



Arquitectura, Sol y Energía

Esteban Zalamea-León
Antonio Barragán-Escandón

Arquitectura, sol y energía

© 2021, Universidad de Cuenca - Universidad Politécnica Salesiana

© 2021, Esteban Zalamea León - Antonio Barragán Escandón

ISBN: 978-9978-14-462-6

Derecho de autor: CUE-004149

María Augusta Hermida

Rectora de la Universidad de Cuenca

Juan Leonardo Espinoza

Vicerrector académico de la Universidad de Cuenca

Monserrath Jerves

Vicerrectora de investigación de la Universidad de Cuenca

Juan Pablo Carvallo Ochoa

Decano de la Facultad de Arquitectura y urbanismo

Edgar Patricio Hidalgo Jaramillo

Subdecano de la Facultad de Arquitectura y urbanismo

Pedro Jiménez Pacheco

Director del Centro de Investigación

Corrección de Estilo

Marcia Peña Andrade

Diagramación y Diseño de portada

Gabriela Lucía Bermeo Tapia

Impresión

Imprenta Universidad de Cuenca

Mateo Astudillo - Javier Benavides - Jhonatan Calle - Paula Flores - Luis González

Diego Juela - Ismael Izquierdo - Diego Marín - Juan Mena - Pablo Méndez - So-

ledad Moscoso - Gustavo Pacheco - Daniel Pesantez - Juan José Ruilova - Julio

Terrados - Enma Urgiles - Javier Urgiles - Lucía Yáñez - Sergio Zambrano

Dirección de Investigación de la Universidad de Cuenca

Grupo de Investigación en Energías (GIE)

Arquitectura, Sol y Energía

Esteban Zalamea-León
Antonio Barragán-Escandón

ÍNDICE

Índice	4
Agradecimiento	9
Prólogo	10
Introducción	14
1 Principio filosófico fundamental: Autosuficiencia energética urbana	19
El ser humano, desequilibrio urbano y energía.....	21
El metabolismo urbano como concepto.....	24
Energía en ciudades y tecnología.....	26
Selección de energías renovables aplicada a la ciudad de Cuenca	30
Aplicación de los métodos multicriterio para la selección de energías renovables	31
Casos de estudio, Cuenca, Ecuador.....	34
Políticas urbanas.....	37
2 El sol, urbanismo y arquitectura	41
Irradiación solar y hábitat humano.....	44
Intermitencia solar.....	46
Distribución de irradiación en hábitat humano y su capacidad.....	51
Incidencia solar, confort y requerimientos energéticos.....	54
Electricidad o calor.....	55
Posibilidades solares para el abastecimiento urbano.....	56
Abastecimiento térmico urbano desde el sol.....	56
Abastecimiento eléctrico urbano desde el sol.....	58
Captación activa y pasiva	61

3

Tecnologías de captación solar activa en edificación 65

Tecnología solar térmica para edificios.....	69
Antecedentes y actualidad de captación activa solar térmica.....	70
Colectores térmicos para edificaciones acordes a fluido calortransportador	72
Colectores solares con fluido aire.....	73
Colectores solares con fluido líquido.....	74
Colectores térmicos en integración energética y coherencia funcional	74
Colectores de placa plana.....	76
Colectores plásticos.....	78
Colectores de tubos de vacío.....	79
Colectores con concentradores parabólicos.....	80
Instalaciones solares térmicas en arquitectura	82
Instalación de colectores térmicos para agua caliente sanitaria residencial	83
Solar fotovoltaica en arquitectura.....	86
Antecedentes de la tecnología fotovoltaica.....	86
Tecnologías fotovoltaicas, fabricación y vida útil.....	89
Instalación de fotovoltaicos en edificación.....	98
Colectores híbridos térmico-fotovoltaicos.....	100
Captación solar híbrida con fluido aire.....	101
Captación solar híbrida con fluido líquido.....	103
Criterios de integración arquitectónica	104
Solar térmico y solar fotovoltaico para integración arquitectónica.....	105
Capacidad volumétrica para aprovisionamiento solar.....	108
Integración en la edificación.....	109
Identificación morfológica.....	109
Colectores simplemente colocados en edificación.....	110
Colectores superpuestos en edificación	110
Colectores integrados arquitectónicamente.....	110
El diseño arquitectónico solar.....	112
Herramientas para proceso proyectual.....	112
Posturas de diseño respecto a la integración arquitectónica de colectores solares.....	116
Tipos de adopción de colectores solares según el componente de envolvente arquitectónica.....	117
Definición de niveles de integración arquitectónica de colectores.....	118
Nivel 0 - No integrado.....	118
Nivel 1 - Integrado formalmente.....	118
Nivel 2 - Integrado constructivamente	118
Nivel 3 - Integrado expresivamente.....	118
Nivel 4 - Integración múltiple.....	119
Estándares energéticos de las edificaciones.....	119
Estándar Passivhaus.....	119
Estándar Net-Zero.....	121
Estándar Plus-Energy.....	122
Estándar Powerhous.....	123
Precisiones y conclusiones	124

4	La capacidad solar en arquitectura y ciudades andinas y ecuatoriales. Cuenca como caso de análisis	127
	El asunto político.....	129
	Rendimiento fotovoltaico en localidades ecuatoriales andinas.....	132
	Rendimiento fotovoltaico en zona ecuatorial andina.....	133
	Rendimiento solar térmico en zona ecuatorial andina.....	138
	Indicadores solares habitacionales.....	141
	Indicadores para abastecimiento eléctrico.....	142
	Capacidad solar térmica e indicadores totales de captación solar	144
	Capacidad fotovoltaica urbana de la ciudad de Cuenca.....	145
	Metodología.....	146
	Resultados.....	148
	Factores de reducción debido a la disponibilidad arquitectónica.....	148
	Factores de reducción del potencial solar.....	153
	Resultados.....	153
	Capacidad fotovoltaica en edificaciones tradicionales de Cuenca	156
	Materiales y métodos.....	156
	Potencial global.....	157
	Potencial de predios puntuales.....	158
	Dimensionamiento de zona de estudio.....	159
	Caracterización de demandas.....	160
	Irradiación disponible, ocupación geométrica y sombras.....	162
	Variabilidad de producción-demanda diaria y horaria.....	164
	Comparación de abastecimiento en meses extremos de máxima demanda y mínima demanda, con abastecimiento con placas de silíce monocristalino	166
	Potencial de abastecimiento en meses extremos de máxima demanda, marzo y mínima demanda, julio, con generación con teja fotovoltaica	167
	Potencial fotovoltaico en meses extremos por disponibilidad de máxima y mínima irradiación, noviembre y junio, con abastecimiento con placas de silíce	168
	Potencial abastecimiento en meses extremos de máxima irradiación noviembre y mínima irradiación junio, con abastecimiento con tejas fotovoltaicas ...	169
	Caracterización de demandas por casos.....	170
	Resultados y capacidad de autoabastecimiento.....	171
	Capacidad global posible de abastecimiento.....	172
	Variabilidad de producción-demanda mensual, diaria y horaria.....	173
	Potencial solar e implicaciones arquitectónicas.....	174
	Incidencia en redes eléctricas urbanas frente a potencial arquitectónico	183
	Determinación de zona de estudio, potencial de techos frente demandas	183
	Generación fotovoltaica admisible bajo situación actual	186
	Inclusión de cocinas eléctricas e incidencia en capacidad fotovoltaica.....	188
	Inclusión de cocinas a inducción, almacenamiento e incidencia en capacidad eléctrica	190
	El caso de edificación industrial con elevado consumo energético	193
	Intervención en envolvente y despliegue fotovoltaica	196
	Resultados de capacidad fotovoltaica.....	199
	El caso de edificación de uso mixto.....	202
	Consumo eléctrico	204
	Consumo de combustible	206
	Incorporación de fotovoltaicos.....	207

Simulación y comparación de rendimientos de productos fotovoltaicos integrados	210
Precisiones y conclusiones	215

5	Rendimiento fotovoltaico y Solar Térmico en ciudades ecuatorianas.....	217
	Posibilidad y limitaciones para la simulación e implementación de sistemas solares activos en arquitectura.....	219
	Rendimiento fotovoltaico anual en distintas ciudades ecuatorianas	221
	Generación fotovoltaica por m ² en ciudades de la Sierra ecuatoriana	222
	Quito.....	222
	Ambato.....	224
	Riobamba	225
	Cuenca	226
	Generación fotovoltaica por m ² en ciudades de la Costa ecuatoriana	227
	Esmeraldas	227
	Manta	228
	Guayaquil	229
	Machala.....	230
	Generación fotovoltaica por m ² en ciudades de la Amazonía ecuatoriana	231
	Puyo.....	231
	Fracción solar térmica para consumo residencial en distintas ciudades ecuatorianas	232
	Fracción solar térmica para abastecimiento residencial en ciudades ecuatoriales andinas.....	232
	Quito.....	232
	Ambato.....	234
	Riobamba.....	235
	Cuenca.....	236
	Fracción solar térmica para abastecimiento residencial en ciudades ecuatoriales tropicales.....	237
	Esmeraldas.....	237
	Manta.....	238
	Guayaquil.....	239
	Machala.....	240
	Fracción solar térmica para consumo residencial en ciudad ecuatorial amazónica.....	241
	Puyo.....	241
	Referencias bibliográficas.....	244

Agradecimiento

Esta obra no hubiese sido posible sin la colaboración intelectual y práctica en el desarrollo de este trabajo. Fueron muchas personas que entregaron aportes entre investigadores, practicantes y colaboradores. A Mateo, Jhonatan, Christian, Paula, Rodrigo, Luis, Ismael, Diego, David, Pablo, Gustavo, Alejandro, Daniel, Diego, Raúl, Juan José, Alex, Julio, Pablo, Enma, Javier, Mercy, Lucia, Sergio y quizás muchos más que se nos quedan, que influyeron y entregaron aportes decisivos para completar estos resultados.

A las autoridades de la Universidad de Cuenca, Universidad Politécnica Salesiana, Dirección de Investigación de la Universidad de Cuenca, Centro de Investigación de la Facultad de Arquitectura de la Universidad de Cuenca, Grupo de Investigación en Energías (GIE), por inversión y financiamiento a la labor aquí divulgada.

Por último, pero no menos importante, Josué Francisco, Juan Antonio, Mía Isabela, Fernanda, Azucena, Loreto, Josefa y Matías, por el apoyo desde casa y el perdón a ellos por el tiempo de familia sacrificado.

Prólogo

En la actualidad más de la mitad de los habitantes de nuestro planeta son urbanos, en un proceso de crecimiento sostenido que se ha mantenido en las ciudades y se ha concretado en su expansión. Se pronostica que este fenómeno va a ser mayor en los subsiguientes años por algunas causas entre ellas la acumulación de capitales, servicios, equipamientos e infraestructuras, lo que ha generado el concepto de que la ciudad es un lugar de «oportunidades».

Ante estos hechos, las ciudades están obligadas a buscar soluciones que garanticen las actividades diarias, sobre todo, en lo referente a la producción de bienes y servicios, y a la energía que ello va a requerir.

Los autores de este estudio se refieren a las ciudades como «metabolismos urbanos» que requieren de energía que las mueva, más aún cuando siempre están en expansión. También ponen al lector a reflexionar sobre las formas de abastecimiento de estas energías y sus problemas en la depredación de los recursos naturales. Se enfatiza en que al momento no existe una posibilidad real de un alto aprovechamiento de los recursos renovables.

Este trabajo inicia con un acercamiento al «principio filosófico» de la autosuficiencia y la necesaria condición de equilibrio con la naturaleza para lograr una subsistencia armónica.

En este sentido, ya los filósofos griegos del periodo cosmológico estudiaban el principio de las cosas (arjé), en el agua, el aire, el fuego, más tarde se señala que la unión de estos es el origen de la vida.

Dentro de los acontecimientos históricos se da cuenta de los primeros tratados de Vitrubio, así como de las normas romanas para el aprovechamiento de la energía reflejado en la disposición de las ciudades y los materiales de las edificaciones. Temas que han sido debatidos desde hace muchos años y que en este documento se lo trata con claridad.

Los autores realizan una descripción de las posibles alternativas que tienen que ver con el suministro de energía, desde los recursos de la tierra, el agua, el aire, el fuego, tal cual lo hicieran los filósofos de la época cosmológica y asientan su estudio en la energía solar y sus posibilidades de aprovechamiento.

El equilibrio, la demanda y la producción son temas que se tratan de manera positiva. Se reflexiona en la necesidad de cuidar los espacios de la naturaleza, o lo que se conoce como el principio de sostenibilidad. Este antepone la no afectación a los beneficios de los descendientes por el bien propio, así se ingresa al mundo de lo cosmológico y antropológico. Esto lo expone Claude Levi Strauss en su orden deseado, y el

pensamiento indígena que idealiza el respeto a la naturaleza como punto máximo de su existencia; se piensa en el territorio como algo unitario.

En este concepto, el orden territorial acompaña al orden espiritual. «Cada cosa sagrada debe estar en su lugar. Inclusive, se podría decir que es esto lo que la hace sagrada, puesto que, al suprimirla, aunque sea en el pensamiento, el orden entero del universo quedaría destruido». En este sentido, la posibilidad del desarrollo de nuevas alternativas para la ciudad va a propender el mantener este orden sagrado.

El trabajo profundiza la relación entre el sol, el urbanismo y la arquitectura, muestra ejemplos de ciudades que fueron diseñadas a la luz de normativas enfocadas en las condiciones de aprovechamiento de las condiciones ambientales. En este mismo contexto se realiza un análisis con la construcción ancestral.

Así mismo, se establecen las condiciones ambientales actuales de las ciudades del Ecuador en general y de Cuenca en particular, información de interés especial para el proyectista quien, a partir de esta información, podrá dar relieve al concepto de «lugar» para establecer en su diseño la propuesta más adecuada en lo referente al manejo ambiental.

Las tecnologías solares para edificios es también un tema de investigación, llegándose a describir criterios arquitectónicos y estándares normativos para los mismos.

Los investigadores nos muestran la importancia de una planificación urbana que incorpore el análisis de los recursos de energía con los que cuenta la ciudad; esto como base para conocer las posibilidades de crecimiento que sostengan los procesos productivos propios de una urbe. Nos hablan de una necesaria revolución energética respetuosa del medioambiente y presentan su trabajo en esta área.

El estudio apunta a la claridad del aprovechamiento solar en los proyectos tomando en consideración las escalas de ciudad y de la arquitectura. Las dos dimensiones requieren conocer la situación actual y su aprovechamiento térmico a través del mejor partido, de la mejor propuesta, de la mejor definición final. El proceso proyectual va a requerir esta información para su concreción, y poder conseguir las mejores condiciones de confort térmico al interior de la vivienda.

Aludiendo a la narrativa del realismo mágico, Gabriel García Márquez describía a Macondo como una ciudad que atendía el equilibrio entre el medioambiente y sus condiciones y la ciudad en sus escalas. Esto concretado imaginativamente, en la orientación de las casas, la altura de las mismas, la distancia equilibrada hacia el río para proveerse de agua, y el respeto a sus márgenes, pues la fuente de agua es considerada sagrada como lo es el orden mismo de los elementos naturales.

Esteban Zalamea es arquitecto y magíster en Construcciones por la Universidad de Cuenca, doctor en Arquitectura y Urbanismo por la Universidad del Bío-Bío de Concepción, Chile. Involucrado en el diseño y construcción desde el año 2000 y a la labor académica e investigación en arquitectura, construcción y energía en edificaciones. Docente de la Universidad de Cuenca y previamente en la Universidad de

Azuay y la Universidad Mayor de Temuco, Chile.

Antonio Barragán es ingeniero eléctrico con maestría en Sistemas eléctricos de potencia, magíster y doctor en Energías renovables con estudios en España y Ecuador. Experto en diseño de sistemas fotovoltaicos en microrredes, simulaciones energéticas y procesos de integración en red, integración de sistemas fotovoltaicos en red interna y externa.

Estamos convencidos que este trabajo será un documento de consulta para docentes, profesionales y estudiantes que requieren información actual en los temas descritos y se constituye en un aporte desde la docencia hacia la sociedad.

Cuenca, enero del 2021

Arq. Enrique Flores
Decano de Arquitectura y Urbanismo de la Universidad de Cuenca

Introducción

¿Por qué arquitectos, urbanistas y gestores municipales son fundamentales para el desarrollo y abastecimiento energético en el futuro? Existen varias repuestas, pero creemos que la fundamental radica en la necesidad del equilibrio ambiental y en la autosuficiencia. Cualquier organismo para lograr sobrevivir en su medio requiere alcanzar equilibrio, lo mismo se aplica al ser humano y su hábitat. Los centros urbanos son el hábitat de la especie; por ende, en el lugar urbano se concentra el consumo de recursos, entre estos, la energía requerida para los procesos antropomórficos. La ciudad es un organismo que, además para ocupar espacio, requiere recursos que están en desbalance absoluto con el medio natural. Tanto en la configuración como en la materialización, pero sobre todo, en la gestión, radica un enorme potencial para reducir consumo y detener la afectación del medio natural. Todo entorno urbano tiene la capacidad para autoabastecerse de recursos desde sí mismo.

Al analizarse el consumo energético planetario y en distintos sectores demandantes, el desarrollo de las ciudades y los tejidos urbanos están en concordancia y correlación directa con el consumo energético. Los sistemas de transporte generan el 24 % de gases de efecto invernadero, aunque bien, el transporte terrestre de personas es de alrededor del 40 % respecto al total anterior. La necesidad de movilización causa 3,6 GT de CO₂ por año vertidos a la atmósfera en estimación realizada para el año 2020 [1].

En el caso de las edificaciones, un tercio de consumo de energía en el mundo se destina al sector de los procesos constructivos y del consumo de edificios. Al contrario de lo que sucede en el sector del transporte, que observa una tendencia decreciente en esta proporción, en el sector de la edificación hay un continuo incremento de demanda y también de polución año a año por ahora es responsable del 40 % de emisiones. La porción que corresponde al consumo que en edificaciones durante su vida útil, alcanza alrededor del 22 % de la demanda energética global [2].

El incremento de concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera, implicará ya en el mediano plazo (2030) y largo plazo (2100) efectos adversos con gravedad de distinta índole en cada lugar del mundo. La concentración de CO₂ en la atmósfera provoca que esta capa tenga menor capacidad de reflejar y evacuar calor, el cual permanece de forma acumulativa exponencial; si bien, hasta ahora, en muchos lugares, este incremento en la temperatura no es perceptible o significativo (incremento de 0,87 °C en todo el mundo entre 2006 y 2015), en otros es más importante, estimándose se ha superado los 3 °C, como en la región ártica [3].

Efectos predecibles, como la elevación del nivel del mar, tendrían otras implicancias ambientales aún no dimensionados (inundaciones y sequías) provocando el potencial colapso de sociedades y de especies. Año a año se registran temperaturas promedio récord en el mundo. Existe incremento de gases de efecto

invernadero, predomina el CO₂ como el de mayor crecimiento, aunque hay otros también asociados, pero todos son procedentes de actividades antropomórficas como el metano, óxido nitroso, clorofluorocarbonos, entre otros. El incremento altamente impactante de estos gases se potencia de forma significativa con el progreso industrial, en especial con el desarrollo posterior a la segunda mitad del siglo XX. Por lo tanto, la energía es un sector estratégico para lograr un mundo sostenible y un ambiente más sano y sobre todo, resiliente.

Si bien el petróleo y el gas natural son fuentes energéticas más limpias, transportables y manejables que el carbón gracias a su condición de fluidos, son también recursos de alto valor para varios estados petroleros; sin embargo, en muchos casos ha ido en desmedro para el desarrollo de fuentes alternativas. Todo esto encamina a que las economías se tornen frágiles a pesar de ser ricas en hidrocarburos, provocando contaminación y una distribución no uniforme de los recursos obtenidos por ventas. A la postre ha ocasionado graves crisis por la fluctuación del valor de los combustibles fósiles. La inversión en fuentes renovables, que si bien también están sujetas a variaciones, no se ve afectada por las fluctuaciones bruscas en el mercado, libre de efectos políticos, geoestratégicos o por aspectos como sobre o subproducción, transportación y almacenaje.

En este escenario la labor de arquitectos, urbanistas y actores en el desarrollo de ciudades, desempeña un papel central para lograr tacear este problema. A escala global e histórica, los recursos energéticos han ingresado en crisis recurrentes. La madera fue el recurso energizante previo a la era industrial, este tiene características de ser renovable en cierto período de tiempo bajo condición de consumo racional coherente; los hidrocarburos, en cambio, no resultan recuperables ni a mediano plazo. Ahora, la necesidad de energía es exigente por la capacidad planetaria alcanzada gracias a que se han almacenado por miles de años, pero a pesar de ello, potencialmente no alcanzarían para abastecer más de doscientos años, bajo las tendencias actuales.

La tecnología y los recursos de la naturaleza señalan opciones más permanentes: sol, agua, viento (fuentes también consecuentes del sol) o la geotermia, para prescindir de recursos finitos y contaminantes; siendo fuentes presentes en sitio, lógicas, limpias y, en términos humanos, inagotables. Por ahora, estas fuentes no pueden cubrir la totalidad de requerimientos, sobre todo, de aquellos que exigen de alta potencia, que requieren muy altas temperaturas o muy elevadas fuerzas concentradas en procesos industriales concretos o transporte a largas distancias y carga considerable. Sin embargo, las necesidades energéticas que pueden ser abastecidas por baja potencia (la mayoría), deberían hacerlo con alternativas energéticas limpias, como para usos típicos en edificaciones, usos urbanos y transporte de baja capacidad a distancias cortas. La conversión hacia fuentes renovables está en proceso y es irreversible.

Con esta justificación se presenta este tratado, el mismo que pretende desarrollar criterios generales destinados al lector que busca un conocimiento general de alternativas energéticas que ya son reales y que se aplican alrededor del mundo. En primer lugar, está destinado a profesionales de la arquitectura, del diseño urbano y gestión urbana e inmobiliaria, pero puede serle útil a cualquier persona interesada en esta área. Los temas, teorías y tecnologías presentados difieren en aptitud, potencial y adaptabilidad

para cada contexto; aquí son tratados desde la perspectiva de una ciudad andina en altura, de dimensión intermedia como Cuenca, Ecuador. Los criterios y resultados como metodologías y tecnologías que se presentan se pueden aplicar en diferentes ciudades. Si bien se trata de distintas posibilidades de abastecimiento energético urbano, estudiamos con especial énfasis la energía solar, tecnología que se vislumbra sin duda como el recurso energético urbano y no urbano con mayor capacidad de abastecer las crecientes demandas humanas; ello se verá reflejado en la gran mayoría de textos citados. No obstante, en climas distintos, extremos y con menor incidencia de irradiación probablemente otras tecnologías como la geotermia, eólica, mareomotriz o aprovechamiento de residuos pueden presentarse como mejor opción. Aun así, con niveles de irradiación menos potentes y más inestables durante el año, la fuente solar se ha incorporado con éxito en aquellos contextos.

El Capítulo 1 presenta de forma general aspectos del metabolismo urbano, se describirán recursos disponibles para autoaprovisionamiento urbano de energía, junto con los requerimientos y exigencias urbanas para potenciar dichos recursos; se mostrarán alternativas de autoabastecimiento energético, una metodología para encontrar las tecnologías adaptables acorde a potencial y aceptación social. Además, se presentarán los resultados de una estimación potencial de capacidad de autogeneración con las tecnologías más aptas para el caso de Cuenca, Ecuador. En el Capítulo 2 se tratan aspectos relacionados al aprovechamiento solar en ciudades y edificaciones, tanto desde estrategias pasivas como activas, describiendo, sobre todo, las posibilidades disponibles. En el Capítulo 3 se revisan las tecnologías solares activas desde la perspectiva técnica de la instalación, así como la capacidad de abastecimiento de demandas; además, se plantean posibilidades y condiciones de integración arquitectónica y sus distintos grados, tanto desde la perspectiva técnica como aspectual. En el Capítulo 4 se describen estudios realizados por los autores sobre los rendimientos solar térmico y fotovoltaico en distintas tipologías de edificación, capacidad de generación y abastecimiento simulado de dichas tecnologías. Además, se realiza una revisión de coincidencia de producción-demanda y desbalances determinados de las tipologías, información primordial para prever desbalances e impactos a la red. Por último, en el Capítulo 5 se revisa la incidencia de irradiación y producción factible por metro cuadrado fotovoltaico en las principales ciudades ecuatorianas, acorde a inclinación y orientación, como herramienta para estimación rápida para uso de proyectistas.

1

Principio filosófico
fundamental: Autosuficiencia
energética urbana

El ser humano, desequilibrio urbano y energía

El ser humano tiene la capacidad de conciencia, entonces reconoce la depredación de los recursos que lo sostienen como especie. Reconoce su acción predatoria, identifica cuando los recursos que nos mantienen escasean o desaparecen. Esto hace diferencia frente a otras especies ya que podemos establecer condiciones para evitar la crisis y el exterminio. Gracias a la capacidad creadora, tenemos muchas respuestas para evitar el colapso de nuestro ecosistema. De ahí en más el egoísmo de la generación presente y la necesidad de prevalecer y estar bien al instante, son determinantes que trazan la economía inmediata y relega el medioambiente, por lo menos mientras este se lo permita. Un gran aporte para revertir esta situación es el revisar los procesos en que se da la subsistencia humana, y en ello es esencial las ciudades y el metabolismo urbano.

La idea de metabolismo urbano viene del concepto de metabolismo de los seres vivos. Los seres vivos para su subsistencia utilizan recursos de la naturaleza, nutrientes, minerales, agua y de otros seres vivos que sirven de alimento o actúan en simbiosis y/o equilibrio, para poder subsistir a largo plazo. Los organismos que no entran en equilibrio tornan el medio de subsistencia en deficitario y, en cierto punto, no puede suplir las necesidades de la especie. Cuando la especie se torna predatoria en extremo, prevaleciendo y consumiendo los recursos a una velocidad en el que el medio natural no alcanza a abastecer las demandas del desarrollo, perece o tiene que migrar. La especie entra en crisis y, por ende, en riesgo de una potencial extinción. Las ciudades si bien no son «organismos vivos» en sí mismos, tienen un comportamiento similar a una escala muy compleja y en magnitud descomunal frente a lo que sucede en el medio natural, requieren recursos cuantiosos para lograr su desarrollo. Estos recursos son de todo tipo: materiales, alimentos y energía, los cuales se toman desde distintas fuentes. Sin embargo, el tradicional modo de alimentarse de las ciudades está lejos de alcanzar un balance que permita a la ciudad incorporarse a la naturaleza de forma armoniosa. Las creaciones humanas toman recursos del entorno, de forma ineficiente y a gran escala, sin la posibilidad de que el planeta pueda renovarlos y cada vez de forma más agresiva. Con el desarrollo industrial, este desbalance urbano-naturaleza ha ido a ritmo creciente, creando a su vez desechos a gran escala de unas características, condiciones y cantidades que la naturaleza no puede incorporarlos tampoco en su ciclo.

El desequilibrio urbano no ha sido considerado como crítico por la especie humana hasta hace poco. En la segunda parte del siglo XX entró a debate mundial la escasez de recursos, provocada por el desarrollo de las ciudades a velocidad vertiginosa, el crecimiento de la población sumado a su mejora en nivel de desarrollo. Es entonces que se torna en asunto de estudio y análisis el concepto de metabolismo urbano.

¿Cómo lograr que las ciudades y, en el fondo, la humanidad alcancen un equilibrio con el entorno natural? Si vamos a lo expuesto, es fundamental estudiar formas para que el consumo de recursos tenga

una velocidad y cantidad controlada que permitan que estos vuelvan a regenerarse en el medio natural. En su desarrollo típico, las ciudades tienen el comportamiento similar a células cancerígenas en un organismo: ocupan e invaden zonas del huésped y crecen descontroladamente matando zonas agrestes que estaban en balance sano y natural. Además, afectan a zonas más distantes por la necesidad de recursos, importando en ocasiones desde regiones muy lejanas de su huésped, resultando en una suerte de «metástasis».

Según sea el lugar de origen de la fuente de energía, la afectación resulta distante respecto a la ocupación urbana. El descubrimiento de nuevos campos petroleros y la mejora en la eficiencia energética han pospuesto una reforma que limite el uso de recursos no renovables. Sin una revolución energética, la planificación de las ciudades enfrentará una nueva era energética sujeta a la escasez de energía y recursos fósiles [4]. Por ello, las tendencias de urbanización global exigen revisiones de las políticas energéticas urbanas [5], [6].

A las zonas externas requeridas para producción de alimentos y materiales en general, se suman zonas de explotación para obtener energía para la ciudad: minas de carbón, perforaciones petroleras, minas y procesamiento de uranio e ingente consumo de agua para plantas termonucleares; todos estos recursos no renovables y con alto riesgo para todas las especies. Pero existen otros tipos de fuentes energéticas que se han considerado como renovables, es decir, están presentes en el medio natural y pueden utilizarse para alimentar de energía a las ciudades sin demasiadas emanaciones dañinas a la atmósfera; se mantienen presentes en el medio natural o se regeneran por lo menos a la misma velocidad en la que se da su consumo. Este es el caso de fuentes como la biomasa, eólica, hídrica, mareomotriz, geotermia y residuos humanos, entre otras, incluyendo, además, la energía solar. Sin embargo, estas fuentes renovables, se pueden tornar en no renovables si consideramos que para lograr su aprovechamiento ocupan espacio y significan afectación a medios agrestes, por lo que es imposible un crecimiento indefinido.

Algunas fuentes tradicionales renovables, como la hidroeléctrica, afectan a los cauces de ríos y ponen en riesgo a las especies que viven en ellos o se aprovechan de sus aguas. Un ejemplo aislado, pero muy contundente, es la extinción del «pez remo gigante chino» en el río Yangtsé: se llegó a la conclusión que la construcción de la hidroeléctrica Three Gorges Dam significó la modificación crítica del hábitat de esta especie y su consecuente extinción [7]. Así muchas especies se han visto afectadas y esto seguirá si continúa un crecimiento descontrolado de las hidroeléctricas a gran escala.

En el mismo sentido, el despliegue incontrolado de siembras de especies vegetales destinadas a la obtención de energía implica la necesidad de grandes espacios agrestes también invadiendo y afectando especies nativas, o se ocupa espacio que resultaría útil para la obtención de alimentos. Esta problemática ha sido investigada por Caldarelli y Gilio en el entorno de São Paulo en Brasil [8]. También es constante el estudio de impacto de turbinas eólicas y huertos solares desarrollados a gran escala, no solo desde la perspectiva de afectación a la biofauna, sino también la afectación espacial resultante, como lo analizan y describen Poggi y Firmino en Portugal en la revista Energy [9]. Las ciudades albergan a más del 53 % de la población humana. Entre el 71 % y el 86 % de las emisiones de gases de efecto invernadero son

producidas en las zonas urbanas [10]–[12]. Las expectativas futuras estiman que para mediados del siglo XXI, más del 80 % de la población residirá en áreas urbanas, y las necesidades de energía y materiales aumentarán [13]. Las ciudades ocupan menos del 3 % de la superficie de la Tierra [14] lo que implica una alta concentración de población [15]. En ellas se realizan gran parte de las actividades económicas y sociales, que requieren grandes cantidades de energía y materiales para mantenerlas [14], [16]. La demanda de energía y materiales tiene un gran impacto en el medioambiente [17], [18]. La alta concentración de viviendas conduce a una mala calidad de vida debido a efectos secundarios como el ruido, la reducción de la privacidad, la contaminación o la congestión del tráfico [19].

La Asamblea General de la ONU adoptó la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible en septiembre de 2015. Los países miembros se comprometieron a cumplir los objetivos relacionados con el uso de energía, la creación de infraestructura y el mantenimiento de la ciudad bajo un enfoque de desarrollo sostenible. Este compromiso busca que las ciudades sean más resistentes con respecto al cambio climático, promoviendo a la vez la economía y disminuyendo la pobreza [20]. Bajo ese mismo enfoque en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Vivienda y Desarrollo Urbano Sostenible (Hábitat III), que tuvo lugar en octubre de 2016 en Quito, se propuso promover la eficiencia energética y el uso de fuentes de energía no contaminantes a nivel urbano [21].

El uso de las energías renovables en las ciudades podría garantizar la autosuficiencia energética. Varias investigaciones han propuesto alternativas. A pesar de la falta de practicidad a corto plazo, estas alternativas deben analizarse, sobre todo, en ciudades en las que los planificadores no consideran el consumo y la disminución de los recursos materiales o la energía [4], [14]. Las ciudades disponen de energía residual o recursos renovables que pueden incorporarse a las matrices de energía locales. Aunque el uso de recursos renovables puede tener méritos ambientales, es difícil para algunas tecnologías renovables obtener participación importante de la matriz energética urbana [18].

El metabolismo urbano como concepto

El concepto de metabolismo urbano se define como «la suma total de los procesos técnicos y socioeconómicos que ocurren en las ciudades para gestionar el crecimiento, la producción y la eliminación de energía» [22]. Dada la presión ejercida por las ciudades sobre el medioambiente, se propone que las ciudades no mantengan un metabolismo lineal, sino que aprovechen y maximicen el uso de entradas y salidas. De acuerdo con Agudelo-Vera et al. [17], las ciudades pueden ser vistas como reservorios y productores de recursos secundarios. Se discute las oportunidades que tienen las ciudades para emplear los recursos renovables que disponga y se incluye un análisis de la implicación de estas tecnologías en el sector residencial de la ciudad de Cuenca. Se destaca el importante recurso solar que dispone la ciudad y que podría emplearse para la producción de electricidad con paneles solares fotovoltaicos y paneles solares térmicos para el calentamiento de agua. En este capítulo se identifican algunas tecnologías que pueden ser empleadas utilizando recursos que disponen o provienen de la ciudad.

En 1965, Abel Wolman [23] analizó y calculó los flujos de entrada y salida a una ciudad de un millón de habitantes, iniciando el uso del concepto del MU. Wolman definió al MU como «... todos los materiales y materias primas necesarios para mantener a los habitantes de la ciudad». En 2007, Christopher Kennedy et al. [22] definieron al MU como «... la suma total de los procesos técnicos y socioeconómicos que ocurren en las ciudades que conducen al crecimiento, la producción de energía y la eliminación de residuos».

El metabolismo urbano permite evaluar y medir cuatro ciclos o flujos principales: agua, materiales, energía y nutrientes [22], [24]. Los modelos utilizados han evolucionado del proceso de caja negra a través de un proceso cíclico en modelos que estudian flujos internos de material o energía dentro de las ciudades [25]. Estas técnicas están destinadas a desarrollar mecanismos para permitir que las ciudades se diseñen para simular ecosistemas naturales y evitar que se ejerzan presiones excesivas sobre el medioambiente [26].

El metabolismo urbano hace una analogía de las ciudades con un ecosistema único o con la suma de ecosistemas [24]. Desde esta perspectiva, las ciudades podrían considerarse ecosistemas subdesarrollados [18] muy dependientes de los recursos externos. Este ecosistema está interconectado con entidades externas, por lo que cualquier decisión que modifique los patrones de consumo influye directamente en la disponibilidad de recursos [27]. La relación ciudad-medioambiente se complica por el consumo ineficiente de energía y materiales [25]. Los recursos de su entorno requieren procesamiento para cumplir con las condiciones de consumo [28]. Parte de los insumos procesados en bienes o servicios se eliminan como desechos al medioambiente [29]. Además, grandes cantidades de aguas residuales, desechos sólidos, desechos de construcción u otros se eliminan fuera de las áreas urbanas, mientras que algunos permanecen dentro [17].

El metabolismo urbano concibe a las ciudades como ecosistemas interactivos, por lo tanto, las reglas económicas, sociales o ecológicas también se pueden aplicar [30]. A diferencia del metabolismo lineal, donde la materia y la energía requeridas provienen de fuera de los límites urbanos y se descartan en gran medida fuera de ellas (entradas y salidas no relacionadas) [31], en el metabolismo circular, los recursos son locales, lo que reduce la demanda externa; por lo que las entradas y salidas de la ciudad están conectadas [13]. Esto requiere tanto el uso de tecnologías disruptivas (energía renovable, eficiencia energética) como el reciclaje y la reutilización para diferentes flujos de material urbano [17].

Si bien el ciclo no está cerrado (insumos, transformación y usos), el metabolismo no se completará si no hay una disposición adecuada de los desechos [32]. La ciudad es una estructura antropogénica vulnerable, no autosuficiente e incapaz de autodesintoxicarse [31], con dependencia externa [17]. Teniendo en cuenta los argumentos anteriores y siguiendo la propuesta de Yan Zhang [26], se plantea un modelo urbano cuya gestión de energía e insumos sean sostenibles e integrados en el ciclo de vida, cuyos recursos naturales, materiales reciclados y reutilizados [33] y la gestión de energía sean optimizados a través del avance tecnológico.

Dado que la sociedad inevitablemente conduce a cambios en el medioambiente, es necesario anticipar las repercusiones en el entorno natural. Por ello el conocimiento de los diferentes recursos energéticos y las tecnologías renovables permitirá proponer políticas de aplicación para una o varias tecnologías. El desarrollo de los recursos energéticos disponibles para una ciudad reducirá su dependencia de los recursos y contaminantes no renovables.

Energía en ciudades y tecnología

El sector energético es estratégico pues permite el mantenimiento y la mejora de las condiciones de vida y es un elemento básico para el desarrollo social [34]. Como en el caso de los ecosistemas, en un sistema abierto (las ciudades), la energía es esencial para el crecimiento y el mantenimiento de sus procesos [35]. La energía que necesitan las ciudades proviene de recursos externos, lo que las hace vulnerables y poco resistentes porque tienen menos control sobre su economía [14].

La autosuficiencia a través de fuentes renovables o la recuperación de energía de los desechos pueden ser una alternativa para promover un ciclo cerrado de energía en las ciudades [22], [36], en la medida en que sea reemplazada por tecnologías que no requieren recursos fósiles. Conocer el potencial renovable que puede existir dentro de una ciudad es un paso necesario para su promoción, frente a los impactos asociados con la extracción de recursos finitos o riesgos financieros debido a la incertidumbre de los precios futuros y el impacto ambiental causado por su explotación, transporte y transformación. Una ciudad autosuficiente requiere, en principio, un conocimiento completo de los recursos que posee, lo que puede ser un inconveniente, ya que la mayoría de las ciudades y sus ciudadanos no saben de sus recursos potenciales.

En publicaciones previas de los autores [37] y [38] se profundiza en once tecnologías renovables que pueden ser empleadas en las ciudades. En la Figura 1 se observan las diferentes tecnologías, sus usos, sistema de conversión y el aporte a los energéticos empleados comúnmente en la ciudad [39], [40]. Más adelante se describen las diferentes tecnologías expuestas.

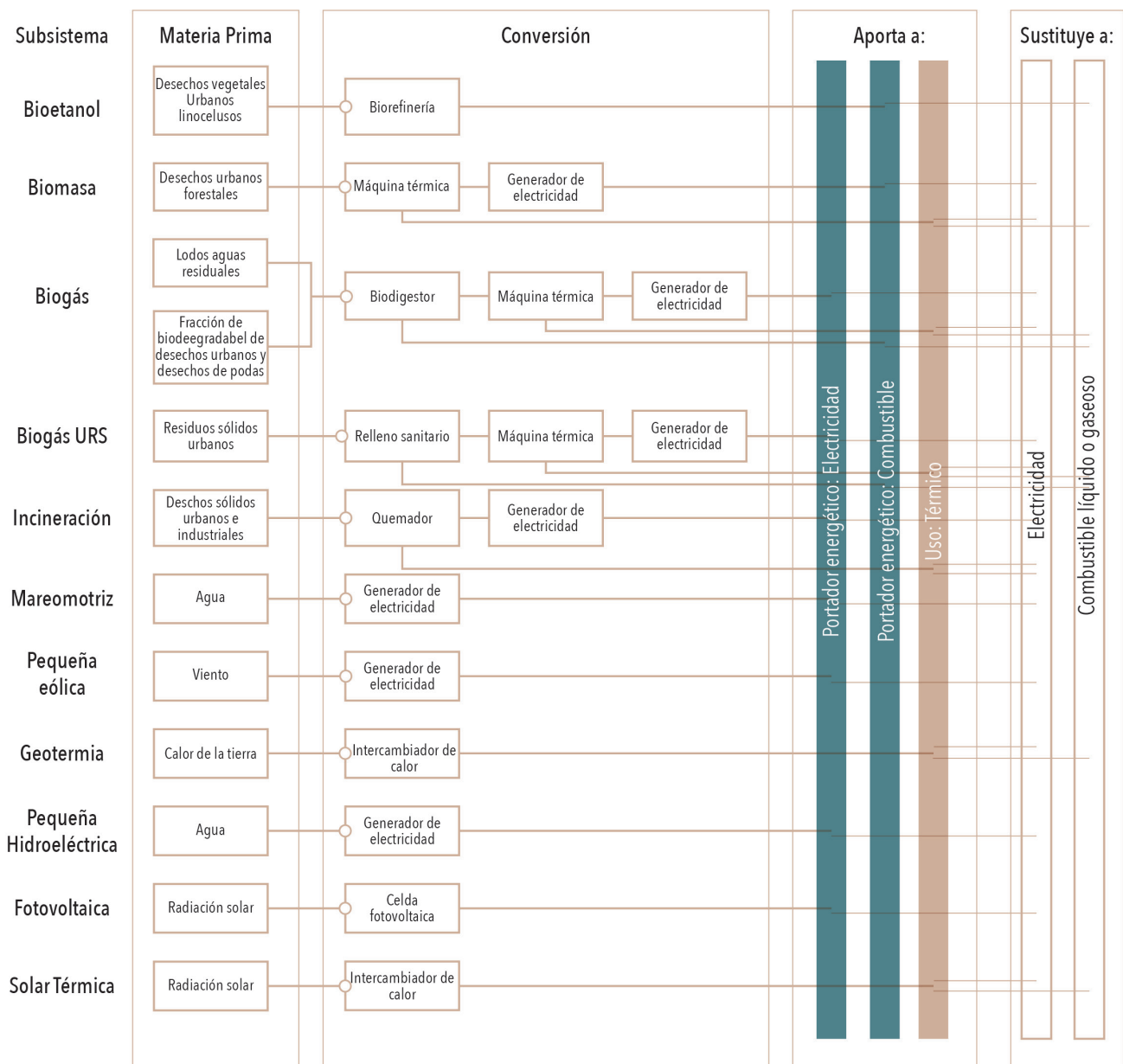


Figura 1. Fuentes de energías renovables reconocidas en zonas urbanas [39], [40]

- Bioetanol. Se podría obtener de residuos urbanos (bioetanol de segunda generación). Los residuos urbanos lignocelulósicos pueden contribuir al portador energético como sustituto o mezcla de gasolinas.
- Biomasa. Se consideran como materia prima los desechos de podas de jardines públicos y/o domésticos. Este recurso puede servir para disponer de electricidad, calor o combustible [41].
- Biogás. En la ciudad hay variadas fuentes de residuos que podrían servir para obtener biogás: residuos industriales, residuos de podas, desechos sólidos, fracción orgánica de los desechos sólidos, aguas residuales municipales o industriales [42]. Pueden considerarse dos posibilidades de producción: biogás que proviene de biodigestores (lodos de las plantas de depuración de agua o residuos orgánicos urbanos) y de rellenos sanitarios.
- Biodigestores. Se puede obtener a partir de aguas residuales para la generación eléctrica, térmica, cogeneración, combustible para vehículos o para inyectar a las redes de gas natural [43].
- Biogás de rellenos sanitarios. De los rellenos sanitarios se puede obtener biogás como producto de la descomposición anaeróbica de los residuos orgánicos. Dependiendo de la calidad del biogás y acorde con la valoración del potencial energético, puede separarse en componentes útiles suplementarios al gas natural o como combustibles para vehículos [44].
- Incineración. En este caso los desechos sólidos alimentan quemadores que impulsan turbinas de vapor [45], por lo que se puede obtener calor o electricidad.
- Energía mareomotriz. Las corrientes marinas pueden aprovecharse con diferentes tecnologías: mareomotriz, corrientes, mareomotérmica, olas o potencia osmótica [42]. La mareomotriz se encuentra con mayor grado de madurez, hoy en día es utilizada a escala comercial.
- Eólica. Las instalaciones eólicas tienen una serie de ventajas como empoderamiento del usuario, evitan pérdidas de transporte por la proximidad a la carga a más de reducir la demanda de infraestructura eléctrica externa [42].
- Geotermia. La geotermia superficial se emplea para calentamiento de agua o aplicaciones de climatización. En las ciudades se requiere realizar una perforación para extraer la energía disponible en las profundidades [46].
- Hidroeléctrica. Son de interés urbano minicentrales de sencilla operación respecto a grandes centrales [47]. En este caso se dispondría de electricidad como producto. Como variante, hay investigadores que proponen instalaciones de pequeñas hidroeléctricas en las redes de distribución de agua potable [48].
- Solar fotovoltaica. Se busca aprovechar la disponibilidad de espacio en superficies urbanas expuestas a incidencia solar. Se visualiza a la ciudad como una planta de energía fotovoltaica. La energía suministrada por un sistema fotovoltaico está estrechamente vinculada con el espacio disponible para la colocación de las placas. La barrera principal para la integración a gran escala es la intermitencia solar y la necesidad de prever redes eléctricas con flujo bidireccional así como centrales de distribución acondicionadas [49].
- Solar térmica. Puede ser usada para la provisión de agua caliente sanitaria, usos industriales y climatización (calor o frío). Al igual que en los fotovoltaicos, el espacio disponible en techos, así como la orientación de los colectores son limitantes para su operación dependiendo de la latitud. El empleo de estos dispositivos disminuye la demanda eléctrica y/o combustibles.

La electricidad tiene una capacidad cada vez mayor para absorber todo tipo de demandas urbanas, incluidas las térmicas y el transporte. Las tecnologías, como la termosolar o la geotérmica, pueden ser complementarias, ya sea para aire acondicionado o calentamiento de agua, y pueden aplicarse individualmente [38]. Otras tecnologías, como la biomasa, el biogás, las corrientes hidroeléctricas o marinas, requieren una mayor infraestructura para ser aplicada a los distritos o bloques de departamentos, aunque son una alternativa como complemento a la intermitencia de la demanda de producción. La tecnología eólica tiene dificultades para adaptarse al entorno urbano, pero existen propuestas que promueven su uso en entornos urbanos y edificios con connotaciones particulares que viabilizan la instalación de turbinas [38], [50].

Al utilizar estas tecnologías se busca promover la autosuficiencia en las ciudades, promoviendo el metabolismo urbano circular. Es decir, si se logra aprovechar en el modelo energético urbano los recursos de los que dispone la ciudad, se podría reducir la importación. Sin embargo, esta propuesta está condicionada al desarrollo y gestión de estos recursos de forma que se fortalezca el empleo de la generación distribuida. Con este enfoque el cambio del modelo energético se aprecia en la Figura 2, en donde se muestra el modelo energético actual, basado en recursos que provienen fuera de la ciudad frente a la alternativa. Mientras que en la parte inferior de la figura se muestra el modelo energético en el cual se incluyen las energías renovables endógenas como complemento de alimentación energética urbana como productoras de energía en la ciudad.

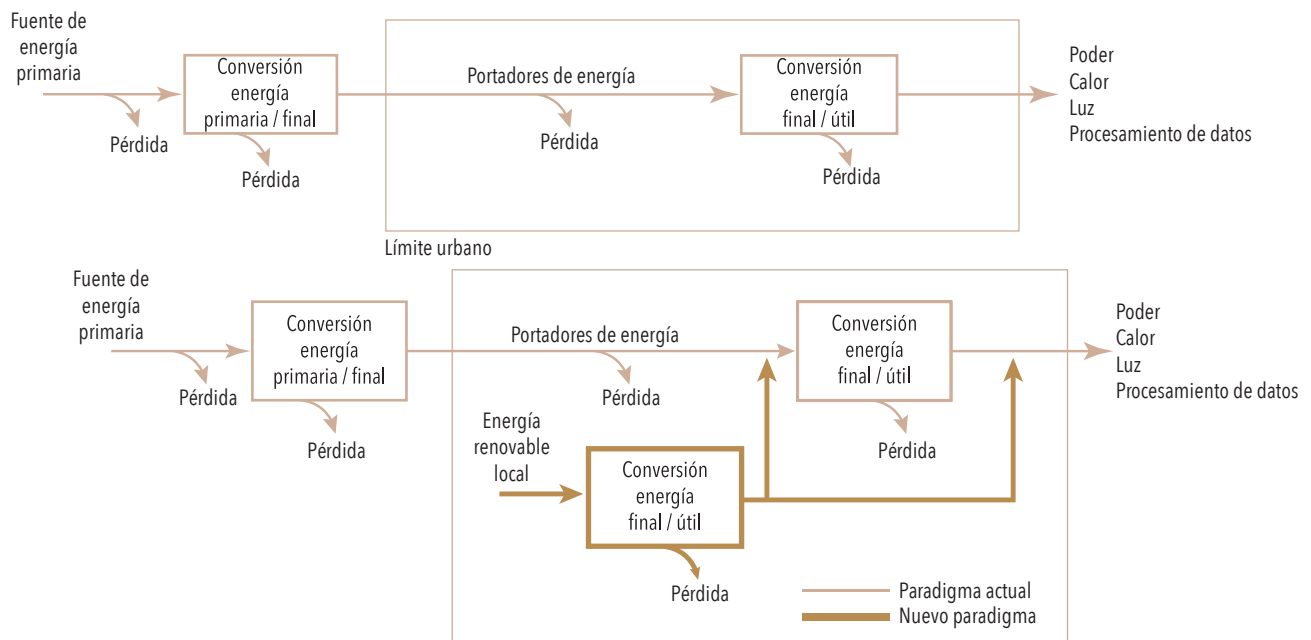


Figura 2. Diagrama de modelo energético actual vs. alternativo

Selección de energías renovables aplicada a la ciudad de Cuenca

La ciudad de Cuenca es tomada como caso representativo de ciudad andina en altura media y cercana a la línea ecuatorial. De acuerdo con el clima se encuentra en la zona calificada como continental lluvioso acorde con la Norma Ecuatoriana de la Construcción; está a 2535 m s. n. m. y tiene condiciones climáticas intermedias respecto a otras ciudades localizadas en la zona tórrida del planeta. Tiene condiciones características de varias ciudades cercanas de la línea ecuatorial, emplazadas entre alturas comprendidas sobre los 2000 m s. n. m. y bajo los 3000 m s. n. m. Varios centros urbanos latinoamericanos están en esta condición, en Ecuador ciudades como Tulcán, Ibarra, Quito, Latacunga, Ambato, Riobamba, Azogues, Cuenca, Loja y otras; en Colombia: Ipiales, Tunja, Bogotá, Sogamoso, Soacha, Pasto, Manizales; en Perú: Ayacucho, Arequipa, Cajamarca, entre las más importantes.

Si bien la altura de una localidad no es el único determinante para el clima, sí es la condicionante que mayor incide en la temperatura, en promedio y en su oscilación diaria. Así en la Tabla 1 se recogen seis ejemplos de ciudades localizadas en los valles interandinos cercanos a la línea ecuatorial. Estas reflejan que la temperatura promedio de estos casos está entre los 16,5 °C y 13,8 °C; con una máxima promedio de 22,8 ° y entre 11,3 °C y 6,8 °C como mínimo promedio. Es importante aclarar que la condición promedio es una magnitud que deviene de la condición intermedia de varios años en una localidad; ello implica que días extremos quedan desestimados. Son temperaturas que denotan estar bajo los límites de confort, pero cercanos; son condiciones térmicas que, con diseño pasivo de las edificaciones, pueden alcanzar niveles aceptables con requerimientos mínimos o nulos de ambientación, sobre todo, cuidando los sellamientos para evitar exceso de infiltración, vidriado excesivo, adecuada captación y bloqueo solar.

En la Tabla 1 se reflejan las temperaturas extremas y promedio de ciudades con similitud climática al caso que se analizará en este tratado. Se puede apreciar que Cuenca se enmarca en la mitad del rango de ciudades localizadas entre los 2000 y 3000 m s. n. m., mientras la temperatura promedio es levemente inferior respecto a la temperatura de comodidad humana.

Tabla 1

Temperaturas promedio máxima y mínima promedio de ciudades próximas a la línea ecuatorial, entre los 2000 y 3000 m s. n. m.

Ciudad	Altura m s. n. m.	Temp. min. promedio (°C)	Temp. promedio (°C)	Temp. max. promedio (°C)
Quito (Ecuador)	2850	7,1	13,8	21,1
Bogotá (Colombia)	2640	7,2	13,6	19,4
Cuenca (Ecuador)	2550	8,0	14,4	21,8
Arequipa (Perú)	2335	6,8	14,5	22,6
Pasto (Colombia)	2527	9,9	15,2	20,4
Loja (Ecuador)	2060	11,3	16,5	22,8

La información climática es esencial; las condiciones ambientales son determinantes frente al consumo energético urbano y con ello, el tipo de energéticos demandados. En ninguna de las ciudades el acondicionamiento ambiental interior de los edificios es determinante; de hecho, en estos se prescinde en buena medida de sistemas activos de ambientación sin embargo se alcanzan aceptables índices de confort de los habitantes [51].

Puesto que hay variedad de tecnologías, se puede hacer una clasificación en función de los energéticos o los usos que se pueden sustituir. Para seleccionar una ciudad particular, dependiendo del tipo más adecuado y condición, se pueden utilizar técnicas multicriterio para facilitar el proceso de decisión.

Aplicación de los métodos multicriterio para la selección de energías renovables aplicada a Cuenca

Los métodos de análisis de decisión multicriterio (MCDA, del inglés Multiple Criteria Decision Analysis Methods) ayudan a tomar decisiones entre varias opciones o múltiples alternativas (a_1, a_2, \dots, a_k). Las alternativas se evalúan de acuerdo con una serie de atributos $\{g_1(\cdot), g_2(\cdot), \dots, g_k(\cdot)\}$ que pueden ser cualitativos o cuantitativos. Las mejores alternativas se eligen después de hacer comparaciones con el atributo seleccionado [52], [53]. Esta metodología se aplica en el caso de Cuenca para establecer las mejores posibilidades tecnológicas a partir de criterio de expertos internacionales que han trabajado en el tema, pero con mirada local.

Estas técnicas se han vuelto populares en la toma de decisiones en los campos energético y ambiental. En estudios realizados por los autores [50], [54] se definieron a detalle varios métodos que pueden aplicarse en el campo energético. En el caso analizado, las alternativas serían las tecnologías a utilizar, es así que en función de la aplicación o energético a sustituir, se tiene la clasificación indicada en la Tabla 2 y para cada caso se aplicaría la técnica multicriterio.

Tabla 2
Aplicación de las técnicas multicriterio según tecnología.

Alternativa	Uso	Aplicación
Bioetanol		
Biogás de biodigestor	Biocombustible	Combustibles para vehículos
Biogás de relleno sanitario		
Biomasa, biogás de biodigestor		
Biogás de vertedero		
Incineración	Producción de electricidad	Producción de electricidad
Pequeña eólica		
Pequeña hidroeléctrica		
Fotovoltaica		
Biomasa		
Biogás de vertedero	Calor	Calefacción Calentamiento de agua
Incineración		
Solar térmica		

Para cualquiera de las técnicas de selección, es necesario establecer un conjunto de criterios y subcriterios (cualitativos o cuantitativos), que favorecerán el proceso de selección de la alternativa renovable que se aplicará. Estos subcriterios se dividieron en técnicos, económicos y ambientales. En el trabajo publicado en 2019 [40] se establecen los atributos que podrían emplearse en el proceso de selección y se resumen en la Tabla 3.

Criterio	Subcriterio	Descripción
Técnico	Eficiencia	Es el coeficiente entre la energía de salida y la energía contenida en la fuente primaria.
	Disponibilidad del recurso	Indica si la energía primaria está disponible para el uso de una tecnología determinada.
	Madurez de la tecnología	Indica el grado de madurez de la tecnología, el nivel comercial (implica que está lista para ser utilizada).
	Obstáculos urbanos y disponibilidad del área	Valora el espacio disponible para la instalación de las tecnologías.
	Intervención arquitectónica	Indica si la intrusión de las infraestructuras de generación de energía dentro del espacio urbano puede modificar la apariencia de la ciudad.
Económico	Inversión inicial	Incluye el costo de la tecnología, la instalación, la construcción de carreteras, la conexión a la red y los servicios de ingeniería, entre otros.
	Costos de operación y mantenimiento	Representa los costos requeridos para la operación del sistema (personal, productos o servicios) y los costos que permiten la operación de la tecnología durante su vida útil.
	Costo de la energía	Representa el valor monetario de producir una unidad de energía eléctrica. Se da preferencia a las tecnologías que producen energía al menor costo.
Ambiental	Calentamiento global	Corresponde a la cantidad de emisiones de dióxido de carbono, responsable del calentamiento global.
	Acidificación	Indica la cantidad de emisiones de dióxido de azufre, responsable de la lluvia ácida.
	Eutroficación	Valora las emisiones de óxidos de nitrógeno, que provocan la eutrofización, debido al exceso de nutrientes depositados en el agua o el suelo.
Sociopolítico	Empleos	Al desarrollar, fabricar, instalar, construir, mantener y operar nuevas infraestructuras se requerirá personal y mano de obra.
	Aceptación ciudadana	Considera si la población urbana está de acuerdo con la instalación de tecnologías renovables.
	Compatibilidad con políticas, internacionales, regionales y locales	Incluye la existencia de políticas que motiven la instalación de este tipo de tecnologías, a gran escala.

Tabla 3
Criterios y subcriterios [40]

Caso de estudio, Cuenca, Ecuador

Cuenca es una ciudad intermedia (no excede del millón de habitantes) y, por tanto, se considera que tiene características de gobernabilidad tanto desde el punto de vista administrativo como para promover una alta calidad de vida a sus habitantes. Las ciudades intermedias tienen la particularidad de que las experiencias en su planificación y manejo pueden ser transferidas a otras de forma más adaptable. Cuenca presenta las características óptimas para instrumentar políticas referentes al manejo de la energía.

Al aplicar el método multicriterio se determinó que cinco tecnologías son preferidas para aplicarlas en la ciudad. Es así que se podría llegar a suministrar el 13,92 % de los requerimientos energéticos de toda la ciudad, si se aplica la energía mini hidroeléctrica, fotovoltaica, biogás de relleno sanitario para producir electricidad, solar térmica para calentamiento de agua y biogás desde aguas residuales para uso en transporte. Estos resultados se obtuvieron luego de estudios prolongados y que han sido validados en revistas científicas indexadas y pueden ser revisados por el lector [55], [56].

Para evaluar el impacto de la inclusión de las tecnologías que utilizan el recurso solar se estableció una línea base energética al año 2015. En la Figura 3 se muestran los requerimientos de energía para el sector residencial. Se destinan para cocción de alimentos, calentamiento de agua, refrigeración, iluminación y otros. De los 602,03 GWh que este sector requiere, el 27,45 % corresponde a energía eléctrica, mientras el resto al consumo de gas licuado de petróleo (GLH 72,55 %). Cerca del 60 % es utilizado para cocción y el 40 % para calentamiento de agua sanitaria. La iluminación y la refrigeración utilizan exclusivamente energía eléctrica; solo el 2 % para cocción y 8 % para el calentamiento de agua se cubre con electricidad; es decir, para cocinar y calentar agua se emplea GLP.

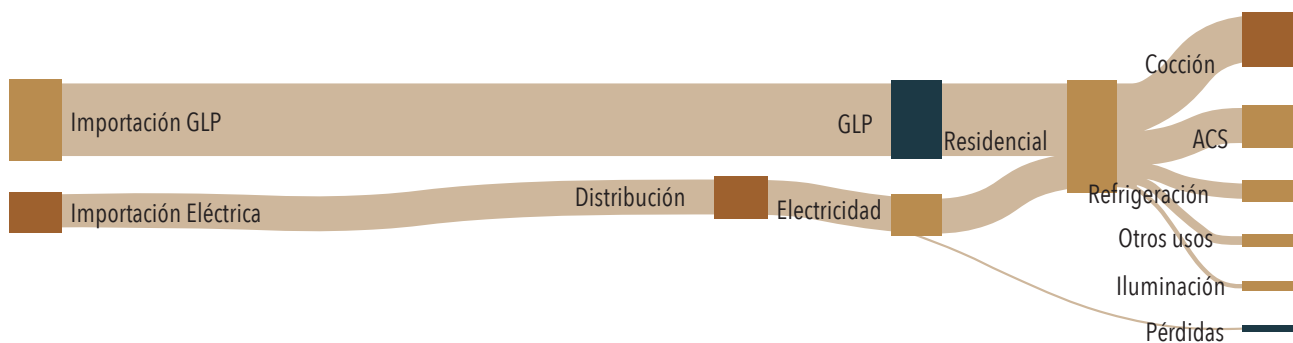


Figura 3. Flujos de energía en la ciudad de Cuenca

Se plantean escenarios que permiten visualizar cuál es el impacto del uso de la energía que emplea como fuente renovable el sol. Se sugiere el uso intensivo de la energía solar fotovoltaica para cubrir la demanda de electricidad y la solar térmica para calentamiento de agua.

En el caso de la electricidad proveniente de fotovoltaicos (Figura 4), la producción de energía cubriría toda la demanda, e incluso se tendría un excedente que podría emplearse en otros sectores (industria, comercio, transporte). Las metodologías para esta estimación son presentados en el capítulo 4 y a más detalle en la publicación científica de los autores del año 2019 [57].

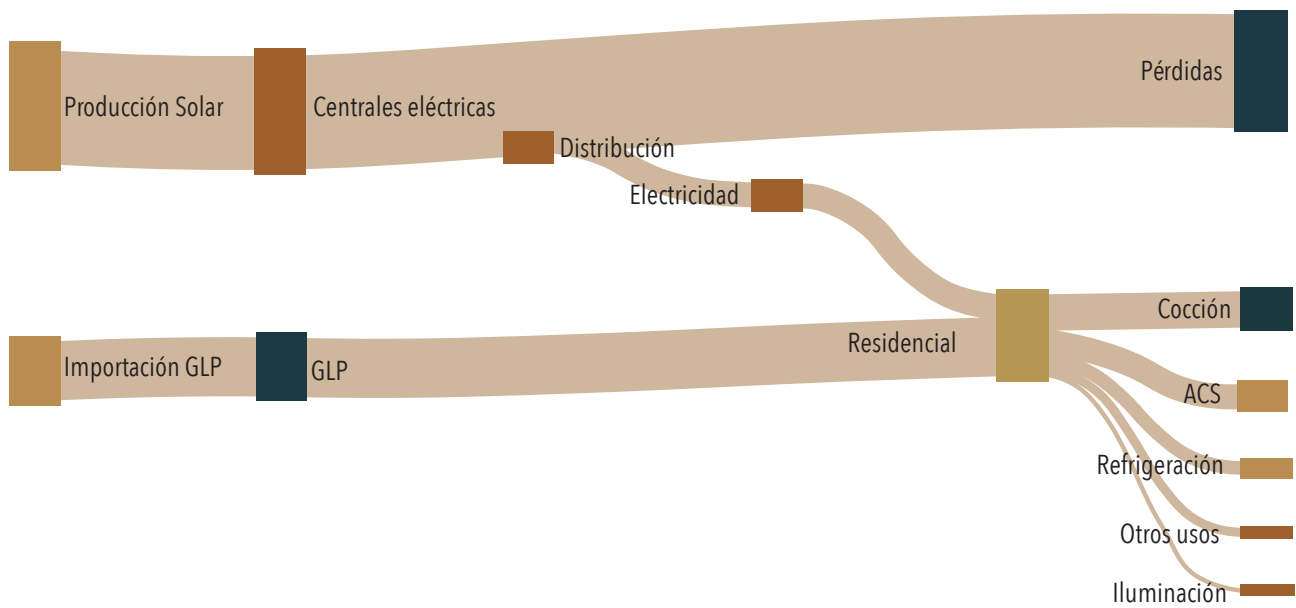


Figura 4. Flujos de energía en la ciudad de Cuenca empleando paneles solares fotovoltaicos

Mientras que, si se utilizan los paneles solares térmicos como sustitutos del GLP, la demanda de este energético disminuiría de 175,03 GWh a 31,47 GWh, es decir, se disminuiría cerca del 82 % del consumo de este recurso fósil (Figura 5).

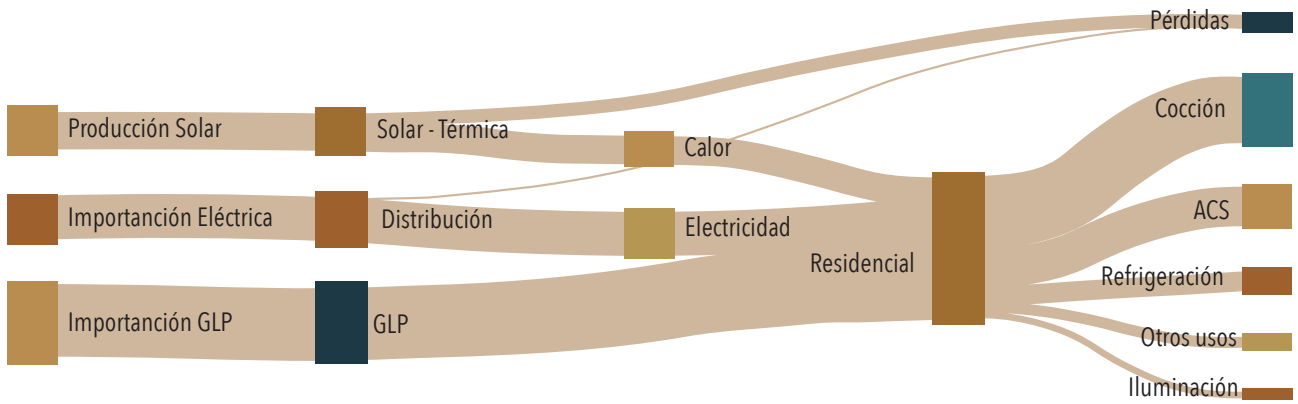


Figura 5. Flujos de energía en la ciudad de Cuenca empleando paneles solares térmicos

Si se incluyen los dos tipos de energía, en el total de la demanda se dejaría de importar el 100 % de electricidad y cerca del 33 % de GLP (Figura 6).

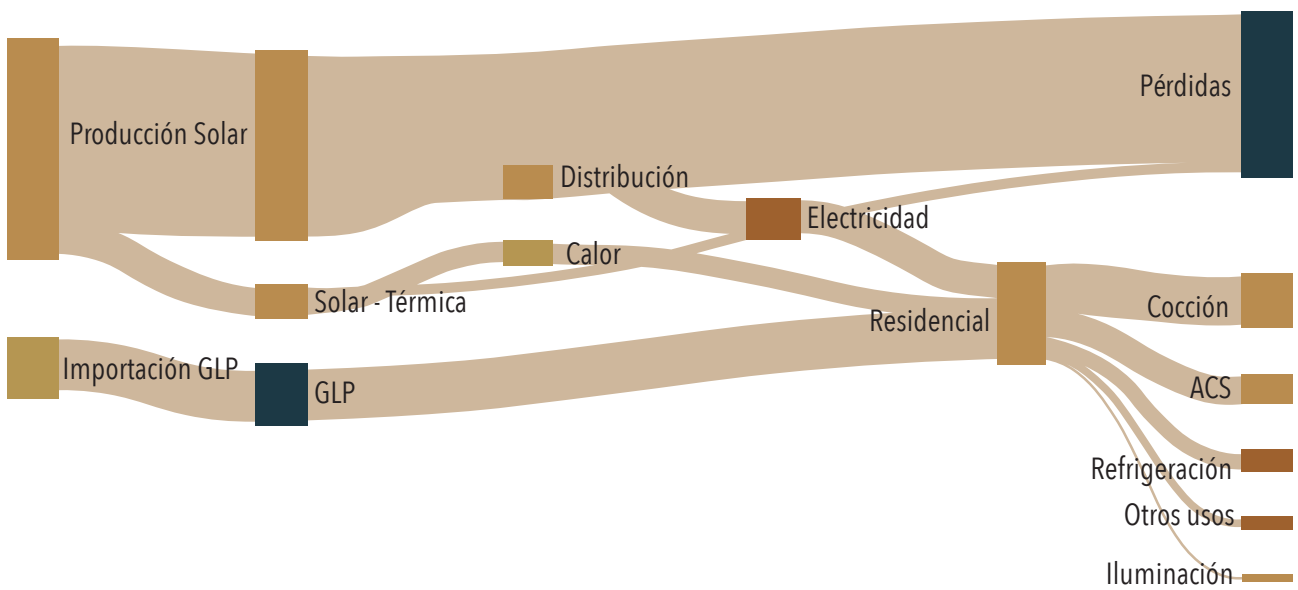


Figura 6. Flujos de energía en la ciudad de Cuenca empleando paneles solares fotovoltaicos y térmicos

La disponibilidad del recurso solar bajo esta perspectiva resulta de especial interés, pues se prevé que podrían ser hasta tres veces los requerimientos de la demanda de energía eléctrica. Esto permitiría abastecer a una flota de vehículos eléctricos equivalente a los 465 buses de transporte público o 3500 unidades de taxis de la ciudad de Cuenca [55]. Estos excedentes podrían servir para almacenar energía en pilas de combustibles empleando la electricidad de origen renovable para producir hidrógeno [58].

Políticas urbanas

En la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible (septiembre de 2015), se busca que las ciudades sean más resilientes frente al cambio climático, impulsando a la vez la economía y disminuyendo la pobreza [59]. Dentro de los objetivos se persigue el uso y provisión de la energía de forma sostenible, así como se promueve la creación de infraestructuras y mantenimiento de las ciudades bajo el enfoque de la sostenibilidad.

El aprovisionamiento energético empleando energías renovables en los centros urbanos puede ser una opción para crear ciudades menos dependientes de las fuentes de energía externas. Para lograr aquello se requiere incluir en la planificación urbana, políticas energéticas que adopten estrategias de eficiencia, arquitectura pasiva o modos sostenibles en la transportación pública.

En este sentido, la política urbana tradicional se ha preocupado por asegurar espacios funcionales, ordenados y con consideraciones espacio-ambientales de calidad, descuidando aspectos de consumos y de implicaciones de contaminantes por consumo energético. Así mismo, las municipalidades tienen autonomía para planificar transporte, uso de suelo, edificación, provisión de agua o manejo de desechos, pero limitada incidencia en control y aprovisionamiento energético [60]. Por ello se propone que se revisen las políticas urbanas para que se motive la adopción de alternativas de eficiencia energética, aprovechamiento de recursos endógenos y energías renovables [6], [61].

El metabolismo urbano, como herramienta para conocer la situación de la ciudad, permitirá generar políticas públicas, que dependerán de las prioridades de las ciudades, su relación con el medio y del tipo de recursos que requieran o dispongan [31]. Más allá del concepto, el metabolismo urbano busca comprender los procesos que se desarrollan en la ciudad [26]. Un enfoque amplio e integral de cómo se entiende a la ciudad puede ayudar a los entes organizacionales y administrativos a tomar decisiones. En este sentido, se busca promover soluciones que posibiliten el sostenimiento de la calidad de vida de las personas sin agotar los recursos del planeta y, a su vez, evitar alterar las dinámicas que soportan la civilización [24] tal como se la conoce.

Las políticas públicas que promuevan el cambio de tecnologías, reciclaje de materiales, reducción de residuos o emisiones o promuevan la eficiencia energética repercutirán en el uso de materia prima y en

la reducción de desechos o materiales. De allí que una política pública que motive este conocimiento permitiría planificar a las ciudades para limitar, reducir o reemplazar el uso de recursos [22], convirtiéndolas gradualmente en superorganismos saludables [26].

La aplicación de las tecnologías dependerá de la disponibilidad de los recursos que disponga la ciudad. Por ello, la importancia de una planificación urbana que incorpore el análisis de los recursos de energía con los que cuenta la ciudad [32]. La necesidad de reducir los aportes de energía a las ciudades es indiscutible. La intención es que la planificación urbana incluya medidas que garanticen la aceptación gradual de estas tecnologías y su integración física, de acuerdo con los recursos y condiciones autóctonos.

Se propone que la planificación energética se expanda a nivel de ciudad y no permanezca solo en lo nacional o regional. La planificación energética urbana integral requiere la identificación del potencial renovable existente y los usos potenciales según las tecnologías disponibles. A nivel local, los planificadores deben definir los usos de la energía, proponiendo hitos para permitir que las comunidades sean autónomas.

En el caso de Cuenca, su posición geográfica hace prevalecer el recurso solar como una opción atractiva para fomentar el uso de paneles solares térmicos y fotovoltaicos. De allí que en este caso particular una política local que promueva su uso es consecuente con los objetivos establecidos en la Agenda para el Desarrollo Sostenible y Hábitat III, que postulan la necesidad de ciudades más resilientes y menos dependientes de recursos externos.

2

El sol, urbanismo y
arquitectura

El ser humano siempre ha recurrido al sol como fuente de energía. Registros de edificaciones de la antigua Grecia 2500 años atrás, advierten la práctica de medidas de asoleamiento como alternativas a la escasez de combustible natural habitual hasta entonces, la madera. Los ateneos reglamentaron el corte de olivos para leña, codificando condiciones para que las viviendas obtuvieran una adecuada captación solar y masa térmica reduciendo así la necesidad de combustión. El trazado de calles también respondía a entregar a cada edificación el acceso solar necesario. Portales, patios, aleros y vanos fueron proporcionados acorde a la latitud de las ciudades griegas (alrededor de 40° norte) para controlar la irradiación abundante durante los meses calurosos y aprovecharla durante el invierno [62].

Vitruvio, el tratadista clásico de la arquitectura, planteaba: «Si deseamos que nuestros diseños de casas sean correctos respecto a la luz y temperatura debemos comenzar por tomar buena nota de las zonas y climas en que estas van a construirse. . . distintos tipos de casas son apropiadas para Egipto, otras para España, distintas a Roma. . . Ello es tal porque una parte de la Tierra se encuentra directamente situada bajo el curso del sol, otra dista mucho de él. . . ». Como la fuente de iluminación, calefacción y cocina de la Roma antigua era la leña, con el crecimiento de la población se provocaba la demanda y aniquilamiento del recurso maderero. Por lo cual, ya en el siglo III a. C. se legisló el «derecho al sol» para las edificaciones [62]. Al tiempo que los romanos descubrían la utilidad de minerales o piedras traslúcidas, para cubrir los primeros ventanales. En consecuencia, se disponían de ventanales para el sol invernal, generando espacios con efecto invernadero.

La utilización de masa térmica es una estrategia enlazada a la captación y aislación solar. En estudios realizados en veintidós locaciones en que se levantan las tipologías locales de once zonas climáticas distintas, demuestran que la masa térmica es estrategia habitual en diez de ellas. En clima tropical húmedo se prescinde de esta estrategia para priorizar y maximizar la ventilación. En los demás casos en climas con tendencia tropical y fría, la inercia térmica es apropiada como almacenamiento y estabilizador ambiental de temperatura, aunque con ello se reduce la superficie para acceso solar.

Las viviendas andinas prehispánicas al igual que muchas amerindias planteaban en cuanto a su orientación, el acceso siempre dirigido hacia el este, para priorizar insolación a los primeros rayos de la mañana. En climas fríos se procura una envolvente con materiales sólidos, los cuales son irradiados por acceso solar y por el calor procedente de fogones domésticos interiores, entonces se logra conservar ganancias térmicas en lugares con climas mediterráneo, desértico y semidesértico [63]. Por ejemplo, el pueblo precolombino de los taos de Nuevo México o comunidades aimaras de Bolivia y norte de Chile, lograron adaptar las viviendas a las altas oscilaciones, manteniendo temperaturas frescas en el mediodía cuando al exterior se supera los 40 °C y entregando al interior las ganancias térmicas logradas en el día de forma paulatina útil durante las noches frías con temperaturas bajo 0 °C [64].

Esta estrategia mejoró con la producción masiva del vidrio. Para el Renacimiento y luego en el modernismo, en Europa se usaron ampliamente invernaderos, espacios con abundante incidencia solar orientados de forma adecuada, se llegó a considerar de mal gusto el no incluir uno en la vivienda. Al mismo tiempo, ya se reportaron análisis de inclinación e incidencia de irradiación para alcanzar la máxima incidencia solar [62]. En el siglo XVIII la explotación del carbón llevó a acondicionar edificaciones a través de su combustión,

con lo cual se pudo prescindir de estrategias pasivas y captación solar para acondicionar espacios. En 1885 Rudolf Clausius advirtió: «Debido a la disponibilidad de carbón y su conversión a energía mecánica vivimos un tiempo maravilloso... hemos hallado bajo la tierra reservas de carbón que en la naturaleza se han formado de plantas y árboles y depositado durante un período tan largo que los tiempos históricos, en comparación, parecen minúsculos...» [62].

La disponibilidad energética económica y abundante provocó en consecuencia la posibilidad de poder ambientar las edificaciones. En el modernismo, con la aparición del estilo internacional como resultado de nuevos materiales estructurales sumado a la creciente industria del vidrio, se dio paso a edificaciones con levedad y espacialidad extraordinaria, con excesivo acristalamiento y vanos prominentes (principios del siglo XX). Como consecuencia, los nuevos sistemas constructivos incurrieron en problemas de ganancias y pérdidas térmicas importantes, pero con energía abundante y económica, junto al desarrollo de la electricidad, era factible el acondicionar cualquier espacio interior.

Con la Segunda Guerra Mundial la explotación petrolera y su industria fueron significativas. Al concluir la guerra, el potencial de explotación se incrementó, se obtuvieron excedentes que permitieron considerarlo como un recurso económico con una carga calorífica alta en un volumen reducido.

Con la mejora de la calidad de vida y del poder adquisitivo, sumado al crecimiento de medios de exportación de combustibles, la demanda de energía exigía de abastecimiento constante. La consideración de eficiencia en el consumo de energía se retomó en la década de los 70 del siglo XX, por la subida del precio del petróleo, se maximizó la investigación de fuentes alternativas al constatarse que los hidrocarburos eran limitados en el futuro. Se generalizó el trabajo en envolventes y consideraciones de reducción de consumo en edificaciones en los años 90 al incrementarse la preocupación ambiental, además del inestable precio de los combustibles.

A pesar de la abundancia se vislumbra y es evidente que los recursos energéticos brindados por la naturaleza son finitos, y que al no estar distribuidos uniformemente en el planeta, dejan a algunas países y regiones en condiciones de alta vulnerabilidad. Regiones o países con presencia de yacimientos se tornan estratégicos, conducen a conflictos armados y tensiones internacionales. La preocupación moderna por el impacto ambiental y por las edificaciones es, poco a poco, analizada en el siglo XX. Con la firma del Protocolo de Kioto, varios países se comprometen en reducir el consumo de combustibles para así controlar los niveles de emanaciones. Criterios de sostenibilidad ya son usuales en las escuelas de Arquitectura desde la década de los 80 en el Reino Unido [65].

No obstante, en el ámbito del diseño arquitectónico, los textos pedagógicos con especificidad en sostenibilidad surgen sobre el final del siglo XX, sobre todo, en cuanto a criterios de incorporación de energía solar. El aprovechamiento solar a máxima escala, con estrategias pasivas y activas integradas en edificación y ciudades, es reciente. En el siglo XXI surgen nuevos conceptos y estándares, como comunidades y edificaciones Net-Zero, Plus-energy y Power-energy, que corresponden no solo a edificios y hábitats que maximizan la reducción de consumo, sino con potencial de energizarse.

Irradiación solar y hábitat humano

La pequeña fracción de irradiación solar que llega a tierra firme, una vez filtrada por la atmósfera, resulta un recurso gigantesco que supera en mil cuatrocientas veces la cantidad de energía requerida y consumida por la especie humana [66]. La irradiación en sí misma es entre las fuentes energéticas, por lejos, la de mayor capacidad frente a cualquier otra opción. En un estudio desarrollado por Pérez y Pérez en el año 2009 en el marco de la Tarea 36 (Task 36) del Programa de Calefacción y Refrigeración Solar de la Agencia Internacional de la Energía [67], se determinó ya la capacidad de las distintas fuentes energéticas presentes en el mundo. Se estimó que la demanda energética de 2014 estaría alrededor de 18,3 TW/año al año¹, y con un posible crecimiento a 27 TW/año por año para el 2050. La energía solar que cae sobre la superficie sólida del planeta, descontando las pérdidas en la atmósfera, estaría alrededor de los 23 000 TW/año al año.

En la Figura 7 se representa este potencial frente a otros recursos renovables en potencial anual y a fuentes finitas como los combustibles en su reserva estimada total. Se evidencia que la radiación en un año supera por sí sola en 26 veces a la totalidad de yacimientos existentes en carbón y en 96 veces las reservas probadas de petróleo; en comparación con la fuente renovable más importante, la eólica, el potencial solar resulta por lo menos 329 veces superior y 77 veces superior al máximo estimado de uranio disponible convertido a electricidad. En conclusión, por lo menos en recurso bruto útil, el sol se presenta como la fuente que, por lejos, es la de mayor capacidad y durabilidad bajo términos de necesidad humana.

¹ La unidad de medición energética TW/año corresponde a 876×10^{10} kWh.

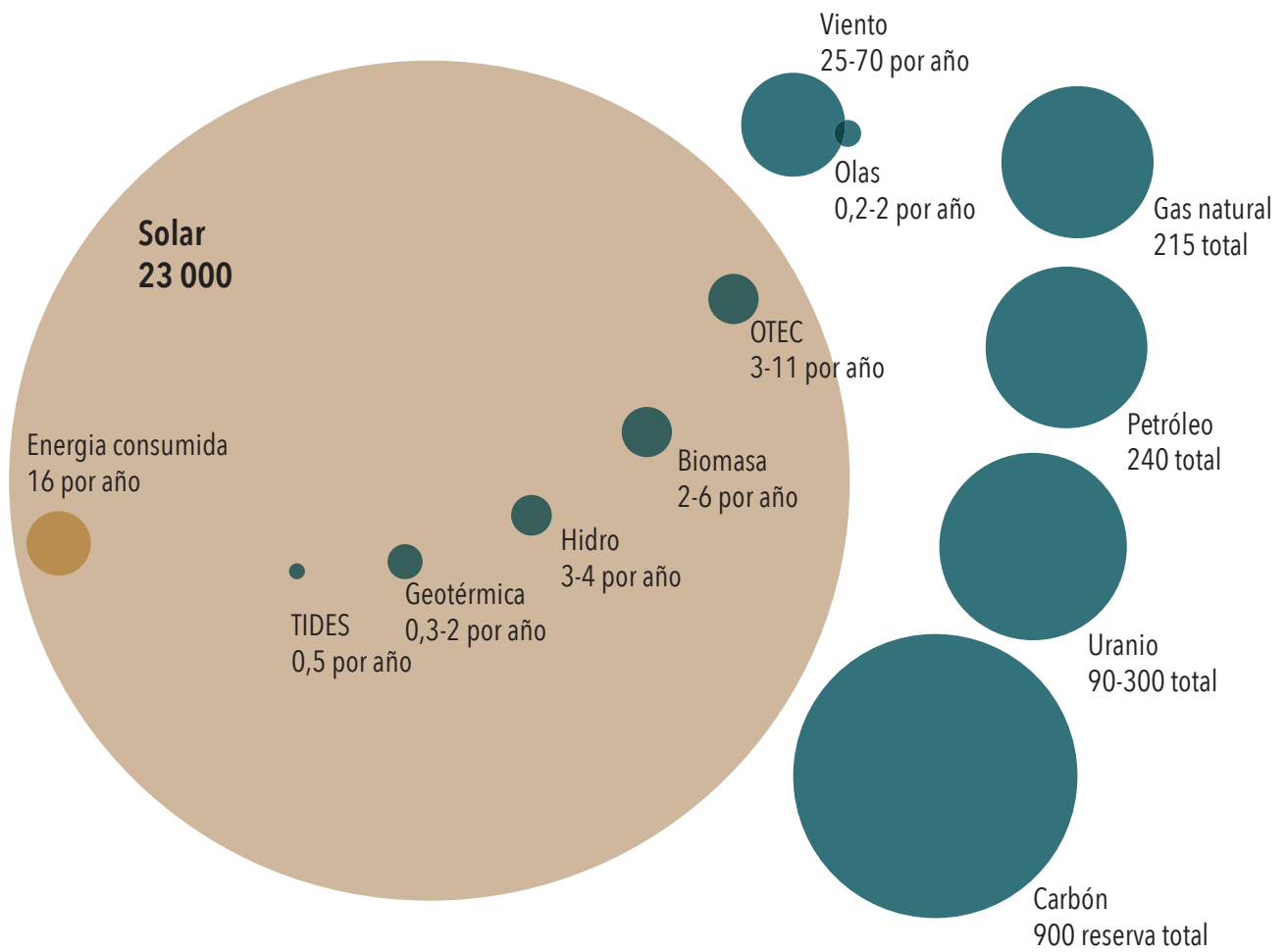


Figura 7. Representación gráfica del potencial solar frente a demanda energética mundial y frente a otros recursos en TWaño/ año
Fuente: Pérez y Pérez 2009 [67]

Intermitencia solar

Debido a los movimientos de rotación, traslación y precesión de la Tierra, la luz solar incide de forma diferente en la superficie del planeta. El efecto de rotación provoca la presencia o ausencia solar y que la incidencia sea variable de momento en momento, más allá de la presencia o ausencia de nubosidad. El día solar es el tiempo que transcurre desde que el Sol se encuentra situado en el punto más alto en el firmamento y regresa al punto más próximo en un ciclo de rotación terrestre [68], la duración es de 23 horas, 56 minutos y 4 segundos. Además, la Tierra se inclina paulatinamente hasta alcanzar $23,5^\circ$ respecto a su eje paralelo al Sol [69]. Por los movimientos terrestres existen climas diferenciados, mientras un lugar esté más alejado de la línea ecuatorial, la variación resulta más extrema y la variabilidad en luz e incidencia solar cambia. El clima difiere de forma más o menos marcada acorde a la latitud y otras condiciones. Al contrario, cuanto más cerca de la línea ecuatorial, la oscilación de irradiación durante los meses es menos notoria, la duración de la luz en un día es más constante y el clima es menos variable en el transcurso de un año.

