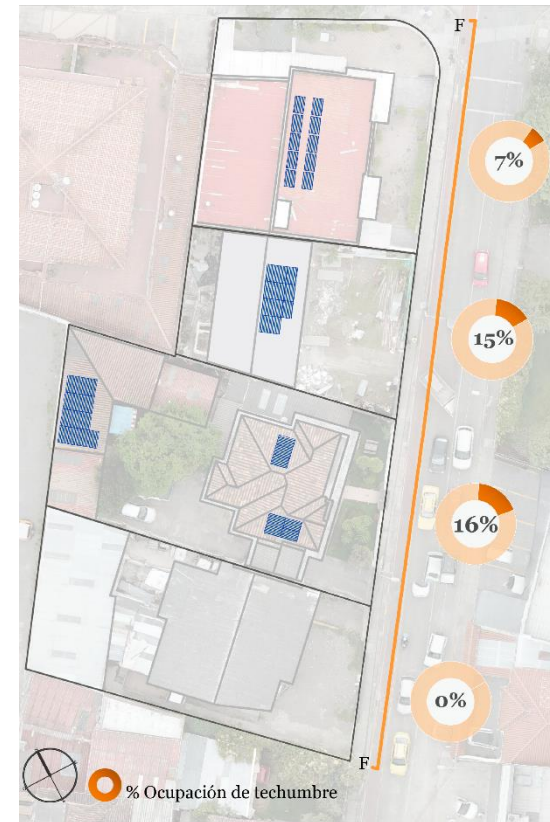
considerables consumos que tiene por ser un edificio multifamiliar. En cambio, en el resto de predios, el promedio de ocupación de paneles PV, es solo del 6%.

De la misma forma, en el tramo F, el predio 010, presenta la techumbre con mayor superficie destinada a la implementación de sistemas PV (16%).

**Figura 4-33** Adaptabilidad geométrica de placas PV en techumbres, tramo E



**Figura 4-34** Adaptabilidad geométrica de placas PV en techumbres, tramo F

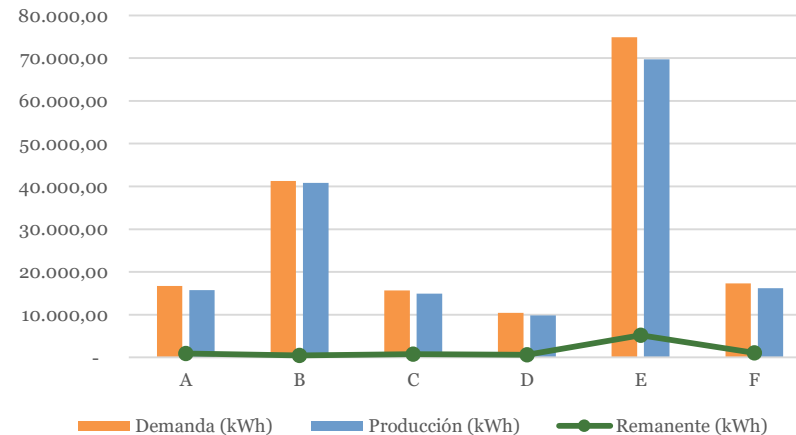




### 4.3.3 Evaluación de la producción fotovoltaica frente al consumo energético

Al realizar un balance entre la producción y la demanda energética, la Figura 4-35, indica como los consumo energéticos anuales, en cada tramo, son cubiertos en gran parte por la producción PV. En todos los tramos, la producción acorde a lo dimensionado, es lo más cercana posible a la demanda. Se ha optado por esta alternativa ya que si se produciría para cubrir la totalidad de la demanda, se obtiene una sobreproducción en todos los meses, que finalmente no resulta tan ventajosa pues en el país no se han expedido regulaciones que establezcan que el ente distribuidor deba estar en la obligación de reconocer al usuario, la energía excedente con algún tipo de compensación económica.

**Figura 4-35** Balance entre demanda energética y producción fotovoltaica por tramos



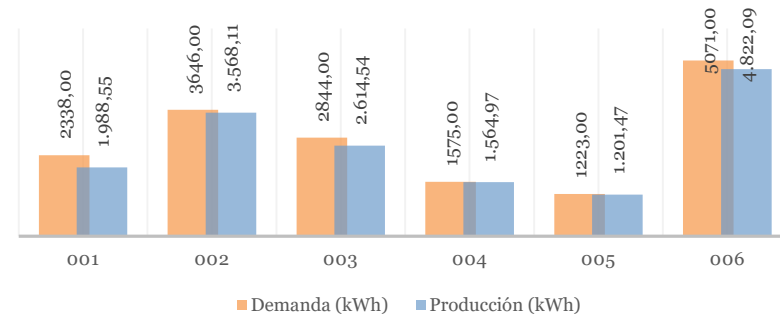
Como se mencionaba, todos los tramos (A, B, C, D E y F), cubren sus demandas con el mayor rendimiento que permite el dimensionamiento establecido, algunos lo hacen con valores más próximos, tal es el caso de los inmuebles del tramo B, con la menor



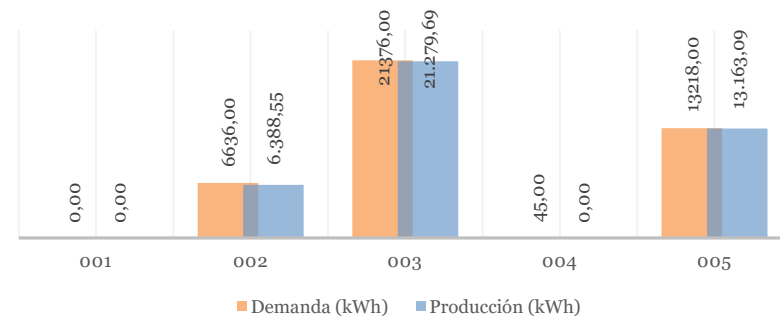
subproducción (443,67 kWh), además en total estos valores de subproducción son de 9.021,72 kWh y en promedio son 1.503,62 kWh. De igual manera, los tramos con mayor demanda y rendimiento son el B y E.

En las figuras presentadas a continuación se observa el comportamiento de la demanda/producción en cada predio seleccionado y distribuido por tramos. Mediante estos, se puede manifestar que existen edificaciones que sobresalen por su alta demanda/producción y por presentar valores mínimamente diferentes respecto a los consumos eléctricos de los inmuebles parte del estudio. Por ejemplo, en el tramo A, estos predios son el 004 y el 005, en el tramo B, 003 y 005; en el tramo C, el 001, en el tramo D, el 006, en el tramo E, el 002, y en el tramo F, 009 y 010.

**Figura 4-36** Balance entre demanda energética y producción PV, tramo A

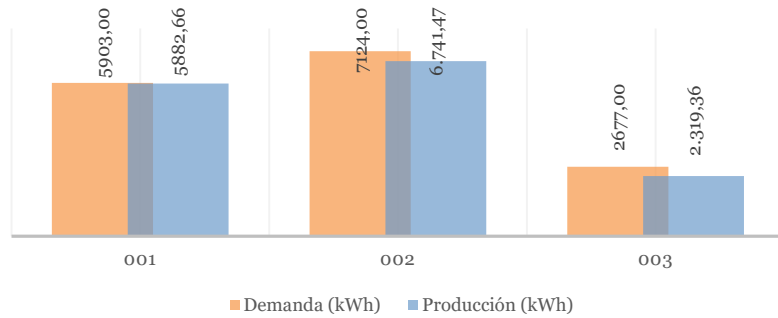


**Figura 4-37** Balance entre demanda energética y producción PV, tramo B

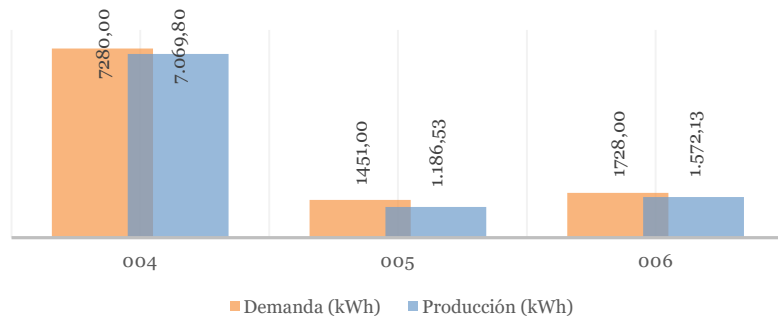




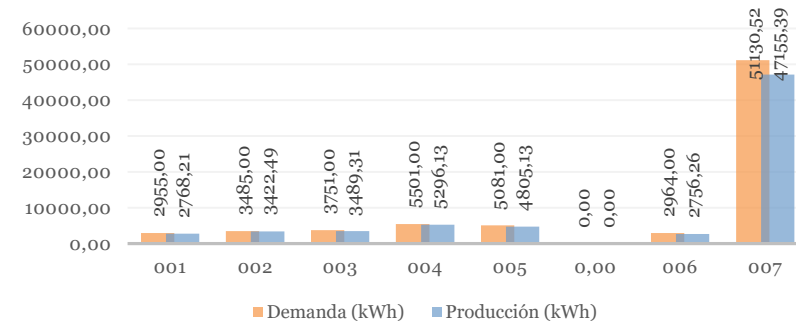
**Figura 4-38** Balance entre demanda energética y producción PV, tramo C



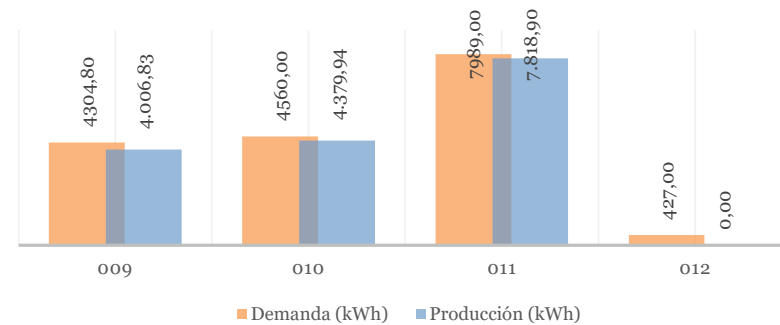
**Figura 4-39** Balance entre demanda energética y producción PV, tramo D



**Figura 4-40** Balance entre demanda energética y producción PV, tramo E

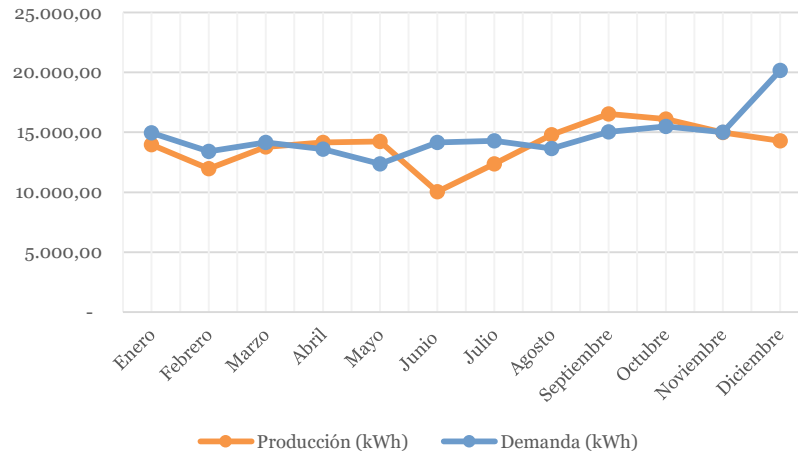


**Figura 4-41** Balance entre demanda energética y producción PV, tramo F





**Figura 4-42** Balance entre demanda energética y producción fotovoltaica mensual



Por otro lado, la Figura 4-42, indica de manera más detallada, el comportamiento entre la demanda y la producción, de manera mensual. A pesar de que, anualmente la producción de energía ha sido dimensionado para obtener un

autoabastecimiento energético lo más próximo posible a los consumo de las edificaciones del estudio, existen meses en los cuales la generación de energía presenta valores en los que esta dista de manera un poco considerable respecto al resto, tal es el caso de los meses de junio, julio y diciembre. De igual manera, existen meses en los cuales el rendimiento de los PV es mayor a la demanda, como lo son abril, mayo, agosto, septiembre y octubre, acumulando entre estos 5.672,26 kWh, que frente a los 14.693,98 kWh faltantes, sigue presentándose una subproducción de 9.021,72 kWh.

Respecto, a los meses con mayor impacto por el desbalance entre demanda y producción, se encuentra diciembre con una subproducción eléctrica de 5.865,77 kWh, en cambio el mes con más sobreproducción (1.861,37 kWh) es mayo.

Como se mencionó en párrafos anteriores, en el eventual caso de que existan excedentes de energía, estos se acumulan para el mes siguiente, y en este caso pueden ser aplicados en los meses de abril y mayo, para junio, y de agosto a octubre, para noviembre y diciembre.

#### 4.3.3.1 Integración de vehículos eléctricos

En el contexto actual, se ha considerado incluir un vehículo eléctrico por cada usuario, para de esta manera dimensionar que cantidad adicional de paneles PV se requeriría para abastecer esta nueva demanda, y si en cada caso la disponibilidad geométrica de las cubiertas permitiría producir para un mayor consumo.

En este caso hipotético, se considera un tipo de vehículo como el indicado en la Figura 4-43, y descrito en la Tabla 4-8,

además un indicador de kilómetros recorridos por vehículo. Respecto a este indicador, se toma como referencia el estudio de Sarango & Moncayo (2016), donde se determina que el recorrido promedio de un vehículo particular tipo automóvil en la ciudad de Cuenca es de 36,04 km/día.

*Figura 4-43 Vehículo eléctrico tipo*



*Nota. Adaptado de (El Universo, 2019)*



**Tabla 4-8** Características de vehículo eléctrico tipo para abastecimiento

VEHICULO TIPO	
CARACTERÍSTICAS	DESCRIPCIÓN
Marca	KIA
Modelo	SOUL EV ECO Electric
Autonomía (km)	200
Capacidad de carga (kWh)	27
Energía (kW)	90
Desempeño(kWh/km) (1 carga completa)	27/200

Nota. Fuente: Elaborado según(Kia Motors Ecuador, 2020)

Con estos datos, se puede determinar los kilómetros recorridos mensualmente y anualmente, y así poder fijar la energía necesaria para su abastecimiento. De esta manera, y en resumen, se prevé un escenario, con los siguientes aspectos, un vehículo tipo *Soul EV Eco Electric*, con un recorrido diario de 36,04 km y un consumo mensual de 145,96 kWh (30 días) y 150,83 kWh (31 días). Respecto, al número de vehículos se

dispondrían de 61 vehículos, que responden al número de usuarios por medidor, exceptuándose los que inicialmente por sus demandas mínimas o nulas no fueron incluidos en el dimensionamientos de sistemas PV.

Con esta información, se pudo determinar los requerimientos energéticos que se darían por incluir una nueva carga, como es el vehículo eléctrico. A nivel de toda la zona se obtuvo lo siguiente:

- En base a los indicadores de recorrido mencionados anteriormente, cada vehículo demandaría 1.775,87 kWh para rodar en el lapso de un año.
- Los 61 vehículos eléctricos demandan 108.328,13 kWh.
- El consumo energético actual pasaría de 176.283,32 kWh a 284.611,45 kWh, es decir incrementa en un 61,45%.



- La producción de energía PV, incrementaría en un 34,21%, ya que cambiaría de 167.261,60 kWh a 224.475, 33 kWh.
- El autoabastecimiento energético llegaría ser del 78,87%, menor al actual (94,88%), ya que en algunos casos la disponibilidad de cubiertas es mínima o nula.
- Las nuevas demandas requerirían que se implementen 146 placas PV adicionales, es decir un 34,19% más al sistema actual (427). Esto indica un total de 933,99 m<sup>2</sup> de PV.

De igual manera, un análisis a nivel de tramos, lo podemos observar en la Figura 4-44, y de la cual se puede mencionar lo siguiente:

En el tramo A,

- La demanda con vehículos eléctricos llega a ser un 95,72% más que la demanda actual, principalmente porque en el

predio 002, su edificación posee cuatro departamentos, indicándonos un consumo de un número igual de vehículos.

- La producción del sistema PV implementado cubre en 83,32% las demandas, lo que implica adicionar 29 placas PV al sistema actual.

En el tramo B,

- La demanda con los vehículos eléctricos llega a ser un 38,72% más que la actual. Destacándose el predio 003, por aportar con un requerimiento de cinco vehículos, ya que existe una edificación con este número de locales comerciales.
- La producción logra autoabastecer en un 95, 68% a los nuevos consumos, requiriéndose adicionar 35 paneles PV.





En el tramo C,

- La demanda al incluir los vehículos eléctricos es 1,4 veces mayor a la demanda actual.
- El rendimiento de las placas PV, cubre en un 97,89% a la demanda. Se requiere adicionar al sistema actual 19 paneles PV.

En el tramo D,

- La demanda actual llega a incrementarse en un 84,9%, por adicionar los consumos de los vehículos eléctricos.
- La producción logra cubrir los nuevos consumos en un 96,36%, lo cual significa implementar 23 placas PV más.

En el tramo E,

- El consumo actual crece en un 73,53%, por la carga de los vehículos eléctricos. A este nuevo requerimiento, el predio

007, es el que mayor aporta, pues se ha previsto un vehículo por cada departamento y local comercial (25) que este multifamiliar posee.

- El rendimiento del sistema PV logra cubrir en un 61,69% la demanda, sobretodo porque en el multifamiliar del predio 007, su cubierta ya no dispone de espacio para adicionar placas PV, pues su demanda actual, ha ocupado esta área casi en su totalidad. Sin embargo, en el resto de edificaciones se admitirían incrementar 27 placas PV.

En el tramo F,

- La demanda con la carga de vehículos eléctricos llega a ser aproximadamente un 1/3 más que la actual.
- La producción logra autoabastecer en un 94,48%, lo que indica que se adicionarían 13 placas PV al sistema actual.

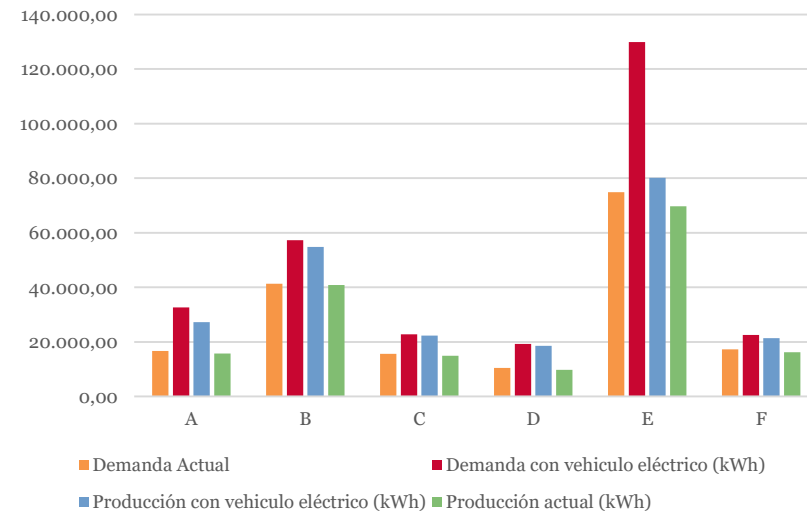


Por último, el tramo F, es el que menor subproducción indica (5.327,61 kWh), en contraste al tramo E, que presenta 55.052,00 kWh. Asimismo, en el tramo B, se adicionan un mayor número de placas PV, y por otro lado, en el tramo F, se incrementan un menor número placas PV.

Como acotación a este tema, se debe señalar, que si bien en algunos casos la tecnología PV implementada en estas simulaciones, no satisface en mayor medida, la nueva demanda que se genera al incluir los vehículos eléctricos; con el avance que se ha dado en el sector solar en los últimos años, sobretodo en el diseño de nuevas celdas, tal como las bifaciales y las *half-cell*, que permiten incrementar la eficiencia de los módulos, logrando que se requiera menor área para la instalación de estos (IRENA, 2019a) (Serrano & TRITEC Intervento, 2020), la implementación

de esta nueva tecnología en este tipo de escenarios, coadyuvaría a cubrir estas demandas en niveles más altos.

**Figura 4-44** Producción – demanda con requerimientos de vehículos eléctrico por tramos





#### 4.3.3.2 Oscilación horaria de producción – consumo acorde a irradiación y demanda

En este apartado, se analizan escenarios de consumo-producción, respecto a una semana característica del mes de diciembre, con días de máxima y mínima irradiación, detectados a partir del archivo climático, usado en la simulación para el dimensionamiento de los sistemas PV. En cuanto, a la semana de muestra del mes de diciembre, se examina los consumos en oscilación semanal. Se toma este periodo como ejemplar ya que la Empresa Eléctrica CENTROSUR, pudo facilitarme datos con consumos energéticos mínimos, máximos y promedios por horas de los días de la semana mencionada; debido a que esta institución realiza mediciones semanales para monitorear la calidad del

servicio, y en la zona parte del estudio, este monitoreo se lo realizo en el mes de diciembre.

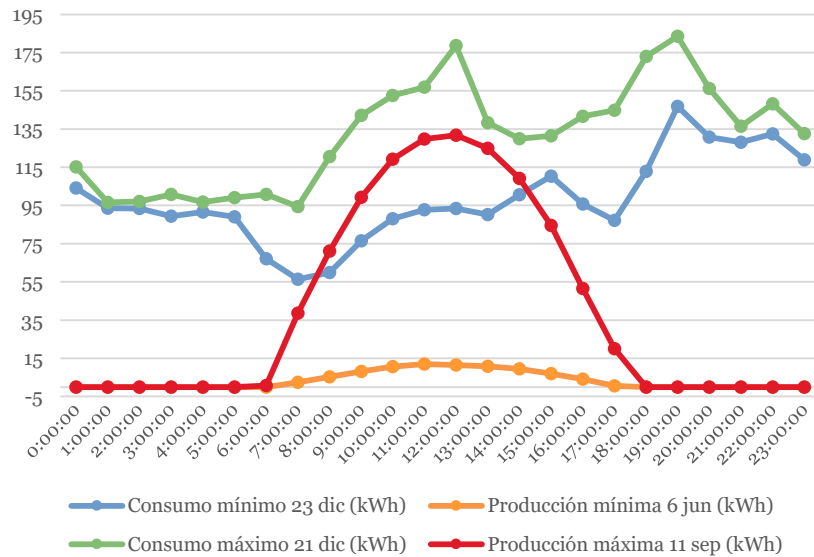
Por lo tanto en este contexto, y en el intervalo de tiempo originado, a partir del mediodía del martes 18 al mediodía del martes 25 de diciembre, el mayor consumo se despliega el viernes 21 y el menor el domingo 23 de diciembre.

En la Figura 4-45, al contrastar el rendimiento solar diario, por ejemplo, el día de mínima irradiación (81,34 kWh), 6 de junio con el de consumo mínimo (2.348,73 kWh) un día domingo 23 de diciembre, este supera a la producción en 29 veces más. También al comparar el día de menor producción frente al de mayor consumo, viernes 21 de diciembre, la capacidad PV es 39 veces menos que la demanda, con lo cual se establecen condiciones



extremas de capacidad de autoabastecimiento en escenarios de días extremos.

**Figura 4-45** Demanda-producción en días de máxima y mínima irradiación



Con respecto al rendimiento horario se tiene que, el día de producción máxima (11 de septiembre) frente al consumo mínimo (23 de diciembre), se produce un intervalo de sobreproducción, entre las 08h00 a 14h00, con un valor total de 184,02 kWh, dándose la mayor diferencia a las 12H00, con una producción 2/7 veces mayor a la demanda (38,39 kWh). Este remanente ayudaría a cubrir la demanda en horas posteriores, en específico hasta las 17h00 se contaría con autoabastecimiento.