Los equinoccios ocurren cuando la eclíptica y el ecuador celeste se cruzan. Cuando se da el movimiento descendente del Sol hasta cruzar el ecuador celeste se produce el equinoccio otoñal, cercano al 21-22 de septiembre para el hemisferio norte. En contraparte, cuando el movimiento se da de forma ascendente y cruza el ecuador celeste se denomina equinoccio de primavera o vernal y se da alrededor del 21 de marzo. En el hemisferio sur es contrario. Durante los equinoccios, la duración del día será siempre cercano a 12 horas sin importar la latitud [69], [70].

De la misma forma, para que se den los solsticios, la Tierra se debe encontrar a la distancia angular máxima con respecto del Sol que es $23,5^\circ$ debido a la inclinación del eje terrestre [69]. En el solsticio de verano del norte (21-22 de junio) el polo norte se acerca hacia el Sol con un ángulo de $23,5^\circ$ y en el solsticio de invierno (21-22 de diciembre) se aleja del Sol con un ángulo de $23,5^\circ$ [71], [72]. Tanto los solsticios como los equinoccios se muestran en la Figura 8, donde se aprecian qué partes de la Tierra quedan cubiertas o más expuestas por la luz solar.

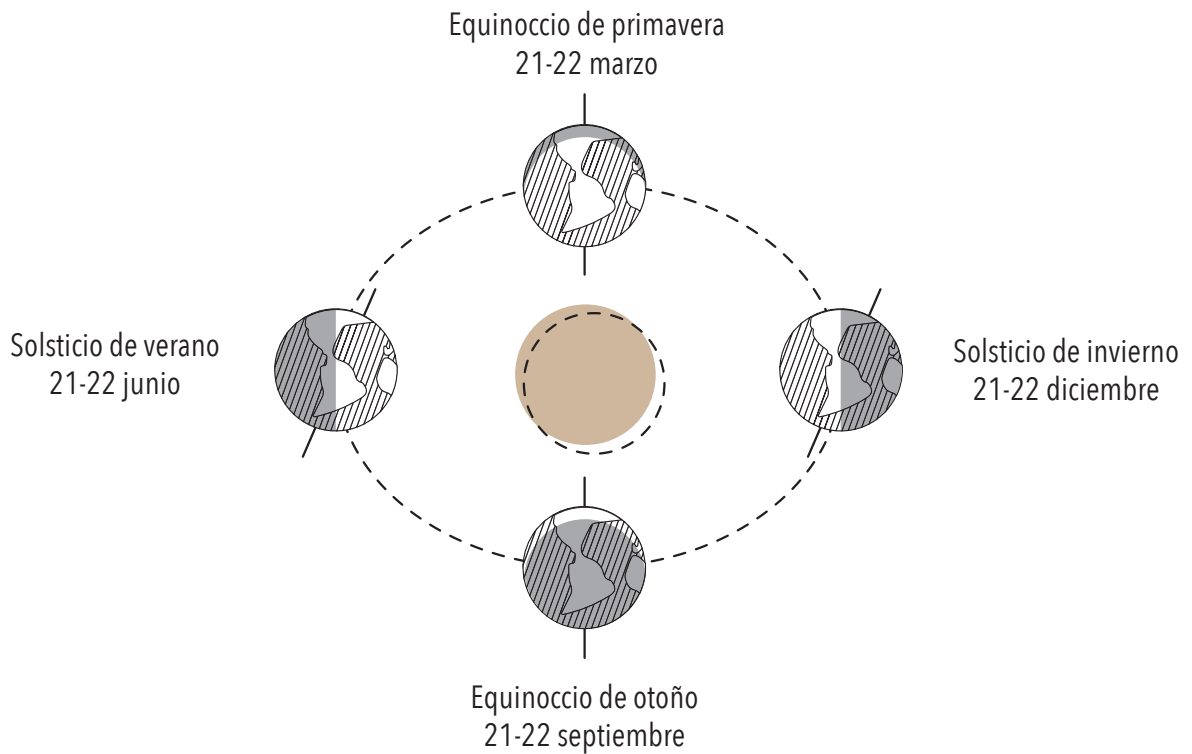


Figura 8. Esquema de rotación de eje paralelo al Sol, y consecuencia en la conformación de estaciones, solsticios y equinoccios, para el hemisferio norte (para el sur es a la inversa)

En la Figura 9 se puede apreciar la trayectoria solar y representación de la superficie terrestre en los solsticios y los equinoccios en concordancia a distintas ubicaciones geográficas. Se muestra la diferencia de ángulo de inclinación respecto al suelo en concordancia con la latitud y estaciones. Cuando el ángulo de incidencia es más lejano a la perpendicular, la trayectoria en la capa de la atmósfera es más larga, lo que se supone que la filtración sea mayor. En consecuencia, cuanto más cerca del Ecuador y a mayor altura sobre el nivel del mar, la potencia de la energética resulta más alta.

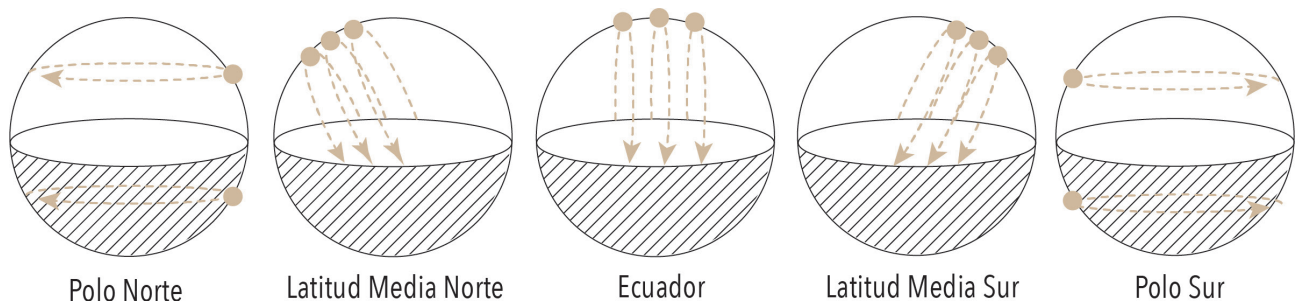


Figura 9. Esquema de ángulo de Incidencia solar acorde distancia frente al ecuador y variación en solsticios

Como resultado de la oscilación solar en cuanto a incidencia de este fenómeno respecto al confort en edificaciones, se supone que en condiciones geográficas con estacionalidad extrema, la demanda de energía en edificios y ciudades es alta, se reduce o cambia de requerimiento de frío a calor o viceversa. Simultáneamente los días son cortos y el nivel de irradiación es bajo o los días largos con niveles de irradiación considerables, siendo ambos extremos más o menos complejos para la habitabilidad, dependiendo de la latitud.

Por ejemplo, en Berlín, Alemania, a una latitud de 51° en el hemisferio norte, el clima y la temperatura del aire están en el rango de confort en el verano, mientras en los meses invernales, la temperatura promedio está bajo cero y el extremo mínimo puede alcanzar los -26 °C. Este nivel de frío se torna en una exigencia energética muy alta para el confort y ctividad humana, considerando que a la vez existe una mínima cantidad de irradiación, diez veces inferior a la existente en verano.

En el mismo orden, en clima estacional moderado como es el caso de Concepción en Chile, 36° sur, en verano, el clima se torna caluroso lo que implica demandas más bien de refrigeración, pero en balance general, el problema sustancial es el frío de invierno, siendo esta la demanda crítica que requiere más energía para ambientación. La disponibilidad de irradiación en esta ciudad es en promedio 5,25 veces superior entre un día de verano y uno de invierno, lo cual, al igual que en Berlín implica un sustancial desbalance de posibilidad de cubrir desde la energía solar las demandas energéticas, pero sin ser tan crítico y en consecuencia con mejor posibilidad de autoabastecimiento. La baja irradiación de invierno en Concepción es aproximadamente diez veces superior a la disponible en Berlín. Se torna una posibilidad importante energizar sistemas activos y lograr el confort en verano y contribuir parcialmente en invierno.

En la Figura 10 se marcan curvas de temperatura promedio, máxima promedio y mínima promedio al igual que irradiación disponible en las dos ciudades descritas.

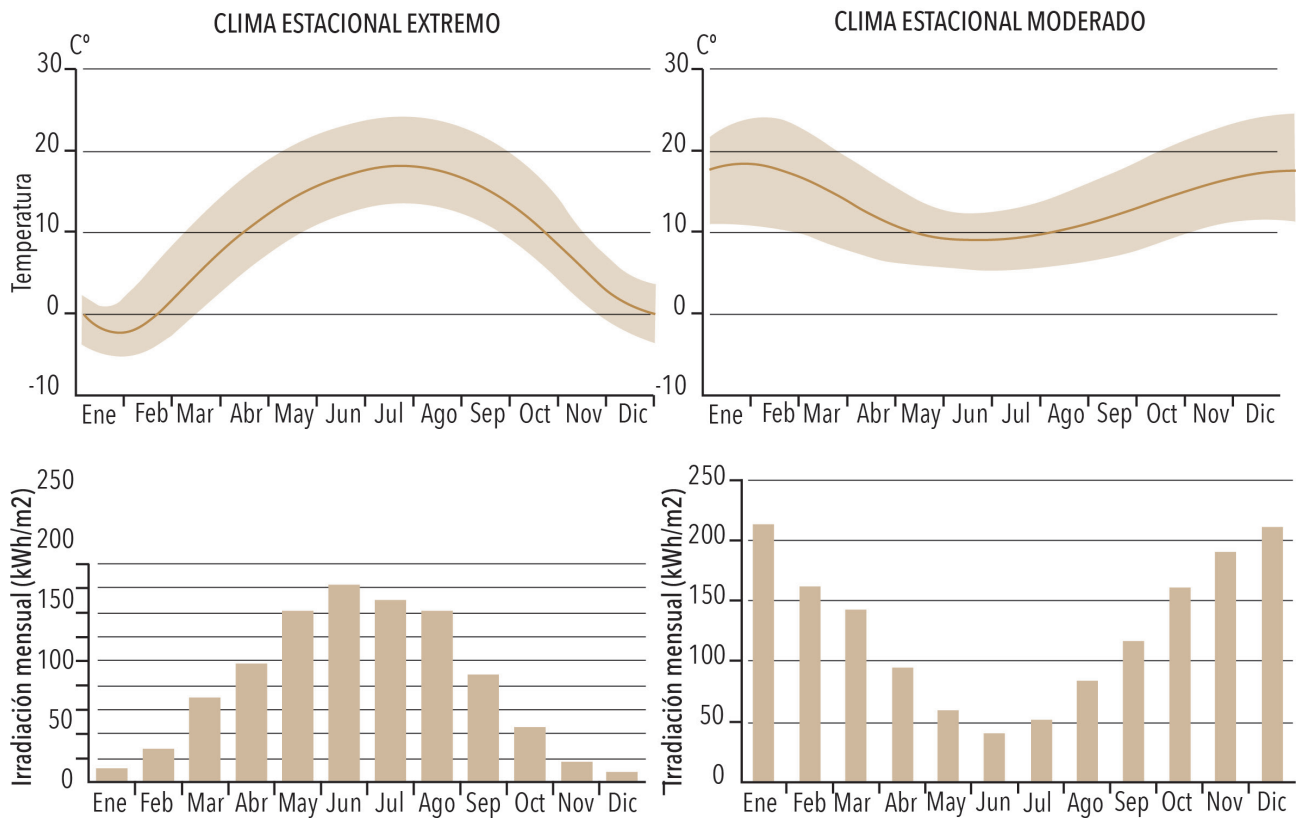


Figura 10. Oscilación de irradiación y temperatura ambiente en las ciudades de Berlín (Alemania) y Concepción (Chile), como ejemplos de climas estacional extremo y estacional moderado. Fuente [73].

Las condiciones climáticas son determinantes para pronunciar la falta de coincidencia entre irradiación frente a confort ambiental y exigencia energética. Cuanto más próxima una locación respecto al ecuador, existe mayor condición de estabilidad respecto a disponibilidad de irradiación. La zona tórrida presenta un clima tropical, ello, por lo general, implica para el hábitat calor exagerado y por ende demandas sustanciales de refrigeración para alcanzar niveles de confort o para, por ejemplo, evitar la descomposición de recursos degradables.

En esta circunstancia si bien existe abundante irradiación, la captación pasiva directa más bien representa un problema, aunque existen implementos arquitectónicos pasivos que utilizan el calor para potenciar capacidad de ventilación como chimeneas solares o fachadas ventiladas. Estos succionadores de aire pueden complementarse bien con el frío de la geotermia, aprovechando la presencia de aire a temperatura baja en reservorios bajo el suelo, provocada de forma artificial. Pero alternativamente dispositivos como aires acondicionados pueden energizarse a partir de energía solar convertida a través de tecnologías pasivas a electricidad o calor. Las tecnologías activas son una alternativa para generar electricidad, con una buena coincidencia de mayor irradiación en los momentos de mayor demanda en los climas

tórridos. También la tecnología solar térmica ha sido probada con utilidad para accionar circuitos de refrigeración, ya que el calor es una fuente energética para enfriadores por absorción (solar absorption chiller), esta última resulta una alternativa muy prometedora para el enfriamiento de edificios en zonas tropicales con altos niveles de irradiación [74].

Existe una particularidad en el mundo en los Andes ecuatoriales, se trata de una región montañosa en la banda tórrida de la Tierra, zonas con valles en altura, donde existe importante densidad poblacional, con una altura superior a los 2000 m s. n. m. y que presenta condiciones de confort particulares para la especie humana. Este clima no se repite en ningún otro lugar del mundo. Sobre esta altura el clima es templado e incluso frío al sobrepasar los 3000 m s. n. m. Ello implica que las necesidades de calefacción y refrigeración se vean reducidas. Además, al ser una zona ecuatorial, la irradiación es constante y las variaciones estacionales son mínimas. En la Figura 11 se muestran las variaciones de temperatura promedio mensual e irradiación disponible en Cuenca, Ecuador, ciudad localizada a 320 km al sur del ecuador en línea recta y a 2535 m s. n. m.

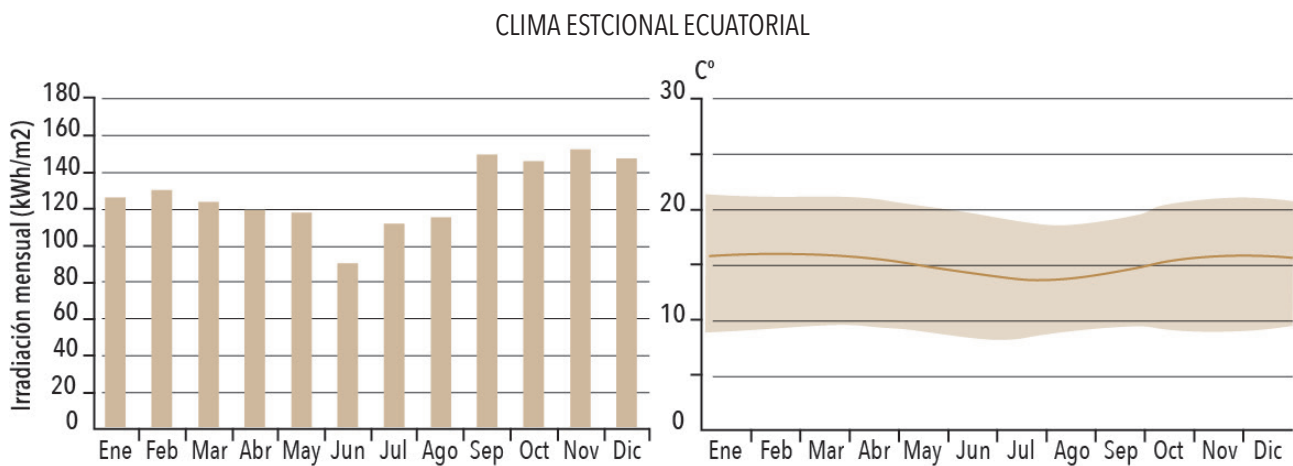


Figura 11. Oscilación de irradiación y temperatura ambiente en ciudad Ecuador, como ejemplo de clima ecuatorial andino [73], [75].

Las curvas de irradiación y clima, en el caso de esta ciudad, muestran que el máximo de temperatura promedio se observa en noviembre y diciembre cuando alcanza los 25 °C, frente al mínimo que no es inferior a 8 °C. Al observar la irradiación mensual, el mes de mayor irradiación frente al de mínima es 53 % mayor, lo que implica que existiendo un desbalance, este es mucho menor en las ciudades analizadas.

Distribución de irradiación en hábitat humano y su capacidad

La energía solar se despliega en el territorio de forma dispersa con valores de potencia relativamente bajos, en comparación a algunos requerimientos de la humanidad. La variación de irradiación siempre es inestable en relación con el suelo, por lo que su incidencia sobre un plano varía de forma constante. Pero lo normal es que, además, el cambio en potencia de irradiación se torne muy abrupto y cambien las condiciones en instantes; por ejemplo, es suficiente la incursión de nubes que provocan sombra, la misma que puede durar segundos, minutos o días. Una potencia promedio instantánea en momentos de sol directo en superficie horizontal se ha considerado de alrededor de 1000 W/m^2 en horas y en lugares con aceptable irradiación. Es una potencia que las normas consideran para medir el funcionamiento y marcar el rendimiento de colectores solares en análisis de desempeño normados.

Pero en la contraparte están las demandas energéticas, así, si pensamos en un automóvil a combustión, este dispositivo exige en una superficie aproximada de 6 m^2 , 80 kW de potencia concentrada. Entonces la variabilidad de temporalidad de producción así como de consumo son factores fundamentales cuando pensamos en el hábitat humano y cómo abastecerlo desde el Sol.

Si bien la potencia de consumo de una residencia en promedio puede estar en el orden de 10 W/m^2 , por momentos es normal que se alcance hasta 300 W/m^2 [76]. Se han determinado los consumos energéticos de ciudades, por ejemplo Helsinki y Shanghái; para la primera se estimó una demanda eléctrica de $12,5 \text{ TWh/año}$ para $580\,000$ habitantes (año 2012), mientras la segunda, considerada una megaciudad, con 23 millones de habitantes, requiere 155 TWh/año [77]. Pero no es la población la única que determina la necesidad de energía, son aspectos climáticos, económicos, tecnológicos e incluso culturales, por ello si analizamos estos dos casos veremos que el consumo por habitante es radicalmente menor en el caso de Shanghái.

El recurso solar para generar energía a gran escala, es el de mayor crecimiento en el planeta. Centrales eléctricas fotovoltaicas y de concentración de calor se encuentran como las más prometedoras y con costo ahora menor que las tradicionales [78]. Se ha descrito que, para alcanzar la sustentabilidad energética del hábitat humano actual a partir del sol, el desarrollo de tecnologías para almacenamiento es la única barrera a ser salvada. El desarrollo tecnológico nos permite contar con posibilidades de reservorios energéticos que contengan volúmenes considerables de energía por períodos de tiempo prolongados (meses), es decir, puede almacenarse energía de una estación a otra.

El almacenamiento de energía térmica en grandes contenedores subterráneos, para aprovechar el calor obtenido en verano durante el invierno, es una opción muy utilizada; no obstante, también se ha planteado como alternativa para gestionar excedentes fotovoltaicos a gran escala [77].

Otra opción ha sido la posibilidad de utilizar bombeo de agua hasta zonas altas en reservorios, guardando energía cinética potencial, para luego al ser liberada alimentar pequeñas hidroeléctricas. Un sistema similar es guardar aire a presión bajo el suelo, una vez comprimido al ser liberado puede mover turbinas y generar electricidad. Una opción prometedora, aunque con requerimientos más tecnológicos, dado el manejo de este combustible muy volátil, pero limpio, es la generación de hidrógeno, que puede ser obtenido desde la electricidad, (sea usando fuentes renovables y concretamente desde el Sol en los momentos de alta irradiación). El resultado colateral al potenciar motores de hidrógeno es obtener agua y no emanaciones contaminantes de ningún tipo; es un combustible con considerable energía concentrada.

En años recientes las baterías para guardar electricidad han tenido un desarrollo considerable. Las baterías que, hasta hace poco predominaban en el comercio como las de ácido de plomo, de níquel-cadmio, o sulfuro de sodio, resultaban costosas, pesadas, con considerable ocupación espacial, baja durabilidad, voluminosas y contaminantes como desecho y de difícil manejo; aunque han sido superadas por la tecnología de ion-litio. Esta tecnología ha tenido un importante despegue a partir de su desarrollo para telecomunicaciones por señal celular y para el transporte eléctrico (vehículos híbridos y eléctricos); una vez que han alcanzado la madurez tecnológica se desarrollan para almacenar energía para edificios, sus ciclos de carga y descarga, así como potencia se compatibilizan de forma razonable con los requerimientos de las edificaciones. Se han tornado en una opción muy importante y por reducción de costos puede competir con generadores eléctricos para almacenar energía y, sobre todo, son una opción muy importante para diferir la energía eléctrica de fuentes intermitentes como la solar. Son dispositivos dimensionados para suplir demandas residenciales o de edificaciones en general.

El desarrollo de la tecnología de ion-litio ha permitido incluso la incursión de megabaterías para abastecer entornos urbanos completos y balancear excedentes generados en redes abastecidas por el viento o sol, que implica que exista abundante o nula producción dependiente de las condiciones climáticas u hora del día [79]. El crecimiento de cargas eléctricas implica exigencias complejas para las redes y concretamente a los transformadores, muchos diseñados e implementados décadas atrás. No solamente por el incremento de población, también por cargas nuevas como cada vez mayores exigencias para ambientación, transporte eléctrico, cocción, etc. [80]. La inclusión de auto y microgeneración urbana y baterías posibilita, el balancear excesos de cargas eventuales y por ende sobrecargas en los transformadores.

Son posibilidades que en la primera década del siglo XXI se veían costosas y en buenos términos inalcanzables, útiles para lugares en donde las redes eléctricas no están. Pero la disponibilidad y los precios cada vez más accesibles, nos conducen a pensar que el lograr edificaciones e incluso zonas urbanas con capacidad de autoabastecerse y compartirse energía acorde a producción y consumo de distintos sectores es real y, a la vez, se torna de utilidad práctica en distintas realidades socioeconómicas.

Los aspectos descritos, de presencia de irradiación y de requerimientos de energía, demuestran que la tecnología está disponible. Pero acaso están presentes realidades e intereses, incluso costumbres que son una barrera cierta para la introducción y masificación de la energía solar como fuente principal, sobre

todo, bajo criterio de autoaprovisionamiento. Hasta el año 2018 el consumo mundial en hidrocarburos representaba el 85,2 %, la energía nuclear el 4,41 % y las hidroeléctricas y fuentes renovables denominadas como «no convencionales» (solar, eólica, mareomotriz o geotermia) en conjunto, apenas el 11,3 %.

En cuanto a aspectos políticos, es necesario considerar el papel de las empresas energéticas y petroleras, algunas de ellas corporaciones mundiales de las que dependen economías o intereses importantes, solamente ExxonMobil, Petrochina, Chevron y Schlumberger representan 883,8 miles de millones de dólares en valor bursátil, lo que implica volúmenes corporativos importantes a escala mundial [81].

Ya lo mencionó el excandidato a la presidencia de los Estados Unidos y ambientalista Ralph Nader: «El uso de energía solar no ha sido desarrollado porque las corporaciones no poseen el sol», reflejando con lo dicho, que mientras no existan empresas solares que financieramente alcancen el poder de las transnacionales energéticas, el poder y capacidad de negociación como contraparte política va a ser débil. Por regla económica, al parecer nos conduciría a consumir hasta la última gota de petróleo mientras este sea rentable, sin embargo, esta rentabilidad debería ser reducida si es que se cobrase el impuesto que refleje el daño ambiental causado, a través de impuesto al CO₂ e impacto asociado.

En una entrevista, el director de la Agencia Internacional de la Energía manifestó que considera que a pesar de todas las acciones y acuerdos internacionales al respecto al cambio climático, «... ni los países ricos en petróleo ni las empresas cambiarán sus políticas petroleras ni su enfoque de modo significativo. El motivo para ello es que se estima que la demanda mundial de petróleo aumente durante muchos años, según el Escenario de Nuevas Políticas (New Policies Scenario) de la AIE...» [3]. Bajo este precepto, tanto desde lo económico y desde los intereses de la industria hidrocarburífera, estará siempre el impulso a maximizar la explotación y producción de combustibles. La alternativa es promover regulaciones que estarán en contra de los intereses de estas megacorporaciones.

Bajo este complejo escenario, si se quieren alcanzar las metas propuestas en el Acuerdo de París del 2015, por lo menos es exigible que en la legislación se considere que el valor de venta de energía en cualquiera de sus formas e indistintamente de donde provengan, debe contemplar al usuario final y también el costo que implica a sociedades, provincias, municipios y al medioambiente en general. Debe existir un sobrecargo el impacto que causa el consumo y los gastos que implican alteraciones a los ecosistemas, emanaciones de CO₂, afectaciones a la salud o cualquier otra forma que resulte del impacto ambiental. Este sobrecargo no debe dirigirse solo a las fuentes de combustibles, también a aquellas renovables que significan impacto a la naturaleza en mayor o menor medida; así sí existirán incentivos reales a las fuentes menos impactantes en una suerte de justicia ambiental.

Incidencia solar, confort y requerimientos energéticos

La arquitectura y el urbanismo cobijan las diferentes actividades humanas frente a un contexto específico. Estas disciplinas deben contemplar el aprovechamiento máximo de las condiciones naturales para promover la habitabilidad confortable y sustentable. Así, a través del diseño de espacios urbanísticos, patios, ventanas y muros que permitan la captación solar pasiva para regular la temperatura, humedad, otorgar iluminación e incluso desinfectar ambientes. No obstante, se deben controlar consecuencias adversas como encandilamiento, sobrecalentamiento, incidencia de irradiación directa en lugares de permanencia prolongados, pérdidas o ganancias térmicas excesivas en vanos. Por ello, en el diseño del hábitat no puede prescindirse de considerar al sol, es un recurso muy aprovechable o puede resultar perjudicial de ser ignorado. La recolección solar pasiva es mayor en aberturas que implican a la vez potenciales fugas o puentes térmicos a controlar. Se ha comprobado que la captación pasiva incluso en lugares con baja irradiación como en el Reino Unido, es suficiente para abastecer hasta la mitad de la calefacción de un edificio [82]. Para lograr que las edificaciones puedan aprovechar las condiciones ambientales y el sol, en una buena proporción, es necesaria la incorporación de captación solar pasiva y activa, o al contrario su bloqueo de ser necesario.

Para el año 2007 el desarrollo de tecnologías activas con capacidad de obtener energía concentrada empezó a crecer en el mundo desarrollado a pesar de los costos aún inconvenientes. Investigadores evidenciaron ya en ese entonces, que las estrategias pasivas de alta capacidad como adecuación en envolvente de gran espesor, o acristalamientos con alta capacidad de aislación, considerado como la opción económicamente más conveniente para alcanzar confort en climas extremos por el alto costo de la energía, ya no eran las únicas opciones. En cierto punto y dependiendo el caso y potencial, resulta ser más conveniente la incorporación de captadores solares térmicos, fotovoltaicos o inclusión de equipos activos de alta eficiencia como las bombas de calor, respecto a aislamientos exagerados [83].

En la primera década del siglo XX, el desarrollo de alternativas de energías renovables en sitio resulta una opción estratégica para países desarrollados que no disponen de hidrocarburos entre sus recursos: aparecen subvenciones a la auto y microgeneración, en especial por el riesgo evidenciado en la energía nuclear, siendo los centros de esta conversión Alemania, Japón, Canadá y España. Se subsidian, decididamente, tecnologías como la eólica y solar con el objetivo de alcanzar su inserción masiva y reducción de precio por economía de escala; una vez alcanzado el valor de mercado se retiran poco a poco los subsidios y ahora la micro y autogeneración están fuertemente arraigadas y son convenientes desde el punto de vista financiero [84].

Electricidad o calor

Las energías térmica y eléctrica no deben valorarse igual en correspondencia a su potencia neta, es necesario tener en cuenta el concepto de exergía. Si consideramos la obtención de electricidad por termogeneración, un margen razonable es 3,5 unidades térmicas para obtener una eléctrica, entendiéndose a partir de termogeneración, aunque con gran variabilidad dependiente de la tecnología y de la matriz eléctrica local. La utilidad típica de la energía solar térmica es abastecer la demanda de agua caliente sanitaria o calefacción.

La energía solar térmica incluso se muestra como alternativa de energización a través de tecnología con sistema de refrigeración por adsorción solar (Adsorption Chiller) [85], la cual resulta muy prometedora en especial en regiones con elevada irradiación y requerimientos altos de refrigeración [86]. La producción eléctrica fotovoltaica debería destinarse a suplir demandas eléctricas o entregarse a la red pública evitando la utilización de esta a cubrir demandas térmicas a través de conversión directa de electricidad a calor (calentadores a través de resistencias eléctricas) justamente por ser la electricidad un tipo de energía de mayor valor respecto a la térmica. Sin embargo, alternativas de circuitos de refrigeración funcionando de forma inversa generan calor, en dispositivos conocidos como bomba de calor. Son equipos que con electricidad alcanzan un alto desempeño; se alimenta un motor compresor con capacidad de comprimir fluidos refrigerantes y alterar la presión de los fluidos, con ello se logra trasladar temperatura del aire, agua o suelo y conducirlos a cualquier requerimiento. Acorde con el desempeño de esta tecnología, pueden alcanzarse eficiencias o coeficientes de desempeño de 3,5 hasta 5; es decir, por kWh de electricidad, se puede obtener entre 3,5 y 5 kWh de energía térmica. Las bombas de calor funcionando de forma inversa son las que se conocen como aire acondicionado típico. Tanto bombas de calor como aires acondicionados existen de distintas capacidades y dimensiones, desde pequeñas para ambientar pocos metros cuadrados como una habitación, hasta sistemas de dimensión considerable para abastecer una edificación entera en sistema centralizado.

La definición del tipo de tecnología debe resultar de la relación y balance entre alternativas tecnológicas para adoptar las que más compatibilicen entregando una utilidad adecuada coherente con las exigencias. Más allá del contexto tener un uso eficiente de la electricidad, por ejemplo, al remplazarse dispositivos típicos de alto consumo y, más aún, si estos se alimentan desde combustión, pueden reducirse demandas energéticas en gran proporción [83], con ello se torna factible el abastecer el resto desde fuentes renovables integradas.

² El concepto exergía se refiere a la utilidad final real de la energía. Así, en la energía solar concretamente, la energía térmica es de menor valor frente a la electricidad, considerando que en las matrices energéticas (y por ello es variable y dependiente de la localidad) se requieren entre tres y cuatro unidades térmicas para producir una eléctrica.

Posibilidades solares para el abastecimiento urbano

Como se revisó en el Capítulo 1, la energía solar muchas veces puede abastecer incluso más de lo requerido para el propio consumo, se trata de un concepto nuevo, desde la perspectiva de la sostenibilidad humana [36]. Las demandas de una edificación específica difieren tanto en consumo como en cantidad de irradiación aprovechable. Por ello no existen respuestas únicas, y cada caso debería analizarse bajo perspectiva propia. Las demandas que no pueden cubrirse con estrategias pasivas pueden ser cubiertas por electricidad y por energía térmica, dos energías obtenidas desde la irradiación solar. A continuación, se describen las posibilidades tecnológicas y redes para que una edificación integre captación a gran escala y contribuya a abastecer a su vecindario e incluso a una ciudad.

Abastecimiento térmico urbano desde el sol

Las ciudades presentan demandas térmicas considerables dependiendo de las condiciones climáticas, en especial en latitudes lejanas a la línea ecuatorial y con estacionalidad extrema. En la zona tórrida existen climas fríos extremos sobre los 3000 m s. n. m. En climas fríos estacionales una alternativa muy desarrollada son los sistemas urbanos de abastecimiento térmico a gran escala, calor generado por grandes centrales térmicas que se distribuye por redes urbanas. Estas redes pueden ser una opción para integrar la recolección solar térmica a gran escala; dichas redes con capacidad de grandes volúmenes se usarían como reservorios térmicos de energía colectada en meses cálidos. Con ello es factible alcanzar una contribución parcial solar térmica. Si bien la tecnología solar térmica es más habitual para suplir demandas de agua caliente sanitaria, los mayores requerimientos térmicos urbanos en clima frío corresponden por lejos a demandas de calefacción.

Desde el punto de vista urbanístico está la posibilidad de captar y compartir energía térmica no solo de forma individual, sino entre edificaciones en un vecindario con redes comunitarias denominadas «solar district heating» (calefacción solar a nivel distrital). La energía térmica es colectada en días de elevada irradiación (primavera-verano) y guardada en almacenamiento subterráneo a gran escala en reservorios aislados, con capacidad de mantener la energía térmica por períodos prolongados, aprovechando el gran volumen que puede ser calentado y mantenido en un ámbito de estabilidad térmica subterránea de la geotermia. Para lograr una capacidad térmica importante, se requiere de una considerable superficie de recolección solar, ocupándose un máximo de cubiertas o envolventes irradiadas. Por la reducida irradiación en invierno, es necesario aprovechar la abundante energía obtenida en verano [87], [88].

Las redes solares urbanas tienen dos importantes limitaciones; la primera, se trata de la utilidad de esta instalación en locaciones con estacionalidad pronunciada y que existan importantes niveles de irradiación directa durante meses; la segunda, es el elevado costo de implementación de reservorios subterráneos. Sin embargo, las instalaciones de calefacción distritales son redes de distribución térmica alimentadas desde

grandes plantas centralizadas (energía obtenida desde los propios residuos urbanos). Estas redes pueden configurarse para actuar como almacenamiento de calor solar, contribuyendo a dichas fuentes generadoras. Son redes de calefacción urbanas que se distribuyen en la ciudad, alimentadas con combustión de desechos u otros tipos de combustibles. Las calefacciones distritales son instalaciones que funcionan en red subterránea que, a su vez, actúan como almacenamiento para el calor procedente del sol (Figura 12).

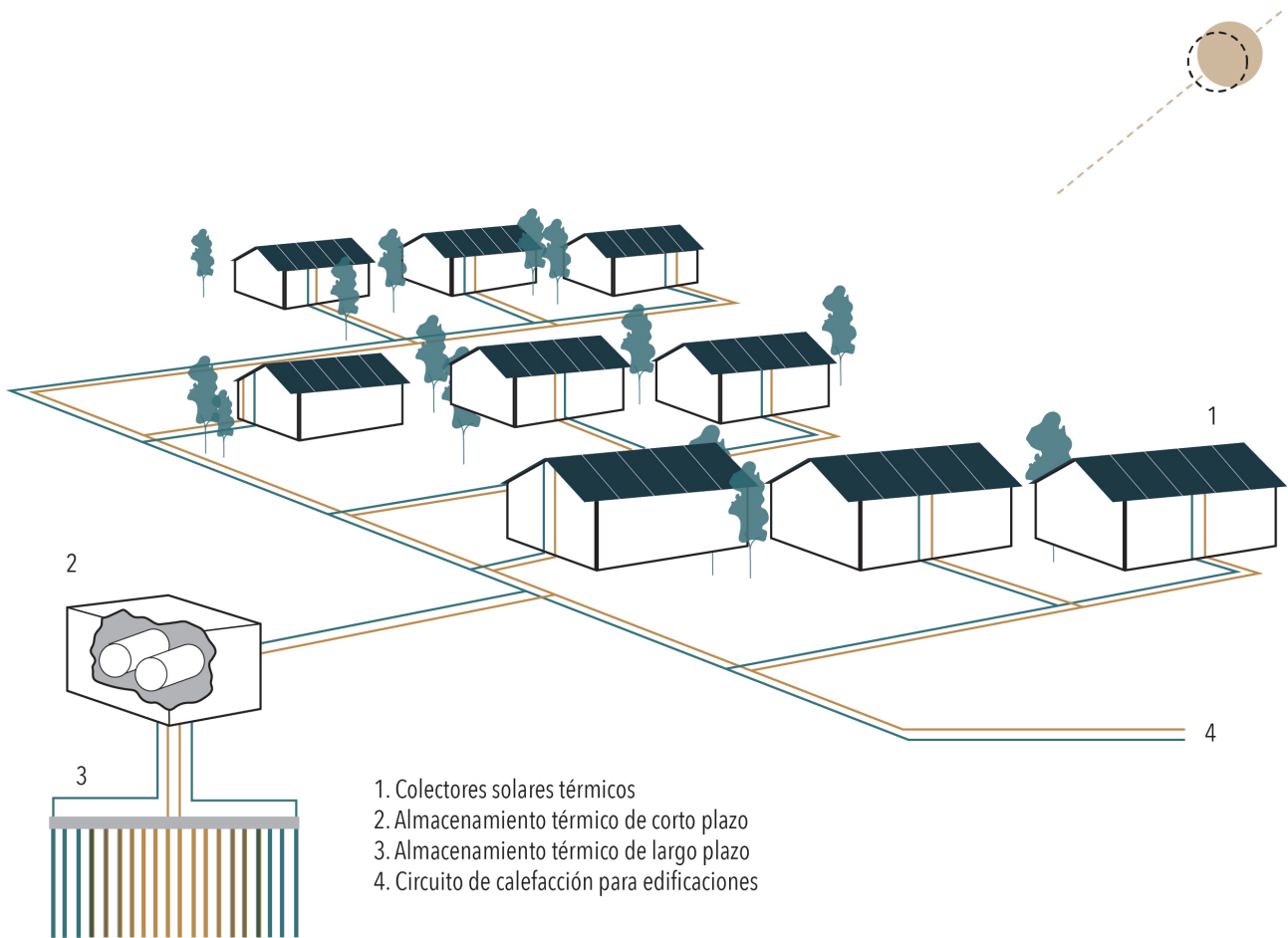


Figura 12. Esquema de calefacción distrital solar

En menor medida se han desarrollado redes de calentamiento de agua sanitaria y calefacción en condominios y edificios habitacionales. En unidades residenciales contiguas de departamentos en instalación comunal, se configuran sistemas más pequeños que los distritales, compartiendo también almacenamiento comunal. A diferencia de las redes eléctricas, son pocos los casos de posibilidad de venta de excedentes, aunque sí se han desarrollado, como el de «Solar City» en Plan-Les-Ouates en Ginebra, Suiza. El almacenamiento es limitado acorde al volumen y al igual que los sistemas residenciales se hacen necesarios sistemas de respaldos para cuando la energía solar almacenada no alcance la temperatura de uso requerida [89]. Las limitaciones sustanciales para poder compartir o almacenar la energía térmica en redes de forma eficiente son la distancia y las pérdidas generadas en las redes de transmisión, tanto por agua o aire que implica pérdida calórica en las tuberías.

Por otra parte, en ciudades tropicales, una tecnología prometedora es la refrigeración solar alimentada por tecnología solar térmica. Son sistemas conocidos como enfriadores por adsorción (absorption chiller). Con estas tecnologías se energizan sistemas de aire acondicionado centralizado para edificaciones de cierta magnitud, mas no para ambientes individuales.

Abastecimiento eléctrico urbano desde el sol

A diferencia de otras fuentes energéticas urbanas, el potencial fotovoltaico se puede establecer a partir de superficies disponibles en donde incide más o menos irradiación. De hecho, Pelland y Poissant en 2007, luego de establecer eficiencias en zonas urbanas, estimaron un potencial probable a partir de la cantidad de irradiación (para entonces consideraron una eficiencia fotovoltaica del 12 % respecto a la irradiación) disponible en las superficies [90]; en apenas trece años esta eficiencia se considera alrededor del 20 %.

A principios del siglo XXI se establecieron distintas formas para determinar la capacidad de generación urbana desde la fuente fotovoltaica. El potencial fotovoltaico está condicionado por la superficie irradiada y niveles de irradiación disponible; y el solar térmico, se limita a las demandas y coincidencia de irradiación disponible frente a los consumos. Los primeros análisis de potencial solar en general, se dieron a través del dimensionamiento de la disponibilidad de irradiación en la ciudad en superficies de edificaciones e infraestructura en donde teóricamente se puede recoger dicho recurso. Así, Raphael Compagnon (2004) propuso una alternativa para dimensionar la cantidad de luz que recae en superficies urbanas, considerando bloques de edificaciones, el recorrido solar y las afectaciones entre estos; utilizó el software Raytracing para analizar la trayectoria de la luz, [91].

Luego los esfuerzos de investigación se dirigieron a averiguar la capacidad fotovoltaica a partir de eficiencia de la tecnología. Para la ciudad de Hong Kong, Peng y Lu (2013) encontraron una disponibilidad de 54 km² como potencial disponible para instalar fotovoltaicos, lo que implicaría que existe lugar para abastecer el 14 % del consumo eléctrico de esta ciudad, a pesar de ser una de las más densamente pobladas del mundo y con elevado consumo en aire acondicionado [92].

Más allá de la necesidad espacial, también es necesario determinar demandas y desbalances de producción; la gestión de producción-consumo es importante para así tornar útil la energía generada. En el 2014 se analizaron las implicancias de irradiación frente a los perfiles de consumo en Helsinki y Nueva Deli considerando la necesidad de reducir la utilización del carbón en las termogeneradoras eléctricas típicas y más contaminantes [93]. Se refleja que, en estos casos puntuales, a pesar de las diferencias climáticas y de demandas, se puede reducir entre el 5 y 10 % del consumo de carbón.

P. Lund realizó un estudio similar entre Shanghái y Helsinki, considerando la opción de gestionar excedentes eléctricos a través de almacenamiento térmico [77]. La determinación de potencial solar fue mejorado a través del desarrollo tecnológico y de software, tanto la aplicación de la detección y alcance de la luz o tecnología LIDAR como el realizado por Lucak y Zalik [94]. También el desarrollo de detección cromática de píxeles en fotografías aéreas desprende otra metodología que permite discriminar techos respecto a otras superficies urbanas y, sobre todo, aquellas más iluminadas, con ello se puede encontrar el potencial solar urbano de forma automatizada, metodología propuesta por Bergamasco y Asinari, en 2011 [95].

En procesos de investigación más recientes, se propone alternativas para determinar el potencial solar considerando la geometría de techumbres, sombras y elementos arquitectónicos o tomando en cuenta la capacidad de incorporar fotovoltaicos (Lukac y otros en el 2020) [96] o como también fue analizado por el autor de este tratado junto con Cuevas en el 2019 para Concepción, Chile [97], en el que se miden las proporciones de ocupación geométrica.

Más allá de las metodologías planteadas y resultados encontrados, se evidencia que cada entorno urbano es distinto por condiciones climáticas, consumo, tipología arquitectónica o configuración urbana. Cada ciudad, incluso cada barrio, tiene condiciones propias que implica distinto potencial. Sin embargo, queda claro que se pueden establecer características generalizables, como, por ejemplo, una alta densidad que poseen edificaciones en altura que a su vez conlleva elevados índices de bloqueo solar en contraposición a un alto consumo. Cuanto más extrema sea la condición climática, el consumo crece por los requerimientos de ambientación; de igual forma, cuanto más desarrollo económico mayor crecimiento en consumo por un mayor acceso a equipos energizados.

La propiedad de la electricidad de ser transmitida en redes con pérdidas menores permite que pueda ser compartida entre edificaciones de forma más versátil que el calor incluso entre barrios y ciudades. Para la implementación efectiva de redes para el traslado de electricidad autogenerada en microplantas, se considera que cada edificación se convierte en un generador; así surge el concepto de redes inteligentes (smart grid). El principio básico es resolver las intermitencias de generación y de demanda eléctrica. Ello implica que una edificación o un barrio requiere gestionar su producción en tiempo y espacio. Por lo tanto, el principio de las redes inteligentes trata de redes de comunicación para determinar y gestionar en lugares y espacios en donde existe generación y demanda. Con ella se guían los flujos eléctricos. Entonces las redes funcionan de forma bidireccional y se compagina información en tiempo real [77], [98], [99]. El concepto de smart grid viene englobado dentro del concepto de funcionamiento urbano

en el futuro o ciudades inteligentes (smart cities), la gestión de las ciudades y su eficiencia a través de la implementación de la comunicación, automatización e inteligencia artificial en los procesos y gestión de redes urbanas.

Las redes eléctricas inteligentes viabilizan la posibilidad de integrar fotovoltaicos o cualquier tipo de generación eléctrica urbana que se conecte con la red, convirtiéndose de este modo en una suerte de batería virtual. Ello magnifica la capacidad de autoabastecimiento parcial, incluso total, en aquellas edificaciones con bajo consumo y elevado potencial solar, posibilita gestionar excedentes y llegar a edificaciones con altos estándares energéticos sin la necesidad de recurrir a baterías.

No obstante, existen límites; en una situación de ciudades con fotovoltaicos integrados a gran escala, las redes pueden no alcanzar a gestionar la energía, por abundancia de excedentes [93]. Sin embargo, para llegar a un alto grado de autoabastecimiento urbano, las limitaciones que aparecen en cuanto a variabilidad son también un reto; pensando en ciudad existen demandas muy altas como las exigidas por el transporte tanto público como privado. Por lo pronto, algunos investigadores proponen tratar a los vehículos particulares como una suerte de electrodomésticos, considerando a todos los distintos sistemas de transporte particulares eléctricos. Si generamos energía residencial el transporte puede ser abastecido desde fuentes propias [100]. Sin duda la conversión a transporte eléctrico viabiliza el lograr ciudades que prescindan en buena parte de la combustión dentro de sus límites y también de importar energía en cualquiera de sus formas. El límite de la capacidad de autoaprovisionamiento por excesivos excedentes es el desarrollo del almacenamiento, como se describió en otro capítulo de este tratado, el requerimiento de baterías de distinta escala: desde microbaterías para una edificación, hasta baterías a gran escala que permitan balancear la intermitencia en aprovisionamiento urbano.

Con el planteamiento de ciudades solares [36], cada una de las edificaciones incorpora sistemas de almacenamiento individuales, no tanto o no solo para tener la capacidad de almacenar y gestionar su producción, sino como dispositivos que permitan gestionar excedentes de toda la red y compartir energía de forma y en el momento idóneo.

La gran reducción de costos de baterías eléctricas ha supuesto que, en lugares en donde el valor de la energía es oscilante en concordancia con la demanda, se hayan tornado rentables para almacenar energía en los momentos de bajo costo. Por ejemplo, cuando existe una alta penetración de electricidad solar, esta tiende a ser más económica al mediodía por los altos excedentes; por ello no se usa la energía autogenerada al momento que se produce, sino se conduce a las horas en que el costo es más alto y la red y empresas de generación se ven más exigidas. Por ello, el propio mercado resulta estratégico para promover el balance excedente-déficit en la red, con el precio se promueve la autogeneración fotovoltaica (puede también ser minieólica, minihidro, etc.) y regular excedentes con pequeños sistemas de almacenamiento residenciales [101].

Todos estos procesos de integración de cargas adaptados con la generación de energía se darán; en consecuencia, será necesario estudiar en forma detallada, estos flujos en cada contexto urbano. Esto será

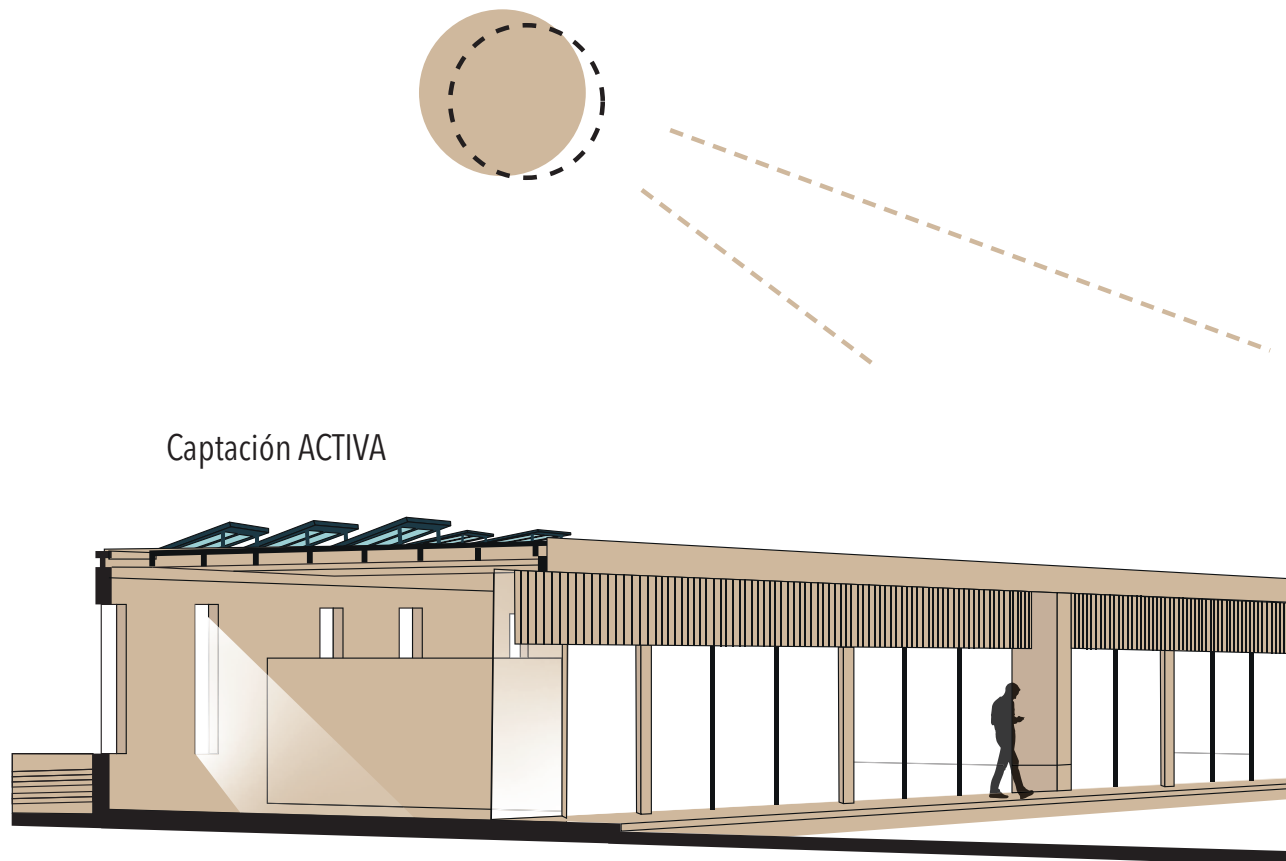
la labor principal de las empresas de distribución eléctrica, una labor no solo de distribución, sino de gestión [102]. Tanto arquitectos como urbanistas tendrán un papel esencial, de ellos dependerá, según sus diseños, la mayor o menor capacidad de generación en edificios y comunidades.

Captación activa y pasiva

El desarrollo tecnológico y la mejora del nivel de vida inciden en el consumo de recursos y mayores requerimientos energéticos en forma de iluminación, fuerza, climatización, electrónica. La escala y funcionamiento de las edificaciones con las exigencias actuales sumados al incremento de densidad poblacional supone más energía.

Las estrategias o tecnologías solares activas son captadores de irradiación que permiten convertir la irradiación solar en calor o electricidad para abastecer estos requerimientos desde un recurso local. Se diferencian respecto a las estrategias pasivas en que estas utilizan calor o luminosidad directa del sol, mientras que las primeras captan la irradiación, la convierten y llevan a abastecer una demanda con un tipo y condición precisa de energía, en un sitio o lugar distinto y/o desfasado en el tiempo.

Para la población, incluso para profesionales de la construcción, es habitual la confusión entre captación solar activa y pasiva. La captación pasiva suele ser potenciada por invernaderos; pueden almacenarse las ganancias térmicas a través de materiales con adecuada inercia para mantener la temperatura. Esta propiedad se destaca en materiales cerámicos naturales o artificiales, en agua y en materiales orgánicos en menor medida. La duración en este tipo de almacenamiento es limitada en tiempo y capacidad. Implica el compaginar la modulación, distribución y conservación de ganancias pasivas con la cualidad de estabilización de la masa térmica o distribución a otros sectores a través de procesos físicos (transferencia de calor) y convección (efecto chimenea o stack) (Figura 13).



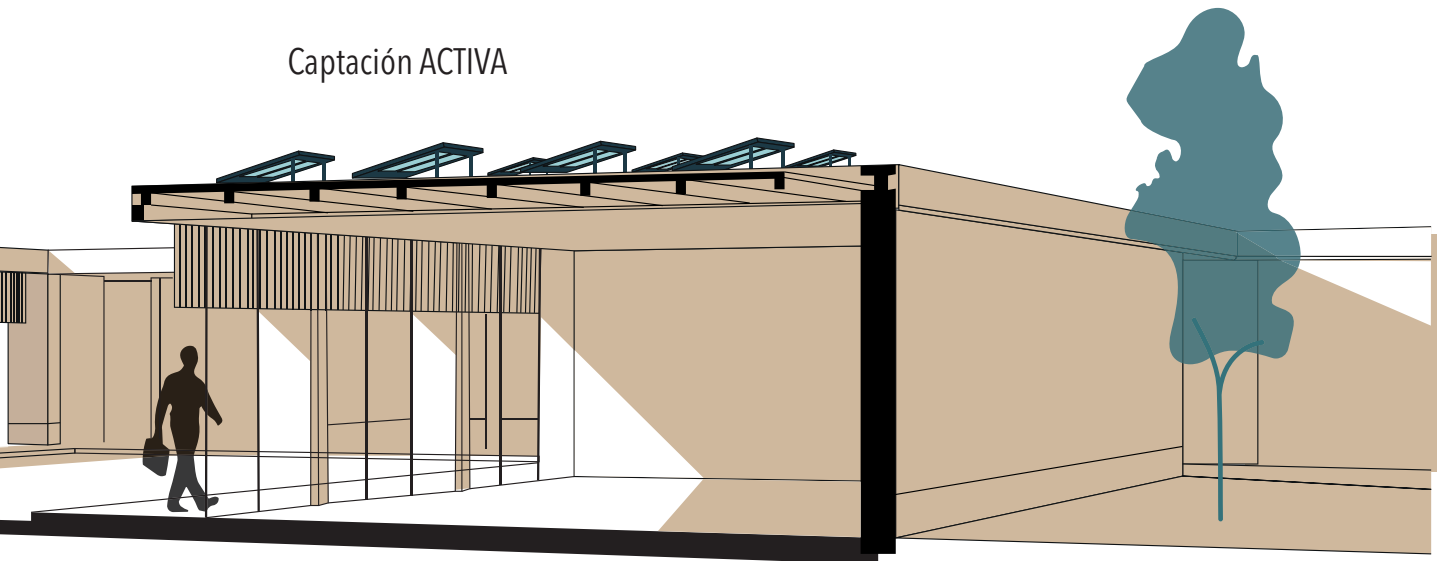
Activos: Paneles solares

Pasivas: Captación solar en base a materialidad, diseño, etc.

Figura 13. Esquema de captación activa y pasiva en edificación

La forma eficiente de enfrentar un proyecto que contemple la inclusión de energía obtenida in situ será el ejecutar distintos análisis en los que se contemplen simulaciones de demandas bajo diferentes supuestos de despliegue tecnológico de obtención energética renovable in situ bajo condiciones de mínimo y máximo consumo probable. Para ello es ideal el considerar estrategias pasivas y activas en complemento. Durante la resolución arquitectónica y urbanística, se debería observar las implicancias no solo de recolección solar, sino en concordancia con las demandas. Por ello es necesario definir las posibilidades de captación, materialidad, aislamientos, la posibilidad de fugas térmicas e infiltraciones entre otros aspectos de forma integral.

Captación ACTIVA



Captación PASIVA

La coherencia en cada uno de los componentes, pisos, techos, muros, carpinterías, es importante y ellas frente a medidas activas, lo cual sin duda es un esfuerzo adicional en el proceso de diseño. Sería incoherente la integración de tecnologías activas solares, si no se cuidan las demandas, ya que ello provocaría el autogenerar para suplir deficiencias, para ello el diseño arquitectónico y la calidad de la construcción son esenciales.

3

Tecnologías de captación solar
activa en edificación

La captación solar activa en edificaciones requiere superficies de captación de irradiación. Estas superficies son placas expuestas al recorrido solar. También puede existir confusión por parte del observador no habituado para distinguir entre las tecnologías solar térmica y solar fotovoltaica, en especial cuando se tratan de placas fotovoltaicas de silicio y colectores solares térmicos de placa plana. Todos se denominan paneles solares, pero su función energética es sustancialmente distinta; los colectores térmicos sirven para calentar el agua, los fotovoltaicos generan electricidad (Figura 14). A posteriori en este capítulo se señalarán diferencias físicas entre las dos tecnologías.

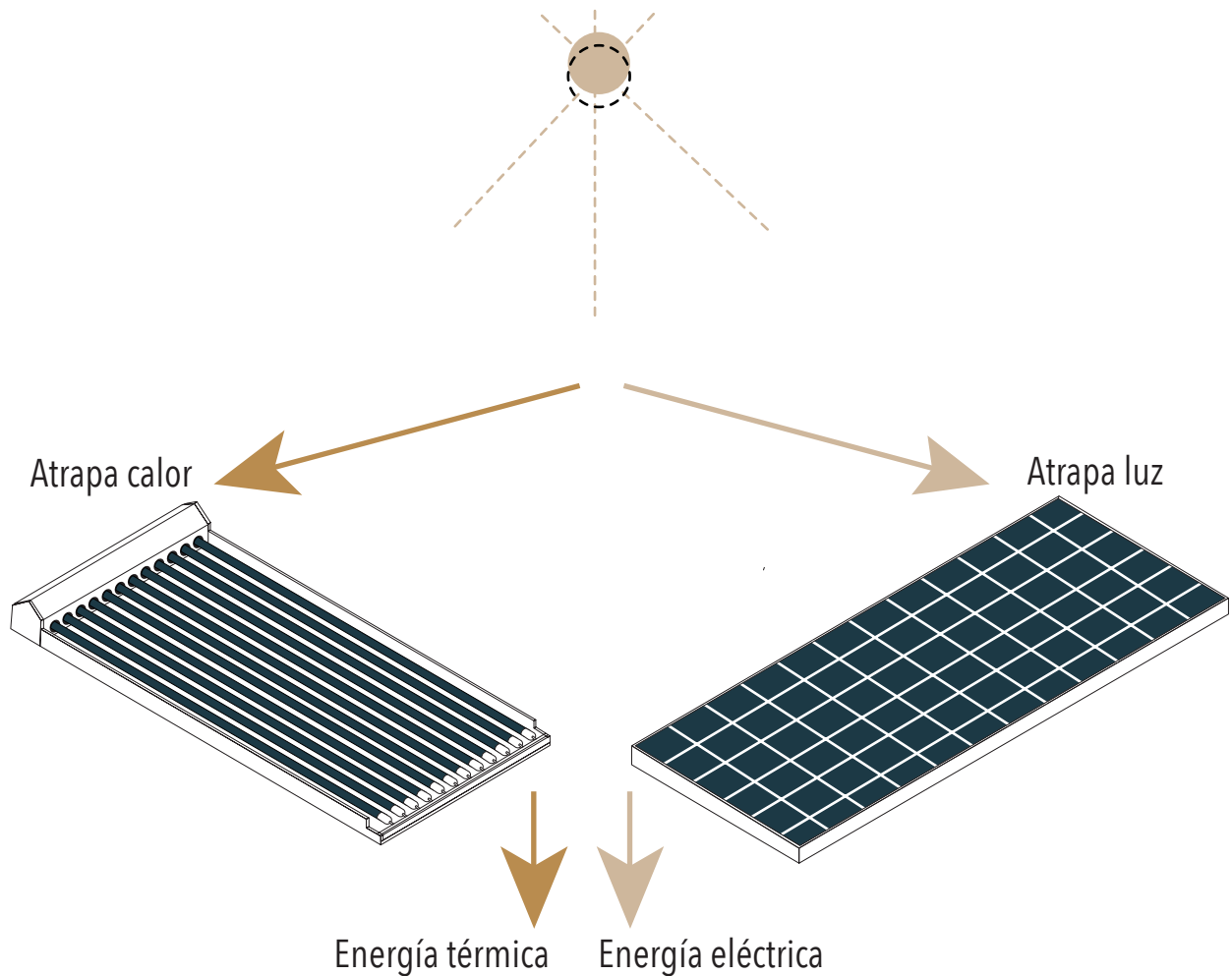


Figura 14. Colectores solares térmicos y fotovoltaicos. Tipología energética

Estas dos tecnologías activas, sumadas a estrategias pasivas, se complementan y pueden cubrir todas las demandas presentes en una edificación, cuando no presenta consumos especialmente elevados. En la Figura 15 se muestran, en concordancia con las exigencias energéticas para confort o funcionamiento, cuáles son las estrategias y tecnologías aplicables; sin embargo, dependiendo del volumen de la demanda y la cantidad de superficie de captación, se puede cubrir parcial o totalmente, incluso lograr excedentes energéticos para una edificación dada.

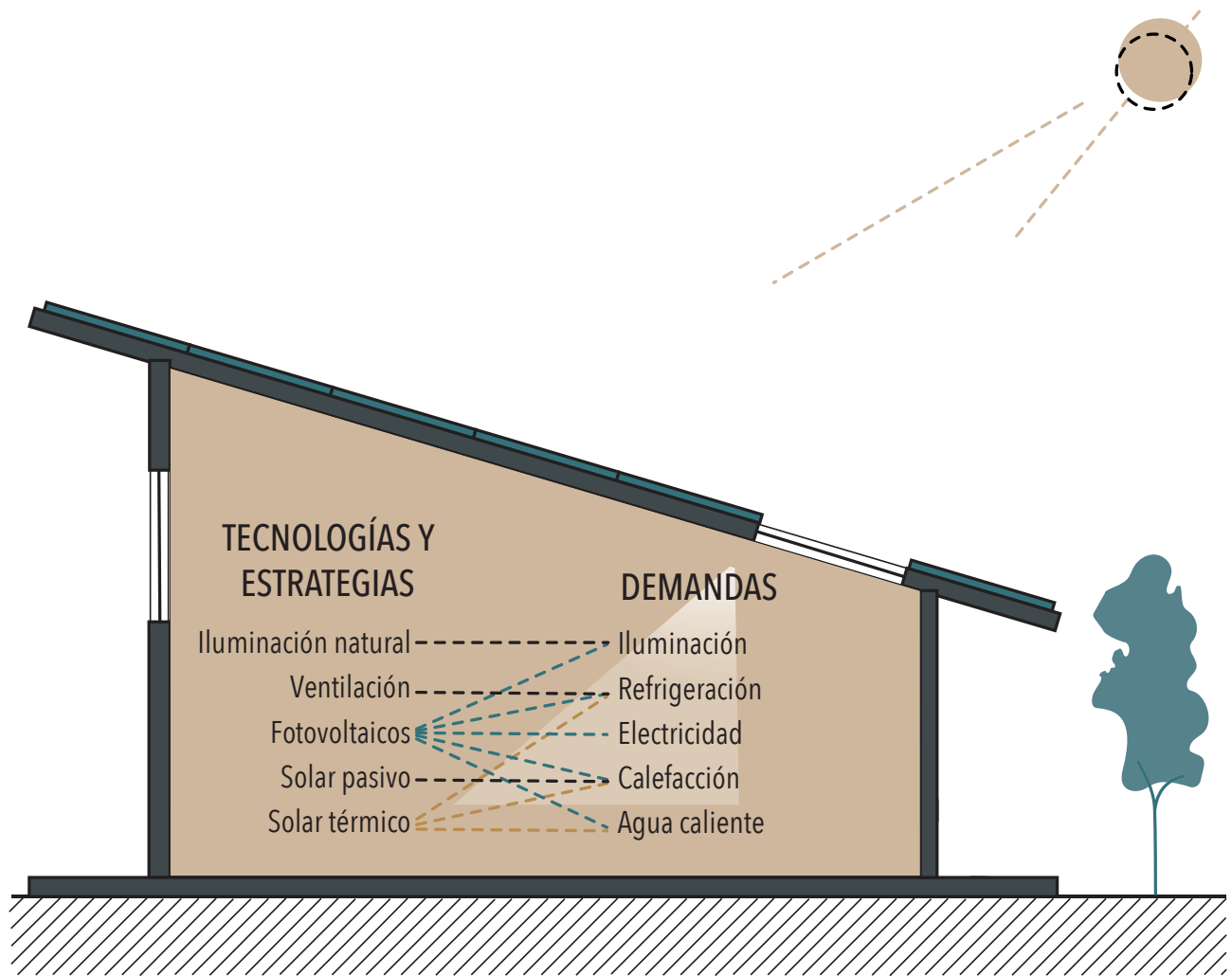


Figura 15. Tecnologías activas y pasivas solares destinadas a demandas de edificación
Fuente: IEA SHC Task 41 (2012).

Tecnología solar térmica para edificios

Los colectores solares térmicos son dispositivos intercambiadores de calor que captan y transfieren energía solar en térmica, que se incorpora a nivel molecular en un fluido transportador, normalmente, agua o líquidos refrigerantes, y menos común en aire. Este tratado analizará más a profundidad cada uno de estos sistemas, tipos, ventajas y desventajas.

El componente más significativo, y del que se desprende la eficiencia y capacidad del sistema, es el colector térmico, implemento que queda expuesto al ambiente y en superficies amplias para lograr un aporte significativo. La tecnología está complementada por redes de distribución y casi siempre con sistemas de almacenamiento. Además, el captador es el dispositivo que se encarga de convertir la irradiación solar en energía térmica [89].

En comparación con los fotovoltaicos, los sistemas solares térmicos son menos tecnológicos. Se requiere menor capacidad tecnológica para su construcción, son más fáciles en su principio de funcionamiento. Por ello existen pequeñas empresas que los fabrican incluso de forma semiartesanal tanto el sistema captador como el almacenamiento, muchas veces con materiales reciclables. Poseen una alta eficiencia que supera el 50 % de conversión desde la irradiación cuando son de fluido gaseoso y sobre el 70 % a través de refrigerante líquido. Están presentes en todo el mundo, pero en especial en países menos desarrollados y con altos costos de energía en donde se generalizan fácilmente. Sin embargo, la tendencia marca como consecuencia de la evolución tecnológica, que los fotovoltaicos eventualmente reemplazarán a la solar térmica en varios usos [104], dado la reducción de costos de esta última tecnología.

La tecnología solar térmica tiene la deficiencia de que el calor tiende a perderse en el almacenamiento cuando el calor recolectado no es utilizado oportunamente o también está sujeto a importantes pérdidas en redes de distribución térmica. Pero la facilidad de fabricación y altas temperaturas que se pueden alcanzar en el solar térmico, significa que para usos como el calentamiento de agua a baja temperatura como el requerido en piscinas o uso residencial, se prevé se mantendrá como tecnología vigente, sobre todo, en aquellos países menos desarrollados.

Antecedentes y actualidad de captación activa solar térmica

Los primeros calentadores de agua solares fueron sencillos tanques metálicos de color oscuro expuestos al sol. No fueron soluciones patentadas, más bien fueron implementos artesanales utilizados por tradición. Por 1891, Clarence Kemp en Baltimore evoluciona los contenedores oscuros al introducirlos en cajas solares ya patentadas por Sauserre en el siglo XVIII, invento inscrito bajo la marca registrada Clímax. Las cajas solares alcanzan temperaturas superiores a las requeridas para el baño.

William Bailey mejora el dispositivo de Kemp que no alcanza a mantener el agua caliente durante la noche, lo resuelve separando la superficie captadora que debe ubicarse al exterior e introduce al interior el almacenamiento térmico, logrando reducir las pérdidas. Este producto se lo conoce como «Day and Night Solar Water Heater», vendido por miles entre 1909 y 1920 [105]; en Europa se fabricaron comercialmente a mediados de los años treinta del siglo XX. En España se registró la primera patente en 1921 y se exportó ya a finales de esa década. Frente a calentadores domésticos a carbón eran una alternativa competitiva, por la dificultad y costo de transporte del mineral [89], [106]. La industria solar se expandió hasta la irrupción del petróleo y gas; estos por sus propiedades de ser fluidos almacenables pueden ser transportados más fácil que el carbón. Las empresas hidrocarburíferas crean redes para abastecimiento de gas domiciliarias que provee combustible económico a cada vivienda.

A principios del siglo XXI arrancó a nivel mundial procesos de investigación y diversos programas que analizan y evalúan tecnológicamente la capacidad de uso de solares térmicos en edificación para cubrir ACS y luego para calefacción. Algunas reuniones o tasks del programa de calefacción y refrigeración solar (SHC) perteneciente a la Agencia Internacional de la Energía (IEA) se llevan a cabo para integrar el desarrollo tecnológico en diversos usos: Task 3, Task 6 y Task 8. Luego se llevan a cabo reuniones enfocadas a la integración en ciudades y arquitectura de colectores térmicos, Task 20 y Task 41 y la posibilidad de uso para calefacción en el Task 26. El último estudio analizado es el desarrollado respecto a reducción de costos de sistemas solares térmicos, Task 54.

Muchos de los resultados y metodologías utilizadas están publicados en la página de la SHC Program de la IEA. Estos grupos de investigación han difundido sus avances respecto a la tecnología solar térmica en cada uno de los países. Lo que queda claro en estos estudios es que es necesario el análisis de cada tecnología aplicada a cada lugar, no solo por condiciones climáticas, lo que implica mejor adaptabilidad de una tecnología u otra, sino también por las condiciones económicas, precios y disponibilidad energética. Se recomienda al lector los múltiples reportes publicados en el compendio de proyectos [107].

En las regiones estacionales el desbalance de irradiación es la principal limitación para esta tecnología, en cuanto a la dimensión y capacidad de cubrir demandas. El período frío coincide con la reducción de irradiación e incremento de demandas, lo cual limita aún más el abastecimiento. El fluido calotransporta-

dor cargado con temperatura puede trasladarse directamente para su utilización en agua o aire caliente o llevarse a almacenamiento para postergar su uso a través del almacenamiento estacional distrital.

En Ecuador no se ha encontrado un estudio concreto para el caso de uso residencial, sin embargo, por lógica, la fracción solar crece respecto a países con estacionalidad. Para alcanzar una alta proporción o cercana a la totalidad del abastecimiento el sistema debe diseñarse sobredimensionado, es decir, con sobreproducción la mayor parte del tiempo, e incluso así, con riesgo de que la temperatura del agua no alcance la temperatura mínima requerida para el confort. Por ello son necesarios sistemas de respaldo controlables para cubrir el déficit.

Además, la necesidad de prevenir la Legionella, bacteria tóxica cuyo medio de incubación óptimo es agua a 35 °C, exige que el sistema solar térmico alcance, por momentos, sobre los 70 °C para lograr la desinfección. En cuanto a la presencia y crecimiento en el mercado de la tecnología solar térmica, la Agencia Internacional de la Energía en su Programa de Calefacción y Refrigeración Solar, para el año 2010 estimó la existencia de 195,8 GWp instalados en aproximadamente 279,7 millones de metros cuadrados de colectores solares térmicos en 55 naciones. Para el 2018 se observa que el crecimiento alcanza a los 480 GWp, ello supone un crecimiento constante de 12%, año a año. En la mayoría de países se han desarrollado para calentamiento de ACS, de manera primordial. Chipre cubre el 93% de la demanda energética de ACS con recolección solar térmica con fluido líquido [108]. Se estima que en el 2012 de este tipo de tecnología se instalaron 42,2 GWp en equivalente a producción mundial, es decir, un crecimiento de 13,9% del volumen existente en solo un año. De este crecimiento China se lleva una parte significativa: 34,4 GWp para el 2010, y se mantiene en un crecimiento muy vertiginoso en el 2018 con una capacidad instalada que está en el orden de los 334,5 GWp siendo por lejos el país y región con mayor presencia y expansión de la tecnología.

Por el contrario, en Latinoamérica se estima que se instaló solo 0,87 GWp para el 2010, pero que creció significativamente por la introducción de políticas para la implementación de esta tecnología a través de subsidios hasta alcanzar en el 2018 una potencia instalada de 13,6 GWp. Este crecimiento se da por las políticas puestas en marcha en Chile y Brasil; en el caso de Ecuador el crecimiento es menor.

La producción de toda la instalación planetaria implicaba un volumen de generación de 162 TWh para el 2010; en el 2018 esto se incrementó a 396 TWh, lo que significó un ahorro de 137,5 millones de toneladas de CO₂. La recolección solar térmica empleó 375 000 plazas de trabajo directas para el 2010; en el 2017, se estimó que este número se incrementó a 672 000 empleos alrededor del mundo [109], [110].

Colectores térmicos para edificaciones acorde a fluido calotransportador

Existen colectores solares térmicos de distintos tipos; para una adecuada selección es necesario considerar eficiencia, clima, integración arquitectónica y más requerimientos a solventar. Sin embargo, aspectos como eficiencia se pueden ver supeditados frente a costos financieros, provocando que pueda tornarse más conveniente una opción menos eficiente.

Por otra parte, también para descifrar la aptitud de una u otra tecnología es necesario diferenciar entre eficiencia del colector frente al concepto de fracción solar. La eficiencia del colector corresponde a la cantidad de energía proveniente de la irradiación que se convierte en energía térmica en el colector. Este parámetro depende de las características tecnológicas, pero también de la irradiación y clima. De acuerdo con la tipología del colector, existen mayor o menor superficie de captación y capacidad de aislamiento interno, y ello frente a la incidencia solar y clima.

El concepto de fracción solar corresponde a cuánta energía térmica demandada puede ser abastecida por el sistema solar térmico considerando la totalidad requerida (edificio o instalación). La fracción solar es el resultado de eficiencia del colector frente a la cantidad de irradiación y características ambientales, condiciones y pérdidas en la red, condiciones y pérdidas provocados en el almacenamiento y déficit en el uso, temperatura requerida por el consumo, etc.

Existen varios tipos y subtipos de colectores solares térmicos. Una primera clasificación es por la capacidad o no de seguimiento solar para maximizar la incidencia directa de irradiación durante el día. Los sistemas de seguimiento solar permiten obtener mayor potencia energética logrando altas temperaturas [111]. Para la integración en edificación no se considera la implementación de este tipo dado que las temperaturas para uso habitacional no son altas.

Otra clasificación es por el tipo de fluido transportador calórico. Acorde con esta característica, se consideran dos tipos de colectores: con fluido aire, con fluido líquido o con fluido refrigerante de cambio de fase líquido-gas, gas-líquido. A continuación, se describen ambas tecnologías.

Colectores solares con fluido aire

Los colectores solares térmicos con fluido aire resultan económicos por su funcionamiento sencillo; la captación de irradiación se da en una superficie transparente o metálica oscura, transferencia y calentamiento de aire y transferencia directa del aire calentado a solventar el requerimiento energético previsto. El problema fundamental de esta tecnología es la inferior eficacia y menor capacidad de trasmisión térmica por el inferior calor específico del aire ($0,28 \text{ Wh/Kg } ^\circ\text{C} * \text{m}^3$) respecto a otros medios. A esto se suma la limitación en posibilidades de almacenamiento térmico, factible a través de calentamiento de material con alta inercia térmica o por medio de intercambiador de calor aire-agua, aunque la conversión entre distintos medios implica pérdidas y mayor disminución de eficiencia [66], [89], [112], [113]. Lo más avanzado en posibilidades de almacenamiento para esta tecnología es a través de material con cambio de fase, pero ello implica mayores costos.

La utilidad práctica de este tipo de colectores, sobre todo, es para la industria y la agroindustria [114]. Para el funcionamiento de esta tecnología se requiere una buena proporción de irradiación directa, si es difusa la capacidad se vuelve casi nula. Para uso residencial la utilidad de este sistema es muy limitada, en lugares o épocas frías la radiación es menor, por lo que no resulta práctico (Figura 16).

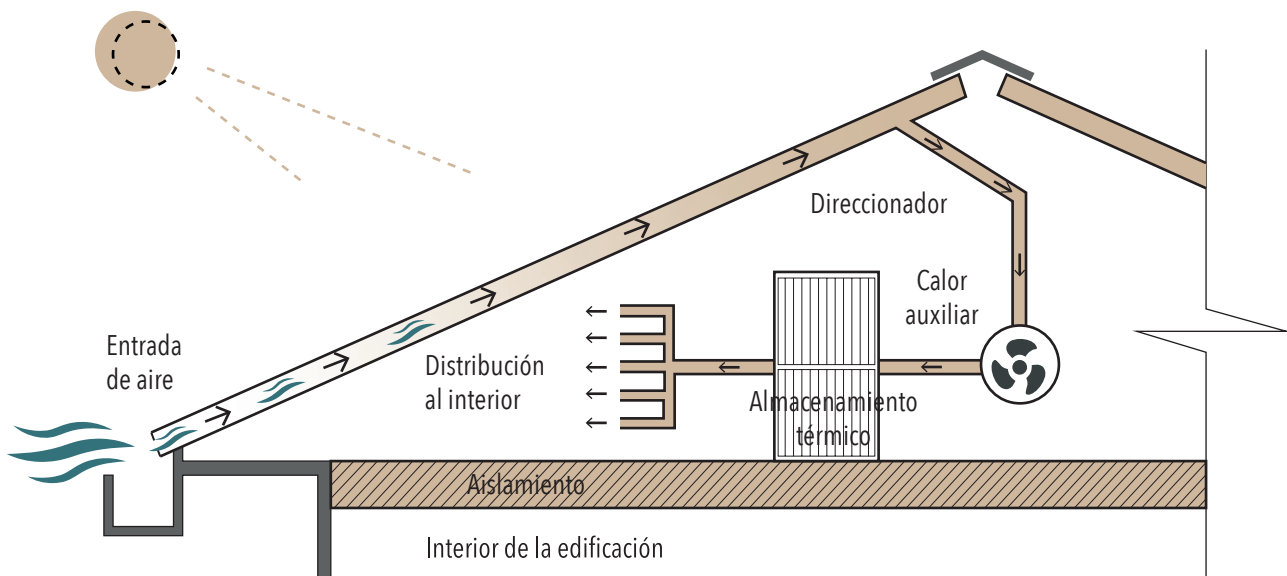


Figura 16. Esquema de colector solar térmico con fluido de aire [114]

Colectores solares con fluido líquido

Los colectores con fluido líquido poseen mayor capacidad para transporte térmico respecto a los anteriores porque es superior el calor específico del agua ($1,16 \text{ Wh/kg}^\circ\text{C} \cdot \text{m}^3$). Con un fluido líquido atemperado, existe también un mayor control en la conducción del calor con menores fugas por menor posibilidad de dispersión, menor capacidad de permeabilidad y pérdidas a través de conductos. Por lo general, el almacenamiento se lo efectúa en el propio fluido calotransportador, aunque con dificultad en cuanto a posibilidades de disipación de excedentes y riesgos en las instalaciones por exceso de producción; en instalaciones a gran escala para distritos, el almacenamiento es potenciado parcialmente por la inercia térmica del subsuelo. Es por esta razón por la que la mayor proporción de sistemas solares térmicos con fluido líquido son los más habituales en el mundo. En los apartados siguientes se describirán a mayor detalle este tipo de colectores, sus capacidades técnicas, instalación y posibilidades de integración arquitectónica.

Colectores térmicos en integración energética y coherencia funcional

Definimos como integración energética coherente a la capacidad de acoplamiento y coincidencia de la tecnología solar respecto a las demandas, tipo energético y también en el nivel de coincidencia tanto en cantidad como temporal respecto a las demandas. Esto depende de las condiciones existentes del contexto, de la edificación a instalar y de la tecnología. La instalación solar no debe ser concebida solo por su presencia, sino responder a distintas condiciones para tornarla eficiente. Es necesario considerar que para la integración en edificios son aptos los captadores fijos, dado que por lo general no se demandan altas temperaturas y resulta complejo el aplicar soportes para el seguimiento solar en especial a colectores térmicos.

Los colectores fijos tienen subtipos de acuerdo con su configuración, material de captación y geometría de superficie para incidencia solar: de placa plana, con concentradores parabólicos, de tubos de vacío y plásticos. En el caso de países con estacionalidad extrema se ha determinado que es difícil superar un 40 % de autoabastecimiento para el caso residencia considerando demandas de calefacción y ACS [115].

En Chile se ha encontrado que un 70 % es un margen alto [116]. Pero en zonas de clima benigno como en el caso de la zona ecuatorial andina, dada las reducidas demandas no existe necesidad de calefacción por lo que con reducida superficie de captación se puede alcanzar una alta proporción de requerimiento de agua caliente sanitaria residencial. Los casos locales se analizarán a más detalle en el siguiente capítulo.

El desempeño de cada clase de colector es distinto dependiendo de los tipos y niveles de irradiación, diferencia de temperatura de uso y también de la temperatura ambiente.

En la Figura 17 se refleja que, más allá de la irradiación disponible, si se requiere alcanzar mayor diferencial de temperatura entre la obtenida por el calentamiento solar frente a la temperatura ambiente, se describe de más a menos eficiente: colectores de tubos de vacío, planos vidriados, con fluido aire y, por último, plásticos.

Para analizar los cuatro tipos desde máxima a mínima eficiencia, se considera el coeficiente del diferencial de temperatura sobre la irradiación (indicador típico de eficiencia), los colectores plásticos alcanzan la mayor eficiencia bajo condiciones de mayor temperatura ambiente y alta irradiación. Sin embargo, bajo condiciones de clima frío y menores índices de irradiación, la tecnología de tubos de vacío resulta mucho mejor, seguido por los de placa plana; los menos eficientes y con utilidad solo con presencia de irradiación alta son los colectores con fluido aire. Por ejemplo, en Cuenca, Ecuador, donde la temperatura promedio es de alrededor es de 14,7 °C y considerando una temperatura de agua caliente de 45 °C y 1528 kWhm² al año, el coeficiente de las ordenadas del gráfico recae en 0,019, por lo que para esa temperatura el uso los colectores de aire no tienen utilidad alguna y los de mejor desempeño son los de tubos de vacío.