De igual manera, en este contexto de análisis por horas, al contrastar el día de mayor demanda (21 de diciembre), con el de mayor irradiación (11 de septiembre), la producción resulta insuficiente para cubrir estas demandas, evidenciándose una producción equivalente a menos del 1% del consumo, en dos periodos, el primero de 12h00pm a 06h00am, y el segundo de



18H00 a 23h00. Asimismo, en el horario que la producción es más significativa, de 07h00 a 17h00, la producción puede cubrir en promedio un 63,01% a la demanda. La hora en la que mayormente se cubre el consumo, es las 13h00, donde se aporta el 90,36% de la demanda, en cambio a las 17h00, apenas se aporta con un 13,81% de la demanda.

Asimismo, al comparar el rendimiento horario, del día de mínima producción (6 de junio) con el de consumo mínimo (23 de diciembre), a lo largo de día se presenta diferencias significativas, siendo un tanto menores en el lapso de las 07h00 a las 16h00, donde en promedio se cubre el 9,30% de la demanda, que a comparación del resto del día no se logra aportar ni el 1% del requerimiento.

Ya al realizar una comparativa del rendimiento por día se tiene que el día de mayor demanda (3.167,76 kWh), 21 de diciembre, frente al de mayor irradiación (980,30 kWh), 11 de septiembre, este representa solo el 31% del consumo. Asimismo, al comparar el día de mayor rendimiento, con el de menor demanda, el primero representa solo el 42% del consumo mencionado, por lo que para abastecer la mayor parte de esta, se tendría que duplicar el rendimiento.

Por otro lado, el día de máxima irradiación produce 12,05 veces más energía que en el de menor irradiación. Respecto al consumo, el mayor es 1,35 veces más que el día de mínima demanda.



#### 4.3.4 Integración de PV en techumbres

Una vez determinado la producción de energía con paneles de silicio monocristalino, es importante simular el impacto visual que implicaría integrarlos con el fin de lograr un auto-aprovisionamiento, por lo que a través de fotomontajes en vistas áreas y a nivel de planta, se puede tener una idea bastante clara de cómo serían percibidas espacialmente.

De igual manera, al disponer los paneles solares en los tejados de las edificaciones, se considera el tipo de integración desde el punto de vista arquitectónico, optando por un sistema superpuesto, ya que, al ser edificaciones ya existentes, no se puede realizar cambios radicales en su estructura, siendo este sistema el menos invasivo. Además, la ubicación de las placas, evita en lo posible, que estas sean perceptibles a la vista, desde la calle, y que

alteren la armonía de las fachadas de las edificaciones, consiguiéndose esta finalidad lo más próximo posible.

#### **Montaje de Placas Fotovoltaicas**

Los paneles solares al estar superpuestos, deben considerar este factor en su sistema de montaje. En el caso de este barrio, al considerar diferentes edificaciones, se reconoce que existen diferentes tipos de cubiertas, con características que ameritan distintos tipos de acoplamiento de las placas. Por lo tanto, se determinó la existencia de dos tipologías de cubiertas, en base a su grado de pendiente, el primer grupo mayor a 12° y el segundo menor a 12°. En este último, a más de su inclinación, también el material de la techumbre, influye en el tipo de montaje elegido, debido a que se ha presentado casos en el que remate de estas, opto por concreto y en otras con planchas de galvalume.



De esta manera, se opta por tres sistemas de ensamblaje, coplanar, inclinado y auto portante. El sistema coplanar se aplica en las techumbres con una inclinación óptima para la disposición de paneles; mientras, en las estructuras inclinadas y auto portantes, el ángulo de la cubierta debe ser reconsiderado y así lograr un mejor aprovechamiento de los paneles PV. Asimismo, las estructuras inclinadas se colocan en cubiertas planas, que, en este caso, han sido revestidas con planchas de galvalume; y los autos portantes en las que se ha conservado el material de la obra civil, el hormigón.

En las siguientes figuras y apartados, se detalla el ensamblaje de cada sistema, y aplicado a cada caso

### Sistema auto portante

*Figura 4-46* Vista aérea de módulos PV con un sistema de anclaje auto portante





Al disponerse de una cubierta plana, como la del predio 003, en el tramo B, el sistema idóneo para esta, es el auto portante. En este caso, este es un sistema modular premontado, con un soporte inclinado que incorpora portalastres regulables para colocar cualquier tipo de contrapeso. Además, para garantizar estabilidad, cuenta con un tipo de cortavientos posterior (sistema *Windbreaker*) y una base de EPDM (Sunfer Estructuras, 2021a). En específico para esta cubierta los módulos se colocan en horizontal, y se han dispuesto en cuatro filas, con siete módulos cada fila, a excepción de la primera con únicamente cuatro.

Su instalación resulta sencilla y rápida, ya que esta consiste en formar pórticos, y anclarlos a un perfil base, donde se emplazarán los contrapesos, para posteriori realizar el montaje de

los módulos y los cortavientos, todo esto mediante el uso de pernos y tornillos.

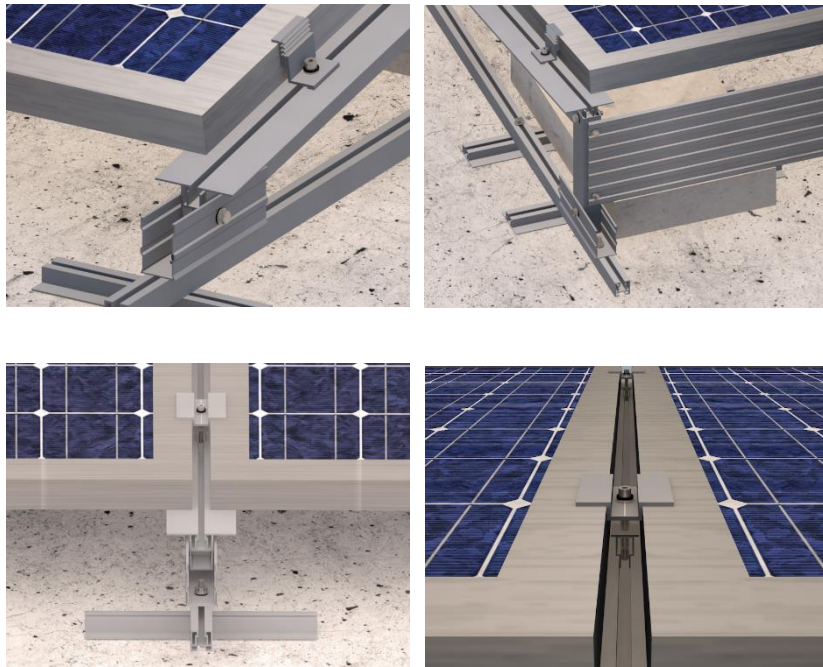
*Figura 4-47 Disposición de módulos PV con un sistema de anclaje auto portante*





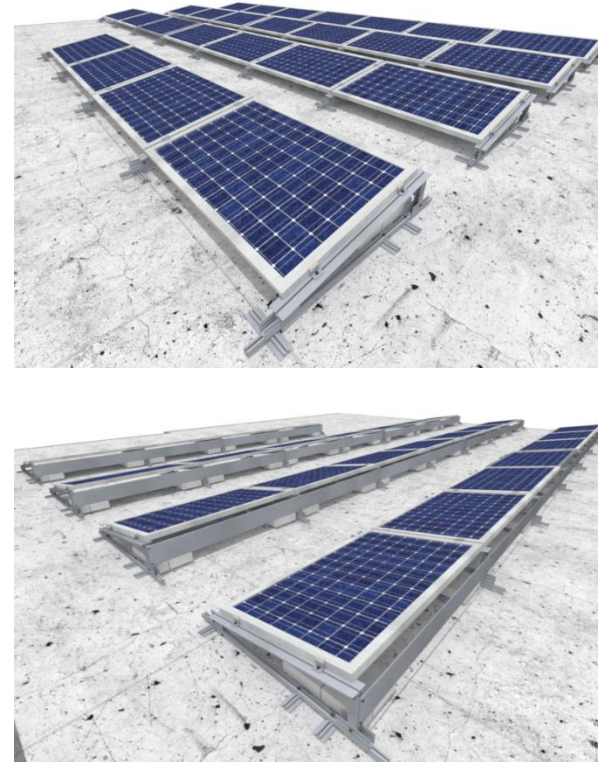


**Figura 4-48** Colocación de módulos PV en cubierta mediante sistema auto portante



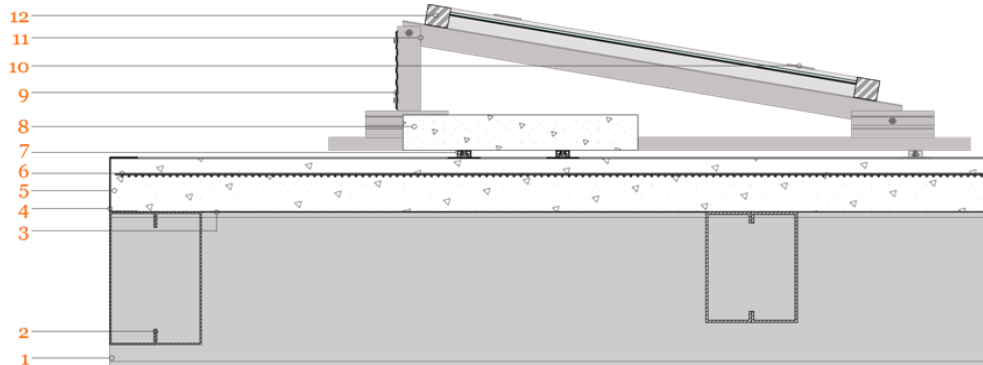
Nota. Adaptado de Catalogo interactivo por (Sunfer Estructuras, 2021b) (<https://drive.google.com/file/d/1vPktnzT7naZ8nJPuj2uBD1lny3-Om5h/view>).

**Figura 4-49** Perspectivas de módulos PV en cubierta plana





**Figura 4-50** Detalles constructivos en 3D y 2D de sistema auto portante



1. Viga principal metálica VSN 350x150x8mm
2. Viga secundaria metálica: 2G 250x100x30x6mm
3. Placa colaborante de acero estructural galvanizado trapezoidal e=1mm
4. Perfil metálico de cierre tipo C 125x60x2mm
5. Hormigón in situ  $f'c=240\text{kg/cm}^2$
6. Malla electrosoldada de acero R84  $\text{Ø}=4\text{mm}$
7. Perfil base inferior de aluminio con portalastres
8. Contrapeso de bloque de hormigón cm
9. Cortavientos posterior
10. Presor central regulable
11. Soporte inclinado tipo pórtico de perfiles de aluminio para anclaje de PV
12. Módulo PV monocristalino de 96 celdas 100x163cm

Escala: 1:15



### Sistema coplanar para cubiertas inclinadas

La cubierta de la edificación 02 del predio 004, del tramo D, presenta una inclinación de  $34^\circ$ , por lo que el sistema de anclaje seleccionado es de tipo coplanar, es decir paralela a esta. Este sistema es un soporte coplanar continuo atornillado para cubierta de teja, que utiliza dos perfiles de aluminio como base para el montaje de módulos, los cuales se anclan a la estructura principal de la cubierta por medio de una varilla roscada y taco químico (Sunfer Estructuras, 2020). Su instalación requiere realizar un agujero, primero en la cubierta y después en la estructura de esta para que así la fijación utilizada pueda quedar firme en las vigas de subestructura de la cubierta, evitando que se requiera desmontar la cubierta.

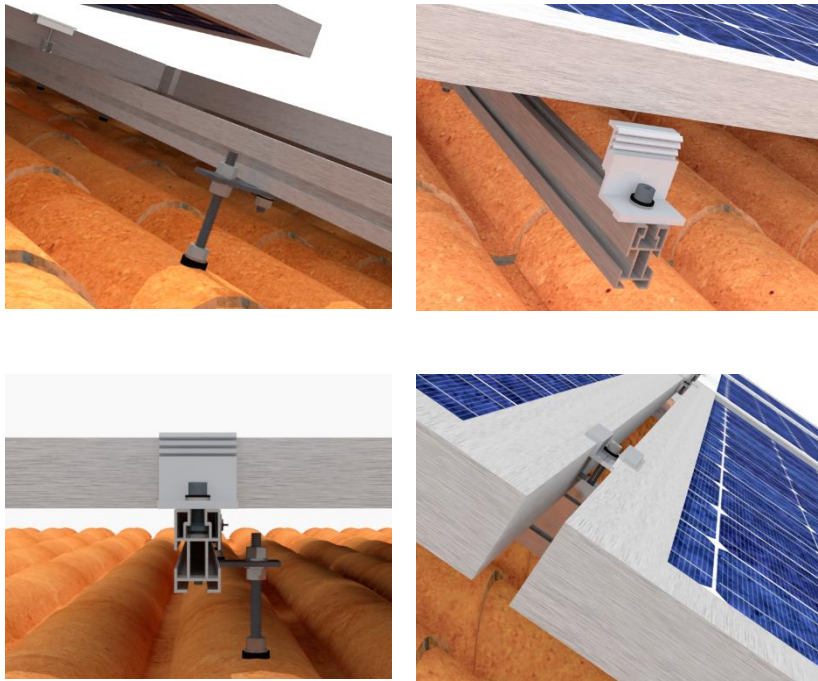
En este caso los módulos se han dispuesto de forma vertical, formando tres columnas de cuatro paneles, colocándose en total doce paneles.

*Figura 4-51* Vista área de módulos PV con un sistema de anclaje coplanar





**Figura 4-52** Colocación de módulos PV en cubierta a través sistema coplanar



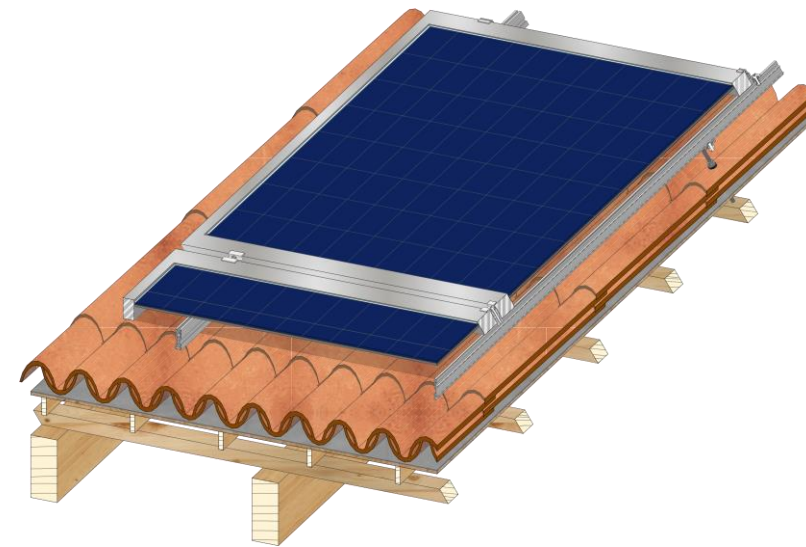
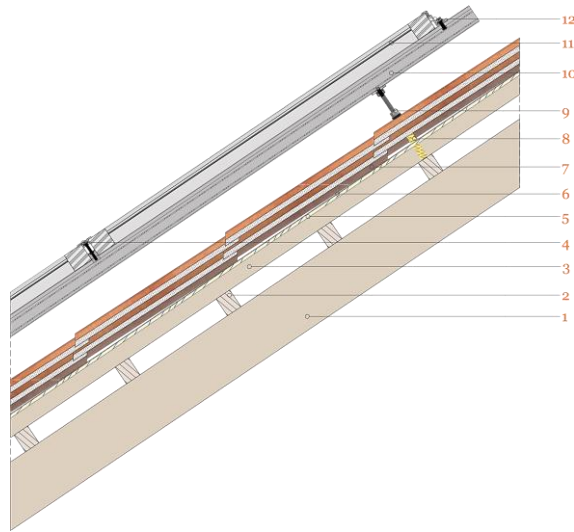
Nota. Adaptado de Catalogo interactivo por (Sunfer Estructuras, 2021b) (<https://drive.google.com/file/d/1vPktnzT7naZ8nJPyj2uBD1ny3-Om5h/view>).

**Figura 4-53** Perspectivas de módulos PV en cubierta con pendiente





Figura 4-54 Detalles constructivos en 3D y 2D de sistema coplanar



Escala: 1:10

1. Vigueta de madera (eucalipto) de 12x14cm
2. Tiras de madera (eucalipto) de 5x4cm
3. Tirilla de madera (eucalipto) de 4x2cm
4. Presor central ajustable
5. Tablero OSB de 122x244cm e=9,5mm
6. Lámina impermeabilizante (Geo membrana HDPE e=0,75mm)
7. Teja artesanal
8. Espuma expansiva de poliuretano para anclaje de varilla
9. Fijación de sistema coplanar (Varilla roscada M10, con arandela de neopreno y tuerca, anclada a vigueta de madera con sellante de poliuretano y taco plástico).
10. Soporte coplanar continuo atornillado de aluminio para cubierta inclinada
11. Módulo PV monocristalino de 96 celdas 100x163cm
12. Presor lateral ajustable



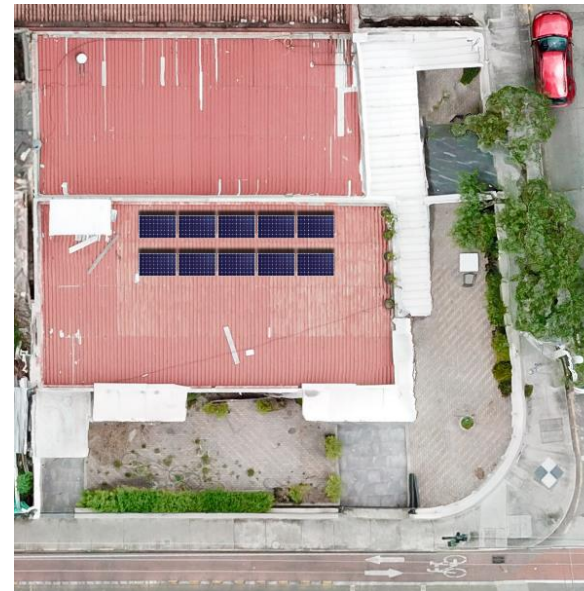
### Sistema inclinado cerrado

Este sistema se ha dispuesto en una cubierta como la edificación del predio 009 del tramo F, la cual es una cubierta con una inclinación menor a  $5^\circ$ , por lo que para lograr un mejor rendimiento de las placas PV, este ángulo es modificado a través del uso de un sistema de anclaje con inclinación. Este sistema incluye un soporte con una inclinación previamente establecida, compuesto por tres perfiles de aluminio y un arriostramiento posterior, sobre los cuales se colocan los paneles y estos a su vez, son asegurados con presores centrales (Sunfer Estructuras, 2021a).

De esta manera, todo este soporte se ancla a la estructura metálica de la cubierta, mediante un tornillo auto perforante ubicado en los extremos del perfil inferior del soporte, y que une este perfil con la correa metálica de la cubierta.

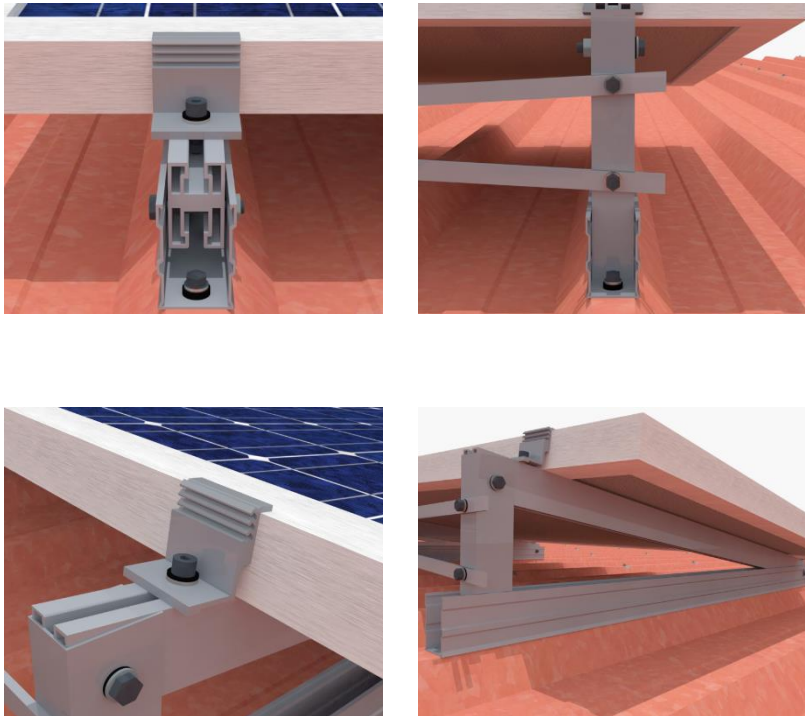
La disposición de los PV se realiza de manera horizontal y se distribuyen en dos filas compuestas por cinco módulos cada una.

*Figura 4-55* Vista área de módulos PV con un sistema de anclaje inclinado





**Figura 4-56** Colocación de módulos PV en cubierta a través sistema coplanar



Nota. Adaptado de Catalogo interactivo por (Sunfer Estructuras, 2021b) (<https://drive.google.com/file/d/1vPktnzT7naZ8nJPyj2uBD1lny3-Om5h/view>).

**Figura 4-57** Perspectivas de módulos PV en cubierta con pendiente

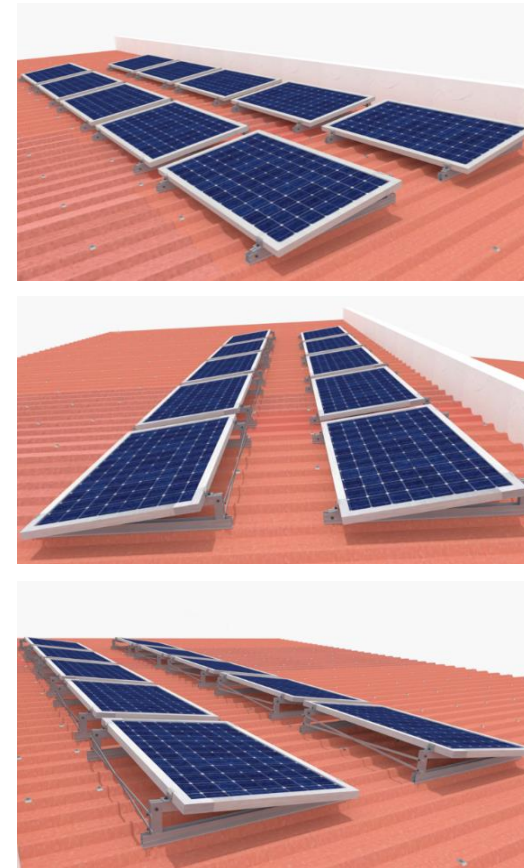
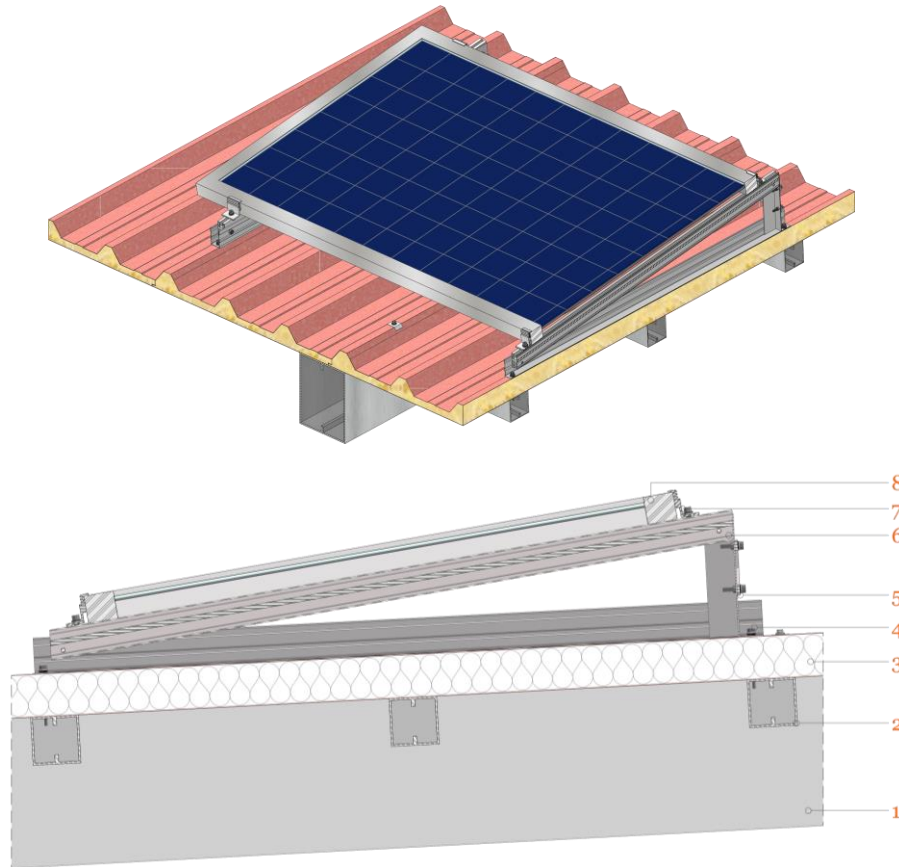




Figura 4-58 Detalles constructivos en 3D y 2D de sistema inclinado cerrado



Escala: 1:10

María Belén Morocho Pulla

1. Viga principal metálica: 2G  
250x100x25x5mm
2. Viga secundaria metálica: 2G  
80x40x15x3mm
3. Panel de acero tipo sándwich con  
aislamiento de lana de vidrio e=1"
4. Perfil base inferior de aluminio tipo C  
anclado con tornillo auto perforante #14x3  
1/2"
5. Riostra de aluminio del soporte inclinado
6. Soporte inclinado tipo pórtico de perfiles de  
aluminio para anclaje de PV
7. Presor lateral regulable
8. Módulo PV monocristalino de 96 celdas  
100x163cm





De la Figura 4-59 a la Figura 4-64, se observa que desde una vista de sobrevuelo, la adaptación de paneles PV, no produjo una afectación visual de alto impacto, como inicialmente se buscaba; y que factores como la sobre posición de forma paralela al faldón de cada cubierta y la respuesta en número únicamente al requerimiento de abastecer consumos eléctricos de cada edificación; coadyuvaron a este propósito. Sin embargo, este propósito se ha logrado en menor proporción en algunos casos, pues la ocupación de estos tejados se lo hizo en mayor medida, debido a las altas demandas energéticas.

Así también, desde la Figura 4-65 a la Figura 4-70, se puede observar vistas panorámicas de todos los tramos, con el propósito de dar a entender espacialmente el contexto en el que los paneles PV han sido adaptados.

En el caso, de una perspectiva desde la calle y de una vista de un observador con una altura promedio (167 cm), la percepción de las placas PV, en la mayoría de las edificaciones, no genera un considerable impacto que altere la armonía de estas con su entorno. Aun así, existen algunas construcciones en las que al recorrer la zona de estudio, y desde diferentes puntos de vista, como los observados desde la Figura 4-71 a la Figura 4-82, los paneles PV son visibles para un peatón; por lo que se ha optado en estas imágenes, colorear de manera distinta a su contexto, las cubiertas en las que ocurre esta situación, y así después, ilustrar en las Figura 4-83 a la Figura 4-90, como las instalaciones PV inciden en estos espacios..

Como se podrá observar en las imágenes citadas anteriormente, los fotovoltaicos, resultan perceptibles, al



observar detalladamente a las construcciones desde diferentes puntos de vista, y en algunos casos de cierta manera se mimetizan por los materiales de construcción de las cubiertas, o por objetos del paisaje.



*Figura 4-59 Integración de paneles PV en techumbres de tramo A, vista aérea*





*Figura 4-60 Integración de paneles PV en techumbres de tramo B, vista aérea*





*Figura 4-61 Integración de paneles PV en techumbres de tramo C, vista aérea*





*Figura 4-62 Integración de paneles PV en techumbres de tramo D, vista área*



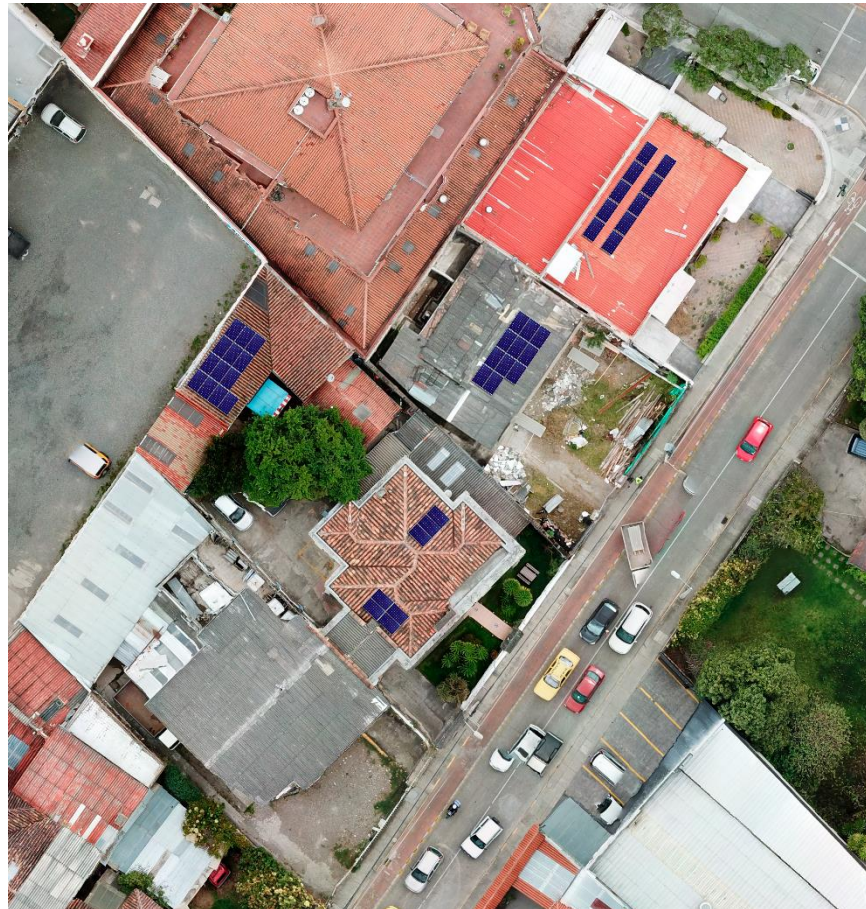


*Figura 4-63 Integración de paneles PV en techumbres de tramo E, vista área*





*Figura 4-64 Integración de paneles PV en techumbres de tramo F, vista área*







*Figura 4-65* Vista panorámica del tramo A desde la calle Remigio Tamariz



*Figura 4-66* Vista panorámica del tramo B desde la calle Remigio Tamariz





*Figura 4-67* Vista panorámica del tramo C desde la calle Agustín Cueva



*Figura 4-68* Vista panorámica del tramo D desde la calle Remigio Tamariz





*Figura 4-69* Vista panorámica del tramo E desde la calle Remigio Tamariz



*Figura 4-70* Vista panorámica del tramo F desde la calle Agustín Cueva





**Figura 4-71** Cubiertas visibles con PV, tramo A (parte 1)



**Figura 4-73** Cubiertas visibles con PV, tramo A (parte 3)



**Figura 4-72** Cubiertas visibles con PV, tramo A (parte 2)



**Figura 4-74** Cubiertas visibles con PV, tramo B (parte 1)





**Figura 4-75** Cubiertas visibles con PV, tramo B (parte 2)



**Figura 4-77** Cubiertas visibles con PV, tramo C y D



**Figura 4-76** Cubiertas visibles con PV, tramo C



**Figura 4-78** Cubiertas visibles con PV, tramo D (parte 1)





**Figura 4-79** Cubiertas visibles con PV, tramo D (parte 2)



**Figura 4-81** Cubiertas visibles con PV, tramo E (parte 1)



**Figura 4-80** Cubiertas visibles con PV, tramo E y F



**Figura 4-82** Cubiertas visibles con PV, tramo E (parte 2)





**Figura 4-83** Vista de paneles PV, desde la calle, predio 003, tramo A



**Figura 4-84** Vista de paneles PV, desde la calle, predio 002, tramo B





*Figura 4-85* Vista de paneles PV, desde la calle, predio 001, tramo C



*Figura 4-86* Vista de paneles PV, desde la calle, predio 004, tramo E







**Figura 4-87** Vista de paneles PV, desde la calle, predio 005, tramo E



**Figura 4-88** Vista de paneles PV, desde la calle, predio 008, tramo E





**Figura 4-89** Vista de paneles PV, desde la calle, predio 011, tramo F



**Figura 4-90** Vista de paneles PV, desde la calle, predio 001 -002, tramo A y predio 008, tramo E



**CONCLUSIONES Y  
RECOMENDACIONES**





## 5.1 Conclusiones

En primera instancia, la presente investigación ha determinado que con un análisis previo del contexto espacial, de las demandas energéticas y de la selección de una tecnología solar adecuada para tal caso, se puede aprovechar de manera óptima la geometría de las cubiertas de las edificaciones seleccionadas, para que así, los consumidores de esta zona puedan suplir en su mayoría sus demandas energéticas, aprovechar el uso de ER y contribuir en parte a la disminución de emanaciones contaminantes que genera el uso de energía eléctrica pública proveniente casi en su totalidad de fuentes hidroeléctricas.

Como punto de partida en la implementación de ER como principal fuente de energía para la generación de electricidad in situ, se ha examinado tres proyectos residenciales, donde el uso

de energía solar, en conjunto con estrategias que, permitan una armonía entre arquitectura-medioambiente, y aminoren las demandas de climatización y las típicas del diario vivir de un consumidor, forman la base fundamental para incursionar en el auto aprovisionamiento energético.

Ya en específico, en el caso de este estudio, se seleccionó una zona de la ciudad ubicada en la parroquia Sucre, dado que la Empresa Eléctrica CENTROSUR nos proporcionó información de consumos horarios de esta. Así como también, por ser una zona urbana consolidada de uso mixto; y en la que se ubican los medidores conectados al transformador del cual se disponía información de los consumos energéticos, y que se encuentran distribuidos en las calles Remigio Tamariz y Agustín Cueva. Se encontraron 65 medidores distribuidos en 28 predios, ubicados a



lo largo de los seis tramos, en los que se dividió la zona de estudio por fines prácticos, y los cuales mostraron una demanda energética de 176.283,32 kWh en el año 2019. Por lo tanto, a partir de estos datos y en dirección a lograr una producción lo más aproximada posible a la demanda de cada edificación y aprovechando el faldón que en cada cubierta se mostrase como el más idóneo para la disposición de colectores PV, la producción total es de 167.261,60 kWh al año, llegando a cubrir en general un 94,88% del consumo de electricidad del sector. Este rendimiento implicó implementar 427 placas PV con una potencia de 335 WP, es decir, 696,01 m<sup>2</sup> de PV, distribuidos en 29 cubiertas. Además, el área disponible en las techumbres para la instalación de tecnología PV, es de 5.824,78 m<sup>2</sup>, de los cuales finalmente se ocupó el 11,95%.

Asimismo, la producción a lo largo del año suple en promedio un 95% de las demandas, exceptuando los meses de junio, julio y diciembre, donde en promedio se llega a cubrir solo el 76 % de estas; pero también en los meses de abril, mayo, agosto, septiembre y octubre, la producción supera en un 8,33% a los consumos energéticos. En el caso de esta sobreproducción, como lo menciona el ente regulador (ARCERNNR), el excedente se acumula para cubrir demandas de los meses siguientes, aun así estos excedentes no pueden superar más de dos años para ser reconocidos.

Asimismo, ante este escenario se planteó adicionar a la demanda actual la utilización de un vehículo eléctrico por usuario, resultando 61 vehículos en total, con características similares en cuanto a su tipo, recorrido y consumo anual. Lo cual, nos expuso



que la demanda aumentaría en un 61,45%, la producción en un 34, 21% y se tendrían que adicionar 146 placas PV, es decir, se necesitarían 237,98 m<sup>2</sup> de placas PV mas para abastecer a los potenciales autos eléctricos.

De este modo, al establecer la producción energética de las edificaciones, la incorporación de paneles PV, y como se ha mencionado, disponiéndolos siempre en la parte de la techumbre que mayor beneficio produjese, pero también en pro de lograr la mayor aproximación posible a ser edificaciones Net Zero, ya que si bien se podría plantear en todos los casos que la producción fuese aún más cercana e incluso se sobrepasara, las regulaciones en el país, no muestran incentivos para que esta sobreproducción de energía pueda ser comprada por el ente proveedor de energía eléctrica, o inyectada en la red pública y destinada a suplir otras

demandas de la ciudad; lo ideal en este caso, a nivel económico principalmente, resulta producir energía con valores lo más cercanos posible a los consumos.

En última instancia, la implementación de colectores PV, demanda prever a nivel constructivo como estos se integraran en las cubiertas, por lo cual, se detectó tres tipos de cubiertas presentes en esta zona, en base a su grado de inclinación (<12° - >12°) y el material de la techumbre (hormigón armado – planchas de galvalume). Determinándose así, el uso de tres sistemas de montaje para los paneles PV, tal como el soporte coplanar, inclinado y auto portante. Estos usan perfiles de aluminio.

Respecto al impacto visual que supondría la instalación de paneles PV, desde la vista de una persona con altura promedio que se encuentre en las aceras de esta zona, se determinó que en



algunos casos no logran divisarse sobre todo por la ubicación del faldón donde se encuentran o por la altura de la edificación, sin embargo cuando logran ser visualizados por los peatones, como son los casos que se describieron en las figuras del capítulo anterior, estos no atentan en gran medida al paisaje al que pertenecen, pues elementos naturales a la distancia los hacen menos visibles; pero también en un caso en específico, el edificio multifamiliar, que debido al gran número de placas PV instaladas en todos sus faldones, la percepción que se tiene de la propia edificación, se ha visto un tanto afectada.

De esta manera, se evidencia que, la implementación de tecnología solar cumple con el rol de ser una fuente de energía confiable para las demandas de nuestro diario vivir, además, de que presenta muchas más ventajas a nivel ambiental y económico

que respecto a las fuentes habituales de las que proviene actualmente nuestra energía eléctrica.



## 5.2 Recomendaciones

Al concluir la investigación, se recomienda una mejoría en ciertos aspectos, tal como, la existencia de una mayor difusión de la implementación de tecnología solar como alternativa a la autogeneración urbana, desde un ámbito constructivo, arquitectónico y funcional, pues su impacto positivo a nivel ambiental, económico y social, aún resulta subestimado.

También, desde el ámbito académico, es importante incentivar el uso de ER, desde su planificación hasta su implementación, en los diferentes proyectos arquitectónicos y urbanísticos que se plantean a lo largo de la formación profesional. Además, que resultaría idóneo, una mayor difusión de diferentes software que permitan cuantificar la producción energética con cualquier ER.

Asimismo, por parte de los entes encargados de regular la energía eléctrica en el país, se sugeriría modificaciones a las regulaciones actuales, que permitan una mayor accesibilidad a la implementación de tecnologías renovables a menor escala, pues las actuales no manifiestan mayores incentivos para el uso de estas, ni tampoco permiten que sea ágil su actual integración.

Finalmente, para futuros estudios se recomendaría plantear la utilización de diferentes tecnologías renovables, optando por la que mayor beneficios mostrara en un determinado contexto, además de incluir otras demandas que se pudiesen volver cotidianas en el diario vivir y en un entorno mucho más amplio.





### 5.3 Lista de referencias

Abd Alla, S., Bianco, V., Tagliafico, L. A., & Scarpa, F. (2020). An innovative approach to local solar energy planning in Riva Trigoso, Italy. *Journal of Building Engineering*, 27(May 2019), 100968. <https://doi.org/10.1016/j.jobbe.2019.100968>

Agora Energiewende. (2019). *La Energiewende en síntesis. 10 preguntas y respuestas sobre la transición energética alemana.*

Aguilar, I. (2018, June 4). Emisión de CO<sub>2</sub> supera el límite en Cuenca. *El Tiempo*, 1–6. <https://www.eltiempo.com.ec/noticias/cuenca/2/emision-co2-cuenca>

AIA Minnesota, CSBR, Fundación McKnight, & Minnesota Design Center. (2015). *ECO-VIIKKI | Helsinki, Finland.*

<https://www.21stcenturydevelopment.org/case-studies/eco-viikki/>

Alonso-García, M. C., Ruiz, J. M., & Chenlo, F. (2006). Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of a photovoltaic module. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 90(3), 329–340. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2005.04.022>

Alonso, A. (2010). Vitoria-Gasteiz Capital Verde Europea : Caminando hacia una ciudad competitiva neutra en carbono. *Conama 10*, 21.

Alvarado, R. G., Wegertseder, P., Baeriswyl, S., & Trebilcock, M. (2014). Mapa energético-solar de concepción: Cartografía urbana del consumo energético y captación solar en edificaciones residenciales de concepción, Chile. *Revista de*



- Geografía Norte Grande*, 2014(59), 123–143.  
<https://doi.org/10.4067/S0718-34022014000300008>
- Alvarez Lozano, D. A. (2017). *Evaluación de la orientación y el ángulo de inclinación óptimo de una superficie plana para maximizar la captación de irradiación solar en Cuenca-Ecuador* (Vol. 1). Universidad Politecnica Salesiana.
- Antuña-Rozado, C., García-Navarro, J., & Huovila, P. (2019). Challenges in adapting sustainable city solutions from Finland to different contexts worldwide: A Libyan case study. *Energies*, 12(10). <https://doi.org/10.3390/en12101883>
- Appels, R., Lefevre, B., Herteleer, B., Goverde, H., Beerten, A., Paesen, R., De Medts, K., Driesen, J., & Poortmans, J. (2013). Effect of soiling on photovoltaic modules. *Solar Energy*, 96, 283–291. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2013.07.017>
- ARCERNNR. (2021a). *Balance Nacional de Energía Eléctrica (BNEE)-Año móvil con corte a abril 2021*.
- REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-001, (2021).
- ARCERNNR. (2021b). *Resolución Número 013-2021* (pp. 4–39).
- ARCONEL. (2019). *Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2018*.
- ARCONEL. (2020). *Energía producida*.
- Arola, T., Eskola, L., Hellen, J., & Korkka-Niemi, K. (2014). Mapping the low enthalpy geothermal potential of shallow Quaternary aquifers in Finland. *Geothermal Energy*, 2(1). <https://doi.org/10.1186/s40517-014-0009-x>
- Arranz, I., & Oficina Económica y Comercial de España en Berlín. (2016). *La transición energética en Alemania: Energiewende 2016*.
- Asamblea Nacional. (2019). *Pleno de la Legislatura contribuye al*



- desarrollo de la eficiencia energética en Ecuador.*  
<https://www.asambleanacional.gob.ec/es/noticia/60462-pleno-de-la-legislatura-contribuye-al-desarrollo-de-la>
- Barragán-Escandón, A., Terrados-Cepeda, J., & Zalamea-León, E. (2017). The role of renewable energy in the promotion of circular urban metabolism. *Sustainability (Switzerland)*, 9(12), 1–29. <https://doi.org/10.3390/su9122341>
- Barragán Escandón, E., Zalamea León, E., Terrados, J., & Vanegas Peralta, P. (2019). Factores que influyen en la selección de energías renovables en la ciudad. *Revista EURE - Revista De Estudios Urbano Regionales*, 45(134), 259–288.
- BID, & GAD Municipal Cuenca. (2014). Ciudad ciudad sostenible- Plan de acción. In *Plan de Acción*.
- BID, & MEER. (2017). Plan nacional de eficiencia energética 2016-2035. In *Plan nacional de eficiencia energética 2016-2035*.
- Bioregional. (2017). *BedZED-The UK's first large-scale eco-village.* Case Studies. <https://www.bioregional.com/projects-and-services/case-studies/bedzed-the-uks-first-large-scale-eco-village>
- Bondio, S., Shahnazari, M., & McHugh, A. (2018). The technology of the middle class: Understanding the fulfilment of adoption intentions in Queensland's rapid uptake residential solar photovoltaics market. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 93(IV), 642–651. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.05.035>
- BRESCU (Building Research Energy Conservation Support Unit). (2002). *BedZED-Beddington Zero Energy Development*,



- Sutton. *General Information Report* 89. <http://www.cibse.org/getmedia/ec1a98e7-9713-4903-81bo-64001456657d/GIR89-BedZED---Beddington-Zero-Energy-Development,-Sutton.pdf.aspx>
- Cadavid-Rodríguez, L. S., & Bolaños-Valencia, I. V. (2015). Aprovechamiento de residuos orgánicos para la producción de energía renovable en una ciudad colombiana. *Energética*, 46, 23–28.
- Campos Fernández, M., & Delgado Ruiz, F. (2012). *Manual de mantenimiento-Planta solar fotovoltaica de 500kW sobre la cubierta de una nave industrial en la ciudad de Sevilla*. Universidad de Sevilla.
- Castejón Oliva, A., & Santamaría Herranza, G. (2010). Módulos fotovoltaicos. In Editex (Ed.), *Instalaciones solares fotovoltaicas* (Ablanque, pp. 22–26).
- Chance, T. (2009). Towards sustainable residential communities; the Beddington Zero Energy Development (BedZED) and beyond. *Environment and Urbanization*, 21(2), 527–544. <https://doi.org/10.1177/0956247809339007>
- Chen, C., Xue, B., Cai, G., Thomas, H., & Stückrad, S. (2019). Comparing the energy transitions in Germany and China: Synergies and recommendations. *Energy Reports*, 5, 1249–1260. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2019.08.087>
- Cifuentes Thorrens, K., Rodríguez Peña, A., & Valencia Ochoa, G. (2018). Análisis bibliométrico de las investigaciones en sistemas híbridos de energía renovables Solar - Eólica comprendido entre el año 2000 a 2017. *Espacios*, 39(22), 21.
- CODS. (2019). *Lanzamiento del Reporte de Desarrollo Sostenible*



2019. <https://doi.org/10.2307/j.ctvb4bt7g.5>
- Comisión Europea. (2014). *2030 Climate & energy framework- Climate Action*.  
[https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en)
- Cuevas, C., Jerez, J., & Fissore, A. (2016). Sistemas Activos de Captación Solar. In Universidad del Bio-Bio (Ed.), *Potencial Solar en la Arquitectura y Ciudad* (pp. 24–32).
- Dafermos, G., Kotsampopoulos, P., Latoufis, K., Rivela, B., Washima, F. P., Ariza-Montobbio, P., & López, J. (2015). Energía: conocimientos libres, energía distribuida y empoderamiento social para un cambio de matriz energética. *Buen Conocer Flok Society-Modelos Sostenibles y Políticas Públicas Para Una Economía Social Del Conocimiento Común y Abierto En Ecuador*, 2, 431–476. web: <http://book.floksociety.org>
- Delta Volt SAC. (2020). *Paneles Solares, Tipos y Eficiencias - Energía solar y eólica en Peru*. <https://deltavolt.pe/energia-renovable/energia-solar/paneles-solares>
- Dempsey, N., & Jenks, M. (2006). Beddington Zero-Energy Development. In *Future Forms and Design For Sustainable Cities* (Routledge, pp. 432–433).
- Departamento de Arquitectura de la Universidad de Oulu. (2021). *Eko-Viikki, Helsinki*. Liikuntakaavoitus.Fi. <https://liikuntakaavoitus.fi/kaytannossa/kaytannon-esimerkit/helsinki/>
- Dirección General de Acción por el Clima, & Comisión Europea. (2019). *Seamos climáticamente neutros en 2050*.
- Droege, P. (2012). International Case Studies. In Earthscan (Ed.),



*100% Renewable: Energy autonomy in action* (pp. 145–148).