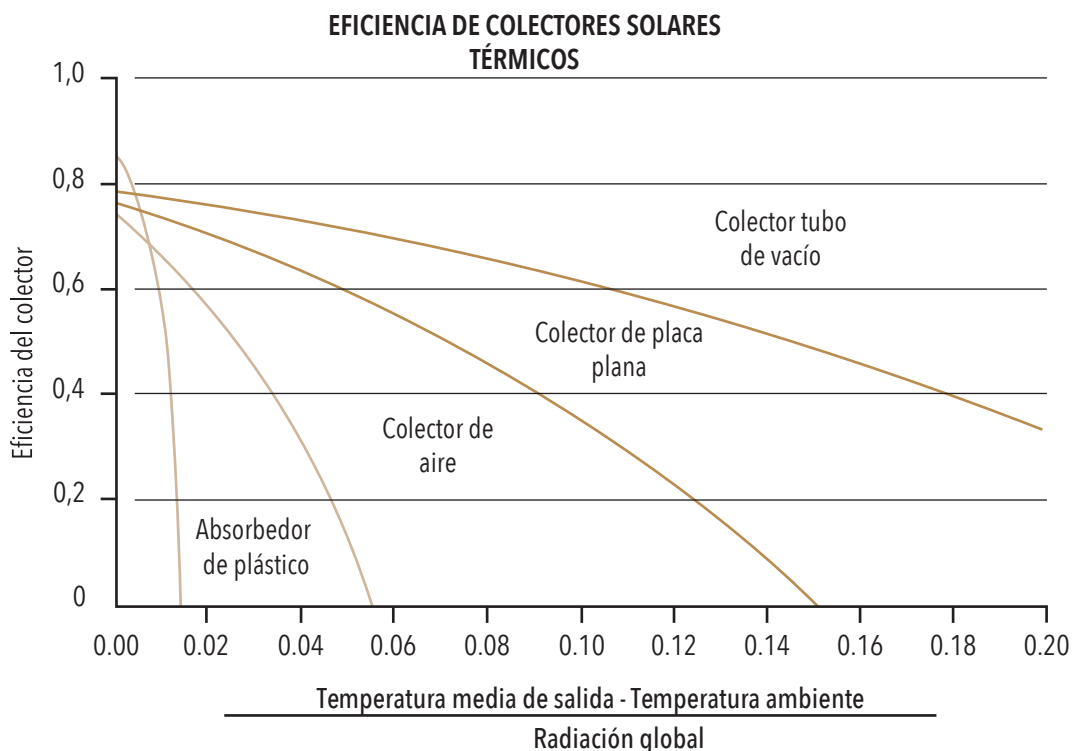


Figura 17. Curvas de eficiencia típicas de colectores solares térmicos
Fuente: [117]

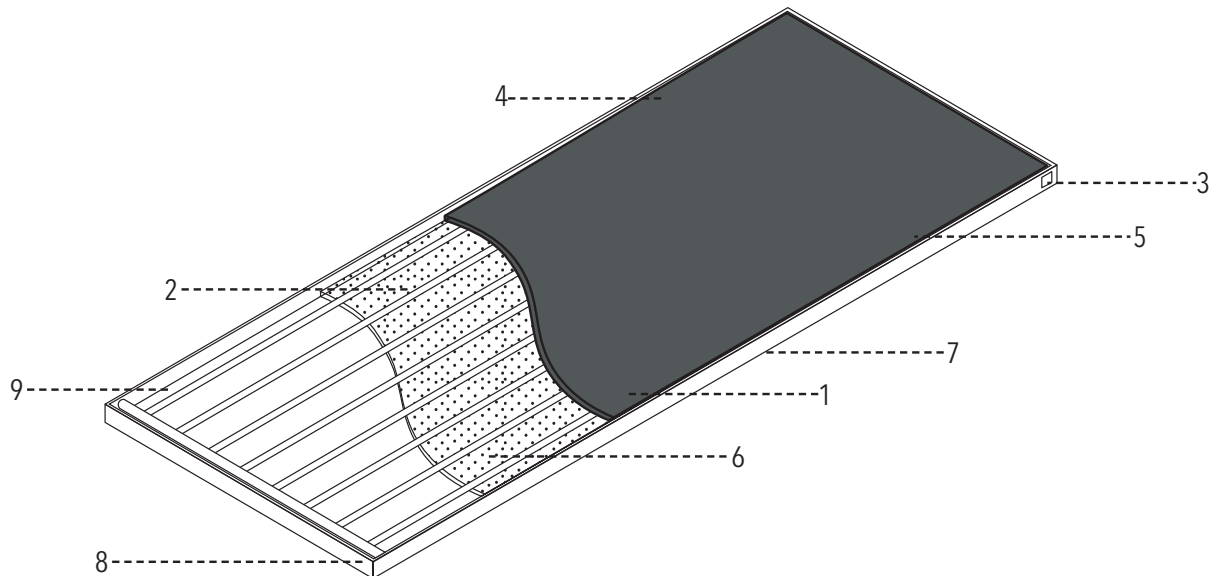
Colectores de placa plana.

Son los más habituales en el ámbito de edificación y residencial; son factibles de fabricarse en industrias menores, con tecnología sencilla. Se consideraba como económicos, pero con la reducción de costos de los fotovoltaicos, sus ventas se han equiparado y dependen, más bien de las condiciones de uso e instalación.

Se trata de una superficie metálica absorbente, que está en contacto con los ductos por donde fluye aire o líquido calotransportador al que se trasmite la temperatura por convección y conducción. La captación térmica activa alcanza sobre el 80 % de eficiencia en colectores de calidad, con irradiación directa y en clima cálido; con presencia de irradiación difusa es menor la proporción que se puede aprovechar térmicamente.

Estos colectores se subdividen a su vez en vidriados y no vidriados. Los primeros poseen un cristal con alta emisividad que incrementa la temperatura del colector y de la superficie absorbente al provocarse efecto invernadero interno. En los no vidriados la superficie absorbente queda expuesta al ambiente, generando pérdidas por convección, por lo tanto, son menos eficientes en lugares ventosos y con bajas temperaturas. Colectores no vidriados y vidriados poseen entre el 0,7 % y 11,0 % del volumen global mundial instalado respectivamente (Figura 18) [109].

ESQUEMA DE COLECTOR DE PLACA PLANA



1. Superficie de absorción de cromo negro
2. Red de conductos
3. Conexión de tubería
4. Hoja de aluminio reflectante
5. Vidrio solar

6. Aislante de espuma de poliuretano (de 30mm) de fibra de vidrio
7. Caja de aluminio anodizado (serie S y T) o acero galvanizado (serie P)
8. Sellado de junta EPDM adaptable a Las dilataciones
9. Superficie absorbente

Figura 18. Esquema colector de placa plana [103]

Colectores plásticos

Son colectores de goma polimérica polipropileno resistente a rayos ultravioletas. Son bandas plásticas flexibles en cuyo interior están contenidos ductos de pocos milimétricos de diámetro por donde discurre agua que al calentarse es conducida directamente para el uso. Por alcanzar baja temperatura y tener resistencia al desinfectante hipoclorito sódico, el uso habitual de estos productos es en piscinas. Tienen una buena adaptabilidad en las superficies de las edificaciones por su condición elástica y deformable, pero no integrables desde el punto de vista arquitectónico bajo el concepto típico de función dual reemplazando algún componente arquitectónico por su reducida resistencia mecánica [118].

Poseen eficiencia limitada en climas no tropicales, no funcionan al exponerse en ambientes sin radiación directa y las pérdidas en clima frío son considerables. Para climas semicálidos y cálidos como California y Florida se recomienda una superficie de captación de colectores poliméricos de alrededor de 70 % y 100 % de la superficie expuesta de la piscina a ser calentada. Se debe complementar con cobertores térmicos de piscina para reducir pérdidas. Si bien en Ecuador no existen estudios específicos de rendimiento hay antecedentes de implementación en regiones y ciudades cálidas, mas no para las andinas (Figura 19).

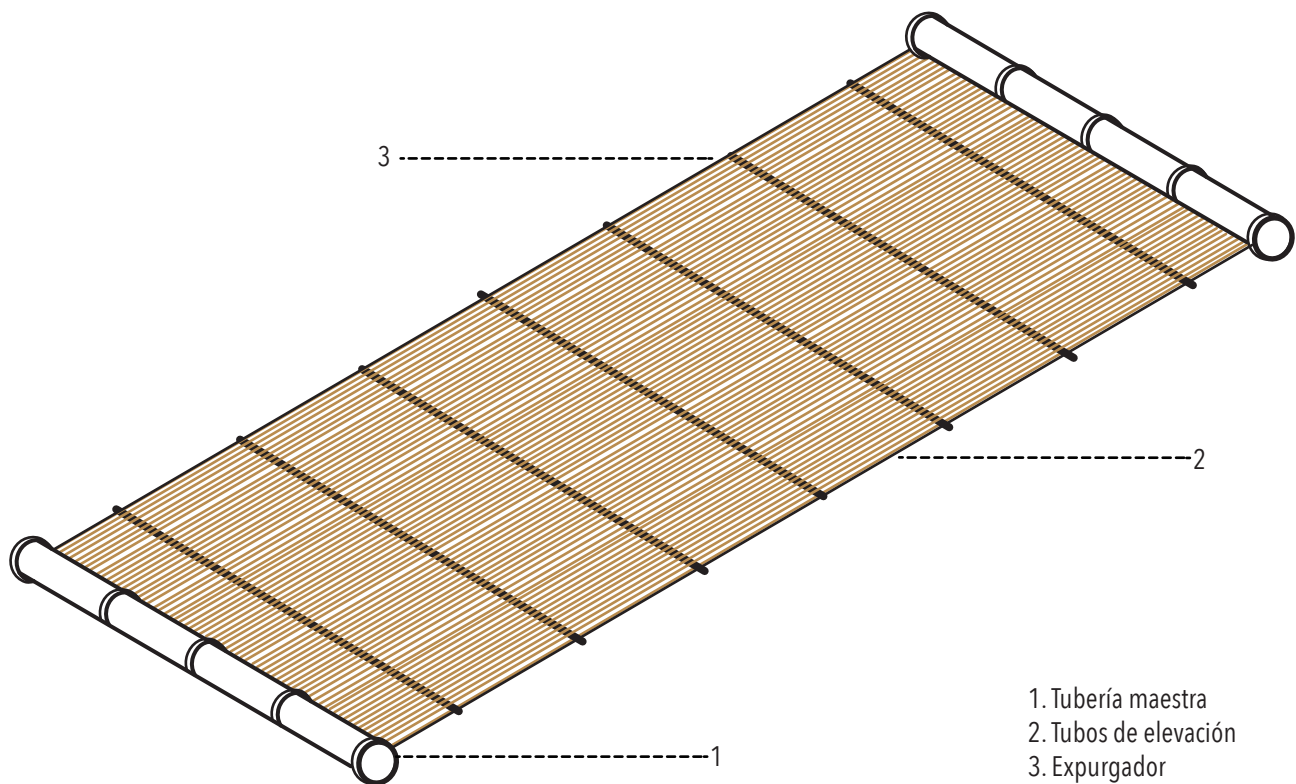


Figura 19. Colectores solares polietileno [119].

Colectores de tubos de vacío

Son series de cilindros de cristal, los cuales internamente poseen una superficie de captación de irradiación compuesta por lo general por una pletina metálica con un ducto o ductos internos por donde discurre fluido líquido o líquido-gaseoso (cambio de fase). La superficie captadora está aislada dentro del cilindro de cristal en un ámbito de vacío, con ello con poca afectación por la temperatura exterior. Para el año 2010 ya eran el tipo de colectores térmicos con más producción mundial, entonces representaban el 56,6 % de captadores instalados; esta proporción se incrementó al 71 % para el 2018. Esta tecnología predomina por ser la de más alto desarrollo y producción en China, convirtiéndola, hoy por hoy, en la más difundida por m² instalado en el mundo [109], [110].

La potencialidad de estos colectores es su alta eficiencia en condiciones de abundante irradiación difusa y bajo condiciones climáticas frías, evitando las pérdidas que implica la convección por contacto con aire frío. Esto es consecuencia obvia considerando que las mayores demandas se generan en lugares y ámbitos en donde predominan los requerimientos térmicos; pueden alcanzar temperaturas de trabajo más altas que los colectores de placa plana y un mejor desenvolvimiento, sobre todo, en invierno o con irradiación difusa. Pero la superficie neta de captación se ve reducida por la separación entre franjas de superficie de captación internas en los tubos, respecto a la placa continua captadora presente en los colectores de placa plana; por ende, resultan menos eficientes en lugares con alta irradiación directa y durante épocas de verano.

Existen dos subtecnologías para tubos de vacío, aquellos en que internamente recorre el agua a calentarse y utilizarse, se trata de tecnología discontinuada dado que son más susceptibles de daño por las altas temperaturas, corrosión y ebullición del agua; además, al tratarse de un serpentín continuo, al momento de registrarse un daño o rotura en un tubo, se pierde todo el colector. Frente a ello evoluciona una tecnología mejorada, los denominados heat pipe o tubos calentadores (Figura 20), en estos los tubos de vacío recorren una pequeña cantidad de refrigerante, el cual se ve sometido a procesos de evaporación y condensación conforme capta calor solar y entrega al circuito de calentamiento, este es refrigerado por un segundo refrigerante que transporta la energía térmica desde el colector hasta el intercambiador emplazado en su interior en el almacenamiento. En caso de daño o rotura de uno de los tubos de vacío, se lo repara, ya que los tubos trabajan de forma individual, incluso de existir el daño en uno, continúa funcionando el resto del colector.

Los colectores de tubos de vacío son más costosos y de compleja elaboración respecto a los de placa plana o los de plástico. Pero por sus características presentan mejor adaptabilidad a un escenario de clima frío y nuboso. Es la opción para alimentar los sistemas de calefacción de edificios, por la cualidad de mejor desempeño en baja irradiación en época fría.

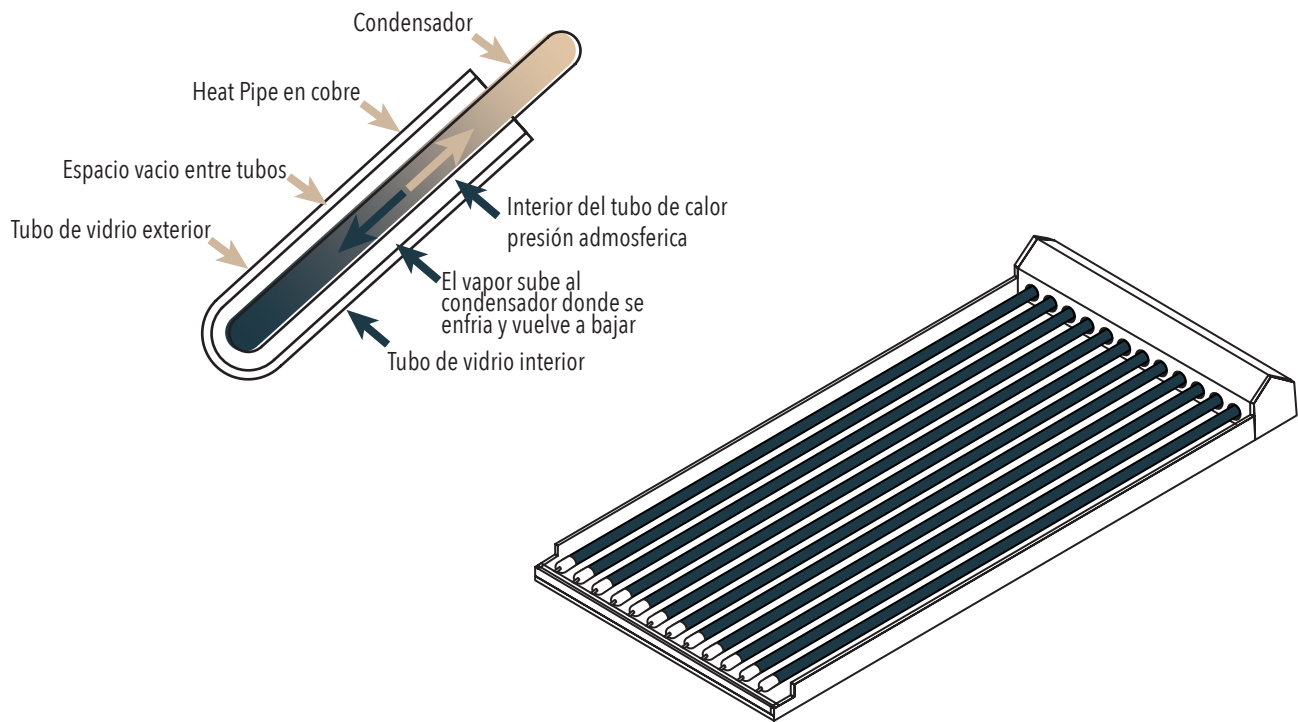


Figura 20. Colectores solares de tubos de vacío tipo heat pipe.

Colectores con concentradores parabólicos

Tecnología de colectores solares para obtención de calor a alta temperatura a gran escala para generación eléctrica o para uso de industria y obtención de vapor a partir de reflectores que concentran la irradiación linealmente, sobre líneas de circulación de refrigerante. Esta tecnología es habitual aplicarla en campos extensos por el gran volumen térmico necesario. No obstante, este principio también se ha aplicado en colectores de escala pequeña integrables a edificios, conformando subtipos de colectores de placa plana (Figura 21) o tubos de vacío (Figura 22). Se aplican para mejorar el rendimiento de la captación de ambas tecnologías. Son una opción para lugares de baja irradiación y baja temperatura ambiente. En el exterior pueden observarse como colectores de placa plana o de tubos de vacío, pero internamente o por debajo, están dispuestas láminas reflectantes parabólicas [120]. Por su compleja configuración y altas temperaturas de desempeño, son habituales también para edificios industriales.

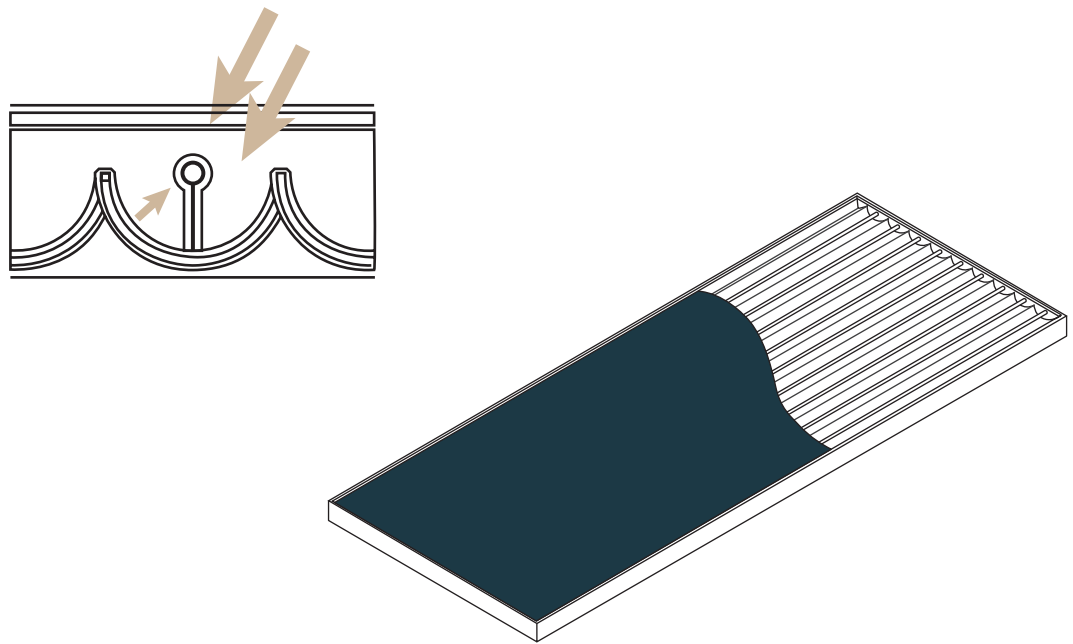


Figura 21. Colectores de placa plana con concentradores parabólicos.

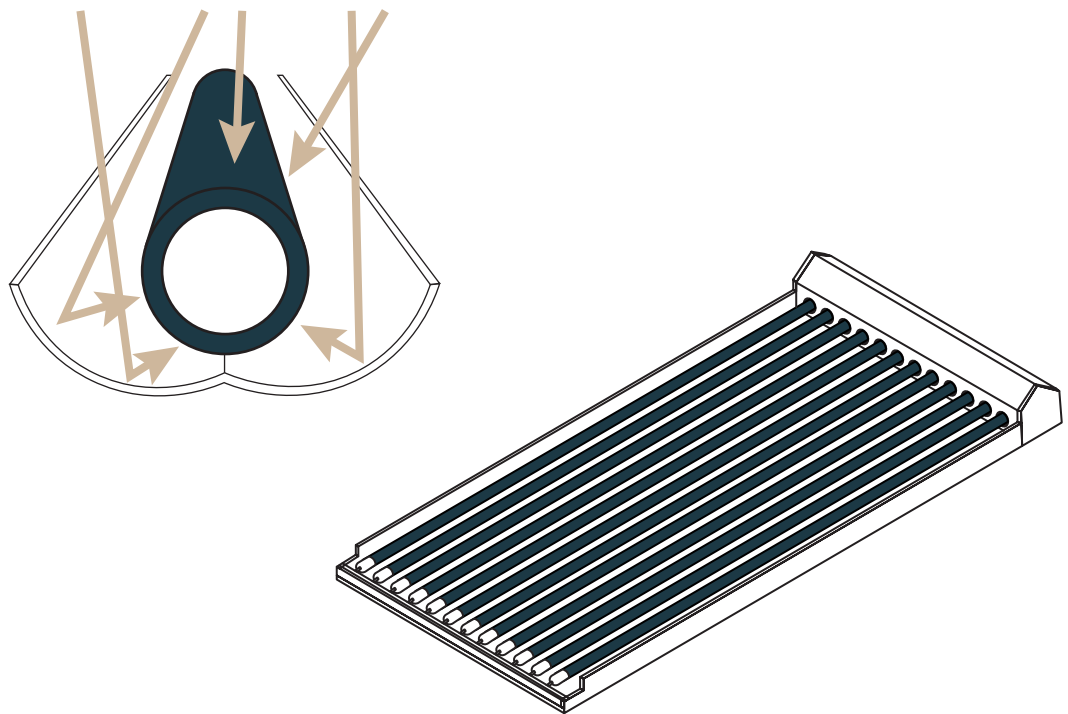


Figura 22. Colectores de tubos de vacío heat pipe con concentradores parabólicos.

Instalaciones solares térmicas en arquitectura

La captación solar térmica residencial en Latinoamérica se ha utilizado, sobre todo, para abastecer agua caliente sanitaria; impulsado en gran medida por la facilidad de su fabricación incluso de manera artesanal. Se trata de captadores de instalaciones menos tecnológicas respecto a la fotovoltaica, y elevada eficiencia cuando la necesidad es calor. Los colectores utilizados son de placa plana, estos poseen alrededor de 2 m² de superficie colectora y un estanque de almacenamiento de entre 120 l a 160 l. El almacenamiento puede estar integrado a la placa en forma cilíndrica, cuando el volumen requerido es menor, en el caso de uso residencial de agua caliente sanitaria. En este caso el flujo de líquido entre el captador y el almacenamiento se da por efecto de termosifonamiento. Los colectores tipo placa plana son económicos y eficientes frente a irradiación directa. En ambiente cálido-soleado tienen la capacidad de máximo aprovechamiento, no obstante, en lugares fríos y nubosos o con radiación difusa no poseen buen rendimiento, presentan pérdidas por la propia capa absorbente.

Bajo condiciones de radiación difusa, los colectores de tubos de vacío poseen mejor desempeño, propicios para clima estacional en época de invierno para contribución para calefacción y ACS, combinación denominada instalación tipo Combi System [121]–[123]; por ello, si consideramos el clima andino con alta nubosidad y temperatura de aire frío se trata de una alternativa apropiada. Colectores térmicos con fluido líquido suponen la recolección con placas y almacenamiento en tanque reservorio dispuesto en forma vertical para aprovechar la estratificación de refrigerante o del agua caliente. En el almacenamiento, la franja con mayor temperatura (superior) se utiliza para ACS y el fluido en la franja inferior con menor temperatura contribuye a la calefacción, a través de sistema de baja temperatura como piso radiante. No obstante, la calefacción solar en países en desarrollo no se ha masificado por los costos de implementación y requerimiento de mayor superficie de recolección, además de la necesidad de contar con un tanque térmico con respaldo de calentamiento eléctrico con elevado volumen de almacenamiento.

La alta irradiación de zonas tropicales resulta ser una interesante alternativa para instalar refrigeración a través de tecnología de enfriamiento por absorción solar (solar absorption chiller). Dada la coincidencia de elevada irradiación en ciertos momentos con una alta demanda de refrigeración, resulta una importante alternativa para reducir el consumo típico de electricidad como fuente energética de aire acondicionado. El calor es energía útil como fuente para los circuitos de refrigeración, pero requiere de circuitos de refrigeración y equipos de considerable capacidad, por lo que funcionalmente es aplicable en edificaciones con sistemas de refrigeración centralizada y con demandas importantes. El caso experimental en la zona cálida de Ecuador está descrito por Romero y Carbonell [124].

³ Efecto por el que un fluido sube al calentarse en un circuito cerrado.

Instalación de colectores térmicos para agua caliente sanitaria residencial.

En el presente tratado explicaremos los fundamentos y criterios arquitectónicos y constructivos básicos a considerar en el diseño arquitectónico para la instalación térmica solar. Si bien el mayor potencial de esta tecnología radica en el uso sanitario, también resulta útil para abastecer de calefacción para piscinas o usos alternativos industriales o comerciales de ser el caso. Para calefacción con colectores solares térmicos sugerimos al lector revisar el trabajo realizado por el autor para el caso de clima del sur de Chile en 2014 [125].

Consideramos, además, que la tecnología Combi Solar (nombre tradicional para abastecimiento doble, para calefacción y agua caliente sanitaria) puede resultar una opción para zonas ecuatoriales sobre los 3000 m s. n. m., tomando en cuenta siempre los niveles de nubosidad, dadas las altas y constantes demandas térmicas para aclimatación que existen sobre esa altura. Es necesario recordar que la tecnología adecuada para el aprovechamiento de irradiación fría, son tubos de vacío y tubos de vacío con concentradores parabólicos. Además, la inexistencia de variaciones estacionales supone un posible aprovechamiento más uniforme a lo largo del año respecto a climas fríos bajo régimen estacional. Asimismo, es necesario analizar aspectos de nubosidad que, sin duda, pueden determinar una reducción de rendimiento en esta alternativa tecnológica; bajo excesiva nubosidad cualquier tecnología puede tornarse poco útil.

Para el abastecimiento de agua caliente y calefacción es necesario el respectivo almacenamiento térmico, el cual debe contener un volumen en concordancia con la demanda y superficie de captación. Se trata de contenedores con envolvente aislante que contienen, por lo general, agua calefaccionada con energía solar y energía de respaldo de ser el caso, pueden ser acoplados al captador o estar separados. En el sistema acoplado se reducen las pérdidas por la conducción del fluido calotransportador y el almacenamiento está en un nivel superior respecto a la placa captadora. El almacenamiento acoplado tiene la ventaja de que es un solo componente captador-almacenador; el sistema solar no necesita de un espacio interior para ubicar el tanque, tal como se describió antes. La desventaja radica en el peso y tamaño del sistema. El peso del colector con almacenamiento integrado es considerable y resulta complejo y necesita de análisis para su instalación en zonas sísmicas por condiciones estructurales; si bien las placas de captación térmica implican un peso de 20 kg/m², con el almacenamiento integrado puede ser cercano a los 100 kg/m². Son colectores para abastecer a escala residencial ya que la capacidad de almacenamiento es menor. Por otra parte, al estar expuesto el almacenamiento, el impacto visual-arquitectónico resulta importante. En el caso de techumbres inclinadas, las placas pueden instalarse de forma coplanar, cuando el recorrido solar es ecuatorial (Figura 23) y, más aún, cuando se requieren elementos de refuerzo estructural.

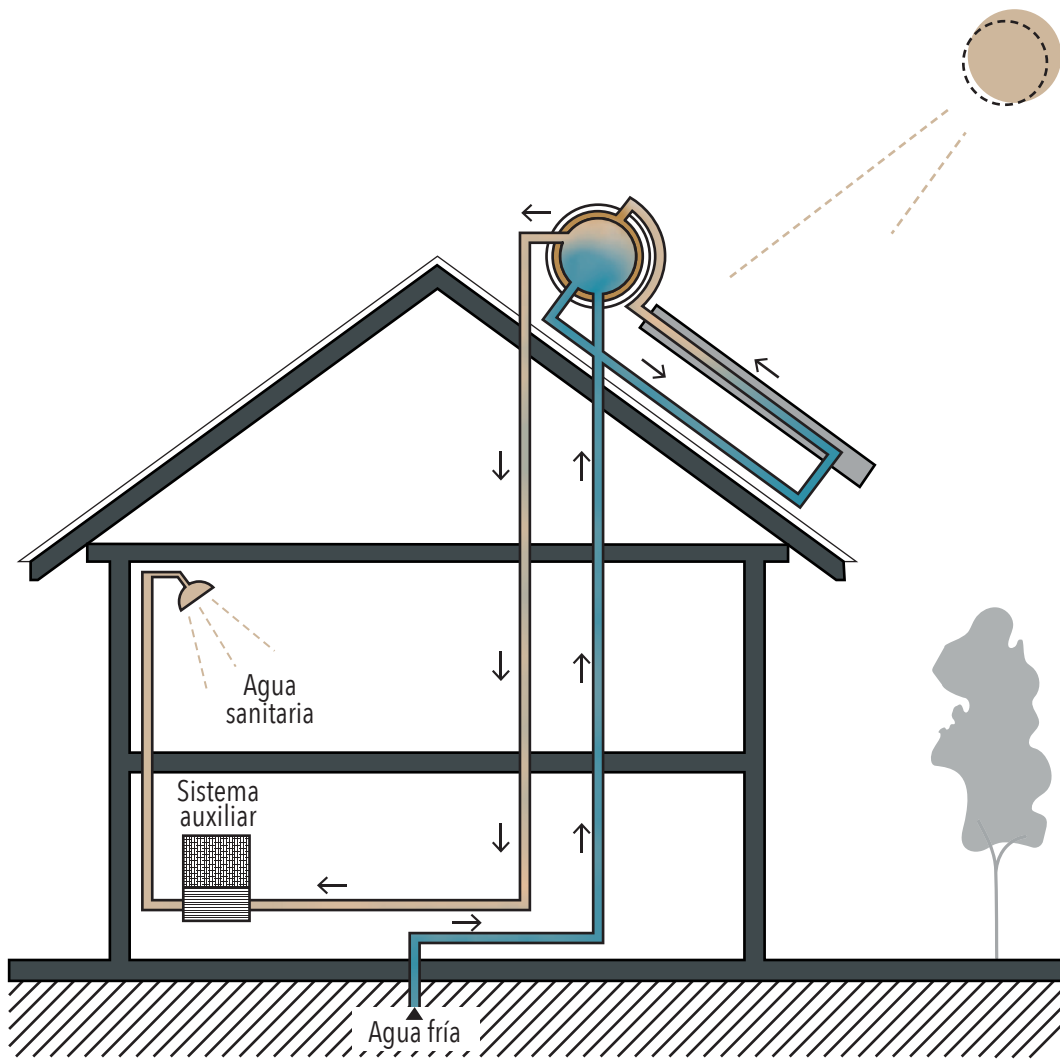


Figura 23. Colector solar acoplado con almacenamiento [119]

La segunda opción son los colectores desacoplados, es decir, el almacenamiento separado del colector. En este tipo de instalación, queda expuesto al exterior solo el panel solar captador; el almacenamiento se encuentra localizado al interior, por lo que se requiere de un espacio adecuado para su ubicación. Estas instalaciones son especialmente adecuadas para requerimientos energéticos altos en los que se necesita un volumen significativo de calor almacenado y por ende volumen. Es usual, por ejemplo, para hoteles, multifamiliares o industrias. No obstante, también ha sido utilizado en vivienda unifamiliar.

Una de las ventajas desde la perspectiva constructiva y arquitectónica es el inferior impacto visual y en la estructura, ya que el peso de las placas no es significativo y no exige un análisis estructural para su instalación. Es necesario el prever labores de mantenimiento que pueden implicar peso de personal

en la cubierta o zona de instalación. Se pueden colocar coplanarmente respecto a cubiertas inclinadas en regiones ecuatoriales, cuidando eso sí de volúmenes vecinos que impliquen sombras en la placa colectora. Además, al estar el almacenamiento separado del captador, esto supone que es necesario el bombeo del fluido caltransportador, con un gasto adicional de energía y pérdidas térmicas. En la Figura 24 se muestra un esquema de instalación solar térmica con almacenamiento desacoplado.

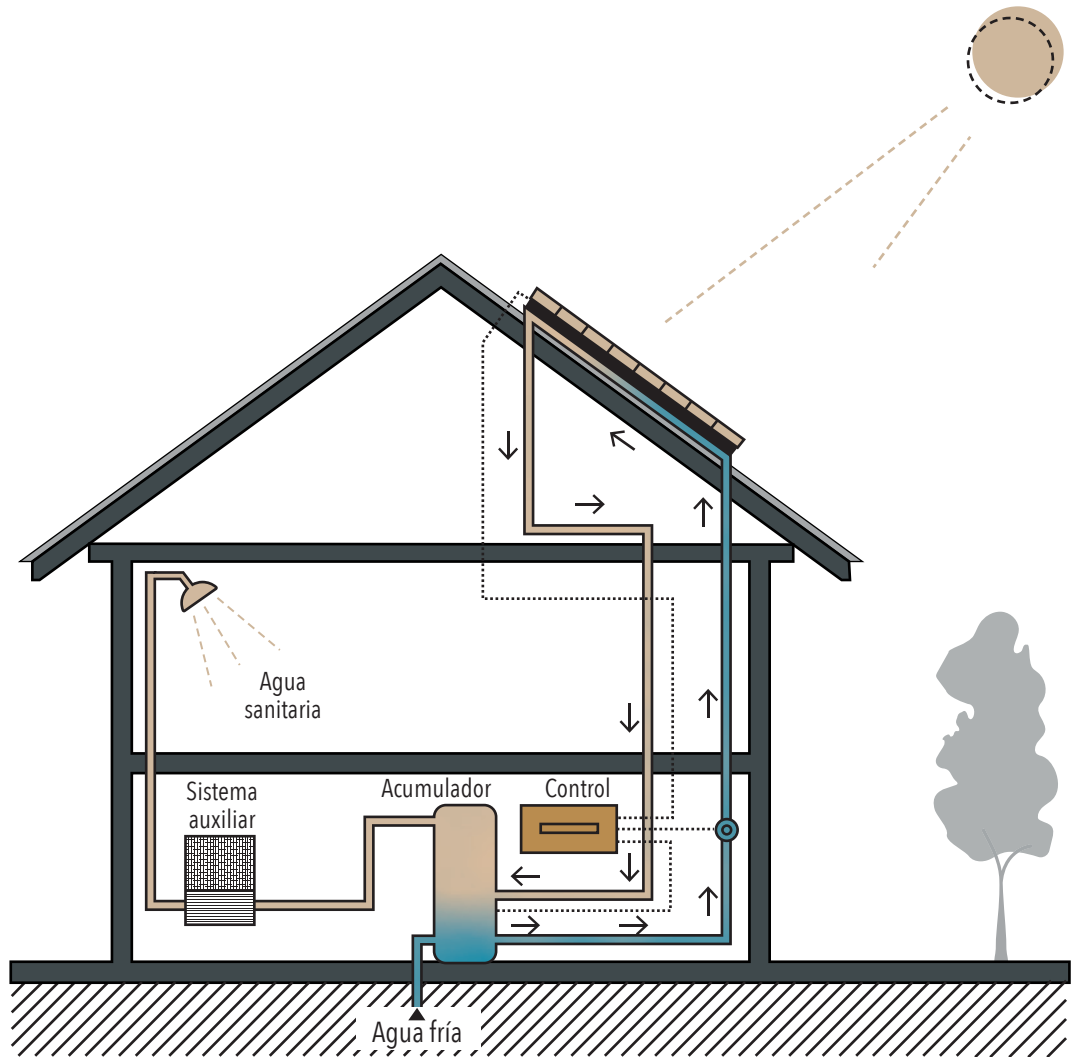


Figura 24. Instalación residencial solar térmica con almacenamiento desacoplado

Como se precisó, no es práctico el dimensionamiento para suplir la totalidad de la demanda. Existen varias opciones de respaldo, una de las más usuales es el tener un calentador integrado al almacenamiento, contenedor que dispone de una resistencia eléctrica que se calibra para mantener a una temperatura adecuada mínima el líquido almacenado. Además, esto permite elevar la temperatura sobre los 70 °C por momentos como estrategia para desinfectar de gérmenes como la Legionella [126]. Otra opción es complementar el sistema solar con un calentador alimentado por gas o electricidad a la salida del almacenamiento, el que entregará la temperatura complementaria al uso requerido.

Solar fotovoltaica en arquitectura

Antecedentes de la tecnología fotovoltaica

Por accidente, E. Becquerel descubrió el efecto fotovoltaico (Francia, 1839), al inicio no se consideró preponderante este hallazgo por la baja potencia registrada y la falta de utilidad práctica [89]. Para 1883, Charles Fritts produjo las primeras células fotovoltaicas y con una visión de futuro, declaró: «La corriente generada en sitio, si no es requerida de inmediato, puede de todas maneras ser guardada en baterías... , o conducida para aplicarse en donde se requiera» [127].

Las primeras aplicaciones del efecto solar sobre materiales semiconductores observado por Baqquerel y Frittz fue en la industria espacial, el alto costo de la tecnología en su etapa inicial impidió su generalización para otros usos. La purificación para la obtención de materiales semiconductores que, por efecto lumínico, libera electrones era un proceso complejo para la incipiente industria. La necesidad de energizar naves espaciales por períodos prolongados sin necesidad de cargar combustible encuentra en esta tecnología la única opción y lleva a profundizar en su investigación y desarrollo. Muchas de aquellas celdas construidas hace más de sesenta años siguen funcionando [128].

Luego, la aplicación fotovoltaica se desarrolla como opción para energizar requerimientos eléctricos en zonas remotas alejadas de redes, a las que llevar combustibles para generadores también resulta complejo. A finales de los años 70 el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) financia investigaciones respecto de las posibilidades de crecimiento y utilidad de la tecnología para usos cotidianos. Desde el inicio se observa que se trata de una alternativa que posibilita la independencia y democratización eléctrica. Varias corporaciones importantes invierten billones de dólares en investigación fotovoltaica: Atlantic Richfield, Exxon, Texaco, Shell, General Electric, Westinghouse, Boeing y Martin Mariett. Gracias a estas inversiones se reducen significativamente los costos y crecen los usos. También

se realizan los primeros experimentos para integrar fotovoltaicos en la edificación por parte del DOE: la Estación Experimental Residencial Southwest en Nuevo México, en el campus Las Cruces de la Universidad de Nuevo México. El primer prototipo residencial es la Carlisle House (1980) en Massachusetts, financiada por el DOE y MIT (Massachusetts Institute of Technology University), se trata de la primera casa particular en adoptar placas fotovoltaicas en su cubierta, incluyendo estrategias pasivas, captación térmica, superaislamientos, etc. Es foco de atención por tratarse de la primera residencia en enlazarse a la red pública, entregando y recibiendo excedentes y faltantes eléctricos (Figura 25a). En 1982 la misma empresa Solarex energiza su propia planta de producción, localizada en Frederick, Maryland, EE. UU., denominada «Solarex Breeder». En 1983 la Boston Edison Company encarga el diseño de la que denomina residencia «Impact 2000 House», que es catalogada como vivienda del futuro energético, integra eficiencia pasiva, estrategias activas y la instalación de 4,5 kWp de placas plenamente integradas que sirven de superficie estanca y protección efectiva, es decir, en integración arquitectónica bajo la teoría actual (Figura 25b); es la segunda casa en intercambiar corriente con la red pública luego de la Carlisle House.

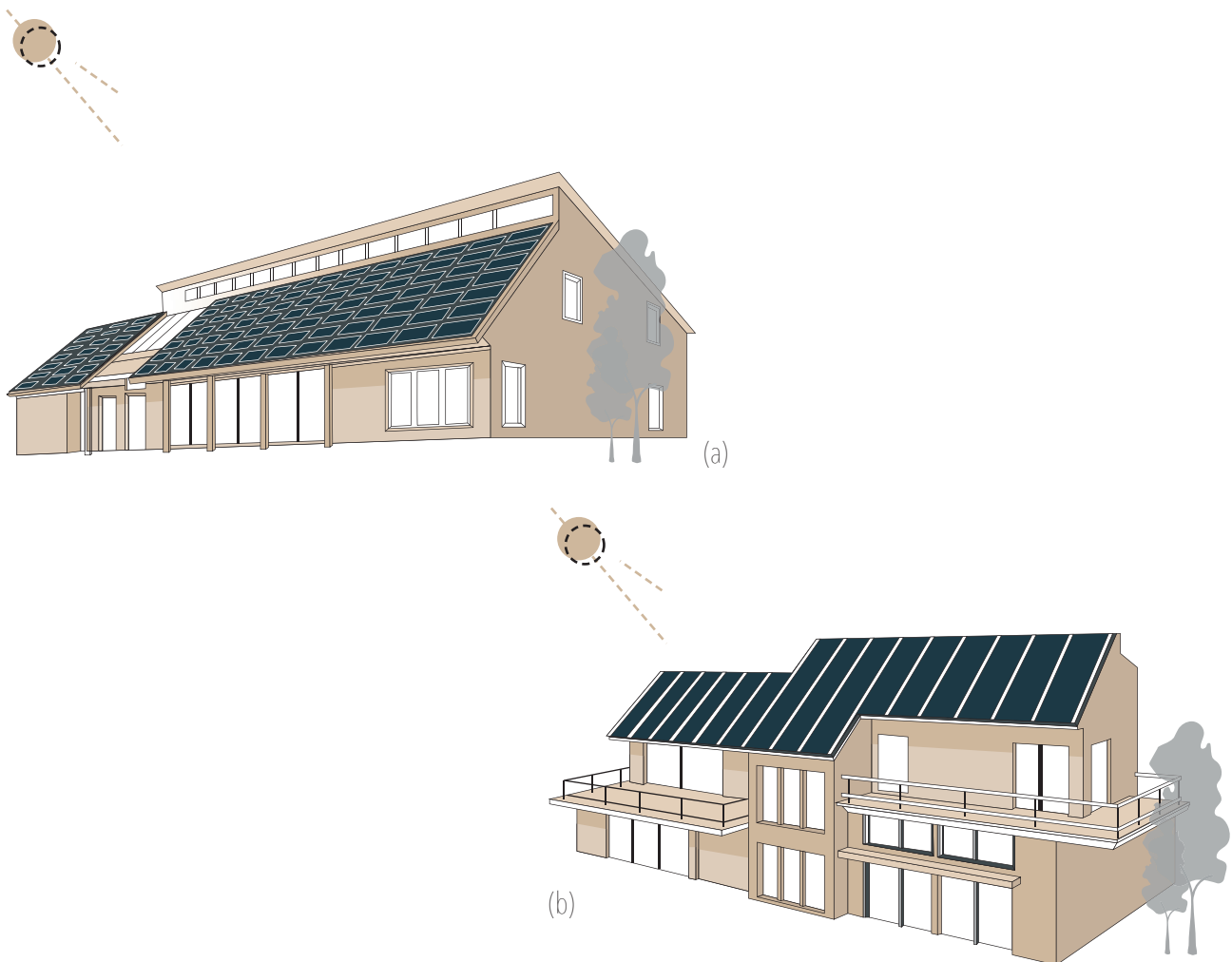


Figura 25. a. Carlisle House en Massachusetts (1980); Fuente: [129]. b. Impact 2000 House (1983); Fuente: [130]

En 1984, uno de los edificios significativos de considerable escala perteneciente a la Universidad Georgetown en Washington DC, integra colectores con 340 kWp de módulos policristalinos Solarex, proyecto también auspiciado por el DOE. Aquí el arquitecto trabaja junto con los ingenieros para integrar adecuadamente las placas fotovoltaicas en la techumbre. A partir de 1985 cada vez más edificios de los Estados Unidos continúan con la integración y producción fotovoltaica en más estados, convirtiéndose en el país con mayor desarrollo hasta entonces. En 1992 se construye la fábrica Advanced Photovoltaic Systems (APS), la cual ofrece a los arquitectos la posibilidad de disponer de productos fotovoltaicos bajo pedido según requerimientos específicos. Posteriormente, al mejorar y diversificarse la tecnología, varios inversionistas fueron persuadidos en desarrollar más productos; en consecuencia, en 1993 la DOE inicia el programa de investigación denominado «Oportunidades para edificaciones de Estados Unidos para fotovoltaicos», el mismo que fue diseñado para iniciar la comercialización de productos para integración arquitectónica, acuñados con las iniciales BIPV (del inglés Building Integrated PhotoVoltaics). No obstante, la riqueza petrolera de Estados Unidos implica que el desarrollo comercial de la tecnología se vea eclipsada por Europa y Japón, naciones que no producen petróleo y miran con mayor urgencia alternativas energéticas. Desde entonces la interacción entre arquitectos, desarrolladores, fabricantes fotovoltaicos va en crecimiento para lograr productos cada vez más competitivos y de acuerdo con necesidades arquitectónicas, estética y generación energética [131].

A mediados de los 80 en Japón, Sanyo implementa la casa Kansai Electric's PV Demo House como casa-laboratorio. También Sanyo instala la «CurtainWall fotovoltaica» en el edificio de oficinas Hokuriku Electric. Como consecuencia del desastre en Chernóbil, Alemania pone en marcha el programa piloto Mil Techos, aun cuando el gobierno busca persuadir la implementación de la instalación fotovoltaica adicional a sistemas solares térmicos, de forma masiva en la sociedad y en edificaciones. Uno de los casos iniciales relevantes es una vivienda en Helmstedt, que integra 80 paneles PV configurados para integrarse en la techumbre (marca Siemens M-50).

A finales de 1990, en el país, se contabilizan 2500 casas con abastecimiento fotovoltaico. En 1993, el Ministerio Bávaro del Ambiente refacciona su edificio, integrando en su fachada células de silicio amorfo y filtros solares con celdas de silicio cristalino, con características estéticas destacadas. Otro ejemplo alemán de importancia es el edificio prototipo Stadtwerke Aachen (STAWAG), un servicio municipal que posee en su fachada sur 50 m² de vidrio con celdas fotovoltaicas policristalinas embebidas entre el laminado de dos cristales templados.

El accidente de Chernóbil tuvo el mismo impacto en Suiza: se declara en 1990 la moratoria de todos los proyectos nucleares del país. El Gobierno invierte en la investigación de energías renovables; una tercera parte de la inversión es conducida al desarrollo de productos fotovoltaicos. Por el espacio reducido del país y por la falta de suelo plano, se torna imperativa la instalación de fotovoltaicos utilizando como soportes las propias edificaciones. La Escuela Politécnica de Lousanne (EPFL) desarrolla el que denomina «sitio de demostración»; se trata de catorce pabellones a pequeña escala, en donde se muestran distintas alternativas de instalaciones fotovoltaicas integradas a edificación. Además, utiliza el propio campus para la integración y análisis de los nuevos productos desarrollados por la universidad.

La empresa suiza Alpha Real ejecuta una de las primeras «tejas fotovoltaicas» a través de la empresa Plaston [132]; las tejas poseen una superficie de captación de alrededor de 0,25 m², diseñadas para remplazar tejas de arcilla de gran formato típicas en el país. Un proyecto con fotovoltaicos integrados arquitectónicamente en fachada en 1992 es desarrollado por la empresa Solution & Atlantis, se trata del nuevo edificio de oficinas y fábrica para Scheidegger Metallbau en Kirchberg, este utiliza filtros solares fotovoltaicos. Como estos, muchos proyectos más se desarrollan en Suiza durante los años 90.

En Inglaterra el surgimiento de la tecnología fotovoltaica se da a través del Government Renewable Energy Research Development Demonstration and Dissemination Program, ente que promueve la primera instalación en la fachada de la Universidad de Nathumbria en Newcastle. Otra instalación importante se ejecuta en Gales, se trata del edificio para el Center Alternative for Technology en 1995, con una capacidad de 10 kWp.

En el resto de Europa también se suceden otras instalaciones, hasta el final del siglo XX, como el plan para instalar doscientas mil cabañas en zonas remotas de Finlandia, la mayoría vacacionales, las que carecen de conexión a la red nacional por las considerables distancias, a las que llevar combustible para generadores eléctricos se vuelve costoso y complejo, entonces la opción fotovoltaica es una oportunidad interesante, aunque al final se desarrollan solo unas veinte mil conexiones. Otros países que investigaron y construyeron edificaciones con tecnología fotovoltaica de forma temprana fueron España, Italia, Suecia, Canadá y Noruega [132].

Para detener el cambio climático se espera para el año 2050 que la matriz eléctrica futura sea ocupada en una proporción del 60 % desde electricidad de procedencia renovable. Según la tendencia actual, la tecnología fotovoltaica ocuparía el segundo lugar luego de la eólica, aunque con mayor crecimiento respecto a esta [133].

Tecnologías fotovoltaicas, fabricación y vida útil

La tecnología fotovoltaica y el efecto fotovoltaico se da a nivel atómico, la corriente eléctrica es el resultado de la agitación y salto de electrones al ser estos estimulados por irradiación, normalmente solar, sobre todo, por aquellas frecuencias lumínicas. Por ende, el proceso de generación no supone acciones mecánicas, partes en movimiento ni efectos de abrasión por consecuencia de rozamiento y empuje de fluidos. Esta particularidad fotovoltaica implica que, actualmente, la vida útil de las placas se garantiza por 25 años. Sin embargo, esta durabilidad ha sido establecida en 1997, sin que se registren estudios posteriores en este aspecto, y es esperable que los fotovoltaicos mantengan un buen financiamiento por largo tiempo. Es esperable una vida útil entre 35 y 40 años [80], aunque con reducción de eficiencia de alrededor de 1 % por año.

Las células fotovoltaicas más comunes son las de silicio monocristalino, policristalino y de lámina delgada que también pueden ser de silicio u otros elementos semiconductores como telurio, cadmio, indio, etc. Las células monocristalinas fueron las primeras en desarrollarse industrialmente y las más estudiadas, luego las policristalinas, que son un 20 % más económicas en promedio. Las de silicio amorfo o de tecnologías de lámina delgada poseen la particularidad de ser el material semiconductor con aptitud de sustentarse en superficies de espesor mínimo, polímeros livianos, en ocasiones curvables, translúcidos y de colores, razón por la cual tienen gran importancia estética para aplicaciones arquitectónicas [134]. Las tres tecnologías son las más habituales para aplicarse en edificación y con mayor presencia comercial. Existe diferencia aspectual entre estas tecnologías, tanto las placas mono como policristalinas, en su fabricación se obtienen desde obleas de silicio de seis pulgadas de lado, pero por el proceso de fabricación las monocristalinas tienen recortadas las esquinas, ya que proceden del corte de cilindros resultantes del silicio procesado; las policristalinas se obtienen de un proceso de solidificación-cristalización en láminas que originan las celdas, por ende, si bien también tienen una dimensión de seis pulgadas por lado, no presentan los recortes en esquinas de sus contrapartes monocristalinas. No todas las células poseen este formato cuadrado o cercano a cuadrado, pero por mucho tiempo fue el más habitual.

En cuanto al aspecto, las policristalinas poseen un color azul oscuro característico con una textura de cristales con distinta tonalidad que resalta en la apariencia. En las monocristalinas el color es uniforme con una tonalidad más oscura, cercana a negras. Ya en las placas, son visibles las redes de conexiones metálicas para lograr la recolección eléctrica resultante del efecto fotovoltaico.

Por último, la tecnología de lámina delgada, por lo general, posee un color oscuro homogéneo. No obstante, por la reducida sección que pueden tener, suelen ser translúcidas o presentar tonos de coloraciones al ser soportadas por superficies coloreadas y transparentes. En la textura del material fotovoltaico, se divisa la red de conexiones eléctricas casi microscópicas, de secciones menores que en el caso de las celdas mono y policristalinas (Figura 26).




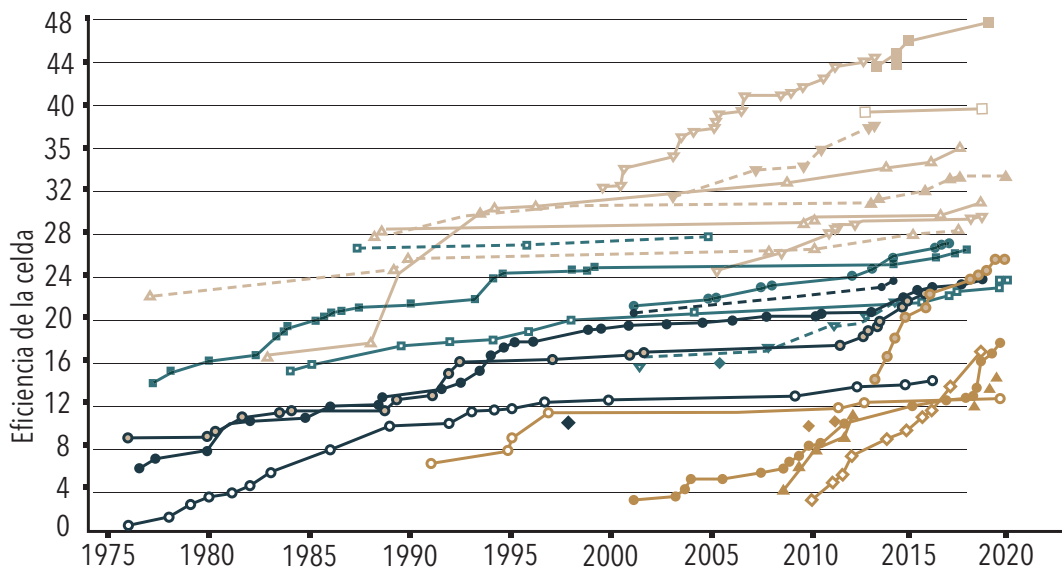
TECNOLOGÍA DE CELDAS	CARACTERÍSTICAS
 <p data-bbox="483 458 627 483">Monocrystalina</p>	<p data-bbox="850 255 1246 312">Estructura: Formado por celda sencilla de silicón</p> <p data-bbox="850 340 1265 426">Módulo de eficiencia típico: 13% - 20% (17% a 22% de acuerdo con SHC e IEA)</p>
 <p data-bbox="496 763 617 788">Policristalina</p>	<p data-bbox="850 563 1246 620">Estructura: Formado por multicristales de silicón</p> <p data-bbox="850 649 1265 734">Módulo de eficiencia típico: 14% - 16% (11% a 17% de acuerdo con SHC e IEA)</p>
 <p data-bbox="480 1071 633 1096">Lámina Delgada</p>	<p data-bbox="850 852 1137 910">Estructura: Formado de sílice amorfo</p> <p data-bbox="850 938 1319 1081">Módulo de eficiencia típico: 6% - 12% (4% a 8% en celdas amorfas de silicón con otros materiales semiconductores hasta 12% de acuerdo a SHC e IEA)</p>

Figura 26. Imagen de los tipos de células más habituales de sílice: monocristalinas, policristalinas y sílice amorfo (lámina delgada) [134]

La tecnología fotovoltaica se desarrolla en varios frentes, en diversos países y en distintas tecnologías. La búsqueda de nuevas células más eficientes y económicas supone una oportunidad para reducir precios e incrementar la capacidad. El Laboratorio Nacional de Energía Renovable de los Estados Unidos (NREL) publica anualmente las mayores eficiencias y progresión de desempeño fotovoltaicos en distintos laboratorios y centros de investigación [135]. Los resultados que muestra esta agencia se presentan en la Figura 27.



- | | |
|---|---|
| Celdas multifuncionales | Celdas SI cristalinas |
| ▽ Triple unión (concentrador) | ■ Cristal Simple (concentrador) |
| ▼ Triple unión (no-concentrador) | ■ Cristal Simple (no-concentrador) |
| △ Doble unión (concentrador) | □ Multicristalino |
| ▲ Doble unión (no-concentrador) | ● Heteroestructuras de silicio |
| ■ Cuádruple unión o más (concentrador) | ▼ Película de cristales |
| □ Cuádruple unión o más (no-concentrador) | |
| Unión-simple GaAs | PV emergente |
| △ Cristal Simple | ○ Celdas sensibilizadas por colorante |
| ▲ Concentrador | ● Celdas Perovskite |
| ▽ Película de cristal | ▲ Perovskite/ SiTandem (monolíticas) |
| | ● Celdas orgánicas (varios tipos) |
| Tecnologías de películas delgadas | ▲ Celdas orgánicas Tanmed |
| ● CIGS (concentrador) | ◆ Celdas inorgánicas (CZTSSe) |
| ● CIGS (concentrador) | ◇ Celdas de punto cuántico (varios tipos) |
| ● CdTe | ■ Perovskite/CIGSTandem (monolíticas) |
| ○ Si:H amorfa (estabilizada) | |

Figura 27. Progresión de eficiencias fotovoltaicas en tiempo en distintas tecnologías [135]

El gráfico diagrama la progresión en eficiencia de tecnologías; las células de silicio están en un rango de eficiencia de entre 20 y 27 % de eficiencia en los últimos años. Tecnologías también maduras de lámina delgada no basadas en silicio ya han alcanzado eficiencias más altas que las cristalinas (21-23 %). Nuevas tecnologías fotovoltaicas (muchas con origen en materiales orgánicos) están entre un 9 y 12 %, estas últimas muy prometedoras para el futuro por poseer menor impacto ambiental en su fabricación, además, se prevén más económicas y fáciles de fabricar [127], [136]. Las eficiencias señaladas son obtenidas en laboratorio.

Entre las de más alta capacidad están tecnologías avanzadas y recientes como las celdas multiunión (multijunction), tecnología de gran desempeño que combina distintos materiales semiconductores para incrementar la eficacia, alcanzando un 47 % de producción eléctrica respecto a la radiación. Los últimos datos hasta la presente publicación (abril de 2020) señalan haberse alcanzado una eficiencia del 50 % a través de trabajo de combinación de varios materiales en células de concentración de luz [137].

No se han demostrado riesgos ambientales o tóxicos que impliquen un peligro inherente importante y particular por la fabricación o instalación fotovoltaica con las tecnologías de silicio, las más difundidas. Los riesgos que existen con la instalación y generación están presentes como en cualquier instalación eléctrica: posibilidad de golpe eléctrico por error de manipulación, riesgo de incendio por instalación defectuosa o riesgo de trabajo en proceso de instalación, considerando que la labor es en cubiertas o zonas altas de fachadas. Frente a exposición de incendios, los materiales fotovoltaicos son menos inflamables y tóxicos respecto a otros materiales de construcción, en especial de aquellos de origen sintético [138].

Ningún modo de generación energética y eléctrica es completamente benigno frente al medioambiente. Los impactos de diferentes tecnologías o mecanismos de obtención energética muestran ser más o menos contaminantes, incluso la sola fabricación de vidrio para captación pasiva. Sin embargo, en el análisis de ciclo de vida y huella de carbono de los productos fotovoltaicos, respecto a la producción de las propias celdas, considerando la tecnología, nivel de irradiación o matriz energética, se puede cubrir con la energía generada en 1,5 años para células monocristalinas, alrededor de 2,5 años para células policristalinas y para tecnología de silicio amorfo entre 1,0 y 1,5 años, dependiendo de la irradiación.

En consecuencia, es un material que genera entre 1000% y 2500% de energía respecto a la requerida para fabricación e incluso la instalación. En experimentación de emanación neta se ha encontrado que la producción de una minicélula fotovoltaica puede generar 1 kWh, requiere entre 30 y 50 g de dióxido de carbono (CO₂). Comparada con las emisiones provocadas por una planta de generación termoeléctrica, la magnitud estimada de ahorro de CO₂ está en el orden de entre veinte y treinta veces [127]. En cuanto a la extracción de materias primas, una tonelada de arena para fabricar células fotovoltaicas ahorra la combustión de quinientas mil toneladas de carbón en termoeléctricas [139]. Otro estudio demostró que con irradiación mínima existente en Londres (1202 kWh / m² año) en sistemas integrados en techumbres, los márgenes de recuperación y ahorro de emanaciones de carbón son de dos años para colectores solares térmicos y seis años para fotovoltaicos [140]. Además, las células son reciclables luego de terminar su vida útil a los 25 o 30 años (Figura 28).

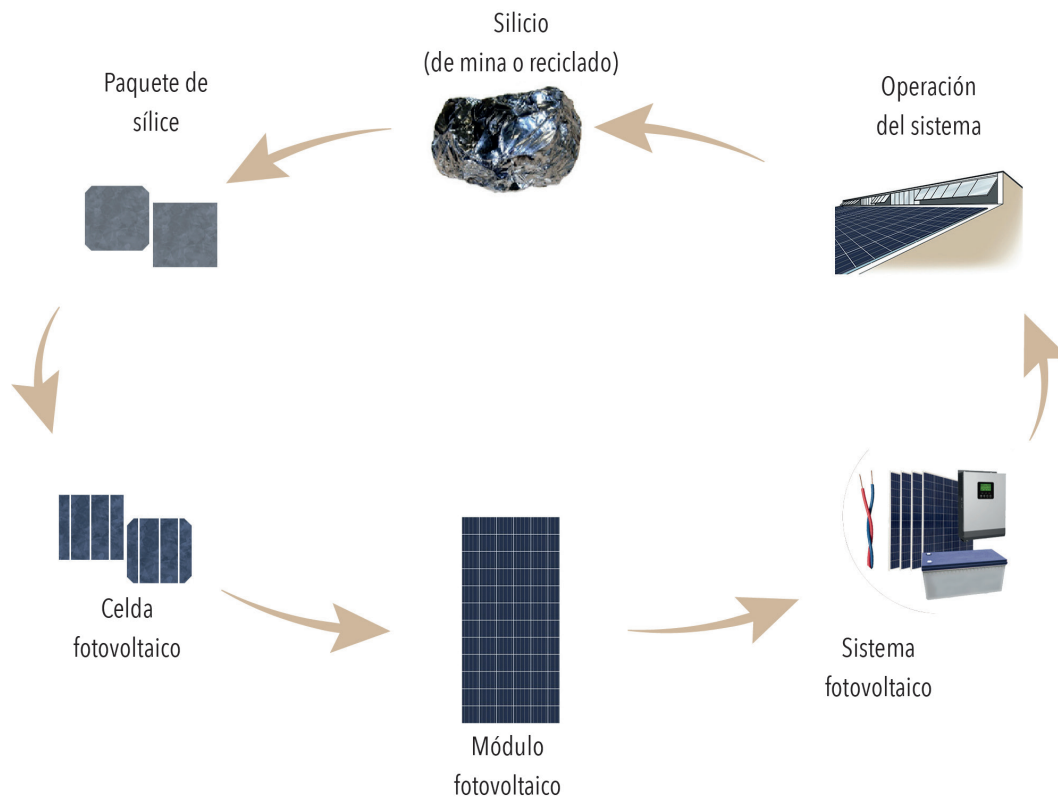


Figura 28. Ciclo de vida de células cristalinas a partir de silicio
Fuente [141]

El mantenimiento de la instalación es importante. La vida útil de estos sistemas es bajo condición de un mantenimiento anual por lo menos. La limpieza también es esencial, su falta puede provocar una reducción de rendimiento de un 4% en 17 días de acumulación de suciedad bajo condiciones urbanas con polución y polvo. No obstante, las placas bajo la lluvia con el panel dispuesto de forma inclinada, es suficiente para limpiar y devolver la eficiencia, manteniendo las pérdidas solo en un 1% por suciedad, en lugares con continua pluviosidad [142].

En una observación realizada por el autor, se puede precisar que el nivel de suciedad en un mes de acumulación en Concepción, Chile, en las placas privadas de lluvia en el Campus de la Universidad del Bío-bío (Figura 29), es similar a lo establecido para Santiago de Chile por Cáceres et al. (2014). En localidades en que están masificadas estas instalaciones, existe el surgimiento de empresas encargadas del mantenimiento y limpieza a un costo asequible, equipadas con herramientas específicas para sus tareas (Figura 30). La decisión de diseño en consecuencia, debe considerar aspectos de accesibilidad.



Figura 29. Suciedad visible en placas fotovoltaicas privadas de lluvia en Concepción, Chile.

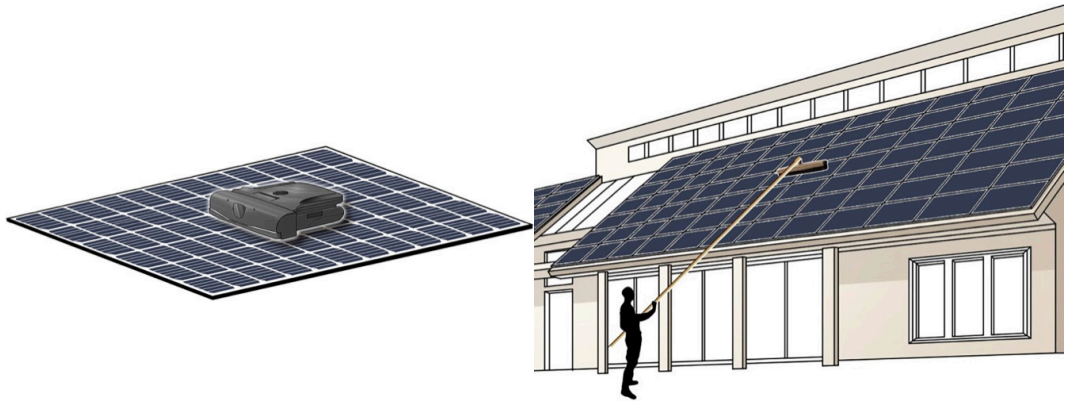


Figura 30. Sistemas y servicios de limpieza PV robóticos y manuales [144], [145].

En edificaciones y residencias, la implementación más adecuada de colectores fotovoltaicos se diseña en interconexión con la red pública por la intermitencia entre oscilación de demandas no coincidentes temporalmente con los momentos de producción eléctrica solar. Con la conexión a red se puede prescindir de baterías. Las instalaciones aisladas (off-grid) son una alternativa importante cuando la red está distante; sin embargo, el requerimiento de dispositivos y la limitada vida útil encarecen el tipo de instalación. Desde 2015 surge la posibilidad de baterías eléctricas más eficientes, menos contaminantes, a precios asequibles y diseñadas para abastecer edificios [146].

En países y regímenes de precios energéticos en los que hay altos costos, la reducción de los mismos y nuevos desarrollos de almacenamiento eléctrico resultan convenientes para generar la propia energía y utilizarla en las horas de mayor consumo [147].

La reducción de precios consecuente con políticas tomadas años atrás por varios países que invirtieron en la microgeneración fotovoltaica, se refleja en una baja importante ahora en todo el mundo. Para 1975, esta tecnología era utilizada en la industria espacial o en electrodomésticos menores. Desde entonces hasta el año 2015 se dio una reducción de precios a escala logarítmica, lo cual se muestra en el gráfico desarrollado por Kavlack y otros [148] (Figura 31).

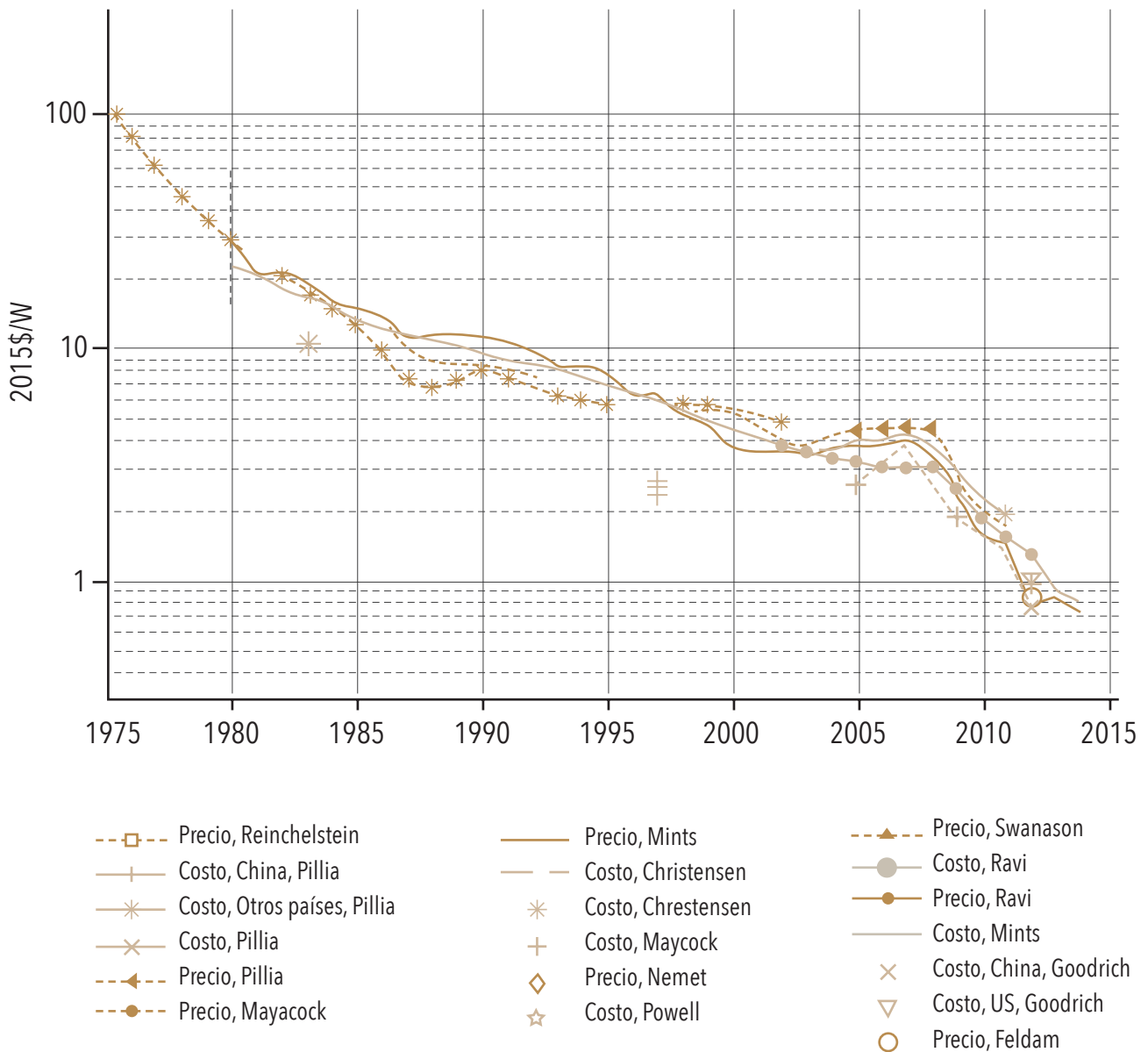


Figura 31. Reducción de costos de fotovoltaicas en escala logarítmica
Fuente: Kavlack y otros [148]

De un costo inicial de \$100 USD por W instalado a 0,40 USD /W en el 2015. Esta reducción de costos se acentuó aún más con el avance tecnológico. La electricidad fotovoltaica, año a año, pulveriza sus récords en costos. Así, en zonas de alta irradiación desértica alcanzó los \$ 0,014 USD por kWh [149] y aunque sea en estas condiciones, se convierte en la opción de producción eléctrica más económica por lejos y muy competitiva [150]. El abaratamiento no solo viene dado por la baja de precios de los productos, también por la mejora en la eficiencia y por economía de mercado. En sociedades en donde no existe distorsión de precios de energía se ha tornado, sin duda, en la más conveniente o entre las más convenientes dependiendo de los niveles de irradiación.

En el caso de Ecuador, a pesar del alto potencial hídrico y decidida inversión estatal en esta tecnología, a la fecha del presente tratado los fotovoltaicos ya son una opción competitiva; si bien existe la política estatal de permitir la importación de fotovoltaicos y productos para la microgeneración energética, aún la falta de difusión y decidida ayuda al sector no está dada. No obstante, se vislumbra que se tornará en la tecnología más conveniente a pesar de todo, como sucede en el resto del mundo. Es estratégico colateralmente el diversificar fuentes para mantener una matriz energética con menor riesgo en el futuro [151].

Para climas moderados, Barry Cinnamon de Cinnamon Solar, consultor de eficiencia energética y energía solar residencial, constata que en el clima de la costa californiana, el integrar fotovoltaicos en edificaciones ya para el 2018 es más rentable que el incluir aislamiento simple para ambientar viviendas, recomendando eso sí el cuidar la presencia de infiltraciones [152]. Por ello la reglamentación municipal del estado de California legisla que para el 2020 toda vivienda nueva debe incluir de forma obligatoria fotovoltaicos para autoabastecimiento [153]. Para una introducción efectiva de instalaciones fotovoltaicas en edificaciones particulares, es necesaria una legislación que obligue a las empresas eléctricas a comprar los excedentes a un precio razonable. En países que cumplieron un papel importante en el desarrollo fotovoltaico, en un inicio el precio de energía excedente incluso se recibía a precio mayor al de mercado (feed in tariff) para promover la tecnología. Luego de desarrollarse y alcanzar la reducción de costos fue posible ya que la industria llegue a consolidarse por sí sola [5], [84]. Cuando se alcanzan precios fotovoltaicos inferiores al valor del mercado o grid parity, bajo los 0,06 USD el Wh y producción masiva en huertos solares, el crecimiento comercial, conocimiento social y empresas torna a esta tecnología como la opción principal [154]. La desventaja financiera que implica una barrera inicial son los costos de instalación inicial, altos y concentrados, frente al pago reducido y continuo de la compra directa a la red. Sin embargo, políticas de financiamiento público o privado tornan esta barrera en una posibilidad inclusive para inversores a largo plazo.

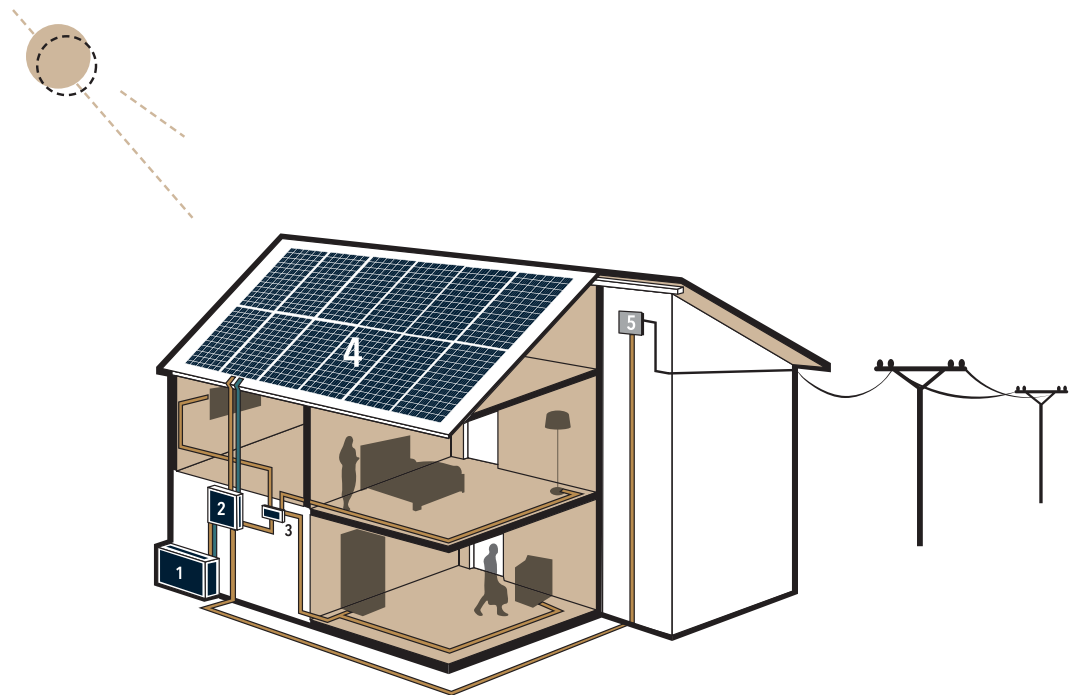
Instalación de fotovoltaicos en edificación.

La instalación fotovoltaica resulta sencilla desde la perspectiva de redes y equipos requeridos frente a la solar térmica. Se puede prescindir de almacenamiento con conexión a red o puede incluirlo. Las redes de instalaciones son cables que integran las placas colectoras en red o paralelo. La electricidad generada en fotovoltaicos es de tipo corriente continua, pero la red domiciliaria e implementos eléctricos funcionan con corriente alterna lo que hace necesaria la instalación de inversores, así el poder fotovoltaico se torna útil y compatible con la red eléctrica domiciliaria y de la ciudad.

Para edificaciones de mayor escala o viviendas de alto estándar se requiere más de un inversor. Para el diseño eléctrico de un sistema fotovoltaico, se arranca a partir del inversor, el cual debería acoplarse a partir de las cargas que tendrá que abastecer; definido el inversor, se estima la cantidad de fotovoltaicos necesarios para abastecer una demanda dada. Por ejemplo, considerando que se instalan nueve placas de 300 W de potencia, el inversor requerido debe tener una capacidad o de alrededor de 2,7 kW. En edificaciones con consumos elevados, los inversores apropiados necesitan una superficie de captación fotovoltaica que no cabe geoméricamente en la superficie envolvente con accesibilidad de irradiación dada, entonces la instalación fotovoltaica solo se podrá diseñar para contribuir de forma parcial respecto a la magnitud ideal.

Se recomienda emplazar colectores fotovoltaicos con configuración que potencie la circulación de aire y ventilación para ventilarlos. La temperatura de las celdas puede tener una pérdida del 25% de eficiencia al alcanzar los 70 °C, lo cual es normal bajo irradiación directa en días cálidos [155], [156]. Para ello está la posibilidad de la integración en techumbres inclinadas que permitan el libre flujo de aire, disponiendo los fotovoltaicos como capa externa de una fachada ventilada, integrando en ellas sujeciones y resistencias apropiadas, incluso con sellado estanco. El resultado es una doble capa, la externa compuesta por captadores fotovoltaicos y una interna de fondo, la cual es capa estanca y de aislamiento. Entre las dos fluye ventilación para la refrigeración, aire que una vez calentado puede contribuir a abastecer las demandas térmicas, como veremos en la posibilidad de colectores híbridos [83]. No obstante, aunque no se aproveche el aire caliente resultante, es estratégico para reducir el sobrecalentamiento en la envolvente irradiada, pero para ello es necesario liberar el aire caliente y promover una rápida circulación del mismo logrando el efecto de una cubierta ventilada, útil para clima tropical.

La Figura 32 es un esquema de la red e instalación fotovoltaica típica para una vivienda. Se muestra la instalación del inversor, de preferencia cercano a la caja de seguridad eléctrica o breakers; las dimensiones y la geometría corresponden a una caja de 45 cm × 65 cm y 20 cm de profundidad y un peso de 18 kg, para un inversor de 3 kW de potencia (para ocho o nueve placas de sesenta celdas, de 330 Wp), capacidad apta para un requerimiento residencial.



1. Batería (opcional)
2. Inversor

3. Regulador (opcional)
4. Paneles

5. Medidor bidireccional

Figura 32. Instalación fotovoltaica residencial

El espacio de emplazamiento requiere buena ventilación y accesibilidad adecuada. La instalación fotovoltaica debe ser diseñada por un ingeniero eléctrico responsable que ejecute el diseño global compaginando los parámetros energéticos tanto de las placas como de los inversores teniendo en cuenta la potencia y el voltaje o la relación de corriente continua a alterna (DC to AC ratio). Así también tendrá que prever sistemas de seguridad y protecciones que permitan evitar daños por anomalías que pueden darse en el sistema fotovoltaico o en la red y que afecten al sistema o incluso a los equipos alimentados. No obstante, existen herramientas como SAM [157] o RetScreen [158] que ofrecen un diseño guiado a los profesionales de la arquitectura y /o construcción en general, para realizar un diseño de prefactibilidad rápido sin tener conocimiento profundo en redes.

En el caso de instalaciones con sistemas de almacenamiento (baterías) estas deberían tener un lugar seguro, seco y ventilado para su instalación. En el 2016, surgen y se masifican las baterías de ion-litio

diseñadas para integración en edificios. El producto PowerWall de Teslamotors tiene una dimensión de 1150 mm x 753 mm x 147 mm y un peso de 114 kg, mucho menor a los bancos de baterías de ácido, que eran las habituales para la integración a fotovoltaicos. Las baterías de ion-litio son equipos compactos desarrollados para anclarse en muros o gabinetes reforzados y, a veces, incluyen un inversor interno por lo que se reduce la necesidad espacial de equipamientos típicos desacoplados de batería-inversor. Tiene configuración y capacidad para un circuito residencial típico y para integración con fotovoltaicos. La capacidad de almacenamiento es de 13,5 kWh y un poder pico de 7 kW, pero recomendado de 5 kW [146]. Esta capacidad descrita, si bien es importante, aún supone limitaciones para el funcionamiento autónomo completo de una vivienda. Por ejemplo, si funcionasen juntamente una secadora eléctrica, un horno eléctrico o cocina eléctrica, implicaría que se supere la capacidad de potencia descrita, es por ello por lo que resulta práctico la conexión a red.

Los sistemas de seguridad permiten que las baterías residenciales se programen para abastecer solo a los equipos de baja potencia, lo que resulta de enorme interés para el abastecimiento de respaldo en caso de cortes eléctricos.

Las baterías residenciales o para edificios están también para conectarse en red, con ello con un conjunto de dos o más unidades es posible mantener ya una independencia de la red. Es una alternativa importante para lograr comunidades energéticamente independientes, ya que de existir una considerable cantidad de fotovoltaicos concentrados en un sector urbano conectados en la red, con una gran capacidad de almacenamiento a partir de múltiples microacumuladores residenciales, se reduce la afectación y riesgo a la red eléctrica por sobrevoltaje consecuencia de momentos de alta irradiación coincidente con mínimo consumo [159], [160].

Algunos criterios son importantes para la instalación así como para el mantenimiento. La vida útil de estos sistemas se considera con una revisión de por lo menos una vez al año. Las labores de limpieza también son esenciales al momento del planteamiento inicial, como se describió.

Colectores híbridos térmico-fotovoltaicos

La recolección solar híbrida o fotovoltaica-térmica resulta de la superposición de las dos tecnologías en un solo dispositivo captador. Funciona bajo el principio de refrigeración de células para evitar su sobrecalentamiento y consecuente disminución de eficiencia eléctrica. La irradiación incidente en la superficie de captación fotovoltaica se aprovecha parcialmente, solamente algunas ondas lumínicas se convierten en electricidad. Las ondas electromagnéticas de mayor longitud de onda se transforman en calor que penaliza la generación eléctrica. Por cada grado de temperatura de sobrecalentamiento de la celda fotovoltaica se observa una reducción de entre 0,40 % y 0,53 % de eficiencia. Se han observado penalizaciones de rendimiento

hasta de un 25% por sobrecalentamiento, situación muy probable durante un día cálido y soleado [161].

Ello supone la necesidad de provocar refrigeración, así el calor puede recuperarse y utilizarse de modo similar que en una instalación solar térmica. En consecuencia, las células son, a la vez, superficie absorbente térmica y de conversión eléctrica. Los colectores híbridos pueden poseer acristalamiento externo para priorizar e incrementar la producción calórica. No obstante, cuando la temperatura interna del colector se incrementa mejorando la producción de calor, se penaliza la eficiencia eléctrica [113], [162], [163]. A pesar de ser una tecnología de reciente aplicación ha sido investigada desde principios de la década de los 70, como posibilidad para abastecimiento residencial [164].

La producción por m^2 de captación se puede incrementar en 433 % en resultados obtenidos en laboratorio en energía neta recolectada y un 212 % en energía útil [83]. Al comparar colectores solares térmicos con fotovoltaicos e híbridos en la latitud de Japón (43° N), se ha determinado que los índices de eficiencia de energía útil son 46,2%, 10,7% y 42,6%, respectivamente. De donde se deduce que existe pérdida en la recolección global de la tecnología híbrida frente a la térmica bajo criterio de cantidad neta de energía obtenida. Sin embargo, si se analiza en términos de exergía, las eficiencias de los colectores solares térmicos, fotovoltaicos e híbridos han demostrado rendimientos de 4,4%, 11,2% y 13,3% [165], siendo los térmicos los de inferior desempeño y los híbridos de superior.

Captación solar híbrida con fluido aire

La tecnología de captación solar híbrida térmica-fotovoltaica con fluido aire para edificios es un sistema que supone la ventilación con aire. Este efecto provoca por un lado el enfriamiento de las células mejorando su desempeño eléctrico, además, la energía térmica evacuada puede conducirse para contrarrestar demandas térmicas. La refrigeración de las células tiene la capacidad de mejorar la producción eléctrica en una cantidad suficiente para energizar la ventilación mecánica, fuerza necesaria como regulador de volumen y velocidad de aire [166]. Esta tecnología es factible de instalar con placa metálica ondulada, material de cierre de techumbres [112], [113], [155], [156].

La refrigeración de células se realiza a través de una cámara de aire que discurre desde el borde inferior del faldón, en caso de faldones de techumbre. El aire conforme adquiere temperatura sube por su diferencial de densidad y con colaboración de ventilación mecánica para ser conducido al interior. La velocidad del aire permite optimizar la eficiencia tanto eléctrica como térmica, el exceso de refrigeración si bien incrementa la producción eléctrica, reduce la eficiencia térmica. La mejora en la producción eléctrica se estima que permite por lo menos abastecer el consumo eléctrico del sistema de ventilación y conducción de aire.

Por el contrario, una baja refrigeración provoca la disminución en desempeño eléctrico. En consecuencia,

es importante la regulación de la velocidad del aire la cual viene condicionada por las características de la localidad, temperatura ambiente y niveles de irradiación [167]. En uso residencial, en verano, el aire puede ser disipado al ambiente [155]. Aunque prioritariamente los colectores híbridos con aire son una opción para reducir demandas térmicas, también en épocas cálidas resultan útiles para reducir las demandas de refrigeración, al implementarse como fachada ventilada, desechando las ganancias térmicas [108], [168].

Si bien el aire facilita a evacuar los excedentes térmicos, el almacenamiento es complejo y limitado en caso de requerir extender el uso del calor ganado, respecto a colectores con refrigerante líquido [170]. El calor conducido por el aire es factible de almacenarse en masa térmica en los propios elementos constructivos de una edificación, aunque a baja temperatura (Figura 33).

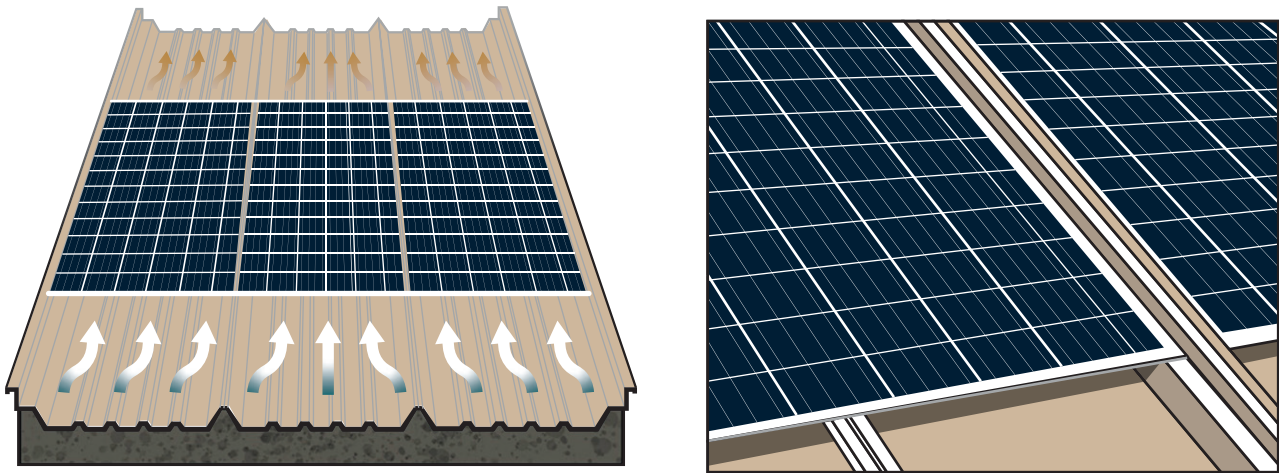


Figura 33. Imagen de placas PV acondicionadas para ser integradas en placa ondulada de techumbre sobre ductos de aire internos para refrigeración [169]

En una investigación de captación de integración arquitectónica de colectores híbridos con fluido aire en residencias en Atenas, se ha medido un abastecimiento híbrido que significa un ahorro en calefacción y refrigeración conjuntamente de entre 48 y 25%, [171]. Otro estudio en la localidad india de Srinagar (35° N), zona con importante demanda para calefacción por altitud (1600 m s. n. m.), los investigadores Agrawal & Tiwari (2010) [156] examinaron diferencias de desempeño con colectores híbridos con fluido aire en relación con el recorrido de canales bajo celdas (de forma paralela o en serpentín). Concluyeron que el rendimiento promedio es $\eta_e = 14,5\%$ y térmica $\eta_t = 39,2\%$, con inclinación de colectores a 35°. Otro estudio en Sídney, Australia, en localización de 34° S, muestra una relación eléctrica/térmica de producción neta de 1/3,62 (3,2 kWh eléctrico/11,6 kWh térmico) [166]. Estos márgenes son algo superiores a los propuestos por Hachem en 2012 [155] de eficiencia eléctrica del 12% y eficiencia térmica del 36%, considerando la baja eficiencia fotovoltaica de 2012.

Captación solar híbrida con fluido líquido

Los colectores para integración arquitectónica con fluido líquido son el producto de la superposición de tecnologías fotovoltaica con solar térmica y refrigerante líquido como fluido calotransportador. El excedente térmico tomado por el refrigerante es conducido, almacenado y utilizado de modo similar que en colectores solares típicos residenciales. Las células fotovoltaicas son la superficie absorbente térmica, además de generadoras de electricidad. Los colectores híbridos pueden poseer acristalamiento externo o no, para priorizar e incrementar la producción calórica al generarse el efecto invernadero. Pero cuando la temperatura interna del colector incrementa, mejorando el desempeño térmico, se penaliza la eficiencia eléctrica, por lo que se prioriza la generación eléctrica; no presentan acristalamiento [162].

Estudios referentes muestran diversos desempeños, aunque con alta variación dependiente del caudal de refrigeración, de la capacidad de las celdas fotovoltaicas y de la capacidad de transmitancia térmica. Se han encontrado rangos similares de comportamiento de colectores para modelos híbridos con fluido líquido o aire, dependiente del ensayo utilizado, almacenamiento, demanda prevista, etc.

Comparando el desempeño térmico del colector híbrido respecto del colector solar térmico de placa plana se ha encontrado una reducción de eficiencia de alrededor del 29% cuando existe una ventilación menor, hasta un 50% cuando existe un importante flujo de refrigerante. Los colectores híbridos con fluido líquido comerciales poseen formato ortogonal rectangular, que pueden ser sobrepuestos (Figura 34) o integrados arquitectónicamente [172], aunque con mejor desempeño eléctrico respecto de colectores con fluido líquido. Las eficiencias encontradas en colectores híbridos con fluido líquido están entre 40 y 59% [173] (Figura 35).

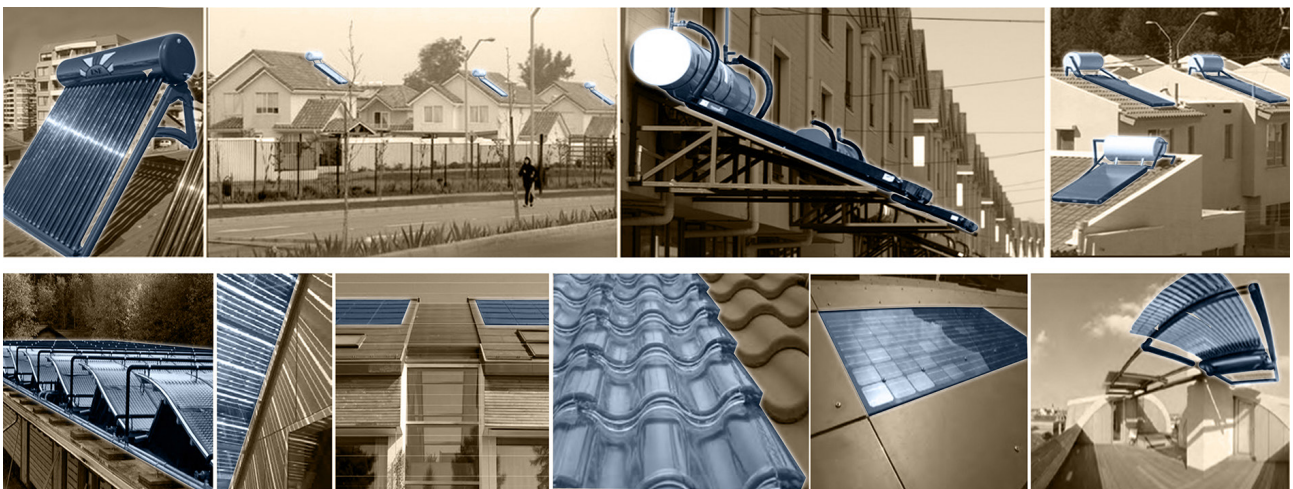


Figura 34. Colectores solares térmicos sobrepuestos (imágenes superiores) e integrados (imágenes inferiores) Fuente: IEA y SHC Task 41 (2012a).

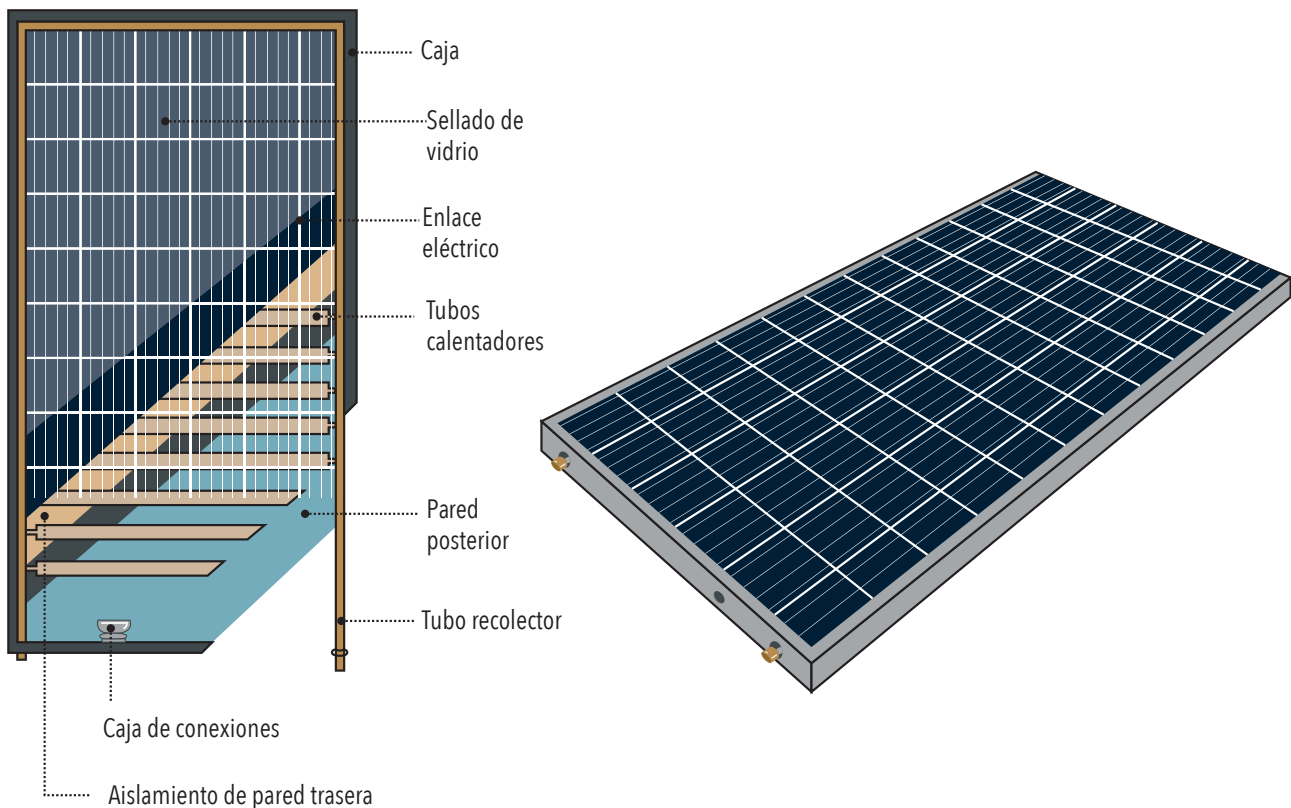


Figura 35. Imagen de placa híbrida térmica-fotovoltaica [172]

Criterios de integración arquitectónica

Desde las tecnologías descritas, los colectores solares en edificios se integran de acuerdo con varias determinantes, desde etapas tempranas de diseño. La primera condición de aplicación está en concordancia con las demandas térmicas o eléctricas. El segundo aspecto es acorde con la capacidad de envolvente y volumétrica; bajo este criterio se puede incorporar alguna o varias tecnologías y en distinta disposición o elementos arquitectónicos. En tercer lugar, está el criterio de integración arquitectónica, aspecto del que depende la solución constructiva o aspectual que devendrá con la incorporación de la envolvente solar. De este último aspecto pueden considerarse distintas estrategias, criterios, posturas, condiciones y productos para incorporación en edificación. Al final está la capacidad energética de la edificación global, situación que es definida por estándares en los que se puede encaillar a una edificación energéticamente eficiente. Dichos estándares van desde edificaciones que observan máximas medidas para el ahorro energético, hasta aquellas que consideran, además del máximo ahorro, una máxima producción energética in situ sumado a la utilización de materiales con baja carga energética durante toda su vida útil. Estos estándares serán descritos al final de esta sección.

Solar térmico y solar fotovoltaico para integración arquitectónica

De acuerdo a varios autores [174]-[176], los colectores solares integrados arquitectónicamente son aquellos que cumple una función dual, es decir, además de ser dispositivos que captan y convierten la irradiación en energía útil para el edificio o ciudad, deben cumplir una función complementaria, como ser envolvente en sí mismos o cumplir una función arquitectónica como filtro solar, barandilla, etc. Complementariamente deben ser elementos diseñados considerando aspectos de composición aspectual y espacial con coherencia constructiva.

La incorporación de sistemas de recolección solar en edificios varía de acuerdo con las actividades funcionales, las características morfológicas, constructivas y de emplazamiento urbano. Además, existen particularidades climáticas y culturales. Las edificaciones residenciales, por ejemplo, son utilizadas de manera más continua en el tiempo que otras construcciones y mayormente en períodos nocturnos, así también durante el clima adverso. Mientras que la ocupación de los edificios de servicios es más intermitente y, sobre todo, durante el día; además, estas segundas son construcciones mayores, están por lo general ubicadas en las zonas céntricas de las ciudades o aglomerados en barrios comerciales y de servicios.

Acorde con estas condiciones funcionales, cada caso posee distintos requerimientos de calefacción, refrigeración, iluminación y equipamiento a energizar; depende entonces de la zona geográfica, estrategias pasivas, características constructivas y función. A continuación, se revisan las dos tecnologías, a partir del enfoque de integración en edificios.

Tanto para los colectores solares térmicos como para los fotovoltaicos, deben estar presentes externamente porque requieren de mayor incidencia de irradiación solar directa posible. Ello supone que sea la envolvente o estén sujetos a ella. Por ello los colectores para integración arquitectónica deben cumplir condiciones constructivas y de apariencia. Estas particularidades implican la penalización en la eficiencia de desempeño no solo por la imposibilidad de disposición con condiciones óptimas en orientación e inclinación, sino también porque las condiciones constructivas y estéticas van en decremento del rendimiento óptimo. Esta limitante puede superarse con una mayor área de recolección, desarrollo tecnológico o reducción de costos [177]. Los paneles de captación fotovoltaica y térmica para integración tienen alta variabilidad y distintas características geométricas, tecnológicas y aspectuales, por lo que no es factible generalizar. Entre las principales diferencias publicadas en la Task 41 de la Agencia Internacional de Energía están señaladas en la Tabla 4 [103], en la Tabla 5 se describe las tecnologías en posibilidades de integración tecnológica, en concordancia con el tipo de energía obtenible.

Tabla 4

Comparación entre colectores ST y PV formalmente y por condiciones térmicas

	Característica	Fotovoltaicos	Solares térmicos
CONDICIÓN FORMAL	Dimensión típica de módulo	0,1 a 2,0 m ²	1,5 a 3,0 m ²
	Perfil formal, dimensión y flexibilidad	Alta flexibilidad	Baja flexibilidad
	Espesor	0,4 a 4,0 cm	4,0 a 10,0 cm
	Peso	9,0 a 18,0 kg/ m ²	20 kg/ m ²
	Estructura de módulo	Módulos laminados	Módulos en capas (separadas)
	Materiales	Vidrio / Celdas de sílice / Tedlar, vidrio u otro material	Vidrio / Aire / Capa absorbente metálica/ sistema hídrico / aislamiento
	Estructura de superficie	Capa externa: vidriado liso, aspecto acidificado, estructura metálica. Celdas de sílice: textura variable, posibilidad de ser traslúcido	Capa externa: vidriado liso, aspecto acidificado. Absorbedor: textura levemente ondulada, lámina metálica opaca oscura
	Color	Negro / Variación a azul	Negro a colores muy oscuros
CONDICIÓN TÉCNICA	Medio de conversión energética	Electricidad	Agua / Refrigerante
	Transporte de energía	Cables	Tuberías
	Almacenamiento	Prácticamente ilimitado con conexión a red	Limitado por requerimiento de edificio / Tanque de almacenamiento acorde a superficie de recolección-uso
	Temperatura de trabajo	Cuanto más baja, mejor / Ventilación posterior requerida	Cuanto más alta mejor sin llegar a ebullición. Requiere aislamiento posterior
	Impacto de sombreado	Reducción superior a relación con superficie de sombra. Un sector sombreado reduce el desempeño de la totalidad; riesgo de daño	Reducción de desempeño proporcional al sombreado
	Producción energética (actualizado)	120 a 320 kWh/m ² por año	450 a 700 kWh/m ² por año

Fuente: IEA y SHC Task 41 (2012b) [103].

Entre las opciones tecnológicas y su relación con demandas tenemos:

Tabla 5
Tecnologías y abastecimientos disponibles para edificación

Denominación tecnológica	Abreviatura	Abastecimiento	Eficiencia (aplicación en edificación) (%)
Integración arquitectónica de colectores fotovoltaicos, recolección. <i>Building Integrated Photovoltaics</i>	BIPV	Electricidad	20-4
Integración arquitectónica de colectores térmicos con fluido líquido <i>Building Integrated Thermal collectors liquid type</i>	BISTw	Térmico	60 a 80
Integración arquitectónica de colectores térmicos con fluido aire <i>Building Integrated Thermal collectors air type</i>	BISa		Hasta 60
Integración arquitectónica de colectores híbridos con fluido aire <i>Building Integrated Photovoltaic & Hybrid Solar Collectors /air fluid type</i>	BIPVTa	Térmico & Eléctrico	40 a 55
Integración arquitectónica de colectores híbridos con fluido líquido <i>Building Integrated Photovoltaic & Hybrid Solar Collectors /liquid type</i>	BIPVTw		20 a 42

Fuente: Elaboración propia, 2017

En concordancia con la integración arquitectónica, los colectores deben cumplir un papel funcional complementario al de recolección, la industria ha desarrollado implementos con mayor o menor capacidad de compaginación expresiva u operativa. En los solares térmicos, los fluidos se transmiten por ductos y tuberías, son más eficientes en porcentaje de aprovechamiento de radiación, pero requieren almacenamiento considerable en sitio y lo más cercano a la zona de demanda; en el segundo caso, se obtiene electricidad por lo que se conectan cables, son menos eficientes frente al aprovechamiento de irradiación, aunque las pérdidas eléctricas por conducción son mínimas; sin embargo, es necesario un adecuado dimensionamiento, sobre todo, por sobreproducción estacional o limitaciones de la red, en el caso de darse instalaciones a gran escala en edificios o barrios enteros de una zona urbana [49].

Capacidad volumétrica para aprovisionamiento solar

El potencial solar de un edificio depende de la superficie disponible con exposición solar directa. Este factor está en concordancia con la latitud y la trayectoria solar diaria y estacional como se ha descrito en el capítulo 2. En zonas meridionales, hacia al norte y sur de las líneas de los trópicos, la preponderancia de irradiación radica en las superficies inclinadas. Así, en el hemisferio norte los colectores deben orientarse hacia el sur, y en el hemisferio sur hacia el norte, siendo maximizada la irradiación directa al inclinarse en un ángulo respecto a la horizontal, similar a la latitud. Por ende en zonas cercanas a las líneas polares, como, por ejemplo, en los países nórdicos, las fachadas bien orientadas ganan importancia, logrando irradiación significativa en invierno, concordante con el incremento de demanda energética; a la vez se reduce la producción en verano, cuando la demanda se reduce [115].

Por esto, en latitudes medias o ecuatoriales, volumetrías de edificación mayormente horizontales, cuya área habitable es similar a la cobertura, poseen una alta potencialidad de captación. Mientras los volúmenes más verticales poseen una potencialidad solar más baja. En la franja tórrida las cubiertas reciben irradiación durante todo el año y con nula variabilidad estacional; en las fachadas es mínima (hacia el este en la mañana y oeste en la tarde), en que, además, inciden fragmentaciones como balastradas o balcones, ventanas, desniveles, vanos o circulaciones y obstrucciones del entorno (Figura 36).

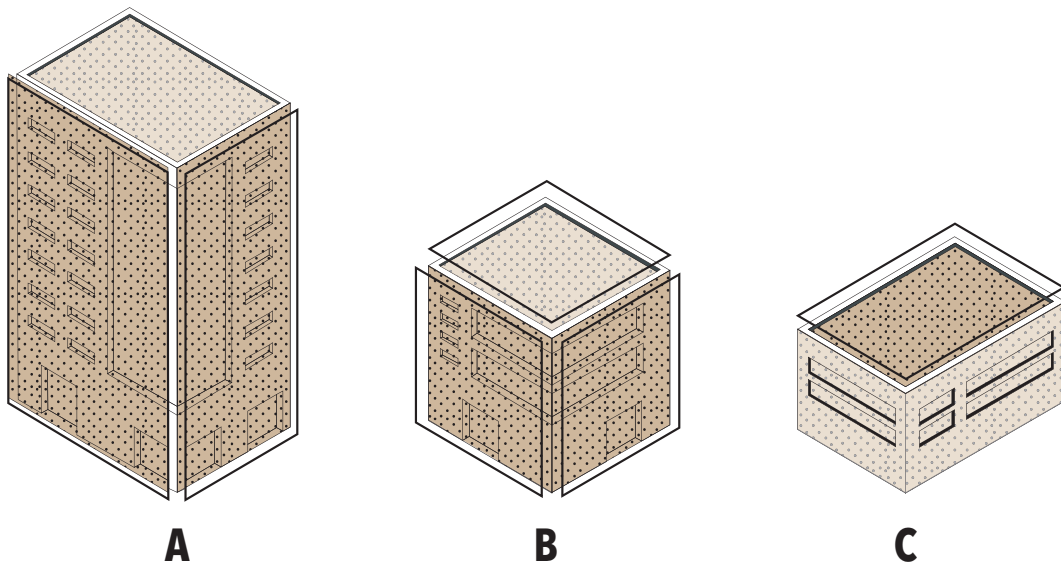


Figura 36. Volúmenes edificados con distinta proporción horizontal-vertical. En color más intenso las superficies con mayor incidencia de irradiación acorde a disposición y tamaño de superficie para zonas tórridas y meridionales.

Fuente: Elaboración propia

Estas diferencias volumétricas están relacionadas a su vez con tipologías que poseen requerimientos energéticos diferentes. Las morfologías horizontales son usualmente viviendas unifamiliares, edificios de servicios o industrias (diagrama C, Figura 36). Las morfologías verticales son desarrolladas por edificios multifamiliares de departamentos y oficinas. Las viviendas acogen actividades más regulares y demandas más constantes en el tiempo, habitadas en períodos nocturnos e invernales, mientras los servicios u oficinas poseen requerimientos durante el día y regulares todo el año. Esto implica que las morfologías horizontales de servicios e industrias poseen una alta potencialidad de integración, mientras que en las horizontales de viviendas es media-alta; las verticales de oficinas, media-baja y de vivienda, baja. También puede reconocerse una condición intermedia como bloques de vivienda, centros comerciales, servicios de oficina, hospitales, etc., con una proporción elevada de fachada (4 a 5 pisos) e intermedia en cubierta (diagrama B, Figura 36), condición que presenta un potencial relevante en latitudes medias para autoabastecerse, especialmente para usos residenciales, con demandas no significativas.

Integración en la edificación

Consumir energía obtenida en el mismo lugar o muy cercana es una condición ideal ambiental y operacional, se reducen las pérdidas por traslado en redes, a la vez que se promueve la autonomía energética. En el 2013 en los Estados Unidos, el 28,6% de generadores fotovoltaicos han sido instalados en edificaciones. A escala mundial se estima que entre el 25% y el 35% de los generadores fotovoltaicos corresponden a instalaciones residenciales [178]. Las proyecciones de la Agencia Internacional de Energía para el 2024, estima que el 46% de crecimiento de capacidad fotovoltaica será integrada a edificaciones [179].

Instalar colectores integrados en un edificio enfrenta barreras y conocimientos adicionales para arquitectos o ingenieros constructores: justificación económica, involucramiento del comitente o desarrollador, datos de productos, incentivos estatales, recursos instrumentales o literatura que oriente consideraciones arquitectónicas frente a captación y principalmente productos captadores adaptables. La difusión y el fomento de programas públicos o iniciativas industriales pueden impulsar este desarrollo. Otro aspecto ventajoso es la apariencia «de alta tecnología» que adquiere un edificio sumado a que denota preocupación ambiental, situación que por sí sola ha motivado sus instalaciones, sobre todo, en empresas.

Integración morfológica

En relación con la disposición de colectores solares en la edificación existen diferentes posturas, por ejemplo, la norma chilena considera las situaciones que se describen a continuación, para admitir reducciones de rendimiento como consecuencia de la relación de los colectores respecto al edificio y conservar el subsidio de apoyo a la instalación [123], [180].

Colectores simplemente colocados en edificación

Cuando se instalan elementos colectores sin relación formal, material o de color con la edificación, por lo general son el resultado de aprovechar una máxima irradiación o para evitar incidencia de sombras; a veces, también por facilidad de instalación o para aprovechar redes existentes, en el caso del solar térmico. El caso más recurrente son colectores térmicos con almacenamiento integrado. Estos dispositivos llevan un peso adicional que supone la necesidad de instalar estructuras adicionales para soporte, de forma lateral implica un mayor impacto en cuanto a apariencia, incrementando el contraste volumétrico. Desde el punto de vista arquitectónico sería la opción menos deseable, Figura 37, imagen a.

Colectores superpuestos en edificación

Se consideran superpuestos cuando las placas guardan un paralelismo con uno de los planos de la edificación (techumbre o fachada); a veces, sería ideal, en relación con la composición y ritmos del edificio, es decir, centrado o en un eje formal, con alguna concordancia en color y materialidad. El colector es independiente respecto a la envolvente, por lo que existe una doble capa y se puede prescindir de los colectores sin alterar la forma constructiva de la edificación [181] (Figura 37, imagen b).

Colectores integrados arquitectónicamente

Cuando se reemplaza con productos fotovoltaicos aptos, algún elemento constructivo necesario en una edificación. Son materiales de envolvente o elementos funcionales-arquitectónicos de una edificación, que cumplen con especificaciones que cualquier material de exteriores debe proporcionar, como estanqueidad, resistencia mecánica a las condiciones externas o funcionar también como balastrada, filtro solar, ventanal, etc. Para ello, como condición los colectores deben preverse dentro de la geometría y composición estética; deben respetar modulación y relación con juntas materiales y reglas compositivas, en lo posible contribuyendo de manera positiva a la expresión arquitectónica (Figura 37, diagrama c).

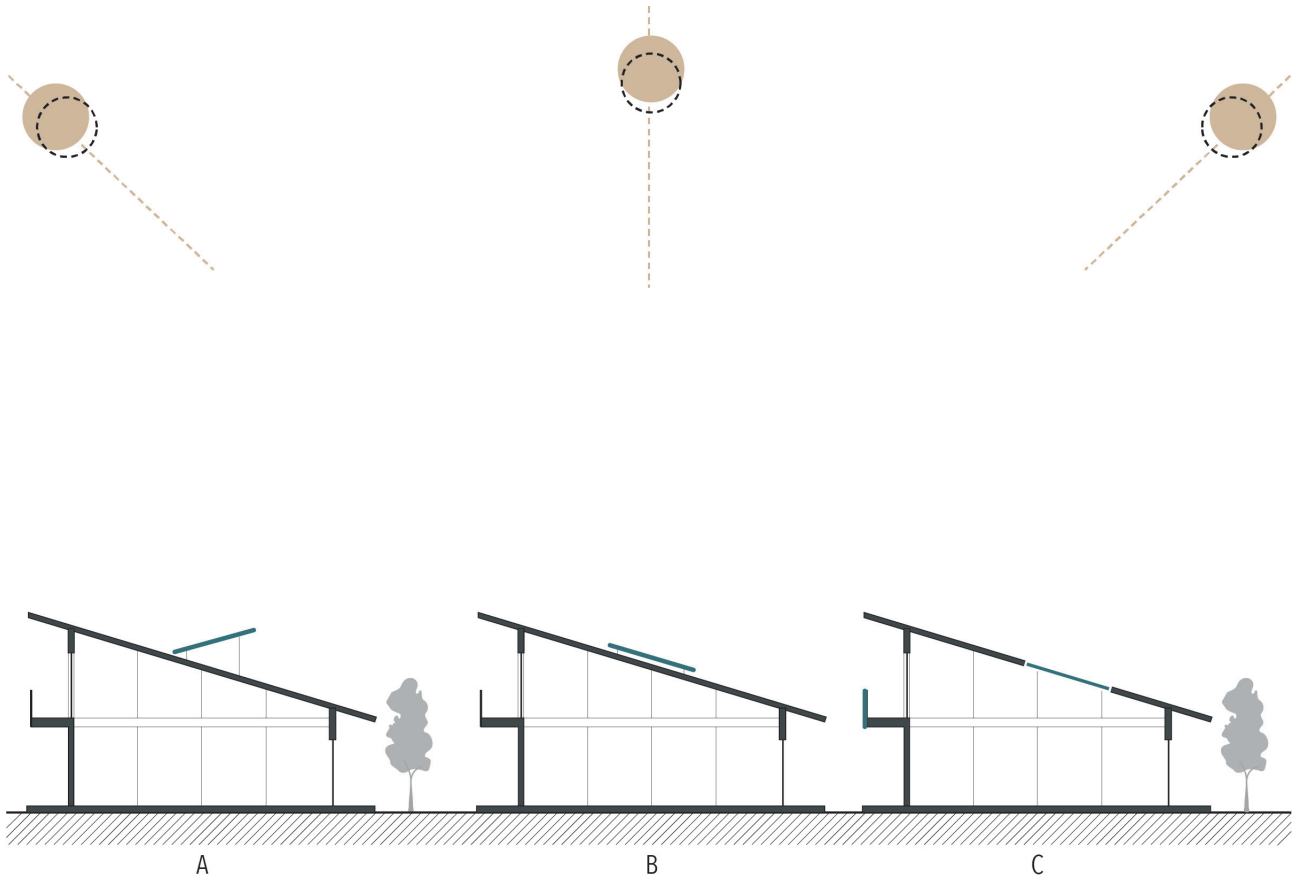


Figura 37. Condiciones de colectores acorde a su disposición respecto a envolverte

El diseño arquitectónico solar

En este punto trataremos la incorporación proyectual del diseño que considera tecnologías activas solares. Antes se discutió las distintas tecnologías disponibles para abastecer a los edificios. Pero si estas tecnologías no se adoptan durante el proceso de diseño, es difícil que guarden relación en uno o más aspectos para dar un resultado congruente. Una integración arquitectónica lógica no solo responde a que la integración sea aspectual y constructivamente bien resuelta, tiene que existir una correlación con las demandas energéticas e incluso es deseable que con la temporalidad de las demandas (es decir, que exista mayor aprovechamiento solar cuando se da el mayor consumo). Para ello hemos considerado dos aspectos primordiales que son importantes para que de manera operativa se pueda llevar un diseño solar cabal: la disponibilidad de herramientas y la postura decidida que el diseñador adopte en el momento de incluir esta variable en el proceso de diseño arquitectónico.

Herramientas para proceso proyectual

Es fundamental disponer de herramientas proyectuales para lograr preestablecer una producción energética factible. Debe ser de uso versátil y rápido que permita tomar decisiones de diseño oportunas y ágiles considerando la incorporación solar. Es también importante tener un programa de funcionamiento del edificio claro, con ello se puede predimensionar necesidades energéticas y las tecnologías más apropiadas. Esta información permite prever la magnitud de la instalación requerida y mejores posibilidades tecnológicas para alcanzar un margen de abastecimiento deseable; además del tipo de energía térmica o eléctrica necesaria. Desde esta información se puede ir analizando las consecuencias del despliegue de colectores, no solo desde el punto de vista estético y técnico constructivo, sino en correspondencia con la energía obtenida respecto a sus usos para definir una instalación coherente.

El proceso proyectual tradicional resuelve espacios desde la imaginación del diseñador que se va plasmando en lugares concretos a través de herramientas que permiten concretar ideas en una representación de la materialización. Con procesos manuales de dibujo como el boceto o modelos físicos como maquetas de estudio se prevén desde espacios, edificios hasta barrios. El diseño solar implica, además, el estudio de las propuestas espaciales y volumétricas concebidas respecto al sol e incidencia de la irradiación. En la práctica el soleamiento se puede analizar de distintas formas, en modelos bidimensionales preliminares como bocetos donde se puede trazar sombras geométricamente en volúmenes, considerando los ángulos de incidencia de la luz, desde un método tradicional de trazado que deviene de la aplicación del dibujo técnico al recorrido y/o bloqueo de la luz.

Una segunda opción es la construcción de maquetas físicas que pueden y sirven para estudiar y analizar

la incidencia de irradiación en distintos planos al desplegar o eliminar volúmenes y planos, además de examinar las implicancias de variar orientaciones. Con este esquema también se puede considerar la incidencia de la luz, global o parcial, en cada uno de sus planos compositivos, como también en un ambiente parcialmente cerrado.

Para analizar el soleamiento en maquetas es muy útil la herramienta Heliodon, con esta se pueden estimar asoleamientos en distintas superficies y prever la posible incidencia de captación pasiva y activa en un volumen representativo de un edificio. Se orienta el modelo en concordancia con la orientación que sería colocado en la realidad y la herramienta va dictando una posición del sol representada por una luminaria. Se puede representar cómo el sol incide en cada uno de los planos de la envolvente y en el interior en momentos específicos del año. Con esta herramienta se puede analizar la variación temporal de la incidencia de la luz en un volumen con relativa rapidez, conforme se toman decisiones proyectuales, considerando épocas del año y variaciones diurnas-nocturnas.

Sin embargo, las opciones proyectuales descritas tienen limitaciones respecto al diseño por lo que nuevas herramientas van surgiendo para la etapa de diseño. Tanto el boceto como la maqueta física no permiten el prever la cantidad de irradiación disponible en una superficie en términos de potencia o energía, peor aún las modificaciones de esta por la variabilidad climática. Esto es posible a través de herramientas computacionales diseñadas para este motivo. La existencia de archivos climáticos de distintos lugares permite tener un acercamiento a condiciones climáticas esperadas según fechas y horas específicas en un lugar determinado. Esto se da gracias a datos históricos de clima o lugar que permiten establecer condiciones climáticas probables analizando datos estadísticos a partir de la información climática levantada para cada lugar.

Con el clima se establece una posible disponibilidad de irradiación en un lugar dado. Para las simulaciones de desempeño ambiental se utilizan ficheros climáticos promedios, tomando información de por lo menos cinco años, y ojalá más. Sin embargo, para la simulación de tecnologías activas, los autores recomendamos utilizar condiciones climáticas de un solo año, es decir, sin promediar, ya que, con ello, se simulan condiciones extremas (días y horas de condiciones de irradiación extremas) que, en las bases climáticas promediadas, se pierden. La información climática alimenta a los simuladores, herramientas que permiten concretar en modelos virtuales representativos.

Los simuladores no son desarrollados para el ámbito de la arquitectura, sino para estimar el rendimiento específico de sistemas solares. Estas no requieren un modelo tridimensional, son menos amigables para los arquitectos, por el trabajo gráfico al que está asociado al momento de enfrentar un diseño; no obstante, pueden resultar fáciles y rápidas de utilizar, ya que se necesita incluir información concreta. Para su utilización sí es necesario conocer más o menos aspectos claves para calibrar un modelo. Además de la información climática, se debe conocer la superficie e implantación disponible para los colectores, los productos a utilizar, condiciones ambientales como posibles bloqueos del entorno, posible accesibilidad para mantenimiento y limpieza.

Desde el anteproyecto o proyecto arquitectónico se puede definir la inclinación y orientación de una superficie irradiada, a partir de ello establecer geoméricamente la cantidad de superficie captadora que puede adaptarse. También es necesario definir la tecnología y los tipos de colectores a instalar. En varios simuladores existen librerías de productos comerciales solares térmicos o fotovoltaicos, no obstante, es casi siempre necesario el parametrizar la información de los productos disponibles desde catálogos.

Los simuladores están desarrollados por modelos matemáticos que consideran variables dependiendo de la exactitud que se requiera obtener desde la simulación. Como parámetros fundamentales están la irradiación, eficiencia, desglose de irradiación directa, difusa o total, consumos, temperatura, almacenamiento, etc.

Para los fotovoltaicos es importante definir inversores, con lo que se puede establecer la cantidad de placas a incorporar. Sin embargo, para los arquitectos, hay herramientas más sencillas que pueden usar para determinar la posible contribución térmica y eléctrica de tecnologías solares con simulaciones estáticas y con pocos datos requeridos. A través de fórmulas y modelos programados en softwares computacionales como F-Chart [182], RETScreen® [183] o SAM® [157] entre otros, el usuario puede introducir datos numéricos especificando emplazamiento, rendimiento de colectores, precios de energía y de tecnologías, los cuales de forma sencilla pueden arrojar presunciones de rendimiento, ahorro, valor futuro, etc. Sin embargo, poseen una interfaz numérica, con gráfica elemental para expresar rendimiento y no hay posibilidad de interacción con un software de diseño arquitectónico. Son herramientas ideales para ejecutar presunciones rápidas y requieren niveles de conocimiento medio de las tecnologías solares para poder calibrar los modelos.

Adicionalmente, están los softwares específicos y de análisis más profundo, que entregan simulaciones cuasi dinámicas de alta precisión como Watsun® Trnsys® [184] o PVSyst [185], requieren datos de mayor complejidad de los dispositivos de captación y componentes del sistema, como especificaciones de almacenamiento, convertidores, redes, etc. Estos entregan resultados técnicos consistentes como volumen de almacenamiento-horario, capacidad de provisión, etc. Al ser sistemas de simulación dinámica consideran las implicaciones en el sistema de los procesos previos y flujos, condiciones o rendimientos previos que afectan a subsecuentes.

La limitación existente es la fiabilidad de irradiación y demanda programada como datos de entrada, los cuales, aunque son previsiones estadísticas, es difícil que se ajusten a la realidad de manera exacta. Si bien algunas de estas herramientas poseen una interfaz gráfica que puede reflejar el anteproyecto, no están en correlación directa con herramientas de diseño arquitectónico; las ediciones gráficas en los simuladores no actualizan los modelos de diseño, y se requiere doble trabajo o la necesidad de interexportación de modelos virtuales, por lo menos. Además, requiere conocimientos más profundos de ingeniería de sistemas solares respecto a las herramientas descritas para calibrar los modelos al detalle exigido.

Asimismo, se han desarrollado herramientas para interacción de software de simulación solar con diseño

arquitectónico, por ejemplo, el Trnsys® ha incluido el Type 56 y TRNbuild, esta librería posibilita la modulación geométrica y de superficies en la herramienta de arquitectura SketchUp®; no obstante, el modelo debe ser redibujado con una herramienta especial incluida para la creación de zona térmica, que no es la misma del diseño volumétrico.

Entre los softwares más difundidos para análisis de diseño arquitectónico y desempeño ambiental está DesignBuilder, cuyo motor es el modelo Energy Plus. Aunque discontinuados, siguen en uso los módulos Vasari® o Ecotect® de Autodesk, que permiten simular las demandas energéticas y medir de irradiación sobre superficies; son softwares compatibles con el BIM (Building Information Modeling) para diseño arquitectónico Revit de Autodesk, aunque este último al incorporar herramientas de simulación van remplazado a los simuladores especializados energéticos de la marca.

También desde el BIM a partir de la interfaz IFC se puede realizar el análisis externo del rendimiento fotovoltaico a partir de modelos tridimensionales, con el sistema Solarius PV [186]. En el caso del BIM Archicad® puede exportar modelos .IFC para Solarius. Además, este software incorpora el módulo Eco-designer Star® (Figura 38), que posee herramientas integradas para estimar sistemas solares térmicos, fotovoltaicos, y otras tecnologías renovables como geotermia o minieólica [123], [187], aunque no mide los excedentes eléctricos que pueden intercambiarse en conexión a red.

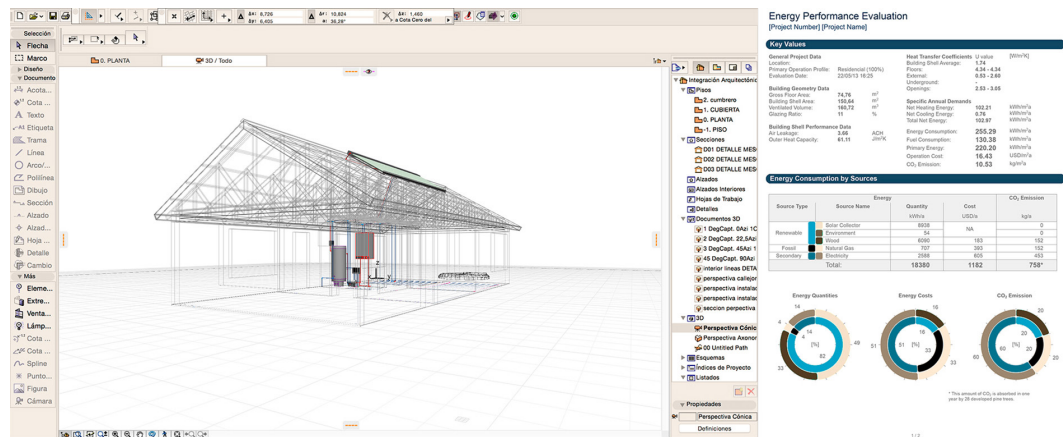


Figura 38. Modelación de la vivienda con sistema de energía solar en Archicad con reporte del módulo Eco-designer
Fuente: Elaboración propia

Estas herramientas para simulación en arquitectura son de programación cerrada y no permiten establecer particularidades de la instalación, por lo tanto, entregan como resultados datos generales, no tan específicos como los simuladores de ingeniería energética. Se trata en todo caso de herramientas para establecer prefactibilidad, lo cual es de mayor utilidad para los diseñadores y permiten conocer las consecuencias generales cuando se produce una edición en el diseño.

La relación formal de los colectores con el diseño del edificio involucra diferentes aristas. Por ejemplo, algunos autores mencionan la integración arquitectónica como una condición especial del captador, formando parte de la edificación en función dual: cumpliendo la función de captación y conversión de irradiación a electricidad y la de ser algún componente arquitectónico necesario (IEA y SHC Task 41, 2012a; Munari, 2009) [66], [188]. No obstante, existen algunas clasificaciones, variaciones o gradaciones respecto a calidades o cualidades dependiendo de la solución adoptada por el diseñador, así como la relación lograda con la edificación.

Posturas de diseño respecto a la integración arquitectónica de colectores solares

Según Kaan y Reijenga (2004) [174], entre las estrategias que el arquitecto puede adoptar para integrar arquitectónicamente los colectores solares están las siguientes:

- Despliegue de colectores, de modo que sean imperceptibles o invisibles, es decir, en mimetización, no denotan dónde empieza o termina la superficie absorbente, no se identifican como colectores solares. Para ello se requiere productos espaciales que tengan aspecto de otros materiales o superficies de envolvente.
- Colectores que se suman e interponen al diseño original; es una estrategia práctica en restauraciones o renovaciones. Se busca uniformidad respecto al material, además de una compaginación rítmica con otros elementos del edificio. Pero no son elementos constitutivos en función dual, se respetan los componentes básicos originales, los que son la verdadera envolvente. Existe el principio de reversibilidad, la edificación puede prescindir de ellos con afectaciones estructurales mínimas.
- Una tercera instancia es la instalación de colectores con integración arquitectónica, pero, además, se busca la influencia notoria de la presencia de los colectores. Se trata de que contribuyan de manera efectiva en la apariencia formal del edificio, de manera decidida durante el diseño.
- Por último, los colectores determinan y conducen la imagen de la edificación y todo el diseño global está regido por el asunto energético. Por lo general, la máxima captación energética va en compaginación con otras medidas de eficiencia energética. La captación solar activa y la maximización energética en sí misma se tornan como aspectos prioritarios en el diseño, en consecuencia, son notorias en el aspecto final de la edificación. Rigen las decisiones proyectuales y, por ende, es posible incluso que existan excedentes energéticos.

Tipos de adopción de colectores solares según el componente de envoltente arquitectónica

Los productos comerciales para integración arquitectónica deben llevar concordancia con el componente de la envoltente que los incorpora, y de acuerdo con ello, pueden ser clasificables. Así, la Agencia Internacional de la Energía define seis posibilidades morfológicas para integrarse arquitectónicamente [103]:

- Placas configuradas para techumbres inclinadas (Figura 39 a).
- Placas como cubierta horizontal en techumbres planas o cercanas a planas (Figura 39 b).
- Filtros solares de techumbre con la presencia de colectores como elementos de cobertura permeable, lo cual también puede provocarse en fachada (Figura 39 c).
- Ventanales fotovoltaicos o filtros solares para ventanas (Figura 39 d).
- Elementos compositivos de fachadas como balaustradas, sombrillas, filtros solares, etc., los cuales pueden ser colectores térmicos o fotovoltaicos (Figura 39 e).
- Recubrimiento o placas de fachada-envoltente, las cuales tienen capacidad aislante y opacos, que son a la vez colectores térmicos o fotovoltaicos (Figura 39 f).

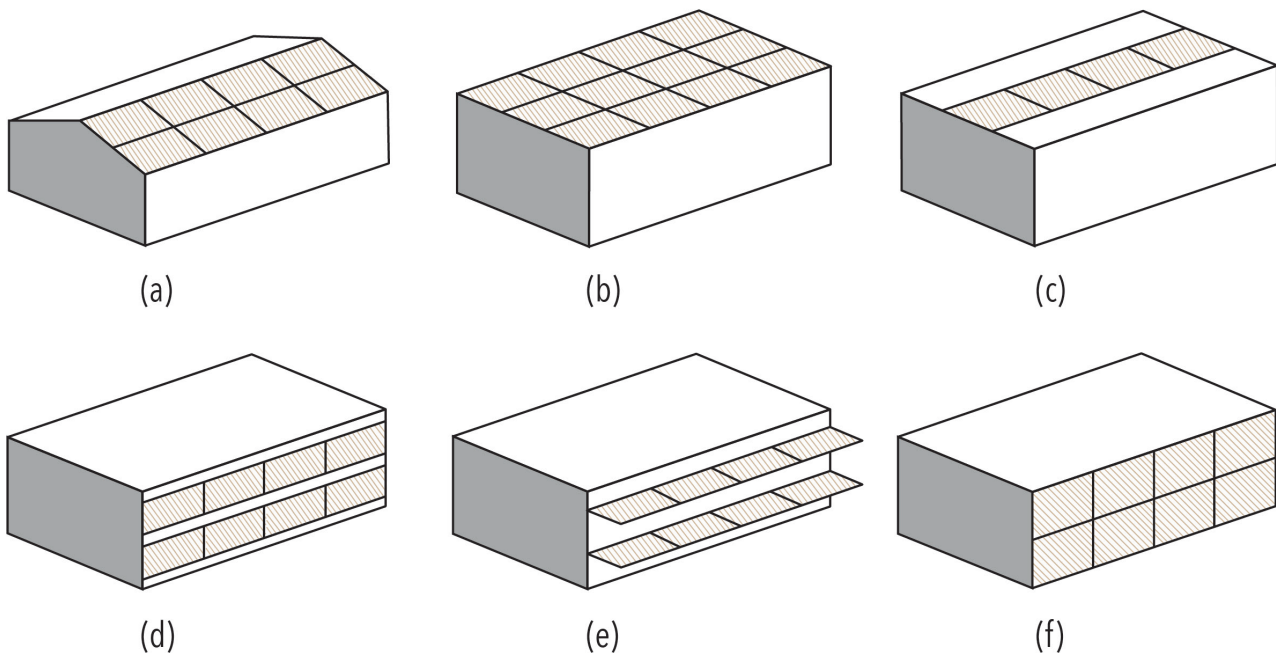


Figura 39. Posibilidades morfológicas que pueden desempeñar colectores solares en edificación
Fuente: Elaboración propia

Definición de niveles de integración arquitectónica de colectores

Con base en las consideraciones previas y bajo análisis a referentes teóricos, estos pueden definirse en cinco niveles, de acuerdo con la mayor o menor consideración de los colectores frente a la arquitectura y a la producción energética.

Nivel 0 – No integrado

Cuando los equipos de captación contribuyen a requerimientos energéticos, pero son independientes geoméricamente respecto al edificio. La forma del despliegue de los colectores o su equipamiento en general no establece relación con alguna parte del edificio. Utilizar la estructura de la edificación como soporte físico, sin otra consideración [174].

Nivel 1 – Integrado formalmente

Se considera que estamos en este nivel, cuando los equipos de captación poseen su superficie de mayor dimensión paralela y coplanar a elementos regulares del edificio, evitando sobresalir como componentes extraños en fachadas o cubiertas. Pero son prescindibles, se pueden retirar porque existe la superficie de cobertura subyacente independiente (ver Auditorio Paolo VI en el Vaticano) [189].

Nivel 2 – Integrado constructivamente

Los equipos poseen una superficie externa mayor en paralelo y coplanar como en el caso anterior, pero, además, cumplen una función de protección a la intemperie del edificio, es decir, siendo envolvente en sí mismo; en otras palabras es parte de la cubierta o revestimiento de la fachada (ver productos Megasol®) [190].

Nivel 3 – Integrado expresivamente

Este nivel de integración es cuando los equipos poseen una superficie externa mayor que aporta al sentido expresivo general del edificio, es decir, es un elemento compositivo. Un ejemplo claro es el edificio Van Heemskerckweg 9 en Venlo, Holanda [174].

Nivel 4 – Integración múltiple

Esta situación se da cuando los equipos contribuyen de manera máxima a los requerimientos energéticos, rigiendo la expresión y forma final del edificio o, dicho de otro modo, el diseño del edificio toma la condicionante de «maximizar la capacidad energética» siendo prioridad en el diseño la eficiencia y autoabastecimiento así como su expresividad. Ejemplo de este caso es el Hotel Heliotrope de Rolf Disch [191].

Los criterios mencionados no implican mejores resultados o una mejor alternativa por sí mismos entre niveles 1 y 4. La adhesión puede ser más oportuna, siempre y cuando sea considerado de forma asertiva respecto al diseño o sea más adecuado el pasar imperceptibles, dependiendo del caso y del resultado. Aunque sí sería por lo menos objetable, desde la perspectiva arquitectónica el nivel 0, «colectores simplemente colocados» en una edificación, sin relación con aspectos arquitectónicos o del edificio en general.

Estándares energéticos de las edificaciones

Las edificaciones en concordancia con el consumo de energía pueden alcanzar distintos estándares de rendimiento, los cuales se describen a continuación acorde a la capacidad.

Estándar Passivhaus

Este es uno de los términos acuñados para definir edificaciones que maximizan el diseño pasivo para reducir al máximo el consumo energético. Es la denominación alemana introducida en el año 2005, que llevada al español significa «habitación pasiva».

A través de distintas estrategias aplicadas tanto al diseño como a la materialización se busca minimizar el consumo energético, enfocado en reducir requerimientos energéticos para alcanzar confort ambiental tanto térmico como lumínico. La aplicación de estrategias está determinada por el clima de la zona y el uso [192]. Así para climas fríos, las estrategias habituales aplicadas son la captación solar pasiva y la adecuada distribución de materiales con masa térmica para que a través de la inercia física del material se pueda almacenar y transferir en el tiempo las ganancias térmicas como forma de almacenamiento. A esto se suma el trabajo de aislar la envolvente para evitar pérdidas o ganancias no deseadas, así como evitar infiltraciones.

A todo ello se debe sumar la captación de iluminación exterior, buscando un equilibrio adecuado en la proporción de vanos, ya que estos a su vez son lugares sensibles para provocar pérdidas.

Al final es estratégico también el reducir la superficie envolvente por volumen construido o habitable, con ello se disminuye la superficie en que se da la transferencia térmica y el intercambio con la temperatura ambiente, importante este último en clima frío. Sin embargo, en clima cálido lo mejor es evitar el ingreso solar directo, en especial en horas vespertinas, y localizar barreras solares en las fachadas que reciben irradiación. Además, provocar la correcta ventilación con la disposición adecuada de vanos para aprovechar las corrientes de aire y también el despliegue estratégico y a desnivel de vanos para conseguir un efecto convectivo natural o efecto stack. Esto se puede complementar con la disposición de fuentes de agua en los recorridos de aire y la colocación estratégica de vegetación.

En localidades de cuatro estaciones la necesidad conduce a combinar las estrategias descritas para los climas extremos descritos, combinándolos de forma estratégica, según la situación puntual. En climas templados como los ecuatoriales andinos, además de utilizar las estrategias descritas antes, resulta por lo general de mayor éxito el maximizar la masa térmica, ya que de existir oscilaciones de temperatura horarias (no estacionales) permite atemperar internamente la edificación trasladando el calor del día a la noche y refrescando a su vez en las horas del día. Para profundizar las estrategias pasivas, se recomienda al lector revisar la guía publicada por Bustamante, Hurtado, Encinas, Martínez y Brahm [193].

No obstante, las medidas de eficiencia energética tienen un límite de reducción de consumo energético, ya que los requerimientos de agua caliente sanitaria, iluminación artificial, electrodomésticos y equipos electrónicos no se solucionan con estrategias pasivas. Son de extrema importancia, sin duda, en escenarios de climas extremos, en los que las demandas son consistentes para la ambientación de las edificaciones y, en segundo lugar, para procurar confort lumínico en horas del día.

Aun así, ya en el año 2007 cuando la integración de fotovoltaicos en edificaciones era quince veces más costosa que los valores actuales, en climas extremos como el canadiense se determinó que la inclusión de generación fotovoltaica y térmica resultaba entonces más económica que el incluir medidas de aislamiento exagerado en la envolvente, como vidrio cámara triple o colocar el doble de aislamiento respecto al estándar [83].

Más reciente, bajo condiciones de estacionalidad no extrema como en la costa de California, para el año 2018 la integración fotovoltaica resulta más conveniente desde costos que el trabajo de aislación convencional con vidrio cámara y aislamiento simple, y solo con un buen control de infiltraciones, como lo ha determinado Barry Cinnamon [152].

La preponderancia de estrategias pasivas pierde aún más la capacidad en condiciones climáticas templadas, no extremas y no estacionales como es el caso de localidades ecuatoriales entre los 2000 y 3000 m s. n. m., en donde con una construcción adecuada se alcanza niveles de confort sin necesidad de sistemas de ambientación; las exigencias energéticas significativas provienen de consumos no asociados con la ambientación térmica.

Estándar Net-Zero

Un siguiente nivel en estándares energéticos es cuando se alcanza una aptitud de balance energético neutro a través de la integración de medidas de eficiencia energéticas complementadas con energías renovables obtenidas en sitio. Esta condición se define también como estándar Zero Energy Buildings (ZEB) o como edificaciones Net-Zero (NZEB). Si bien esta denominación difiere en algunos aspectos de acuerdo con los autores y normas locales [194], nos referiremos con esta denominación a aquellas edificaciones que en el balance anual, generan casi la misma cantidad de energía que la que es consumida.

Es necesario no confundir este concepto con el de edificación autosuficiente energéticamente (Self-sufficient building), ya que este segundo caso corresponde a edificaciones que tienen integrados sistemas tecnológicos que permiten desconectar la edificación de las redes y suministros energéticos para su funcionalidad. Para alcanzar este segundo tipo, las edificaciones tienen que ser eficientes en el consumo, deben integrar capacidad de almacenamiento energético, ya que el modo autoaprovisionarse es desde fuentes intermitentes como la solar, eólica, incluso minihidro o geotermia.

Las edificaciones Net-Zero al requerir que su consumo sea cercano a la energía producida por sí misma sin necesidad de almacenamiento, se alimenta desde redes energéticas urbanas, con la posibilidad de generar intercambio de excedentes cuando la edificación genera más de lo consumido e importa en los momentos de déficit.

También es fundamental el reducir el consumo al mínimo, con estrategias pasivas y equipamiento e instalaciones muy eficientes. Luego estas edificaciones poseen capacidad de generar energía desde distintas fuentes, como fotovoltaica, solar térmica, minieólica, geotermia, estratégicamente escogidas una o más de ellas en concordancia con los recursos existentes en sitio y en coincidencia con las demandas.

Cada caso debe analizarse por separado a través de simulaciones temporales y escenarios de uso. El balance anual es importante porque con ello se garantiza que el balance energético, durante la vida útil, sea cercano a neutro, considerando que en un año se cumple un ciclo climático y las cuatro estaciones. Por lo general las edificaciones dentro de este estándar durante días y períodos generan excedentes.

Nuevas ideas de las edificaciones Net-Zero plantean que estas incluirían dentro de las cargas energéticas a abastecer vehículos eléctricos, desde autos hasta vehículos menores; este planteamiento es un aporte significativo para la reducción de consumo e importaciones energéticas y polución urbana [100]. Sin embargo, en el estándar Net-Zero y también en edificaciones con estándares superiores, los excedentes energéticos y eléctricos plantean un reto en cuanto a las redes eléctricas (Capítulo 2). Tanto la configuración como la capacidad de redes deben adaptarse, ya que están diseñadas para flujos energéticos unidireccionales desde la producción a través de líneas de alta tensión a media y luego baja con la que se da la alimentación urbana, en corriente alterna.

En el caso de generalizarse, por ejemplo, la integración fotovoltaica en una gran proporción o en la totalidad de las edificaciones de una zona urbana, los excedentes pueden ser importantes y provocar sobrevoltajes y saturación en la red. Sin embargo, para una edificación aislada que se integre en la red, con capacidad de generación y consumo residencial, el impacto no sería significativo. El problema surge el momento en que muchas edificaciones se integren a la red, cuando tengan un consumo mínimo durante los momentos de alta irradiación.

Para el estándar Net-Zero, en localidades ecuatoriales andinas en altura media, el requerimiento bajo o nulo para ambientación implica que las demandas de energía se concentren en iluminación artificial, electrodomésticos o equipos electrónicos, agua caliente sanitaria y cocción. Estas demandas pueden ser cubiertas con electricidad de procedencia fotovoltaica y solar térmica en cualquier lugar en esta latitud.

Estándar Plus-Energy

La evolución a este estándar energético va más allá del autoaprovisionamiento. A través del diseño de una edificación y a partir de microunidades de generación (edificaciones) en una comunidad, se alcanza una máxima capacidad energética, que lleva a un balance energético positivo anual. Las edificaciones Plus-Energy, en su desarrollo, se conciben para generar la máxima cantidad de energía incluyendo excedentes y, por ende, una mayor producción respecto al consumo. El planteamiento original fue realizado Rolf Disch [195] en 2010 en su manifiesto, en el cual entre otros aspectos señala:

"... Ahora se gasta la mitad de la energía que requerimos en edificios. Qué alto potencial para ahorrar energía, qué gran oportunidad para arquitectos y urbanistas, propietarios de viviendas, residentes, comercios e industrias, ¡para todos! ¿Estamos realmente viendo la oportunidad y aprovechándola? Las viviendas de bajo consumo y viviendas pasivas han dado algunos pasos en el camino, pero solo con el estándar energético-positivo (Plus-energy) nosotros no solo reducimos el consumo de energía al mínimo y cubrimos el resto con energías renovables autoproducidas, sino que generamos más energía de la necesaria y la compartimos. Todo esto ha sido largamente propuesto y construido, tanto para edificaciones de vivienda, comercios y oficinas; así también para renovaciones o edificaciones nuevas, tanto en el Ecuador como en el Ártico. La única solución ambiental es la edificación energética positiva."

En consecuencia, este planteamiento busca que la energía de consumo urbano sea absorbida en la mayor medida posible a través de los excedentes obtenidos en edificaciones. Si observamos a las distintas especies cómo logran obtener su energía, vemos que consumen recursos de su propio medio y a una velocidad en que estos pueden regenerarse por lo menos, a menos que sea una especie en crisis.

Haciendo de ello un símil al hábitat humano, la energía debería ser obtenida de los recursos próximos como el sol, viento, agua, geotermia, incluso desechos humanos o no, disponibles en sitio, la alternativa

es una máxima generación que trascienda el de la propia edificación para lograr abastecer los consumos de algunas edificaciones contribuyendo con energía a aquellas que dado el elevado consumo no pueden lograr autoabastecerse: edificaciones industriales o algunas comerciales.

Los excedentes también se suministran al equipamiento urbano y al sistema de transporte eléctrico, que acaso por la gran cantidad de energía requerida es imposible que logren abastecerse con sus propios recursos, y requieren hacerlo de otras edificaciones de bajo consumo y con capacidad de lograr excedentes.

El conjunto de edificaciones Plus-Energy sería entonces un componente esencial para alcanzar comunidades Net-Zero [196], [197]. Con autogeneración energética urbana sumada al abastecimiento desde redes externas alimentadas solo de fuentes renovables no contaminantes más el almacenamiento energético micro (individual por predio) o a gran escala (comunitario) se pueden alcanzar comunidades que impacten mínimamente al entorno natural por requerimientos eléctricos.

Al igual que en el estándar anterior, el alcanzar edificaciones Plus-Energy en localidades ecuatoriales ubicadas en altura media es muy factible dado el mínimo o nulo requerimiento de ambientación, sobre todo, en edificaciones bajas de bajo consumo como las residenciales, lo cual será demostrado en el Capítulo 4 de este tratado.

Estándar Powerhouse

El más reciente de los estándares es el planteado en Noruega por firmas de diseño, ingeniería y construcción asociados para alcanzar un paso más allá en los estándares energéticos de edificaciones, el Powerhouse [198]. Alcanzar esta calificación supone el que una edificación tenga un balance energético y de emanaciones neutro; no solo respecto a los consumos de energía por uso, sino durante el ciclo de vida de la edificación considerando sesenta años de vida útil. Para ello es necesaria la consideración no solo de la energía requerida para el funcionamiento, sino, además, las emanaciones relacionadas con los procesos de construcción, reciclado y/o demolición al final. Para alcanzar este estándar es requisito fundamental que en el ámbito energético se trate de una edificación Plus-energy, pero que, además de ser positivo energéticamente sus excedentes alcancen a cubrir la energía requerida para la elaboración de los materiales hasta el proceso de deconstrucción a la final de la vida útil de la edificación. Para ello es necesario considerar una materialización amigable, con materiales de procedencia de reciclado o que permitan reciclabilidad, que además resulten de un proceso de fabricación y montaje con bajo consumo energético y emanaciones mínimas. Este concepto se ha definido recién en el año 2018 y, por lo pronto, existen escasas edificaciones de prototipo que alcanzarían este estándar como el edificio Powerhouse Brattørkaia, localizado en Trondheim Noruega de Snøhetta Architects [199]. Existen otras edificaciones en proceso de concreción. A pesar del clima estacional de emplazamiento de estos prototipos, en países escandinavos, bajo condiciones climáticas extremas, incluyen altas medidas de eficiencia energética, alto contenido de materiales de procedencia vegetal y madera, aislamiento excelente y uniforme, captación

solar pasiva e integración de fotovoltaicos en la cubierta, además, sistemas de bomba de calor de alta eficiencia con alimentación desde geotermia para calefacción.

Para comprobar que se alcanza este estándar es necesario no solo conocer las demandas potenciales de la edificación y el posible balance positivo energético, sino también se requiere información de conocimiento previo como la carga de energía contenida en los materiales, los procesos constructivos y el transporte, por ende, el cálculo del estándar se torna complejo. El Powerhouse es un concepto nuevo aún en desarrollo.

Precisiones y conclusiones

El diseño pasivo más el equipamiento eficiente es esencial, luego, junto con el aprovechamiento solar activo como complemento, permite alcanzar edificaciones energéticamente neutras incluso con consumo negativo.

La opción solar es la alternativa idónea en lugares con elevada irradiación, aunque en zonas de latitudes lejanas al ecuador la energía solar sigue siendo una opción importante, la integración con geotermia o minieólica presentarían mejores posibilidades.

En climas de estacionalidad extrema la limitación para el aprovechamiento solar activo es la disponibilidad de irradiación estable anual, la cual resulta reducida durante meses y la poca disponible resulta débil y tangencial; en segundo lugar, la fluctuación estacional implica producción abundante en una época del año y mínima en otra época; y, en tercer lugar, la marcada diferencia de consumo energético existente entre estaciones que es inversamente proporcional a la presencia de irradiación.

Es preciso tener en cuenta que las simulaciones preconstructivas están asociadas a demandas energéticas teóricas, que en la realidad es improbable que se cumplan [200], sin embargo tienen la importancia de poder realizar análisis durante el proceso de diseño. Además, se discutieron las similitudes y diferencias de las dos tecnologías solares para integrarlas en las edificaciones, siendo el aspecto más importante la sencillez tecnológica de los colectores térmicos frente a los fotovoltaicos, incluso posibles de ser fabricados de forma artesanal, pero con capacidad de absorber solo demandas térmicas, lo que implica una baja versatilidad. En tanto el desarrollo tecnológico de los fotovoltaicos –hasta hace poco considerados de alto costo, y que sigue aún en el imaginario común como una alternativa costosa–, ha impulsado e incrementado su eficiencia, además, ha significado una reducción drástica en costos, como consecuencia de su masificación [201].

Hoy por hoy la fotovoltaica se trata de la fuente energética con más crecimiento respecto a cualquier otra

fuerza eléctrica, renovable o no. Por varios aspectos recientes es razonable considerar que esta prevalecerá sobre la solar térmica, al ser más fácil su gestión como se precisó en el Capítulo 2. Además, la calidad energética de la electricidad y, sobre todo, el crecimiento del transporte eléctrico, se prevé será la mitad de sistemas de movilidad para el año 2050, implica un crecimiento del consumo eléctrico en el futuro [78].

En cuanto a consideraciones arquitectónicas y posturas de diseño, existen ya en el mercado productos concebidos para la inserción arquitectónica con capacidad de incorporarse en edificios, pasar desapercibidos o ser elementos para una composición arquitectónica. La perspectiva quizás opuesta es buscar un resultado expresivo del edificio consecuente con la expresión misma de los colectores desplegados, potenciando su expresión. Entre los dos extremos existen posturas medias. Es evidente que no es posible definir de manera absoluta cuál es más adecuada, pues, por ejemplo, un edificio patrimonial emplazado en un contexto histórico es distinto a uno localizado en un lugar sin valor especial.

En cuanto a los niveles de integración propuestos, el nivel 0 vendría a representar la no consideración arquitectónica aspectual del despliegue de los colectores, postura que afecta definitivamente el aspecto arquitectónico; el otro nivel extremo (nivel 4) sería cuando el edificio es diseñado para maximizar la producción energética y ello influye en la arquitectura, siendo la configuración espacial consecuencia de la eficiencia y producción energética. Entre estos dos extremos existen niveles intermedios como la mimetización e integración aspectual constructiva.

La aplicación de los colectores puede darse en cualquier elemento envolvente, tanto techos como muros exteriores, además, parasoles, balaustradas, incluso ventanas transparentes o traslúcidas [202].

La adopción de cualquiera elemento arquitectónico como recolector solar debería ser el resultado, sobre todo, concordante con el problema energético a resolver, no solo de la cantidad y tipo de energía provista, también coincidente con la temporalidad.

Por último, la reducción del costo de las energías renovables y, de manera especial, la fotovoltaica para edificaciones, ha resultado en la evolución de distintos estándares energéticos. Este desarrollo va desde considerar el estándar de máxima eficiencia energética hasta pensar en las edificaciones y la arquitectura como una opción resiliente, con capacidad de lograr un balance neutral en energía y emanaciones con el medioambiente, durante su ciclo de vida.

4

La capacidad solar en
arquitectura y ciudades
andinas y ecuatoriales. Cuenca
como caso de análisis

El asunto político

La microgeneración energética, entendiéndose como pequeñas plantas de producción para autoconsumo y obtención de eventuales excedentes, es un ámbito con extraordinario futuro en el Ecuador. En lo económico tiene un gran potencial por ser un generador importante de empleo y recursos. La IEA ha calculado que con microgeneración fotovoltaica se multiplicaría hasta por diez los puestos de trabajo frente a aquellos requeridos para el tipo de generación convencional en termogeneración y seis veces más respecto a hidroeléctricas. Con la obtención de energía solar térmica es alrededor de seis veces más frente a termogeneración y tres veces más respecto a hidroeléctricas [5]. A pesar del alto aporte de contribución en empleo, el resultado no se refleja en un incremento de costo de la energía como podría esperarse. Se desarrollan fuentes de trabajo locales a partir de recursos que se distribuyen para micro o medianas empresas de instalación y de mantenimiento de microgeneradores, en lugar de gastar estos mismos recursos en importar y transportar la energía, en gran parte financiando empresas transnacionales.

En Ecuador, la posibilidad de microgeneración implica potencialmente que los recursos del Estado destinados para la importación de hidrocarburos o construir megacentrales hidroeléctricas, pueden destinarse a mano de obra local para instalaciones y mantenimiento de miles de microproductores, más allá de la necesidad de importar los equipos tecnológicos. En el caso ecuatoriano, los propios recursos destinados a subsidios serían una solución muy importante para subsidiar la microgeneración, con la diferencia de que ahora estos se destinan a empresas hidrocarburíferas, y en gran medida, para importaciones implicando la salida de recursos públicos. Se podría complementar impulsando la industria nacional para generar productos locales, fábricas de colectores y almacenamiento solar térmico, de esta última industria ya existente [203]. Por ahora, la inclusión de alternativas de microgeneración es menos atractiva ya que el impulso está dirigido a subsidiar combustibles.

La posibilidad de microgeneración eléctrica en Ecuador para autoconsumo se ha habilitado desde 2018 legislándose la obligatoriedad de permitir de parte de las empresas distribuidoras a los usuarios el producir para el autoconsumo, utilizando la red como respaldo. Desde el 2019 está disponible la normativa práctica del Arconel para viabilizar técnicamente y permitir ya aprobar la conexión a red [204].

En Ecuador la cuestión energética, desde años atrás, tiene connotación política de tratamiento complejo, se ha tratado de eliminar o reducir la subvención de combustibles desde 1996 [205].

En octubre de 2019 se vivieron momentos difíciles y protestas al eliminarse parcialmente subsidios, con el fin de contrarrestar los efectos de la iliquidez por endeudamiento estatal sumado a la deuda social [206]. Los subsidios ocasionan cuantiosos gastos para el Estado, recursos que llegaron a cuarenta y un mil millones de dólares entre 1989 a 2015 [207]. En el 2015, la proporción de este gasto fue de alrededor de 62,53% en diésel; 17,44% para gasolina; el 16,21% para GLP (gas licuado de petróleo). Estos

subsidios suponen ayudas económicas para los estratos más bajos en su concepción original, pero que resultan ineficientes en cuanto a esta intención, por cada dólar que llega al quintil de menores ingresos, aproximadamente seis se destinan al quintil socioeconómico más alto; pero por otra parte el incremento de veinticinco centavos por litro de combustible, implica hasta 5% de gasto mensual para las familias con menos ingresos, una magnitud muy significativa [208].

En Ecuador los incentivos económicos a combustibles fósiles impiden el desarrollo de cualquier alternativa de microgeneración y autoabastecimiento, por más que en su tecnología haya alcanzado precios competitivos o Grid-Parity (término asociado a cuando una fuente energética promovida políticamente alcanza por lo menos el valor comercial y no requiere incentivo) en el mercado internacional. A escala comercial la competitividad de precio será posible cuanto exista la decisión política para promover, ayudar y subsidiar las tecnologías emergentes. Sin duda, esto es un impacto para una sociedad que tiene muy arraigada la costumbre de un Estado proveedor de energía a precios reducidos como una obligación. Los habitantes se desentienden de su papel y capacidad de autoabastecerse al obtener un recurso barato y fácil.

Como consecuencias están la contaminación e impacto a la naturaleza, implicancias que no son consideradas, como la masificación de represas eléctricas a lo largo de los cauces de los ríos. Resulta paradójico que políticos ambientalistas exijan combustibles económicos a pesar del alto impacto que implica pues se afectan zonas agrestes incluso muy protegidas y estratégicas en la Amazonía; los costos de impacto no son considerados en el precio de la energía.

Por el propio principio y teniendo en cuenta las leyes de la termodinámica, es evidente la ineficiencia y pérdidas por traslado y transmisión, más aún, cuando los costos de la energía se incrementa por el peso y volumen (por ejemplo, camiones y barcos). Una alta cantidad de energía se destina a llevar la propia energía (por ejemplo, cilindros de GLP). Todo esto frente a una potencial energía primaria que cae del cielo sin costo y en sitio.

La introducción masiva de autogeneración solar es un camino propicio para lograr mejorar su accesibilidad, democratizar y alcanzar seguridad energética indistintamente de la coyuntura internacional, crecimiento económico, con un aporte de aire limpio en las ciudades y una contribución significativa para mitigar el calentamiento global (este último como una amenaza a la población de países en desarrollo y costeros como es el caso del Ecuador).

Además, el subsidio implica efectos colaterales que reducen la calidad de vida de la población, afecta el desarrollo de las ciudades promoviendo un crecimiento disperso y el incremento de automotores particulares [39]. Combustibles económicos desincentivan el ahorro de los mismos en las clases pudientes. Los países en desarrollo en donde se concentran estos subsidios, son los que presentan un significativo aumento de gases de efecto invernadero, por el crecimiento económico y colateralmente un mayor acce-

so a fuentes energéticas fósiles, sumado al mayor crecimiento poblacional.

En la segunda década del siglo XXI, el Gobierno ecuatoriano introdujo políticas para reducir de forma paulatina el consumo de combustibles invirtiendo en centrales hidroeléctricas [209] complementado con políticas para la introducción masiva de cocinas de inducción [210]. Pero la preferencia de las tecnologías limpias sobre las contaminantes, no es viable sin incentivos económicos para las primeras, por lo menos hasta que posibilite un desarrollo inicial. El costo de \$1,60 USD por cilindro de 15 Kg de GLP y el precio reducido por el diesel (subsidio que está en proceso de eliminación durante 2021) han significado el resago de las energías renovables. Es necesario la promoción de vehículos eléctricos, especialmente de transporte público, como pequeños de uso unipersonal. Esto exige modificaciones en redes viales y configuración urbana.

Esta situación normal para los ciudadanos refleja un desconocimiento profundo de lo que lleva el aprovechamiento de dichos recursos a un Estado con deficiencias en aspectos primordiales como salud y educación; además, sin considerar el costo financiero del uso masivo de fuentes energéticas contaminantes en la salud. Es necesario profundizar la investigación respecto a una introducción decidida de subsidios para las alternativas limpias y para la microgeneración, así como conciencia social de otras alternativas. Es prioritario entregar por lo menos fuentes de financiamiento a tecnologías de autoaprovisionamiento; los altos costos de la inversión inicial son una barrera a solventarse.

Reducir el impacto ambiental por la obtención de energía, así procedan de fuentes renovables, es esencial; el impacto de la generación a gran escala tanto para la fuente eólica [211], hidroeléctricas [212], incluso las propias solares y fotovoltaicas [9] ha sido ya analizado. Seguir financiando el crecimiento del consumo eléctrico a través de priorizar la fuente hidroeléctrica traerá sin duda una afectación irreversible a los cauces hídricos. Si bien el país, por sus condiciones geográficas, posee un potencial hídrico muy alto, es fundamental el diversificar fuentes energéticas para lograr una matriz energética fiable. Los efectos del calentamiento global ya provocan modificaciones climáticas aún no dimensionadas que pueden arriesgar también las fuentes energéticas hídricas.

En el ámbito de la arquitectura internacional, la expansión de productos solares para integración arquitectónica entre los años 2013 y 2019 es ya de alrededor del 19% anual [213], [214], pero en el Ecuador han sido casi nulas. Dado que más del 50% de la población vive en zonas urbanas, en el futuro este porcentaje se incrementará, se requiere analizar alternativas para que las ciudades puedan aprovechar la irradiación, como por ejemplo, desplegar placas de silicio típicas en lugares en que no queden mayormente expuestas [215]-[217] o de manera intencionada dando un carácter formal [218]; o una postura opuesta, que sería la colocación de productos fotovoltaicos para integración y mimetización arquitectónica [219], [220].

Es necesario desde la perspectiva arquitectónica y urbanística el prever y viabilizar estas instalaciones siguiendo la tendencia mundial, considerando que incluso en centros urbanos o inmuebles de alto valor patrimonial, se permite la instalación de microgeneración a pesar de que puede en mayor o menor

medida provocar afectaciones estéticas, ya priorizando el medioambiente.

En el caso concreto de la ciudad andina de Cuenca, se ha predeterminado un potencial concreto de autogeneración de hasta un 10% con fotovoltaicos y 2% adicional con solar térmico [221]. Pero, este limitado margen no es consecuencia de la falta de irradiación de superficies de techumbre, sino por el alto consumo de combustibles para transporte, que representa un 60% del consumo total urbano. A ello se suma los altos niveles de utilización de GLP para cocción y agua caliente sanitaria, impulsada por el fuerte incentivo a su utilización.

Rendimiento fotovoltaico en localidades ecuatoriales andinas

A continuación, se presenta desde la metodología aplicada por Ismael Izquierdo y Gustavo Pacheco, con la cual se pudo afinar un modelo para prever el rendimiento de fotovoltaicos bajo clima ecuatorial andino. El detalle puede encontrarse publicado por Izquierdo et al. (2019) [222]. Se precisan los aspectos de dichos estudios reflejando los principales hallazgos. Desde estos modelos de simulación se desarrollan a posteriori estimaciones de potencial fotovoltaico en distintas tipologías de sectores urbanos y edificaciones.

En localidades próximas a la línea ecuatorial son escasos los estudios de rendimiento fotovoltaico con particularidades climáticas. Los criterios de incidencia solar de acuerdo con la orientación e inclinación no eran claros, como los existentes en otras zonas del planeta, las que poseen incidencia estacional en el clima [223]. Aspectos como altos niveles de irradiación con nubosidad inestable en el tiempo, condiciones como temperatura en fotovoltaicos por la abundancia de rayos ultravioletas en localidades altas, inciden y difieren respecto a distintas ciudades. Bajo las reglas típicas aplicadas en el mundo, la disposición para maximizar la captación y producción en el Ecuador sería disponer fotovoltaicos casi horizontales. Sin embargo, esta disposición, provoca acumulación de suciedad, y con ello pérdidas de rendimiento entre el 5% [127] y 35% [224].

Para analizar el rendimiento fotovoltaico en Cuenca se planteó una metodología que considera distintas inclinaciones y orientaciones. Esta ciudad es una localidad representativa para el clima ecuatorial andino, lo cual ya se presentó en el capítulo 1 y Tabla 1. Para su realización se calibró un modelo de simulación en el programa SAM (System Advisor Model) [225].

La estrategia aplicada fue la toma de lecturas en placas monocristalinas de 36 celdas. Se encontraron condiciones y consecuencias de rendimiento fotovoltaico bajo orientación, inclinación y pérdidas de eficiencia por acumulación de suciedad y por incrementos de temperatura, para ello se tomaron medi-

ciones de condiciones climáticas simultáneamente. La calibración del modelo se da por la medición en períodos de una semana de cada disposición de fotovoltaicos (orientación e inclinación). Se considera este período por la variabilidad climática de todo el año y como esta se refleja en lapsos de una semana, se considera como válido. Además, se analizaron parámetros de pérdidas de desempeño debido a la acumulación de suciedad. El estudio se resume a continuación.

Rendimiento fotovoltaico en zona ecuatorial andina

Se instalaron y midieron el rendimiento de tres paneles fotovoltaicos monocristalinos idénticos, colocándose en inclinaciones con correspondencia a pendientes típicas de las techumbres locales (diciembre de 2016 y enero de 2017). Al mismo tiempo, se tomaron mediciones ambientales obtenidas en tiempo real. Cada panel tiene una potencia nominal de 100 W, cuyas dimensiones son 0,54 m de ancho y 1,2 m de largo de 36 celdas, conectados eléctricamente a un conjunto de resistencias variables empleadas como cargas y a uno de medición (Figura 40). Se tomaron datos en corriente continua de voltaje y potencia en intervalos de cinco minutos, que luego fueron transformados a intervalos horarios.

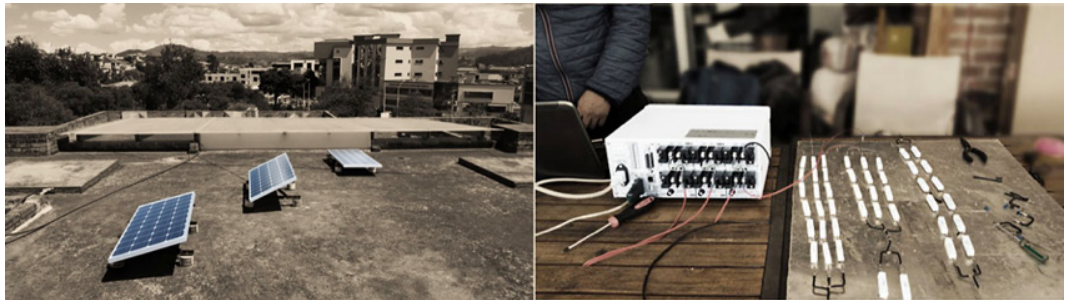


Figura 40. Paneles solares monocristalinos y equipo de medición

Las mediciones se aplicaron según la inclinación y orientación de los paneles. Además, se obtuvieron datos de un panel dispuesto horizontalmente como posición de control y como caso comparativo base respecto a los otros. De acuerdo con las inclinaciones de las techumbres los paneles se ubicaron a $14,00^\circ$ (caso representativo para cubiertas metálicas o de fibrocemento), $18,26^\circ$ (inclinación característica para cubiertas de teja) y $26,56^\circ$ (para techumbre con inclinación pronunciada, para techos habitados, 50% de pendiente); cada caso en todas las orientaciones: N, S, E, O con lo que se valida el modelo en SAM. Para la medición de rendimiento acorde a inclinación y orientación, se utilizó la metodología mostrada en la Tabla 6.

Tabla 6

Variación paramétrica para medir el desempeño de paneles monocristalinos en base a su inclinación y orientación

ESTE				
Día	Panel 1	Panel 2	Panel 3	
1	0°	14,00°	18,26°	
2	0°	18,26°	26,56°	
3	0°	26,56°	14,00°	

SUR				
Día	Panel 1	Panel 2	Panel 3	
4	0°	14,00°	18,26°	
5	0°	18,26°	26,56°	
6	0°	26,56°	14,00°	

OESTE				
Día	Panel 1	Panel 2	Panel 3	
7	0°	14,00°	18,26°	
8	0°	18,26°	26,56°	
9	0°	26,56°	14,00°	

NORTE				
Día	Panel 1	Panel 2	Panel 3	
10	0°	14,00°	18,26°	
11	0°	18,26°	26,56°	
12	0°	26,56°	14,00°	

De las cuatro configuraciones analizadas, se seleccionó la óptima tomando en cuenta los valores de producción energética promedio durante los días de medición. Para encontrar las pérdidas energéticas por la acumulación de suciedad, se realizaron mediciones semanales del desempeño fotovoltaico durante veintidós días. Para ello uno de los paneles cumplió la función de control con limpieza constante, mientras que los dos se mantuvieron bajo condiciones de afectación por suciedad. Por las constantes precipitaciones en Cuenca, los paneles que no recibieron mantenimiento de forma manual, presentaron cambios en la superficie por efecto de la lluvia que limpia los paneles. El clima local montañoso muestra alta pluviosidad, sobre todo, constante, sin sequías prolongadas, las precipitaciones están presentes durante todo el año en mayor o menor medida, pero recurrentes; el mes de mínima pluviosidad registra por lo menos 24 mm (julio) y los meses próximos duplican esta magnitud [73].

También se analizó el parámetro de pérdidas por sobrecalentamiento de las celdas fotovoltaicas. Se midió este efecto a la salida de paneles y la temperatura superficial de los mismos.

Con los resultados y calculadas las pérdidas por acumulación de suciedad y por rangos de irradiación se procedió a calibrar el modelo en SAM. La información incorporada y tomada de lecturas en sitio fue un archivo climático con reporte horario de la localidad, desde información climática del año 2016 generado basándose en valores horarios de radiación directa (Wh/m^2), radiación difusa (Wh/m^2), radiación global (Wh/m^2), humedad relativa (%), ángulo cenital ($^\circ$), presión atmosférica (mbar), temperatura ambiente ($^\circ\text{C}$), precipitación (mm), dirección y velocidad del viento ($^\circ$ y m/s), información mínima para calibrar la herramienta.

Por otra parte, es recomendable para la simulación fotovoltaica, no utilizar ficheros climáticos que sean el resultado promedio de varios meses, porque en estos archivos, como los TMY (año típico meteorológico, por su traducción en inglés), eliminan condiciones climáticas extremas que se registran eventualmente cada año. Además, también para la calibración del modelo se registraron pérdidas por procesos de gestión de energía de forma proporcional. Para ello se conectó un inversor con eficiencia del 99% según la especificación del producto. Las pérdidas en el sistema fueron establecidas de acuerdo con las lecturas de eficiencia obtenidas in situ. Con los datos de rendimientos simulados se generó una base de datos comparable con los valores medidos in situ y se calcularon los niveles de coincidencia de la simulación respecto a los medidos en la generación real.

Una vez calibrado el modelo se procedió a simular el rendimiento fotovoltaico anual de una superficie de captación de $0,65 \text{ m}^2$ acorde a las distintas condiciones de orientación e inclinación. Lo más significativo y particular encontrado fue que, bajo el contexto de estudio, el mejor rendimiento fotovoltaico luego de la disposición horizontal es con la orientación al este con la inclinación más baja de las analizadas, es decir, con 14° ; no obstante, en una magnitud de apenas el 8,8% superior respecto a la peor disposición, que resultó la oeste con la máxima inclinación ($26,56^\circ$). Todas las otras orientaciones e inclinaciones son producciones intermedias. Más allá de esta serie de rendimientos encontrados, la conclusión más importante es que con una inclinación menor a 30° , cualquier orientación de fotovoltaicos resulta en una buena generación, ya que una diferencia de 9% resulta menor respecto a las pérdidas de rendimiento global que

se observan en países con estacionalidad. En localidades en donde los fotovoltaicos se han difundido, ya se consideran superficies de captación aptas a pesar de la reducción de producción por orientación e inclinación; por ejemplo, orientar al este u oeste en el hemisferio norte, igual se consideran dada la reducción de costos fotovoltaicos [226].

Para el análisis de influencia de suciedad, en la primera semana de mediciones no presentó pérdidas en el desempeño por la cantidad de precipitación acumulada semanal (41,8 mm); en la segunda semana de monitoreo se registró un total de precipitación de 6 mm, que provocó manchas de suciedad en la superficie y una disminución poco significativa (0,7%).