<https://books.google.com.ec/books?id=HllZW4ZSheUC&pg=PA145&lpg=PA145&dq=eco+viikki+finlandia&source=bl&ots=rKgg3QpOK6&sig=ACfU3U05wPKn3AZ4NnDjn4tq-dNW2QxItw&hl=es-419&sa=X&ved=2ahUKEwi98bTZ2djnAhUEd6wKHQ4UDt04ChDoATAEegQICRAB#v=onepage&q&f=false>

El Universo. (2019, May 31). *Los carros eléctricos gastan menos en mantenimiento.* El Universo.

<https://www.eluniverso.com/noticias/2019/05/31/nota/7353871/carros-electricos-gastan-menos-mantenimiento/>

El Universo. (2021, October 24). *Criterios divididos en fijación de precio de diésel y gasolinas extra y ecopais en Ecuador* |. El

Universo, Economía .  
<https://www.eluniverso.com/noticias/economia/criterios-divididos-en-fijacion-de-precio-de-diesel-y-gasolinas-extra-y-ecopais-en-ecuador-nota/>

EMOV EP. (2016). *Informe de la calidad del aire de Cuenca durante el año 2016.*

EMOV EP. (2017). *Informe de la calidad del aire de Cuenca durante el año 2017.*

EMOV EP. (2018). *Informe de la calidad del aire de Cuenca durante el año 2018.*

EMOV EP. (2019). *Radiacion global.*  
<http://caire.emov.gob.ec/monitoreo/index.xhtml>

EMOV EP. (2020). *Meteorological values. Hourly values report.*  
<http://caire.emov.gob.ec/monitoreo/index.xhtml>



Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. (2019). *Consulta y pago de Planillas – Centrosur.*

<https://www.centrosur.gob.ec/consulta-de-planillas/>

Enerdata. (2019a). *Emisiones de CO2 procedentes de la combustión de combustibles "Estadísticas mundiales actualizadas sobre CO2 "*. Anuario Estadístico Mundial de Energía 2019. <https://datos.enerdata.net/quema-co2-combustible/emisiones-CO2-procedentes-quema-combustible.html>

Enerdata. (2019b). *Estadísticas de consumo energético mundial.* Anuario Estadístico Mundial de Energía 2019. <https://datos.enerdata.net/energia-total/datos-consumo-internacional.html>

EP Petroecuador. (2020, August 10). *Fijación de precios de los*

*combustibles se realiza con la aplicación del sistema de bandas.* Noticias EP PETROECUADOR.

<https://www.eppetroecuador.ec/?p=9124>

Espejo Marín, C. (2004). La energía solar fotovoltaica en España. *NIMBUS*, 13-14(1139-7136), 5-31.

Espinoza, D., & Viteri, C. (2019). Análisis económico de la eliminación del subsidio de la gasolina súper en el Ecuador. *Revista Espacios*, 40.

Espinoza Mosquera, J., Quesada Molina, F., Calle Pesántez, A., & Ortiz Fernández, J. (2019). Estándares de sustentabilidad para viviendas patrimoniales del Centro Histórico de Cuenca -Ecuador. *Estoa*, 8, 65-78. <https://doi.org/10.18537/est.v008.n015.a06.65>

Estrada Gasca, C. A. (2013). *Transición energética, energías*



- renovables y energía solar de potencia. *Revista Mexicana de Física*, 59(2), 75–84. <https://doi.org/ISSN:0035-001X>
- Farkas, K., Maturi, L., Scognamiglio, A., Frontini, F., Munari Probst, M. C., Roecker, C., Lundgren, M., & Wall, M. (2013). *T.41.A.3/2 Designing Photovoltaic Systems for Architectural Integration. Criteria and guidelines for product and system developers.*
- FCE. (2011). Documento Básico. Ahorro de energía. In *Código Técnico de la Edificación* (FCEdicione).
- Feng, W., Zhang, Q., Ji, H., Wang, R., Zhou, N., Ye, Q., Hao, B., Li, Y., Luo, D., & Lau, S. S. Y. (2019). A review of net zero energy buildings in hot and humid climates: Experience learned from 34 case study buildings. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 114(July), 109303. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109303>
- Fernández Salgado, J. M. (2009). Energía Solar fotovoltaica: Generalidades. In AMV Ediciones (Ed.), *Tecnología de las Energías Renovables* (Ediciones, pp. 107–111).
- Firlag, S. (2019). Cost-Optimal Plus Energy Building in a Cold Climate. *Energies*, 12(20). <https://doi.org/10.3390/en12203841>
- Fouad, M. M., Shihata, L. A., & Morgan, E. S. I. (2017). An integrated review of factors influencing the performance of photovoltaic panels. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80(July 2016), 1499–1511. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.141>
- Franco-Medina, R., & Bright-Samper, P. J. (2016). Acceso solar en la arquitectura y la ciudad. *Revista de Arquitectura*, 18(2),





- 95–106. <https://doi.org/10.14718/RevArq.2016.18.2.9>
- Frontini, F., Munari Probst, M. C., Scognamiglio, A., Roecker, C., Farkas, K., Maturi, L., & Zanetti, I. (2012). *IEA SHC Task 41: Solar energy systems in architecture. Integration criteria and guidelines (Part B)*.
- Fundación Municipal Turismo para Cuenca. (2019). *Conoce Cuenca*. <http://cuenca.com.ec/es/conoce-cuenca>
- GAD Municipal Cuenca. (2011). *Capas del proyecto áreas históricas*.
- Gaiddon, B., Kaan, H., & Munro, D. (2009). Photovoltaics in the urban environment. In *Photovoltaics in the urban environment: lessons learnt from large scale projects* (Earthscan). <https://doi.org/10.4324/9781849770149>
- García Lores, C. (2018). Ciudades ecosostenibles y cien por cien renovables. *TELOS*.
- Garrido, S. (2018). Por un futuro sustentable y una gestión democrática de la energía: la experiencia de construir un sistema de generación alternativa en la ciudad de Armstrong, Argentina. *Estudios Avanzados*, 29, 40–55.
- Gaudry, K., Godoy-vaca, L., Espinoza, S., Fernández, G., Investigación, I. De, N-, I., Pablo, J., & De, C. (2019). *Normativas de energía en edificaciones como estrategia de mitigación al cambio climático-Contribution of energy building codes in residential buildings as a mitigation strategy to climate change*. 11(18), 180–197. <https://doi.org/https://doi.org/10.18272/aci.v11i2.1285>
- Global Covenant of Mayors for Climate & Energy. (2019). *Global covenant of mayors for climate & energy*.



<https://www.globalcovenantofmayors.org/about/>

- Granado, J. A. del, Coady, D., & Gillingham, R. (2012). The Unequal Benefits of Fuel Subsidies: A Review of Evidence for Developing Countries Javier. *Journal of Chemical Information and Modeling*, 53(9), 1689–1699. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Guarderas, G., & Caamaño, M. (2013). *Revisión y mejora de procedimientos de dimensionado de sistemas fotovoltaicos conectados a la red para aplicación a localidad de la región intertropical*. Universidad Politecnica de Madrid.
- Hachem-Vermette, C., Guarino, F., La Rocca, V., & Cellura, M. (2018). Towards achieving net-zero energy communities: Investigation of design strategies and seasonal solar collection and storage net-zero. *Solar Energy*, December

2017, 0–1. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.07.024>

- Hakaste, H., Jalkanen, R., Korpivaara, A., Rinne, H., Siiskonen, M., & Ministry of the Environment. (2005). *Eco-Viikki, Aims Implementation and Results*.
- Heinze, M., & Voss, K. (2009). Goal: Zero energy building exemplary experience based on the solar estate solarsiedlung freiburg am Schlierberg , Germany. *Journal of Green Building*, 4(4), 1–8.
- Herrero Rueda, J., & Guillén Arqueros, C. (2001). Energía solar fotovoltaica: Una evolución energética del mW a los gW. Perspectivas de I+D. In *Tecnologías energéticas e impacto ambiental* (McGraw-Hil, pp. 283–300).
- Higueras, E. (2009). El reto de la ciudad habitable y sostenible. In *El reto de la ciudad habitable y sostenible* (p. 10).



- ICE. (2015). *Fuentes Renovables De Energía* (p. 31).  
<https://www.mendeley.com/viewer/?fileId=45189b7d-84fc-b113-2ffa-19d3519e7e54&documentId=3603d016-92c9-3c93-a7a6-d1ad59ef6aa3>
- IDAE. (2006). Energía solar térmica. In *Manuales de Energías Renovables*.
- IEA. (2017). *Data & Statistics - CO2 emissions by sector*.  
<https://www.iea.org/data-and-statistics?country=ECUADOR&fuel=CO2emissions&indicator=CO2emissionsbysector>
- Ilustre Concejo Municipal de Cuenca. (2010). *Ordenanza que determina y regula el uso y ocupación del suelo en el área de El Ejido (Área de influencia y Zona tampón del Centro Histórico)*. 1–84.
- INEC. (2010). *Población por grupos de edad, según provincia, cantón, parroquia y área de empadronamiento*.
- INEC, & GAD Municipal Cuenca. (2013). *Ubicación geográfica de Cuenca*.
- INER. (2017). *SOLAR* (Vol. 91).
- INFO IUC-LA. (2018). *Pacto global de alcaldes está en la declaración de Cuenca - Pacto de alcaldes*.  
<http://pactodealcaldes-la.eu/pacto-global-alcaldes-esta-la-declaracion-cuenca/>
- International Energy Agency. (2019). *World Energy Outlook 2019 - Análisis - AIE*. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>
- IRENA. (2018a). *Renewable energy and jobs: Annual review 2018, International renewable agency*. 28.



<https://doi.org/10.1158/1078-0432.CCR-16-2586>

IRENA. (2018b). *Renovables representan hoy una tercera parte de la capacidad energética global.*

IRENA. (2019a). El futuro de la energía solar fotovoltaica: implantación, inversión, tecnología, integración en la red y aspectos socioeconómicos. In *Informe sobre la transformación energética global* (Vol. 1). <https://irena.org/publications/2019/Nov/Future-of-Solar-Photovoltaic>

IRENA. (2019b). *Global energy transformation: The REmap transition pathway (background report to 2019 edition), International renewable energy agency, Abu Dhabi.* <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Apr/IREN>

[A\\_GET\\_REmap\\_pathway\\_2019.pdf](#)

IRENA. (2019c). *Renewable energy: A gender perspective.*

[https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Jan/IRENA\\_Gender\\_perspective\\_2019.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Jan/IRENA_Gender_perspective_2019.pdf)

Izquierdo-Torres, I. F., Pacheco-Portilla, M. G., Gonzalez-Morales, L. G., & Zalamea-Leon, E. F. (2019). Simulación fotovoltaica considerando parámetros de integración en edificaciones-Photovoltaic simulation considering building integration parameters. *INGENIUS: Revista de Ciencia y Tecnología*, 21(enero-junio), 21–31. <https://doi.org/https://doi.org/10.17163/ings.n21.2019.02>.

Jiménez, J. M. (2014). Energía solar, el efecto fotoeléctrico. In *Energía solar fotovoltaica y energía eólica* (AMV Edicio, pp.



- 10–11).
- Juhola, S., Lindedahl, K., & Ala-Outinen, A. (2017, February 14). *Eko-Viikki is the subject of a review of how sustainability change realizes in the city project.* <https://kaupunginosat.fi/blog/eko-viikki-tarkastelun-kohteenamiten-kestavyysmuutos-toteutuu-kaupungissahankkeessa/>
- Kavlak, G., McNerney, J., & Trancik, J. E. (2018). Evaluating the causes of cost reduction in photovoltaic modules. *Energy Policy*, 123(October), 700–710. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.08.015>
- Kia Motors Ecuador. (2020). *Soul EV Eco Kia Motors.* <https://www.kia.com/ec/showroom/soul-ev.html>
- Kuismanen, K., City Planning Department of Helsinki, & City of Helsinki Environment Centre. (2012). *Experimental construction in Viikki.* <https://www.ymk-projektit.fi/viikinluontonayttely/en/ecological-architecture/planning-and-eco-construction-of-the-viikki/experimental-construction/>
- Kwok, A. G., & Grondzik, W. T. (2002). Case Studies. Beddington Zero Energy Development. In *The Green Studio Handbook* (pp. 276–282).
- Kylili, A., & Fokaides, P. A. (2015). European smart cities: The role of zero energy buildings. *Sustainable Cities and Society*, 15(2015), 86–95. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2014.12.003>
- Lavrova, O., & LetsGoSolar. (2020). *How long do solar panels last?* <https://www.letsgosolar.com/consumer-education/how-long-do-solar-panels-last/>
- Lee, J., & Shepley, M. M. C. (2020). Benefits of solar photovoltaic



- systems for low-income families in social housing of Korea: Renewable energy applications as solutions to energy poverty. *Journal of Building Engineering*, 28(October 2019), 2–10. <https://doi.org/10.1016/j.jobbe.2019.101016>
- Li, X., Lin, A., Young, C. H., Dai, Y., & Wang, C. H. (2019). Energetic and economic evaluation of hybrid solar energy systems in a residential net-zero energy building. *Applied Energy*, 254(May), 113709. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113709>
- Main, P. D. (2020, January). Declaran extinto al pez espátula del Yangtsé , uno de los peces más grandes del mundo. *National Geographic*, 1–5.
- Marín, D., Zalamea, E., & Barragán, A. (2018). *Industriales de alta demanda*. June, 28–41. <https://doi.org/10.22320/07190700.2017.08.01.03>
- Marique, A.-F., & Reiter, S. (2014). *A simplified framework to assess the feasibility of zero-energy at the neighbourhood / community scale*. 82, 114–122. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2014.07.006>
- Marszal, A. J., Heiselberg, P., Bourrelle, J. S., Musall, E., Voss, K., Sartori, I., & Napolitano, A. (2011). Zero energy building-A review of definitions and calculation methodologies. *Energy and Buildings*, 43(4), 971–979. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2010.12.022>
- Martín Ávila, A. M., Berdugo Zamora, A., Domínguez, J., & Guerra, J. A. (2015). *Estudio del potencial fotovoltaico sobre los tejados del núcleo urbano de Miraflores de la Sierra (Madrid)* (Issue 1367).



- Martín Chivelet, N. (2011). Los módulos fotovoltaicos en la edificación: posibilidades y directrices de diseño. *Técnica Industrial*, 296, 26–35. <http://www.tecnicaindustrial.es/TIAdmin/Numeros/81/1466/a1466.pdf>
- McGraw-Hill. (2019). *Componentes de una instalación solar fotovoltaica 1* (p. 24).
- MCSE. (2016). *Agenda nacional de energía 2016-2040*.
- MERNNR. (2017). *Balance energético nacional 2017* (p. 176).
- Código Técnico de la Edificación Partes I y II, 1018 (2006).
- Mittag, M., Pfreundt, A., Shahid, J., Wöhrle, N., & Neuhaus, D. H. (2019). Techno-Economic Analysis of Half Cell Modules - the Impact of Half Cells on Module Power and Costs. *36th EUPV Solar Energy Conference and Exhibition, September*, 1032–1039. <https://doi.org/10.4229/EUPVSEC20192019-4AV.1.20>
- Mittal, A., Krejci, C. C., Dorneich, M. C., & Fickes, D. (2019). An agent-based approach to modeling zero energy communities. *Solar Energy*, 191(July), 193–204. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.08.040>
- Mondol, J. D., Yohanis, Y. G., & Norton, B. (2007). The impact of array inclination and orientation on the performance of a grid-connected photovoltaic system. *Renewable Energy*, 32(1), 118–140. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2006.05.006>
- Munari Probst, M. C., & Roecker, C. (2011). Architectural integration quality. In *Architectural integration and design of solar thermal systems* (EPFL PRESS, pp. 27–29).



Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, 13 Resolución 70/1 1 (2015).

NAZCA. (2019). *Cuenca City, Ecuador - No. of climate actions*.  
<https://climateaction.unfccc.int/views/stakeholder-details.html?id=11228>

North, A. (2013). Evolve: Eco-Viikki, Viikki, Finland. In W. De Gruyter (Ed.), *Operative landscapes: Building communities through public space* (pp. 174–176).  
<https://books.google.com.ec/books?id=eWzUAAAAQBAJ&pg=PA174&lpg=PA174&dq=eco+viikki+finlandia&source=bl&ots=otNdAs4Nz8&sig=ACfU3U2LvOXjR1oSOoIZx-Eb59dY-cbItA&hl=es-419&sa=X&ved=2ahUKEwjCmK-EhtrnAhWoslKKhctTCvc4ChDoATAFegQIChAB#v=onepage&q=eco viikki finlan>

ONU. (2018). *Las ciudades seguirán creciendo, sobre todo en los países en desarrollo*.

<https://www.un.org/development/desa/es/news/population/2018-world-urbanization-prospects.html>

Peabody Group. (2020). *The first large-scale eco-community in the UK*. BedZED.

Peng, C., Huang, Y., & Wu, Z. (2011). Building-integrated photovoltaics ( BIPV ) in architectural design in China. *Energy & Buildings*, 43(12), 3592–3598.  
<https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2011.09.032>

Peralta, J., & Higuera, E. (2017). La periferia espontánea en las ciudades intermedias latinoamericanas: perspectivas de solución desde la dimensión territorial-ambiental de la sostenibilidad. *Revista Urbano*, 20(35), 74–87.





- <https://doi.org/10.22320/07813607.2017.20.35.06>
- PNUD. (2019). *Objetivo 11: Ciudades y comunidades sostenibles*.  
<https://www.undp.org/content/undp/es/home/sustainable-development-goals/goal-11-sustainable-cities-and-communities.html>
- Posso, F., Acevedo, J., & Hernández, J. (2014). The economic impact of renewable energy. *Aibi Revista de Investigación, Administración e Ingeniería*, 2(2), 22–26.  
<http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2007/04/the-economic-impact-of-renewable-energy-48201>
- Powell, M. B. (2017). *Solar Settlement Freiburg*. Solar Settlement Freiburg, Germany. <https://silo.tips/download/solar-settlement-freiburg-germany#modals>
- Quaschnig, V. (2010). Climate-compatible living: Plus energy housing estate. In John Wiley & Sons (Ed.), *Renewable energy and climate change* (pp. 279–281). Wiley - IEEE.
- Rahman, M. M., Hasanuzzaman, M., & Rahim, N. A. (2017). Effects of operational conditions on the energy efficiency of photovoltaic modules operating in Malaysia. *Journal of Cleaner Production*, 143, 912–924.  
<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.12.029>
- Ramabadran, R., & Mathur, B. (2009). Effect of shading on series and parallel connected solar PV modules. *Modern Applied Science*, 3(10). <https://doi.org/10.5539/mas.v3n10p32>
- Ramirez, S., & Vega de Kuyper, J. C. (2014). Energía Solar - Energía solar fotovoltaica. In *Fuentes de energía renovables y no renovables*. (Alfaomega, pp. 276–281).
- Riddlestone, S., & Bioregional. (2018, March 19). *We can build the*



- zero carbon homes we need – but we must be strategic – Bioregional.* <https://www.bioregional.com/news-and-opinion/we-can-build-the-zero-carbon-homes-we-need-but-we-must-be-strategic>
- Rinne, H. (1997). *The first modern wooden apartment blocks in Viikki.* Experimental Construction in Viikki. <https://www.ymk-projektit.fi/viikin-luontonayttely/en/ecological-architecture/planning-and-eco-construction-of-the-viikki/experimental-construction/>
- Roldán Viloría, J. (2013). Energía fotovoltaica. In J. C. Toledano (Ed.), *Energías renovables. Lo que hay que saber* (Ediciones, pp. 94–101). Lavel.
- Rolf Disch. (2016). *Rolf Disch – Die Solarsiedlung.* DIE SOLARSIEDLUNG. <http://www.rolfdisch.de/projekte/die-solarsiedlung/>
- Rolf Disch Solar Architektur Sonnenschiff. (2020). *Asentamiento solar en el Schlierberg.* <https://www.heinze.de/architekturobjekt/solarsiedlung-am-schlierberg/12672135/>
- Salazar, X. (2018). *Teoría Opción 1.* Universidad de Cuenca.
- Sarango, D., & Moncayo, P. (2016). *Determinación del indicador kilómetros-vehículo recorrido (KVR) para la ciudad de Cuenca* [Universidad Politecnica Salesiana]. <http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/12152/1/UPS-CT006103.pdf>
- Schallenberg, J. C., Gonzalo, R., Izquierdo, P., Hernández Rodríguez, C., Unamunzaga, P., Ramón, F., Déniz, G., Díaz, M., Delia, T., Pérez, C., Martel Rodríguez, G., Pardilla, J.,



- Vicente, F., & Ortin, S. (2008). *Energías renovables y eficiencia energética*.
- Secretaria de Gestion de Riesgos, Universidad de Cuenca, Comisión Europea, & PNUD. (2013). *Implementación de la metodología de análisis de vulnerabilidades a nivel cantonal* (pp. 12–15).
- Serrano, R., & TRITEC Intervento. (2020, July 20). *Eficiencia del panel solar (parte I)* . Tritec Intervento Noticias. <https://tritec-intervento.cl/eficiencia-del-panel-solar-parte-i/>
- Shirazi, M. R., & Keivani, R. (2019). Social sustainability in eco-urban neighbourhoods. In *Urban social sustainability: Theory, policy and practice* (Routledge, pp. 158–160). [https://books.google.com.ec/books?id=09mEDwAAQBAJ&printsec=frontcover&source=gbs\\_ge\\_summary\\_r&cad=0#v=onepage&q&f=false](https://books.google.com.ec/books?id=09mEDwAAQBAJ&printsec=frontcover&source=gbs_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false)
- Simone, L. (2019, February 27). *Eco-Viikki: un nuevo barrio eco-sostenible en las afueras de Helsinki - Blog Sostenibile.io*. <https://blog.sostenibile.io/eco-viikki-un-quartiere-eco-sostenibile-alle-porte-helsinki/>
- Sunfer Estructuras. (2020). *Soporte coplanar continuo atornillado*.
- Sunfer Estructuras. (2021a). *Catálogo de productos 2021. Estructuras para modulos fotovoltaicos*. (pp. 39–41). <https://drive.google.com/file/d/1vPktnzT7naZ8nJPYij2uBD1lny3-Om5h/view>
- Sunfer Estructuras. (2021b). *Catalogo interactivo 2021*. <https://sunfer-energy.com/productos/>



- Téllez, V. (2019). *Hidroeléctricas y minería ilegal amenazan a los delfines de río de Suramérica*. WWF. <https://www.wwf.org.ec/?uNewsID=354873>
- Thormeyer, C., Sasse, J. P., & Trutnevyte, E. (2020). Spatially-explicit models should consider real-world diffusion of renewable electricity: Solar PV example in Switzerland. *Renewable Energy*, 145, 363–374. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.06.017>
- Torcellini, P., Pless, S., Deru, M., & Crawley, D. (2006). Zero Energy Buildings: A Critical Look at the Definition. *ACEEE Summer Study Pacific Grove*, 15. [https://doi.org/10.1016/S1471-0846\(02\)80045-2](https://doi.org/10.1016/S1471-0846(02)80045-2)
- TRITEC Intervento, & Serrano, R. (2017). *Tipos de paneles fotovoltaicos*. <https://tritec-intervento.cl/tipos-de-paneles-fotovoltaicos/>
- TRITEC Intervento, & Serrano, R. (2019). *Eficiencia de diferentes tipos de células solares de silicio (parte II)*, por. <https://tritec-intervento.cl/eficiencia-de-diferentes-tipos-de-celulas-solares-de-silicio-parte-2/>
- Tumminia, G., Guarino, F., Longo, S., Aloisio, D., Cellura, S., Sergi, F., Brunaccini, G., Antonucci, V., & Ferraro, M. (2020). Grid interaction and environmental impact of a net zero energy building. *Energy Conversion and Management*, 203(October 2019), 112228. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112228>
- Uzquiano, C., Sullivan, M., & Sandy, X. (2015). Capacitación e instalación de sistemas fotovoltaicos en las comunidades de carmen del emero y yolosani. In *Wildlife Conservation*



- Society.*
- Val Marín, M. de. (2015). *Alternativas energéticas en la climatización* [Universitat Politècnica de València].  
<http://hdl.handle.net/10251/49408>
- Varela, A., & Ron, S. (2020, November 23). *Geografía y clima del Ecuador*. BIOWEB. PUCE.  
<https://bioweb.bio/faunaweb/amphibiaweb/GeografiaClima/>
- Vicente, M. (2017). *Desarrollo de un sistema de información energético en el consumo de combustibles derivados de hidrocarburos en la jurisdicción de la regional de control de hidrocarburos y combustibles – Azuay* [Universidad de Cuenca]. <https://doi.org/10.1002/adma.201704028>
- Wahl, D. C. (2019, February 24). *Huella ecológica ¿Faltan planetas o sentido común?* . Age of Awareness - Medium.  
<https://medium.com/age-of-awareness/huella-ecologica-faltan-planetas-o-sentido-comun-672cbb574184>
- World Bank Group, ESMAP, & SOLARGIS. (2019). *Global solar atlas*.
- Wu, W., Skye, H. M., & Domanski, P. A. (2018). Selecting HVAC systems to achieve comfortable and cost-effective residential net-zero energy buildings. *Applied Energy*, 212(October 2017), 577–591.  
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.046>
- Yu, L., Xue, B., Stückrad, S., Thomas, H., & Cai, G. (2020). Indicators for energy transition targets in China and Germany: A text analysis. *Ecological Indicators*, 111(December 2019).