En la tercera semana de toma de datos se dio el período más largo sin lluvia, fue evidente la presencia de material depositado en la superficie fotovoltaica; las mediciones mostraron una reducción máxima de 3,68% y una mínima de 1,87%, considerándose una situación promedio de 2,77%. Si bien pueden darse períodos más extensos sin lluvia, se demuestra que el efecto de la misma limpia los depósitos de polvo y partículas urbanas.

A partir de los datos obtenidos se pudo establecer una base comparativa para calibrar y validar el modelo en SAM, el cual se genera a partir de los parámetros especificados en la metodología. Se compararon los resultados del modelo con los de las mediciones in situ del panel horizontal.

Por último, se midió la fiabilidad del modelo, considerando todos los parámetros utilizados. Considerando el error de sesgo medio o MBE (Mean Bias Error) y su valor normalizado, el modelo subestimó el desempeño del sistema en un 1,61%. El comportamiento real del sistema y el estimado por el modelo en SAM para 12 días de medición tomando en cuenta otras calibraciones similares [227] se encuentra en una posición aceptable.

La estimación de temperatura de las celdas fotovoltaicas del modelo difiere de las mediciones realizadas in situ. Para su comparación se empleó la temperatura promedio anual de la base de datos del modelo por defecto ya que, para los mismos niveles de radiación, la temperatura modelada teóricamente es similar a lo largo del año; mientras que para la temperatura in situ se tomaron mediciones puntuales durante el día. La diferencia encontrada fue importante, en promedio de 13,33 °C, diferencia que puede resultar de la intensidad de rayos UV, por tratarse de una locación en altura.

Con los valores de estas métricas se determinó que el modelo era válido. Se estimó la producción energética en períodos más prolongados; con la disponibilidad del archivo climático se introdujo en el modelo las condiciones ambientales para el resto del año. Se obtuvieron los mejores rendimientos según la disposición de los fotovoltaicos respecto al firmamento y puntos cardinales.

Al comparar el rendimiento respecto a las distintas disposiciones respecto a la atmósfera, la mayor producción se da en disposiciones con inclinaciones menores respecto a la horizontal, pero, en producción anual, la diferencia de producción es baja, entre 116,25 y 117,21 kWh/año. Sin embargo, en lecturas mensuales se aprecia una generación más marcada, entre 7,33 kWh/mes en el mes de julio (mes con mínima irradiación) y 12,19 kWh/mes en noviembre (máxima irradiación) (Figura 41).

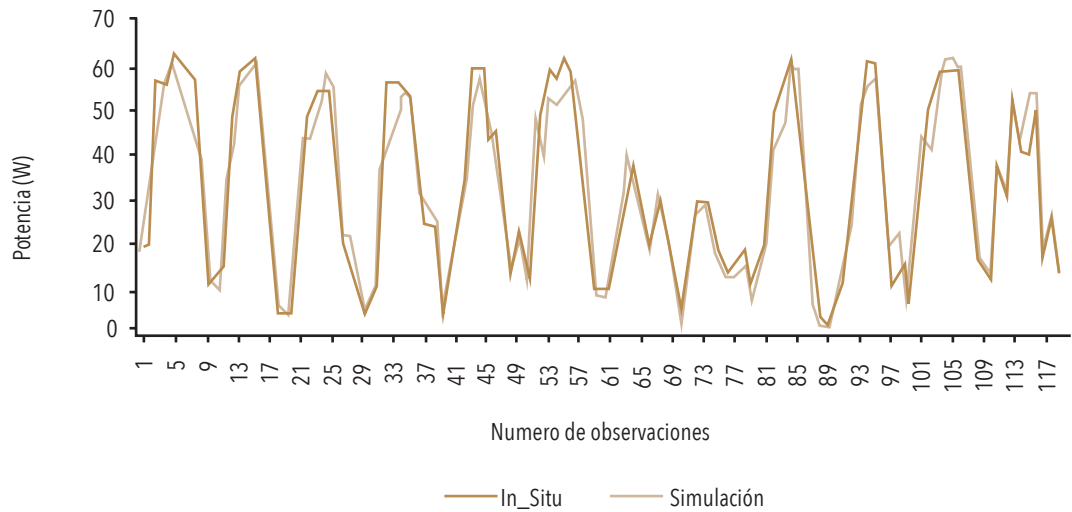


Figura 41. Rendimientos resultantes fotovoltaicos frente a rendimientos reales medidos in situ

Esto refleja la estabilidad de producción existente en el contexto, frente a estudios de rendimiento fotovoltaico en clima estacional moderado (38° latitud sur), en donde se observa que la generación se triplica en meses de verano [228]; y en climas con estacionalidad marcada, como Helsinki (Finlandia), en latitud extrema (60° latitud norte) en donde se observa la producción en verano excede en más de diez veces sobre la de invierno. Esto se traduce en una ventaja obvia de las zonas ecuatoriales ya que sería más adaptable frente a demandas de edificaciones y urbanas.

Al analizar la información climática de un año, se verifica que, en balance anual, existe mayor proporción de irradiación directa en las mañanas, por esta condición del clima local resulta la superior producción energética en la orientación este (Figura 42).

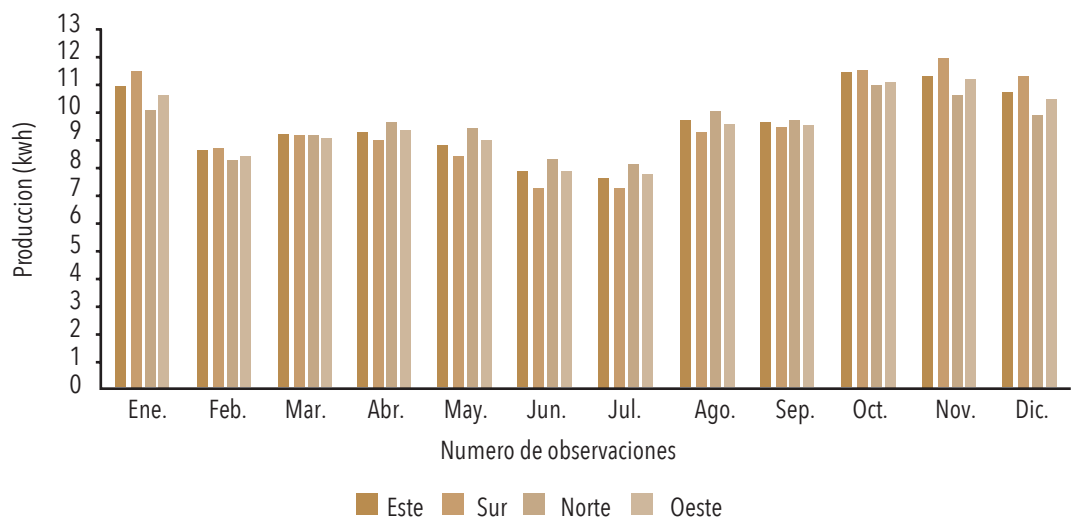


Figura 42. Producción mensual fotovoltaica de placa de 36 celdas, acorde a distintas orientaciones [222]

Mediante ajustes a condiciones puntuales locales en una serie de parámetros, el modelo SAM puede emplearse con buena coincidencia en la ciudad de Cuenca, Ecuador, entregando un modelo fiable para proyectar una posible generación fotovoltaica. Por otra parte, en el caso de las pérdidas por efecto de la temperatura se miden como valores elevados bajo presencia de alta irradiación, explicable por condiciones constructivas de las celdas o por la cantidad de irradiación con elevados índices de rayos ultravioletas, siendo este un parámetro de relevancia durante la calibración del modelo.

El rendimiento fotovoltaico anual es similar en cualquier orientación e inclinación. Cerca de los meses de junio-julio se produce un 40% menos de electricidad (mes de mínima irradiación) frente a noviembre (mes de máxima irradiación). A pesar de ello, la producción es estable respecto a otras latitudes. Esto indica que bajo condiciones de generación urbana a gran escala se torna en una situación con mejor adaptabilidad a una red inteligente o Smart Grid. Si bien los rendimientos obtenidos en este estudio pronto quedan desactualizados por el incremento de eficiencia de la tecnología fotovoltaica, el modelo y las proporciones de rendimiento detectadas en concordancia a inclinación y orientación se esperan sean similares, pero con productos más eficientes.

Rendimiento solar térmico en zona ecuatorial andina

La capacidad solar térmica para agua caliente sanitaria residencial se ve menos influenciada por la superficie apta para captar irradiación, al tener que abastecerse de demandas térmicas menores, es decir, con reducido volumen energético por residente.

En un estudio local para Cuenca, se estableció que el requerimiento aproximado de agua caliente estaría en el orden de $0,005 \text{ m}^3$ por persona a una temperatura de 60°C . Ello supondría según este estudio la necesidad de $4450,0 \text{ kWh/año}$ para un grupo de cuatro integrantes [229]. Los colectores solares térmicos comerciales tienen una superficie de captación de alrededor de 2 m^2 . Considerando una contribución solar factible del 70% [230], se requiere por lo menos una producción de $1557,5 \text{ kWh/m}^2$ al año para una familia de cuatro personas, considerando un consumo entre 30 l a 60°C a 80 l a 55°C , parámetros tomados por la norma ecuatoriana [231].

La irradiación disponible en Cuenca es de alrededor de $1528,5 \text{ kWh/m}^2$ al año, lo cual refleja que un colector no alcanzaría a suplir la demanda total. Ello implica que es necesario por lo menos 4 m^2 para un almacenamiento de 200 l y esto puede significar un abastecimiento del 89% [230]. Una fracción solar térmica para ACS cercana al 90% es impráctica en países estacionales por el sobredimensionamiento descrito en el capítulo 3, pero bajo condiciones de estabilidad de irradiación ecuatorial, existe facilidad para lograr una fracción significativa, al reducirse la curva alta de sobreproducción en meses de verano. Estos datos son preliminares, desde consumos e irradiación adecuada, como la existente en esta ciudad. Aún está en proceso de investigación cuál de las tecnologías solares térmicas disponibles sería la mejor opción para Cuenca, si los colectores de placa plana o los de tubos de vacío. En el proyecto de investiga-

ción "Calibración de modelo F-Chart para colectores solares térmicos con parametrización y validación acorde a disposiciones típicas para integración arquitectónica en climas ecuatoriales andinos" se están planteando resultados tentativos a ser comprobados. En dicho proyecto dirigido por los autores de este tratado, entre los resultados principales estarán el establecer la mejor o peor aptitud de entre estas tecnologías para uso residencial, así como el rendimiento en cuanto a orientación e inclinación. Por ejemplo, al aplicar el modelo F-Chart para una familia de cuatro personas, considerando una temperatura de uso de 50 °C y 50 l por persona, con un calentador de agua de tubos de vacío, el indicador de abastecimiento solar alcanza el 61,18%; con dos colectores casi un 94% (Figura 43). Con un colector se observa que, en septiembre, el mes de mayor fracción solar se alcanza abastecer un 71% y el mes de mínima fracción es junio, con una fracción solar de casi el 45%.

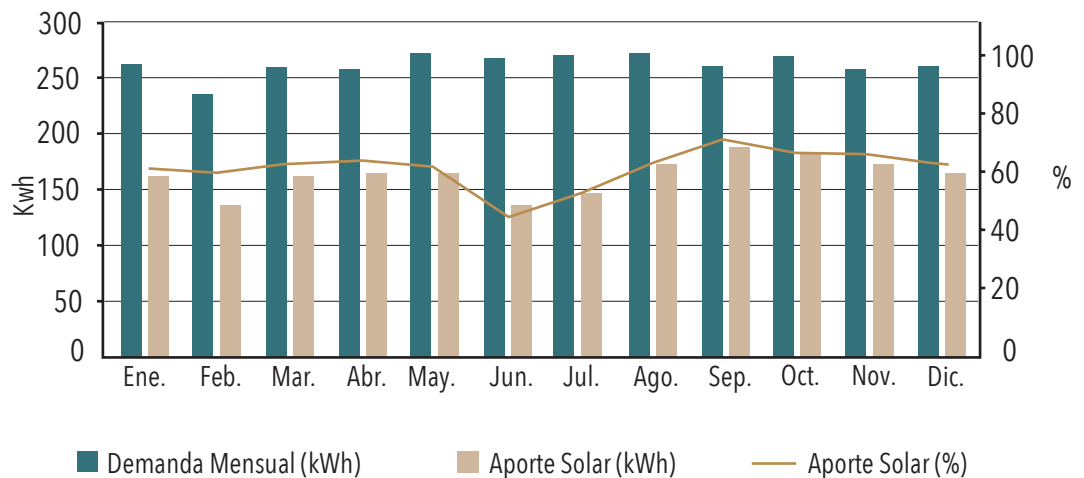


Figura 43. Fracción solar mensual estimada en colector de tubos de vacío en el clima de Cuenca, Ecuador

Los colectores están con inclinación mínima recomendable (15°) respecto a la horizontal, estos han sido denominados ETC (Evacuated Tube Collectors) para los de tubos de vacío y FPC (Flap Plate Collectors) para los de placa plana; trabajo futuro es la toma de mediciones en inclinaciones superiores de 18°, 26° y 45°. Los de tubos de vacío están orientados el ETC01 al sur y el ETC02 al oeste; los FPC están el FPC 01 al este y el FPC 02, al norte. La superficie absorbente de irradiación de los ETC es de 1,89 m² (aunque ocupan una superficie cercana a los 3 m²) frente a 1,83 m² de superficie absorbente de los de placa plana. Son magnitudes cercanas a las consideradas para este tipo de colectores de 2 m². Siendo una superficie absorbente 3% superior el de tubos de vacío, aunque en ocupación real, es 50% mayor. (Figura 44)

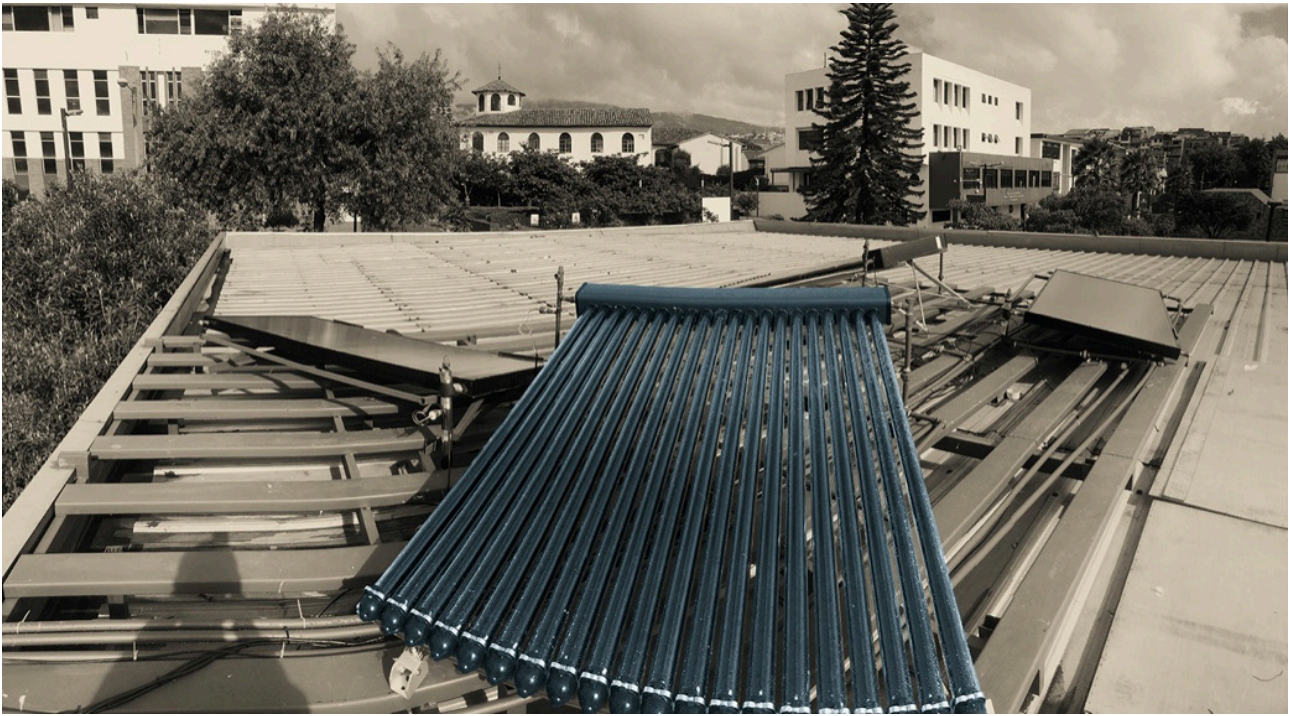


Figura 44. Instalación de bancada de pruebas de colectores solares térmicos en Cuenca, Ecuador

En la Figura 45 se grafica la temperatura de los colectores respecto a irradiación disponible, se aprecia que la afectación por la orientación es menor comparada con la diferencia por tecnología. No obstante, en los de tubos de vacío se observa un mejor rendimiento del colector orientado al oeste respecto al orientado hacia el sur, situación explicable que resulta de incidencia solar directa, pero con bloqueo entre los tubos por el recorrido solar perpendicular a estos, efecto que no se da en la orientación este-oeste, con los tubos paralelos al recorrido solar.

En cuanto a los de placa plana, con rendimiento menor a los de tubos de vacío, se ven muy similares las curvas, con mejor producción el orientado al este en la mañana (FPC01) y que se equipara al rendimiento del orientado hacia el norte (FPC02) a partir del mediodía. Lo que, preliminarmente, se ha podido establecer con estos datos iniciales y considerando días de elevada y mínima irradiación es que la temperatura de calentamiento es siempre superior en los colectores de tubos de vacío, situación explicable por la temperatura del aire y pérdidas menores por convección. En el día de mínima irradiación los de placa plana casi no entregan aporte térmico frente a los de placa plana que sí calientan el agua alrededor de 20 °C en el recorrido del colector.

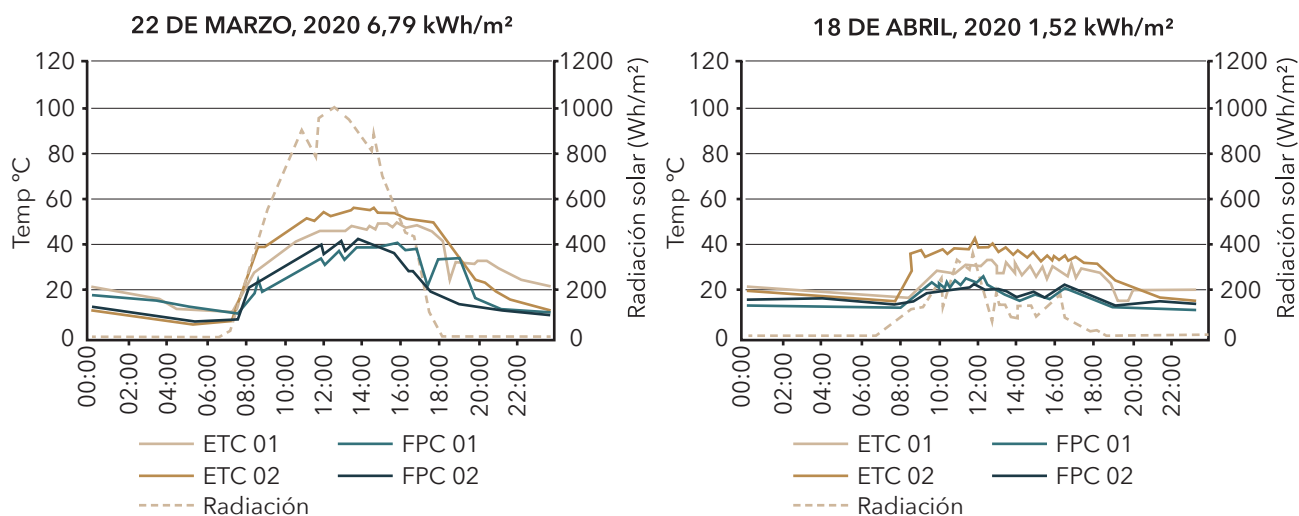


Figura 45. Curvas de calentamiento de agua (°C) observado frente a irradiación(Wh/m²), en colectores térmicos en días de alta y mínima irradiación

En ciudades ecuatoriales de valles interandinos (entre 2000 y 3000 m s. n. m.) a pesar de tener condiciones climáticas templadas constantes, no son habituales los sistemas de calefacción centralizados. Sin embargo, se trata de una condición climática con indicios de presentar aptitud para esta tecnología dada que la demanda es estable durante el año, aunque es necesario determinar si los niveles de irradiación directa lo son. En el caso concreto de Ecuador, la altura media de los valles interandinos y la nubosidad constante pueden limitar una calefacción solar efectiva, sin embargo, según los microclimas, existirían lugares específicos en los que podría resultar una alternativa importante para los colectores de tubos de vacío. Es necesario definir esta posibilidad a través de estudios localizados.

Indicadores solares habitacionales

Determinado el rendimiento fotovoltaico y solar térmico, con datos locales de demanda, es posible establecer una posible capacidad de autoabastecimiento residencial, al detectar algunos indicadores de situaciones típicas y referenciales para lograr generación energética. Se establece el requerimiento promedio del abastecimiento fotovoltaico considerando el consumo típico por familia para cubrir demandas de transporte y requerimiento urbano. Además, del mismo modo, y como complemento, se puede estimar el potencial solar térmico.

En la Universidad de Cuenca, la Dirección de Investigación y el Centro de Investigación de la Facultad de Arquitectura y Urbanismo han desarrollado tres proyectos de investigación que permiten establecer

las demandas y los rendimientos solares, bajo condiciones locales del recurso. Se ha analizado bajo escenarios de demandas incrementadas como alcance para reemplazar combustibles. Con ello se puede prever requerimientos para obtener eventualmente un máximo autoaprovisionamiento urbano o acaso edificaciones autoeficientes desde el punto de vista energético.

Indicadores para abastecimiento eléctrico

Para establecer la capacidad fotovoltaica, se recurre al modelo de simulación en SAM validado y descrito en el capítulo 4. En consecuencia, esto supone un potencial superior a lo observado en países estacionales en el que el rendimiento fotovoltaico se ve significativamente afectado por la disposición de los colectores, en donde con desviaciones importantes a la orientación óptima significa la imposibilidad de utilizar dichas superficies. Para el análisis de capacidad por indicadores, se toma como referencia el rendimiento promedio, con una desviación esperada más bien reducida respecto a lo observable bajo climas con estaciones marcadas.

Se estimó un indicador de producción en Cuenca de 168,5 kWh/año por m² de techumbre con fotovoltaicos; este es un dato muy conservador dado el incremento de eficiencia de los productos disponibles en el año 2016, pero se toma como referencial. En contraparte se consideró que el consumo promedio de electricidad de cada cuencano estuvo en el orden de 1082,11 kWh/hab/año, este dato para el año 2015. Con información actualizada, pero a nivel provincial, estuvo en el orden de 1210,04 para 2017; para el año 2019 estaría alrededor de 1300 kWh/hab/año, dato extrapolado a partir de un crecimiento de consumo anual de 4,5%, y las expectativas de crecimiento poblacional (alrededor de 2,5%).

Considerando este crecimiento de consumo por cada persona se requeriría 7,7 m² de fotovoltaicos. Esto llevado a fotovoltaicos comerciales típicos para aplicación urbana y adaptados a edificios, empleando uno de los formatos característicos como son las placas de silicio de 60 celdas de 6 pulgadas cada una (placas de 1,56 m²) se requerirían 4,9 placas fotovoltaicas por habitante. Si se tiene en cuenta una población urbana estimada de 391 000 habitantes, se necesitaría en total una superficie de 3 010 700 m² para cubrir la totalidad de las demandas. De acuerdo con los estudios de Barragán [221], existirían alrededor de 16,5 km² disponibles de cubiertas en Cuenca, es decir, con una ocupación del 18,2% de techumbres de la ciudad, se podría abastecer la demanda eléctrica proyectada a la actualidad.

Si se aplicara solo para el consumo residencial (39% del total) se calcula 507,0 kWh/año por persona, entonces, la totalidad de superficie fotovoltaica requerida promedio se reduce a 3,0 m² por habitante o lo que significa alrededor de dos placas fotovoltaicas de 60 celdas por residente.

La opción y alternativa ideal es lograr abastecer en mayor medida los consumos urbanos, para ello es necesaria la conversión desde combustibles fósiles a abastecimiento solar eléctrico. Hoy por hoy el transpor-

te consume un 60% de combustibles; de este porcentaje, el 40% corresponde a gasolina, mayormente utilizada por automóviles unifamiliares, particulares o taxis.

Más allá del problema espacial que ocasiona la proliferación de vehículos particulares, una alternativa obvia para reducir de manera efectiva el consumo de los combustibles es la del transporte eléctrico particular o mejor aún transporte masivo eléctrico. El rendimiento energético de transporte en auto eléctrico es alrededor de 6 km de recorrido por kWh. Si pensamos un recorrido razonable promedio de 30 km diarios por auto familiar en una ciudad intermedia como Cuenca, el requerimiento diario estará en el orden de 5 kWh por vehículo y por año alrededor de 1826,3 kWh, lo cual, con los rendimientos determinados antes, es alcanzable con 10,8 m² de placas fotovoltaicas. Considerando este valor respecto al formato típico de placas fotovoltaicas de silicio, se requeriría alrededor de siete placas de 60 celdas, por automóvil.

Por último, otra de las demandas urbanas importantes en combustibles corresponde al uso residencial (cocción y agua caliente sanitaria), abastecido con gas licuado de petróleo subsidiado, que representa alrededor del 16,40% del requerimiento total urbano de este producto. Investigaciones previas locales consideran una magnitud razonable de uso por vivienda de alrededor de 240 kWh / mes [232]. No obstante, creemos importante el considerar una ocupación de máximo 75% de este índice, por días de no cocción por ausencia de residentes, por vacaciones, situaciones laborales, etc. En consecuencia, se adopta 180 kWh mensual o 2160 kWh en electricidad anual, para una familia de cuatro personas. Para abastecer este consumo es necesario 12,8 m² de placas fotovoltaicas o casi nueve placas fotovoltaicas de sesenta celdas adicionales, para remplazar el consumo de combustible.

Valorando las estimaciones de consumo descritos previamente, en la Tabla 7 se señala un resumen de superficie fotovoltaica requerida para abastecer a una familia en concordancia con cada uno de los tipos de demanda, considerando cuatro habitantes y la superficie potencial requerida de captación fotovoltaica. En resumen, para lograr abastecer el consumo actual y sumado a ello una potencial conversión a electricidad de combustibles para cocción y/o vehículo eléctrico familiar, se requiere entre ocho placas a treinta y tres placas de sesenta celdas. Hay que señalar que este dimensionamiento es un promedio, existe variabilidad en muchos aspectos para el consumo residencial y familiar que supone que este dimensionamiento –promedio– pueda estar alejado o cercano al real, sin embargo, permite conocer al lector una condición esperada para el caso de una familia que pueda autoabastecerse del sol.

Esta estimación se realiza con productos fotovoltaicos con tecnología del año 2014. Alrededor de 220w por placa de sesenta celdas productos del año 2020 superan en 65% de la capacidad.

Tabla 7

Requerimientos de superficie PV para vivienda de 4 habitantes promedio de Cuenca

Carga	kWh/año	Superficie PV (m ²)	Placas PV (60 celdas de 200w)
Electrodomestico e Iluminación (4 habitantes)	2028,0	12,5	8
Cocción eléctrica (para una familia)	2304,0	12,8	8
Transporte auto eléctrico (auto unifamiliar)	1823,0	10,8	7
Consumo urbano, prorrateado a una familia de 4 personas	2640,4	16,0	10
Total	8455,4	52,1	33

Capacidad solar térmica e indicadores totales de captación solar

Se considera la posibilidad de lograr un abastecimiento solar complementario, compaginable con la instalación fotovoltaica con colectores solares térmicos. Por ello se ha establecido que para alcanzar una demanda cercana al 89% del consumo residencial de cuatro personas, en Cuenca, se requerirían 4 m² de captación. No obstante, se advierte en la literatura que, con esa proporción significativa, es esperable ineficiencias importantes, al estar la instalación solar térmica sobredimensionada al generar excedentes no útiles gran parte del año. Por ello otro estudio realizado localmente con 2 m² se ha detectado una contribución posible del 44% sin generar excedentes [229].

Integrando los resultados, se concluye que una unidad familiar de cuatro integrantes requiere entre 12,5 m² fotovoltaicos más 2 m² de energía solar térmica para alcanzar un margen significativo, casi total de abastecimiento eléctrico y buena proporción térmica considerando consumos promedios actuales. Leves excedentes eléctricos serían previsibles para abastecer el complemento de calentamiento de agua no alcanzado, siendo idóneo el integrar energía eléctrica de respaldo para así prescindir del uso de gas licuado de petróleo en su totalidad.

Para maximizar el autoaprovisionamiento para cuatro personas, incluyendo cocción y vehículo eléctrico, la superficie de captación fotovoltaica puede incrementarse hasta 33,0 m² y 4 m² para la solar térmica. Si queremos alcanzar un autoconsumo urbano total, incluyendo otros requerimientos no residenciales, ello significaría en consecuencia 14,0 m² por cuencano. Si ello llevamos a la población urbana total (391 000 hab.), significa 5 574 000 m² de captación solar total, cercano a la ¼ parte de techumbres estimadas por Barragán y otros [57]. Entre estos, la captación solar térmica no excedería los 391 000 m² en captadores. Es necesario establecer que la contribución solar se puede magnificar al convertir la principal demanda actual a electricidad, el transporte que supone el 60% del consumo energético de Cuenca [233], si bien se incluye el convertir en este dimensionamiento por lo menos los autos particulares que podrían abastecerse desde electricidad autogenerada.

Capacidad fotovoltaica urbana de la ciudad de Cuenca

Revisada la disponibilidad superficial urbana irradiada y con modelos de rendimiento fotovoltaico, es posible definir una posible contribución solar. Sin embargo, es necesario revisar la geometría y adaptabilidad de los colectores solares, sombras y afectaciones que limiten la incorporación de fotovoltaicos y las localidades con valor arquitectónico patrimonial como Cuenca, las implicaciones sobre este aspecto.

Para definir el potencial urbano se han establecido distintas metodologías en diversos entornos para lograr dimensionamientos estimativos. Se puede revisar referentes de la metodología que se presentará a continuación para Cuenca, entre los más importantes están estudios de Compagnion, Vulcan y otros, Horvath y otros [91], [234], [235]. Son recomendables para el lector que quiera profundizar en la capacidad solar urbana el revisar publicaciones de la Agencia Internacional de la Energía [5], [178], planteamientos a escala urbana por Peter Lund para gestión energética urbana [77], propuestas planteadas para diseños de barrios, solares de Caroline Hachem [102], [236], [237], o incluso casos como en Chile, en donde se plantea el potencial solar acorde a distinta tipología de barrio o edificaciones presentes [228], [238]. Todas las propuestas están enfocadas para lograr barrios y ciudades solares, autosuficientes energéticamente.

Como ensayo pionero experimental de ciudad autosuficiente está el prototipo Masdar, en Abu Dabi, Emiratos Árabes, diseñada por Foster+Partners creada como un centro urbano energéticamente autosostenible. Idealizada en 2006 a partir de una utopía, Masdar, a través de la combinación de estrategias pasivas y activas aplicadas en conjunto, y con tecnologías aplicadas bajo el concepto de funcionamiento de ciudad inteligente (Smart City) [239], alcanza estándares energéticos de impacto cercanos a neutros, y con impacto negativo desde el punto de vista energético, generando más energía de la que utiliza. Es

una propuesta que configura una ciudad sostenible en un ambiente muy complejo como el desértico, pero con un recurso solar muy importante, que pasa de ser un problema por la excesiva irradiación a una capacidad.

Si bien Cuenca no tiene la enorme capacidad de irradiación, presenta la particularidad de un clima benigno y una temperatura cercana a los límites de confort, los que reducen sustancialmente las demandas. Para ello se aplica un dimensionamiento del potencial a partir de indicadores urbanos.

Metodología

Para la evaluación de potencial solar urbano en Cuenca se analiza la posible captación en techos, por latitud cercana al ecuador (2°54' sur). Bajo consideraciones teóricas típicas, se maximizaría la captación de irradiación al orientar los fotovoltaicos hacia el norte con muy baja pendiente, no obstante, en el análisis local descrito en el capítulo 4 se precisa que la máxima irradiación en Cuenca es orientación este, por condiciones de nubosidad, aunque mínimamente. Se define un potencial técnico global considerando en primera instancia la energía disponible en concordancia con la eficiencia de la tecnología fotovoltaica y la irradiación. El potencial técnico solar anual se establece en concordancia con estudios previos [240]–[243], aplicando la Ecuación 1.

Ecuación 1

$$P = A_{FV} \cdot I_{te} \cdot F_r \cdot \eta_r$$

Donde,

P, potencial técnico en kWh/año

A_{FV} , área disponible para la colocación de techos en m^2

I, irradiación global anual promedio en kWh/ m^2

F_r , corrección por disponibilidad arquitectónica

η_r , conversión PV por eficiencia tecnológica

Luego para definir la superficie con irradiación disponible es necesario considerar varios aspectos. La complejidad de la forma urbana impide evaluar con exactitud la superficie disponible. Para seleccionar las superficies inclinadas homogéneas que pueden favorecer la recolección solar, se consideran aspectos que menguan la adaptabilidad de fotovoltaicos [244]. Por la extensión que implicaría el medir todas las superficies irradiadas en la ciudad, se propone una metodología desde la información municipal sobre las áreas construidas registradas de los predios, a las cuales se aplica factores de reducción.

F_r es el factor de reducción por restricciones para la colocación de fotovoltaicos por disponibilidad ar-

quitectónica o del recurso solar. Los factores de reducción η_r , se deben a que no toda la irradiación es convertida en electricidad, depende de la eficiencia fotovoltaica, de la instalación, inversores, suciedad o por condiciones ambientales que determina la temperatura de las celdas y su eficiencia [127], [245]. Romero et al. [242] establecen un conjunto de factores de reducción, basándose en otros estudios referenciales.

Ecuación 2

$$F_r = C_{con} \times C_{prot} \times C_{so} \times C_{or} \times C_{in} \times C_{GCR} \times C_{as} \times C_{FV} \times C_{ST}$$

En donde:

C_{con} , restricciones constructivas

C_{prot} , restricciones debido a edificaciones patrimoniales

C_{so} , restricciones por sombras

C_{or} , restricciones por orientación

C_{in} , restricciones por inclinación

C_{GCR} , restricciones por separación de PV en terrazas

C_{as} , restricciones por corredores de mantenimiento

C_{FV} , disponibilidad para la colocación PV

C_{ST} , disponibilidad para la colocación de solares térmicos

En cuanto a factores de reducción de potencial técnico, los autores Romero et al. (2017) anotan factores que intervienen en la conversión de irradiación a electricidad PV. La Ecuación 3 permite calcular esta reducción:

Ecuación 3

$$\eta_r = \eta_{ef} \times \eta_{te} \times \eta_{or} \times \eta_{in}$$

En donde:

η_r , factor de reducción del potencial solar

η_{ef} , eficiencia PV

η_{te} , pérdidas por condiciones climatológicas (temperatura e irradiación)

η_{or} , pérdidas por el ángulo de incidencia solar

η_{in} , pérdidas en red e instalación, mantenimiento y suciedad

Resultados

Para esta estimación se adoptan metodologías referenciales que permiten prever un potencial solar urbano [246]. Desde el área de la planta baja se puede alcanzar una aproximación. Varios estudios utilizan la relación de área techo/área de planta baja como indicador base de 1,2 [92], [247] para urbes con cubiertas inclinadas y aleros, geometría habitual en las edificaciones existentes en Cuenca. A partir de catastros de la ciudad, se define una ocupación de construcción de alrededor de 13,79 km² [248] en área de planta baja, correspondiente a 166 630 de las unidades catastrales. De ello y aplicando el indicador 1,2, se tiene un área estimada de techos de 16,56 km² lo que corresponde al 22,64% de la superficie urbana.

Factores de reducción debido a la disponibilidad arquitectónica

Las restricciones constructivas (C_{con}) se consideran 0,8 para techos planos mientras que se acerca a 0,9 para techos inclinados, se aplica el promedio de 0,85 para este estudio [242]. Del área total de Cuenca, 2,14 km² corresponden al centro histórico [249], por la connotación arquitectónica y de conservación, en un principio no se consideran aptas para incluir fotovoltaicos en esta estimación. Esta área corresponde al 2,93% del área urbana siendo $C_{prot} = 0,97$.

Por restricciones debido al efecto de sombras, Romero y otros (2017) asumen un factor C_{so} de 0,80 para techos inclinados y 0,7 para planos. Así se obtiene el promedio de 0,75 considerando que existen ambas tipologías. Además, es necesario considerar que la densidad urbana es muy baja [39] y el recorrido solar a gran altura afecta la incidencia de sombras, que es menor en latitudes ecuatoriales [250]. Por otro lado, al no existir restricciones adicionales para la colocación de fotovoltaicos, C_{fv} se considera 1.

Para determinar las restricciones debido a la orientación C_{or} e inclinación C_{in} del área de estudio, se utiliza el software System Advisor Model (SAM) desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de los Estados Unidos (NREL) [251]. Se identifica la variación de radiación incidente a diferentes ángulos de inclinación y orientación. En la Figura 46 se obtiene la irradiación media anual para cada azimut (0°-315°), a partir de los valores medios diarios mensuales. En la Figura 47, además, se muestran los valores de irradiación media anual para diferentes ángulos de inclinación de fotovoltaicos (0°-30°).

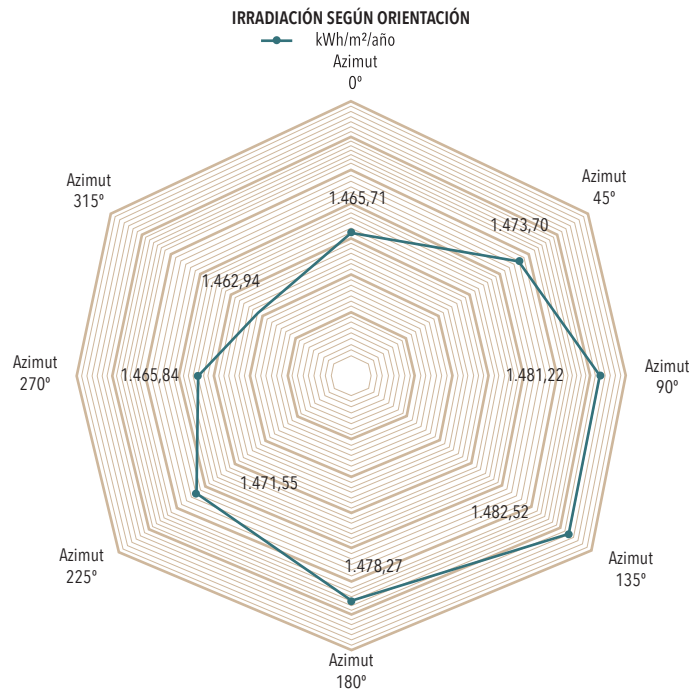


Figura 46. Irradiación media para diferentes orientaciones

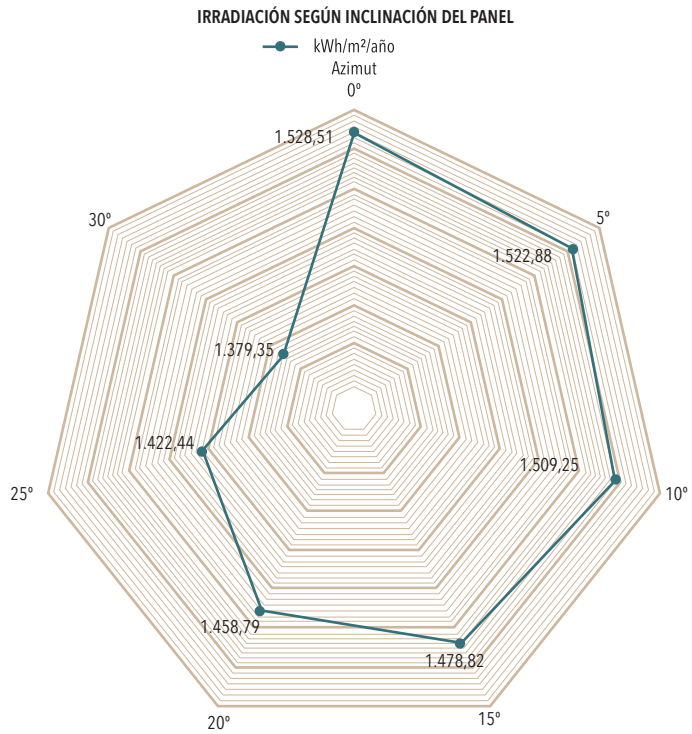


Figura 47. Irradiación media anual para diferentes inclinaciones PV

El valor medio anual de la irradiación sobre una superficie horizontal en el área de estudio es 1528,51 kWh/m². Comparado con la mínima y máxima irradiación al variar la orientación se tiene 3 a 4% de variación. Considerando el caso más crítico, se considera Cor = 0,96. Al analizar la inclinación se tiene una diferencia entre 0 a 10% comparada con la irradiación máxima y mínima. Análogamente, las restricciones debido a la inclinación se asumen para el caso más crítico Cin = 0,95.

Las distancias para evitar sombras entre fotovoltaicos y circulaciones para su mantenimiento se calculan con la metodología de Byrne et al. [246] aplicada en Ámsterdam, Londres, Múnich, Nueva York, Seúl y Tokio. Se calcula el coeficiente de cobertura del suelo (GCR Ground Coverage Ratio), utilizando la Ecuación 4.

Ecuación 4

$$GCR = \frac{c}{d} = \left(\cos(\beta) + \frac{b}{a} * \text{sen}(\beta) \right)^{-1}$$

En donde (Figura 48):

b, espacio entre filas

a, distancia vertical

β, es el ángulo de inclinación del panel

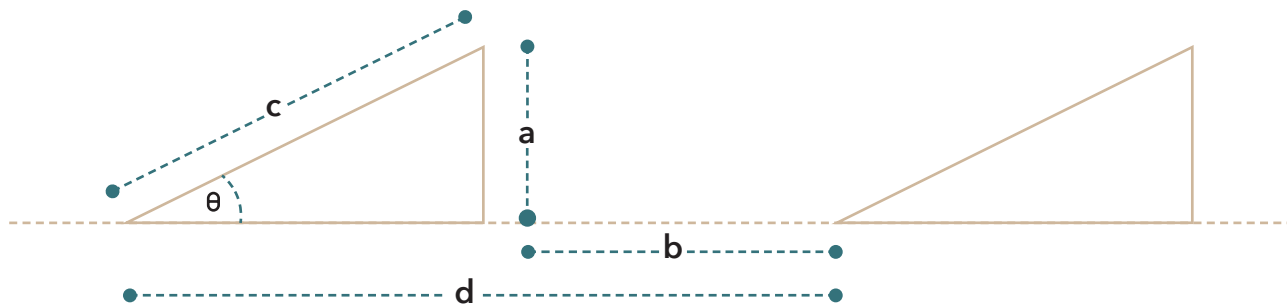


Figura 48. Coeficiente de cobertura del suelo

En la práctica se busca que la relación b/a sea 2:1 en regiones de baja latitud y 3:1 en latitudes medias [252]. Como se describió antes, pese a no ser la disposición mejor colocar con inclinación los fotovoltaicos por incidencia de irradiación, sí es necesario por limpieza [142]. En la Tabla 8 se muestran diferentes coeficientes de cobertura del suelo para diferentes ángulos, determinando un área de servicio para el acceso y mantenimiento (AS). Para ángulos menores se debe contar con un área de espaciamiento específica, mientras que para mayores ángulos el espaciamiento requerido para evitar pérdidas puede ser

utilizado como área de servicio. Byrne et al. [246] proponen un espaciamiento de 20% cuando el ángulo de inclinación es mínimo, y una reducción lineal hasta 0% para una inclinación de 30°.

Tabla 8
Coeficiente de cobertura del suelo y área de servicio

Beta	b/a =2:1			b/a=3:1	
	GCR (%)	AS (%)	Espaciamiento disponible (%)	Gc, es el ancho del panel fotovoltaico. d, distancia entre filas. CR (%)	Espaciamiento disponible (%)
0	100	20	80	100	80
5	85	17	69	80	63
10	75	13	62	66	53
15	67	10	57	57	47
20	62	7	55	51	44
25	57	3	54	46	43
30	54	0	54	42	42

Para regiones de baja latitud la relación es 2:1 y 10° de inclinación, las restricciones por separación de placas CGCR y al área para accesibilidad y mantenimiento Cas, son en conjunto 0,62 para techos planos [246], [252]. Mientras que para techos inclinados el factor es 1. Para este estudio se toma el promedio de 0,75.

El área destinada para solares térmicos se estima utilizando la Ecuación 5 [253], [254]:

Ecuación 5

$$E_{th} = A_{st} \times I \times \eta_{th}$$

En donde:

E_{th} , es la energía requerida para el calentamiento de agua en kWh/año

A_{st} , es la superficie en m^2

I , es la irradiación media en kWh/ m^2 /año considerando diferentes inclinaciones (0–30°) y orientaciones (0–315° con respecto al azimut) (1472,72 kWh/ m^2 /año)

n_{th} , es la eficiencia del panel térmico

El consumo de agua caliente para hogares promedio (4 habitantes en Cuenca) es de 2065,70 kWh/año. Con una irradiación media local, una eficiencia del 65%, la cantidad de superficie requerida es 2,16 m^2 /hogar. Con un 20% de área adicional para mantenimiento, la cantidad total de área requerida para los 107 598 hogares será 0,27 km^2 (0,39% del área de Cuenca). Entonces el coeficiente por requerimiento de sistemas solares térmicos es $CST = 0,99$.

Tabla 9

Factores de utilización utilizados para el cálculo de la superficie disponible de techos

Factor de reducción	Valor	Fuente
C_{con}	0,85	[242]
C_{prot}	$(1-2,14/73) = 0,97$	[249]
C_{so}	0,75	[242]
C_{or}	0,96	Evaluación con software SAM para diferentes orientaciones.
C_{in}	0,90	Evaluación con software SAM para diferentes inclinaciones.
CGCR y Cas	0,75	[246], [252]
C_{fv}	1	
C_{ST}	$(1-0,27/73,01) = 0,99$	Calculado en función de la demanda de ACS
F_r	0,428	Ecuación 2

Factores de reducción del potencial solar

La eficiencia depende de la tecnología utilizada. Mientras que Khan & Arsalan y Pelland & Poissant [90], [255] proponían una eficiencia de 12%, la evolución tecnológica lleva a que estudios más recientes como Orehounig y colegas [256] utilicen 23%. Para este trabajo se estima $\eta_{ef} = 0,18$, magnitud considerada como probable para tecnologías nuevas sometidas a reducciones por pérdidas por inversores, sombras, suciedad, etc. Por las condiciones climáticas se examina el rendimiento fotovoltaico anual determinado en SAM contrarrestado con estadísticas de irradiación ya toman en cuenta la nubosidad desde un registro climático. Se utiliza entonces $\eta_{te} = 0,90$, disponible en la literatura [242], [243]. Las pérdidas debidas a la incidencia de los rayos solares sobre orientación de los paneles son de 0,95 para superficies no orientadas y 1 para las orientadas. Se aplica el valor promedio $\eta_{or} = 0,97$ para todas las orientaciones. En cuanto a pérdidas por reflexión, polvo, suciedad o conexiones, se asume 0,84 propuesto por Bergamasco y Asinari [243]. En la Tabla 10 se presenta un resumen de los factores propuestos.

Tabla 10
Factores de reducción del potencial solar

Factor de reducción	Valor	Fuente
η_{ef}	0,18	[255], [256]
η_{te}	0,90	[242], [243]
η_{or}	0,97	[242]
η_{in}	0,84	[243]
η_r	0,13	Ecuación 3

Resultados

Con la Ecuación 2 se calcula el potencial solar para Cuenca urbana. El coeficiente de reducción por condiciones de ocupación fotovoltaica resulta en 0,43. La Tabla 11 resume los resultados al asumir el área de techos estimada y los factores de reducción descritos. Se prevé un potencial teórico que alcanza a 1648,43 GWh al año en la totalidad de cubiertas registradas por la municipalidad hasta el 2015.

Tabla 11

Potencial solar fotovoltaico de la ciudad de Cuenca

Parámetro	Valor	Unidad
Área de pisos	13,79	km ²
Área de techos/Área de planta baja	1,20	Relación
Área de techos	16,55	km ²
Fr	0,43	
η_f	0,13	Factor de reducción
Irradiación media anual (superficie horizontal)	1528,51	kWh/m ²
Potencial de energía solar en Cuenca urbana	1454,90	GWh
Demanda de energía eléctrica en la ciudad de Cuenca	423,80	GWh
Pérdidas por distribución		
Capacidad de provisión de energía eléctrica por fotovoltaica	31,89	GWh
	319,27	%

Se determinó con ello que la energía eléctrica para abastecer la demanda en el año 2015 del cantón Cuenca fue de 455,70 GWh (262,39 kBEP). Entonces desde fotovoltaicos integrados se pudiera abastecer 3,19 veces lo demandado para el año base de energía eléctrica. La potencia total de la planta fotovoltaica sería de 314,27 MW, con un factor de planta del 16,55% (1450 horas).

Se observa que la totalidad de requerimiento existente de electricidad de Cuenca podría ser provista por fotovoltaicos. No obstante, se advierte que, con respecto a las demandas eléctricas, se cubriría apenas el 9% del consumo urbano, dado que la gran demanda es abastecida por combustible, sobre todo para transporte. Esto es fuerte indicio de que una potencial sustitución con vehículos eléctricos sería una estrategia obvia para reducir el consumo de energía carbonizada y contaminación urbana.

Tabla 12
Balance energético ES3 (kBEP)

	EE *	GN	GA	DI	FO	GLP	Solar	Total
Producción	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1567,41	1567,41
Importación	0,00	59,47	984,85	789,35	218,49	402,46	0,00	2454,62
Exportación	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oferta total	0,00	59,47	984,85	789,35	218,49	402,46	1567,41	4022,03
Centrales eléctricas (FV)	282,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-1567,41	-1285,28
Distribución	-19,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-19,75
Transformación total	262,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-1567,41	-1305,03
Residencial	102,34	0,00	0,00	0,00	0,00	270,39	0,00	372,73
Industria	61,89	59,47	0,00	127,33	216,55	98,68	0,00	563,92
Transporte	0,00	0,00	984,83	642,73	0,00	0,00	0,00	1627,56
Comercial	59,62	0,00	0,00	0,00	0,00	25,89	0,00	85,51
Alumbrado Público	18,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18,56
Otros	19,98	0,00	0,02	19,29	1,93	7,49	0,00	48,72
Demanda total	262,39	59,47	984,85	789,35	218,49	402,46	0,00	2717,00

*EE, energía eléctrica; GN, gas natural; GA, gasolina; DI, diésel; FO, fueloil, GLP, gas licuado de petróleo

Capacidad fotovoltaica en edificaciones tradicionales de Cuenca

Como complemento al potencial solar urbano, desde el año 2016 se realizan algunos estudios que comprenden simulaciones y evaluaciones del potencial desde la perspectiva e implicancias arquitectónicas y constructivas en sectores de connotación espacial especial con valor. La finalidad de dichas evaluaciones es detectar la posible contribución solar en un sector urbano, considerando demandas temporales en primer lugar. Luego establecer requerimientos de superficie de captación para alcanzar márgenes significativos de contribución solar y, en tercera instancia, realizar una evaluación de percepción espacial.

También se analizan posibilidades tecnológicas diseñadas para minimizar impactos visuales y arquitectónicos en cubiertas. Las metodologías aplicadas tienen la robustez de haber accedido a datos de consumos reales mensuales y curvas de caracterización típicas de consumo a escala urbana del sector, así como desde la tipología. Las estimaciones sirven para detectar el potencial de las opciones tecnológicas aplicadas y los requerimientos espaciales previstos para alcanzar un máximo autoaprovisionamiento.

A pesar de existir un impacto al paisaje urbano, otras fuentes como las miniturbinas eólicas para integración arquitectónica y urbana muestran limitaciones de adaptabilidad por barreras de viento, estéticamente son cuestionables, producen vibración y ruido [257]; además, ciudades como Cuenca, situada en un valle rodeado de montañas, los vientos son menores y tornan el potencial técnico-eólico reducido. La geotermia requiere considerable espacio de ocupación bajo el suelo, y no presenta potencial en un clima donde la temperatura no es una demanda importante. Otra alternativa es el aprovechamiento de residuos urbanos, que implica la generación de emanaciones, aunque permite aprovechar un recurso contaminante como lo es la basura [50]. Por estas y otras causas los fotovoltaicos tienen mejor aceptación para generar electricidad dentro de los límites urbanos [258], [259], lo cual también quedó establecido en el Capítulo 1 del presente tratado para el caso de Cuenca.

Materiales y métodos

Presentaremos el dimensionamiento del potencial fotovoltaico, comparando siempre con la demanda, desde la escala urbana de las edificaciones en conjunto hasta de forma individual. Luego el análisis arquitectónico y, por último, el impacto subsecuente a las redes, que también limita la fracción fotovoltaica. Con ello se busca un análisis holístico conjunto desde la perspectiva de la técnica arquitectónica.

Se toma el microcentro de la ciudad de Cuenca como sector urbano de análisis, alrededor de ochenta manzanas. Lugar que por sus condiciones de patrimonio y por los usos mixtos presentes, es de interés,

no solo desde el punto de vista energético, sino por implicaciones espaciales urbanísticas. Esta zona está comprendida por cuatro sectores abastecidos eléctricamente desde cuatro alimentadores urbanos, de los cuales se dispone información de consumo horario de un año completo, proporcionada por la empresa de distribución que lleva el registro de la venta por sectores en resolución cuarto-horaria. Desde los datos generales, se caracterizan demandas urbanas en curvas horarias, diaria, mensual y anual. Se detectan condiciones temporales, promedio y extremas.

Potencial global

Con la herramienta de Sistema Información Geográfica (SIG) se extraen formas (shapes) de las superficies de techumbre discriminadas por orientación hacia los ejes cardinales. Los faldones de techumbre quedan también dispuestos hacia las cuatro orientaciones. Se dimensionan los faldones por orientación para estimar la irradiación y producción factible en margen horario. Para ello se obtiene el indicador de ocupación de placas solares típicas de silicio de 60 celdas, uno de los formatos más comunes en el mercado [260]. También se obtiene el indicador de ocupación de tejas fotovoltaicas, midiendo proporcionalmente pérdidas por adaptabilidad geométrica. Para ello se toma una muestra de cien casas y sus respectivos techos de manera aleatoria, desplegando en ellos textura representativa de la geometría de placas fotovoltaicas de silicio y tejas fotovoltaicas. Se obtienen índices típicos que sirven para cuantificar una superficie de captación factible o de penalización por condiciones geométricas.

El rendimiento fotovoltaico se obtiene desde el modelo descrito previamente en este capítulo [222], junto con el modelo System Advisor Model (SAM) [225] y el archivo climático local. Con este procedimiento se obtiene un rendimiento estimado de producción para el año 2016 por m², de manera horaria y en concordancia a inclinación y orientación. En el mismo orden, se estima el rendimiento posible de tejas fotovoltaicas, tecnología disponible en comercio desde años recientes tanto en Europa [261] como en Estados Unidos [262]. Además de la menor eficiencia descrita, tendría mejor adaptabilidad geométrica, y un mejor índice de ocupación. Para encontrar la producción, se aplica el rendimiento de placas respecto a irradiación de alrededor el 14% acorde con el estudio descrito en el capítulo 4. Para el caso de tejas fotovoltaicas, considerando una eficiencia esperable según el fabricante del 30% inferior frente a tecnologías típicas de silicio cristalino [263]; no obstante, se espera también un índice de ocupación de la celda solar de un 30% menor en cada teja por traslapes e instalación [264]. A partir de estos datos, se estima un rendimiento de 4,5% de la irradiación, aunque es trabajo pendiente el comprobarse un rendimiento real. Con estos datos, se calibra el rendimiento en SAM® [225].

Se determina tanto el resultado absoluto de producción total anual, mensual o diaria frente a demandas, así como en margen horario. Se identifican producciones y demandas pico, comparándose en condiciones de días de máxima irradiación, mínima irradiación e irradiación promedio, así como en días de máxima, mínima y demanda promedio. Con ello se identifica las exigencias y oscilaciones en la red frente a una eventual instalación masiva fotovoltaica y, además, se encuentra el potencial bruto de autoabastecimiento, es decir, producción vs. demanda urbana.

Potencial de predios puntuales

De forma aleatoria y por accesibilidad a la información en sitio del número de medidor, se levantan cien casos, de estos se diagraman tridimensionalmente sus cubiertas para encontrar su potencial. Además, entre estos, se toman doce casos, para obtener sus perfiles de consumo horarios al desplegar lectores A1800 AlphaMeter®, equipos que miden con la resolución requerida la energía consumida. La empresa de distribución cuenta con la información de consumo de los sectores desde los alimentadores de media tensión, pero carece de los predios, por lo que es necesario la toma de información puntual. En estos doce casos de estudio se obtienen consumos con resolución cuarto-horaria. Adicional, se precisan cuatro casos puntuales con valor patrimonial, aunque en distinto grado, en los que se despliegan virtualmente placas fotovoltaicas. Estos datos son significativos, no solo por entregar valores de consumo energético reales en magnitud anual, mensual y diaria, sino también la oscilación que existe en este consumo durante todas las horas.

Por condiciones climáticas locales en donde la oscilación climática por estaciones es mínima, los consumos semanales son representativos para una caracterización anual tal como se podrá observar en la medición anual que existe en todo el sector.

Por último, se puede acceder a un transformador puntual de alimentación, el cual abastece a cuatro manzanas en donde existen emplazados ciento diecinueve inmuebles. Con proceso similar al desarrollado en los casos tomados, se levantan las techumbres y se determina el potencial de generación, pero en este caso en todas las techumbres inclinadas de las manzanas analizadas. En total se emplazan ciento diecinueve predios. Así se busca establecer el impacto de generación masiva en la red local y por ende en el transformador alimentador, estableciéndose la máxima capacidad admisible de alimentación fotovoltaica, sin provocar efectos adversos que puedan afectar a la red local y al transformador distribuidor por flujos inversos. Se precisa así la proporción de techumbres que pueden incorporar fotovoltaicos sin afectar a la red y, además, considerando la incorporación de cargas de cocción para suplir el gas licuado de petróleo y también baterías de ion-litio para poder maximizar al autoabastecimiento.

El estudio considera información levantada de superficies de techumbres disponibles en todos los predios de las ochenta manzanas, mediciones de radiación, topología actual de la red eléctrica, mediciones eléctricas a nivel de media y baja tensión, información de investigaciones previas y caracterización de la carga, entre otros. La simulación es realizada para todo un año, a fin de considerar la estacionalidad, hábitos de consumo energético y niveles de radiación. Se maneja una alta resolución horaria para simular flujos de carga con perfiles o series de tiempo (quasi-static simulation). Se analizan 8784 horas para el año 2016.

Las simulaciones de flujos son empleadas para distribuir o asignar carga a nivel de cada consumidor y para evaluar métricas del potencial impacto en estado estacionario en cada uno de los tres escenarios planteados: i) conexión de generación fotovoltaica, ii) penetración de una nueva carga con alto consumo y iii) almacenamiento de energía.

Los extensos estudios con precisiones metodológicas ya han sido revisados y publicados en revistas científicas y académicas así como presentados en conferencias científicas indexadas [265], [266], [220], [267]. Se presentan a continuación los resultados conjuntos y asociaciones entre las cuatro investigaciones publicadas entre 2018 y 2019.

Dimensionamiento de zona de estudio

La zona de estudio conformada por cuatro sectores de distribución eléctrica se muestra en la Figura 49, denominados como sectores 102, 103, 202 y 203. Estos datos son registros horarios proporcionados por la empresa de distribución Centrosur, año 2016. Está comprendida por ochenta manzanas y una superficie total de 1 073 876 m². Existen alrededor de 2800 edificaciones englobadas en la tipología típica de techumbre inclinada. Las edificaciones tienen entre una y tres plantas, la mayor parte presentan recubrimiento de cubierta de teja de arcilla típica «española», aunque existen algunas con materiales alternativos como fibrocemento, zinc y terrazas planas.

La superficie de techumbre inclinada estimada existente en estos sectores a partir de extrapolación estadística de los cien casos, sería de alrededor de 339 227 m², esta superficie estaría dispuesta en una inclinación característica de 18°, aunque varían entre 14° y 26°. Esto entrega un indicador neto de techumbre inclinada de 0,32 m² por m² de zona urbana.



Figura 49. Foto aérea de zona de estudio y de acometida eléctrica de los sectores 102, 103, 202 y 203

Caracterización de demandas

Para esta caracterización se adopta el promedio de consumo eléctrico diario en cada mes en estos sectores, la Figura 50 denota claramente la estabilidad anual. La demanda promedio diaria mínima se da en julio (mes vacacional) con 80,0 MWh/día y el máximo promedio se registra en marzo con 85,7 MWh/día, el promedio absoluto es 82,8 MWh/día. Estos resultados denotan variación de consumo muy leve consecuencia de la variación estacional leve, con junio y julio como meses con menor irradiación. Los de mayor irradiación son noviembre y diciembre. El índice de demanda eléctrica promedio por superficie urbana es 77 Wh por m² al día o 28,12 kWh/m² al año. Si comparamos con la irradiación anual disponible por m² (1528,51 kWh/m²), se concluye que existirá 54 veces en energía solar bruta frente a la electricidad requerida. Si consideramos que en Cuenca el consumo de electricidad corresponde alrededor del 10% de la demanda urbana total [55], existiría entonces más de cinco veces irradiación respecto a energía requerida global.

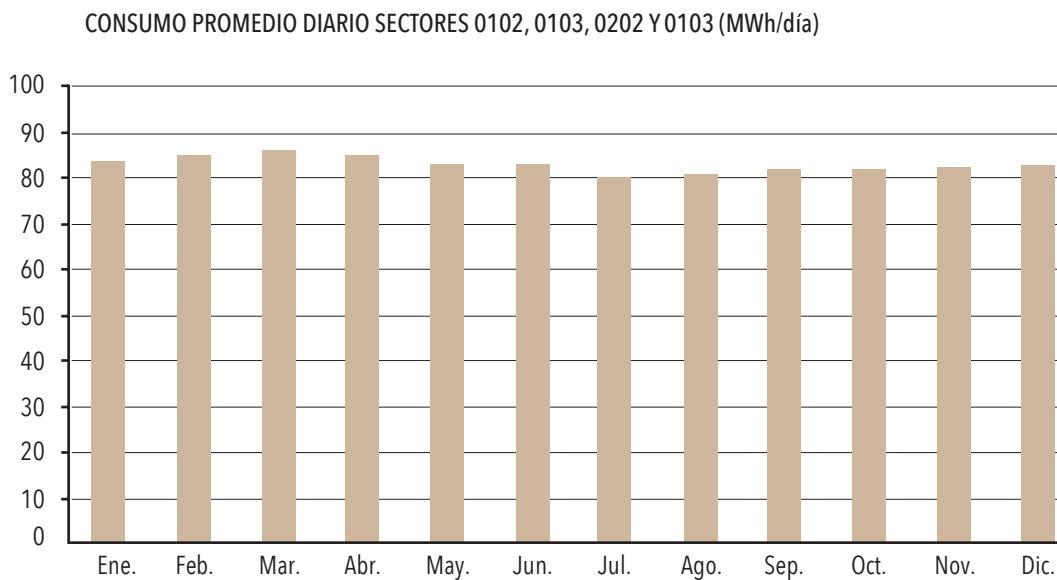


Figura 50. Consumo promedio diario por cada mes [265]

En el consumo diario se observan oscilaciones más marcadas en concordancia con los días de la semana. En fines de semana y en especial domingos es inferior respecto a días laborables. Los sábados, en promedio, el consumo se reduce un 15,5% y los domingos en un 31,0%, frente a día laboral promedio. La Figura 51 muestra la fluctuación promedio por semana. Por último, en el análisis de fluctuación por horas del día, se observa que las curvas de consumo promedio del mes con máxima demanda, comparada con la curva del mes con mínima demanda, son muy similares, y la forma del perfil, muy parecidas (Figura 52).

CONSUMO PROMEDIO DIARIO SECTORES 0102, 0103, 0202 Y 0103 (MWh/día)

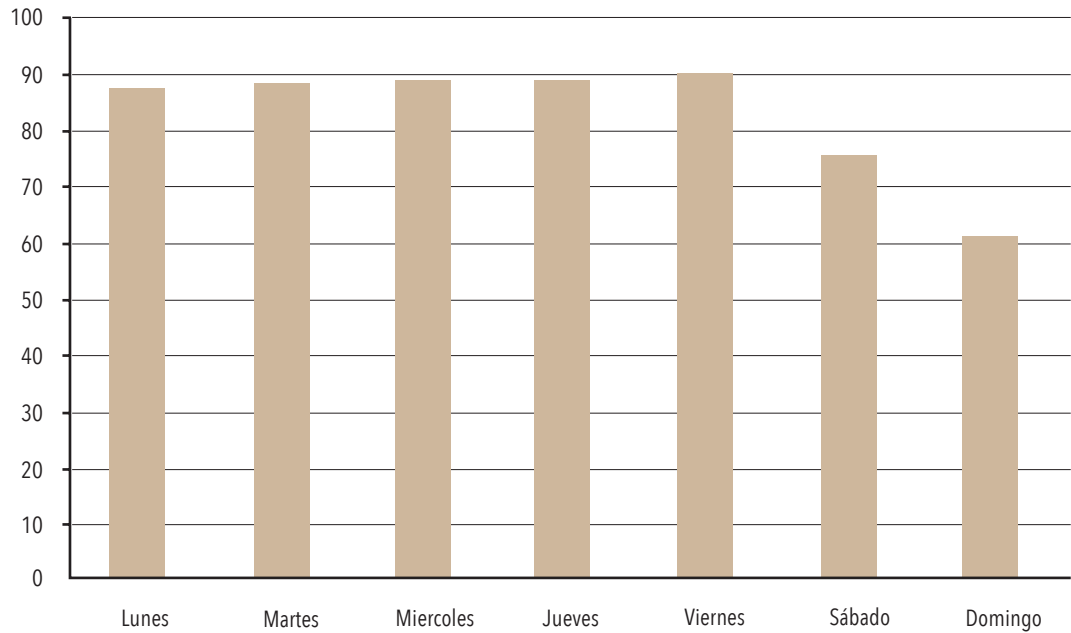


Figura 51. Consumo característico durante una semana [265]

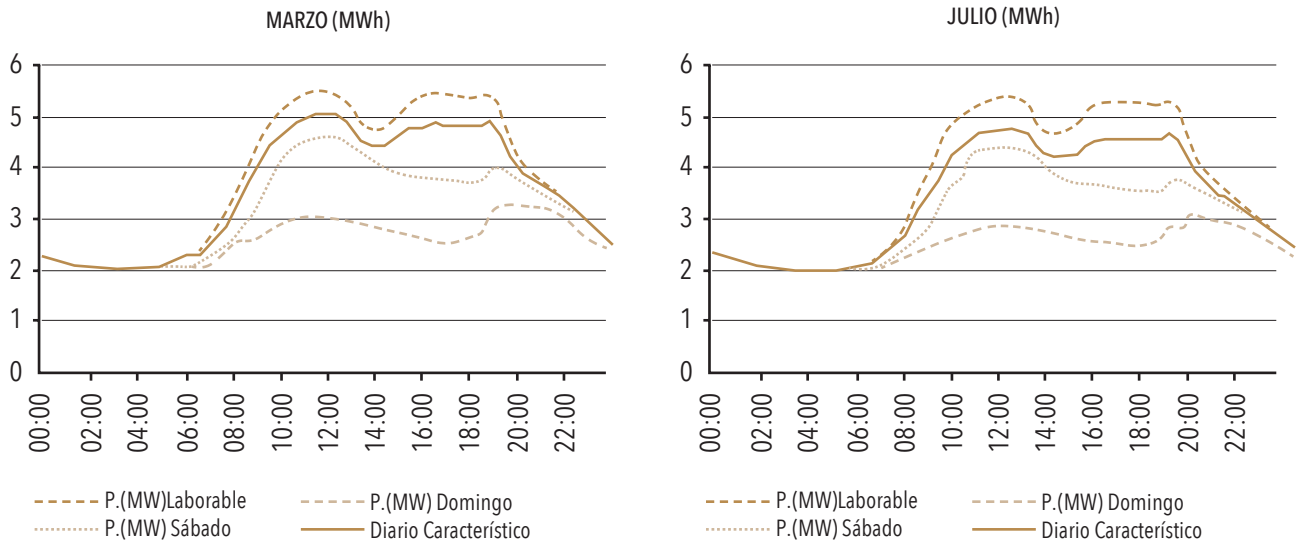


Figura 52. Consumos característicos horarios en meses extremos de mínimo y superior consumo (marzo y julio) [265]

Irradiación disponible, ocupación geométrica y sombras

Entre los cien casos se descifra que en 34 existe potencial afectación de sombras. Se diagraman estos casos tridimensionalmente del universo de cien junto con volumetrías esquemáticas de las construcciones vecinas. Con este proceso se detectan posibles pérdidas de incidencia de irradiación directa. Se grafica el porcentaje de sombras detectado horariamente. Se anota que de acuerdo con el recorrido solar existe incidencia de sombras bajo por el recorrido solar ecuatorial. Se analizan los meses extremos de solsticio, a pesar de ello, ambas situaciones difieren muy poco. Las pérdidas muestran que después de las 8:00 y antes de las 16:00 no superan el 7% de sombreamiento y entre las 10:00 y 14:00 no se supera el 2%, justo cuando existe mayor irradiación. Los indicadores determinados se emplean en el modelado en software SAM®.

En cien casas tomadas de forma aleatoria, se modelan sus techumbres tridimensionalmente con la herramienta BIM Archicad 19 de Graphisoft®. A través de texturas representativas (hatchs) de las dimensiones de placas fotovoltaicas de silicio cristalino de sesenta celdas y de tejas fotovoltaicas, se calculan los indicadores de ocupación geométrica de superficie de captación por superficie de faldón, siendo del 74% para el caso de placas y de 92% en el caso de tejas fotovoltaicas. Las superficies de captación solar resultantes son mostradas en la Tabla 13. La disponibilidad de superficie de captación con placas de silicio frente a superficie de ciudad es 23,4%, y con teja fotovoltaica resulta en 29,1%.

Tabla 13

Superficies de faldones acordes a orientaciones, superficie de ocupación de placas fotovoltaicas de silice y de teja fotovoltaica

Orientación	Superficie faldón por orientación (m ²)	Ocupación placas fotovoltaicas de silice (m ²)	Ocupación tejas fotovoltaicas (m ²)
Norte	85185	63037	78371
Este	80941	59896	74465
Sur	82960	61390	76323
Oeste	90142	66705	82930
Total	339228	251028	312089

Con la información de la irradiación y de techos se mide la producción neta factible de los bloques construidos y su significancia frente a demandas en magnitud a lo largo del año (Figura 53). La producción fotovoltaica presentaría leves oscilaciones, alcanzando un 174% respecto a la demanda con placas de silicio y hasta un 73% de la demanda con tejas fotovoltaicas en meses de buena insolación (octubre-noviembre); mientras que, en julio, mes con inferior irradiación, la proporción de abastecimiento alcanzaría un 121% de la demanda con placas de silicio y 50% con tejas fotovoltaicas. El promedio anual señala un porcentaje de abastecimiento de 148% con placas frente a un 61% con tejas. Con ello se evidencia, a pesar de la variabilidad, una marcada estabilidad tanto en generación como consumo respecto a regiones estacionales.

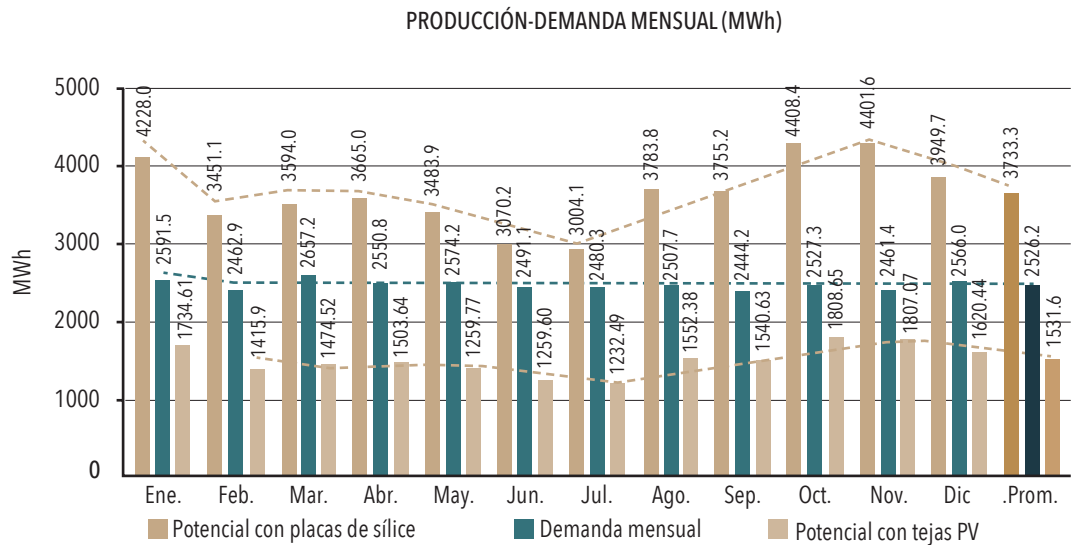


Figura 53. Generación eléctrica mensual frente a producción factible con placas fotovoltaicas de silicio y tejas fotovoltaicas [265]

Variabilidad de producción-demanda diaria y horaria

La producción fotovoltaica varía hora a hora, se observa que solo en siete horas puntuales en el año la sobreproducción alcanza los 25 MWh. Sobre la hora 6204 (15 de septiembre) se sobrepasa los 28 MWh de producción eléctrica, situación explicable acaso por la situación solar en equinoccio, y consecuente irradiación canicular. Pero estos picos no se alcanzan a prolongarse por más de una hora (Figura 54). En cuanto a la diferencia producción-demanda, en determinadas horas se llega a tener sobreproducciones de 18 MWh en día laborable y estas crecerían potencialmente a 23 MWh en día no laborable, de coincidir estos con horas de máxima irradiación, situación en que la red recibiría máxima sobreproducción. En cuanto a la instalación masiva de tejas fotovoltaicas, es usual que se alcance entre 5 y 7 MWh de sobreproducción en horas de alta irradiación.

En la Figura 55 se evidencia que en el balance diario es normal que se sobrepase los 50 MWh diarios de excedentes. En noviembre estos excedentes pueden estar cerca de los 100 MWh y son pocos los días en que existiría déficit, viéndose estos en los meses de junio y julio. Al aplicar tejas fotovoltaicas existe déficit durante la mayor parte del año, son pocos los días en que la producción sobrepasa la demanda, concentrados estos entre octubre y enero.

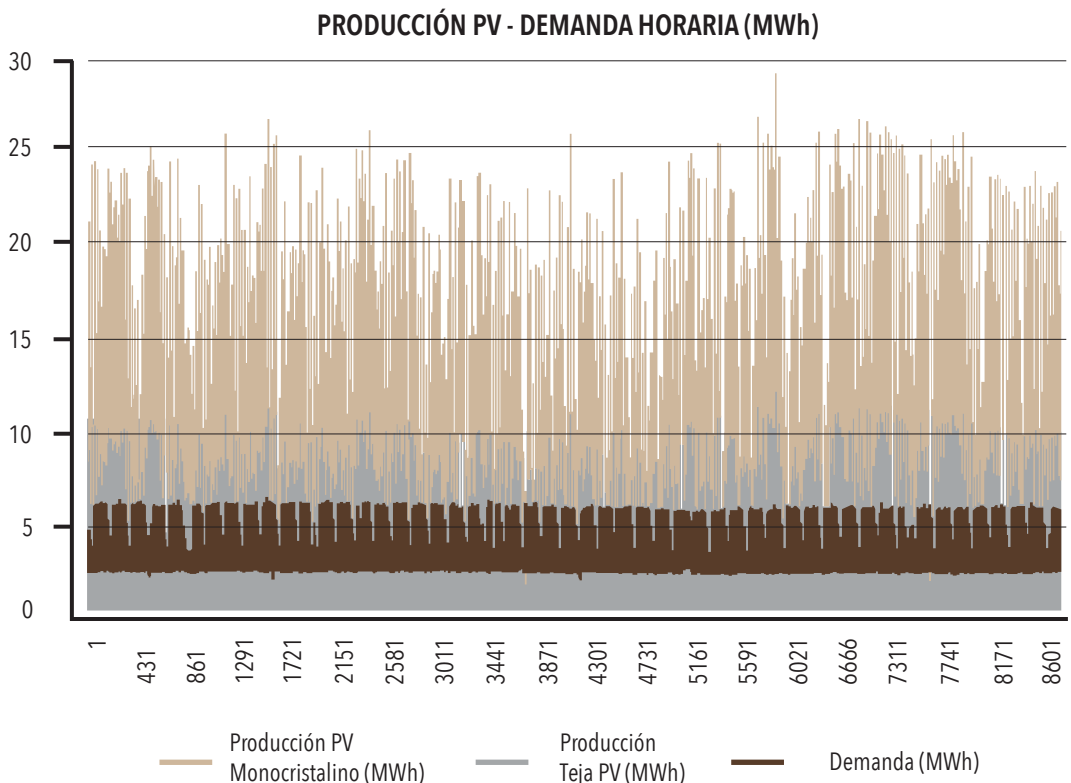


Figura 54. Variación horaria en un año de producción-demanda

FLUCTUACIÓN DIARIA PRODUCCIÓN - DEMANDA (MWh/día)

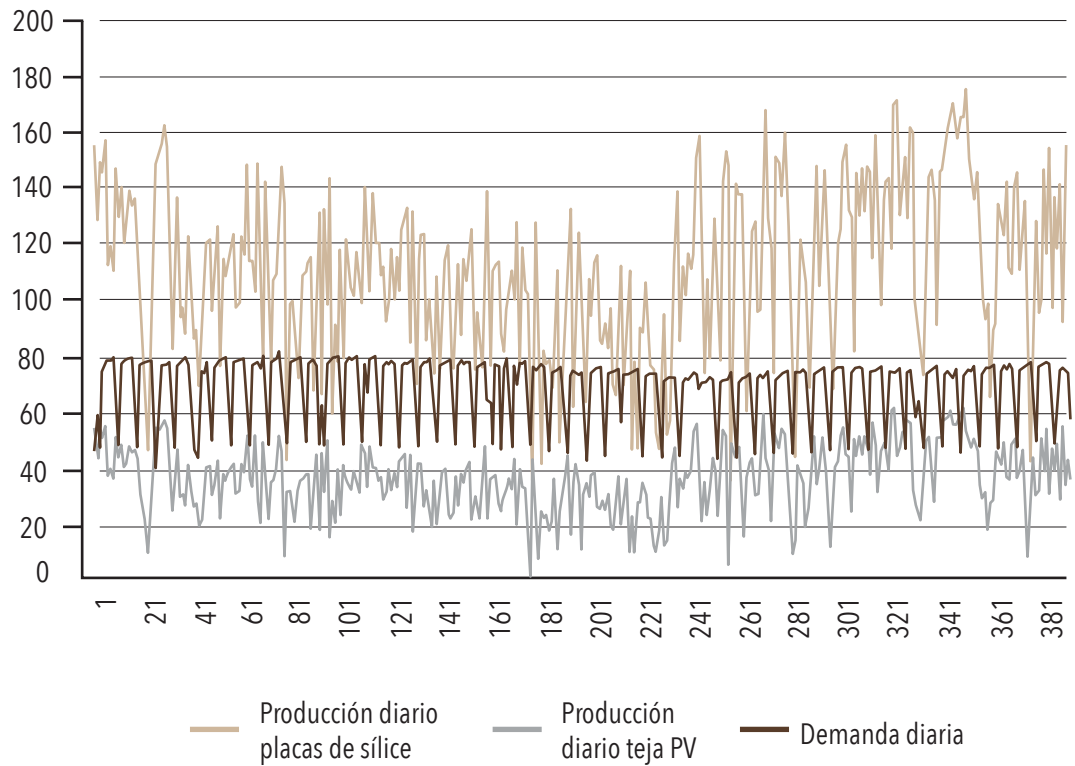


Figura 55. Promedio de producción fotovoltaica neta diaria frente a demandas promedio

En un escenario de producción eléctrica fotovoltaica urbana a gran escala, es importante conocer los desbalances e implicancias de sobreproducción en la red [268], [269]. La eficiencia de tecnología fotovoltaica de silicio cristalino posibilita un alto margen energético. Por ende, el resumen de información aquí descrita es importante para la planificación energética urbana.

Comparación de abastecimiento en meses extremos de máxima demanda y mínima demanda, con abastecimiento con placas de sílice monocristalino

Los meses con demandas máximas y mínimas son marzo y julio. Entre estos, se establece que en marzo se alcanza un momento con máxima sobreproducción (19 MWh) a pesar de tener mayores demandas, no obstante, es un mes con buena irradiación relativa. Asimismo, el día con momento de mínima sobreproducción también se encuentra en marzo (6,1 MWh), porque, a pesar de existir mayor irradiación promedio, existe un día puntual con elevada nubosidad y coincidente con días de demandas elevadas (Figura 56). Se concluye que los picos de sobreproducción no se registran necesariamente en meses de demandas reducidas.

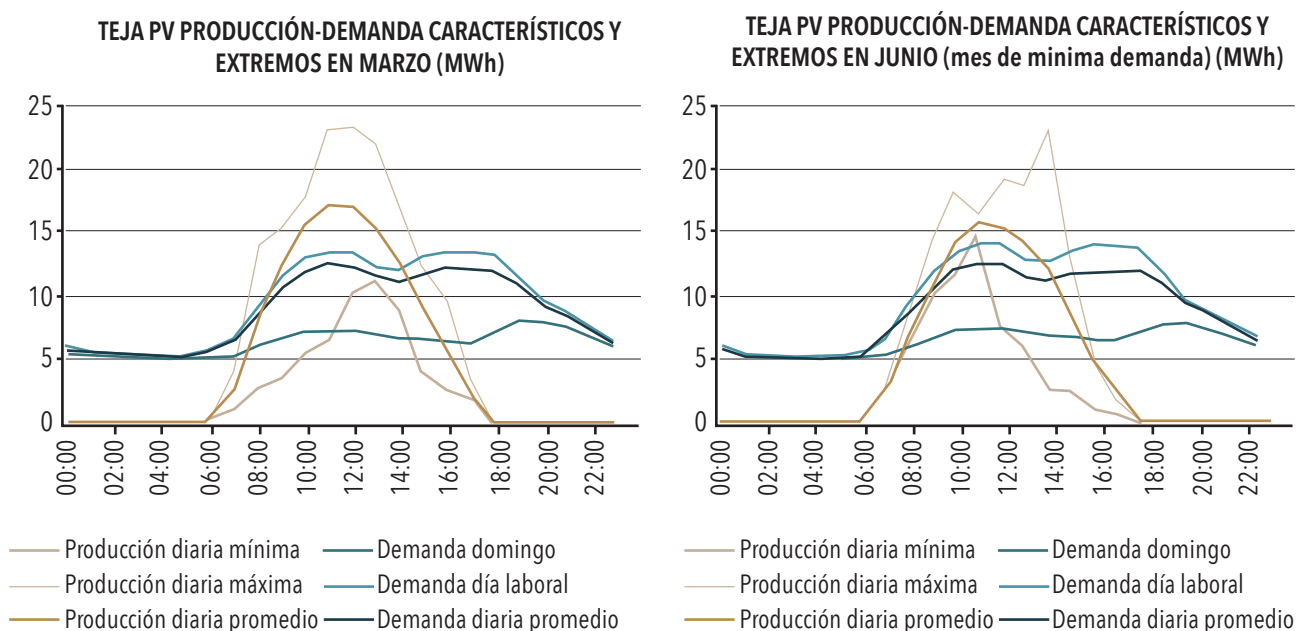


Figura 56. Abastecimiento fotovoltaico horario comparativo en días de máximo y mínimo consumo [265]

Potencial de abastecimiento en meses extremos de máxima demanda, marzo y mínima demanda, julio, con generación con teja fotovoltaica

Las tejas fotovoltaicas poseen eficiencia menor por m², pero también resultarían una opción para una menor afectación visual arquitectónica. En la Figura 57 se muestra la comparación de curvas de producción-demanda horaria en días y producción extremas. La máxima y mínima sobreproducción están en marzo con 6,5 MWh, pero en el día de menor producción frente a consumo en día laborable, no existiría excedentes a la red, teniéndose en el momento de mayor producción un déficit a la red (-0,4 MWh).