<https://doi.org/10.1016/j.ecolind.2019.106012>

Zalamea, E., & García Álvarado, R. (2016). Energía solar en la arquitectura. In P. Wegertseder (Ed.), *Potencial solar en la arquitectura y ciudad* (pp. 48–68). Universidad del Bio Bio/ Sede Concepción.

Zalamea León, E., & Quesada, F. (2017). Criterios de integración de energía solar activa en arquitectura. *Revista de Arquitectura*, 19(1), 56. <https://doi.org/10.14718/RevArq.2017.19.1.1018>

ZEDfactory Europe Ltd. (2016). *Projects/Mixed use/BedZED*. <https://www.zedfactory.com/bedzed>



## 5.4 Lista de tablas, figuras y anexos

### Tablas

Tabla 3-1 Tipos de módulos fotovoltaicos según tecnología de célula.....	33
Tabla 3-2 Tipos de mantenimiento en sistemas PV .....	39
Tabla 3-3 Clasificación de integración arquitectónica de tecnología solar .....	42
Tabla 3-4 Aplicaciones arquitectónicas de integrar PV .....	43
Tabla 3-5 Comparación de casos de estudio .....	53
Tabla 4-1 Demanda anual de electricidad, año 2019.....	65
Tabla 4-2 Consumo mensual de electricidad, año 2019 .....	66
Tabla 4-3 Consumo de energía eléctrica según tipo de tarifa....	67
Tabla 4-4 Consumo energético anual por medidores.....	68
Tabla 4-5 Ángulos de orientación e inclinación utilizados .....	77
Tabla 4-6 Valor de producción anual por placa .....	79
Tabla 4-7 Producción anual por predio.....	82
Tabla 4-8 Características de vehículo eléctrico tipo para abastecimiento .....	99



## Figuras

Figura 2-1 Consumo total de energía en El Ecuador por sectores .....	11	Figura 3-6 Emplazamiento de Schlierberg Solar Estate .....	45
Figura 2-2 Consumo energético del Ecuador por fuente.....	12	Figura 3-7 Vista Sur de Schlierberg Solar Estate .....	46
Figura 2-3 Consumo total del sector residencial .....	12	Figura 3-8 Vista área del vecindario .....	46
Figura 2-4 Consumo de energía en Cuenca. (2017).....	14	Figura 3-9 Vista de vecindario BedZED.....	47
Figura 2-5 Consumo de energía eléctrica por sectores. (2017) ..	15	Figura 3-10 Emplazamiento de BedZED.....	49
Figura 2-6 Consumo de combustibles fósiles en Cuenca. (2017)16		Figura 3-11 Vista interior del vecindario BedZED .....	49
Figura 3-1 Tipos de captación en una edificación.....	29	Figura 3-12 Vista aérea de Eco-Viikki .....	50
Figura 3-2 Paneles fotovoltaicos por tipos de células.....	34	Figura 3-13 Espacios verdes en Eco-Viikki .....	51
Figura 3-3 Estructura de un módulo fotovoltaico .....	34	Figura 3-14 Residencias de Eco-Viikki.....	51
Figura 3-4 Paneles fotovoltaicos de celda completa y media celda por tamaño.....	35	Figura 3-15 Bloques de apartamentos en Eco-Viikki .....	51
Figura 3-5 Esquema del sistema conectado a red .....	36	Figura 3-16 Vista interior del vecindario .....	52
		Figura 4-1 Ubicación del lugar de estudio.....	56
		Figura 4-2 Temperatura promedio de los años 2018 – 2019.....	58
		Figura 4-3 Temperatura mínima y máxima de Cuenca .....	58





Figura 4-4 Irradiación global diaria promedio del año 2019 .....	59	Figura 4-18 Producción mensual, tramo A .....	84
Figura 4-5 Precipitaciones mensuales de Cuenca .....	60	Figura 4-19 Demanda y abastecimiento energético, tramo B....	85
Figura 4-6 Inmuebles parte del estudio.....	63	Figura 4-20 Producción mensual, tramo B.....	85
Figura 4-7 Tramo E, referencia para consumo anual .....	65	Figura 4-21 Producción mensual, tramo C.....	86
Figura 4-8 Tramo D, referencia para consumo anual .....	65	Figura 4-22 Demanda y abastecimiento energético, tramo C....	86
Figura 4-9 Consumo energético por tarifa.....	67	Figura 4-23 Demanda y abastecimiento energético, tramo D ...	87
Figura 4-10 Consumo mensual de energía por tramo .....	70	Figura 4-24 Producción mensual, tramo D.....	87
Figura 4-11 Consumo energético de inmuebles de tramos E y F	71	Figura 4-25 Demanda y abastecimiento energético, tramo E....	88
Figura 4-12 Cálculo de ángulo azimut u orientación .....	73	Figura 4-26 Producción mensual, tramo E.....	88
Figura 4-13 Modelo 3D a partir de nube de puntos .....	74	Figura 4-27 Producción mensual, tramo F .....	89
Figura 4-14 Obtención de ángulo de inclinación, planta.....	74	Figura 4-28 Demanda y abastecimiento energético, tramo F....	89
Figura 4-15 Obtención de ángulo de inclinación, corte. ....	75	Figura 4-29 Adaptabilidad geométrica de placas PV en techumbres, tramo A.....	91
Figura 4-16 Producción mensual a nivel barrial.....	83		
Figura 4-17 Demanda y abastecimiento energético, tramo A.....	84		



Figura 4-30 Adaptabilidad geométrica de placas PV en techumbres, tramo B .....	91	Figura 4-37 Balance entre demanda energética y producción PV, tramo B.....	95
Figura 4-31 Adaptabilidad geométrica de placas PV en techumbres, tramo C .....	92	Figura 4-38 Balance entre demanda energética y producción PV, tramo C.....	96
Figura 4-32 Adaptabilidad geométrica de placas PV en techumbres, tramo D .....	92	Figura 4-39 Balance entre demanda energética y producción PV, tramo D.....	96
Figura 4-33 Adaptabilidad geométrica de placas PV en techumbres, tramo E .....	93	Figura 4-40 Balance entre demanda energética y producción PV, tramo E.....	96
Figura 4-34 Adaptabilidad geométrica de placas PV en techumbres, tramo F.....	93	Figura 4-41 Balance entre demanda energética y producción PV, tramo F .....	96
Figura 4-35 Balance entre demanda energética y producción fotovoltaica por tramos.....	94	Figura 4-42 Balance entre demanda energética y producción fotovoltaica mensual .....	97
Figura 4-36 Balance entre demanda energética y producción PV, tramo A .....	95	Figura 4-43 Vehículo eléctrico tipo .....	98



Figura 4-44 Producción – demanda con requerimientos de vehículos eléctrico por tramos.....	102	Figura 4-51 Vista área de módulos PV con un sistema de anclaje coplanar.....	111
Figura 4-45 Demanda-producción en días de máxima y mínima irradiación.....	104	Figura 4-52 Colocación de módulos PV en cubierta a través sistema coplanar.....	112
Figura 4-46 Vista área de módulos PV con un sistema de anclaje auto portante.....	107	Figura 4-53 Perspectivas de módulos PV en cubierta con pendiente.....	112
Figura 4-47 Disposición de módulos PV con un sistema de anclaje auto portante.....	108	Figura 4-54 Detalles constructivos en 3D y 2D de sistema coplanar.....	113
Figura 4-48 Colocación de módulos PV en cubierta mediante sistema auto portante.....	109	Figura 4-55 Vista área de módulos PV con un sistema de anclaje inclinado.....	114
Figura 4-49 Perspectivas de módulos PV en cubierta plana ...	109	Figura 4-56 Colocación de módulos PV en cubierta a través sistema coplanar.....	115
Figura 4-50 Detalles constructivos en 3D y 2D de sistema auto portante.....	110	Figura 4-57 Perspectivas de módulos PV en cubierta con pendiente.....	115



Figura 4-58 Detalles constructivos en 3D y 2D de sistema inclinado cerrado .....	116	Figura 4-65 Vista panorámica del tramo A desde la calle Remigio Tamariz.....	125
Figura 4-59 Integración de paneles PV en techumbres de tramo A, vista aérea .....	119	Figura 4-66 Vista panorámica del tramo B desde la calle Remigio Tamariz.....	125
Figura 4-60 Integración de paneles PV en techumbres de tramo B, vista aérea .....	120	Figura 4-67 Vista panorámica del tramo C desde la calle Agustín Cueva .....	126
Figura 4-61 Integración de paneles PV en techumbres de tramo C, vista aérea .....	121	Figura 4-68 Vista panorámica del tramo D desde la calle Remigio Tamariz.....	126
Figura 4-62 Integración de paneles PV en techumbres de tramo D, vista área .....	122	Figura 4-69 Vista panorámica del tramo E desde la calle Remigio Tamariz.....	127
Figura 4-63 Integración de paneles PV en techumbres de tramo E, vista área .....	123	Figura 4-70 Vista panorámica del tramo F desde la calle Agustín Cueva .....	127
Figura 4-64 Integración de paneles PV en techumbres de tramo F, vista área .....	124	Figura 4-71 Cubiertas visibles con PV, tramo A (parte 1) .....	128
		Figura 4-72 Cubiertas visibles con PV, tramo A (parte 2).....	128



Figura 4-73 Cubiertas visibles con PV, tramo A (parte 3) .....	128	Figura 4-85 Vista de paneles PV, desde la calle, predio 001, tramo	
Figura 4-74 Cubiertas visibles con PV, tramo B (parte 1).....	128	C.....	132
Figura 4-75 Cubiertas visibles con PV, tramo B (parte 2) .....	129	Figura 4-86 Vista de paneles PV, desde la calle, predio 004, tramo	
Figura 4-76 Cubiertas visibles con PV, tramo C .....	129	E.....	132
Figura 4-77 Cubiertas visibles con PV, tramo C y D .....	129	Figura 4-87 Vista de paneles PV, desde la calle, predio 005, tramo	
Figura 4-78 Cubiertas visibles con PV, tramo D (parte 1) .....	129	E.....	133
Figura 4-79 Cubiertas visibles con PV, tramo D (parte 2).....	130	Figura 4-88 Vista de paneles PV, desde la calle, predio 008, tramo	
Figura 4-80 Cubiertas visibles con PV, tramo E y F.....	130	E.....	133
Figura 4-81 Cubiertas visibles con PV, tramo E (parte 1).....	130	Figura 4-89 Vista de paneles PV, desde la calle, predio 011, tramo	
Figura 4-82 Cubiertas visibles con PV, tramo E (parte 2).....	130	F .....	134
Figura 4-83 Vista de paneles PV, desde la calle, predio 003, tramo		Figura 4-90 Vista de paneles PV, desde la calle, predio 001 -002,	
A.....	131	tramo A y predio 008, tramo E .....	134
Figura 4-84 Vista de paneles PV, desde la calle, predio 002, tramo			
B .....	131		



## Anexos

Anexo 5-1 Temperatura promedio de la ciudad de Cuenca, año 2018-2019 .....	174
Anexo 5-2 Temperatura mínima y máxima de la ciudad de Cuenca, año 2018 y 2019 .....	174
Anexo 5-3 Irradiación global promedio mensual de la ciudad de Cuenca, año 2019.....	175
Anexo 5-4 Precipitaciones mensuales de la ciudad de Cuenca, año 2016, 2017 y 2018 .....	175
Anexo 5-5 Demanda energética mensual por número de medidor, tramo A, parte 1.....	176
Anexo 5-6 Demanda energética mensual por número de medidor, tramo A, parte 2 .....	177
Anexo 5-7 Demanda energética mensual por número de medidor, tramo B, parte 1 .....	178
Anexo 5-8 Demanda energética mensual por número de medidor, tramo B, parte 2.....	179
Anexo 5-9 Demanda energética mensual por número de medidor, tramo C.....	180
Anexo 5-10 Demanda energética mensual por número de medidor, tramo D.....	181
Anexo 5-11 Demanda energética mensual por número de medidor, tramo E, parte 1 .....	182
Anexo 5-12 Demanda energética mensual por número de medidor, tramo E, parte 2 .....	183
Anexo 5-13 Demanda energética mensual por número de medidor, tramo E, parte 3 .....	184



Anexo 5-14 Demanda energética mensual por número de medidor, tramo E, parte 4 .....	185	Anexo 5-24 Demandas energéticas por mes y según tramos....	192
Anexo 5-15 Demanda energética mensual por número de medidor, tramo E, parte 5.....	186	Anexo 5-25 Demanda energética del mes de diciembre de predios del tramo E y F .....	192
Anexo 5-16 Demanda energética mensual por número de medidor, tramo E, parte 6 .....	187	Anexo 5-26 Cálculo de producción anual por predio, tramo A.	193
Anexo 5-17 Demanda energética mensual por número de medidor, tramo F.....	188	Anexo 5-27 Cálculo de producción anual por predio, tramo B.	193
Anexo 5-18 Consumo anual por tipo de tarifa, tramo A.....	189	Anexo 5-28 Cálculo de producción anual por predio, tramo C.	194
Anexo 5-19 Consumo anual por tipo de tarifa, tramo B .....	189	Anexo 5-29 Cálculo de producción anual por predio, tramo D	194
Anexo 5-20 Consumo anual por tipo de tarifa, tramo C.....	190	Anexo 5-30 Cálculo de producción anual por predio, tramo E.	194
Anexo 5-21 Consumo anual por tipo de tarifa, tramo D.....	190	Anexo 5-31 Cálculo de producción anual por predio, tramo F..	195
Anexo 5-22 Consumo anual por tipo de tarifa, tramo E.....	190	Anexo 5-32 Cálculo de producción mensual por predio, tramo A .....	196
Anexo 5-23 Consumo anual por tipo de tarifa, tramo F .....	191	Anexo 5-33 Cálculo de producción mensual por predio, tramo B .....	197



Anexo 5-34 Cálculo de producción mensual por predio, tramo C .....	198	Anexo 5-44 Rendimiento mensual de PV por tramo y a nivel barrial .....	206
Anexo 5-35 Cálculo de producción mensual por predio, tramo D .....	198	Anexo 5-45 Emplazamiento de predios seleccionados para estudio de disponibilidad geométrica de cubiertas.....	207
Anexo 5-36 Cálculo de producción mensual por predio, tramo E .....	199	Anexo 5-46 Balance entre demanda y producción por tramos	208
Anexo 5-37 Cálculo de producción mensual por predio, tramo F .....	200	Anexo 5-47 Balance entre demanda y producción, tramo A....	208
Anexo 5-38 Rendimiento mensual de PV por predio, tramo A	201	Anexo 5-48 Balance entre demanda y producción, tramo B ...	208
Anexo 5-39 Rendimiento mensual de PV por predio, tramo B	202	Anexo 5-49 Balance entre demanda y producción, tramo C....	208
Anexo 5-40 Rendimiento mensual de PV por predio, tramo C	203	Anexo 5-50 Balance entre demanda y producción, tramo D ...	209
Anexo 5-41 Rendimiento mensual de PV por predio, tramo D	203	Anexo 5-51 Balance entre demanda y producción, tramo E ....	209
Anexo 5-42 Rendimiento mensual de PV por predio, tramo E	204	Anexo 5-52 Balance entre demanda y producción, tramo F ....	209
Anexo 5-43 Rendimiento mensual de PV por predio, tramo E	205	Anexo 5-53 Balance mensual entre producción y demanda a nivel barrial .....	209





Anexo 5-54 Características de consumo y recorrido de vehículo tipo eléctrico .....	210	Anexo 5-61 Modelo 3d del barrio residencial y comercial estudiado .....	215
Anexo 5-55 Características de transformador proporcionados por Empresa Eléctrica CENTROSUR.....	210		
Anexo 5-56 Cálculo de rendimiento PV para demanda con vehículos eléctricos, tramo A, B y C.....	211		
Anexo 5-57 Cálculo de rendimiento PV para demanda con vehículos eléctricos, tramo D, E y F.....	212		
Anexo 5-58 Consumos energéticos en semana tipo de diciembre .....	213		
Anexo 5-59 Producción – consumo horario según irradiación y demanda máxima y mínima .....	213		
Anexo 5-60 Diferencias de demandas y consumos máximos y mínimos por horas.....	214		



## 5.5 Anexos

*Anexo 5-1 Temperatura promedio de la ciudad de Cuenca, año 2018-2019*

TEMPERATURA PROMEDIO (°C)		
MES	2018	2019
Enero	14,51	15,57
Febrero	15,66	16,08
Marzo	15,61	16,03
Abril	14,56	15,70
Mayo	14,74	15,22
Junio	14,30	14,31
Julio	14,00	13,95
Agosto	14,29	13,89
Septiembre	15,36	13,20
Octubre	15,31	15,35
Noviembre	14,80	15,56
Diciembre	15,63	17,12

*Anexo 5-2 Temperatura mínima y máxima de la ciudad de Cuenca, año 2018 y 2019*

TEMPERATURA (°C)				
MES	MÍNIMA		MÁXIMA	
	2018	2019	2018	2019
Enero	8,20	8,90	23,40	24,20
Febrero	6,50	11,50	24,40	22,60
Marzo	9,00	10,90	22,80	23,20
Abril	7,80	9,30	22,20	23,40
Mayo	9,60	9,40	22,80	23,40
Junio	5,30	8,60	22,50	21,90
Julio	5,50	5,80	21,30	23,40
Agosto	6,90	6,80	21,60	21,30
Septiembre	8,40	7,00	24,30	18,90
Octubre	5,90	10,00	24,40	22,60
Noviembre	10,30	10,30	20,80	23,10
Diciembre	7,90	12,10	22,10	22,50



**Anexo 5-3** Irradiación global promedio mensual de la ciudad de Cuenca, año 2019

IRRADIACION GLOBAL	
MES	kWh/m <sup>2</sup>
Enero	4,77
Febrero	4,69
Marzo	4,59
Abril	4,76
Mayo	4,41
Junio	3,57
Julio	4,08
Agosto	4,21
Septiembre	3,33
Octubre	5,21
Noviembre	4,83
Diciembre	5,05

**Anexo 5-4** Precipitaciones mensuales de la ciudad de Cuenca, año 2016, 2017 y 2018

PRECIPITACIONES (mm/mes)			
MES	2016	2017	2018
Enero	81,50	77,90	79,3
Febrero	38,00	100,10	65,2
Marzo	188,10	182,30	64,2
Abril	180,90	138,90	82,4
Mayo	64,00	132,80	114,5
Junio	34,70	122,30	23,8
Julio	5,90	8,70	10,4
Agosto	5,00	51,30	25,2
Septiembre	59,50	18,40	29,3
Octubre	73,70	75,00	55,9
Noviembre	52,60	31,50	-
Diciembre	126,10	115,70	42,2



*Anexo 5-5 Demanda energética mensual por número de medidor,  
tramo A, parte 1*

TRAMO A															
PREDIO	1			2			2			2			2		
MEDIDOR	83304			1000452988			1000452989			1000452990			1000452991		
MES	CONSUMO TOTAL(\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)
Enero	42,62	23,45	247,00	32,09	5,11	56,00	9,55	6,50	71,00	30,77	16,18	173,00	23,73	7,71	146,00
Febrero	37,89	20,58	218,00	14,46	4,64	51,00	10,28	7,25	79,00	28,22	14,63	157,00	23,85	7,71	100,00
Marzo	38,70	20,98	222,00	21,70	4,10	45,00	9,88	6,78	74,00	27,68	14,24	153,00	10,81	7,71	122,00
Abril	34,37	18,61	198,00	13,61	4,28	47,00	8,85	6,04	66,00	27,61	14,14	152,00	10,32	7,71	116
Mayo	-	-	-	22,17	5,48	60,00	-	-	0,00	-			-	-	0,00
Junio	34,19	18,32	195,00	30,50	5,20	57,00	8,99	5,95	65,00	25,05	12,72	137,00	10,75	7,71	84,00
Julio	32,76	17,44	186,00	8,30	5,20	57,00	9,27	6,22	68,00	25,53	13,00	140,00	10,75	7,71	84,00
Agosto	38,55	20,98	222,00	-	-	0,00	8,92	5,85	64,00	27,27	14,05	151,00	10,74	7,71	124,00
Septiembre	34,22	18,32	195,00	15,35	4,19	46,00	9,65	6,60	72,00	17,76	8,92	97,00	10,76	7,71	86,00
Octubre	40,98	22,46	237,00	23,46	5,02	55,00	10,01	6,97	76,00	21,71	0,27	3,00	10,01	6,97	76,00
Noviembre	36,94	19,99	212,00	7,45	4,37	48,00	8,62	5,57	61,00	25,70	0,27	3,00	8,26	5,20	57,00
Diciembre	36,16	19,39	206,00	15,32	4,74	52,00	9,81	6,69	73,00	18,16	8,08	88,00	8,04	4,92	54,00
TOTAL			2338,00			574,00			769,00			1254,00			1049,00