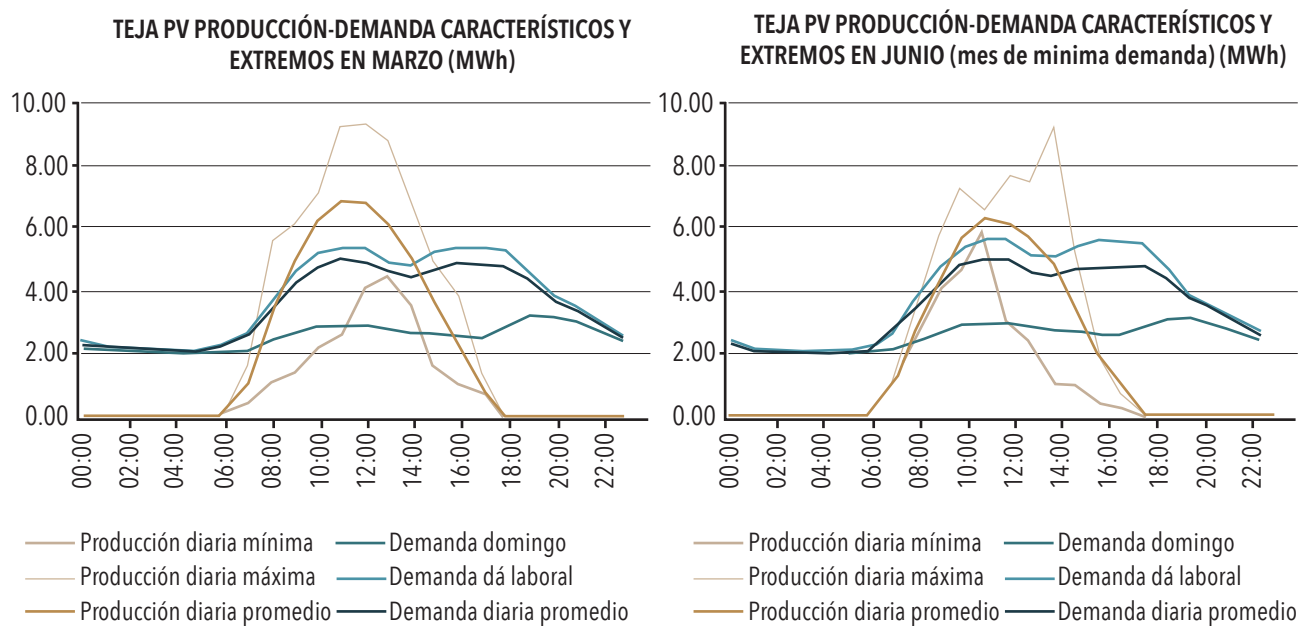


Figura 57. Abastecimiento eléctrico con tejas fotovoltaicas frente a demandas, en días característicos en meses de máxima y mínima demanda [265]

Potencial fotovoltaico en meses extremos por disponibilidad de máxima y mínima irradiación, noviembre y junio, con abastecimiento con placas de sílice

Se analizan situaciones de producción-demanda en días extremos en meses con mayor y menor disponibilidad de irradiación. Al realizar simulaciones y lecturas de noviembre como mes de máxima irradiación, se aprecia que en un día despejado existe al mediodía excedentes entre 20 y 18 MWh, dependiendo si se compara con demanda de día laborable o de fin de semana. Por el contrario, el mes de mínima irradiación frente a día laborable, se tiene un momento de sobreproducción de apenas 1,6 MWh alrededor de las 9 a. m. y no al mediodía como es habitual (Figura 58).

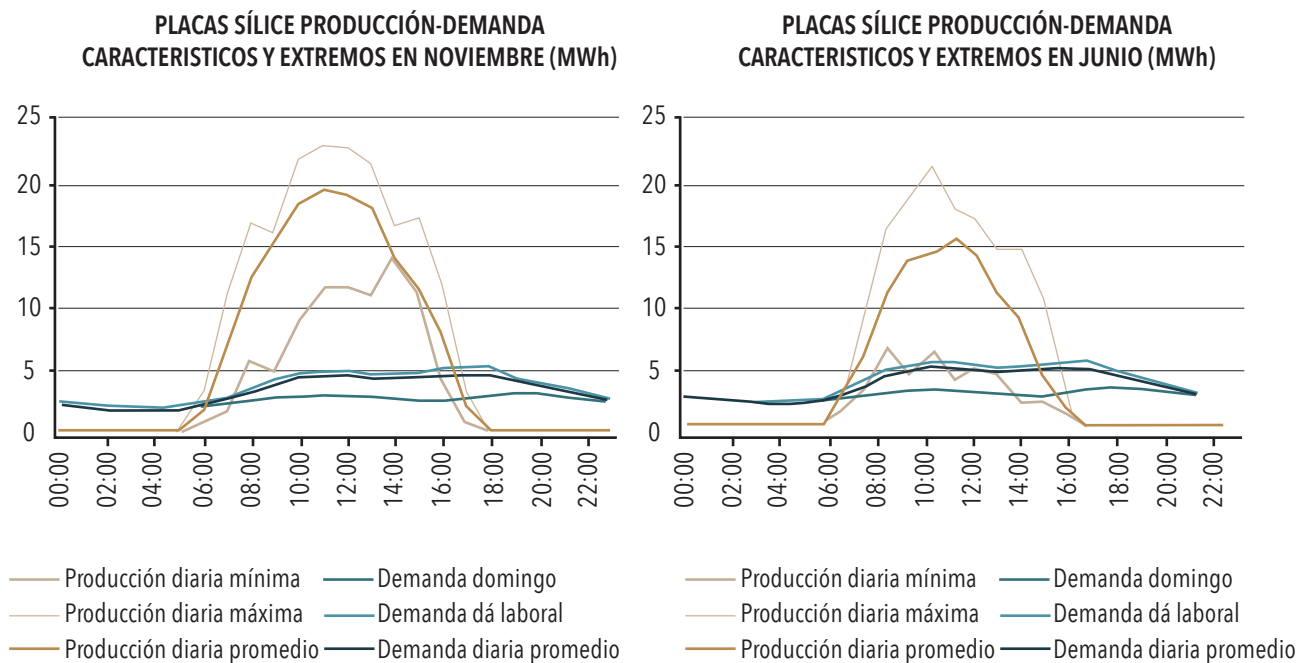


Figura 58. Abastecimiento eléctrico con placas de sílice monocristalino frente a demandas, en días característicos en meses de máxima y mínima irradiación [265]

Potencial abastecimiento en meses extremos de máxima irradiación noviembre y mínima irradiación junio, con abastecimiento con tejas fotovoltaicas

Con tejados fotovoltaicos en meses de máxima y mínima irradiación, se encuentra que, bajo la primera situación mencionada en día no laborable, existe potencialmente una sobreproducción de 6,2 MWh. Mientras que, en un día de mínima irradiación en junio, al mediodía de jornada laboral, existe un déficit de -2,8 MWh. Las curvas características de esta condición y comparación se observan en Figura 59.

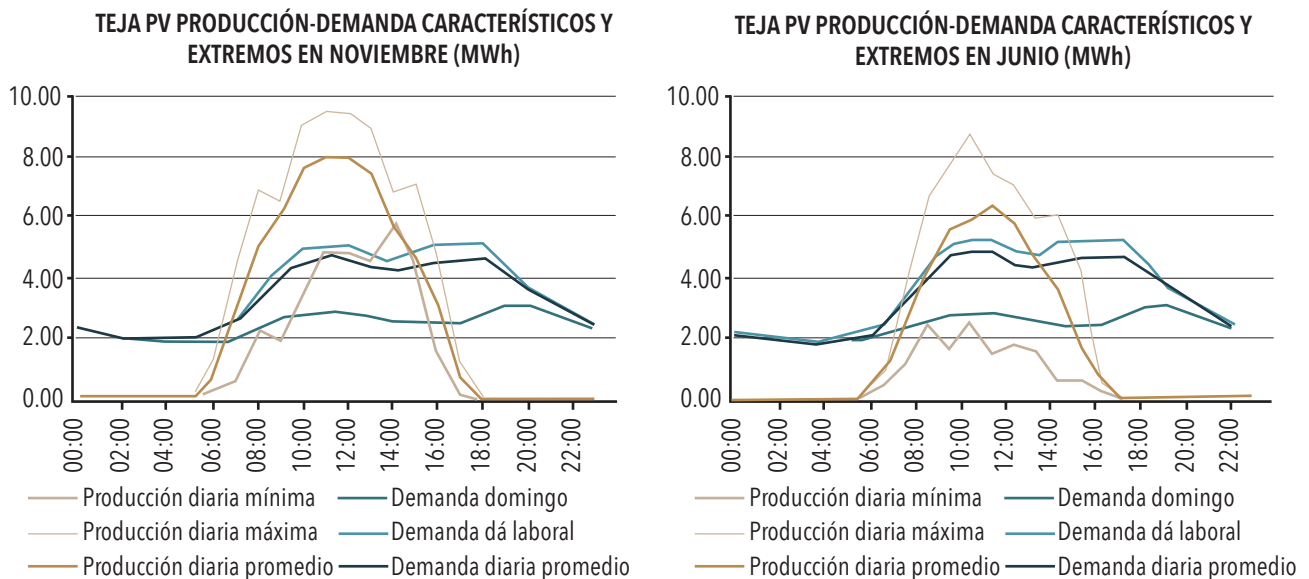


Figura 59. Abastecimiento eléctrico con placas de silíce monocristalino frente a demandas, en días característicos en meses de máxima y mínima irradiación [265]

La demanda neta anual de la zona de estudio, está en el orden de 30 157 MWh/año, frente a ello la producción neta con fotovoltaicos monocristalinos se estima en 44 799 MWh /año (148%) de la demanda y con teja fotovoltaica 18 376 MWh/año (61% de la demanda). Este potencial es superior al reportado por Byrne y otros (2017) [270] del 88% respecto a la demanda, consecuencia de condiciones favorables de irradiación, como la capacidad de despliegue de colectores orientados hacia cualquiera de los puntos cardinales, sumado a reducidas demandas energéticas urbanas. Los resultados reflejan, además, indicadores de potencial de producción de 178 kWh/año por m² en placa fotovoltaica de silicio monocristalino o 59 kWh/año por m² de teja fotovoltaica.

Caracterización de demandas por casos

La caracterización mensual de consumo de los cien casos de estudio se muestra en la Figura 60, en la que se grafica la oscilación mensual de cada uno y la condición promedio. La edificación con más alta demanda supera los 34 000 kWh al año, mientras que se observan dos casos en los que no se supera los 20 kWh al año, quizás deshabitados. El promedio de consumo anual de todos los casos es de 4953 kWh al año. Al analizarse las curvas de consumo y promedio, a pesar de tratarse de análisis de fluctuación anual, se evidencia que no existe una tendencia que señale meses de mayor y menor demanda, situación disímil respecto a países con estacionalidad moderada. Al compararse en Cuenca la demanda eléctrica horaria, se ha medido un consumo superior de dos veces y media durante horas del día respecto a la noche, pero en cuanto a oscilación estacional, la variabilidad del consumo es mínima entre meses. Durante el fin de semana, la reducción de demanda es menor en horas laborables, pero no así en la noche y madrugadas en que el consumo es casi igual todos los días y durante todo el año.

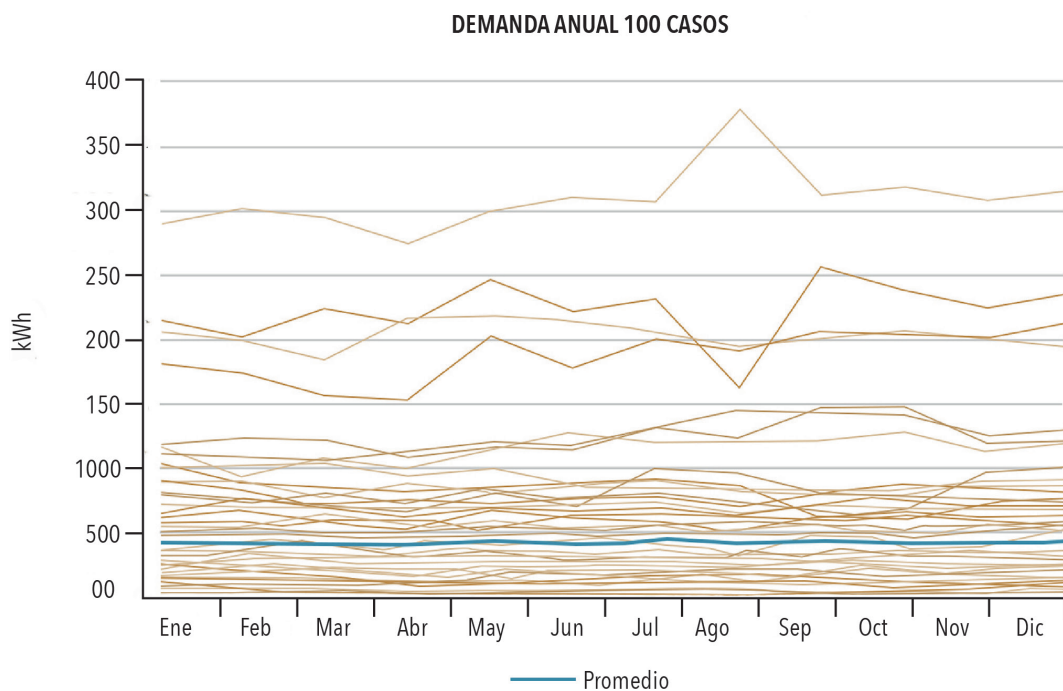


Figura 60. Consumo mensual de cien casos de estudio (kWh)

En doce casos puntuales se obtiene información respecto a la oscilación horaria de consumo por caso, considerando días laborables y fines de semana. Las mediciones se llevan entre dos y tres semanas obteniéndose perfiles característicos. Es destacable que la curva de consumo crece durante las horas del día, lo que nos deja inferir que la oscilación de irradiación tendría una adecuada coincidencia con el consumo (Figura 61).

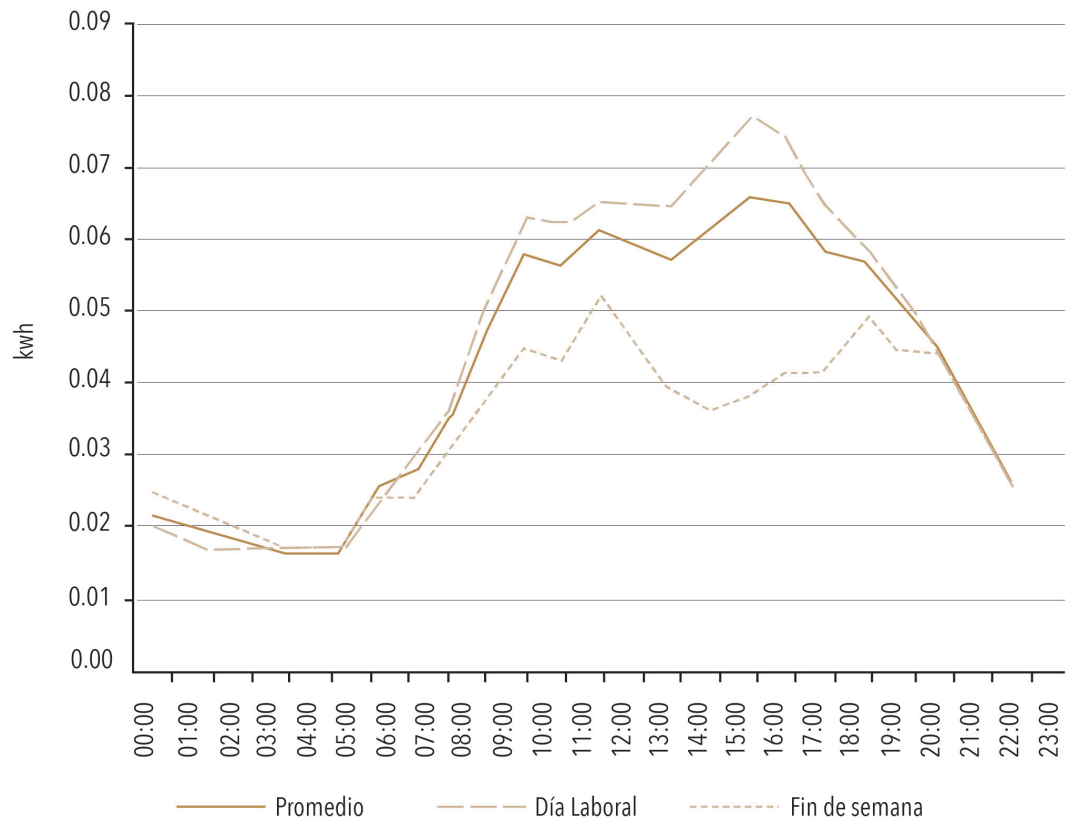


Figura 61. Consumo horario característico promedio de doce casos de estudio

Resultados y capacidad de autoabastecimiento

Para estimar la producción fotovoltaica en techumbres es necesario establecer, además del rendimiento y pérdidas por sombras, indicadores por adaptabilidad geométrica de las placas de silicio comerciales típicas en relación con los faldones de techumbre. Este factor no es considerado en gran parte de las estimaciones de potencial solar, pero puede suponer una reducción de posible ocupación hasta de un 35% para cubiertas inclinadas [97].

El rendimiento encontrado para placas monocristalinas en mediciones locales es de alrededor del 14% respecto a irradiación [271]. Para el caso de tejas fotovoltaicas, normalmente, desarrollada con fotovoltaico de lámina delgada de silicio amorfo, cadmio-telurio, etc. (Thin Film), la eficiencia de estas tecnologías es un 30% inferior frente a tecnologías típicas de silicio cristalino [263]; no obstante, se espera un índice de ocupación real de irradiación inferior respecto a la superficie total de teja fotovoltaica de un 70%, como consecuencia de ocupación de la célula o condiciones de traslape o la propia forma de la teja [264].

A partir de estos datos, se asume para estimación un rendimiento de alrededor de 4,5% de eficiencia frente a irradiación; aunque es trabajo pendiente el investigarse el rendimiento real de estos productos aún no ofertados en el mercado ecuatoriano. Con estos datos, se calibra un modelo para medir con el software SAM® [225]. Al simular la producción anual, se obtienen fluctuaciones horarias por m² de producción fotovoltaica. Los resultados de este estudio (Tabla 14), al haberse calibrado modelos y verificado los rendimientos en producción real en tecnología de silicio monocristalino, resultan más fiables que en el caso de tejas fotovoltaicas, simulación que se realiza a partir de producción factible publicada en otras locaciones.

Tabla 14
Superficies de techumbre y de posible ocupación

Orientación	Superficie faldón por orientación (m ²)	Ocupación placas fotovoltaicas de silicio (m ²)	Ocupación tejas fotovoltaicas (m ²)	Ocupación placas de silicio estándar Net-Zero (m ²)
Norte	5603,5	3961,7	5155,2	697,4
Este	4380,1	3096,7	4029,7	545,2
Sur	5082,3	3593,2	4675,7	632,6
Oeste	4581,0	3238,8	4214,5	570,2
Total	19646,9	13890,3	18075,1	2445,3

Capacidad global posible de abastecimiento.

Con la geometría y disposición de techos es factible que en los casos de estudio descritos y su significancia frente a demandas en magnitud mensual y fluctuaciones anuales, la producción fotovoltaica alcance los 2 815 454,03 kWh en un año, ello comparado frente a la demanda registrada de 495 304,67 kWh/año, entonces la proporción de producción es de 5,7 veces respecto a las demandas al aplicarse placas monocristalinas considerando su máxima ocupación física. Con tejas fotovoltaicas se alcanzaría a generar 1 059 420,18 kWh/año, lo que representaría alrededor de 2,1 veces respecto a la demanda. En consecuencia, la superficie disponible no sería la limitante para articular una y otra tecnología para cubrir la totalidad de la demanda.

Variabilidad de producción-demanda mensual, diaria y horaria

Al comparar demanda con producción eléctrica al mes, la primera refleja considerable estabilidad, frente a una oscilación algo más pronunciada de potencial fotovoltaico, la cual se muestra en la Figura 62. Este gráfico señala el promedio diario de producción y demanda de los escenarios analizados. Así, con 3962 m² instalados de placas de silicio, la sobreproducción en el mes con menor irradiación está en el orden de los 4500 kWh/día; en cambio, en el mes con máxima irradiación, el excedente promedio diario es de 7000 kWh/día. Con 5155 m² de teja fotovoltaica los excedentes se reducen a 900 kWh/día para julio a 1330 kWh/día en noviembre; finalmente, en el escenario de instalación de 698 m² de placas de silicio se observa un déficit de 300 kWh/día en julio y alrededor de 290 kWh de excedentes en la mayor irradiación hallada en el mes de noviembre.

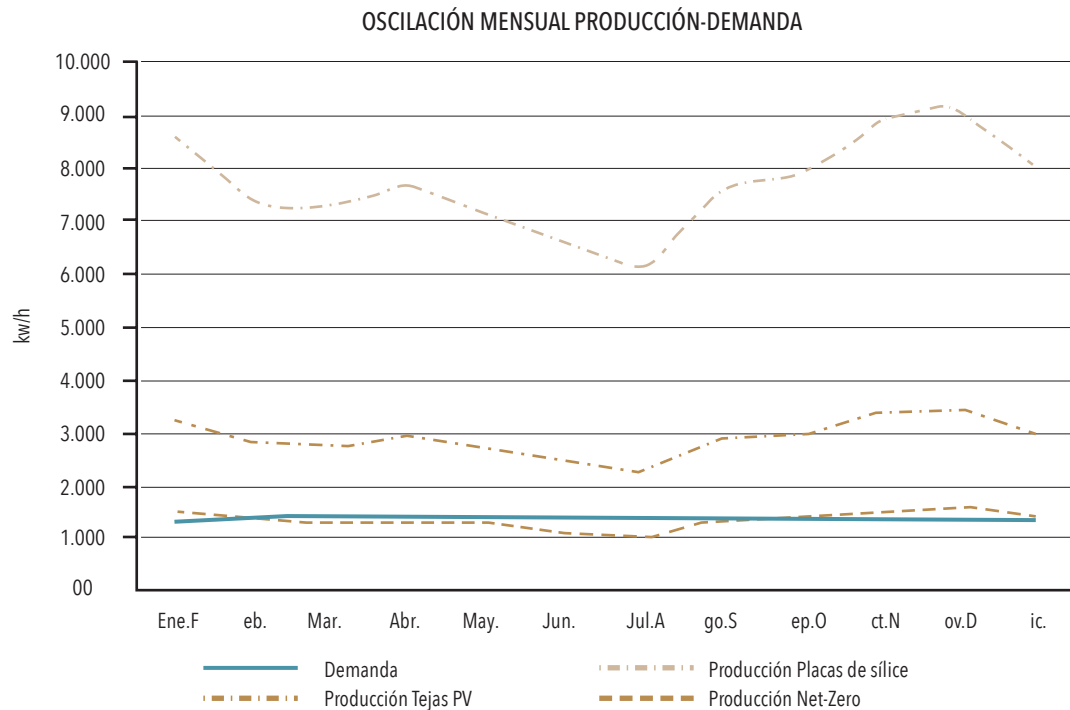


Figura 62. Demandas energéticas mensuales frente a producción factible con placas fotovoltaicas de sílice y tejas fotovoltaicas.

Potencial solar e implicancias arquitectónicas


Aunque arquitectónicamente el despliegue de tejas fotovoltaicas implica menos impacto estético, consideración importante en un entorno patrimonial, se torna en una situación discutible si el precepto es mantener la autenticidad de la edificación considerando el hecho de remplazar la materialidad original. La discusión ahora mismo está presente en el debate mundial, la eficiencia energética y las energías renovables y la afectación a la originalidad de edificaciones valoradas. Elementos tecnológicos y contemporáneos como placas fotovoltaicas o solares térmicas incorporadas en una edificación patrimonial, ¿deberían expresarse o no como tales?, ¿qué tan perceptibles pueden ser?, ¿desde qué perspectivas serían afectantes?, ¿es más importante mantener los valores estéticos patrimoniales y seguir impactando la naturaleza para energizar ciudades, por su valor patrimonial? Existen estas preguntas y se pueden plantear muchas más. Existirán, sin duda, diversas posturas y respuestas a estas interrogantes y ello en concordancia con el parecer y criterio de cada individuo. Para ayudar a tomar una postura al lector siempre válida, se presenta un análisis conjunto desde la perspectiva estética como energética acerca de la implicancia de que viviendas con connotación patrimonial incorporen tecnologías activas solares.

En Cuenca, se determina que la mimetización trae limitaciones técnicas para una tecnología que tiene menor eficiencia, la teja fotovoltaica, con altos costos frente a la contraparte tecnológica sumado a limitaciones técnicas [264], aunque se suponen son productos aún en desarrollo y con potencial en el futuro.

A continuación, se presenta cuatro casos denominados según su valor patrimonial como VARA 0103-22, VAR A 0202-05, y de menor valor los casos denominados VAR B 0102-11 y VAR B 0103-16 (Tabla 15). Son casos puntuales en los que se colocaron sistemas de registro horario de consumo para caracterizar el consumo en concordancia a día de semana laborable o fines de semana y esto en concatenación con la información del consumo total mensual y anual registrados por la empresa de comercialización. Con estos datos también se caracterizó el consumo de los mismos, encontrando el potencial solar a partir de las demandas de consumo anual, planteando la cantidad de placas requeridas para producir una magnitud eléctrica cercana a las demandas anuales. No obstante, se consideran los escenarios tomando en cuenta la cantidad total de placas de silicio en ocupación absoluta de los faldones tanto con tejas fotovoltaicas como con placas de silicio comerciales típicas. Estas situaciones son simuladas visualmente a través de fotomontajes para a su vez determinar las visualidades. Se observa que, en las cuatro situaciones, tanto con tejas como con placas de silicio se alcanza una producción que excede el consumo. En los fotomontajes del costado derecho de la Tabla 15 se muestra el montaje fotográfico correspondiente a la cantidad de fotovoltaicos requerida para alcanzar el balance eléctrico neutro de estos casos de estudio.

Tabla 15

Fotomontajes de 4 modelos analizados bajo criterios de integración de tejas fotovoltaicas, placas de sílice en máxima ocupación y placas de sílice en proporción para alcanzar el balance eléctrico neutro [220]

<p>VAR A 0103-22</p> <p>TEJA PV, 708 m²</p>	<p>PLACAS DE SÍLICE, MAXIMA OCUPABILIDAD, 216 PLACAS MONOCRISTALINAS</p>	<p>PLACAS DE SÍLICE, NET ZERO, 12 PLACAS MONOCRISTALINAS</p>
		
<p>VAR A 0202-05</p> <p>TEJA PV, 425 m²</p>	<p>PLACAS DE SÍLICE, MAXIMA OCUPABILIDAD, 323 PLACAS MONOCRISTALINAS</p>	<p>PLACAS DE SÍLICE, NET ZERO, 53 PLACAS MONOCRISTALINAS</p>
		
<p>VAR B 0102-11</p> <p>TEJA PV, 200 m²</p>	<p>PLACAS DE SÍLICE, MAXIMA OCUPABILIDAD, 99 PLACAS MONOCRISTALINAS</p>	<p>PLACAS DE SÍLICE, NET ZERO, 11 PLACAS MONOCRISTALINAS</p>
		
<p>VAR B 0103-16</p> <p>TEJA PV, 148 m²</p>	<p>PLACAS DE SÍLICE, MAXIMA OCUPABILIDAD, 179 PLACAS MONOCRISTALINAS</p>	<p>PLACAS DE SÍLICE, NET ZERO, 9 PLACAS MONOCRISTALINAS</p>
		

La Figura 63 muestra las fluctuaciones de producción-demanda previstas en días extremos, así como en condición promedio de meses característicos de un caso puntual VAR A0202-05, aquel que mayor consumo registra entre los casos muestreados. La producción promedio en abril (mes de irradiación promedio) sería de 1282,7 kWh, cercano a la demanda promedio diaria de 1357,0 kWh. Pero en días extremos de mayor irradiación, existiría una sobreproducción del 50% frente a la demanda; por lo contrario, el día con mínima irradiación se alcanzaría a generar solo un 30% respecto a la demanda de las casas.

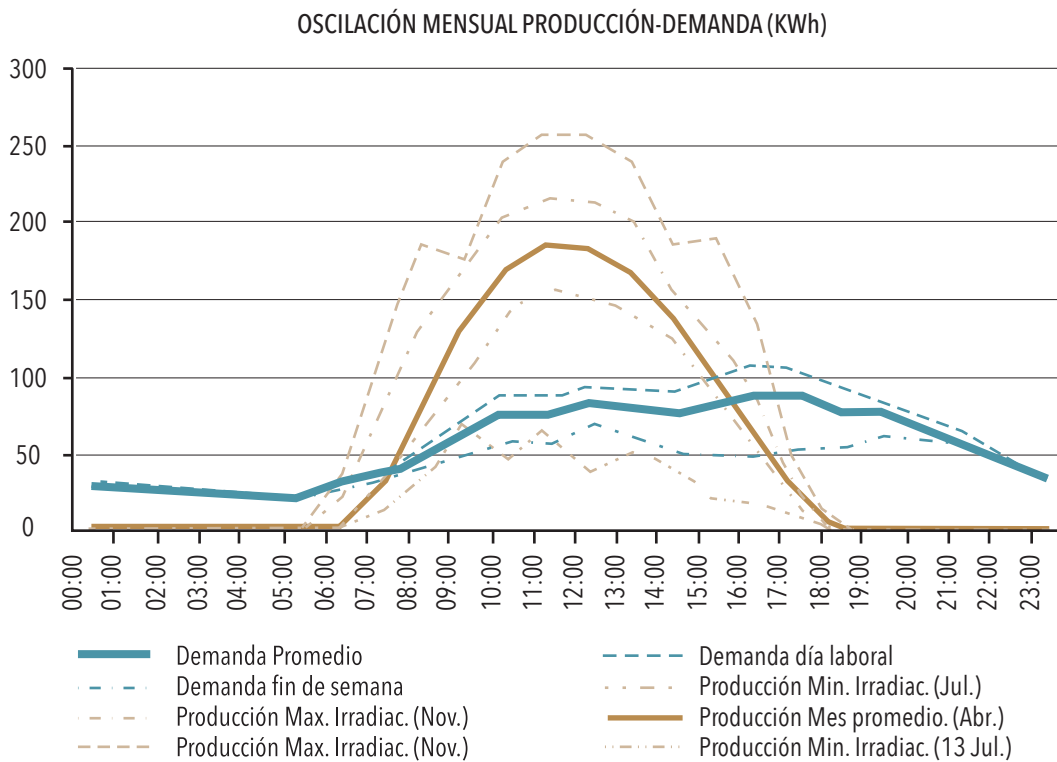
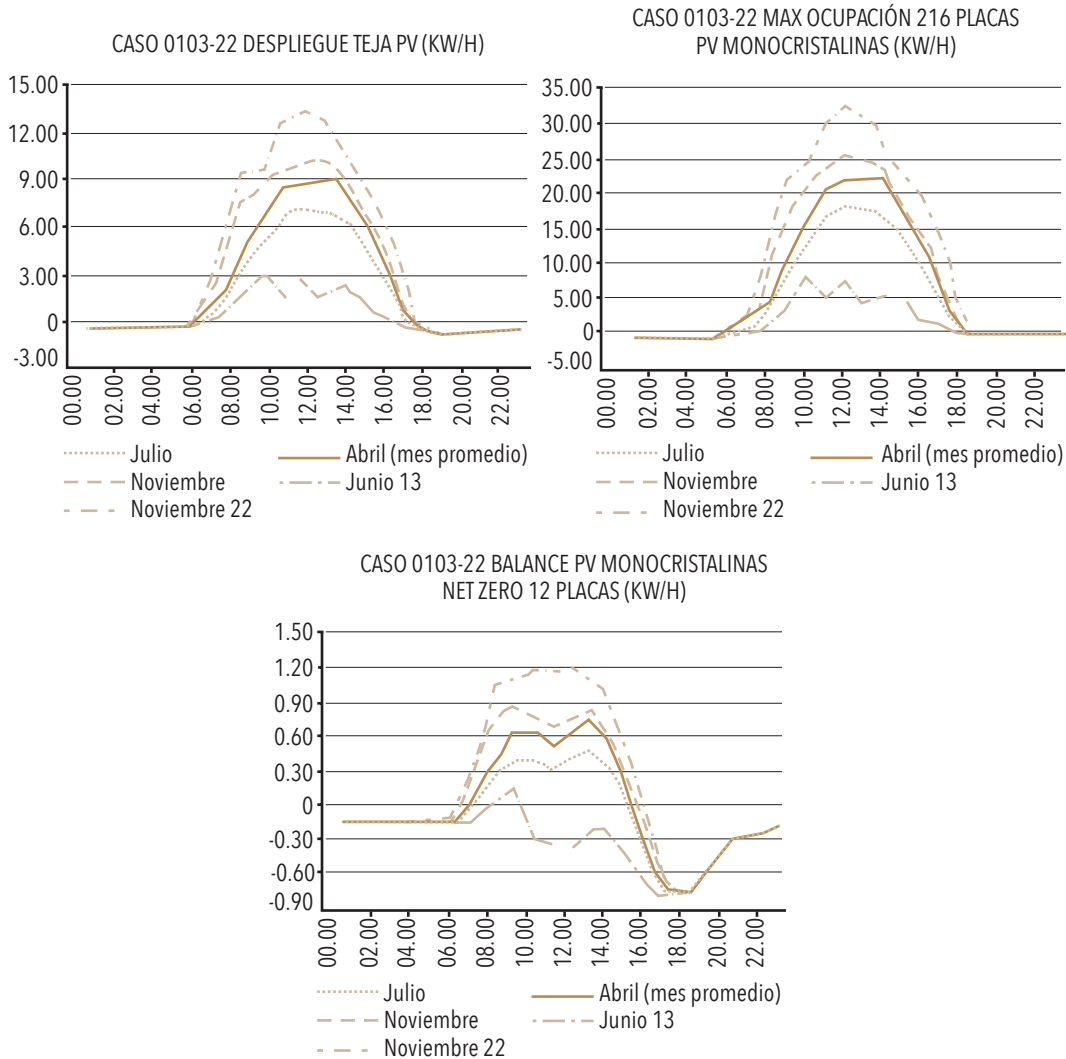


Figura 63. Consumo y producción horaria en días extremos de irradiación frente a días laborables, fin de semana y promedio en caso de demandas más altas [265]

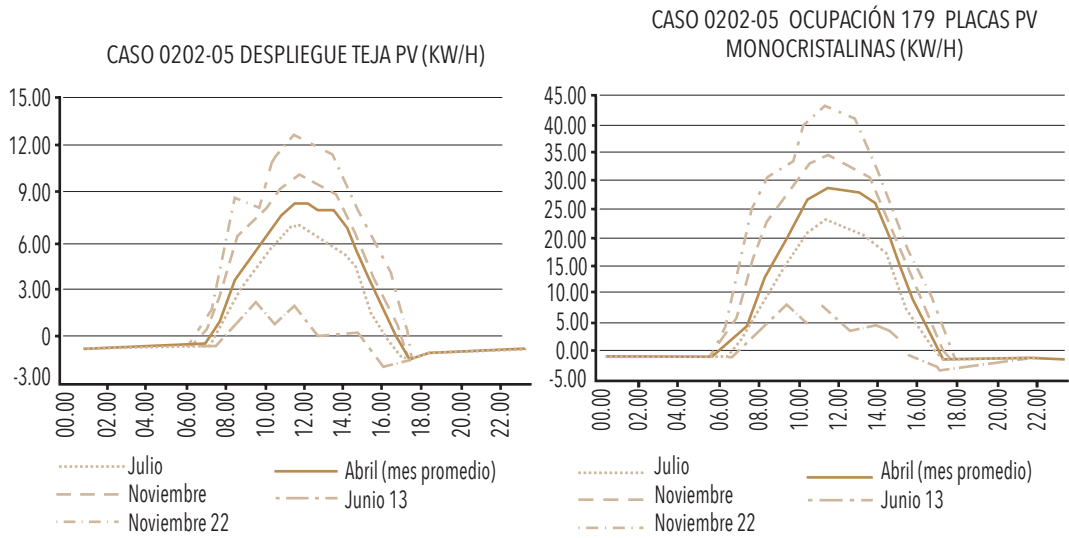
En la Tabla 16 se muestran las curvas de balance (resta) entre producción y consumo de los cuatro casos analizados, en los días de máxima irradiación, mínima irradiación e irradiaciones promedio. Al realizar la sumatoria de producción energética en estos casos, se encuentra que los excedentes energéticos en los casos de ocupación total son abundantes, en el caso mayor proporción de capacidad eléctrica, se pudo abastecer entre 18 y 19 veces la demanda, con tecnología de placas de silicio; entre 8 y 9 veces la demanda con tejas fotovoltaicas; y, al mismo tiempo, se precisó que para lograr los estándares Net-Zero, se requiere ocupar apenas entre un 4,5 y 9% de superficie de techo con placas de silicio. Ello permite concluir que las placas de silicio si bien implican afectación visual, la ocupación de las mismas puede ser localizada en zonas poco perceptibles dada la escala requerida, con poca proporción de ocupación, mucho menor que la curva de demandas que se visualiza después de las 17:00. En el costado izquierdo de la Tabla 16 se visualiza con la condición de estándar Net-Zero, en los que se ve excedentes hasta las 15:00 casi siempre, luego al final de la tarde se requiere en todos los casos la compra de energía a la red. Incluso en día de baja irradiación se alcanza a abastecer la totalidad de la demanda en horas cercanas al mediodía. En los fotomontajes se observa que las techumbres con teja fotovoltaica entregan un aspecto de uniformidad urbana, pero se elimina el aspecto característico de la teja artesanal típica. Más detalles de este estudio y la metodología para obtención de estos resultados están publicados por los autores [272].

Tabla 16
 Simulación de bance energético horario [220]

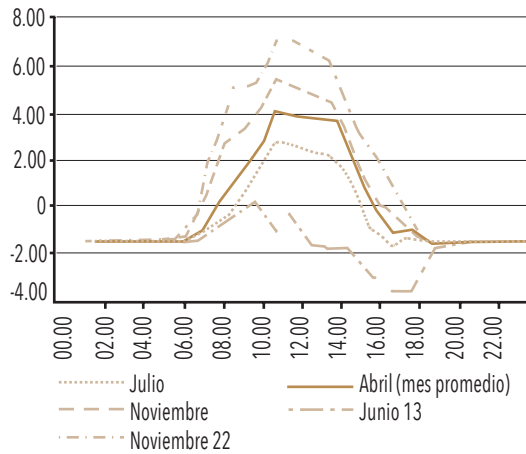
Caso VAR A 0103-22



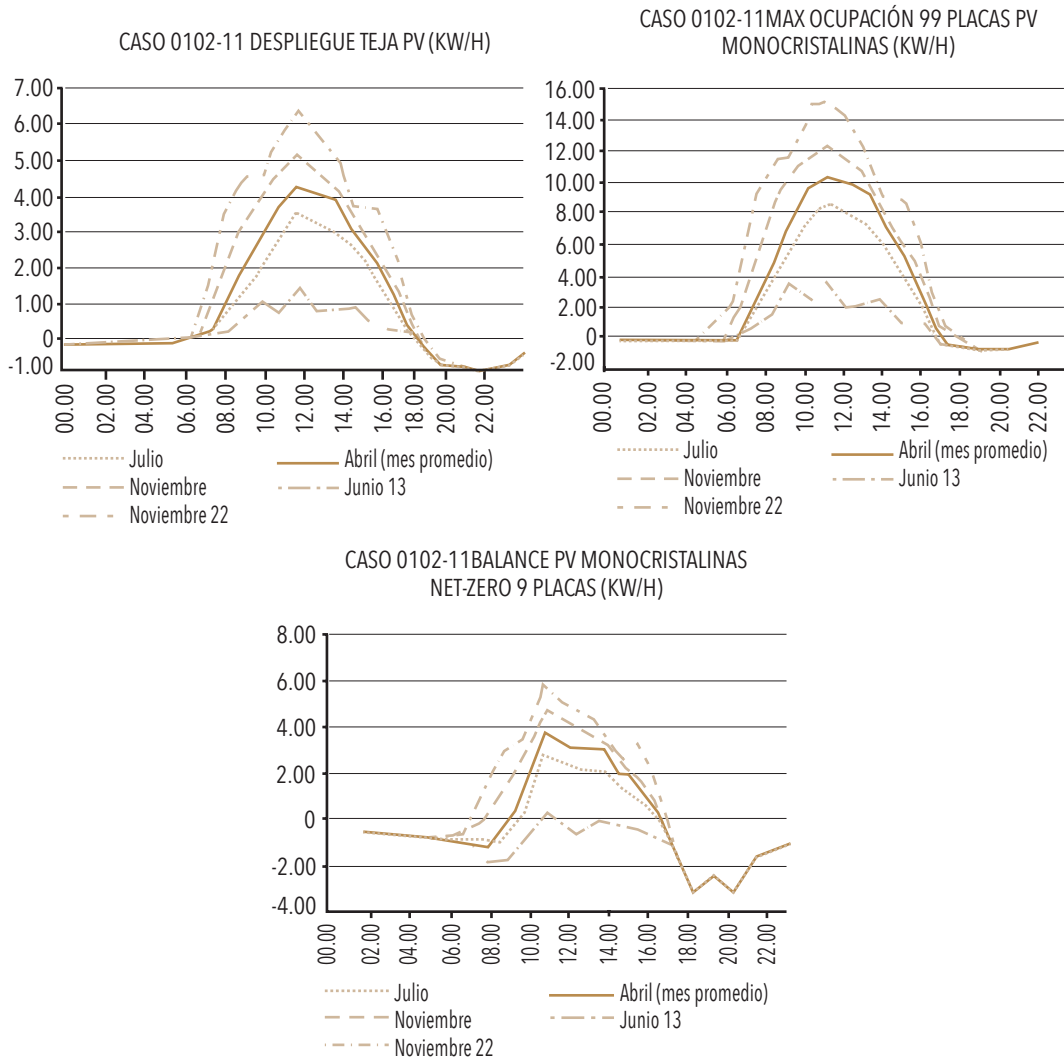
Caso VAR A 0202-05



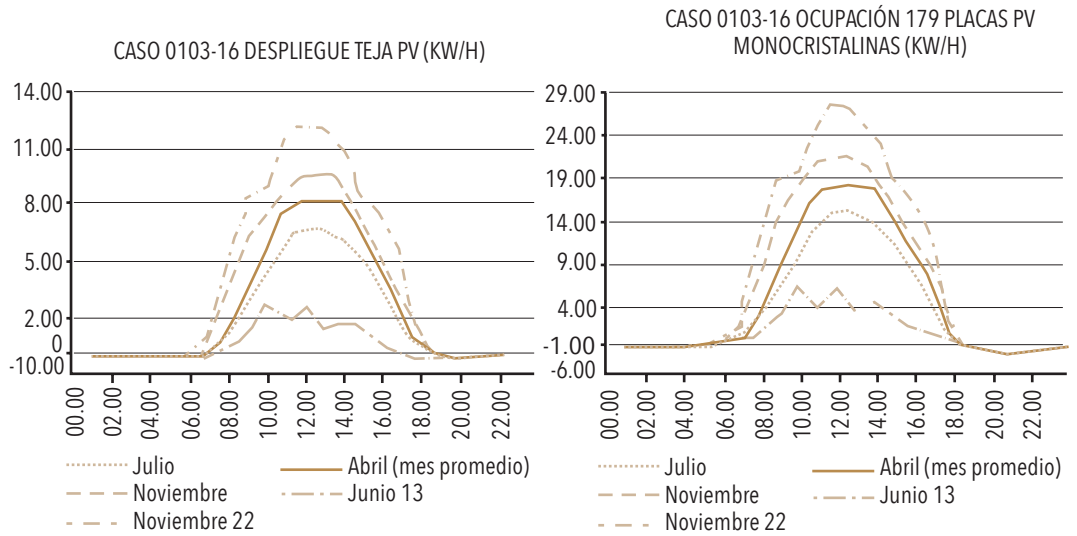
CASO 0202-05 BALANCE PV MONOCRISTALINAS NET-ZERO 66 PLACAS (KW/H)



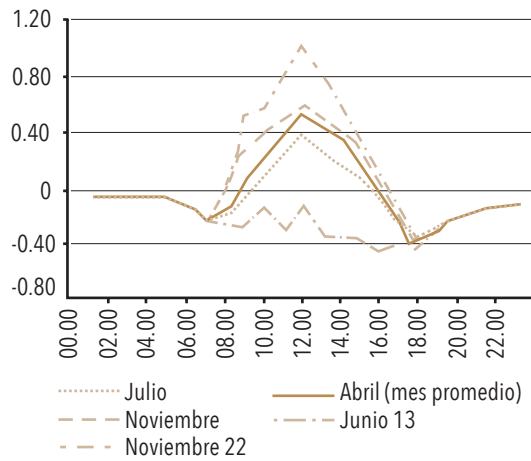
Caso VAR B 0102-11



Caso VAR B 0103-16.



CASO 0103-16 BALANCE PV MONOCRISTALINAS NET-ZERO 9 PLACAS (KW/H)



Analizada la capacidad energética que demuestra que existe disponibilidad espacial en exceso para lograr el autoaprovisionamiento, el siguiente asunto primordial que se tiene que definir como sociedad es el hecho de considerar ¿si es necesario sacrificar más espacios agrestes como necesidad derivada de la provisión energética, espacios limitados que no pueden considerarse en sí mismos como fuentes renovables?

En buenos términos, esta ciudad posee las condiciones para generar por lo menos sus necesidades eléctricas y más. Para ello es necesario aceptar una nueva estética resultado de los colectores solares. Ahora mismo por las condiciones dadas quizás para el ciudadano común no es visible todavía la necesidad de implementar en la ciudad producción energética; no obstante, el problema está latente por el crecimiento del consumo y la afectación a la naturaleza.

En la historia de la arquitectura, ha sido habitual el incorporar elementos tecnológicos derivando en nuevos «resultados espectaculares». En ciudades europeas con valor arquitectónico, con alta carga patrimonial y gran antigüedad y acaso con menor potencial solar que los lugares ecuatoriales, la integración de energías renovables en edificaciones está en discusión, y por varios es reconocido como prioridad, valorando la autosuficiencia energética y en consecuencia, proponiendo posibilidades de incorporación solar en edificaciones de valor [217], [218], [245], [273], [274]. Queda, además, la expectativa, de un mayor desarrollo futuro de alternativas fotovoltaicas para su integración arquitectónica para edificaciones, así como la estandarización que permita una real aplicación y posibilidades de mantenimiento [136].

Los principales resultados globales en los análisis realizados corresponden solo desde la perspectiva energética en esta primera estancia. Se determina que la demanda neta anual de las ochenta manzanas de la zona de estudio es de 30157 MWh por año. Pero en los cien casos estudiados está en el orden de 495 MWh/año. La producción neta factible a máxima capacidad con fotovoltaicos monocristalinos se estima estaría alrededor de 2815 MWh anual, es decir, 5,7 veces la demanda y con teja fotovoltaica de 1059 MWh correspondiente a 2,1 veces la misma. Si bien es un potencial muy alto y significativo, para las propias edificaciones, frente a las demandas urbanas de todo el sector de estas 80 manzanas con cien inmuebles a máxima capacidad fotovoltaica. Se obtiene aún un margen menor de capacidad potencial lo que refleja que con los excedentes, por ejemplo, sería posible el energizar autos eléctricos para un recorrido de casi diecisiete millones de kilómetros con la capacidad de las placas monocristalinas en los cien casos o más de seis millones de kilómetros con el despliegue de tejas fotovoltaicas, considerando un rendimiento de los vehículos de 5,7 km/kWh [275]. Para un consumo promedio de 40 km diarios es factible alimentar el consumo de 1100 autos con placas de silicio y 414 autos con tejas fotovoltaicas.

La condición de ecuatorialidad y de mínimos consumos urbanos registrados explican este elevado potencial. Los resultados señalan, además, indicadores de una producción posible de 202 kWh/año por m² en placa fotovoltaica de silicio monocristalino, 59 kWh/año por m² de teja fotovoltaica. Ello entrega indicadores de producción asociados de generación anual por m² de techumbre neto de 143,30 kWh, lo que implica una eficiencia neta del 9,3% en el caso de placas de silicio y 3,5% de eficiencia al aplicarse tejas fotovoltaicas, indicadores importantes para estimar el potencial urbano al conocer la superficie neta de techumbre.

Incidencia en redes eléctricas urbanas frente a potencial arquitectónico

Luego se analiza puntualmente la capacidad y limitante que supone la red para absorber excedentes, a más de cuantificar la producción eléctrica y estimar de manera realista la máxima capacidad previsible para integrar fotovoltaicos. El estudio es en una zona limitada de cuatro manzanas, pero es replicable. Estas cuatro manzanas son parte de las ochenta del microcentro descrito en un inicio; poseen una superficie de techumbres inclinadas de alrededor de 24751,8 m². Se analizan bajo escenarios que posibilitan la reducción del consumo de combustibles dentro de la zona urbana, con opciones para favorecer la coincidencia de producción-demanda; además del almacenamiento para potenciar el autoconsumo. Para ello se dimensiona con detalle tanto la carga y potenciales impactos en las redes, sumado a nuevos tipos de cargas eléctricas con alto consumo, que servirían para incrementar el potencial de autogeneración.

Como escenario final se considera el almacenamiento de energía para un mayor abastecimiento al perfil de demanda de la red analizada. El estudio completo, metodología y totalidad de resultados están publicados en la revista *Renewable Energy* [267], nos limitaremos a describir los principales resultados determinados en el referido trabajo.

Determinación de zona de estudio, potencial de techos frente demandas

La Figura 64 muestra una imagen satelital de las edificaciones que se ubican en estas manzanas (izquierda), así como la red de energía eléctrica (derecha). La red eléctrica, parte de una estación de transformación trifásica de media/baja tensión 6,3/0,22 kV, con una potencia nominal de 400 kVA cuyo código identificación de unidad es 6567. El transformador se encuentra en el alimentador de media tensión # 0103, correspondiente a la subestación S/E 01 de alta/media tensión, siendo una de las dos únicas subestaciones a 6,3 kV. Desde el transformador se derivan 8 circuitos eléctricos soterrados para suministrar electricidad a los consumidores y 4 circuitos soterrados para iluminación o alumbrado público. Las cargas lo componen 47 luminarias de sodio de doble nivel de potencia 250/150 W y un conjunto de 5 proyectores de 500 W; así como 471 clientes de los cuales 226 son del tipo residencial, 238 comercial, 5 industrial y 2 otros, donde el 68% de la energía mensual corresponde al grupo de consumo comercial.



Figura 64. Imagen satelital de zona de estudio y diagrama de puntos de carga eléctrica [267]

Los consumidores tienen acometidas desde el tablero de control principal de cada edificación y pueden ser monofásicas, bifásicas o trifásicas. En total existen 121 puntos de carga (PC). Para tejas fotovoltaicas el indicador de ocupación alcanza el 91,0% y para placas de silicio de formato típico de 60 celdas, es 70,4% de promedio. Estas proporciones de ocupación se utilizan para prever una ocupación factible en m² de ambas tecnologías. Para el rendimiento fotovoltaico en Cuenca, se adoptan los rendimientos descritos en estudio y casos previos [271]. A partir de este modelo, se estima la producción fotovoltaica por m², teniendo en cuenta índices la ocupación de placas típicas (Figura 65).

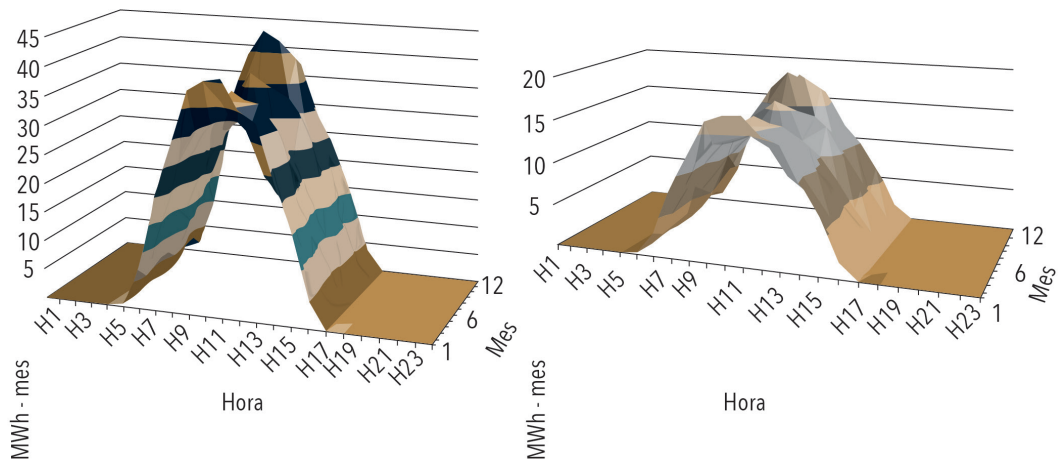


Figura 65. Producción de placas de silíce (izquierda) y tejas fotovoltaicas (derecha), con ocupación de captación en la totalidad de los faldones [267]

El perfil de carga de todo el circuito es obtenido de mediciones realizadas por la empresa eléctrica de distribución, a nivel de cabecera de alimentador 0103 en media tensión. Los registros fueron reportados en el sistema SCADA con resolución cada 15 minutos para todo el 2016, año de estudio. Además, se realizaron campañas de medición en el lado de baja tensión del transformador, con resolución de 10 minutos. En función de las campañas de medición, se establecen perfiles característicos para días típicos: laborable, sábado, domingo y feriado. La demanda máxima del alimentador es alrededor de 1350 kW, respecto a la demanda máxima registrada del transformador de 260 kW, así como, la energía anual representa alrededor del 21% del total del alimentador. Con ello, la estimación del perfil anual del transformador en función de la medición del alimentador es aceptable.

Para lograr maximizar el autoaprovechamiento, se debe almacenar los excedentes desde horas de máxima radicación, y distribuirlos en horas pico (final de la tarde). Se asume que existe el equipamiento respectivo y control para lograr este fin. Para ilustrar la idea general, en la Figura 66, se muestra la variación de carga-producción del ejemplo PC 748103 (uno de los 119), y se observa la oportunidad de almacenamiento marcando el área entre la curva de producción fotovoltaica con placas y la demanda incluyendo cocinas de inducción. Este análisis es realizado día a día para cada PC (119 casos) respectivamente.

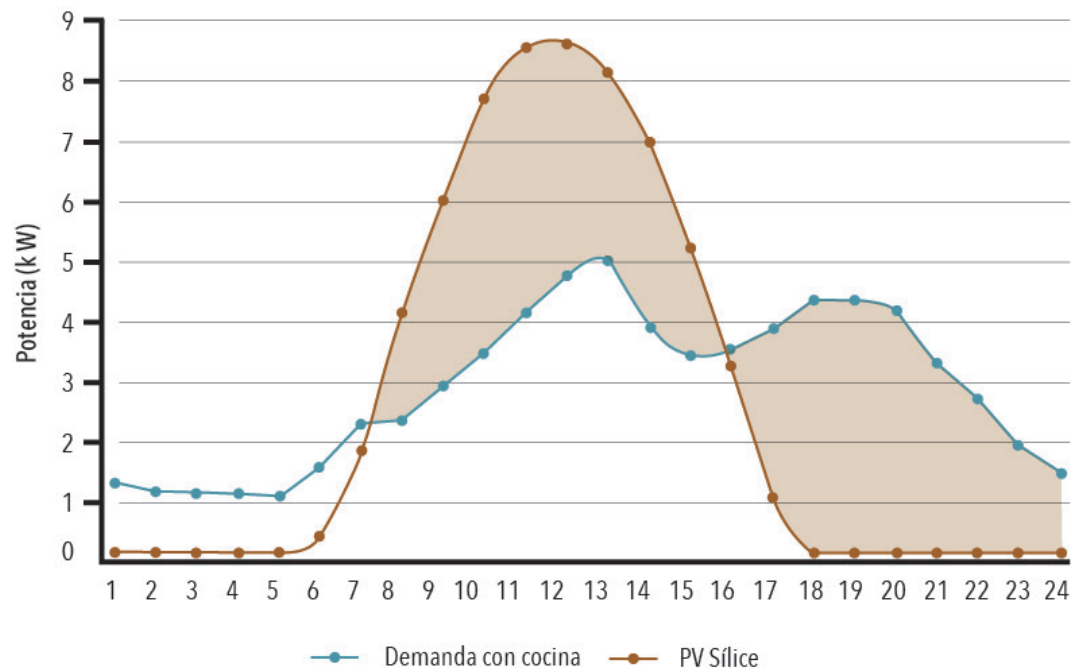


Figura 66. Ejemplo punto de carga 748103. Potencial solar frente a consumo característico y marcación de diferencial [267]

Generación fotovoltaica admisible bajo situación actual

De acuerdo con los sistemas instalados, redes, voltajes de consumo y de incidencia eléctrica por autogeneración, se determina que es admisible la instalación de 32,63% de superficie de la totalidad disponible en techumbre con tejas fotovoltaicas, lo que corresponde a 7430 m². En el mismo orden con placas de silicio, la superficie admisible es de 2883 m² que es el 16,5% de superficie disponible de techumbre o que corresponde también a un 30% de faldones que no enfrentan a las vías públicas, es decir, la tercera parte de los faldones no expuestos. Estas magnitudes pueden considerarse que se distribuyen de manera uniforme en faldones dirigidos hacia las cuatro orientaciones primordiales acorde al trazado en cuadrícula o damero de forma proporcional; no obstante, la variación de producción por inclinación y orientación es mínima por las características de latitud como se describió previamente. El potencial de producción horaria considerando la totalidad de ocupación de techumbres inclinadas y por ende de energía disponible, con placas de silicio alcanzaría una producción de 3108,3 MWh anual frente a tejas fotovoltaicas donde se obtendría 1334,8 MWh; sin embargo, este potencial se reduce a 512,07 MWh con placas de silicio y 435,47 MWh con tejas fotovoltaicas, por condiciones de coincidencia producción-demanda.

Esta información es muy importante porque permite conocer a la empresa de distribución un indicador de hasta qué magnitud puede otorgar permisos de conexión a red y en qué medida debe prever las redes futuras un escenario que considere la masificación de microsistemas conectados conjuntamente. La generación y producción resultante se describe en la Tabla 17.

Tabla 17

Resultado de producción mensual en potencial neto solar frente a potencial admisible con condiciones de coincidencia producción - demanda

Mes	Flujo de carga		Demanda de energía		Potencial Producción total		Matching Carga-electricidad fotovoltaica	
	Total (MWh)	Pérdidas (MWh)	Clientes (MWh)	Luminarias (MWh)	Placa silicio (MWh)	Teja fotov. (MWh)	Placa silicio (MWh)	Teja fotov. (MWh)
ene-16	96,18	2,24	88,98	4,96	293,75	126,14	42,20	36,32
feb-16	92,89	2,18	86,07	4,64	239,56	102,87	40,30	34,22
mar-16	99,77	2,35	92,47	4,96	249,37	107,09	42,03	35,55
abr-16	95,13	2,23	88,10	4,80	254,07	109,10	40,77	35,05
may-16	97,97	2,30	90,71	4,96	241,41	103,67	41,02	34,99
jun-16	103,29	2,50	95,99	4,80	212,72	91,35	42,13	34,86
jul-16	107,49	2,62	99,91	4,96	208,12	89,37	43,63	36,06
ago-16	110,55	2,72	102,87	4,96	262,33	112,65	46,54	39,26
sep-16	105,57	2,58	98,19	4,80	260,50	111,86	44,47	37,85
oct-16	104,10	2,50	96,64	4,96	306,08	131,44	44,54	38,41
nov-16	95,72	2,26	88,66	4,80	305,91	131,36	42,53	37,18
dic-16	98,10	2,30	90,84	4,96	274,46	117,86	41,92	35,73
	1206,74	28,78	1119,43	58,54	3108,28	1334,76	512,07	435,47
			Respecto a la demanda en clientes		278 %	119 %	6 %	39 %
					Respecto a la producción total		16 %	33 %

Con el 16% de ocupación se cubre el 46% de consumo urbano o con un 33% con teja fotovoltaica se cubre el 39% del consumo.

Inclusión de cocinas eléctricas e incidencia en capacidad fotovoltaica

Si incrementamos la carga a cocinas eléctricas por cada medidor residencial, el porcentaje de ocupación puede crecer a 19,5% de espacio disponible con placas de silicio y a 38,4% con tejas fotovoltaicas, como se puede observar en la Tabla 18. Este escenario implica el poder incrementar alrededor de 530,2 m² de superficie de placas de silicio y con ello una generación adicional útil de 94,3 MWh. Considerando una eficiencia de 200 kWh por cilindro de gas y que la cocción a inducción es una tecnología 210% más eficiente [276], [277], se podría remplazar el uso de 2331 bombonas de GLP de 15 kg en un año en las cuatro manzanas (alrededor de \$ 42 000 USD/año en subsidio). Con teja fotovoltaica, el incremento de producción factible dentro del rango de coincidencia producción-carga es un 20% inferior (77 MWh). El porcentaje de ocupación en faldones con placas de silicio se incrementa en 3% y con tejas fotovoltaicas 5,4%, es decir, 1314 m² adicionales. El índice de abastecimiento alcanzado bajo este escenario es relevante, del 59,3% con placas de silicio y 48,4% con tejas fotovoltaicas. Los resultados de producción mensual estimados y margen de abastecimiento alcanzable mensualmente, se expresan en la Tabla 18.

Tabla 18

Resultado previsto de producción mensual considerando ocupación admisible con coincidencia producción demanda, considerando inclusión masiva de cocinas de inducción [267]

Mes	Demanda con cocina		Potencial Producción total		Matching Carga-electricidad fotovoltaica	
	Clientes (MWh)	Luminarias (MWh)	Placa silicio (MWh)	Teja fotov. (MWh)	Placa silicio (MWh)	Teja fotov. (MWh)
ene-16	102,28	4,96	293,75	126,14	50,22	43,06
feb-16	98,50	4,64	239,56	102,87	47,67	40,27
mar-16	106,04	4,96	249,37	107,09	49,86	41,88
abr-16	101,19	4,80	254,07	109,10	48,62	41,60
may-16	104,10	4,96	241,41	103,67	48,94	41,43
jun-16	109,26	4,80	212,72	91,35	49,61	40,62
jul-16	113,39	4,96	208,12	89,37	51,27	41,86
ago-16	116,44	4,96	262,33	112,65	54,47	45,59
sep-16	111,46	4,80	260,50	111,86	52,35	44,28
oct-16	110,12	4,96	306,08	131,44	52,85	45,46
nov-16	101,39	4,80	305,91	131,36	50,48	44,01
dic-16	104,32	4,96	274,46	117,86	50,02	42,43
	1278,49	58,54	3108,28	1334,76	606,37	512,50
	Abastecimiento respecto a la demanda de clientes		243 %	104 %	7,4 %	40,1 %
			Proporción total de producción		19,5 %	38,4 %
			Proporción de abastecimiento con inclusión de cocinas a inducción		59,3 %	48,4 %
	14,2 %		Incremento de demanda por inclusión de cocinas eléctricas			

Inclusión de cocinas a inducción, almacenamiento e incidencia en capacidad eléctrica

La estrategia complementaria para maximizar un eventual abastecimiento es suponer el almacenamiento eléctrico por edificación. Se analiza bajo ambos escenarios, considerando la situación base de consumo actual y el supuesto de instalación masiva de cocinas. Esta estrategia permite balancear la red en caso de compraventa eléctrica lográndose incrementar el margen de autogeneración urbana, de hasta en 70% en escenarios con estacionalidad marcada y 90% bajo escenario de estacionalidad moderada [159]. En este estudio (Tabla 19) se prevé el uso de baterías individuales para cada edificación, dimensionadas para que no queden en subutilización, con lo cual se incrementaría la generación propia en un 57,4% con placas de silicio y 53,1% en el caso de tejas fotovoltaicas respecto al consumo actual.

Tabla 19

Incremento en producción mensual considerando ocupación admisible de fotovoltaicos con coincidencia producción demanda, considerando caso base e inclusión de cocinas a inducción [267]

Mes	Batería - caso base		Batería - con cocina		
	Placa silicio (MWh)	Teja fotov. (MWh)	Placa silicio (MWh)	Teja fotov. (MWh)	
ene-16	23,23	19,60	25,79	20,67	
feb-16	21,74	17,63	24,07	18,35	
mar-16	24,12	19,14	26,63	19,86	
abr-16	23,58	19,30	26,13	20,13	
may-16	24,21	18,84	26,74	19,52	
jun-16	24,41	17,33	26,49	17,53	
jul-16	25,42	17,35	27,50	17,33	
ago-16	26,62	19,86	28,94	20,34	
sep-16	26,04	20,29	28,46	20,88	
oct-16	26,53	21,91	29,17	22,93	
nov-16	23,78	20,31	26,34	21,40	
dic-16	24,14	19,73	26,70	20,69	
	293,82	231,30	322,95	239,65	
	72,0 %	59,6 %	72,7 %	58,8 %	Respecto a demanda de clientes
	25,9 %	50,0 %	29,9 %	56,4 %	Respecto a capacidad de producción total

El porcentaje estimado es muy relevante de hasta un 46% sin almacenamiento y hasta 72,7% con almacenamiento considerando incluso consumos incrementados, pero coherentes con la producción solar como la cocción, con placas de silicio y 59,6 o 58,8% con tejas. Estos resultados son superiores a otras situaciones latinoamericanas que carecen por ahora de la capacidad técnica, en los que se prevé una fracción solar de máximo hasta 27% sin almacenamiento o 35% con almacenamiento [49] como consecuencia de clima y oscilación de irradiación estacional. Los siguientes pasos podrían ser el formar ecosistemas de generación y carga, para diseñar y construir microrredes interactuando en armonía dentro un gran sistema, lo que evidencia la posibilidad de una mayor proporción de autoabastecimiento. Incluso se puede absorber las demandas de transporte e industria con perspectiva urbana Net-Zero. En el futuro la red de distribución será muy activa, con este tipo de recursos distribuidos, con ello la planificación y la arquitectura de la red deben mejorarse.

Solo los faldones interiores reducen alrededor de 61% de la superficie de techumbre, quedando en alrededor de 9510,3 m² disponibles en las cuatro manzanas. Pero al considerar los factores de reducción de placas de silicio, existirían alrededor de 6723,8 m² para absorción solar neta por limitaciones geométricas y otras connotaciones. Inclusive considerando estas limitaciones, se supera de todos modos en alrededor de 2,3 veces la superficie necesaria para alcanzar el caso base de consumo actual y 2 veces en el escenario en donde se añade a la carga las cocinas de inducción. Se concluye que la irradiación que recae en los faldones no expuestos a la vista, permitiría duplicar la capacidad para implantar placas de silicio con inclusión de carga de cocinas y almacenamiento. En el caso de teja fotovoltaica por su capacidad de mimetización sería una alternativa, aunque es una situación que merece ser discutida con amplitud desde la perspectiva de la conservación del patrimonio [220], [265]

El caso de edificación industrial con elevado consumo energético

La siguiente tipología analizada es la industrial. Son edificaciones que carecen de valor urbanístico y patrimonial, requieren cantidades importantes de energía, tienen configuración geométrica extensa con una cobertura importante en la superficie y, por ende, con sustancial irradiación incidente; además, los horarios de consumo energético son en buena medida coincidentes con las horas de máxima irradiación.

Como caso de estudio se analiza el potencial solar de una fábrica de elaboración de placas cerámicas y de porcelánico para revestimientos de construcción, la cual integra, además, una segunda industria que desarrolla elementos de acero a través de proceso de corte y doblado, también para la construcción o uso de maquinaria. En estos edificios industriales no se considera demanda energética para ambientación, dada las favorables condiciones ambientales y calor consecuente de los procesos, los usuarios no señalan existencia de problemas de confort térmico, a pesar de que la envolvente no posee aislamiento alguno. Sí existe consumo para la ambientación lumínica, la cual es contabilizado, tanto desde el consumo de iluminación como también previendo incidencia lumínica solar al interior de la infraestructura edificada. Se considera como base el consumo energético registrado en los procesos de la planta en el año 2016 que es de 200 423 577,19, convertidos a kWh/año en diésel, gas licuado de petróleo, gas natural y electricidad propiamente. Al año, esta demanda implica que este complejo industrial por sí solo consume el 5 % de la energía requerida en toda la ciudad de Cuenca, considerando todos los usos: industrial, residencial, transporte y urbano.

Estos datos muestran la importancia de este complejo en la economía de la ciudad, pero a su vez tiene un enorme potencial para generar energía al ocupar gran cantidad de espacio con techumbres, útiles para aprovechamiento energético. El conjunto de edificaciones posee una superficie construida de 53 300 m² (Figura 67) compuesto por extensos galpones de una planta en su mayoría. Si se considera el nivel de irradiación local de 1577 kWh/m² año (Conelec, 2008), el complejo industrial recibe más de 84 000 000 kWh en irradiación solar directa y difusa como recurso primario, es decir, en irradiación recae el 42 % de la energía global bruta consumida; un buen dato que nos permite inferir el considerable recurso existente frente a las muy elevadas demandas.

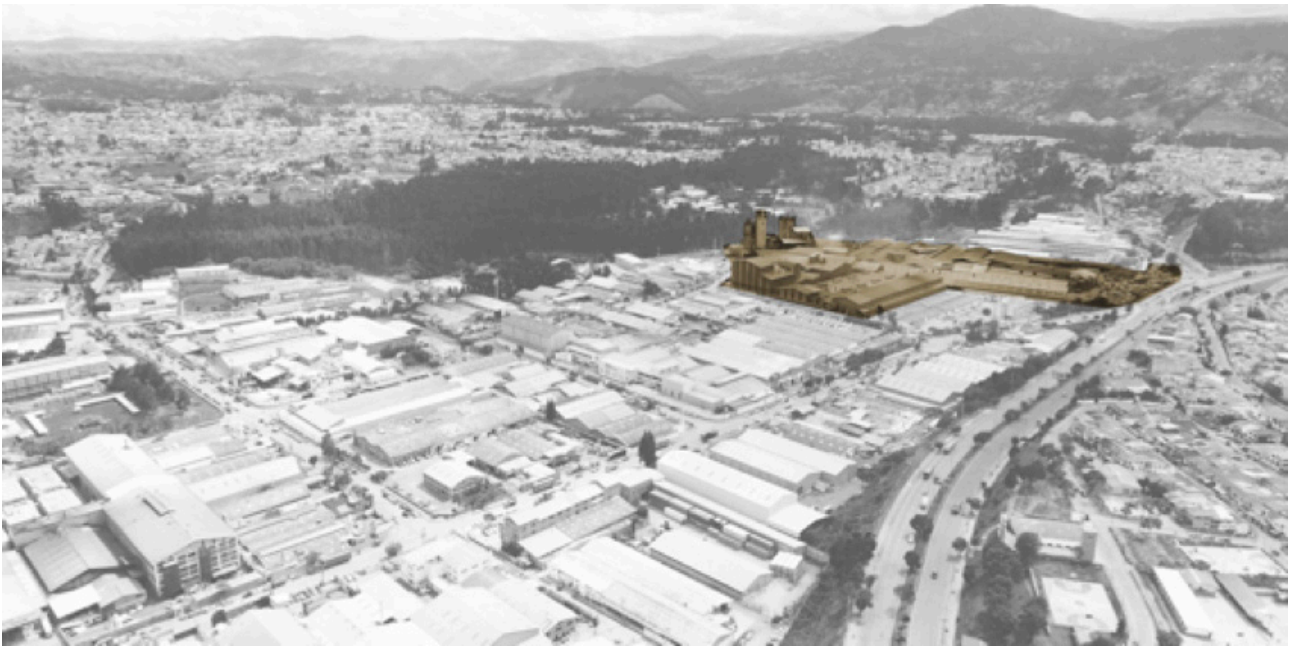
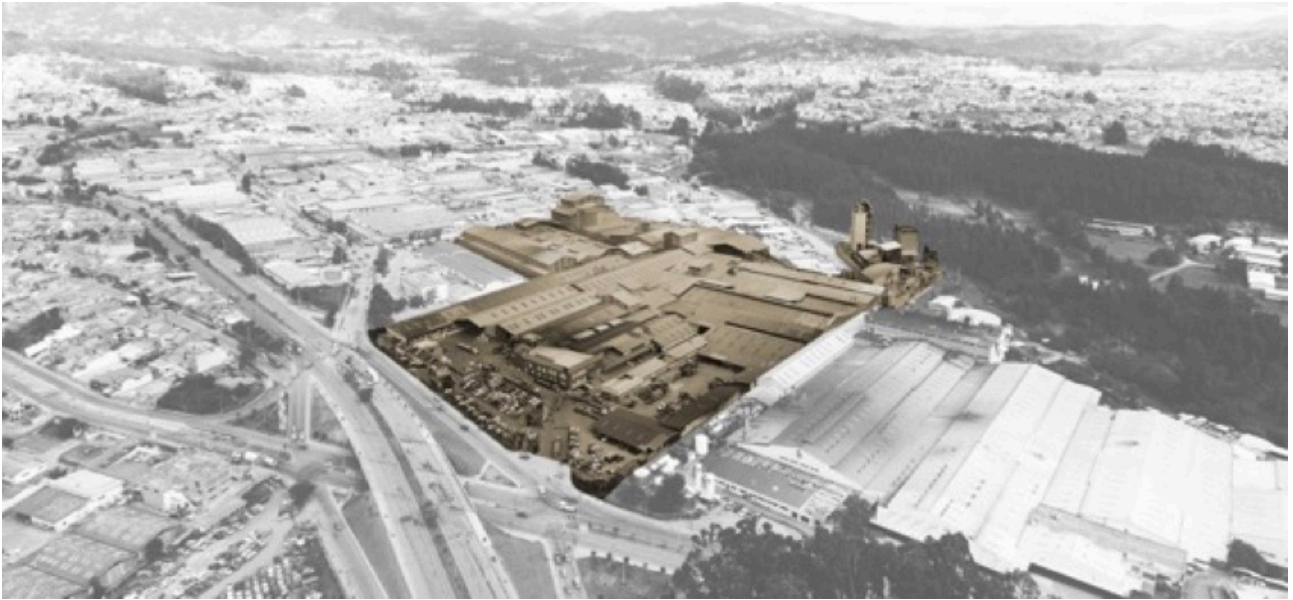


Figura 67. Vistas aéreas de planta industrial [233]

Si bien la volumetría de la edificación es compleja y carece de regularidad formal, presenta uniformidad en cuanto a su tipología estructural y faldones de techumbre amplios y regulares. A partir de ello, se realiza una propuesta de trabajo en la envolvente para posibilitar la inserción de fotovoltaicos en la techumbre, buscando una máxima ocupación y captación de irradiación y a la vez promover la iluminación cenital. Adicional se proponen sistemas pasivos para ventilación natural, principal aspecto sugerido para mejorar el ambiente y el control de temperatura por efecto de convección interna. Los hornos de cocción y secado generan ganancias térmicas considerables, por lo cual por el momento deben evacuarse para evitar sobrecalentamiento. Más allá de las posibilidades pasivas, este trabajo se centra en dimensionar la posibilidad de autogeneración fotovoltaica, teniendo en cuenta las enormes demandas energéticas existentes.

El proceso metodológico utilizado para encontrar el potencial solar de este caso es similar al implementado en el caso de las edificaciones menores analizadas. A partir de la información proporcionada por la propia industria y la distribuidora Centrosur, se caracterizan las demandas energéticas totales y, además, la fluctuación horaria del año 2016. La disponibilidad de los planos arquitectónicos y acceso para el reconocimiento in situ del sistema estructural y constructivo permiten estudiar la envolvente y la superficie envolvente de las edificaciones.

Con la herramienta BIM se reconstruye volumétricamente la planta industrial y, sobre ella, se redistribuye los accesos de iluminación cenital, para liberar espacio y aplicar fotovoltaicos de forma ordenada permitiendo buenas condiciones de iluminación natural. Para el despliegue fotovoltaico se considera el formato típico de placas de silicio monocristalino de sesenta celdas. Con la herramienta vectorial de textura o hatch del BIM, se establece el margen de ocupación de fotovoltaicos en cada uno de los faldones, con lo que se puede obtener con precisión la irradiación disponible utilizable.

Para encontrar la afectación por sombras se utiliza la herramienta Ecotect de Autodesk®, analizando el recorrido solar de días de solsticio, así como en días de equinoccio estableciendo pérdidas en cada faldón por horas de sombra. Por la latitud, el sol discurre casi perpendicularmente a la superficie terrestre durante todo el año y las desviaciones son al norte y sur, sin ser significativa la reducción de altura solar. En consecuencia, se considera una ocupación de los fotovoltaicos en la totalidad de la superficie de techumbre, a pesar de que por horas se encuentren zonas sombreadas, porque al transcurrir el día, reciben todas las superficies irradiación directa de todos modos. Se emplea el rendimiento fotovoltaico determinado y descrito en el presente capítulo. Se analiza con este modelo el rendimiento horario en el año acorde con cada inclinación y orientación y a partir de modelo y archivo climático validado. Se establecen comparaciones de producción-demanda anual, mensual y en días característicos y extremos, según máxima y mínima irradiación.

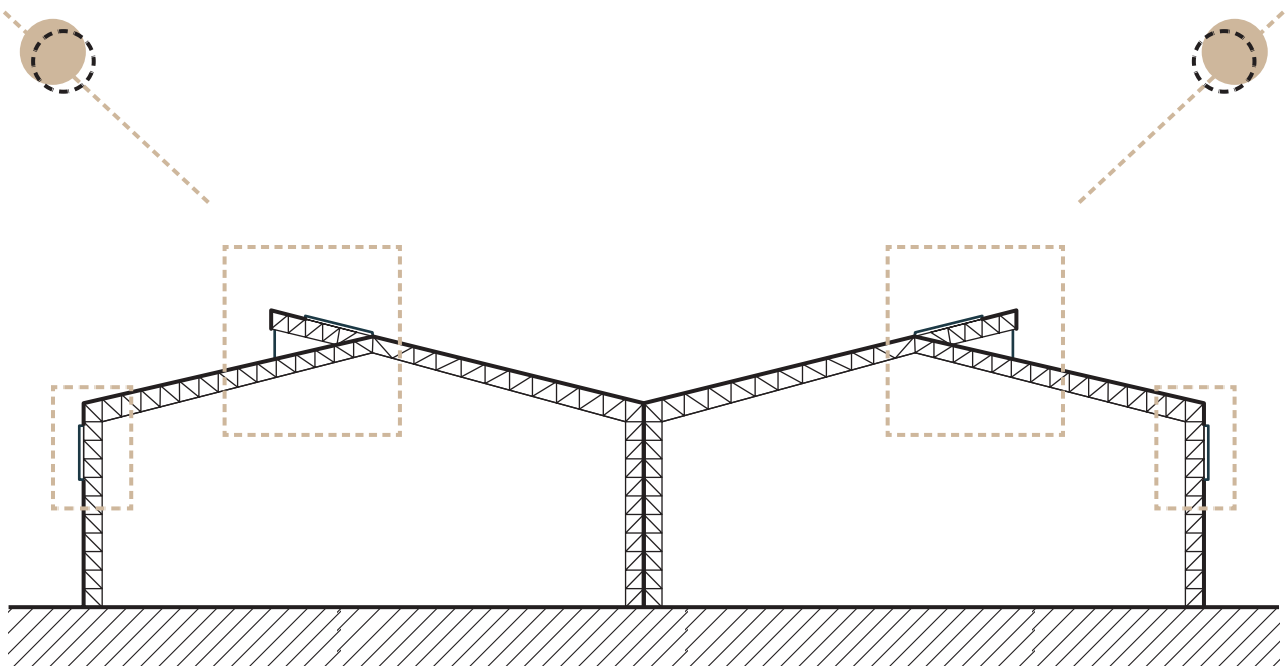
El consumo eléctrico anual de la industria en el 2016 fue de 38 899,3 MWh, lo cual significa el 9,1% del consumo eléctrico total urbano y corresponde al 36,9% del consumo industrial [279]. Los procesos industriales que se desarrollan allí tienen que ver con la preparación de arcillas, secado y cocción a muy elevadas temperaturas. Los sistemas mecánicos y parte de los térmicos funcionan alimentados por elec-

tricidad; además, en la planta existe una segunda industria que corresponde al procesamiento de acero delgado doblado en frío. La oscilación del consumo eléctrico muestra variaciones diarias, entre 55 000 kWh a 135 000 kWh por día, siendo esta segunda magnitud, la más recurrente en la mayor parte de días, lo que evidencia que la planta está en permanente producción.

En período de mantenimiento programado (24 de diciembre hasta 15 de enero), la planta entra en proceso de receso, lo que provoca una reducción del consumo de entre los 10 000 y 28 000 kWh diarios. Si bien las demandas térmicas son superiores a las eléctricas, se descarta integrar colectores solares térmicos porque estos alcanzan una temperatura máxima de trabajo de 400 °C, con tecnología factible de integrarse en edificaciones [89], muy por debajo al requerido para los procesos de esta industria.

Intervención en envoltente y despliegue fotovoltaica

El complejo industrial posee 53 360 m² de superficies de techo inclinadas. Sobre la estructura existente, se replantea el diseño de techos y se incluye en la envoltente accesos de iluminación natural cenital y lateral para liberar superficie de techumbre. Se propone, en las zonas inferiores de los paramentos exteriores, franjas practicables al igual que en remates superiores de techumbre en sierra, para provocar efecto convectivo o stack, potenciando la ventilación (Figura 68). A través de Ecotect, se confirman niveles de luminosidad aceptables (Figura 68).



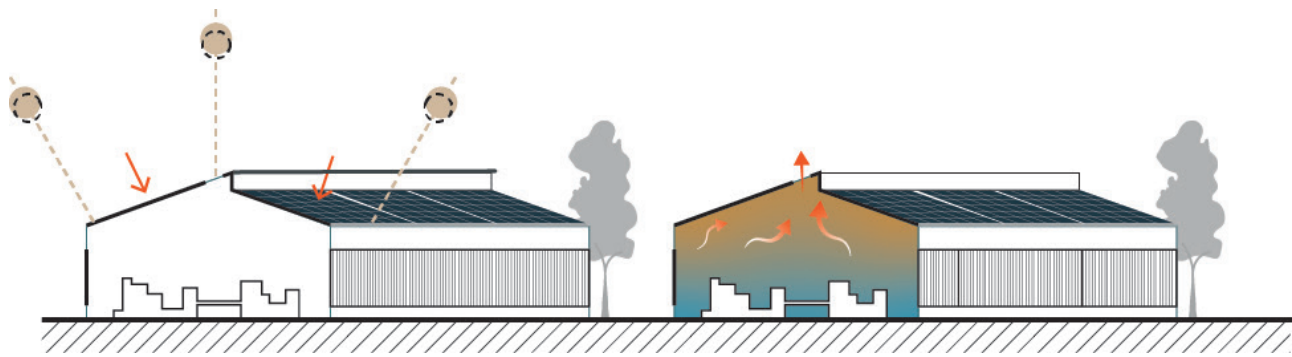


Figura 68. Propuesta de modificación en envoltente [233]

Practicada la adecuación en la envoltente se acoplan superficies de fotovoltaicos, considerando el formato típico de sesenta celdas, cada una de seis pulgadas. La dimensión de cada placa en consecuencia es de 1,65 m × 0,95 m. Al desplegarse los fotovoltaicos, se dimensiona una posible área de producción eléctrica solar de 48 241,35 m², lo que implica sobre un 90% de ocupación de los techos. En la Tabla 20 se exponen las superficies de techumbre y la cantidad de m² de superficie de captación establecida, acorde a la orientación e inclinación. Con ello se puede establecer el rendimiento y producción fotovoltaica en la totalidad de techumbre.

Tabla 20

Superficie fotovoltaica disponible

SUPERFICIE FOTOVOLTAICA INSTALADA ACORDE A INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN (m²)

Orientación (Norte =0°)	215°	124°	34°	22°	112°	202°	292°	304°
Inclinación (°)	18 14	18 91	81 41	51 79	10 12 11 21 15	13 11 16 15	91 71 21 06	15 11 13 18
Área (m ²)	4.432,2 929,61	.100,8 318,93	.949,31 532,42	.044,5 860,9 351,41	.873,6 556,2 715,6 139,14	.545,81 922,41 024,71	.147,43 658,92 .111,6 993,1794,72	.040,4 729,45 553,4 244,42 988,61 682,2

Fuente: Elaboración propia de los autores

Las placas típicas superpuestas cumplen a su vez la función de «fachada ventilada» sobre los techos, posibilitando el efecto convectivo entre envoltente y placas, reduciendo así el efecto de sobrecalentamiento interior de las edificaciones, al tiempo que se ventilan los fotovoltaicos. [280] (Figura 69 y Figura 70).



Figura 69. Fotomontaje de fotovoltaicos en techumbre de industria analizada [233].

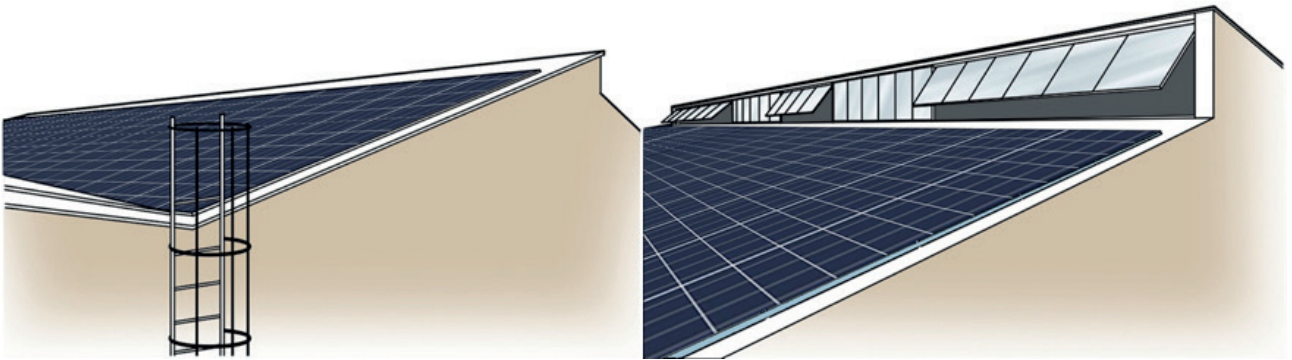


Figura 70. Fotovoltaicos en techumbres, detalle de ventoleras de ventilación y accesos para mantenimiento [233]

Resultados de capacidad fotovoltaica

Al desplegarse los fotovoltaicos, se dimensionan los niveles de sombras en solsticio y equinoccio para encontrar posibles pérdidas por este aspecto. Los porcentajes de sombra según las horas de producción sirven para determinar el rendimiento fotovoltaico.

Anualmente se observa que menos del 10% de la superficie se ve afectada, no obstante, se considera las pérdidas potenciales en cada uno de los faldones en dichas horas de sombra. La curva de producción basada en la radiación del 2016 se superpone a la de demanda registrada en el mismo año y se visualiza la capacidad de abastecimiento eléctrico potencialmente alcanzable (Figura 71). De la imagen se infiere que las demandas superan casi siempre a la producción; pero se visualiza, durante el año, cinco caídas de consumo a cero, situación probable por cortes eléctricos. Además, es evidente la reducción de consumo en las primeras dos y últimas dos semanas del año, donde la producción rebasa el consumo en horas cercanas al mediodía. Se observa, además, que desde la hora 6700 en adelante hasta fin de año, la generación eléctrica se incrementa de forma sustancial por ser meses de mayor irradiación y menores niveles de nubosidad, concordante con las características climáticas locales. Aun así son pocas las horas de sobreproducción, aunque en el gráfico se indica que pueden sobrepasar los 3000 kWh en hora de alta producción, de coincidir con momentos de demanda reducida (considerando el período de consumo industrial).

Como complemento a la conexión para venta a la red, en varias industrias es recurrente compaginar la instalación fotovoltaica con el almacenamiento eléctrico considerando la evolución reciente de las baterías, reducir la venta de sobreproducción [281]. Superar los 48 000 m² de superficie fotovoltaica implica un margen de ocupación de 90,4% de techumbre existente; la superficie remanente es resultado de las franjas de accesibilidad de luz y por ocupación geométrica.

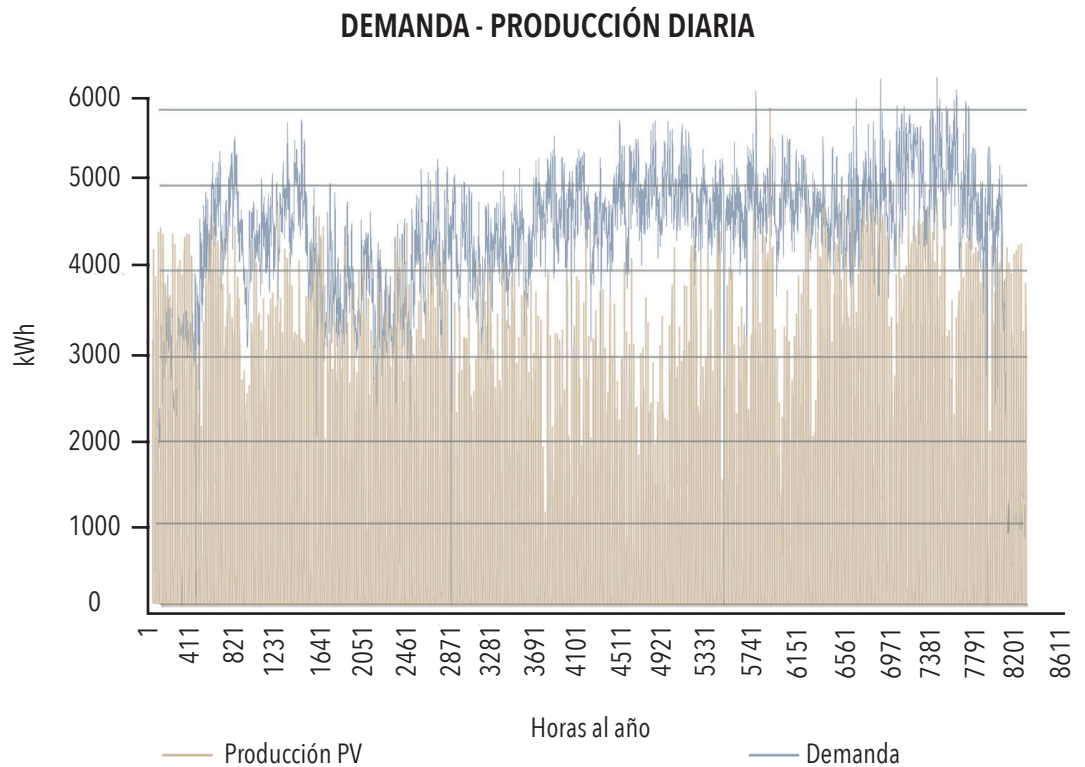


Figura 71. Comparación producción fotovoltaica demanda eléctrica horaria (MWh) [233]

Además, se analizan las curvas de producción-consumo en días característicos y extremos acordes con la producción y consumo. En la Figura 72 se observa a detalle la oscilación horaria en los días de mínima irradiación (13 de junio) y de máxima irradiación (22 de noviembre), detectados en el archivo climático de 2016, frente a las curvas de consumo-horario de máxima demanda (2 de diciembre) y el de mínima demanda (1 de enero). En esta condición también se grafica el consumo y producción promedios. Es apreciable la diferencia de estos perfiles de consumo respecto a otros usos como el comercial o residencial.

Con la planta en funcionamiento normal la curva no alcanza a abastecer la demanda. Sí se observa que en días con alta irradiación se podría alcanzar excedentes leves de 3000 kW. Pero en la situación de encontrarse los procesos de industriales fuera de funcionamiento los excedentes sí son considerables, que podría ser de alrededor de 4000 kW en potencia. Enfrentando la demanda con la curva de producción, al mediodía en horas de máxima demanda, el déficit es de 1300 kW.

DEMANDA - PRODUCCIÓN DIARIA

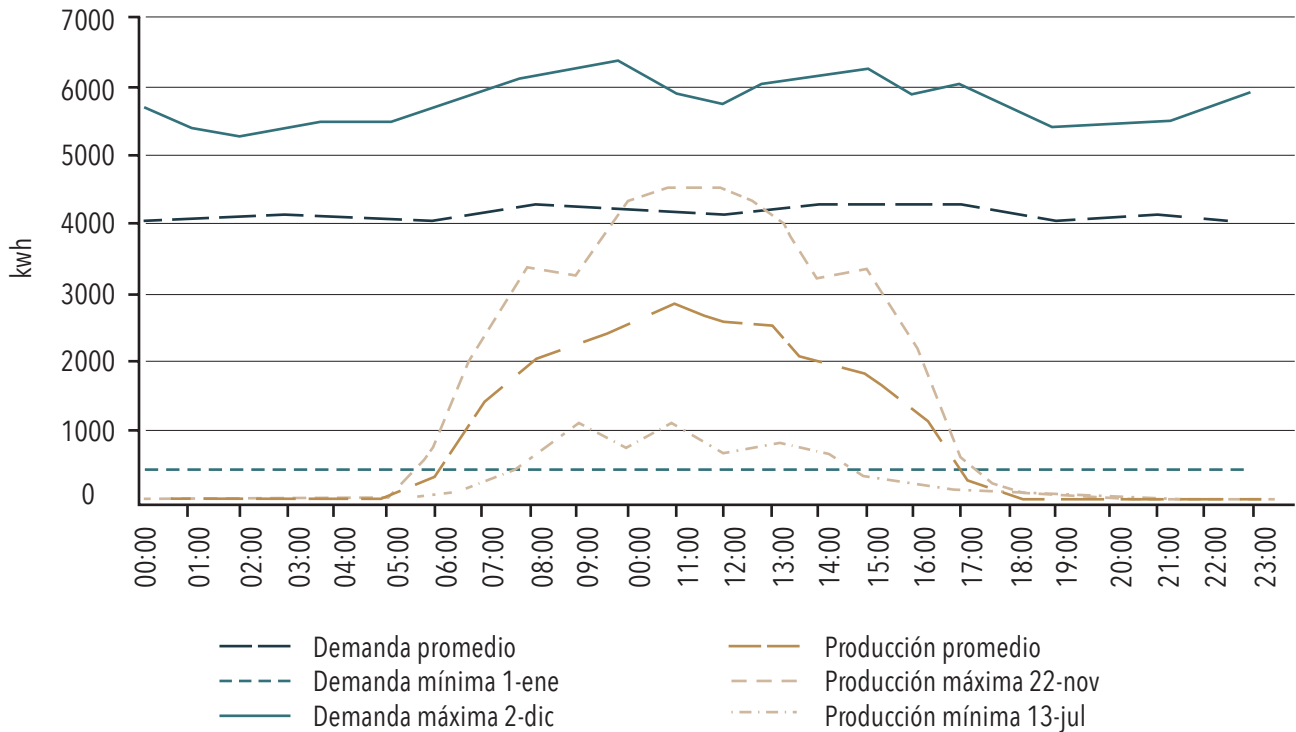


Figura 72. Curva horaria de producción fotovoltaica de días de máximo, mínimo y promedio frente a demanda promedio
Fuente: [233]

En el análisis financiero, considerando precios del 2018 se requiere una inversión que supera los doce millones de dólares si las condiciones locales y el apoyo político permitieran acceder al precio internacional de este tipo de instalación, frente al precio de electricidad sin subsidio, el TIR (tasa interna de retorno) resultaría interesante al superar el 18%.

Se concluye en este trabajo, que la instalación masiva de fotovoltaicos con una superficie de captación y producción de casi cinco hectáreas, generaría cerca de 8570 MWh, pero con el incremento de eficiencia de los productos al año 2020 esta producción puede estar cercana a los 10 GWh. Es una magnitud muy significativa, pero que apenas cubre el 22% de la demanda de la planta industrial. Pero si comparamos al consumo eléctrico per cápita de los cuencanos, cubre el consumo promedio de más de diecisiete mil ciudadanos. Desde el punto de vista económico, el subsidio gubernamental a la industria es una estrategia para alcanzar la competitividad, pero sería importante crear la exigencia a las industrias de que estas pueden contribuir de forma parcial con autoaprovechamiento energético para acceder a dicho subsidio.

El caso de edificación de uso mixto

Las edificaciones de uso mixto son una tipología que desde la perspectiva urbanística y de sostenibilidad resulta apropiada, por la aptitud de minimizar problemas consecuentes de la especulación del suelo, se reduce la necesidad de espacio urbanizable, y se prioriza la consolidación en altura, evitando la dispersión. Promueve la densificación planificada resultando en una estrategia que coadyuva a la reducción de los impactos ambientales y socioeconómicos, permite evitar el uso del suelo rústico. Promueve que los habitantes residan próximos a servicios y fuentes de trabajo. Esta tipología en consecuencia facilita la dotación de infraestructuras y servicios básicos, equipamientos comunitarios, transporte público, entre otros, indispensables para mejorar la calidad de vida. No obstante, la densificación implica una menor incidencia de irradiación en edificaciones, siendo necesario un máximo aprovechamiento del recurso en un escenario de sostenibilidad.

Para establecer la capacidad solar de esta tipología se analiza un caso concreto, que pretende entregarnos una idea del potencial global, aclarando que en otras edificaciones de esta tipología pueden darse otros resultados diversos por consumo, disponibilidad de superficies de captación y otros aspectos particulares. Pero se presenta como un caso referencial del contexto. La edificación analizada posee dos bloques unidos por un eje central de circulaciones de mayor altura y un bloque bajo sobre los estacionamientos. Tiene siete niveles, en la planta baja y en las dos últimas plantas funcionan oficinas; parcialmente en la planta baja hasta la cuarta planta alta se emplazan quince departamentos habitacionales para cuatro personas y cuatro suites. La edificación es estructurada en hormigón con ladrillo visto, mampostería de ladrillo más carpinterías de ventanas; la cubierta es de teja, vidrio y entresijos de hormigón armado. La inercia térmica provocada por este sistema constructivo logra ambientes interiores con adecuado desempeño térmico (Figura 73).



Figura 73. Contexto de emplazamiento, edificio Pinar del Lago I

La techumbre posee varios faldones con pendientes similares de alrededor del 35%, incluyendo la parte central de ambos bloques (escaleras). No obstante, solo dos faldones de superficie menor presentan una pendiente del 25%, identificándose pozos de luz de varios tamaños. Para captar la energía solar la condición y techumbre disponible es fundamental. Existe una superficie total de 654,64 m² distribuidos de la siguiente manera: 390,45 m² faldones de 1 al 6 de teja artesanal y P = 35%, 5,04 m² faldones 7 y 8 de teja artesanal P = 25%, 156,59 m² de losa plana de hormigón armado y 99,56 m² corresponden a vidrio.

Se obtuvo y se procedió con base al análisis estadístico de la información primaria tanto del consumo de electricidad como de GLP, así como de los datos mensuales registrados en la empresa eléctrica. Por otra parte, se efectuaron simulaciones de rendimiento fotovoltaico en concordancia con la superficie disponible dimensionada en la integración virtual de placas y con modelo SAM para obtener rendimiento fotovoltaico anual acorde con la inclinación y orientación, de forma similar al realizado para el caso del complejo industrial antes descrito.

En primera instancia, se encuentra el nivel de ocupación de habitantes actual y máximo para el cual se diseñó el edificio. Se obtienen los consumos energéticos a partir de ocupación actual y se proyecta el escenario de demanda con ocupación completa. Se obtiene y analiza el caso de las unidades de oficina. En una segunda instancia se identifican los consumos energéticos y tipo de energía a partir de información

de facturación mensual disponible en la plataforma virtual de la Empresa Regional Centrosur. Luego se obtiene la fluctuación horaria del consumo eléctrico de cada una de las unidades habitacionales y comerciales del edificio en caracterización semanal, a partir de conexión de dispositivos A1800 ALPHA Meter instalados en los medidores. El consumo de GLP se obtiene con toma de información y apoyo de la administración del edificio. En tercer lugar, se dimensiona la capacidad de rendimiento fotovoltaico según las inclinaciones y orientaciones de los faldones de techo del condominio. Por último, se plantea la adaptación e integración arquitectónica de fotovoltaicos considerando aspectos constructivos y afectación visual del inmueble.

Consumo eléctrico

Se monitorean quince medidores residenciales, cuatro comerciales y, además, uno comunitario, se toman fluctuaciones horarias de consumo. También se contabilizó en los consumos registrados en los años 2018 y 2019, fueron de 46 503,73 kWh y 48 468,06 kWh.

En la Figura 74 se observa la curva del consumo residencial al 2018 sin variaciones en los distintos meses, siendo el mes de mayor consumo diciembre (2595,90 kWh) y el de menor enero (1580,67 kWh). En tanto que, en el 2019 se evidenciaron fluctuaciones con un comportamiento contrario hasta julio (mes de menor consumo 1792,40 kWh), elevándose hasta diciembre (3448,54 kWh). El consumo mensual promedio de 2019 fue de 2164,46 kWh, un 9,6% superior respecto al año anterior. Con respecto al consumo comercial, se evidencia que las curvas siguen una tendencia similar, presentando un promedio mensual entre 1050,94 kWh y 1040,27 kWh, en 2018 y 2019, respectivamente. En ambos casos el mes de mayor consumo es julio que alcanza hasta los 1166,88 kWh, por el otro lado, los meses de menor consumo registrado son marzo (2018) y noviembre (2019).

El consumo comunitario de 2018 presentó oscilaciones marcadas de enero a julio, y un aumento constante hasta diciembre. El mes de mayor consumo identificado fue junio (1904,34 kWh) y el de menor febrero (257,04 kWh), siendo en consecuencia más de siete veces superior. Este tipo de oscilaciones son inesperadas en las fluctuaciones. Esto es concordante con la menor presencia del consumo promedio mensual registrado que fue de 868,00 kWh. Para el año 2019 durante los meses de enero a julio la curva se mantiene constante, evidenciándose picos a partir del mes de septiembre hasta llegar a su límite superior en octubre (1389,24 kWh). El consumo promedio fue de 834,28 kWh y en este caso, se observó que el consumo del año 2019 es menor al 2018.

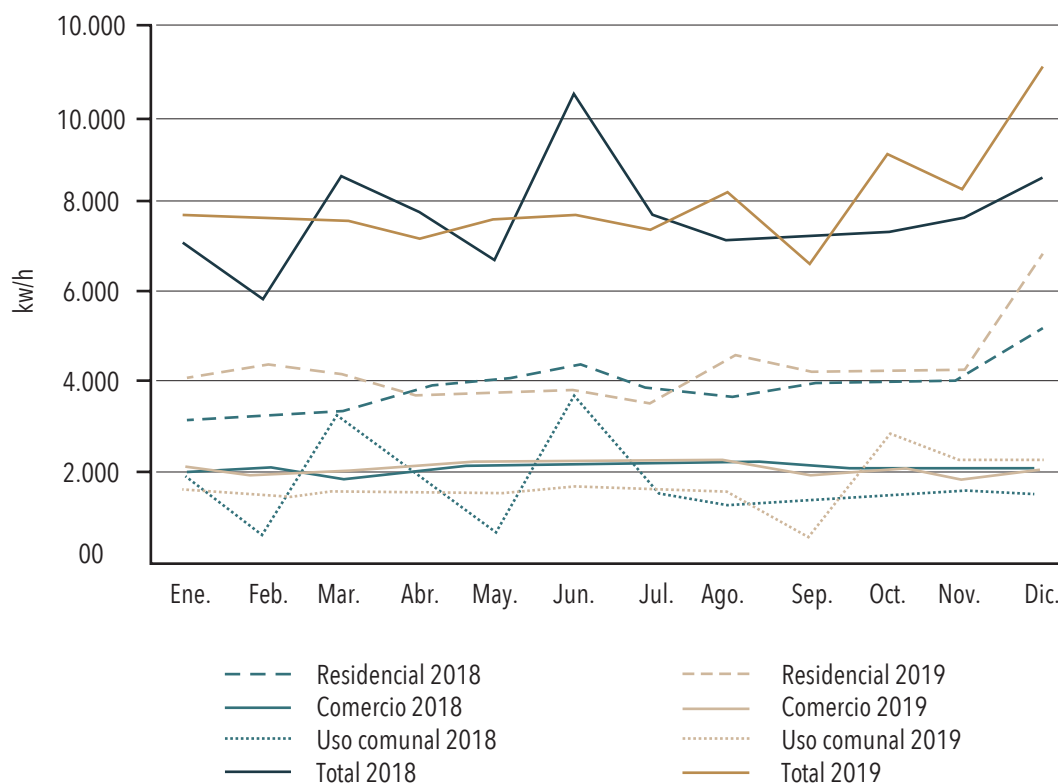


Figura 74. Consumo eléctrico anual del edificio
Fuente: Elaboración propia de los autores

En efecto, se puede ver en la Figura 75 que el consumo total de la edificación es determinado en gran proporción por la variación de consumo comunitario. Asimismo, considerando los montos facturados, se obtuvo un estimado del costo total de consumo del condominio (incluido el precio de comercialización) de \$1,41, alcanzando los \$4459,87 y \$4683,74, en 2018 y 2019, respectivamente. Solo el subsidio registró un valor de \$2906,7 y \$2989,07 en los años mencionados, en donde el 75,0% del valor corresponde al sector residencial.

Al analizar el consumo por día de la semana, el valor promedio diario es de 120,52 kWh siendo el valor mínimo de 88,16 kWh (sábado) y máximo de 138,07 kWh (martes); estos datos fueron registrados durante tres meses a través de los contadores de energía ya descritos. Los consumos diarios de energía son marcados con relación a días laborables y fin de semana; la hora pico está entre las 9am y 10am, seguido por el pico alcanzado entre las 16pm a 18pm horas, siguiendo la tendencia que se presenta en la Figura 75. De igual manera, se observan distintos comportamientos entre los consumos residencial y comercial, siendo mayor el primero (consecuente al número de medidores analizados de este sector) y el segundo un reflejo directo de los consumos presentados durante la jornada laboral.

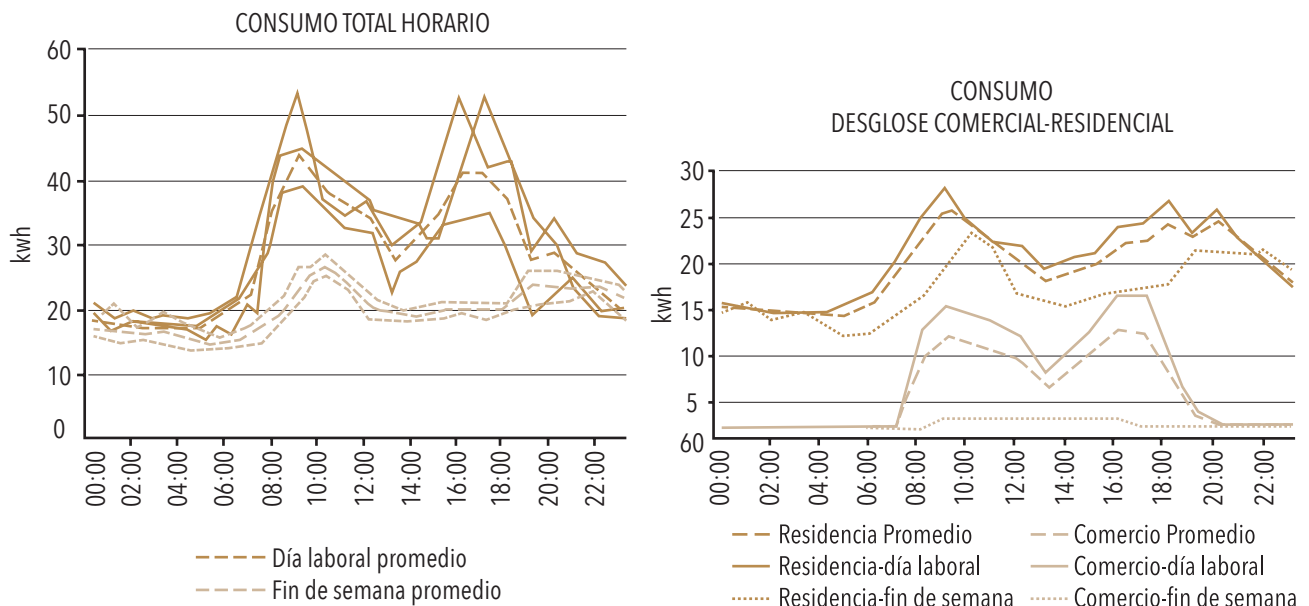


Figura 75. Consumo eléctrico horario del edificio y caracterizado en comercial y residencial

Consumo de combustibles

En Ecuador se utiliza GLP como combustible para uso residencial para cocinar y en el calentamiento de agua sanitaria. Se contabiliza el uso de 18 cilindros de 15 kg al mes, el 50% destinado a la cocción de alimentos, 40% para calentamiento de agua y el 10% restante para secadora y reserva. El contraste del consumo de gas con respecto al eléctrico parte de la siguiente relación: 1 cilindro 15 kg = 200,62 kWh [282]. Es así que, si se considera la eficiencia energética de la cocina de gas (40%), inducción (84%) [282], calefones a gas (97 %) y bombas de calor (para calentamiento de agua) (350%) [283], los requerimientos mensuales serían: a) 722,2 kWh en cocinas de inducción; b) 402,2 kWh con bombas de calor y c) 401,2 kWh para reservas y secadoras; con ello se requiere 1525,63 kWh adicionales para suplir los 18 cilindros de GLP consumidos por mes. Realizando el compendio final de requerimiento energético mensual eléctrico y térmico en usos residencial, comercial y comunitario, se determinó que el edificio con la ocupación habitacional actual requiere aproximadamente de 4039,01 kWh en electricidad y 1525,63 kWh térmicos. Entonces la demanda anual sería de 66 775,62kWh.

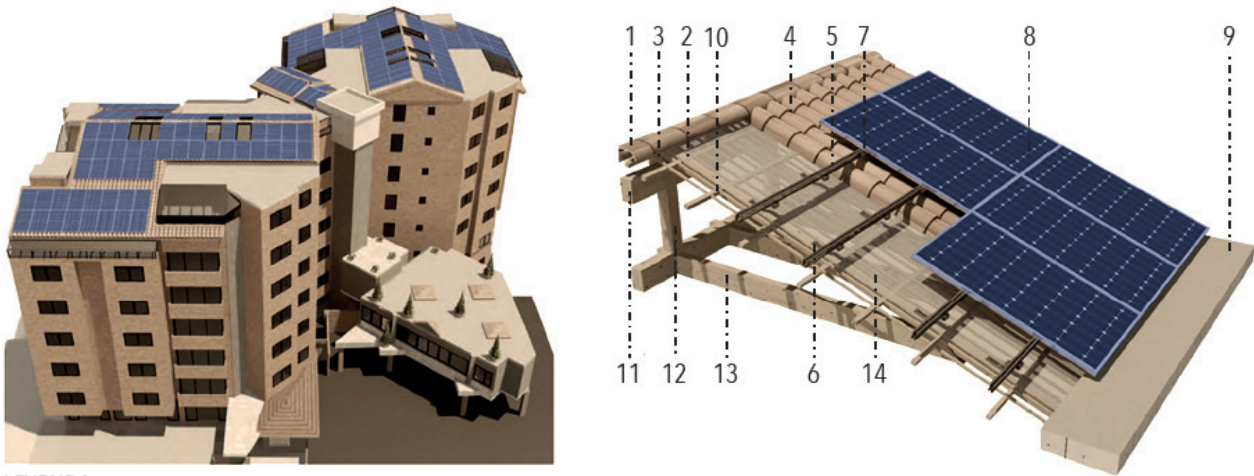
Extrapolando el consumo total del edificio, este estaría en el orden de los 4309,23 kWh en electricidad y 7691,77 kWh adicionales al mes para reemplazar el GLP por electricidad, en total 12001,00 kWh al mes y 144 012,01 kWh anuales. Estos valores se calcularon considerando el consumo eléctrico promedio mensual a nivel nacional de los clientes residenciales en el 2018, que fue de 135,26 kWh [284], y el número promedio a nivel nacional de cilindros de GLP consumidos al mes de 2,13 por núcleo familiar de cuatro personas [285]. Además, se plantea la conversión a vehículos eléctricos (EV) de los vehículos actuales de

propiedad de los copropietarios. Para dimensionar un posible consumo por carga eléctrica se plantea la necesidad de 3396,9 kWh al mes, al considerar 11 EVs acorde al uso actual. Bajo este escenario el edificio necesitaría 102 177,18 kWh adicionales al año. Si considerásemos que se ocuparían todos los estacionamientos, esta magnitud podría crecer a 239 125,21 kWh anuales.

Incorporación de fotovoltaicos

Se realizaron tres propuestas de incorporación de fotovoltaicos acorde con la integración arquitectónica [174]: placas de silicio monocristalino para sobreposición arquitectónica (producto que se simula con rendimiento validado localmente según el modelo descrito en el capítulo 4) [286], luego paneles fotovoltaicos sin contactos metálicos entre células también sobrepuestos, pero con mejoramiento en composición visual productos que se simula en concordancia a eficiencia especificada en catálogo [287] y, por último, tejas fotovoltaicas (tecnología simulada de forma análoga al proceso señalado en los estudios previos, considerando como producto en integración arquitectónica) [174].

Se determinan aspectos generales para las tres tecnologías como geometría de faldones, pendiente, inclinación y azimut, que inciden en el potencial solar. En la Figura 78 se describen los principales aspectos constructivos para la adaptación solar considerando la superposición de placas de silicio cristalino en formato típico de celdas estructuras en aluminio natural. Estas se sujetan en una subestructura también de aluminio que se ancla entre la teja a la subestructura de tejado como se puede visualizar en el detalle expuesto de la Figura 76. El resultado aspectual es el terminado en azul oscuro consecuente de la expresión de las células policristalinas y del marco estructural de aluminio color natural.



LEYENDA

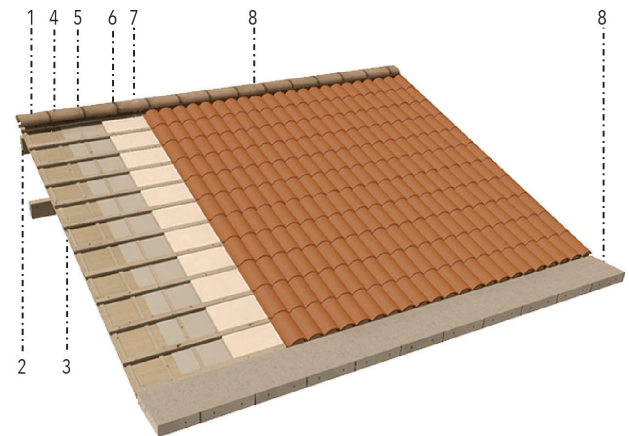
- | | | | |
|-----------------------|-------------------------------|-----------------------|-----------------------|
| 1. Tejas de caballete | 5. Perfil de aluminio 40x38mm | 9. Losa de hormigón | 13. Viga de madera |
| 2. Cabios de madera | 6. Gancho salvateja | 10. Correas de madera | 14. Fieltro asfáltico |
| 3. Listones de madera | 7. Unión lineal de perfil | 11. Cumbre de madera | |
| 4. Teja colonial | 8. Panel fotovoltaico | 12. Tocho de madera | |

Figura 76. Montaje de placas de sílice acoplados sobre tejado

Los segundos productos con acoplamiento sin contactos metálicos poseen alto rendimiento aumentando el área de captación por la mayor proporción de celdas dentro de las placas y por tratarse de tecnología monocristalina más eficiente, en consecuencia, con mayor potencia de generación. Estos productos prescinden de conexiones metálicas entre células, avance tecnológico que tiene como objetivo eliminar el efecto de puntos calientes que reducen el rendimiento [288], [289]. Son productos de $1690 \times 998 \times 46$ mm, la eficiencia es elevada por el mayor desarrollo tecnológico con un rendimiento de 19,9%. Son de apariencia negra que proporciona un aspecto de calidad, ya que el resultado son techumbres de color negro mate diáfanas, por lo que se consideran de mayor valor estético. En la edificación analizada alcanzan en la techumbre 208 unidades.

Por último, las tejas fotovoltaicas, productos arquitectónicos para mimetización, se incorporan para lograr una expresión discreta, incluso desapercibida. La principal característica es el aspecto formal en la arquitectura debido a que quedan integradas en la envolvente de la edificación, mimetizándose respecto a techumbres tradicionales [290] y no se ven como una instalación ajena aspectualmente [291]. Las tejas solares Tesla resultan en su capacidad mecánica y técnica muy apropiadas que las convierten en material de cobertura en sí mismas [9]. La mencionada empresa tiene disponibles en el mercado cuatro tipos: texturizada, lisa, pizarra y toscana. Esta última es aplicada en el análisis, y presenta dimensiones características de 184×365 mm, con una eficiencia energética del 12,0% [292]. Por condiciones de instalación y forma de teja la superficie de instalación resulta de la mitad, permiten crear un diseño óptimo e integrado (Figura 77), para que el tejado solar parezca una cubierta convencional.

Las tejas fotovoltaicas pueden reemplazar un tejado existente. Se adaptan en un sistema de machihembrado de madera de 3/4" x 6" sobre la cubierta actual. Después se debe cubrir esta estructura con una barrera de vapor film de poliestileno de 100 micrones con un espesor no menor a 10 mm. A continuación, se fijan listones de madera de 1 1/2" x 1/4" y tirantes de 2" x 1". Luego existe una placa de poliestireno expandido con un espesor de 2 cm entre los listones y tirantes para lograr nivelar la superficie y crear una superficie apta para la colocación de una membrana impermeable de polietileno e = 10 mm con cara de aluminio. Finalmente, se realiza la fijación de las tejas fotovoltaicas.



LEYENDA

- 1. Tejas de caballete
- 2. Cúmbreo de madera
- 3. Machimbrado de madera
- 4. Listón de madera

- 5. Membrana impermeable de poliestireno, e=10mm
- 6. Clavadera de madera
- 7. Placa de poliestireno expandido, e=2cm

- 8. Tejas PV
- 9. Losa de hormigón
- 10. Membrana impermeable de poliestireno, e=10mm con cara de aluminio

Figura 77. Perspectiva con tejas fotovoltaicas y detalle constructivo
Fuente: Elaboración propia de los autores

Simulación y comparación de rendimientos de productos fotovoltaicos integrados

Se obtiene la producción eléctrica por metro cuadrado fotovoltaico en período horario, de acuerdo con el nivel de irradiación detectado en 2019 en Cuenca. Las simulaciones se realizaron considerando y penalizando por sombras a cada uno de los faldones, en las horas de afectación. La generación energética mensual de acuerdo con las simulaciones precisó que el mes de mayor producción sería noviembre, entre 5262,79 kWh con tejas fotovoltaicas hasta 8727,46 kWh en el caso de placas monocristalinas sin acoples metálicos, y el de menor producción sería julio con producción entre 3381,12 kWh a 4368,10 kWh con tejas y placas monocristalinas (Figura 78). Los demás meses son producciones intermedias. En la misma figura se observa las relaciones por mes establecidas para los escenarios de consumo, el menor que es bajo la situación actual denominado «Consumo 2019», luego considerando que se alimenta a 11 EVs, con el escenario de «demanda máxima» que supone que todos los departamentos se ocupasen por completo y que se convirtiesen a consumos eléctricos los consumos de combustibles del condominio y el mayor escenario propuesto que es el de «demanda máxima + carga de EV».

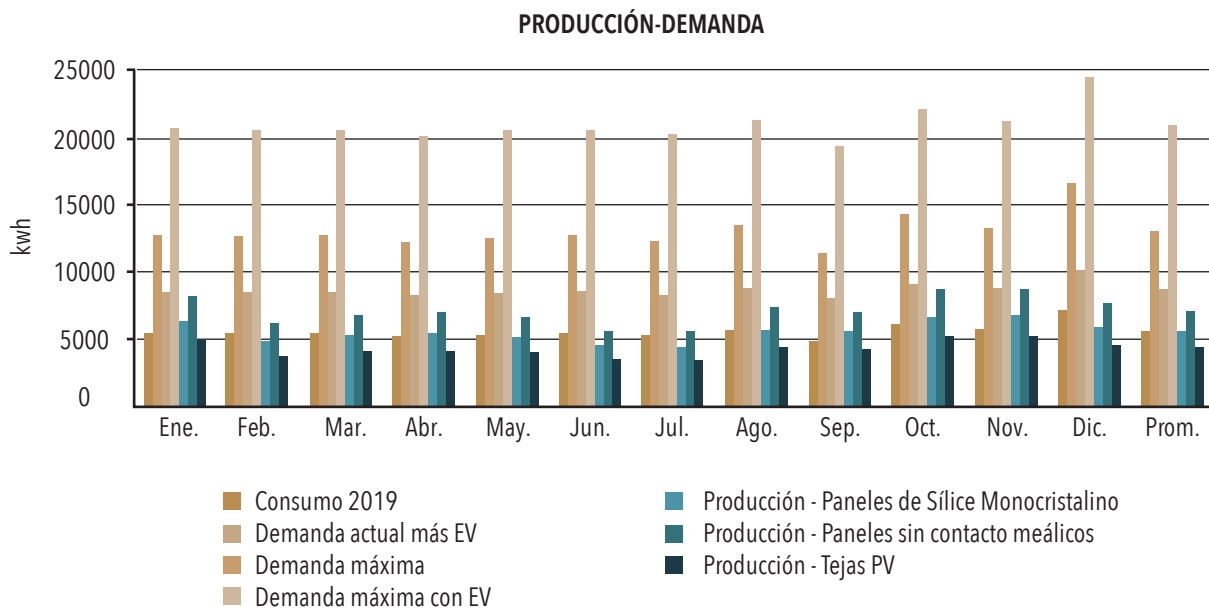


Figura 78. Demanda vs. Producción energética global por mes (kWh)
Fuente: Elaboración propia de los autores

En la Tabla 21 se aprecia el balance global de capacidad de autoabastecimiento en el caso analizado. Se observa que con la tecnología más avanzada se alcanzaría a generar 85 MWh al año, con placas de silicio típicas cerca de 67 MWh al año y con tejas fotovoltaicas se reduzca a poco menos de 52 MWh al año, producciones sin duda significativas. Bajo el escenario de consumo actual se puede incluso alcanzar excedentes, en 1,3 veces el consumo actual con el producto de mayor eficiencia o con placas de silicio casi se cubre el consumo actual; no obstante, no se llega a los estándares Net-Zero o Plus-Energy ya que se mantiene la necesidad de abastecimiento para cocción, secado y agua caliente sanitaria a través de combustibles. Bajo escenario de máxima ocupación y conversión a demandas eléctricas de combustibles, se observa una capacidad de abastecimiento aproximada de la mitad de la demanda, entre un 59% y 36% acorde con la tecnología. Ahora, si a este escenario le sumamos la carga de vehículos eléctricos, se alcanza a abastecer en el orden de 28% a 22% de acuerdo con la tecnología (alimentación a once vehículos con un recorrido diario promedio de 30 km). Al ser un edificio de uso mixto de siete pisos es un valor significativo, sobre todo, teniendo cuenta la importante carga existente en las unidades que funcionan como unidades administrativas.

Tabla 21
Resumen de producción vs. capacidad de abastecimiento acorde a tecnologías fotovoltaicas

Tecnología	Panel de silicio monocristalino	Panel sin contactos metálicos	Tejas fotovoltaicas
Producción (kWh/año)	66 585,31	85 470,96	51 540,27
Producción (kWh/m ² /año)	196,77	243,63	135,73
Cantidad (m ²)	338,4	350,82	379,72
Potencia pico (kWp)	56,16	69,68	1,3
Abastecimiento sobre d. actual	99,72 %	128,00 %	77,18 %
Abastecimiento d. máx. ocupación	46,24 %	59,35 %	35,79 %
Abastecimiento d. actual con EV	63,94 %	82,07 %	49,49 %
Abastecimiento d. máx. con EV	27,85 %	35,74 %	21,55 %

Se debe analizar la producción de forma horaria y esta en comparación con los respectivos consumos actuales o frente a demandas preestablecidas bajo los escenarios formulados hipotéticos, con ello se establecen las oscilaciones y requerimientos de importación o exportaciones resultantes. Con la producción determinada en la totalidad de techumbre con placas de silicio monocristalino, que es el único, se analiza el escenario para los días de máxima y mínima irradiación correspondiente al 26 de octubre y 13 de junio, respectivamente. También los días promedio del mes de máxima y mínima irradiación, noviembre y julio; el día promedio de producción. Estos en confrontación con los días de demanda mínima, máxima y promedio. En la Figura 79 se trazan las curvas horarias en comparación con la producción fotovoltaica con ocupación actual de usuarios (OA), total de usuarios y con conversión a abastecimiento eléctrico para cocción y calentamiento de agua con bomba de calor (OT). En estos escenarios de demanda y consumo energético frente a la elevada producción horaria, al mediodía se observan excedentes en la mayoría de situaciones, siendo mayormente observables días y horas de máxima irradiación. Las curvas promedio muestran un excedente característico de 5 kWh; no obstante, en día con elevada irradiación y mínimo consumo en ocupación actual, es esperable 29 kWh de excedentes en una hora.

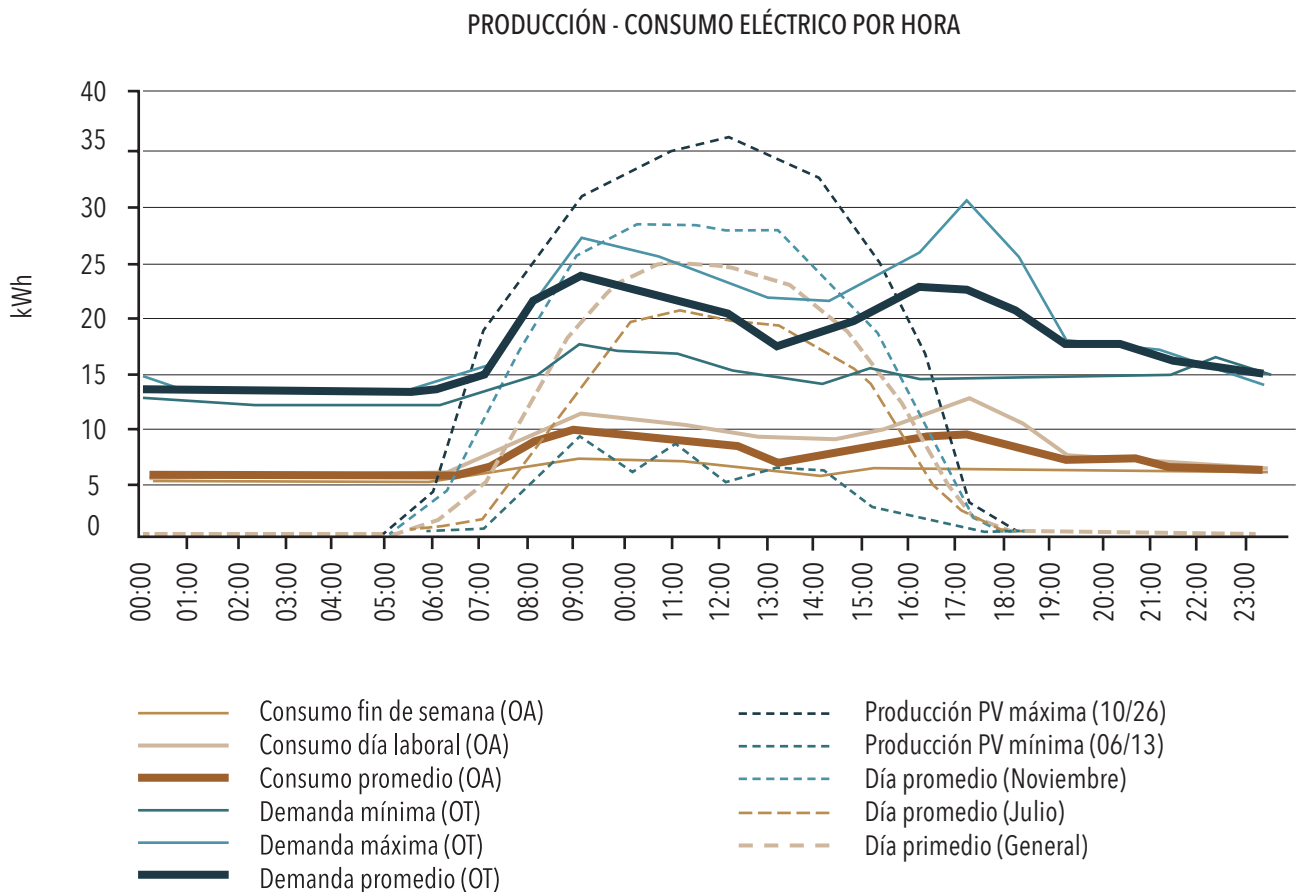


Figura 79. Oscilación demanda-producción horaria bajo distintos escenarios (kWh)

Lo más significativo de la comparación de las curvas producción-demanda/consumo horarias, es la obtención de excedentes en las horas cercanas al mediodía. Al ver la curva promedio de producción «average day» (alcanza 25 kWh al mediodía) frente al consumo actual promedio «average consumption» (alrededor de 7 kWh al mediodía), se evidencia que en promedio el edificio entregaría 18 kWh a la red en horas cercanas al mediodía. No obstante, si comparamos el escenario del día con más irradiación registrada el 26 de octubre del año de simulación, frente a demanda mínima típica de día de fin de semana se observa excedentes de alrededor de 29 kWh. En cambio, el día de mínima producción (junio 13) la producción está cercana a coincidir con los consumos. En líneas azules se refleja bajo la situación de ocupación total que los consumos pueden duplicarse al plantear el escenario de máxima ocupación y los excedentes se reducen alrededor de la mitad dependiendo de la situación de producción. Es importante señalar que son producciones y consumos con una resolución de una hora, si se efectuasen simulaciones con mayor resolución las oscilaciones se evidenciarían mucho más variables, ya que la irradiación se ve influenciada por efectos de nubosidad, por ejemplo, o las demandas por el accionar momentáneo de equipos de alto consumo como hornos, secadoras eléctricas o el funcionamiento de un elevador, etc. Para un análisis de estas características, se determinan desbalances instantáneos que pueden influir en afectaciones a la red, con resolución de minutos o segundos, no obstante, el análisis horario permite conocer las circunstancias y balances globales y potencial neto.

Este estudio también efectuó un escenario financiero, con precios internacionales de oferta fotovoltaica en mercados en donde la tecnología está difundida. No se considera el costo nacional porque está condicionado por la disponibilidad local de productos y sujetos a altos costos de importación (por ahora, los productos no se encuentran en oferta cotidiana), por lo que no son comparativos. Así, se analizaron los tres sistemas considerando los costos de subsidio actuales a la electricidad de la red.

Para el año 2020, los paneles sin contactos metálicos presenta el menor tiempo de amortización con apenas 6 años de recuperación de inversión lo que evidencia una rentabilidad alta; en comparación con los paneles de silicio y tejas fotovoltaicas que recuperan su inversión en 10 y 15 años, respectivamente. Este escenario podrá ser mucho mejor si los subsidios destinados a las redes y producción estatal se destinan a la microgeneración, con ello se viabilizaría la autogeneración.

Dado el desarrollo internacional, la forma lógica de lograr una transformación y una matriz energética diversificada y por ende, fiable, es provocar la introducción de cualquier tecnología dando facilidades y entregando subsidios hasta que la tecnología pueda desarrollarse por sí sola con empresas estables y maduras, generando. Además se potenciaría la generación de puestos de trabajo locales, así como la democratización energética y la posibilidad de que cada usuario produzca su propia energía, [293].

En la Tabla 22 se resume la generación anual y la perspectiva financiera, no obstante, es necesario advertir que son eficiencias y costos del año 2019. Es de acotar que el incremento en eficiencia mantiene una reducción de costo por unidad energética de 5%.

Tabla 22
Resumen de características por tecnología fotovoltaica

Tecnología	Panel de silicio monocristalino	Panel sin contactos metálicos	Tejas PV
Producción (kWh/año)	66585,31	85470,96	51540,27
Producción (kWhm ² /año)	196,77	243,63	135,73
Cantidad (m ²)	338,4	350,82	379,72
Potencia pico (kWp)	56,16	69,68	1,3
Abastecimiento (d. actual)	99,72 %	128,00 %	77,18 %
Abastecimiento (d. máxima)	46,24 %	59,35 %	35,79 %
Abastecimiento (d. actual con EV)	63,94 %	82,07 %	49,49 %
Abastecimiento (d. máxima con EV)	27,85 %	35,74 %	21,55 %
Costo aproximado	\$107863,86	\$80 294,61	\$118 570,59
Consumo actual (kWh/año)		66 775,62	
Demanda máxima (kWh/año)		144 012,01	
Demanda actual con EV (kWh/año)		104 141,52	
Demanda máxima con EV (kWh/año)		239 125,21	

Precisiones y conclusiones

En este capítulo se ha analizado la capacidad de autoabastecimiento urbano y de algunas tipologías en ciudad ecuatorial intermedia andina. La conclusión principal en que desembocan estos variados análisis es que dependiendo del uso y escala de edificación, la capacidad de autoabastecimiento difiere, pero siempre resulta importante. En el caso de industria de alto consumo si bien la proporción de autoabastecimiento eléctrico es de «apenas» una quinta parte, en una fábrica de esta magnitud se puede generar la electricidad que consumen en promedio 17 000 ciudadanos. Es un resultado natural pensando que una instalación de casi cinco hectáreas es la magnitud de una pequeña planta fotovoltaica, que de acuerdo con las simulaciones supera una potencia de 4,5 MW.

En contraparte, en edificaciones menores con uso residencial o comercio residencia, con apenas una ocupación del 5% a 12% se ha visto como suficiente para lograr un autoabastecimiento eléctrico actual; 17% bajo un uso extensivo de comercio o servicio, ello supone que para este tipo de edificaciones, el potencial solar es radicalmente superior a los consumos de estos casos individuales. Esto nos permite inferir inicialmente que una estrategia necesaria para maximizar el autoabastecimiento comunitario es lograr que algunas edificaciones creen excedentes para abastecer a otras.

Pero para ello, las redes tienen que configurarse de tal forma que permitan este comprar-vender a gran escala. Por ahora en el análisis presentado de un transformador, al exceder un 19,5% de la capacidad de producción empezarán potencialmente a existir excedentes que deberían ser exportados ya que se supera potencialmente la inyección eléctrica del transformador y requiere evacuar desde ese sector. No obstante, en ese mismo estudio se vislumbra que la inclusión masiva de cocción eléctrica combinada con baterías individuales para cada una de las edificaciones puede incrementar la capacidad de autoabastecimiento ocupando casi un 30% del potencial y, por ende, la fracción solar, eliminando la combustión urbana por las demandas de cocción.

En edificaciones comunitarias de uso mixto residencial-servicios, de siete plantas, se observa que el bajo consumo actual se podría alcanzar prácticamente las necesidades eléctricas, ello nos permite inferir que edificaciones de mayor altura y uso similar permitirán una fracción del uso y edificaciones de menor altura, acaso algunos excedentes. Lamentablemente son análisis acotados y puntuales, existen edificaciones con muchos usos adicionales.

5

Rendimiento fotovoltaico y
solar térmico en ciudades
ecuatorianas

Posibilidades y limitaciones para la simulación e implementación de sistemas solares activos en arquitectura

Wall et al. (2012) [294] analizaron entre diversos aspectos de la arquitectura solar, las posibilidades y barreras principales para la integración arquitectónica de captación solar activa y por qué estos no son considerados durante el diseño arquitectónico, aspecto ya discutido en este tratado previamente. Entre las principales respuestas para la no aplicación de integración solar activa están los altos costos, falta de conocimiento de comitente y/o desarrollador, falta de datos y especificaciones de productos, entre los más importantes. Para la recolección térmica se determinan los siguientes aspectos: falta de conocimiento del cliente y desarrollador, no existe interés del cliente, falta de productos apropiados para arquitectura, como los tres principales aspectos.

Ante las principales limitaciones es evidente que se requiere de difusión de las tecnologías de recolección solar activa. Solamente luego de conocerse las posibilidades y aplicarse con éxito es factible expandir el interés y demanda. También es importante reducir costos, lo cual es improbable que se dé a menos que se expanda la industria, consecuentemente una situación bloquea a la otra en un círculo vicioso. Así el impulso y fomento de políticas estatales o municipales es esencial para promover inicialmente la industria [5], [133].

En cuanto a aspectos tecnológicos que implican sin duda una barrera para la integración de tecnologías solares, están:

- Las tecnologías solares tienen una baja versatilidad y poca variedad de productos para integración arquitectónica, es decir, se tornan muy restrictivos en el proceso de diseño; no obstante, una excesiva variedad de productos implicaría una falta de estandarización. La falta de estandarización también se observa como consecuencia de la variedad climática en el mundo, por ejemplo, ventanas con integración de recolección térmica o fotovoltaica tienen aplicabilidad solamente en latitudes en donde las fachadas son superficies altamente irradiadas.
- El conocimiento, por lo general, incompleto de los arquitectos acerca de las posibilidades de colectores solares en su tecnología en sí misma y por ende aspectos y posibilidades para su integración arquitectónica. Concretamente los productos arquitectónicos son resultado de innovaciones que, a pesar de haberse desarrollados en la primera década del presente siglo, han sido poco difundidos y, por lo tanto, muchos han desaparecido al poco tiempo [295].

- El mercado muestra una falta de herramientas o son complejas y costosas, para adoptar y cuantificar el beneficio de las distintas opciones y aplicaciones solares durante fases tempranas de diseño, cuando se toman las directrices más importantes [294].

El último aspecto mencionado incide directamente en la disciplina de la arquitectura. Es necesario compaginar la posible producción energética frente a resultados arquitectónicos y apariencia consecuente. Es evidente que con herramientas simples como el sketch manual arquitectónico o maquetas físicas, se puede prever la influencia de soleamiento, pero no es posible simular demandas resultantes como consecuencia de la forma, materialidad seleccionada, captación pasiva, clima, etc.; menos aún cuantificar la posible producción solar activa. Sin un modelo de predimensionamiento de producción versus demanda, se complica el conocer por parte del proyectista y/o cliente, la ventaja de adoptar o no alguna tecnología de recolección solar. Se ha detectado que las decisiones tempranas proyectuales pueden afectar en un 80 % el desempeño energético final y es una etapa en que las decisiones del arquitecto son decisivas en el desempeño energético del proyecto.

Para el caso de la zona ecuatorial, los estudios efectuados en cuanto a la irradiación disponible acorde a superficies construidas son muy escasos frente a los diversos estudios desarrollados en distintas latitudes. Fitriaty y Shen [250] encontraron para tres ciudades indonesias localizadas en la franja ecuatorial que la irradiación disponible en la cubierta llevada a producción fotovoltaica excede hasta en diecisiete veces el consumo. En un caso muy cercano al ecuatoriano, Nieto [296] realiza un estudio de los distintos niveles de irradiación para diferentes ciudades colombianas, según distintas orientaciones e inclinaciones de superficies, encontrando que las mejores son enfrentando al este y al oeste, dependiendo de la localidad exacta, es decir, situación similar a la observada en Cuenca como se describieron en el capítulo 4 de este tratado. Para Colombia, el investigador observa que existen pérdidas de apenas el 1 % por cada 15° de incremento en la inclinación de una superficie, entre otros datos importantes, los que se pueden revisar en la investigación de mencionado autor.

Como complemento en este trabajo, se plantea el revisar la cantidad de irradiación anual disponible en las orientaciones e inclinaciones en las ciudades más importantes en Ecuador, con lo cual es factible el presuponer un rendimiento acorde a eficiencia de fotovoltaico, así como a la vez se puede vaticinar la incidencia de irradiación por criterios de diseño arquitectónico bioclimáticos.

Rendimiento fotovoltaico anual en distintas ciudades ecuatorianas

En este apartado se presenta una estimación de la producción fotovoltaica en algunas ciudades de Ecuador. Con archivos climáticos obtenidos desde la base de datos del Laboratorio de Energías Renovables de los Estados Unidos [157], se determina con el simulador SAM una producción energética factible fotovoltaica por m^2 , en el período de un año. Las ciudades para las que se realiza esta estimación son Quito, Ambato, Riobamba y Cuenca en la Sierra. Para el Litoral, las ciudades de Esmeraldas, Manta, Guayaquil y Machala; Puyo en la Amazonía. En las estimaciones de rendimiento eléctrico se observa, como es lógico, una mayor producción pero sin una relación lineal con la presencia de irradiación global, por la influencia de proporción de irradiación directa y difusa (nubosidad) y temperatura de las celdas fundamentalmente.

Los principales aspectos que podemos recalcar de este análisis al lector, son, entre otros, que la mayor producción está en las ciudades andinas de Riobamba y Quito, seguidas por las ciudades costeras del norte del país Esmeraldas y Manta, esto influenciado por la distancia a la línea ecuatorial y menores niveles de nubosidad. Contrariamente, la ciudad que tiene un significativo menor potencial es el Puyo, claramente afectado por la cantidad de nubosidad y por el calor. En segundo lugar, con menor producción, está Guayaquil y bajo una condición intermedia Ambato y Cuenca. En Riobamba se generaría alrededor del 59% más electricidad que en la ciudad del Puyo, lo que demuestra la incidencia de los microclimas en el Ecuador andino, considerando que entre todas las ciudades analizadas, Puyo y Riobamba están más cercanas entre sí. Nos permite concluir que es muy significativo el considerar los microclimas, sobre todo, en las zonas cálidas y próximas a la cordillera, que implican afectación el rendimiento fotovoltaico por nubosidad y calor. Guayaquil, si bien no está próxima a la cordillera, posee también altos niveles de nubosidad, por ende, con una producción de 29,5% menos que en Riobamba. Si consideramos solo las ciudades andinas, Cuenca es la de menor potencial, generándose 21,7% menos que en Riobamba. Quito tiene un potencial muy cercano a Riobamba. Esto es una muestra menor de la infinidad de potenciales, ya que incluso dentro de estas ciudades existen microclimas, pero nos muestran un panorama de la generación esperable por m^2 . Además, los microclimas implican que los archivos climáticos disponibles no sean del todo representativos para cualquier localidad.

Al considerar la influencia de inclinación como de orientación de fotovoltaicos en estas ciudades, tanto por soportarse en techos inclinados y por limpieza, analicemos la variación de producción en inclinación de $22,5^\circ$ de pendiente. Se observa como ya se había descrito también en el Capítulo 4, que en la latitud ecuatorial no se cumple la condición típica de mayor productividad al colocar los fotovoltaicos orientados hacia la línea ecuatorial. Si vemos en simulaciones realizadas que la mayor producción en las ciudades andinas es preponderantemente con orientación al este o cercanas en las ciudades de Quito, Ambato, Riobamba y Cuenca.

Contrariamente en las ciudades costeras y amazónica se observa un mejor rendimiento con orientación de captación al oeste en Esmeraldas, Manta y Puyo. Solamente en Guayaquil se observaría una mayor producción con orientación al norte. Sin embargo, entre las mejores orientaciones frente a las más desfavorables, las diferencias no son significativas, o por lo menos que impliquen que sean prohibitivas por reducciones altas de producción, así, la ciudad que muestra mayor desbalance entre orientaciones es Manta con 14,1% frente al caso de Ambato en donde se observa solo 3,5% de diferencia.

Por último, si comparamos los extremos de producción en las ocho ciudades, tanto por clima como por inclinación, tenemos a Riobamba con una generación esperada de 324,87 kWh/m² de fotovoltaico al año con una inclinación de 22,5° y orientación NE; en opuesto, está Puyo, bajo la misma pendiente con orientación más desfavorable EES, se produciría 192,12 kWh/m² de fotovoltaico al año, es decir, una fracción de 59% respecto al caso máximo.

Si analizamos solamente la variable de inclinación e incluso considerando fotovoltaicos desplegados verticalmente (es decir, bajo disposición para fachada), se observa que si la orientación de la superficie fotovoltaica vertical está cercana al este u oeste, se puede generar entre un 40% y 60% respecto a la captación alcanzada bajo disposición horizontal.

No obstante, si el fotovoltaico se dispone vertical y orientado al norte o sur, se genera una fracción que representa entre un 32% y 40% respecto a la disposición fotovoltaica casi horizontal. Bajo esta observación, paredes o ventanales fotovoltaicos verticales son altamente ineficientes, al contrario de otras latitudes estacionales, sobre todo, extremas en donde las fachadas sí pueden significar un potencial importante.

A continuación, se grafican en poliedros el rendimiento fotovoltaico acorde a clima de las ciudades ecuatorianas, mostrando una producción energética anual por m² en distintas disposiciones de orientación e inclinación.

Generación fotovoltaica por m² en ciudades de la Sierra ecuatoriana

Quito

Quito, latitud -0.220075° , longitud -78.512130° . La mejor orientación es E y la menos favorable OOS, registrándose bajo una pendiente 22° una generación 12,8% superior de la orientación E o cercana, respecto a la OOS (Figura 80). La irradiación global promedio para Quito está en el orden de $5150 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$ [278].

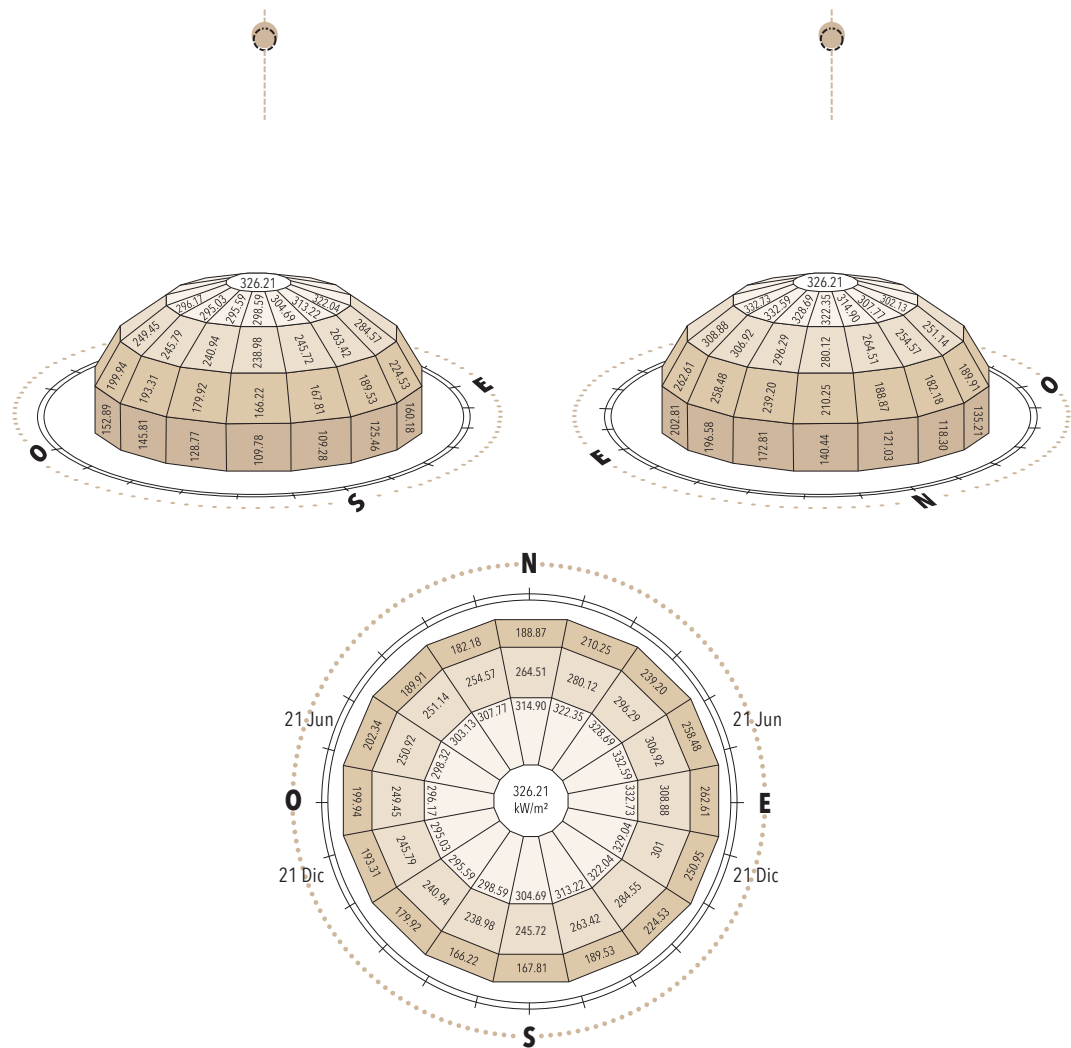


Figura 80. Producción eléctrica fotovoltaica esperada por m² en Quito, centro urbano (kWh/m² al año)

Ambato

Ambato, latitud -1.257926° , longitud -78.626625° . La mejor orientación es SE y la menos favorable la N, registrándose bajo una pendiente 22° una generación 3,5 % superior de la orientación SE, respecto a la N (Figura 81). La irradiación global aproximada en la ciudad es de $4350 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$ [278].

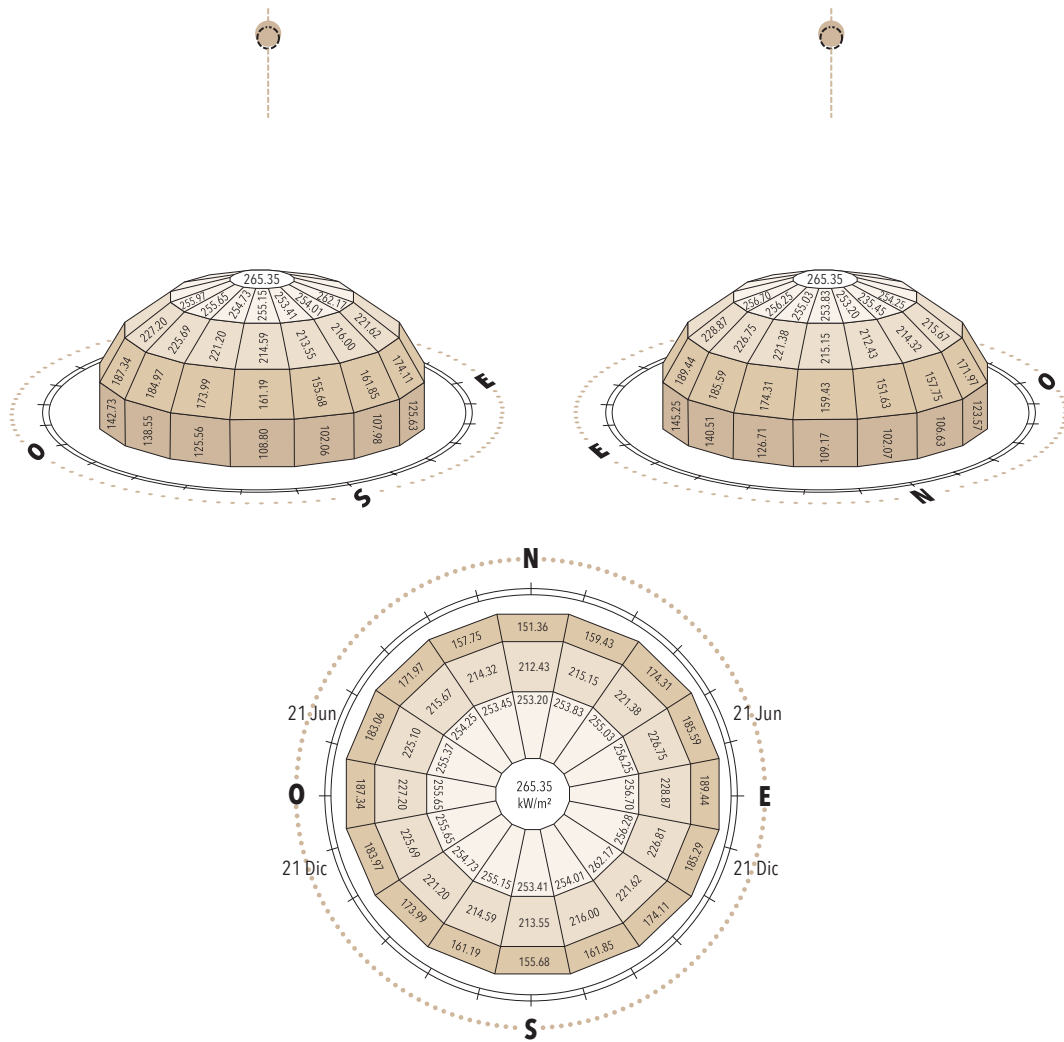


Figura 81. Producción eléctrica fotovoltaica esperada por m² en Ambato, centro urbano (kWh/m² al año)

Riobamba

Riobamba, latitud -1.672705° , longitud -78.648245° . La mejor orientación es E y la menos favorable la S, registrándose bajo una pendiente 22° una generación 4,1 % superior de la orientación NE, respecto a la S (Figura 82). La irradiación global promedio para Riobamba ronda los $4950 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$ [278].

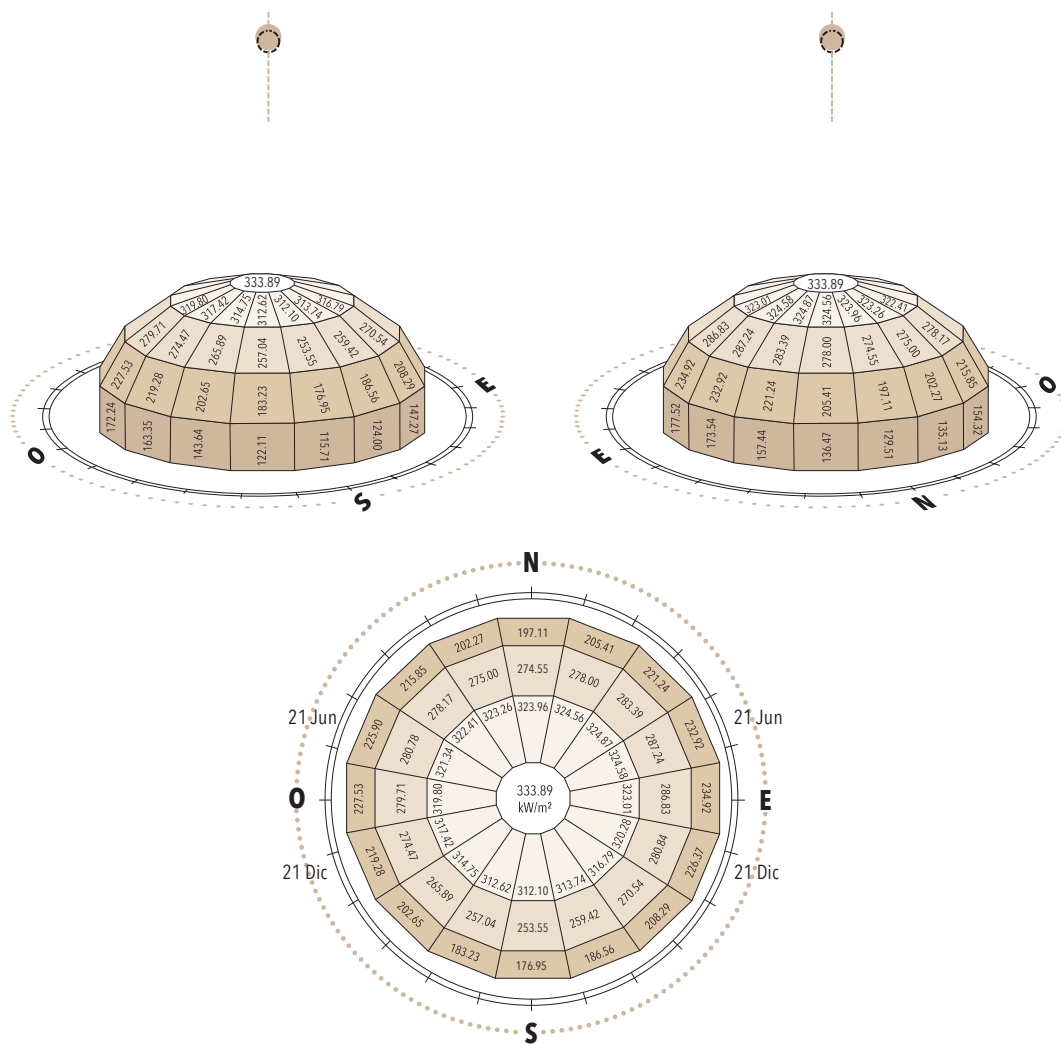


Figura 82. Producción eléctrica fotovoltaica esperada por m^2 en Riobamba, centro urbano (kWh/m^2 al año)

Cuenca

Cuenca, latitud -2.897410° , longitud -79.004460° . La mejor orientación es E y la menos favorable la OOS, registrándose bajo una pendiente 22° una generación $6,4\%$ superior de la orientación E, respecto a la OOS (Figura 83). La irradiación global promedio para Riobamba ronda los $4100 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$ [278].

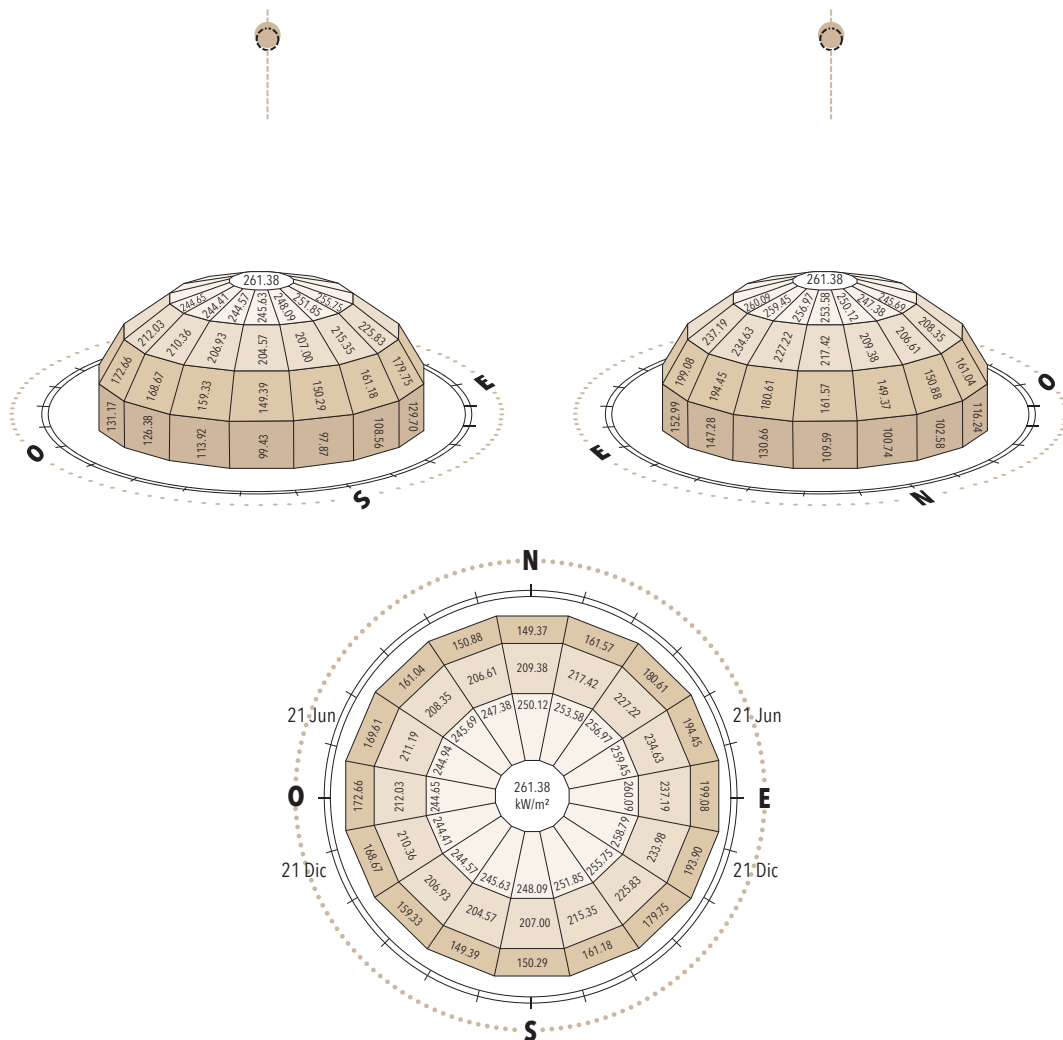


Figura 83. Producción eléctrica fotovoltaica esperada por m^2 en Cuenca, centro (kWh/m^2 al año)

Generación fotovoltaica por m² en ciudades de la Costa ecuatoriana

Esmeraldas

Esmeraldas, latitud 0.966768°, longitud -79.652477°. La mejor orientación es O y la menos favorable la E, registrándose bajo una pendiente 22° una generación 8,1 % superior de la orientación O, respecto a la E (Figura 84). La irradiación global promedio para Riobamba ronda los 4350 Wh/m²/día [278].

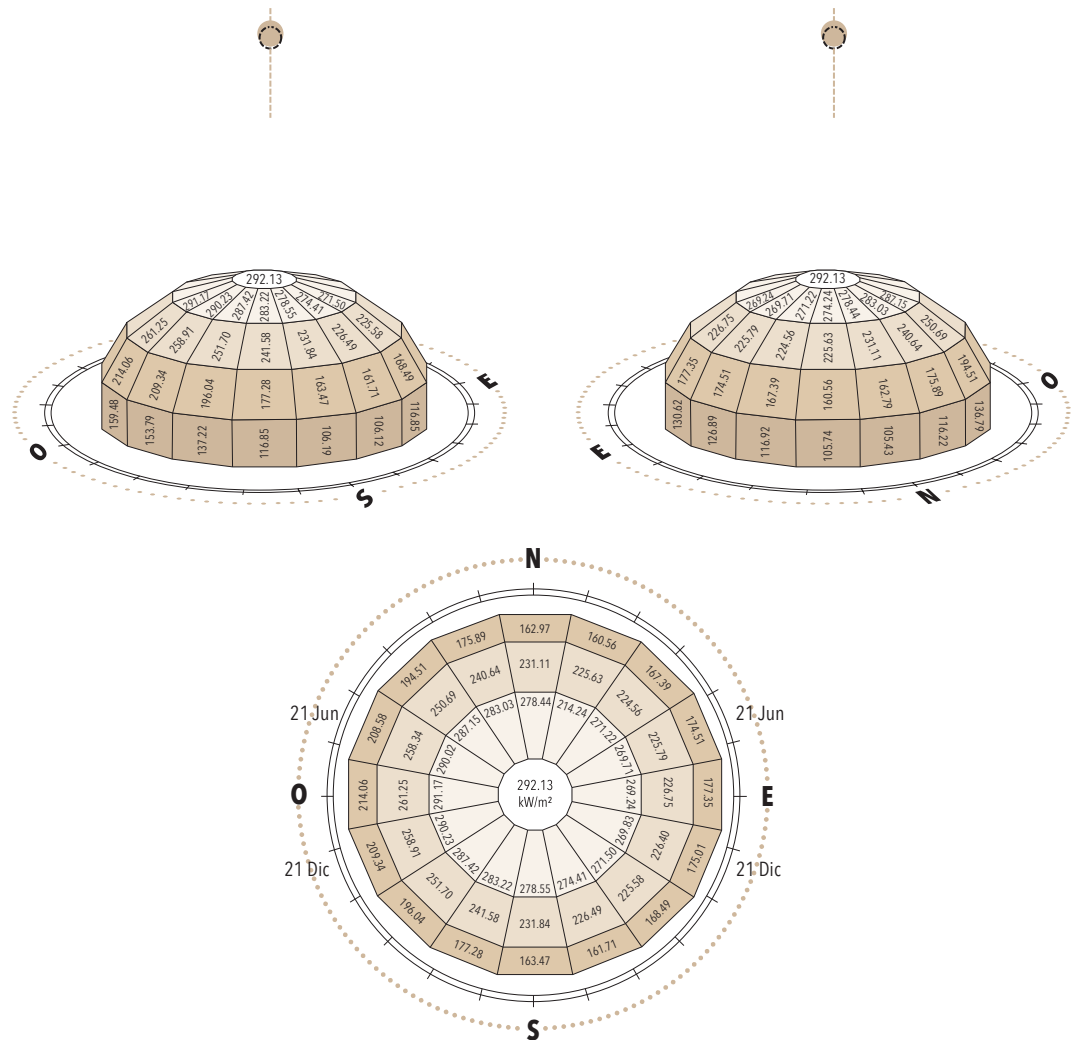


Figura 84. Producción eléctrica fotovoltaica esperada por m² en Esmeraldas, centro urbano (kWh/m² al año)

Manta

Manta, latitud -0.950151° , longitud -80.728901° . La mejor orientación es O y la menos favorable la E, registrándose bajo una pendiente 22° una generación $14,1\%$ superior de la orientación O, respecto a la E (Figura 85). La irradiación global promedio para Riobamba ronda los $4700\text{ Wh/m}^2/\text{día}$ [278].

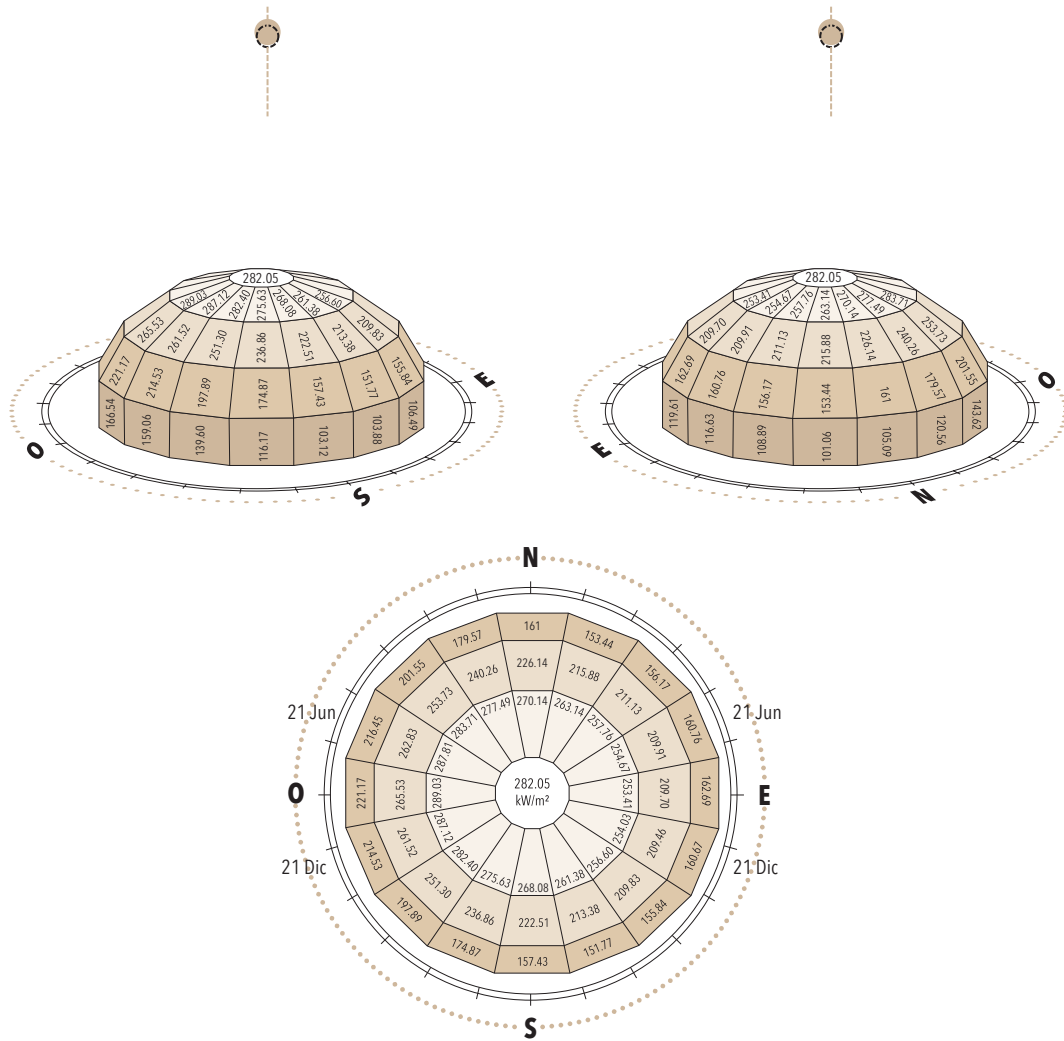


Figura 85. Producción eléctrica fotovoltaica esperada por m² en Manta, centro urbano

Guayaquil

Guayaquil, latitud -2.189833° , longitud -79.887737° . La mejor orientación es N y la menos favorable la SE, registrándose bajo una pendiente 22° una generación 7,8 % superior de la orientación O, respecto a la SE (Figura 86). La irradiación global promedio para Riobamba ronda los $4500 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$ [278].