*Anexo 5-6 Demanda energética mensual por número de medidor,  
tramo A, parte 2*

TRAMO A												
PREDIO	3			4			5			6		
MEDIDOR	1000437705			1000437710			1000437829			1000448493		
MES	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO O (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO O (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO O (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO O (kWh)
Enero	25,84	11,39	133,00	41,36	22,66	239,00	21,41	7,18	78,00	98,59	56,65	582,00
Febrero	22,13	9,20	100,00	25,95	13,29	143,00	20,40	6,53	71,00	187,38	50,16	519,00
Marzo	24,59	10,34	112,00	26,85	13,76	148,00	24,43	9,02	98,00	87,09	48,92	507,00
Abril	25,50	11,39	131,00	24,51	12,72	137,00	23,82	8,46	92,00	81,60	45,52	474,00
Mayo	-	-	-	-	-	-	27,09	10,76	117,00	-	-	-
Junio	15,27	4,10	45,00	24,84	12,62	136,00	26,82	10,58	115,00	89,25	50,57	523,00
Julio	14,65	4,00	44,00	26,88	13,86	149,00	25,93	10,03	109,00	95,86	54,90	565,00
Agosto	58,84	32,10	532,00	-	-	-	26,37	10,30	112,00	-	-	-
Septiembre	46,95	24,76	460,00	24,53	12,43	134,00	24,35	9,02	98,00	88,14	49,75	515,00
Octubre	37,32	18,80	400,00	29,91	15,70	168,00	25,96	10,03	109,00	89,02	50,36	521,00
Noviembre	27,15	17,93	391,00	28,95	15,11	162,00	32,85	10,12	110,00	82,26	43,77	457,00
Diciembre	44,56	28,40	496,00	28,64	14,82	159,00	26,83	10,49	114,00	153,81	38,72	408,00
TOTAL			2844,00			1575,00			1223,00			5071,00



*Anexo 5-7 Demanda energética mensual por número de medidor,  
tramo B, parte 1*

TRAMO B																		
PREDIO	1			2			3											
MEDIDOR	1000615387			209845			2014225737			1000602224			225070			1000461155		
MES	CONSUMO TOTAL(\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)
Enero	3,75	0,00	0,00	82,40	48,13	485,00	46,29	22,91	249,00	289,41	35,74	379,00	46,13	18,40	200,00	69,10	3,95	43,00
Febrero	3,74	0,00	0,00	68,20	39,31	401,00	48,04	24,01	261	63,16	33,57	358	94,90	20,33	221,00	20,30	4,32	47,00
Marzo	3,76	0,00	0,00	73,59	42,46	431,00	47,84	23,74	258,00	135,67	39,45	415,00	49,54	20,52	223,00	62,04	19,87	216,00
Abril	3,75	0,00	0,00	84,17	42,88	435,00	43,74	22,26	242,00	128,69	36,66	388,00	94,98	18,86	205,00	51,84	23,18	252,00
Mayo	3,74	0,00	0,00	94,32	55,74	547,00	49,39	24,84	270,00	78,98	39,55	416,00	51,05	20,24	220,00	106,52	28,12	305,00
Junio	3,74	0,00	0,00	109,78	65,76	625,00	49,83	25,12	273,00	105,98	36,66	388,00	55,85	25,58	278,00	52,60	22,54	245,00
Julio	3,74	0,00	0,00	127,50	77,29	713,00	57,09	29,76	321,00	66,88	33,88	361,00	60,35	27,81	302,00	52,81	26,96	293,00
Agosto	20,86	0,00	0,00	140,44	85,84	772,00	58,86	30,90	332,00	65,31	28,12	305,00	66,47	31,82	341,00	68,95	33,06	353,00
Septiembre	3,75	0,00	0,00	89,20	52,40	521,00	55,38	28,63	310,00	46,59	20,88	227,00	52,06	23,09	251,00	59,03	31,00	333,00
Octubre	3,74	0,00	0,00	111,80	67,05	635,00	53,04	27,14	295,00	47,91	21,71	236,00	47,65	20,79	226,00	55,21	28,53	309,00
Noviembre	3,74	0,00	0,00	95,52	56,51	553,00	52,17	26,59	289,00	98,61	23,46	255,00	39,60	16,10	175,00	55,68	28,84	312,00
Diciembre	3,75	0,00	0,00	89,05	52,01	518,00	34,01	15,00	163,00	46,80	20,88	227,00	47,99	19,60	213,00	52,49	26,59	289,00
TOTAL			0,00			6636,00			3263,00			3955,00			2855,00			2997,00



**Anexo 5-8** Demanda energética mensual por número de medidor,  
tramo B, parte 2

TRAMO B															
PREDIO	3			4			5								
MEDIDOR	2013220331			4589212			2015051461			87119			1000452993		
MES	CONSUMO TOTAL(\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)
Enero	107,11	62,11	635,00	4,40	1,09	12,00	4,30	1,00	11,00	134,03	75,80	768,00	48,34	26,98	282,00
Febrero	221,30	66,64	679,00	4,40	1,18	13,00	4,25	0,91	10,00	153,73	90,12	907,00	49,38	27,59	288,00
Marzo	117,50	68,59	698,00	4,27	0,91	10,00	4,32	1,00	11,00	136,45	77,86	788,00	45,40	25,06	263,00
Abril	107,36	64,06	664,00	3,97	0,46	5,00	4,17	0,91	10,00	146,87	88,06	887,00	44,91	24,86	261,00
Mayo	124,48	73,33	744,00	3,74	0,00	0,00	4,30	1,00	11,00	144,44	87,65	883,00	-	-	-
Junio	118,09	69,21	704	3,74	0,00	0,00	3,85	0,82	9,00	160,71	94,45	949,00	40,66	22,27	235,00
Julio	120,09	70,65	718,00	7,54	0,09	1,00	7,79	0,91	11,00	146,08	86,31	870,00	40,99	22,46	237,00
Agosto	-	-	-	11,35	0,09	1,00	4,59	1,55	17,00	156,67	91,46	920,00	37,79	20,48	217,00
Septiembre	154,88	88,78	894,00	15,13	0,00	0,00	4,23	1,18	13,00	160,03	93,62	941,00	37,45	20,29	215,00
Octubre	149,81	89,71	903,00	3,16	0,09	1,00	4,03	1,00	11,00	119,40	67,98	692,00	44,27	24,46	257,00
Noviembre	147,80	86,41	871,00	6,90	0,00	0,00	3,85	0,82	9,00	144,89	85,80	865,00	38,46	20,88	221,00
Diciembre	133,29	78,69	796,00	10,77	0,18	2,00	3,87	0,82	9,00	153,59	90,64	912,00	39,74	21,57	228,00
TOTAL			8306,00			45,00			132,00			10382,00			2704,00



**Anexo 5-9** Demanda energética mensual por número de medidor,  
tramo C

TRAMO C												
PREDIO	1			2			3			3		
MEDIDOR	2014229289			2014230832			5001424			2007063778		
MES	CONSUMO TOTAL(\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)
Enero	95,84	56,77	555,00	119,00	71,67	671,00	46,37	25,77	270,00	4,58	1,55	17,00
Febrero	79,70	46,45	469,00	113,40	68,08	643,00	30,45	15,99	171,00	4,49	1,46	16,00
Marzo	80,89	46,97	474,00	103,02	61,01	588,00	67,95	20,19	214,00	8,92	1,37	15,00
Abril	110,77	51,50	514,00	116,36	55,23	543,00	34,03	18,41	196,00	4,35	1,46	16,00
Mayo	87,57	51,37	513,00	114,39	68,72	648,00	39,04	21,28	225,00	4,67	1,64	18,00
Junio	44,24	38,68	395,00	113,70	68,20	644,00	32,28	17,15	183,00	4,32	1,27	14,00
Julio	91,34	53,81	532,00	110,26	66,02	627,00	33,73	18,02	192,00	4,41	1,37	15,00
Agosto	95,52	56,51	553,00	-	-	-	35,81	19,30	205,00	4,59	1,55	17,00
Septiembre	73,03	42,25	429,00	121,11	72,96	681,00	33,28	17,73	189,00	4,33	1,27	14,00
Octubre	93,93	55,48	545,00	116,76	70,13	659,00	36,03	19,39	206,00	4,50	1,46	16,00
Noviembre	70,13	40,46	412,00	114,27	68,46	646,00	42,41	19,20	204,00	8,92	1,37	15,00
Diciembre	87,86	51,24	512,00	141,73	86,13	774,00	40,08	21,77	230,00	4,75	1,73	19,00
TOTAL			5903,00			7124,00			2485,00			192,00





*Anexo 5-10 Demanda energética mensual por número de medidor,  
tramo D*

TRAMO D															
PREDIO	4									5			6		
MEDIDOR	2012300103			2012300102			1000552428			426507			2015050189		
MES	CONSUMO TOTAL(\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)
Enero	43,37	23,95	252,00	44,29	24,46	257,00	34,75	22,07	233,00	30,18	15,89	170,00	26,44	13,57	146,00
Febrero	31,14	16,47	176,00	36,15	20,68	219,00	25,59	16,47	176,00	5,63	8,36	91,00	24,37	12,34	133,00
Marzo	34,80	18,51	198,00	37,79	20,38	216,00	32,48	20,58	218,00	19,88	9,58	104,00	26,07	13,29	143,00
Abril	33,88	18,32	196,00	33,38	17,93	191,00	31,76	20,19	214,00	31,07	16,47	176,00	25,82	13,57	146,00
Mayo	37,73	20,48	217,00	36,80	19,89	211,00	35,78	22,66	239,00	21,53	10,63	115,00	29,74	15,60	167,00
Junio	30,52	16,08	172,00	31,05	16,38	175,00	35,05	22,76	240,00	43,48	17,15	183,00	23,76	11,96	129,00
Julio	30,52	16,08	172,00	31,54	16,67	178,00	34,25	22,27	235,00	25,61	13,10	141,00	24,68	12,53	135,00
Agosto	28,78	15,02	161,00	31,20	16,47	176,00	29,39	19,30	205,00	17,98	9,11	99,00	27,04	13,95	150,00
Septiembre	29,75	15,50	167,00	28,83	15,02	161,00	32,02	20,88	221,00	8,61	4,10	45,00	24,39	12,34	133,00
Octubre	30,53	16,08	172,00	35,04	18,80	200,00	38,67	24,96	262,00	28,14	14,63	157,00	26,58	13,57	147,00
Noviembre	27,67	14,34	154,00	32,00	16,96	181,00	33,28	21,67	229,00	20,75	10,15	110,00	25,95	13,29	143,00
Diciembre	28,12	14,53	156,00	34,08	18,12	193,00	38,11	24,46	257,00	10,59	5,48	60,00	28,15	14,53	156,00
TOTAL			2193,00			2358,00			2729,00			1451,00			1728,00



*Anexo 5-11 Demanda energética mensual por número de medidor,  
tramo E, parte 1*

TRAMO E																		
PREDIO	1			2			3			4			5			6		
MEDIDOR	2015051786			707180274			707180263			707180260			83043			85696		
MES	CONSUMO TOTAL(\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kwh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO (kwh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kwh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kwh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kwh)
Enero	44,88	28,30	295,00	45,01	24,96	262,00	57,89	35,42	364,00	80,54	46,97	474,00	80,61	46,97	474,00	46,37	25,77	270,00
Febrero	37,00	23,45	247,00	40,14	21,97	232,00	47,03	28,70	299,00	69,04	39,83	406,00	143,60	35,42	364,00	36,90	19,99	212,00
Marzo	38,33	24,15	254,00	39,98	21,77	230,00	50,10	30,45	316,00	76,31	44,14	447,00	65,15	36,47	374,00	36,73	19,79	210,00
Abril	38,02	24,05	253,00	39,80	21,87	231,00	44,39	27,29	285,00	74,31	36,26	372,00	76,77	35,53	365,00	31,46	16,67	178,00
Mayo	43,28	27,29	285,00	-	-	-	50,23	30,65	318,00	75,68	43,93	445,00	69,41	39,52	403,00	40,66	22,27	235,00
Junio	36,50	23,65	249,00	47,34	26,38	276,00	39,31	24,46	257,00	66,72	38,36	392,00	112,87	34,69	357,00	39,83	21,77	230,00
Julio	41,25	26,17	274,00	43,24	23,85	251,00	41,87	25,97	272,00	76,03	44,14	447,00	171,43	34,90	359,00	83,18	23,85	251,00
Agosto	45,54	29,21	304,00	51,29	28,80	300,00	41,72	25,87	271,00	94,73	56,00	549,00	65,38	40,99	417,00	47,30	24,26	255,00
Septiembre	30,87	20,19	214,00	55,15	31,17	323,00	43,89	23,06	243,00	61,34	35,00	360,00	56,42	33,74	348,00	35,82	19,30	205,00
Octubre	28,27	18,61	198,00	59,47	33,85	349,00	43,43	26,98	282,00	70,97	40,99	417,00	65,01	39,10	399,00	45,38	25,16	264,00
Noviembre	26,99	17,83	190,00	68,60	39,52	403,00	42,11	26,17	274,00	65,05	37,31	382,00	70,23	42,35	430,00	36,30	19,59	208,00
Diciembre	27,48	18,02	192,00	110,98	66,15	628,00	94,52	58,70	570,00	149,49	91,35	810,00	139,02	88,60	791,00	76,31	44,03	446,00
TOTAL			2955,00			3485,00			3751,00			5501,00			5081,00			2964,00



*Anexo 5-12 Demanda energética mensual por número de medidor,  
tramo E, parte 2*

TRAMO E															
PREDIO	7														
MEDIDOR	2011200064			707030106			707030155			707030059			707030131		
MES	CONSUMO TOTAL(\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)
Enero	101,02	51,45	541,62	37,42	20,31	215,22	28,94	15,13	162,18	11,93	8,91	96,90	4,52	1,49	16,32
Febrero	206,00	53,78	566,10	25,24	12,88	138,72	24,34	12,3	132,6	10,42	7,39	80,58	12,89	5,31	58,14
Marzo	92,98	45,45	478,38	36,10	19,40	206,04	25,18	12,78	137,70	10,39	7,30	79,56	9,92	6,82	74,46
Abril	182,62	46,51	489,60	24,28	12,59	135,66	26,21	13,85	148,92	9,62	6,92	75,48	19,41	6,73	73,44
Mayo	99,49	48,55	511,02	32,69	17,41	185,64	25,73	13,17	141,78	10,42	7,39	80,58	30,36	7,87	85,68
Junio	99,93	50,58	532,44	27,99	14,54	156,06	20,79	10,17	110,16	9,49	6,45	70,38	8,86	5,59	61,20
Julio	195,23	47,58	500,82	25,42	12,98	139,74	15,70	10,17	110,16	9,59	6,54	71,40	24,18	5,50	60,18
Agosto	102,46	52,33	550,80	24,68	12,53	135,00	16,77	11,10	120,00	19,80	7,15	78,00	9,08	5,97	65,28
Septiembre	100,45	50,87	535,50	24,69	12,53	135,00	15,69	10,15	110,00	9,74	6,69	73,00	23,94	5,02	55,08
Octubre	196,86	48,26	507,96	13,95	7,53	82,00	17,65	11,86	128,00	10,57	7,53	82,00	8,99	5,88	64,26
Noviembre	96,85	48,55	511,02	31,64	16,76	179,00	15,46	9,96	108,00	10,47	7,43	81,00	17,55	5,50	60,18
Diciembre	95,65	47,48	499,80	24,96	12,62	136,00	33,00	21,37	226,00	28,62	14,82	159,00	21,89	10,75	116,28
TOTAL			6225,06			1844,08			1635,50			1027,88			790,50



**Anexo 5-13** Demanda energética mensual por número de medidor,  
tramo E, parte 3

TRAMO E															
PREDIO	7														
MEDIDOR	707030096			707030007			1000446387			707030152			707030123		
MES	CONSUMO TOTAL(\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)
Enero	23,47	11,81	127,50	21,95	14,24	153,00	-			17,54	5,40	59,16	114,48	16,71	178,50
Febrero	21,58	10,65	115,26	18,29	12,01	129,54	-			8,84	5,78	63,24	41,24	22,63	238,68
Marzo	20,69	10,07	109,14	16,00	10,36	112,20	-			8,02	4,93	54,06	88,31	26,01	272,34
Abril	17,24	9,01	97,92	18,16	12,20	131,58	-			9,29	6,54	71,40	44,08	20,21	214,20
Mayo	20,79	10,17	110,16	19,55	12,78	137,70	-			20,57	8,25	89,76	82,47	20,81	220,32
Junio	17,08	8,53	92,82	16,14	10,55	114,24	-			9,39	6,35	69,36	38,68	16,91	180,54
Julio	14,21	7,96	86,70	15,36	9,87	107,10	-			9,67	6,64	72,42	28,80	15,03	161,16
Agosto	17,11	8,55	93,00	18,42	12,53	135,00	-			8,73	5,67	62,00	13,80	7,81	85,00
Septiembre	14,68	7,99	87,00	17,34	11,58	125,00	3,40	0,36	4,00	18,39	6,60	72,00	19,15	2,00	22,00
Octubre	20,75	10,15	110,00	18,09	12,24	132,00	25,66	2,09	23,00	10,84	7,81	85,00	10,07	5,02	55,00
Noviembre	11,94	8,92	97,00	17,21	11,48	124,00	29,16	0,46	5,00	20,41	6,50	71,00	21,38	5,76	63,00
Diciembre	35,68	19,10	203,00	37,74	24,26	255,00	5,64	2,55	28,00	24,96	12,62	136,00	38,65	8,55	93,00
TOTAL			1329,50			1656,36			60,00			905,40			1783,74



*Anexo 5-14 Demanda energética mensual por número de medidor,  
tramo E, parte 4*

TRAMO E																		
PREDIO	7																	
MEDIDOR	707030181			707030041			707030008			707030037			2011201307			140294		
MES	CONSUMO TOTAL(\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)
Enero	53,77	30,36	315,18	35,61	19,20	204,00	4,46	1,30	14,28	28,67	14,93	160,14	12,95	9,97	108,12	95,66	29,55	416,16
Febrero	43,03	23,74	249,90	48,52	7,01	76,50	9,21	1,76	19,38	27,40	14,14	151,98	24,34	8,34	90,78	97,66	30,71	432,48
Marzo	48,76	27,14	283,56	26,83	13,75	147,90	5,97	2,88	31,62	25,42	12,88	138,72	9,74	7,68	83,64	86,62	24,26	341,70
Abril	47,43	26,62	278,46	30,98	16,42	175,44	29,21	11,91	128,52	5,58	30,60	2,78	18,33	6,92	75,48	88,73	29,62	417,18
Mayo	47,57	26,52	277,44	33,83	18,10	192,78	-	-	-	9,85	0,93	10,20	8,14	5,78	63,24	85,38	27,66	389,64
Junio	41,78	22,93	241,74	21,90	10,84	117,30	26,75	13,75	147,90	27,68	9,01	97,92	9,64	6,92	75,48	96,21	29,84	420,24
Julio	40,25	22,02	232,56	28,96	15,13	162,18	54,00	14,04	150,96	20,83	10,17	110,16	18,68	6,82	74,46	90,21	26,36	371,28
Agosto	57,80	32,82	339,00	47,84	26,68	279,00	34,91	14,63	157,00	25,60	11,01	119,00	8,04	6,04	66,00	94,61	28,90	406,98
Septiembre	42,14	23,16	244,00	26,74	13,76	148,00	27,45	14,14	152,00	30,29	13,86	149,00	17,26	6,60	72,00	98,26	31,00	436,56
Octubre	43,25	23,85	251,00	29,10	15,21	163,00	27,57	14,24	153,00	26,72	13,76	148,00	10,89	8,18	89,00	92,47	27,66	389,64
Noviembre	52,62	29,62	308,00	27,97	14,53	156,00	59,56	12,81	138,00	22,01	10,91	118,00	9,88	7,15	78,00	98,74	31,29	440,64
Diciembre	93,05	54,58	538,00	29,90	15,60	167,00	50,28	27,99	292,00	40,56	22,07	233,00	19,13	6,78	74,00	112,43	38,89	547,74
TOTAL			3558,84			1989,10			1384,66			1438,90			950,20			5010,24



*Anexo 5-15 Demanda energética mensual por número de medidor,  
tramo E, parte 5*

TRAMO E															
PREDIO	7														
MEDIDOR	2011200078			707030012			707030010			707030146			71589		
MES	CONSUMO TOTAL(\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)
Enero	54,06	20,93	220,32	29,26	15,33	164,22	30,43	16,02	171,36	34,47	18,50	196,86	72,66	25,58	269,28
Febrero	42,11	13,28	139,74	26,68	13,75	147,90	29,96	15,73	168,3	30,43	16,02	171,36	62,69	22,87	240,72
Marzo	33,91	10,85	114,24	27,11	13,94	149,94	28,61	14,83	159,12	36,12	19,40	206,04	58,56	20,06	211,14
Abril	35,49	11,05	116,26	25,61	13,46	144,84	31,29	16,62	177,48	31,14	16,52	176,46	65,92	22,77	239,70
Mayo	66,61	9,11	95,88	27,67	14,34	154,02	33,34	17,80	189,72	36,62	19,80	210,12	55,20	18,80	197,88
Junio	41,24	11,34	119,34	20,62	10,07	109,14	29,12	15,23	163,20	27,85	14,44	155,04	56,14	18,60	195,84
Julio	70,74	8,04	84,66	27,51	14,24	153,00	27,67	14,34	154,02	11,26	6,07	66,30	61,47	18,31	192,78
Agosto	37,41	11,05	116,28	33,87	18,12	193,00	29,11	15,21	163,00	35,64	19,20	204,00	54,95	17,83	187,68
Septiembre	0,09	0,10	1,02	28,95	15,11	162,00	26,27	13,48	145,00	34,53	18,51	197,00	53,73	27,81	292,74
Octubre	17,06	0,00	0,00	41,79	22,96	242,00	30,38	15,99	171,00	36,14	19,49	207,00	33,26	3,78	39,78
Noviembre	16,98	0,00	0,00	26,09	13,38	144,00	27,52	14,24	153,00	30,85	16,28	174,00	90,30	15,79	166,26
Diciembre	22,15	3,29	34,68	54,93	30,86	320,00	55,80	31,38	325,00	29,58	15,41	165,00	52,94	16,38	172,38
TOTAL			1042,42			2084,06			2140,20			2129,18			2406,18



*Anexo 5-16 Demanda energética mensual por número de medidor,  
tramo E, parte 6*

TRAMO E															
PREDIO	7														
MEDIDOR	707030053			707030013			707030038			707030056			2013205442		
MES	CONSUMO TOTAL(\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)
Enero	3,74	0,00	0,00	81,97	47,86	482,46	25,56	13,07	140,76	8,36	5,31	58,14	47,13	26,21	274,38
Febrero	3,74	0,00	0,00	68,93	39,72	404,94	9,54	4,93	54,06	8,03	5,02	55,08	91,33	24,36	256,02
Marzo	3,74	0,00	0,00	69,68	40,04	408,00	22,45	11,13	120,36	8,20	5,12	56,10	43,19	23,54	247,86
Abril	3,74	0,00	0,00	74,99	36,72	376,38	23,97	12,39	133,62	8,88	6,07	66,30	92,00	23,24	244,80
Mayo	3,74	0,00	0,00	51,43	28,89	300,90	-	-	-	-	-	-	54,51	26,62	278,46
Junio	3,74	0,00	0,00	45,62	32,04	331,5	26,38	13,56	145,86	8,83	5,78	63,24	40,41	22,12	233,58
Julio	3,74	0,00	0,00	55,34	31,31	324,36	38,93	21,22	224,40	8,44	5,40	59,16	34,07	18,20	193,80
Agosto	3,74	0,00	0,00	62,33	35,63	366,00	46,37	25,77	270,00	7,98	4,92	54,00	39,62	17,44	186,00
Septiembre	5,89	2,37	26,00	54,81	30,96	321,00	24,23	12,24	132,00	7,35	4,28	47,00	82,95	19,69	209,00
Octubre	11,63	6,04	66,00	60,65	34,58	356,00	23,58	11,86	128,00	8,53	5,48	60,00	41,50	22,76	240,00
Noviembre	10,98	5,57	61,00	53,63	30,24	314,00	22,95	11,48	124,00	7,98	4,92	54,00	39,64	21,57	228,00
Diciembre	5,94	2,28	25,00	56,60	31,89	330,00	49,26	27,39	286,00	13,15	10,06	109,00	76,89	19,99	212,00
TOTAL			178,00			4315,54			1759,06			682,02			2803,90



*Anexo 5-17 Demanda energética mensual por número de medidor,  
tramo F*

TRAMO F												
PREDIO	8			9			10			11		
MEDIDOR	2014300300			1000437830			2013211301			4782053		
MES	CONSUMO TOTAL(\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)	CONSUMO TOTAL (\$)	CONSUMO ENERGIA (\$)	CONSUMO (kWh)
Enero	19,87	1,55	17,00	31,33	5,29	58,00	107,17	64,09	612,00	13,85	2,30	25,00
Febrero	23,82	0,91	10,00	42,35	3,64	40,00	119,42	72,06	674,00	13,25	2,02	22,00
Marzo	66,15	37,96	412,00	6,94	3,73	41,00	115,45	69,10	651,00	15,07	3,13	34,00
Abril	100,52	5,79	63,00	16,05	3,00	33,00	125,67	61,91	595,00	23,07	6,72	73,00
Mayo	29,22	7,82	85,00	-	-	-	123,87	74,89	696,00	18,67	5,43	59,00
Junio	28,03	11,32	123,00	56,63	32,10	332,00	119,60	72,06	674,00	18,8	5,52	60,00
Julio	63,99	12,05	131,00	103,98	26,28	275,00	122,56	73,99	689,00	14,43	2,76	30,00
Agosto	90,07	46,76	486,00	112,03	62,81	602,00	-	-	-	26,98	1,56	17,00
Septiembre	93,37	53,25	549,00	120,77	72,83	680,00	122,64	71,80	672,00	14,76	2,94	32,00
Octubre	103,41	59,74	612,00	133,78	81,35	741,00	119,17	71,80	672,00	27,75	1,84	20,00
Noviembre	219,22	67,67	689,00	107,42	64,22	613,00	124,39	75,14	698,00	39,75	1,20	13,00
Diciembre	193,01	112,86	1127,80	227,82	143,68	1145,00	280,97	179,74	1356,00	16,31	3,86	42,00
TOTAL			4304,80			4560,00			7989,00			427,00





**Anexo 5-18** Consumo anual por tipo de tarifa, tramo A

TRAMO	PREDIO	N° DE MEDIDOR	CONSUMO ANUAL (kWh)	TARIFA
<b>MANZANA 01</b>				
A	001	83304	2338,00	BTCRSD01 - BT Residencial
	002	1000452988	574,00	BTCRSD01 - BT Residencial
		1000452989	769,00	BTCRSD01 - BT Residencial
		1000452990	1254,00	BTCRSD01 - BT Residencial
		1000452991	1049,00	BTCRSD03 - BT Residencial para el Programa PEC
		1000437705	2844,00	BTCRSD03 - BT Residencial para el Programa PEC
	003	1000437710	1575,00	BTCRSD01 - BT Residencial
	004	1000437829	1223,00	BTCGSD01 - BT Comercial
	005	1000448493	5071,00	BTCGSD01 - BT Comercial
006				

**Anexo 5-19** Consumo anual por tipo de tarifa, tramo B

TRAMO	PREDIO	N° DE MEDIDOR	CONSUMO ANUAL (kWh)	TARIFA
<b>MANZANA 02</b>				
B	001	1000615387	0,00	BTCRSD01 - BT Residencial
	002	209845	6636,00	BTCRSD01 - BT Residencial
	003	2014225737	3263,00	BTCGSD01 - BT Comercial
		1000602224	3955,00	BTCGSD01 - BT Comercial
		225070	2855,00	BTCGSD01 - BT Comercial
		1000461155	2997,00	BTCGSD01 - BT Comercial
		2013220331	8306,00	BTCGSD01 - BT Comercial
	004	4589212	45,00	BTCRSD01 - BT Residencial
	005	2015051461	132,00	BTCRSD01 - BT Residencial
		87119	10.382,00	BTCGSD01 - BT Comercial
		1000452993	2704,00	BTCRSD01 - BT Residencial



*Anexo 5-20 Consumo anual por tipo de tarifa, tramo C*

TRAMO	PREDIO	N° DE MEDIDOR	CONSUMO ANUAL (kWh)	TARIFA
<b>MANZANA 03</b>				
C	001	2014229289	5903,00	BTCRSD01 - BT Residencial
	002	2014230832	7124,00	BTCRSD01 - BT Residencial
	003	5001424	2485,00	BTCRSD01 - BT Residencial
		2007063778	192,00	BTCRSD01 - BT Residencial

*Anexo 5-21 Consumo anual por tipo de tarifa, tramo D*

TRAMO	PREDIO	N° DE MEDIDOR	CONSUMO ANUAL (kWh)	TARIFA
<b>MANZANA 03</b>				
D	004	1000552428	2729,00	BTCRSD01 - BT Residencial
		2012300103	2193,00	BTCRSD01 - BT Residencial
		2012300102	2358,00	BTCRSD01 - BT Residencial
	005	426507	1451,00	BTCRSD01 - BT Residencial
	006	2015050189	1728,00	BTCRSD01 - BT Residencial

*Anexo 5-22 Consumo anual por tipo de tarifa, tramo E*

TRAMO	PREDIO	N° DE MEDIDOR	CONSUMO ANUAL (kWh)	TARIFA
<b>MANZANA 04</b>				
E	001	2015051786	2955,00	BTCRSD01 - BT Residencial
	002	707180274	3485,00	BTCRSD01 - BT Residencial
	003	707180263	3751,00	BTCRSD01 - BT Residencial
	004	707180260	5501,00	BTCRSD01 - BT Residencial
	005	83043	5081,00	BTCRSD01 - BT Residencial
	006	85696	2964,00	BTCRSD01 - BT Residencial
	007	2011200064	6225,06	MTCGCD01 - MT Comercial con Demanda
		707030106	1844,08	BTCRSD01 - BT Residencial
		707030155	1635,50	BTCRSD01 - BT Residencial
		707030059	1027,88	BTCRSD01 - BT Residencial
		707030131	790,50	MTCRSD03 - MT Categoría Residencial
		707030096	1329,50	BTCRSD01 - BT Residencial
	707030007	1656,36	BTCRSD01 - BT Residencial	



TRAMO	PREDIO	N° DE MEDIDOR	CONSUMO ANUAL (kWh)	TARIFA
<b>MANZANA 04</b>				
	007	1000446387	60,00	BTCRSD01 - BT Residencial
		707030152	905,40	BTCRSD01 - BT Residencial
		707030123	1783,74	BTCRSD01 - BT Residencial
		707030181	3558,84	BTCRSD01 - BT Residencial
		707030041	1989,10	BTCRSD01 - BT Residencial
		707030008	1384,66	BTCRSD01 - BT Residencial
		707030037	1438,90	BTCRSD01 - BT Residencial
		2011201307	950,20	BTCRSD01 - BT Residencial
		140294	5010,24	MTCGCD35 - MT Servicio Comunitario con Demanda
		2011200078	1042,42	MTCGCD01 - MT Comercial con Demanda
		707030012	2084,06	BTCRSD01 - BT Residencial
		707030010	2140,20	BTCRSD01 - BT Residencial
	707030146	2129,18	BTCRSD01 - BT Residencial	

TRAMO	PREDIO	N° DE MEDIDOR	CONSUMO ANUAL (kWh)	TARIFA
<b>MANZANA 04</b>				
E	007	71589	2406,18	MTCGCD01 - MT Comercial con Demanda
		707030053	178,00	BTCRSD01 - BT Residencial
		707030013	4315,54	BTCRSD01 - BT Residencial
		707030038	1759,06	BTCRSD01 - BT Residencial
		707030056	682,02	BTCRSD01 - BT Residencial
		2013205442	2803,90	BTCRSD01 - BT Residencial

*Anexo 5-23 Consumo anual por tipo de tarifa, tramo F*

TRAMO	PREDIO	N° DE MEDIDOR	CONSUMO ANUAL (kWh)	TARIFA
<b>MANZANA 04</b>				
F	008	2014300300	4304,80	BTCGSD01 - BT Comercial
	009	1000437830	4560,00	BTCRSD01 - BT Residencial
	010	2013211301	7989,00	BTCRSD01 - BT Residencial
	011	4782053	427,00	BTCGSD01 - BT Comercial



**Anexo 5-24** Demandas energéticas por mes y según tramos

MESES	TRAMOS					
	CONSUMO (kWh)					
	A	B	C	D	E	F
Enero	1725,00	3064,00	1513,00	1058,00	6885,06	712,00
Febrero	1438,00	3185,00	1299,00	795,00	5942,00	746,00
Marzo	1481,00	3313,00	1291,00	879,00	6054,82	1138,00
Abril	1413,00	3349,00	1269,00	923,00	5875,90	764,00
Mayo	177,00	3396,00	1404,00	949,00	5608,92	840,00
Junio	1357,00	3706,00	1236,00	899,00	5765,52	1189,00
Julio	1402,00	3827,00	1366,00	861,00	5717,76	1125,00
Agosto	1205,00	3258,00	775,00	791,00	6527,02	1105,00
Septiembre	1703,00	3705,00	1313,00	727,00	5645,90	1933,00
Octubre	1645,00	3565,00	1426,00	938,00	5881,64	2045,00
Noviembre	1501,00	3550,00	1277,00	817,00	5843,10	2013,00
Diciembre	1650,00	3357,00	1535,00	822,00	9119,88	3670,80

**Anexo 5-25** Demanda energética del mes de diciembre de predios del tramo E y F

PREDIO	CONSUMO DICIEMBRE
<b>TRAMO E</b>	
E001	192,00
E002	628,00
E003	570,00
E004	810,00
E005	791,00
E006	446,00
E007	5682,88
<b>TRAMO F</b>	
F008	1127,80
F009	1145,00
F010	1356
F011	42,00



**Anexo 5-26** Cálculo de producción anual por predio, tramo A

PREDIO	PRODUCCION POR SISTEMA PV (6 PLACAS) (KWh)	PRODUCCION POR PLACA PV (KWh)	N° FALDÓN	MÓDULOS PV REQUERIDOS	PRODUCCIÓN (KWH)	REMANENTE NEGATIVO (KWH)
006	2.425,71	404,29	1	4	1.617,14	(248,91)
	2.403,71	400,62	2	8	3.204,95	
005	2.402,95	400,49	1	3	1.201,47	(21,53)
004	2.347,45	391,24	1	4	1.564,97	(10,03)
003	2.364,55	394,09	1	3	1.182,28	(229,46)
	2.148,40	358,07	2	4	1.432,27	
002	2.378,74	396,46	1	9	3.568,11	(77,89)
001	2.386,26	397,71	1	5	1.988,55	(349,45)
<b>TOTAL</b>	<b>18.857,77</b>	<b>3.142,96</b>		<b>40</b>	<b>15.759,73</b>	<b>(937,27)</b>

**Anexo 5-27** Cálculo de producción anual por predio, tramo B

PREDIO	PRODUCCION POR SISTEMA PV (6 PLACAS) (KWh)	PRODUCCION POR PLACA PV (KWh)	N° FALDÓN	MÓDULOS PV REQUERIDOS	PRODUCCIÓN (KWH)	REMANENTE NEGATIVO (KWH)
005	2.426,22	404,37	1	8	3.234,96	(54,91)
	2.382,75	397,13	2	25	9.928,13	
004	2.417,80	402,97	0	-	-	(45,00)
003	2.389,90	398,32	1	25	9.957,93	(96,31)
	2.426,09	404,35	2	28	11.321,77	
002	2.395,71	399,28	1	16	6.388,55	(247,45)
001	2.368,52	394,75	0	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>16.806,99</b>	<b>2.801,17</b>		<b>102</b>	<b>40.831,33</b>	<b>(443,67)</b>



**Anexo 5-28** Cálculo de producción anual por predio, tramo C

PREDIO	PRODUCCION POR SISTEMA PV (6 PLACAS) (KWh)	PRODUCCION POR PLACA PV (KWh)	N° FALDÓN	MÓDULOS PV REQUERIDOS	PRODUCCIÓN (KWH)	REMANENTE NEGATIVO (KWH)
003	2.319,36	386,56	1	6	2.319,36	(357,64)
002	2.379,34	396,56	1	17	6.741,47	(382,53)
001	2.372,10	395,35	1	11	4.348,85	(20,34)
	2.300,72	383,45	2	4	1.533,81	
TOTAL	9.371,52	1.561,92		38	14.943,50	(760,50)

**Anexo 5-29** Cálculo de producción anual por predio, tramo D

PREDIO	PRODUCCION POR SISTEMA PV (6 PLACAS) (KWh)	PRODUCCION POR PLACA PV (KWh)	N° FALDÓN	MÓDULOS PV REQUERIDOS	PRODUCCIÓN (KWH)	REMANENTE NEGATIVO (KWH)
006	2.358,19	393,03	1	4	1.572,13	(155,87)
005	2.373,06	395,51	1	3	1.186,53	(264,47)

PREDIO	PRODUCCION POR SISTEMA PV (6 PLACAS) (KWh)	PRODUCCION POR PLACA PV (KWh)	N° FALDÓN	MÓDULOS PV REQUERIDOS	PRODUCCIÓN (KWH)	REMANENTE NEGATIVO (KWH)
004	2.277,96	379,66	1	7	2.657,62	(71,38)
	2.206,09	367,68	2	12	4.412,18	(138,82)
TOTAL	9.215,30	1.535,88		26	9.828,46	(630,54)

**Anexo 5-30** Cálculo de producción anual por predio, tramo E

PREDIO	PRODUCCION POR SISTEMA PV (6 PLACAS) (KWh)	PRODUCCION POR PLACA PV (KWh)	N° FALDÓN	MÓDULOS PV REQUERIDOS	PRODUCCIÓN (KWH)	REMANENTE NEGATIVO (KWH)
001	2.372,75	395,46	1	7	2.768,21	(186,79)
002	2.281,66	380,28	1	9	3.422,49	(62,51)
003	2.326,21	387,70	1	9	3.489,31	(261,69)
004	2.269,77	378,29	1	14	5.296,13	(204,87)
005	2.402,57	400,43	1	12	4.805,13	(275,87)



PREDIO	PRODUCCION POR SISTEMA PV (6 PLACAS) (KWh)	PRODUCCION POR PLACA PV (KWh)	N° FALDÓN	MÓDULOS PV REQUERIDOS	PRODUCCIÓN (KWH)	REMANENTE NEGATIVO (KWH)
006	2.362,51	393,75	1	7	2.756,26	(207,74)
008	2.364,35	394,06	1	30	11.821,76	(3.975,13)
	2.329,02	388,17	2	34	13.197,79	
	2.253,84	375,64	3	26	9.766,65	
	2.319,22	386,54	4	32	12.369,19	
<b>TOTAL</b>	<b>23.281,90</b>	<b>3.880,32</b>		<b>180,00</b>	<b>69.692,92</b>	<b>(5.174,60)</b>

PREDIO	PRODUCCION POR SISTEMA PV (6 PLACAS) (KWh)	PRODUCCION POR PLACA PV (KWh)	N° FALDÓN	MÓDULOS PV REQUERIDOS	PRODUCCIÓN (KWH)	REMANENTE NEGATIVO (KWH)
009	2.389,06	398,18	1	11	4.379,94	(180,06)
010	2.394,07	399,01	1	3	1.197,04	(170,10)
	2.337,41	389,57	2	4	1.558,27	
	2.337,04	389,51	3	13	5.063,59	
011	2.400,00	400,00	1	0	-	(427,00)
<b>TOTAL</b>	<b>14.261,68</b>	<b>2.376,95</b>		<b>41</b>	<b>16.205,67</b>	<b>(1.075,13)</b>

*Anexo 5-31 Cálculo de producción anual por predio, tramo F*

PREDIO	PRODUCCION POR SISTEMA PV (6 PLACAS) (KWh)	PRODUCCION POR PLACA PV (KWh)	N° FALDÓN	MÓDULOS PV REQUERIDOS	PRODUCCIÓN (KWH)	REMANENTE NEGATIVO (KWH)
008	2.404,10	400,68	1	10	4.006,83	(297,98)



**Anexo 5-32** Cálculo de producción mensual por predio, tramo A

PREDIO	AZIMUT	PENDIENTE °	MESES											
			En.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ag.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
006	36	10	192,564	170,602	200,16	210,589	216,439	153,915	188,137	224,11	242,869	224,926	204,712	196,689
	126	10	206,435	177,69	199,099	198,74	197,861	139,824	170,166	209,027	238,076	231,689	220,812	214,292
005	128	10	206,684	177,736	199,047	198,528	197,481	139,528	169,829	208,685	237,918	231,856	221,099	214,555
004	37	23	176,759	162,061	193,506	208,109	219,397	157,065	191,095	225,581	238,018	209,943	186,199	179,715
003	36	21	179,224	163,449	194,858	209,16	219,77	157,184	191,428	226,115	239,283	212,617	189,128	182,334
	128	36	199,612	170,935	178,789	164,201	160,617	113,036	136,329	173,601	211,658	211,983	214,212	213,428
002	308	17	184,92	159,537	194,707	212,301	218,387	154,181	191,673	220,732	235,592	224,863	198,704	183,145
001	310	16	185,679	160,432	195,428	212,674	218,722	154,467	191,83	221,385	236,565	225,316	199,414	184,343





**Anexo 5-33** Cálculo de producción mensual por predio, tramo B

PREDIO	AZIMUT °	PENDIENTE °	MESES											
			En.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ag.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
005	23	10	191,174	169,332	200,066	211,921	218,225	155,138	189,975	225,200	242,946	224,628	203,091	194,526
	207	11	208,490	174,153	196,946	197,185	192,980	135,438	166,689	202,771	233,409	236,383	223,997	214,309
004	117	7	204,551	176,651	200,128	202,199	202,314	143,159	174,555	212,801	239,788	231,652	218,574	211,429
003	208	10	207,985	174,193	197,492	198,402	194,704	136,740	168,419	204,349	234,348	236,256	223,354	213,660
	28	10	191,659	169,808	200,109	211,442	217,600	154,718	189,327	224,839	242,942	224,699	203,647	195,303
002	301	14	189,768	162,831	196,389	211,414	215,859	152,287	189,047	219,497	236,941	228,210	204,059	189,406
001	127	16	207,353	178,278	196,356	192,376	190,445	134,454	163,155	202,695	234,490	229,691	222,242	216,983



**Anexo 5-34** Cálculo de producción mensual por predio, tramo C

PREDIO	AZIMUT °	PENDIENTE °	MESES											
			En.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ag.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
003	134	21	208,363	177,891	192,641	184,550	180,804	127,391	154,309	193,897	228,932	227,541	223,657	219,385
002	225	12	206,338	171,816	196,257	198,573	194,934	136,770	169,129	203,619	232,732	236,217	221,985	210,974
001	33	20	179,739	163,574	195,426	210,111	220,584	157,690	192,251	226,752	239,815	213,654	189,822	182,680
	213	20	208,728	170,024	189,974	186,485	178,871	125,180	155,165	188,848	222,582	235,027	225,282	214,554

**Anexo 5-35** Cálculo de producción mensual por predio, tramo D

PREDIO	AZIMUT °	PENDIENTE °	MESES											
			En.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ag.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
006	201	14	210,165	174,294	195,095	192,754	186,906	130,934	161,317	197,384	230,266	236,360	226,031	216,683
005	292	17	188,858	160,769	194,295	209,435	213,286	150,266	187,213	216,380	233,662	227,839	203,599	187,461
004	305	28	171,453	147,522	185,580	207,910	216,039	152,558	191,361	215,358	224,390	214,795	185,227	165,769
	303	34	164,024	140,649	179,059	203,230	212,219	149,962	188,862	209,995	216,240	208,037	177,340	156,471



*Anexo 5-36 Cálculo de producción mensual por predio, tramo E*

PREDIO	AZIMUT °	PENDIENTE °	MESES											
			En.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ag.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
001	131	15	208,035	178,409	196,679	192,845	190,625	134,511	163,341	202,762	234,668	230,562	222,907	217,406
002	219	22	206,889	167,600	188,076	185,301	177,786	124,405	154,646	187,224	219,912	234,079	223,778	211,965
003	221	18	207,154	169,651	191,799	191,110	185,010	129,593	160,823	194,141	225,643	235,605	223,622	212,056
004	131	26	206,272	176,430	188,744	178,142	174,152	122,972	148,474	187,604	223,923	222,991	221,565	218,499
005	129	10	206,805	177,757	199,021	198,425	197,295	139,382	169,665	208,516	237,840	231,939	221,239	214,683
006	304	19	183,594	157,829	193,219	211,282	217,232	153,335	191,035	219,132	233,437	223,969	197,451	180,993
007	35	21	178,930	163,213	194,818	209,364	220,072	157,404	191,744	226,309	239,267	212,504	188,798	181,929
	125	21	206,345	177,624	193,399	186,672	184,393	130,174	157,538	197,218	230,597	226,336	221,410	217,316
	215	24	207,376	167,080	185,931	181,158	172,501	120,610	149,882	182,439	216,561	233,011	224,303	212,990
	305	24	176,987	152,290	189,345	209,844	217,196	153,299	191,691	217,472	228,730	218,992	190,721	172,657



*Anexo 5-37 Cálculo de producción mensual por predio, tramo F*

PREDIO	AZIMUT °	PENDIENTE °	MESES											
			En.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ag.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
008	125	10	206,31	177,66	199,13	198,85	198,05	139,974	170,34	209,20	238,155	231,61	220,67	214,16
009	125	13	206,84	178,12	197,93	195,94	194,74	137,572	167,13	206,38	236,650	230,74	221,45	215,59
010	44	17	186,35	167,90	197,47	208,87	217,15	154,946	188,66	224,70	241,222	218,49	197,56	190,76
	224	17	206,58	169,68	192,65	193,02	187,56	131,416	163,10	196,39	227,065	235,78	222,97	211,19
	126	20	206,78	177,84	194,01	187,71	185,37	130,844	158,45	198,14	231,351	227,19	221,86	217,50
011	315	14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



*Anexo 5-38 Rendimiento mensual de PV por predio, tramo A*

PREDIO	MESES											
	En.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ag.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
006	128,38	113,73	133,44	140,39	144,29	102,61	125,42	149,41	161,91	149,95	136,47	131,13
	275,25	236,92	265,47	264,99	263,81	186,43	226,89	278,70	317,43	308,92	294,42	285,72
006	403,62	350,65	398,91	405,38	408,11	289,04	352,31	428,11	479,35	458,87	430,89	416,85
005	103,34	88,87	99,52	99,26	98,74	69,76	84,91	104,34	118,96	115,93	110,55	107,28
004	117,84	108,04	129,00	138,74	146,26	104,71	127,40	150,39	158,68	139,96	124,13	119,81
003	89,61	81,72	97,43	104,58	109,89	78,59	95,71	113,06	119,64	106,31	94,56	91,17
	133,07	113,96	119,19	109,47	107,08	75,36	90,89	115,73	141,11	141,32	142,81	142,29
003	222,69	195,68	216,62	214,05	216,96	153,95	186,60	228,79	260,75	247,63	237,37	233,45
002	277,38	239,31	292,06	318,45	327,58	231,27	287,51	331,10	353,39	337,29	298,06	274,72
001	154,73	133,69	162,86	177,23	182,27	128,72	159,86	184,49	197,14	187,76	166,18	153,62
<b>TOTAL</b>	1.001,23	867,12	1.006,59	1.044,45	1.059,57	749,45	920,43	1.096,59	1.211,72	1.161,31	1.071,35	1.021,51



*Anexo 5-39 Rendimiento mensual de PV por predio, tramo B*

PREDIO	MESES											
	En.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ag.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
005	254,90	225,78	266,75	282,56	290,97	206,85	253,30	300,27	323,93	299,50	270,79	259,37
	868,71	725,64	820,61	821,60	804,08	564,33	694,54	844,88	972,54	984,93	933,32	892,95
005	1.123,61	951,41	1.087,36	1.104,17	1.095,05	771,18	947,84	1.145,15	1.296,47	1.284,43	1.204,11	1.152,32
004	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
003	866,60	725,80	822,88	826,68	811,27	569,75	701,75	851,45	976,45	984,40	930,64	890,25
	894,41	792,44	933,84	986,73	1.015,47	722,02	883,53	1.049,25	1.133,73	1.048,60	950,35	911,41
003	1.761,01	1.518,24	1.756,73	1.813,40	1.826,73	1.291,77	1.585,27	1.900,70	2.110,18	2.033,00	1.880,99	1.801,66
002	506,05	434,22	523,70	563,77	575,62	406,10	504,13	585,33	631,84	608,56	544,16	505,08
001	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	3.390,67	2.903,87	3.367,79	3.481,34	3.497,41	2.469,04	3.037,23	3.631,17	4.038,49	3.925,99	3.629,26	3.459,07



*Anexo 5-40 Rendimiento mensual de PV por predio, tramo C*

PREDIO	MESES											
	En.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ag.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
003	208,36	177,89	192,64	184,55	180,80	127,39	154,31	193,90	228,93	227,54	223,66	219,39
002	584,62	486,81	556,06	562,62	552,31	387,52	479,20	576,92	659,41	669,28	628,96	597,76
001	329,52	299,89	358,28	385,20	404,40	289,10	352,46	415,71	439,66	391,70	348,01	334,91
	139,15	113,35	126,65	124,32	119,25	83,45	103,44	125,90	148,39	156,68	150,19	143,04
001	468,67	413,24	484,93	509,53	523,65	372,55	455,90	541,61	588,05	548,38	498,20	477,95
<b>TOTAL</b>	<b>1.261,66</b>	<b>1.077,94</b>	<b>1.233,63</b>	<b>1.256,70</b>	<b>1.256,77</b>	<b>887,46</b>	<b>1.089,41</b>	<b>1.312,43</b>	<b>1.476,39</b>	<b>1.445,21</b>	<b>1.350,81</b>	<b>1.295,09</b>

*Anexo 5-41 Rendimiento mensual de PV por predio, tramo D*

PREDIO	MESES											
	En.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ag.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
006	140,11	116,20	130,06	128,50	124,60	87,29	107,54	131,59	153,51	157,57	150,69	144,46
005	94,43	80,38	97,15	104,72	106,64	75,13	93,61	108,19	116,83	113,92	101,80	93,73
004	200,03	172,11	216,51	242,56	252,05	177,98	223,25	251,25	261,79	250,59	216,10	193,40
	328,05	281,30	358,12	406,46	424,44	299,92	377,72	419,99	432,48	416,07	354,68	312,94
004	528,08	453,41	574,63	649,02	676,48	477,91	600,98	671,24	694,27	666,67	570,78	506,34
<b>TOTAL</b>	<b>762,62</b>	<b>649,99</b>	<b>801,84</b>	<b>882,24</b>	<b>907,73</b>	<b>640,33</b>	<b>802,13</b>	<b>911,02</b>	<b>964,61</b>	<b>938,16</b>	<b>823,27</b>	<b>744,53</b>



*Anexo 5-42 Rendimiento mensual de PV por predio, tramo E*

PREDIO	MESES											
	En.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ag.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
001	242,71	208,14	229,46	224,99	222,40	156,93	190,56	236,56	273,78	268,99	260,06	253,64
002	310,33	251,40	282,11	277,95	266,68	186,61	231,97	280,84	329,87	351,12	335,67	317,95
003	310,73	254,48	287,70	286,67	277,52	194,39	241,23	291,21	338,46	353,41	335,43	318,08
004	481,30	411,67	440,40	415,66	406,35	286,93	346,44	437,74	522,49	520,31	516,99	509,83
005	413,61	355,51	398,04	396,85	394,59	278,76	339,33	417,03	475,68	463,88	442,48	429,37
006	214,19	184,13	225,42	246,50	253,44	178,89	222,87	255,65	272,34	261,30	230,36	211,16
007	894,65	816,07	974,09	1.046,82	1.100,36	787,02	958,72	1.131,55	1.196,34	1.062,52	943,99	909,65
	1.169,29	1.006,54	1.095,93	1.057,81	1.044,89	737,65	892,72	1.117,57	1.306,72	1.282,57	1.254,66	1.231,46
	898,63	724,01	805,70	785,02	747,50	522,64	649,49	790,57	938,43	1.009,71	971,98	922,96
	943,93	812,21	1.009,84	1.119,17	1.158,38	817,59	1.022,35	1.159,85	1.219,89	1.167,96	1.017,18	920,84
008	3.906,50	3.358,83	3.885,56	4.008,81	4.051,14	2.864,91	3.523,28	4.199,53	4.661,38	4.522,76	4.187,81	3.984,90
<b>TOTAL</b>	6.169,26	5.273,66	6.046,48	6.174,71	6.195,11	4.375,53	5.377,81	6.449,10	7.233,14	7.086,42	6.619,51	6.316,57





*Anexo 5-43 Rendimiento mensual de PV por predio, tramo E*

PREDIO	MESES											
	En.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ag.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
008	343,85	296,11	331,88	331,42	330,09	233,29	283,90	348,67	396,93	386,01	367,78	356,93
009	379,21	326,56	362,86	359,23	357,01	252,22	306,40	378,36	433,86	423,02	405,98	395,24
010	93,18	83,95	98,73	104,43	108,57	77,47	94,33	112,35	120,61	109,25	98,78	95,38
	137,72	113,12	128,43	128,68	125,04	87,61	108,73	130,93	151,38	157,19	148,65	140,79
	448,02	385,32	420,36	406,71	401,63	283,50	343,31	429,31	501,26	492,25	480,69	471,24
010	678,92	582,39	647,53	639,83	635,24	448,58	546,37	672,59	773,25	758,68	728,11	707,41
011	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	1.401,98	1.205,06	1.342,26	1.330,47	1.322,35	934,08	1.136,66	1.399,62	1.604,03	1.567,71	1.501,87	1.459,58



*Anexo 5-44 Rendimiento mensual de PV por tramo y a nivel barrial*

TRAMO	MESES											
	En.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ag.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
A	1.279,60	1.116,24	1.298,97	1.353,11	1.379,92	977,46	1.198,59	1.427,22	1.568,26	1.487,45	1.367,18	1.305,73
B	3.390,67	2.903,87	3.367,79	3.481,34	3.497,41	2.469,04	3.037,23	3.631,17	4.038,49	3.925,99	3.629,26	3.459,07
C	1.261,66	1.077,94	1.233,63	1.256,70	1.256,77	887,46	1.089,41	1.312,43	1.476,39	1.445,21	1.350,81	1.295,09
D	762,62	649,99	801,84	882,24	907,73	640,33	802,13	911,02	964,61	938,16	823,27	744,53
E	5.879,37	5.024,17	5.748,70	5.857,43	5.872,11	4.147,43	5.095,69	6.118,57	6.874,00	6.741,76	6.308,79	6.024,92
F	1.401,98	1.205,06	1.342,26	1.330,47	1.322,35	934,08	1.136,66	1.399,62	1.604,03	1.567,71	1.501,87	1.459,58
<b>Barrio</b>	13.975,90	11.977,26	13.793,20	14.161,29	14.236,29	10.055,80	12.359,72	14.800,02	16.525,77	16.106,27	14.981,17	14.288,91



*Anexo 5-45 Emplazamiento de predios seleccionados para estudio de disponibilidad geométrica de cubiertas*





*Anexo 5-46 Balance entre demanda y producción por tramos*

TRAMO	DEMANDA (kWh)	PRODUCCIÓN (kWh)	REMANENTE (kWh)
A	16.697,00	15.759,73	937,27
B	41.275,00	40.831,33	443,67
C	15704,00	14.943,50	760,50
D	10459,00	9.828,46	630,54
E	74867,52	69.692,92	5.174,60
F	17280,80	16.205,67	1.075,13

*Anexo 5-47 Balance entre demanda y producción, tramo A*

PREDIO	DEMANDA (kWh)	PRODUCCIÓN (kWh)	REMANENTE (kWh)
001	2338,00	1.988,55	349,45
002	3646,00	3.568,11	77,89
003	2844,00	2.614,54	229,46
004	1575,00	1.564,97	10,03
005	1223,00	1.201,47	21,53
006	5071,00	4.822,09	248,91
<b>TOTAL</b>	16697,00	15759,73	937,27

*Anexo 5-48 Balance entre demanda y producción, tramo B*

PREDIO	DEMANDA (kWh)	PRODUCCIÓN (kWh)	REMANENTE (kWh)
001	0,00	0,00	-
002	6636,00	6.388,55	247,45
003	21376,00	21.279,69	96,31
004	45,00	0,00	45,00
005	13218,00	13.163,09	54,91
<b>TOTAL</b>	41275,00	40.831,33	443,67

*Anexo 5-49 Balance entre demanda y producción, tramo C*

PREDIO	DEMANDA (kWh)	PRODUCCIÓN (kWh)	REMANENTE (kWh)
001	5903,00	5882,66	20,34
002	7124,00	6.741,47	382,53
003	2677,00	2.319,36	357,64
<b>TOTAL</b>	15704,00	14943,50	760,50



*Anexo 5-50 Balance entre demanda y producción, tramo D*

PREDIO	DEMANDA (kWh)	PRODUCCIÓN (kWh)	REMANENTE (kWh)
004	7280,00	7.069,80	210,20
005	1451,00	1.186,53	264,47
006	1728,00	1.572,13	155,87
<b>TOTAL</b>	10459,00	9828,46	630,54

*Anexo 5-51 Balance entre demanda y producción, tramo E*

PREDIO	DEMANDA (kWh)	PRODUCCIÓN (kWh)	REMANENTE (kWh)
001	2955,00	2768,21	186,79
002	3485,00	3422,49	62,51
003	3751,00	3489,31	261,69
004	5501,00	5296,13	204,87
005	5081,00	4805,13	275,87
006	2964,00	2756,26	207,74
007	51130,52	47155,39	3975,13
<b>TOTAL</b>	74867,52	69692,92	5174,60

*Anexo 5-52 Balance entre demanda y producción, tramo F*

PREDIO	DEMANDA (kWh)	PRODUCCIÓN (kWh)	REMANENTE (kWh)
008	4304,80	4.006,83	297,98
009	4560,00	4.379,94	180,06
010	7989,00	7.818,90	170,10
011	427,00	0,00	427,00
<b>TOTAL</b>	17280,80	16205,67	1075,13

*Anexo 5-53 Balance mensual entre producción y demanda a nivel barrial*

MESES	PRODUCCIÓN (kWh)	DEMANDA (kWh)	EXCEDENTE (kWh)
Enero	13.975,90	14957,06	(981,16)
Febrero	11.977,26	13405,00	(1.427,74)
Marzo	13.793,20	14156,82	(363,62)
Abril	14.161,29	13593,90	567,39
Mayo	14.236,29	12374,92	1.861,37
Junio	10.055,80	14152,52	(4.096,72)
Julio	12.359,72	14298,76	(1.939,04)



MESES	PRODUCCIÓN (kWh)	DEMANDA (kWh)	EXCEDENTE (kWh)
Agosto	14.800,02	13661,02	1.139,00
Septiembre	16.525,77	15026,90	1.498,87
Octubre	16.106,27	15500,64	605,63
Noviembre	14.981,17	15001,10	(19,93)
Diciembre	14.288,91	20154,68	(5.865,77)
<b>TOTAL</b>	167.261,60	176.283,32	9.021,72

*Anexo 5-54 Características de consumo y recorrido de vehículo tipo eléctrico*

VEHICULO TIPO	RECORRIDO			
	km/día	km/mes (30 días)	km/mes (31 días)	km/año
Soul EV Eco Electric	36,04	1.081,20	1.117,24	13.154,60
	CONSUMO			
	(kWh/km)/día	(kWh/km)/30 días	(kWh/km)/31 días	(kWh/km)/año
	4,87	145,96	150,83	1.775,87

*Anexo 5-55 Características de transformador proporcionados por Empresa Eléctrica CENTROSUR*

Transformador:	1011	Tipo:	Trifásico
Alimentador:	DCSA009 (0205)	Dirección:	Remigio Tamariz Crespo
Potencia:	100,0 kVA	Provincia:	Azuay
Tensión Nominal:	220 V f-f / 127 V f-n	Cantón:	Cuenca
Registrador:	SONEL 702	Parroquia:	Sucre
Fase:	C	Sector:	Pista de Bicicross
Registro:	11220181011	Tipo Zona:	U (Urbano)
X (UMT):	721069	S/E:	SE02 (E.E. Centro Sur / Centenario)
Y (UMT):	9678800	DATUM UTM:	WGS-84
Z (UMT):	2536	ZONA:	17S



**Anexo 5-56** Cálculo de rendimiento PV para demanda con vehículos eléctricos, tramo A, B y C

PREDIO	DEMANDA ACTUAL	DEMANDA CON VEHÍCULO ELÉCTRICO (kWh)	PRODUCCIÓN CON VEHÍCULO ELÉCTRICO (kWh)	PV ACTUALES	PV ADICIONALES	REMANENTE (kWh)	CONSUMO VEHICULOS (kWh/año)	N.º VEHICULOS	INCREMENTO DEMANDA (%)	% ABASTECIMIENTO
006	5.071,00	6.846,87	6.843,52	12	5	-3,36	-1775,87	1	35,02	99,95%
005	1.223,00	2.998,87	2.803,44	3	4	-195,43	-1775,87	1	145,21	93,48%
004	1.575,00	3.350,87	2.347,45	4	2	-1003,42	-1775,87	1	112,75	70,05%
003	2.844,00	4.619,87	3.724,77	7	3	-895,10	-1775,87	1	62,44	80,62%
002	3.646,00	10.749,48	7.546,86	9	10	-3202,63	-7103,48	4	194,83	70,21%
001	2.338,00	4.113,87	3.961,88	5	5	-151,99	-1775,87	1	75,96	96,31%
<b>A</b>	<b>16.697,00</b>	<b>32.679,84</b>	<b>27.227,90</b>	<b>40</b>	<b>29</b>	<b>-5451,94</b>	<b>-15982,84</b>	<b>9</b>	<b>95,72</b>	<b>83,32%</b>
005	13.218,00	18.545,61	16.748,09	33	9	-1797,53	-5327,61	3	40,31	90,31%
004	45,00	45,00				-45,00		0		
003	21.376,00	30.255,36	30.043,03	53	22	-212,33	-8879,36	5	41,54	99,30%
002	6.636,00	8.411,87	7.992,55	16	4	-419,32	-1775,87	1	26,76	95,02%
001	0,00							0		
<b>B</b>	<b>41.275,00</b>	<b>57.257,84</b>	<b>54.783,67</b>	<b>102</b>	<b>35</b>	<b>-2474,17</b>	<b>-15982,84</b>	<b>9</b>	<b>38,72</b>	<b>95,68%</b>
001	5.903,00	7.678,87	7.416,47	15	4	-262,40	-1775,87	1	30,08	96,58%
002	7.124,00	8.899,87	8.724,26	17	5	-175,61	-1775,87	1	24,93	98,03%
003	2.677,00	6.228,74	6.184,96	6	10	-43,78	-3551,74	2	132,68	99,30%
<b>C</b>	<b>15.704,00</b>	<b>22.807,48</b>	<b>22.325,70</b>	<b>38</b>	<b>19</b>	<b>-481,79</b>	<b>-7103,48</b>	<b>4</b>	<b>45,23</b>	<b>97,89%</b>



**Anexo 5-57** Cálculo de rendimiento PV para demanda con vehículos eléctricos, tramo D, E y F

PREDIO	DEMANDA ACTUAL	DEMANDA CON VEHÍCULO ELÉCTRICO (kWh)	PRODUCCIÓN CON VEHÍCULO ELÉCTRICO (kWh)	PV ACTUALES	PV ADICIONALES	REMANENTE (kWh)	CONSUMO VEHICULOS (kWh/año)	N.º VEHICULOS	INCREMENTO DEMANDA (%)	% ABASTECIMIENTO
004	7.280,00	12.607,61	12.325,15	19	14	-282,47	-5327,61	3	73,18	97,76%
005	1.451,00	3.226,87	3.164,08	3	5	-62,79	-1775,87	1	122,39	98,05%
006	1.728,00	3.503,87	3.144,25	4	4	-359,62	-1775,87	1	102,77	89,74%
<b>D</b>	<b>10.459,00</b>	<b>19.338,36</b>	<b>18.633,48</b>	<b>26,00</b>	<b>23,00</b>	<b>-704,87</b>	<b>-8879,36</b>	<b>5</b>	<b>84,90</b>	<b>96,36%</b>
001	2.955,00	4.730,87	4.395,54	7	4	-425,33	-1775,87	1	60,10	91,01%
002	3.485,00	5.260,87	4.943,60	9	4	-317,27	-1775,87	1	50,96	93,97%
003	3.751,00	5.526,87	5.427,82	9	5	-99,05	-1775,87	1	47,34	98,21%
004	5.501,00	7.276,87	7.187,60	14	5	-89,27	-1775,87	1	32,28	98,77%
005	5.081,00	6.856,87	6.399,80	12	4	-457,07	-1775,87	1	34,95	93,33%
006	2.964,00	4.739,87	4.725,02	7	5	-14,86	-1775,87	1	59,91	99,69%
007	51.130,52	95.527,30	47.155,39	122	0	-48371,90	-44396,78	25	86,83	49,36%
<b>E</b>	<b>74.867,52</b>	<b>129.919,52</b>	<b>80.144,77</b>	<b>180,00</b>	<b>27,00</b>	<b>-49774,75</b>	<b>-55052,00</b>	<b>31</b>	<b>73,53</b>	<b>61,69%</b>
008	4304,80	6080,67	6010,24	10	5	-70,43	-1775,87	1	41,25	98,84%
009	4560,00	6335,87	5972,65	11	4	-363,23	-1775,87	1	38,94	94,27%
010	7989,00	9764,87	9376,93	20	4	-387,94	-1775,87	1	22,23	96,03%
011	427,00	427,00				-427,00		0		
<b>F</b>	<b>17.280,80</b>	<b>22.608,41</b>	<b>21.359,81</b>	<b>41,00</b>	<b>13,00</b>	<b>-1248,60</b>	<b>-5327,61</b>	<b>3</b>	<b>30,83</b>	<b>94,48%</b>





**Anexo 5-58** Consumos energéticos en semana tipo de diciembre

HORARIO		FECHA	DIA	CONSUMO (kWh)
De	A			
12:40:00	23:50:00	18/12/2018	Martes	1.738,29
0:00:00	23:50:00	19/12/2018	Miércoles	3.072,32
0:00:00	23:50:00	20/12/2018	Jueves	3.141,37
0:00:00	23:50:00	21/12/2018	Viernes	3.167,76
0:00:00	23:50:00	22/12/2018	Sábado	2.585,46
0:00:00	23:50:00	23/12/2018	Domingo	2.348,73
0:00:00	23:50:00	24/12/2018	Lunes	2.766,68
0:00:00	12:30:00	25/12/2018	Martes	1.131,94
<b>TOTAL</b>				19.952,55

**Anexo 5-59** Producción – consumo horario según irradiación y demanda máxima y mínima

HORA	CONSUMO MÍNIMO (kWh) 23 Dic.	PRODUCCIÓN MÍNIMA (kWh) 6 Jun.	CONSUMO MÁXIMO (kWh) 21 Dic.	PRODUCCIÓN MÁXIMA (kWh) 11 Sept.
0:00:00	104,135	-0,038	115,144	-0,043
1:00:00	93,497	-0,038	96,566	-0,043
2:00:00	93,363	-0,038	97,032	-0,043
3:00:00	89,307	-0,038	100,797	-0,043

HORA	CONSUMO MÍNIMO (kWh) 23 Dic.	PRODUCCIÓN MÍNIMA (kWh) 6 Jun.	CONSUMO MÁXIMO (kWh) 21 Dic.	PRODUCCIÓN MÁXIMA (kWh) 11 Sept.
4:00:00	91,497	-0,038	96,766	-0,043
5:00:00	88,972	-0,038	99,131	-0,043
6:00:00	67,184	-0,038	100,730	0,807
7:00:00	56,355	2,437	94,447	38,632
8:00:00	59,908	5,246	120,500	71,107
9:00:00	76,413	8,179	142,179	99,244
10:00:00	88,011	10,635	152,531	119,187
11:00:00	92,662	11,986	156,890	129,735
12:00:00	93,408	11,462	178,751	131,801
13:00:00	90,194	10,867	138,317	124,983
14:00:00	100,645	9,400	130,008	109,207
15:00:00	110,409	6,924	131,454	84,530
16:00:00	95,684	4,036	141,674	51,585
17:00:00	87,176	0,671	144,791	20,002
18:00:00	112,788	-0,038	173,030	-0,043
19:00:00	146,928	-0,038	183,469	-0,043
20:00:00	130,794	-0,038	156,305	-0,043
21:00:00	128,091	-0,038	136,457	-0,043
22:00:00	132,366	-0,038	148,214	-0,043
23:00:00	118,942	-0,038	132,576	-0,043
<b>TOTAL</b>	2.348,727	81,342	3.167,758	980,302



*Anexo 5-60 Diferencias de demandas y consumos máximos y mínimos por horas*

HORA	PRODUCCION MAXIMA - CONSUMO MINIMO	PRODUCCION MAXIMA - CONSUMO MAXIMO	PRODUCCION MINIMA - CONSUMO MINIMO
0:00:00	-104,178	115,101	-104,173
1:00:00	-93,540	96,523	-93,536
2:00:00	-93,406	96,988	-93,401
3:00:00	-89,350	100,754	-89,346
4:00:00	-91,540	96,723	-91,536
5:00:00	-89,015	99,088	-89,010
6:00:00	-66,377	101,537	-67,223
7:00:00	-17,723	55,815	53,918
8:00:00	11,199	49,393	54,661
9:00:00	22,831	42,934	68,235
10:00:00	31,176	33,344	77,376
11:00:00	37,073	27,156	80,676
12:00:00	38,393	46,950	81,946
13:00:00	34,790	13,334	79,326
14:00:00	8,561	20,801	91,246
15:00:00	-25,879	46,923	103,485
16:00:00	-44,099	90,089	91,648
17:00:00	-67,174	124,789	86,505

HORA	PRODUCCION MAXIMA - CONSUMO MINIMO	PRODUCCION MAXIMA - CONSUMO MAXIMO	PRODUCCION MINIMA - CONSUMO MINIMO
18:00:00	-112,831	-173,073	-112,826
19:00:00	-146,971	-183,513	-146,966
20:00:00	-130,837	-156,348	-130,832
21:00:00	-128,134	-136,500	-128,129
22:00:00	-132,410	-148,257	-132,405
23:00:00	-118,985	-132,619	-118,981



*Anexo 5-61 Modelo 3d del barrio residencial y comercial estudiado*





UNIVERSIDAD DE CUENCA