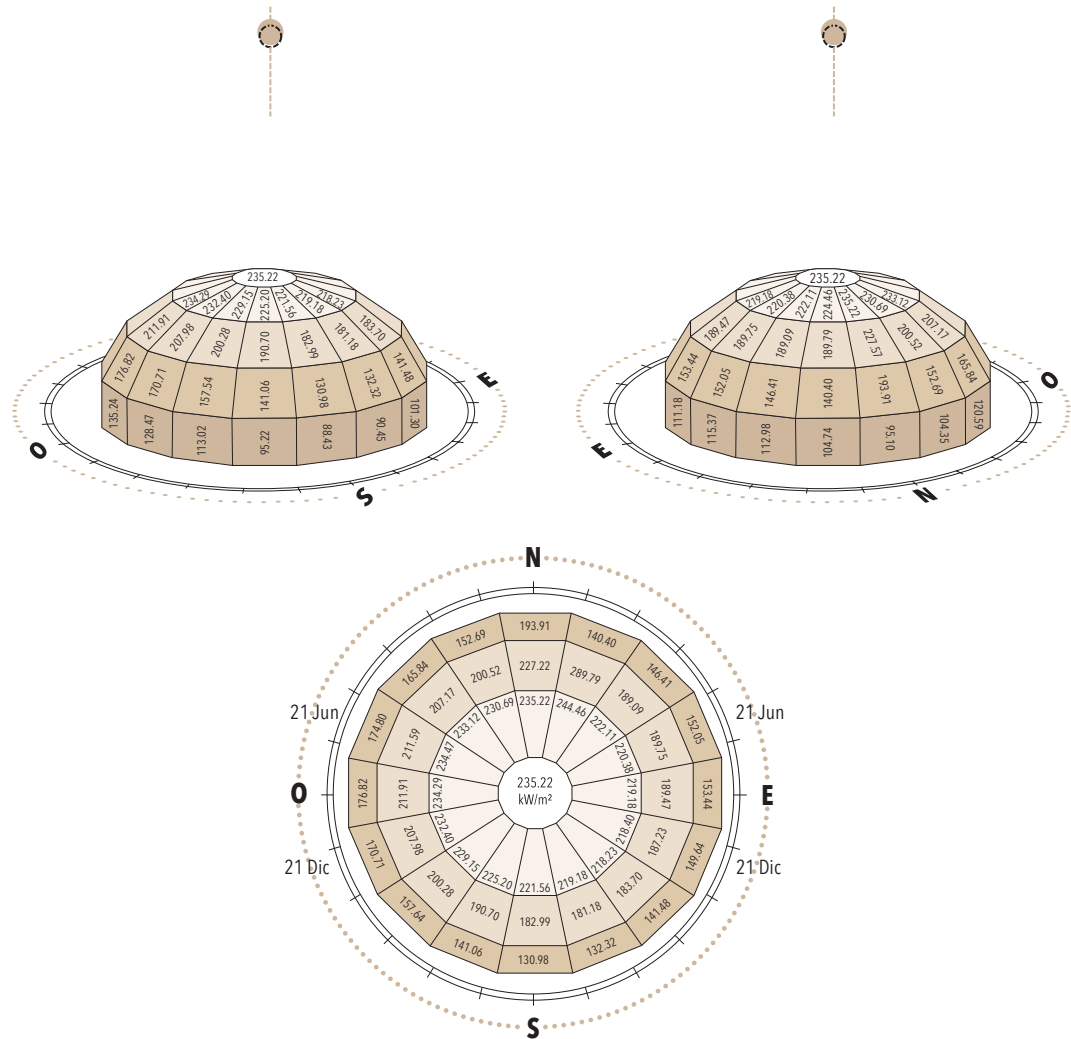


Figura 86. Producción eléctrica fotovoltaica esperada por m^2 en Guayaquil, centro urbano (kWh/m^2 al año)

Generación fotovoltaica por m² en ciudades de la Amazonía ecuatoriana

Puyo

Puyo, localizada en latitud -1.487033° , longitud -78.000621 . La mejor orientación es O y la menos favorable la EES, registrándose bajo una pendiente $22,5^\circ$ una generación 10,3 % superior de la orientación O, respecto a la EES (Figura 88). La irradiación global promedio para Riobamba ronda los $4050 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$ [278].

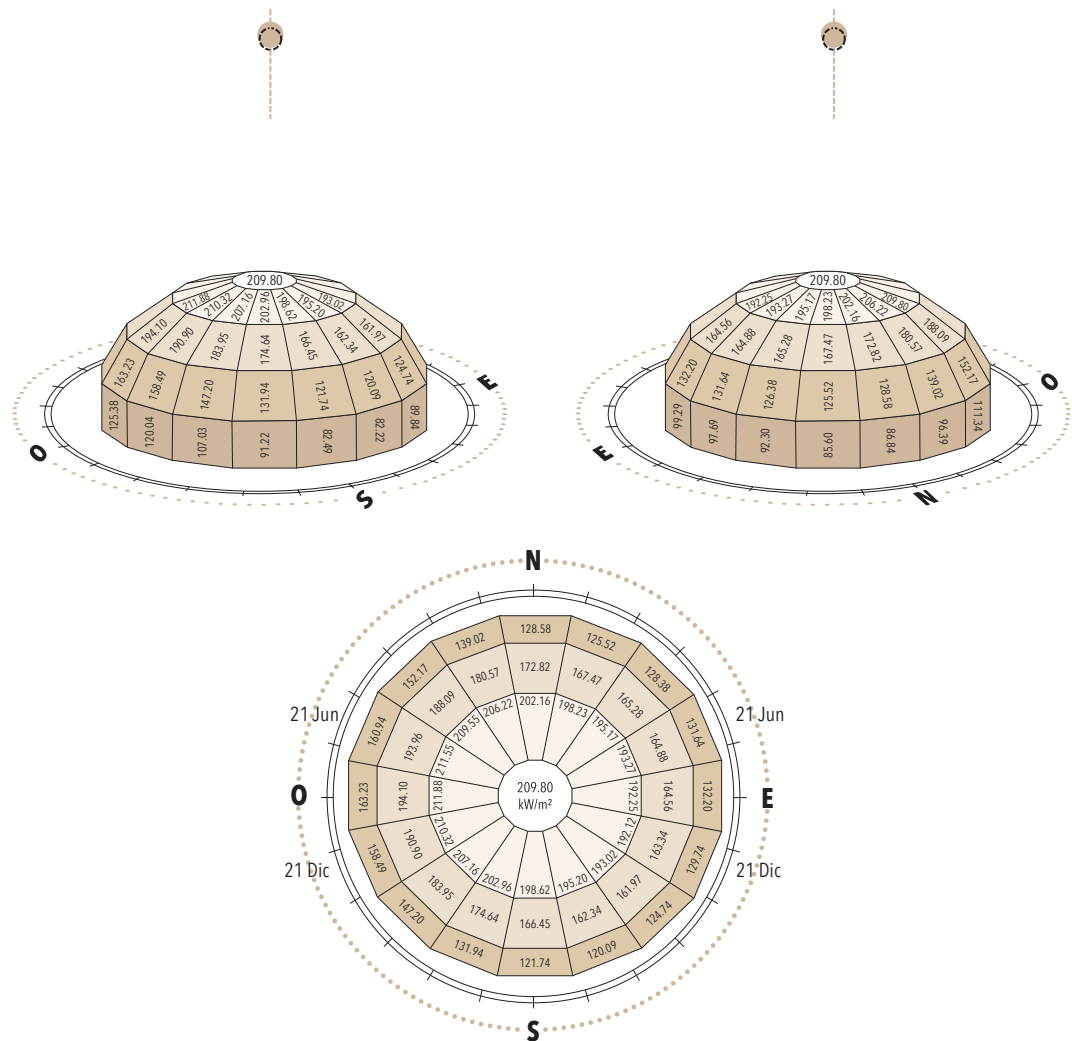


Figura 88. Producción eléctrica fotovoltaica esperada por m² en Puyo, centro urbano (kWh/m² al año)

Fracción solar térmica para consumo residencial en distintas ciudades ecuatorianas

Ahora se analiza la capacidad de autoabastecimiento solar térmico. A diferencia de la capacidad fotovoltaica, la obtención de calor solar en función del aprovechamiento del mismo no es lineal, dado los desperdicios consecuentes por uso diferido y por pérdidas en almacenamiento, sin capacidad de aprovechar excedentes, a ello se suma la diferencia de aprovechamiento dependiendo del calor contenido en el fluido y temperatura recogida por el sistema solar térmico. En consecuencia, estos aspectos suponen que el rendimiento solar térmico no corresponde linealmente a la obtención de energía respecto a la superficie de captación.

Por lo tanto, para entregar una herramienta gráfica y útil al lector, se ilustra la capacidad de abastecimiento solar térmico sencillo, compuesto por un colector solar térmico de placa plana con una superficie típica de captación de 2 m^2 y un almacenamiento de 160 l . Este sistema se simula abasteciendo a una unidad de vivienda habitada por cuatro personas. El resultado de las simulaciones descritas en porcentaje, el que representa la fracción de energía abastecida por sistemas solares térmicos en simulación anual. La herramienta utilizada es el módulo SAM de la NREL [157].

Ambato

La capacidad solar térmica en la ciudad andina de Ambato muestra una capacidad de fracción solar entre 52,1 % en horizontal como máximo y como mínimo 16,3 % en disposición vertical con orientación N o S. Los colectores inclinados con una pendiente recomendable de 22,5°, muestran una mejor producción de hasta 4,1 % con orientación O, respecto a la más baja con orientación SSE. (Figura 90)

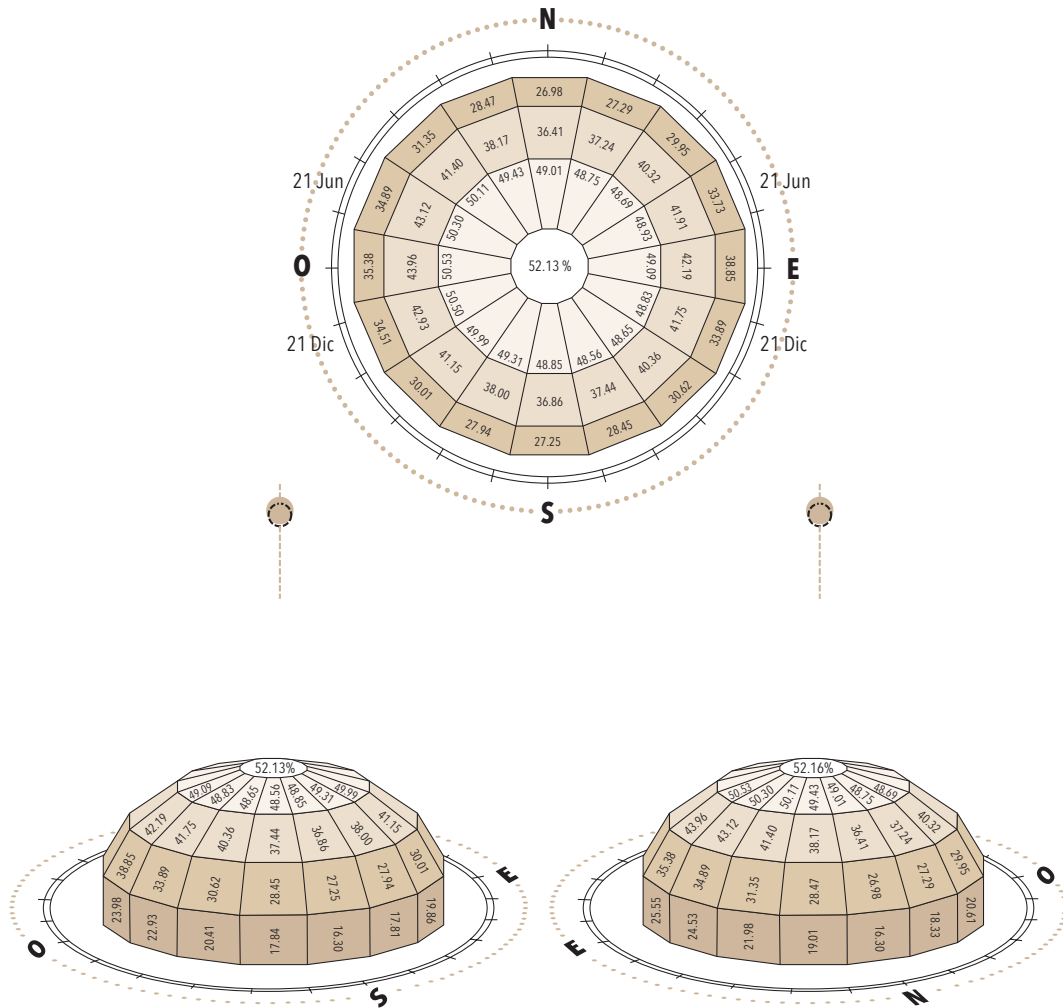


Figura 90. Fracción solar en % esperada por sistema solar térmico residencial con 2 m² en Ambato (%)

Riobamba

La capacidad solar térmica en la ciudad andina de Riobamba muestra una capacidad en fracción solar entre 55,9 % en horizontal como máximo y como mínimo 16,1 % en disposición vertical con orientación N. Los colectores inclinados con una pendiente recomendable de 22,5°, muestran una mejor producción de hasta 4,2 % con orientación O, respecto a la más baja con orientación SSE. (Figura 91)

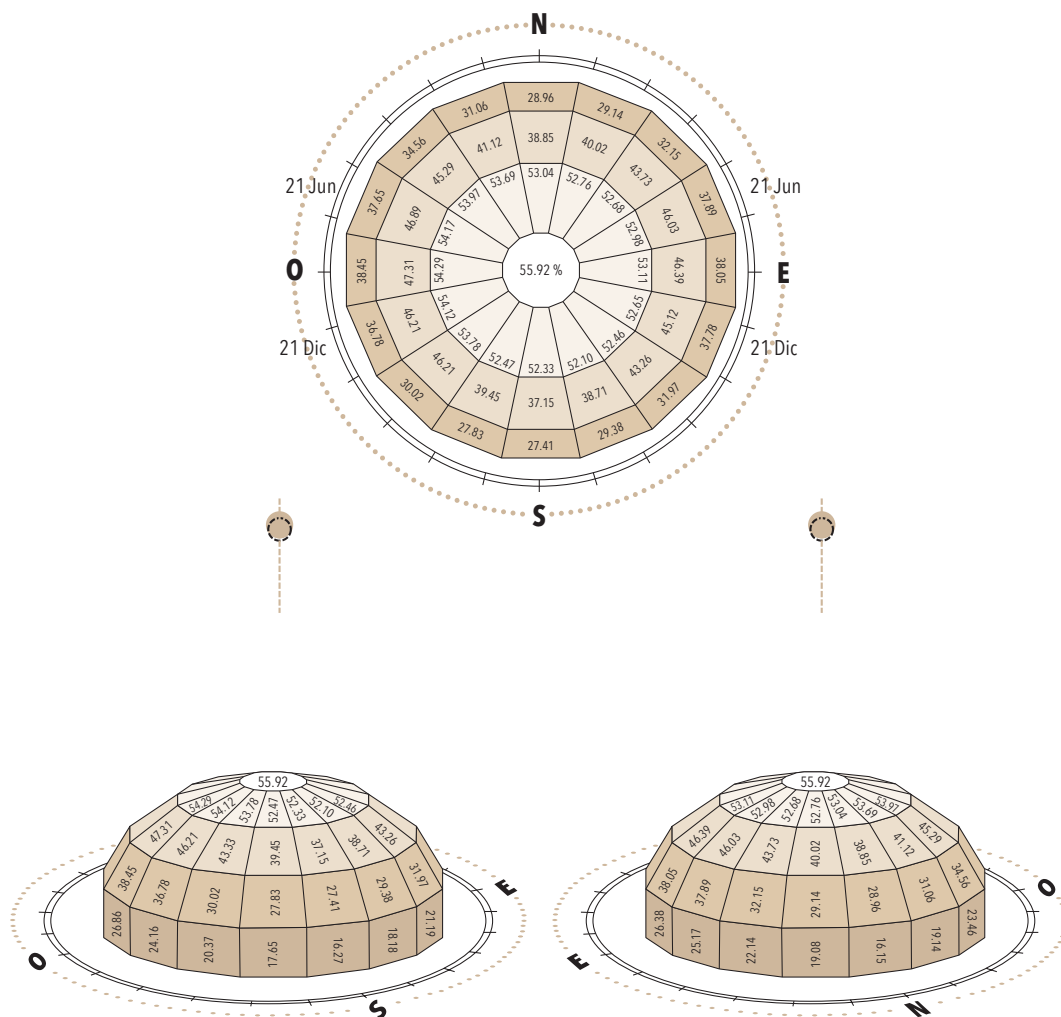


Figura 91. Fracción solar en % esperada por sistema solar térmico residencial con 2 m² en Riobamba (%)

Cuenca

La capacidad solar en la ciudad andina de Cuenca muestra una capacidad de fracción solar entre 48,2 % en horizontal como máximo y como mínimo 15,4 % en disposición vertical con orientación N y S. Los colectores inclinados con una pendiente recomendable de $22,5^\circ$, muestran una mejor producción de hasta 3,6 % con orientación O, respecto a la más baja con orientación SSO. (Figura 92)

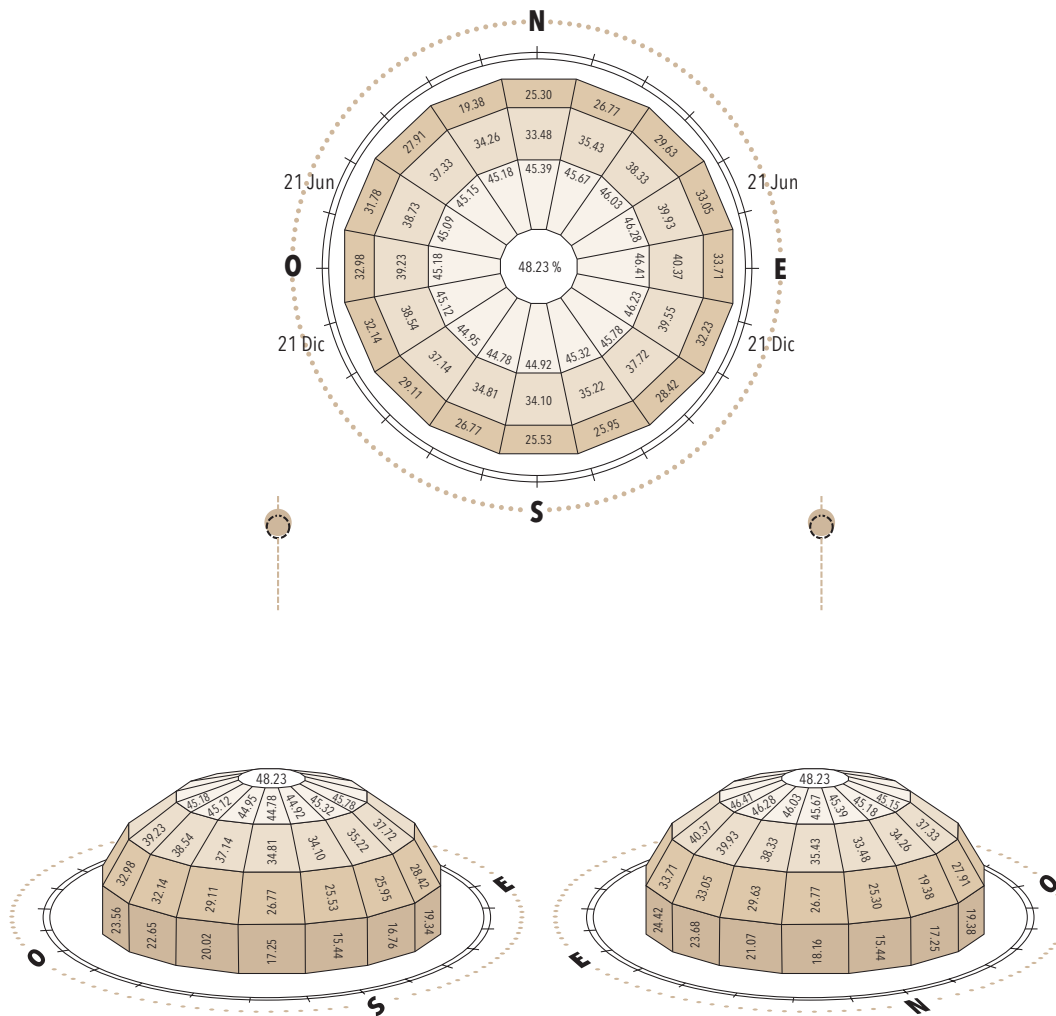


Figura 92. Fracción solar en % esperada por sistema solar térmico residencial con 2 m² en Cuenca (%)

Fracción solar térmica para abastecimiento residencial en ciudades ecuatoriales tropicales

Esmeraldas

La capacidad solar térmica en Esmeraldas muestra una capacidad de fracción solar entre 69,9 % en horizontal como máximo y como mínimo 15,8 % en disposición vertical con orientación N o S. Los colectores inclinados con una pendiente recomendable de 22,5°, muestran una mejor producción de hasta 7,7 % con orientación O, respecto a la más baja con orientación SE. (Figura 93)

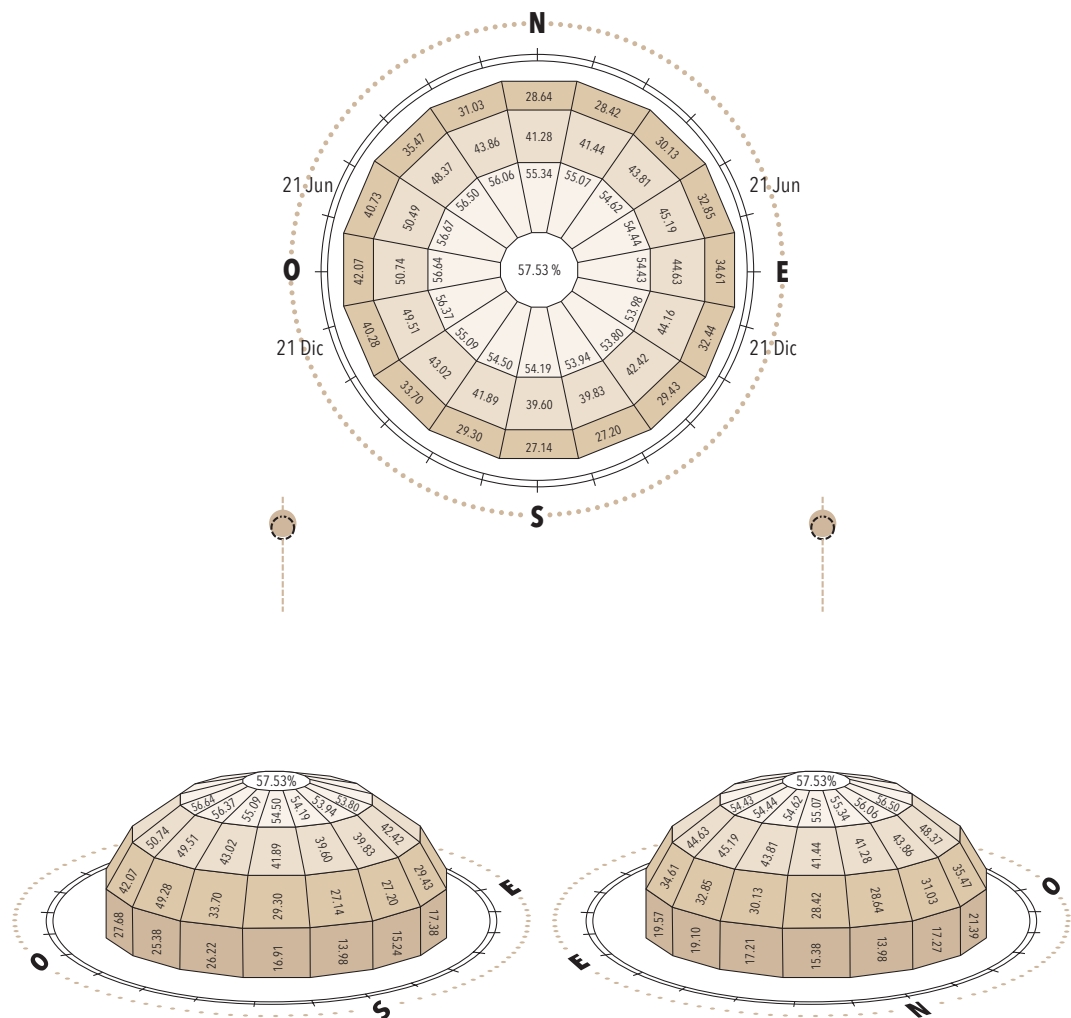
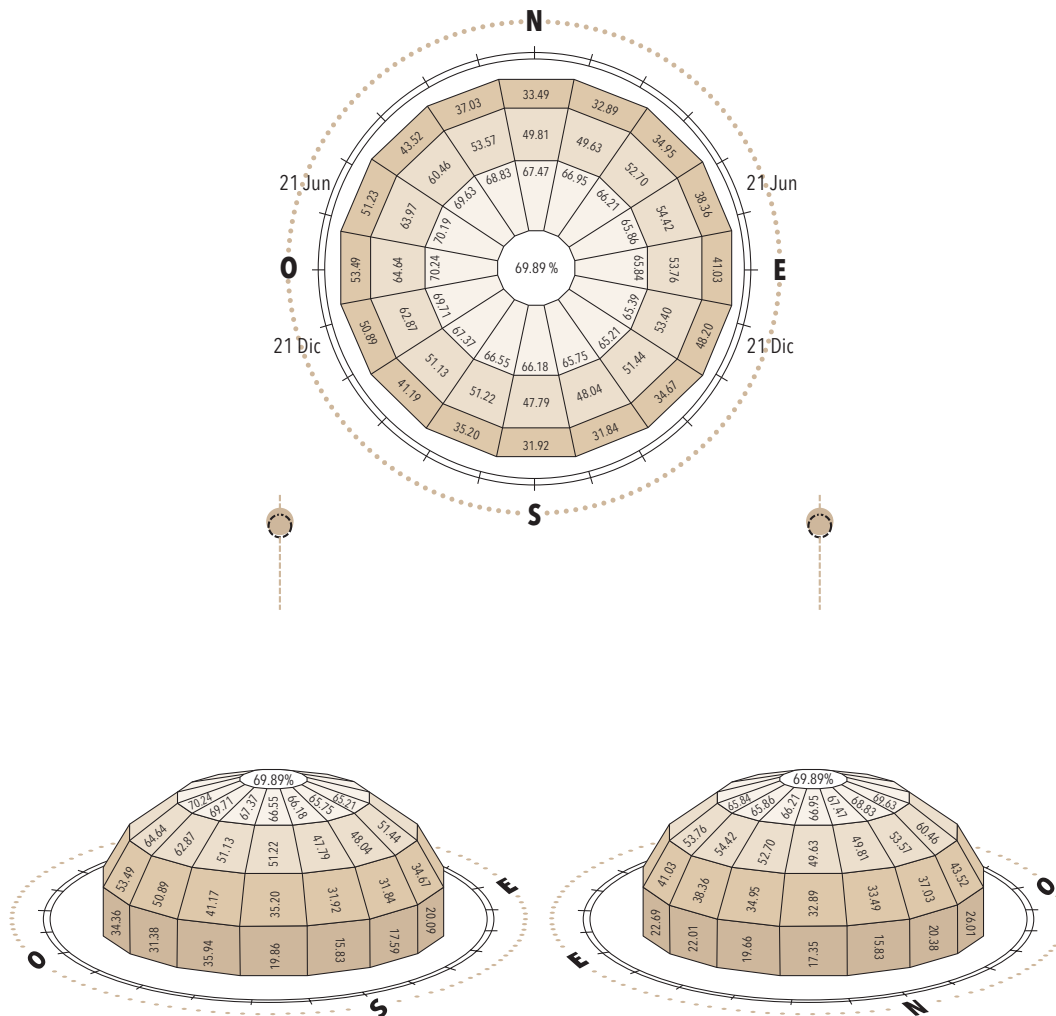


Figura 93. Fracción solar en % esperada por sistema solar térmico residencial con 2 m² en Esmeraldas (%)

Manta

La capacidad solar térmica en Manta muestra una capacidad de fracción solar entre 69,9 % en horizontal como máximo y como mínimo 15,8 % en disposición vertical con orientación N o S. Los colectores inclinados con una pendiente recomendable de 22,5°, muestran una mejor producción de hasta 7,7 % con orientación O, respecto a la más baja con orientación SE. (Figura 94)



Guayaquil

La capacidad solar térmica en Guayaquil muestra una capacidad de fracción solar entre 69,2 % en horizontal como máximo y como mínimo 15,2 % en disposición vertical con orientación N o S. Los colectores inclinados con una pendiente recomendable de 22,5°, muestran una mejor producción de hasta 7,6 % con orientación O, respecto a la más baja con orientación EES. (Figura 95)

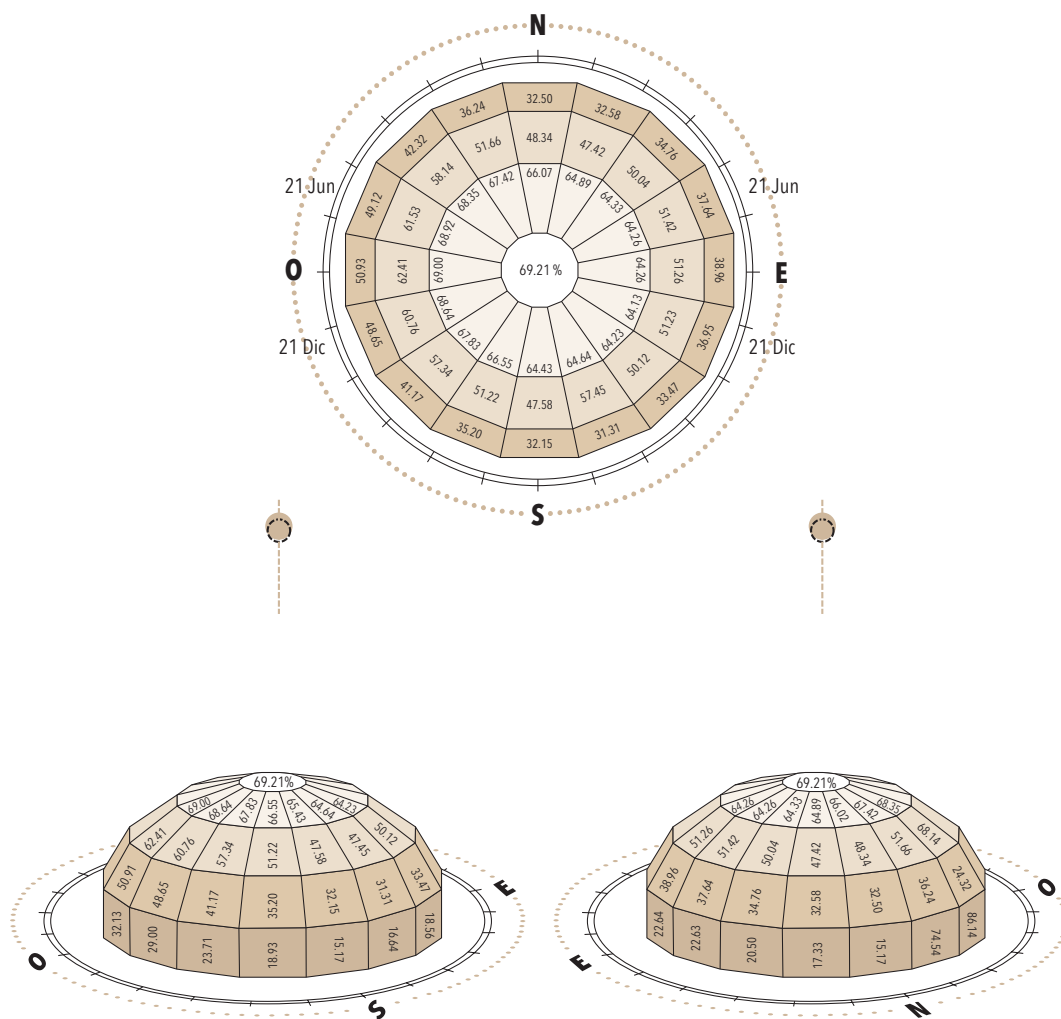


Figura 95. Fracción solar en % esperada por sistema solar térmico residencial con 2 m² en Guayaquil (%)

Fracción solar térmica para consumo residencial en ciudad ecuatorial amazónica

Puyo

La tecnología solar térmica en Puyo muestra una capacidad en fracción solar entre 41 % en horizontal como máximo y como mínimo 12,1 % en disposición vertical con orientación N. Los colectores inclinados con una pendiente recomendable de 22,5°, muestran una mejor producción de hasta 6,3 % con orientación O, respecto a la más baja con orientación SE. (Figura 97)

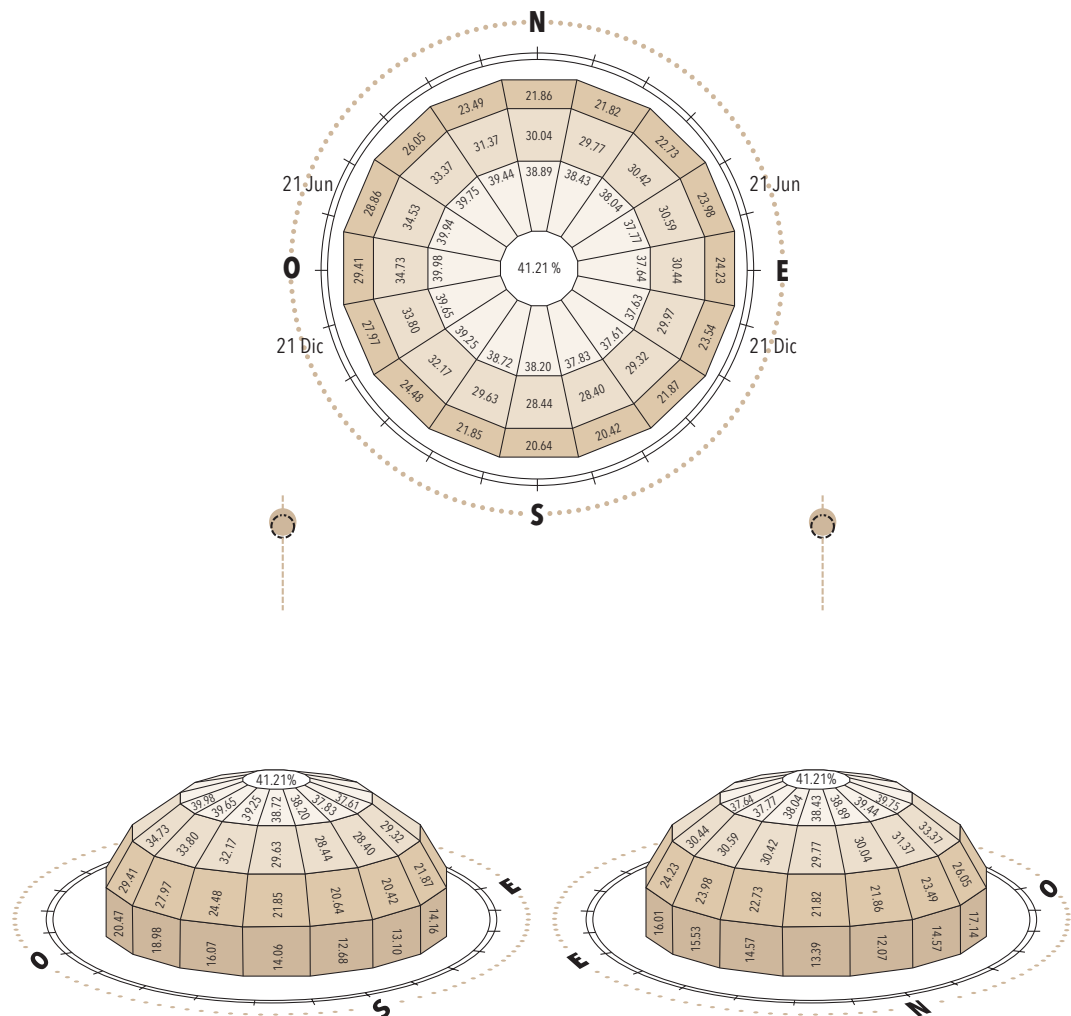


Figura 97. Fracción solar en % esperada por sistema solar térmico residencial con 2 m² en Puyo (%)

Similar a la tecnología fotovoltaica, la solar térmica presente producciones relevantes en captación con disposición cercana a la horizontal. Con pendiente de $22,5^\circ$ la reducción en obtención de calor es mínima, alrededor de 2% en orientaciones favorables hasta 10% en las menos favorables incluso en algún caso resultaría en mayor producción con el colector inclinado (ver Guayaquil). Sí se observa significativa variación de capacidad de abastecimiento por regiones, siendo las ciudades tropicales costeras en las que se alcanza a suplir mayor demanda, entre 57% y 70%. En las ciudades andinas la fracción solar es menor, a diferencia de lo que se observa en fotovoltaicos que sucede a la inversa, con un margen de abastecimiento menor de entre el 56% y 48%, lo cual resulta natural dada la mayor temperatura ambiente y del agua a calentarse, aunque la radiación sea menor.

Por último, en la ciudad amazónica del Puyo resulta en la menor capacidad, con apenas una fracción de 41%; no obstante, el índice de radiación directa es bajo y la temperatura del agua también es baja considerando que llega desde regiones frías andinas próximas. En las fachadas, si se desplegasen colectores orientados al oriente o poniente, la generación es por lo general de la mitad respecto a disposición cercana a la horizontal; si es orientación norte o sur, la capacidad se reduce a una tercera parte.

Es necesario aclarar que los datos de rendimientos aquí estimados se tratan de experimentación con un modelo de colector de placa plana. Con colectores de tubos de vacío, es esperable que dicha eficiencia mejore, en especial en climas con mayor incidencia de nubosidad y temperatura ambiental más baja.

Referencias bibliográficas

- [1] International Energy Agency, "Transport Tracking," IEA Report, 2019. <https://www.iea.org/reports/tracking-transport-2019> (accessed Apr. 18, 2020).
- [2] International Energy Agency and UN Environment Programme, Global Alliance for Buildings and Construction, International Energy Agency and the United Nations Environment Programme (2019): 2019 global status report for buildings and construction: Towards a zero-emission, efficient and resilient buildings and const. United Nations Environment Programme, 2019.
- [3] Instituto Español de Estudios Estratégicos, Energía y geoestrategia 2019. Madrid: MINISTERIO DE DEFENSA DE ESPAÑA, 2019.
- [4] A. Pérez, "Energy-urban transition: The Mexican case," *Energy Policy*, vol. 38, no. 11, pp. 7226–7234, 2010, doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.07.053>.
IEA, *Cities, Towns & Renewable Energy Cities, Towns*. Paris: IEA/OECD, 2009.
- [6] [6] A. Baño Nieva, F. Castilla Pascual, and F. Estirado Oliet, "Proyecto SYMBACITY del solar decathlon Europe 2014: Redensificación sostenible como forma de intervención urbana en tiempos de crisis," *Inf. la Constr.*, vol. 67, no. Extra1, pp. 1–10, 2015, doi: 10.3989/ic.14.066.
- [7] H. Zhang et al., "Extinction of one of the world's largest freshwater fishes: Lessons for conserving the endangered Yangtze fauna," *Sci. Total Environ.*, vol. 710, no. 8, pp. 1–7, 2020, doi: 10.1016/j.scitotenv.2019.136242.
- [8] C. E. Caldarelli and L. Gilio, "Expansion of the sugarcane industry and its effects on land use in São Paulo: Analysis from 2000 through 2015," *Land use policy*, vol. 76, no. January, pp. 264–274, 2018, doi: 10.1016/j.landusepol.2018.05.008.
- [9] F. Poggi, A. Firmino, and M. Amado, "Planning renewable energy in rural areas: impacts on occupation and land use," *Energy*, 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.05.009.
- [10] K. C. Seto et al., "12. Human Settlements, Infrastructure, and Spatial Planning," Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2014. doi: 10.1017/CBO9781107415416.018.
- [11] A. Grubler et al., "Urban Energy Systems," in *Global Energy Assessment (GEA) Toward a Sustainable Future*, Austria: International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, 2013, pp. 1307–1400.
- [12] F. Creutzig, G. Baiocchi, R. Bierkandt, P.-P. Pichler, and K. C. Seto, "Global typology of urban energy use and potentials for an urbanization mitigation wedge," *Proc. Natl. Acad. Sci.*, vol. 112, no. 20, pp. 6283–6288, 2015, doi: 10.1073/pnas.1315545112.
- [13] T. Dixon, M. Eames, J. Britnell, G. B. Watson, and M. Hunt, "Urban retrofitting: Identifying disruptive and sustaining technologies using performative and foresight techniques," *Technol. Forecast. Soc. Change*, vol. 89, pp. 131–144, 2014, doi: 10.1016/j.techfore.2013.08.027.
- [14] P. S. Grewal and P. S. Grewal, "Can cities become self-reliant in energy? A technological scenario analysis for Cleveland, Ohio," *Cities*, vol. 31, pp. 404–411, 2013, doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.cities.2012.05.015>.
- [15] H. Weisz and J. K. Steinberger, "Reducing energy and material flows in cities," *Curr. Opin. Environ. Sus-*

- tain., vol. 2, no. 3, pp. 185–192, 2010, doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.cosust.2010.05.010>.
- [16] R. M. Seto KC, Fragkias M, Güneralp B, "A Meta-Analysis of Global Urban Land Expansion," *PLoS One*, vol. 6, no. 8, 2011.
- [17] C. M. Agudelo-Vera, W. R. W. A. Leduc, A. R. Mels, and H. H. M. Rijnaarts, "Harvesting urban resources towards more resilient cities," *Resour. Conserv. Recycl.*, vol. 64, pp. 3–12, 2012, doi: [10.1016/j.resconrec.2012.01.014](https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2012.01.014).
- [18] S. Pincetl, "Nature, urban development and sustainability – What new elements are needed for a more comprehensive understanding?," *Cities*, vol. 29, Supple, pp. S32–S37, 2012, doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.cities.2012.06.009>.
- [19] R. Moles, W. Foley, J. Morrissey, and B. O'Regan, "Practical appraisal of sustainable development—Methodologies for sustainability measurement at settlement level," *Environ. Impact Assess. Rev.*, vol. 28, no. 2–3, pp. 144–165, 2008, doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.eiar.2007.06.003>.
- [20] ONU, "La Asamblea General adopta la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible," vol. 2015. 2015.
- [21] ONU, "Proyecto de documento final de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre la Vivienda y el Desarrollo Urbano Sostenible (Hábitat III)," Quito, Ecuador, 2016.
- [22] C. Kennedy, J. Cuddihy, and J. Engel-Yan, "The Changing Metabolism of Cities," *J. Ind. Ecol.*, vol. 11, no. 2, pp. 43–59, 2007, doi: [10.1162/jie.2007.1107](https://doi.org/10.1162/jie.2007.1107).
- [23] A. Wolman, "The metabolism of cities," *Sci. Am.*, vol. 3, no. 213, pp. 179–190, 1965.
- [24] S. Pincetl, P. Bunje, and T. Holmes, "An expanded urban metabolism method: Toward a systems approach for assessing urban energy processes and causes," *Landsc. Urban Plan.*, vol. 107, no. 3, pp. 193–202, 2012, doi: [10.1016/j.landurbplan.2012.06.006](https://doi.org/10.1016/j.landurbplan.2012.06.006).
- [25] Y. Zhang, Z. Yang, and X. Yu, "Evaluation of urban metabolism based on emergy synthesis: A case study for Beijing (China)," *Ecol. Modell.*, vol. 220, no. 13–14, pp. 1690–1696, 2009, doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ecolmodel.2009.04.002>.
- [26] Y. Zhang, "Urban metabolism: A review of research methodologies," *Environ. Pollut.*, vol. 178, pp. 463–473, 2013, doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.envpol.2013.03.052>.
- [27] P.-P. Pichler, T. Zwickel, A. Chavez, T. Kretschmer, J. Seddon, and H. Weisz, "Reducing Urban Greenhouse Gas Footprints," *Sci. Rep.*, vol. 7, no. 1, p. 14659, 2017, doi: [10.1038/s41598-017-15303-x](https://doi.org/10.1038/s41598-017-15303-x).
- [28] D. N. Bristow and C. A. Kennedy, "Urban Metabolism and the Energy Stored in Cities," *J. Ind. Ecol.*, vol. 17, no. 5, pp. 656–667, 2013, doi: [10.1111/jiec.12038](https://doi.org/10.1111/jiec.12038).
- [29] Y. Zhang, Z. Yang, B. D. Fath, and S. Li, "Ecological network analysis of an urban energy metabolic system: Model development, and a case study of four Chinese cities," *Ecol. Modell.*, vol. 221, no. 16, pp. 1865–1879, 2010, doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ecolmodel.2010.05.006>.
- [30] S. Chen and B. Chen, "Network Environ Perspective for Urban Metabolism and Carbon Emissions: A Case Study of Vienna, Austria," *Environ. Sci. Technol.*, vol. 46, no. 8, pp. 4498–4506, 2012, doi: [10.1021/es204662k](https://doi.org/10.1021/es204662k).
- [31] P. H. Brunner, "Reshaping Urban Metabolism," *J. Ind. Ecol.*, vol. 11, no. 2, pp. 11–13, 2007, doi: [10.1162/jie.2007.1293](https://doi.org/10.1162/jie.2007.1293).
- [32] S.-L. Huang and W.-L. Hsu, "Materials flow analysis and emergy evaluation of Taipei's urban construction," *Landsc. Urban Plan.*, vol. 63, no. 2, pp. 61–74, 2003, doi: [http://dx.doi.org/10.1016/S0169-2046\(02\)00152-4](http://dx.doi.org/10.1016/S0169-2046(02)00152-4).

- [33] C. Kennedy, S. Pincetl, and P. Bunje, "The study of urban metabolism and its applications to urban planning and design," *Environ. Pollut.*, vol. 159, no. 8–9, pp. 1965–1973, Sep. 2011, doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.envpol.2010.10.022>.
- [34] J. Terrados, G. Almonacid, and P. Pérez-Higueras, "Proposal for a combined methodology for renewable energy planning. Application to a Spanish region," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 8, pp. 2022–2030, 2009, doi: [10.1016/j.rser.2009.01.025](https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.01.025).
- [35] D. N. Bristow and C. A. Kennedy, "The Energy for Growing and Maintaining Cities," *Ambio*, vol. 42, no. 1, pp. 41–51, 2013, doi: [10.1007/s13280-012-0350-x](https://doi.org/10.1007/s13280-012-0350-x).
- [36] J. Byrne and J. Taminiu, "Utilizing the Urban Fabric as the Solar Power Plant of the Future," in *Energy Policy*, 2nd ed., no. 5, Amsterdam: Elsevier Inc., 2018, pp. 31–49.
- [37] E. Barragán and J. Terrados, "Sustainable Cities: An analysis of the contribution made by renewable energy under the umbrella of urban metabolism," *Int. J. Sustain. Dev. Plan.*, vol. 12, no. 3, pp. 416–424, 2017, doi: [10.2495/SDP-V12-N3-416-424](https://doi.org/10.2495/SDP-V12-N3-416-424).
- [38] A. Barragán-Escandón, J. Terrados-Cepeda, and E. Zalamea-León, "The Role of Renewable Energy in the Promotion of Circular Urban Metabolism," *Sustainability*, vol. 9, no. 12, p. 2341, 2017, doi: [10.3390/su9122341](https://doi.org/10.3390/su9122341).
- [39] M. A. Hermida, C. Hermida, N. Cabrera, and C. Calle, "La densidad urbana como variable de análisis de la ciudad.," *EURE*, vol. 41, no. 124, pp. 25–44, Sep. 2015, doi: [10.4067/S0250-71612015000400002](https://doi.org/10.4067/S0250-71612015000400002).
- [40] E. Barragán-Escandón, E. Zalamea-León, J. Terrados, and P. Vanegas-Peralta, "Factores que influyen en la selección de energías renovables en la ciudad," vol. 45, no. 134, pp. 259–288, 2019.
- [41] Roberts et al. et al., "Assessment of dry residual biomass potential for use as alternative energy source in the party of General Pueyrredón, Argentina," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 41, pp. 568–583, 2015, doi: [10.1016/j.rser.2014.08.066](https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.08.066).
- [42] IDAE, "Plan de Energías Renovables 2011–2020," [Http://Www.Idae.Es/Index.Php/Id.670/Mod.Pags/Mem.Detalle](http://www.idae.es/index.php/Id.670/Mod.Pags/Mem.Detalle), pp. 1–824, 2011.
- [43] K. R. Salomon and E. E. Silva Lora, "Estimate of the electric energy generating potential for different sources of biogas in Brazil," *Biomass and Bioenergy*, vol. 33, no. 9, pp. 1101–1107, 2009, doi: [10.1016/j.biombioe.2009.03.001](https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2009.03.001).
- [44] R. Mambeli Barros, G. L. Tiago Filho, and T. R. da Silva, "The electric energy potential of landfill biogas in Brazil," *Energy Policy*, vol. 65, pp. 150–164, 2014, doi: [10.1016/j.enpol.2013.10.028](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.10.028).
- [45] A. Gómez, J. Zubizarreta, M. Rodrigues, C. Dopazo, and N. Fueyo, "Potential and cost of electricity generation from human and animal waste in Spain," *Renew. Energy*, vol. 35, no. 2, pp. 498–505, 2010, doi: [10.1016/j.renene.2009.07.027](https://doi.org/10.1016/j.renene.2009.07.027).
- [46] Y. Zhang, R. Choudhary, and K. Soga, "Influence of GSHP system design parameters on the geothermal application capacity and electricity consumption at city-scale for Westminster, London," *Energy Build.*, vol. 106, pp. 3–12, 2015, doi: [10.1016/j.enbuild.2015.07.065](https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.07.065).
- [47] J. Xu, T. Ni, and B. Zheng, "Hydropower development trends from a technological paradigm perspective," *Energy Convers. Manag.*, vol. 90, pp. 195–206, 2015, doi: [10.1016/j.enconman.2014.11.016](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.11.016).
- [48] S. Kucukali, "Municipal water supply dams as a source of small hydropower in Turkey," *Renew. Energy*, vol. 35, no. 9, pp. 2001–2007, 2010, doi: [10.1016/j.renene.2010.01.032](https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.01.032).
- [49] P. Wegertseeder, P. Lund, J. Mikkola, and R. García Alvarado, "Combining solar resource mapping and

- energy system integration methods for realistic valuation of urban solar energy potential," *Sol. Energy*, vol. 135, pp. 325–336, 2016, doi: 10.1016/j.solener.2016.05.061.
- [50] E. A. Barragán, J. Terrados, E. Zalamea, and P. Arias, "Electricity production using renewable resources in urban centres," *Proc. Inst. Civ. Eng.*, vol. In Press, 2018, doi: <http://dx.doi.org/10.1680/jener.17.00003>.
- [51] F. Quesada-Molina and D. Bustillos-Yaguana, "Indoor environmental quality of urban residential buildings in Cuenca-Ecuador: Comfort standard," *Buildings*, vol. 8, no. 7, 2018, doi: 10.3390/buildings8070090.
- [52] S. D. Pohekar and M. Ramachandran, "Application of multi-criteria decision making to sustainable energy planning - A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 8, no. 4, pp. 365–381, 2004, doi: 10.1016/j.rser.2003.12.007.
- [53] J. J. Wang, Y. Y. Jing, C. F. Zhang, and J. H. Zhao, "Review on multi-criteria decision analysis aid in sustainable energy decision-making," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 9, pp. 2263–2278, 2009, doi: 10.1016/j.rser.2009.06.021.
- [54] A. Barragán, P. Arias, and J. Terrados, "Renewable Energy Generation Technologies on Urban Scale," *Renew. Energy Power Qual.*, vol. 1, no. 15, 2017.
- [55] E. A. Barragán-Escandón, E. F. Zalamea-León, J. Terrados-Cepeda, and P. F. Vanegas-Peralta, "Energy self-supply estimation in intermediate cities," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 129, no. April, 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.109913.
- [56] A. Barragán Escandon, "El autoabastecimiento energético en los países en vías de desarrollo en el marco del metabolismo urbano: caso Cuenca, Ecuador," Universidad de Jaén, 2018.
- [57] A. Barragán-Escandón, E. Zalamea-León, and J. Terrados-Cepeda, "Incidence of photovoltaics in cities based on indicators of occupancy and urban sustainability," *Energies*, vol. 12, no. 5, pp. 1–26, 2019, doi: 10.3390/en12050810.
- [58] F. Posso, J. L. Espinoza, J. Sánchez, and J. Zalamea, "Hydrogen from hydropower in Ecuador: Use and impacts in the transport sector," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 40, no. 45, pp. 15432–15447, 2015, doi: 10.1016/j.ijhydene.2015.08.109.
- [59] ONU, "Objetivos de desarrollo sostenible," 2015. .
- [60] IRENA, "Renewable Energy in Cities," Abu Dhabi, 2016. [Online]. Available: http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_Renewable_Energy_in_Cities_2016.pdf.
- [61] IEA, "Cities, towns & renewable energy: yes in my front yard," IEA/OECD, Paris, France, 2009.
- [62] M. Vázquez Espí, "Una brevísima historia de la arquitectura solar," *Por una Arquit. y un Urban. Contemp.*, pp. 1–31, 1999, [Online]. Available: <http://habitat.aq.upm.es/boletin/n9/amvaz.html>.
- [63] Z. (J) Zhai and J. M. Previtali, "Ancient vernacular architecture: characteristics categorization and energy performance evaluation," *Energy Build.*, vol. 42, no. 3, pp. 357–365, 2010, doi: 10.1016/j.enbuild.2009.10.002.
- [64] D. Baggs and N. Mortensen, "Thermal Mass in Building Design Actions towards Sustainable Outcomes," *BDP Environ. Des. Guid.*, vol. 1, no. May, 2006, [Online]. Available: <http://www.yourbuilding.org/library/DES04.pdf>.
- [65] M. Mackie, "Opportunities and Challenges for Students and Tutors in Integrating Sustainability into Design Studio Teaching," *Education*, pp. 1–9.
- [66] C. Munari, "Architectural Integration and Design of Solar Thermal Systems," ÉCOLE POLYTECHNIQUE FÉDÉRALE DE LAUSANNE, 2009.

- [67] R. Perez and M. Perez, "A Fundamental Look At Energy Reserves For The Planet," Int. Energy Agency SHC Program. Sol. Updat., vol. 50, no. April, pp. 4–6, 2009, [Online]. Available: <http://www.iea-shc.org/data/sites/1/publications/2015-11-A-Fundamental-Look-at-Supply-Side-Energy-Reserves-for-the-Planet.pdf>.
- [68] B. Beckers, "El diagrama solar." p. 16, 2004.
- [69] R. Lee Jin You, T. Lee Ji Hao, Y. Lim Guang, L. G. Hui, L. S. Adele, and L. W. Kee, "HEAVENLY MATHEMATICS GEK 1506 Sun and Architecture," 1998.
- [70] S. Pérez, "Cómo entender una carta solar," 2015. .
- [71] B. Véliz Gómez, "EDIFICIO SISTEMA ENERGÉTICO Accesibilidad solar y eólica, volumen y posición," in *Arquitectura Véliz*, 2013, p. 40.
- [72] E. G. Cruz Lazo, "Diseño Y Simulación Del Comportamiento De Un Sistema Híbrido De Potencia," 2010.
- [73] ClimateData-Org, "Climate: Cuenca," 2020. <https://es.climate-data.org/location/875185/> (accessed Jan. 02, 2018).
- [74] S. A. Abdul Ameer, "State of the Art of Solar Absorption Cooling Technologies," Int. J. Res. Appl. Sci. Eng. Technol., vol. V, no. III, pp. 84–98, 2017, doi: 10.22214/ijraset.2017.3017.
- [75] G. J. Delgado O. and M. L. Orellana S., "Estimación de la radiación solar global diaria en el cantón Cuenca mediante la aplicación del modelo Bristow & Campbell," Politecnica Salesiana Cuenca, 2015.
- [76] A. Cuchi, G. Díez, and C. Orgaz, *La Cubierta Captadora en los Edificios de Viviendas*, 1st ed. Barcelona: Institut Tecnologia Construcción, 2002.
- [77] P. Lund, "Large-scale urban renewable electricity schemes - Integration and interfacing aspects," Energy Convers. Manag., vol. 63, pp. 162–172, 2012, doi: 10.1016/j.enconman.2012.01.037.
- [78] IRENA and International Renewable Energy Agency, *Global Energy Transformation: The REmap transition pathway (Background report to 2019 Edition)*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 2019.
- [79] S. Hirota, M. Kanoh, T. Hara, and Y. Shibata, "Lithium-ion Battery System for Smart Grid," Tokyo, 2015. [Online]. Available: http://www.hitachi-chem.co.jp/english/report/057/57_tr01.pdf.
- [80] B. Cinnamon, "Solar and Battery Reliability with Jenya Meydbray," 2020, [Online]. Available: https://www.ivoox.com/solar-and-battery-reliability-with-jenya-meydbray-audios-mp3_rf_55163341_1.html.
- [81] J. Samper-Arias, "Empresas de energía más grandes del mundo," Economipedia, Jun. 18, 2017.
- [82] S. Yannas, "Energy indices and performance targets for housing design," Energy Build., vol. 23, no. 3, pp. 237–249, 1996, doi: 10.1016/0378-7788(95)00949-3.
- [83] A. K. Athienitis, "Design of a Solar Home with bipv-thermal System and Ground Source Heat Pup Andreas K. Athienitis," 2007, pp. 1–9.
- [84] P. Lund, "Boosting new renewable technologies towards grid parity - Economic and policy aspects," Renew. Energy, vol. 36, pp. 2776–2784, 2011, doi: 10.1016/j.renene.2011.04.025.
- [85] IRENA, "Solar heating and cooling for residential applications technology brief," Abu Dhabi, EAU, 2015. [Online]. Available: https://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_etsap_tech_brief_r12_solar_thermal_residential_2015.pdf.
- [86] C. Naranjo-Mendoza, D. R. Rousse, and G. Quesada, "Modeling of a solar absorption cooling system for Guayaquil, Ecuador," 2013, no. October, pp. 853–856, doi: 10.1109/ICRERA.2013.6749870.
- [87] M. Reuss, W. Beuth, M. Schmidt, and W. Schoelkopf, "Solar district heating with seasonal storage in Attenkirchen," Proc. IEA Conf. ECOSTOCK, Richard Stock. Coll. Pomona, New Jersey, USA, 2006, [Online]. Available: <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:SOLAR+DISTRICT+HEATIN->

G+WITH+SEASONAL+STORAGE+IN+ATTENKIRCHEN#0.

- [88] M. Lumberras, R. Garay, and K. Martin, "Unglazed Solar Thermal Systems for Building Integration , coupled with District Heating Systems . Conceptual Definition , Cost and Performance Assessment," vol. 6, no. 2, pp. 121–133, 2018.
- [89] S. a. Kalogirou, "Solar thermal collectors and applications," *Prog. Energy Combust. Sci.*, vol. 30, pp. 231–295, 2004, doi: 10.1016/j.pecs.2004.02.001.
- [90] S. Pelland and Y. Poissant, "an Evaluation of the Potential of Building Integrated Photovoltaics in Canada," *Renew. Energy*, p. 8, 2006, [Online]. Available: http://canmetenergy-canmetenergie.nrcan-rncan.gc.ca/fichier.php/codectec/En/2006-047/2006-047_OP-J_411-SOLRES_BIPV_new.pdf.
- [91] R. Compagnon, "Solar and daylight availability in the urban fabric," *Energy Build.*, vol. 36, pp. 321–328, 2004, doi: 10.1016/j.enbuild.2004.01.009.
- [92] J. Peng and L. Lu, "Investigation on the development potential of rooftop PV system in Hong Kong and its environmental benefits," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 27, pp. 149–162, 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.06.030.
- [93] J. Mikkola, J. Salpakari, J. Ypyä, and P. Lund, "Increasing the Solar Share through Smart Matching of PV, Load and Energy Infrastructure in Urban Context," in 4th Solar Integration Workshop, 2014, [Online]. Available: http://solarintegrationworkshop.org/wp-content/uploads/sites/12/2016/01/SIW14_Proceedings_Content_Overview.pdf.
- [94] N. Lukač and B. Žalik, "GPU-based roofs' solar potential estimation using LiDAR data," *Comput. Geosci.*, vol. 52, pp. 34–41, 2013, doi: 10.1016/j.cageo.2012.10.010.
- [95] L. Bergamasco and P. Asinari, "Scalable methodology for the photovoltaic solar energy potential assessment based on available roof surface area: Further improvements by ortho-image analysis and application to Turin (Italy)," *Sol. Energy*, vol. 85, no. 11, pp. 2741–2756, 2011, doi: 10.1016/j.solener.2011.08.010.
- [96] N. Lukač, D. Špelič, G. Štumberger, and B. Žalik, "Optimisation for large-scale photovoltaic arrays' placement based on Light Detection And Ranging data," *Appl. Energy*, vol. 263, no. January, p. 114592, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114592.
- [97] E. Zalamea León and C. Cuevas Barraza, "Adaptability of photovoltaic mono-polycrystalline solar panels and photovoltaic roof tiles on dwelling roofs of real estate developments," *Rev. la construcción*, vol. 18, no. 1, pp. 42–53, 2019, doi: 10.7764/rdlc.1.1.42.
- [98] L. H. Berrío and C. Zuluaga, "Smart Grid y la energía solar como fuente de energía renovable para la generación distribuida en el contexto energético mundial," *Rev. Científica Ing. Y Desarro.*, vol. 32, pp. 369–396, 2014, doi: <http://dx.doi.org/10.14482/inde.32.2.495>.
- [99] NIST The National Institute of Standards and Technology, "Smart Gride: A Beginner's Guide," Gaithersburg, MD, Sep. 2014. doi: 10.6028/NIST.IR.7628r1.
- [100] E. Doroudchi, K. Alanne, Ö. Okur, J. Kyyrä, and M. Lehtonen, "Approaching net zero energy housing through integrated EV," *Sustain. Cities Soc.*, vol. 38, no. January, pp. 534–542, 2018, doi: 10.1016/j.scs.2018.01.042.
- [101] B. Cinnamon, "SolarEdge-Perspective for a Distributed Grid," 2020, [Online]. Available: <https://cinnamon.energy/solaredge-perspective-for-a-distributed-grid/>.
- [102] C. Hachem-Vermette, F. Guarino, V. La Rocca, and M. Cellura, "Towards achieving net-zero energy communities: Investigation of design strategies and seasonal solar collection and storage net-zero," *Sol. Energy*,

- no. July, pp. 0–1, 2018, doi: 10.1016/j.solener.2018.07.024.
- [103] [EA SHC Task 41, "SOLAR ENERGY SYSTEMS IN ARCHITECTURE integration criteria and guidelines," 2012. [Online]. Available: <http://leso2.epfl.ch/solar/pdf/SolThePh.pdf>.
- [104] A. Athienitis and W. O'Brien, *Modeling, Design, and Optimization of Net-Zero Energy Buildings*, 1st ed. Montreal, 2015.
- [105] J. Perlin, "Let It Shine: The 6000 Year Story of Solar Energy,," Chapter Descriptions, 2013. <http://john-perlin.com/let-it-shine.html> (accessed Apr. 10, 2018).
- [106] E. Lorenzo, "Pioneros españoles de las energías renovables Introducción," in XII Congreso Iberico y VII Americano de Energía Solar, 2004, no. V, Accessed: Mar. 25, 2015. [Online]. Available: <http://www.fotovoltaica.com/pioneros.pdf>.
- [107] IEA & SHC, "IEA Solar Heating & Cooling Programme," 2020. <https://www.iea-shc.org/tasks> (accessed May 21, 2020).
- [108] S. Kalogirou, "Building Integrated Solar Thermal System," in EURO-Elecs Conference. Connecting People & Ideas, 2015.
- [109] W. Weiss and F. Mauthner, "Solar Heat Worldwide. Markets and Contribution to the Energy Supply 2010,," Gleisdorf, Austria, 2012.
- [110] W. Weiss and M. Spörk-Dür, "Solar Heat Worldwide. Global Market Development and Trends in 2018,," 2019. [Online]. Available: <http://www.iea-shc.org/solar-heat-worldwide>.
- [111] L. Kancevica, H. Putans, and I. Ziemelis, "The tracking system for solar collectors with reflectors," *Renew. Energy Energy Effic. Sol. energy Appl. energy Effic. Technol. Build.*, vol. 1, pp. 190–195, 2012.
- [112] Solarwall, "PV/Thermal; Hybrid Solar Heating + Electricity," 2017. <http://solarwall.com/en/products/pvthermal.php> (accessed Nov. 25, 2017).
- [113] A. K. Athienitis, J. Bambara, B. O'Neill, and J. Faille, "A prototype photovoltaic/thermal system integrated with transpired collector," *Sol. Energy*, vol. 117, no. 1, pp. 403–410, 2011, doi: 10.1016/j.solener.2010.10.008.
- [114] M. M. Alkilani, K. Sopian, M. A. Alghoul, M. Sohif, and M. H. Ruslan, "Review of solar air collectors with thermal storage units," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 3, pp. 1476–1490, 2011, doi: 10.1016/j.rser.2010.10.019.
- [115] H. Gajbert, "Solar thermal energy systems for building integration," Lund University, 2008.
- [116] CDT, *Sistemas Solares Térmicos. Corporación de Desarrollo Tecnológico.*, 2007.
- [117] B. Norton, "Anatomy of a solar collector. Developments in Materials, Components and Efficiency Improvements in Solar Thermal Collector Systems," *Refocus*, vol. 7, no. 3, pp. 32–35, 2006, doi: 10.1016/S1471-0846(06)70570-4.
- [118] U.S. Department of Energy, "Heat Your Water with theSun," no. 877, p. 18, 2003.
- [119] C. Maurer, C. Cappel, and T. E. Kuhn, "Progress in building-integrated solar thermal systems," *Sol. Energy*, vol. 154, pp. 158–186, 2017, doi: 10.1016/j.solener.2017.05.065.
- [120] SOLARFOCUS, "COLECTOR CPC," 2020. <https://www.solarfocus.com/es/productos/placas-solares/captador-solar-cpc> (accessed Feb. 19, 2020).
- [121] IEA SHC Task 26, *CombiSystem Overview 2000*. 2000.
- [122] C. Lamnatou, J. D. Mondol, D. Chemisana, and C. Maurer, "Modelling and simulation of Building-Integrated solar thermal systems: Behaviour of the coupled building/system configuration," *Renew. Sustain.*

- Energy Rev., vol. 48, pp. 178–191, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.03.075.
- [123] J.-M. Suter, T. Letz, and W. Weiss, "Solar Combisystems - Overview," 2003. [Online]. Available: http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=en&name=en_168325772.pdf.
- [124] J. Romero Paguay and T. Carbonell Morales, "Solar absorption refrigeration system for Kumay community in Ecuador," vol. XXXV, pp. 286–294, 2014.
- [125] E. Zalamea León and R. García Alvarado, "Integrated architectural design of active solar thermal collector at dwelling's roofs," *Arquit. y Urban.*, vol. XXXV, no. 3, pp. 1815–5898, 2014, [Online]. Available: <http://scielo.sld.cu/pdf/au/v35n3/au03314.pdf>.
- [126] A. Hernández Calleja, "NTP 538 - Legionelosis: medidas de prevención y control en instalaciones de suministro de agua," *Inst. Nac. Secur. e Hig. en el Trab.*, p. 9, 1999, [Online]. Available: http://www.insht.es/InshtWeb/Contenidos/Documentacion/FichasTecnicas/NTP/Ficheros/501a600/ntp_538.pdf.
- [127] A. Luque and S. Hegedus, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, II*. West Sussex: John Wiley & Sons, 2011.
- [128] A. Howlett, "Britain's first solar panel uncovered after 60 years... and it still works," London, Apr. 08, 2010.
- [129] Solar Design Associates, "Carlisle House," 2015. http://www.solardesign.com/SDA_Today/carlisle-house/ (accessed Oct. 22, 2015).
- [130] Alamy, "Impact 2000 House," 2015. <http://www.alamy.com/stock-photo-pv-house-the-boston-edison-impact-2000-home-incorporated-a-4-kwp-utility-84599920.html> (accessed Oct. 22, 2015).
- [131] T. James, A. Goodrich, M. Woodhouse, R. Margolis, and S. Ong, "Building-Integrated Photovoltaics (BIPV) in the Residential Sector: An Analysis of Installed Rooftop System Prices," 2011. [Online]. Available: <http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/53103.pdf>.
- [132] A. D Little, "Building- Integrated Photovoltaics and US Market," Massachusetts, 1995. [Online]. Available: http://webapp1.dlib.indiana.edu/virtual_disk_library/index.cgi/4298428/FID2471/m95004055.pdf.
- [133] P. Lund, "Fast market penetration of energy technologies in retrospect with application to clean energy futures," *Appl. Energy*, vol. 87, pp. 3575–3583, 2010, doi: 10.1016/j.apenergy.2010.05.024.
- [134] P. Reddi Jarayama, *Science Technology of Photovoltaics*, CRC Press. 2009.
- [135] NREL, "Research Cell Efficiency Records," 2017. <https://www.nrel.gov/pv/assets/images/efficiency-chart.png> (accessed Mar. 17, 2017).
- [136] B. P. Jelle, "Building integrated photovoltaics: A concise description of the current state of the art and possible research pathways," *Energies*, vol. 9, no. 1, pp. 1–30, 2016, doi: 10.3390/en9010021.
- [137] World Energy Trade, "NREL fabrica una celda solar con una eficiencia de casi el 50%," 2020.
- [138] Agencia de Protección Ambiental, "Seminario intervenciones urbanas con energía solar fotovoltaica," Buenos Aires, 2014.
- [139] M. Totten, "Nuclear is not fiscally prudent, financially responsible or necessary," 2013. http://www.assetsforlife.net/uploads/nuclear_letter_to_hansen_totten_april_7_2013_pdf.pdf (accessed Aug. 31, 2015).
- [140] B. Croxford and K. Scott, "Can PV or Solar Thermal Systems Be Cost Effective Ways of Reducing CO2 Emissions For Residential Buildings?," *Carbon N. Y.*, no. 4, 2002.
- [141] SolarWorld Inc., "Sundeck: State of the art design and Engineering," 2013. http://www.solarworld.de/fileadmin/downloads_new/produkt/sundeck/flyer/flyer_sundeck_en.pdf.
- [142] M. K. Smith, C. C. Wamser, K. E. James, S. Moody, D. J. Sailor, and T. N. Rosenstiel, "Effects of Natural and

- Manual Cleaning on Photovoltaic Output," *J. Sol. Energy Eng. Asme*, vol. 135, no. August 2013, p. 4, Jun. 2013, doi: 10.1115/1.4023927.
- [143] G. Cáceres, S. Nasirov, H. Zhang, and G. Araya-Letelier, "Residential solar PV planning in Santiago, Chile: Incorporating the PM10 parameter," *Sustain.*, vol. 7, no. 1, pp. 422–440, 2015, doi: 10.3390/su7010422.
- [144] Nikkei Business Publications, "SolarPowerPlantBusiness," Nikkei Business Publications, 2015. http://techon.nikkeibp.co.jp/english/NEWS_EN/20140614/358480/?SS=imgview_msbe&F-D=53193003&ad_q.
- [145] Nanocleansolar, "Perfect manual cleaning of solar panels using high-speed rotating brush," Nanocleansolar, 2015. <http://www.nanocleansolar.com/en/roof-top-pv-station/>.
- [146] Tesla Inc., "PowerWall Tesla Home Battery," 2020. <http://www.teslamotors.com/powerwall> (accessed Apr. 16, 2020).
- [147] B. Cinnamon, "Ten Tips for a Successful Battery Storage Installation," 2018, [Online]. Available: <https://cinnamon.energy/ten-tips-for-a-successful-battery-storage-installation/>.
- [148] G. Kavлак, J. McNerney, and J. E. Trancik, "Evaluating the causes of cost reduction in photovoltaic modules," *Energy Policy*, vol. 123, no. October, pp. 700–710, 2018, doi: 10.1016/j.enpol.2018.08.015.
- [149] J. Crider, "WORLD'S LARGEST SOLAR PROJECT TO PROVIDE RECORD-LOW ENERGY TARIFFS," *Cleantech-nica*, May 06, 2020.
- [150] International energy agency, "Solar Energy: Mapping the road ahead," Paris, 2019. doi: 10.1007/978-3-642-20951-2_7.
- [151] M. A. Ponce-Jara, M. Castro, M. . Pelaez-Samaniego, J. L. Espinoza-Abad, and E. Ruiz, "Electricity sector in Ecuador : An overview of the 2007 – 2017 decade," *Energy Policy*, vol. 113, no. November 2017, pp. 513–522, 2018, doi: 10.1016/j.enpol.2017.11.036.
- [152] B. Cinnamon, "21st Century Home Energy Efficiency," 2018, [Online]. Available: <https://cinnamon.energy/21st-century-home-energy-efficiency/>.
- [153] J. Flemming, "Starting in 2020, all new homes in California must come with solar panels. Builders are getting ready," *Los Angeles Times*, Los Angeles, Dec. 14, 2018.
- [154] S. Mahapatra, "Lowest-Ever Solar Price Bid (2.42¢/kWh) Dropped In Abu Dhabi By JinkoSolar & Marubeni Score," *Cleantech-nica*, 2016. <https://cleantech-nica.com/2016/09/20/lowest-ever-solar-price-bid-2-42¢kwh-dropped-abu-dhabi-jinkosolar-marubeni-score/>.
- [155] [C. Hachem, "Investigation of Design Parameters for Increased Solar Potential of Dwellings and Neighborhoods," Concordia University, 2012.
- [156] B. Agrawal and G. N. Tiwari, "Optimizing the energy and exergy of building integrated photovoltaic thermal (BIPVT) systems under cold climatic conditions," *Appl. Energy*, vol. 87, no. 2, pp. 417–426, 2010, doi: 10.1016/j.apenergy.2009.06.011.
- [157] NREL, "System Advisor Model," U.S. Department of Energy, 2019. <https://sam.nrel.gov> (accessed Jun. 12, 2018).
- [158] Natural Resources Canada, "RETScreen," 2019. <https://www.nrcan.gc.ca/energy/software-tools/7465> (accessed Apr. 10, 2019).
- [159] P. D. Lund, "Capacity matching of storage to PV in a global frame with different loads profiles," *J. Energy Storage*, vol. 18, no. May, pp. 218–228, 2018, doi: 10.1016/j.est.2018.04.030.
- [160] S. Freitas, C. Reinhart, and M. C. Brito, "Minimizing storage needs for large scale photovoltaics in the

- urban environment," *Sol. Energy*, vol. 159, no. September 2017, pp. 375–389, 2018, doi: 10.1016/j.solener.2017.11.011.
- [161] M. C. Munari-Probst and C. Roecker, "Solar energy systems in Architecture. Integration criteria & guidelines," Lausanne, Switzerland, 2012. [Online]. Available: <http://task41.iea-shc.org/data/sites/1/publications/T41DA2-Solar-Energy-Systems-in-Architecture-28March2013.pdf>.
- [162] T. T. Chow, "A review on photovoltaic / thermal hybrid solar technology," *Appl. Energy*, vol. 87, no. 2, pp. 365–379, 2010, doi: 10.1016/j.apenergy.2009.06.037.
- [163] M. S. Buker and S. B. Riffat, "Building integrated solar thermal collectors – A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 51, pp. 327–346, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.06.009.
- [164] M. Wolf, "Performance analyses of combined heating and photovoltaic power systems for residences," *Energy Convers.*, vol. 16, no. 1–2, pp. 79–90, 1975, doi: doi:10.1016/0013-7480(76)90018-8.
- [165] H. Saitoh et al., "Field experiments and analyses on a hybrid solar collector," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 23, no. 16, pp. 2089–2105, 2003, doi: 10.1016/S1359-4311(03)00166-2.
- [166] S. M. Bambrook and A. B. Sproul, "Experimental PVT Air System for Residential Dwellings," in *Solar2010, the 48th AuSES Annual Conference*, 2010, no. December, pp. 1–11.
- [167] A. Shahsavari and M. Ameri, "Experimental investigation and modeling of a direct-coupled PV/T air collector," *Sol. Energy*, vol. 84, no. 11, pp. 1938–1958, 2010, doi: doi:10.1016/j.solener.2010.07.010.
- [168] C. M. Lai and Y. P. Lin, "Energy saving evaluation of the ventilated BIPV walls," *Energies*, vol. 4, no. 6, pp. 948–959, 2011, doi: 10.3390/en4060948.
- [169] F. Hussain, M. Y. H. Othman, K. Sopian, B. Yatim, H. Ruslan, and H. Othman, "Design development and performance evaluation of photovoltaic/thermal (PV/T) air base solar collector," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 25, pp. 431–441, 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.04.014.
- [170] Sitav Engineering, "ERIT® EV1M," 2011. http://www.isolpack.com/filemanager/cms_isolpack/files/cataloghiPDF/erit.pdf (accessed Jul. 21, 2020).
- [171] G. Vokas, N. Christandonis, and F. Skittides, "Hybrid photovoltaic-thermal systems for domestic heating and cooling-A theoretical approach," *Sol. Energy*, vol. 80, no. 5, pp. 607–615, 2006, doi: 10.1016/j.solener.2005.03.011.
- [172] Solimpeks, "Volther Hybrid PV-T Panels," 2020. [Online]. Available: <http://www.solimpeks.com/Files/Catalogs/fdbdc0af-568b-43e5-88c4-d2949d6d8a85.pdf>.
- [173] H. a. Zondag, "Flat-plate PV-Thermal collectors and systems: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 12, pp. 891–959, 2008, doi: 10.1016/j.rser.2005.12.012.
- [174] H. Kaan and T. Reijenga, "Photovoltaics in an architectural context," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 12, no. 6, pp. 395–408, 2004, doi: 10.1002/ppp.554.
- [175] Í. P. Dos Santos and R. Rüther, "The potential of building-integrated (BIPV) and building-applied photovoltaics (BAPV) in single-family, urban residences at low latitudes in Brazil," *Energy Build.*, vol. 50, pp. 290–297, 2012, doi: 10.1016/j.enbuild.2012.03.052.
- [176] M. C. Munari Probst and C. Roecker, "Criteria and policies to master the visual impact of solar systems in urban environments: The LESO-QSV method," *Sol. Energy*, vol. 184, no. February 2019, pp. 672–687, 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.03.031.
- [177] IEA and SHC, "Innovative solar products for building integration," © EPFL | LESO-PB, 2014. <http://www.solarintegrationsolutions.org> (accessed Mar. 25, 2015).

- [178] W. Rickerson and IEA, "Residential prosumers - drivers and policy options (re-prosumers)," no. June, pp. 1–123, 2014, [Online]. Available: http://iea-retd.org/wp-content/uploads/2014/06/RE-PROSUMERS_IEA-RETD_2014.pdf.
- [179] International Energy Agency, "Renewables 2019," 2019, 2019. [Online]. Available: <https://webstore.iea.org/market-report-series-renewables-2019>.
- [180] Ministerio de Energía de Chile, Norma Técnica que determina algoritmo para la verificación de la contribución solar mínima de los Sistemas Solares Térmicos acogidos a la franquicia tributaria de la Ley No 20.365. Chile, 2010.
- [181] IEA, SHC, Task 41, IEA, SHC, and Task 41, "T.41.B.3 Solar design of buildings for architects: Review of solar design tools," Lund, 2012. [Online]. Available: http://archive.iea-shc.org/publications/downloads/T41B3_approved-Jul12.pdf.
- [182] J. S. Haberl and S. Cho, "Energy Systems," *Work. Gr. III - Mitig. Clim. Chang.*, no. August, p. 139, 2014, [Online]. Available: <http://hdl.handle.net/1969.1/2062>.
- [183] Natural Resources Canada, "RETScreen Clean Energy Management Software," 2016. <http://www.nrcan.gc.ca/energy/software-tools/7465> (accessed May 12, 2016).
- [184] IEA, SHC, and Task 41, "Solar design of buildings for architects: Review of solar design tools," Lund, 2012. [Online]. Available: http://archive.iea-shc.org/publications/downloads/T41B3_approved-Jul12.pdf. Pvsyst Website, "General features," 2020. <https://www.pvsyst.com> (accessed Feb. 17, 2020).
- [185] Acca Softwar, "Solarius PV," 2020. .
- [186] Graphisoft@, "Archicad EcoDesigner STAR," 2020. .
- [187] F. Frontini et al., "IEA SHC Task 41: Solar energy systems in architecture. Integration criteria and guidelines [188] (Part B)," 2012.
- SUPSI Competence Center, "Paolo VI Audience Chamber," Canobbio, 2008. [Online]. Available: http://www.bipv.ch/images/esempi/storico/PaoloVI/Paolo_VI_hall_2013_ENG.pdf.
- [189] Swiss Megasol and SUPSI Competence Center, "Façade elements Megasol Swiss Premium Mono," Canobbio, 2011. [Online]. Available: http://www.bipv.ch/index.php/en/products-en-top/bipv-modules/item/download/1026_0fcf197e9ef9bd93eec250f535e844ab.
- [154] R. Disch, *The heliotrope as hotel*. 2012.
- [191] T. Hatt, G. Saelzer, R. Hempel, and A. Gerber, "Alto confort interior con mínimo consumo energético a partir de la implementación del estándar ' Passivhaus ' en," pp. 123–134, 2012, [Online]. Available: <http://www.scielo.cl/pdf/rconst/v11n2/art11.pdf>.
- [192] W. Bustamante, A. Hurtado, F. Encinas, P. Martínez, and M. Brahm, *Guía de Diseño para eficiencia energética en vivienda social*. Santiago de Chile, 2009.
- [193] P. Torcellini, S. Pless, M. Deru, and D. Crawley, "Zero Energy Buildings: A Critical Look at the Definition," ACEEE Summer Study Pacific Grove, p. 15, 2006, doi: 10.1016/S1471-0846(02)80045-2.
- [194] R. Disch, "PlusEnergy - The Manifesto," 2010. <http://hosting.more-elements.com/MoccaMS/projects/plusenergie/index.php?p=home&pid=276&L=1&host=2titleRolf#a678> (accessed Apr. 23, 2020).
- [195] R. A. Lopes et al., "A cooperative net zero energy community to improve load matching," *Renew. Energy*, vol. 93, pp. 1–13, 2016, doi: 10.1016/j.renene.2016.02.044.
- [196] [197] N. Carlisle, O. Van Geet, and S. Pless, *Definition of a " Zero Net Energy " Community*, no. November. Golden: National Renewable Energy Laboratory, 2009.

- [198] P. Bernhard, "Powerhouse." asplan viak, Noruega, 2018, [Online]. Available: <https://smartcitybaerum.files.wordpress.com/2018/01/powerhouse-scb-2018-01-18.pdf>.
- [199] Powerhouse co., "Powerhouse Brattørkaia," 2020. <https://www.powerhouse.no/en/about-us/> (accessed Apr. 23, 2020).
- [200] P. Op 't Veld and A. Van der Aa, "Driving forces of energy-related behaviour in residential buildings," 2014, pp. 24–33.
- [201] Fraunhofer, "Photovoltaics report," 2016. doi: 26.05.2014.
- [202] OnyxSolar, "Soluciones BIPV," 2017. <http://www.onyxsolar.com/es/soluciones-bipv-onyxsolar.html> (accessed Apr. 16, 2017).
- [203] J. Alvarez, "Paneles Solares Térmicos JA," 2018. <http://www.juanalvarez.com.ec/paneles-solares-termicos/> (accessed May 18, 2018).
- [204] ARCONEL, Regulación Microgeneración Dstribuida Ecuador, no. 351. 2018.
- [205] IPS Correspondents, "ECUADOR: Suspenden eliminación de subsidio al gas doméstico," Sep. 25, 1996.
- [206] B. N. Mundo, "Crisis en Ecuador: continúan las protestas mientras el gobierno y el movimiento indígena se preparan para dialogar este domingo," British Broadcasting Corporation, Londres, Oct. 13, 2019.
- [207] B. Creamer-Guillen and R. Becerra-Robalino, "Cuantificación de los Subsidios de Derivados del Petróleo a los Hidrocarburos en el Ecuador," Bol. Estadístico del Sect. Hidrocarburos, vol. 2, pp. 9–26, 2016, [Online]. Available: [http://www.observatorioenergiaminas.com/archivos/articulos/Petróleo al día 2 /Petróleo al día 2 - Art. 1 Creamer-Becerra.pdf](http://www.observatorioenergiaminas.com/archivos/articulos/Petróleo%20al%20día%202%20-%20Art.%201%20Creamer-Becerra.pdf).
- [208] F. J. Arze del Granado, D. Coady, and R. Gillingham, "The Unequal Benefits of Fuel Subsidies: A Review of Evidence for Developing Countries," World Dev., vol. 40, no. 11, pp. 2234–2248, 2012, doi: 10.1016/j.worlddev.2012.05.005.
- [209] M. A. Ponce-Jara, M. Castro, M. R. Pelaez-Samaniego, J. L. Espinoza-Abad, and E. Ruiz, "Electricity sector in Ecuador: An overview of the 2007–2017 decade," Energy Policy, vol. 113, pp. 513–522, 2018, doi: 10.1016/j.enpol.2017.11.036.
- [210] J. M. Vizhñay, "Análisis de la incidencia del uso de cocinas eléctricas de inducción," Cuenca, 2013. [Online]. Available: <http://jorgepatriciomunoz.blogspot.com/2014/04/analisis-de-incidencia-del-uso-de.html>.
- [211] I. Sobrino García, "Las evaluaciones de impacto ambiental en los proyectos eólicos. especial mención a la afectación en red natura 2000 1," Rev. la Esc. Jacobea Posgrado, pp. 69–102, 2018, [Online]. Available: <https://www.jacobeas.edu.mx/revista/numeros/numero14/4.Itzar-Sobrino-García-Evaluaciones-Impacto-Ambiental-Proyectos-Eloicos.pdf>.
- [212] T. P. Karjalainen and T. Järviöskö, "Negotiating river ecosystems: Impact assessment and conflict mediation in the cases of hydro-power construction," Environ. Impact Assess. Rev., vol. 30, no. 5, pp. 319–327, 2010, doi: 10.1016/j.eiar.2010.04.004.
- [213] B. Cinnamon, "Tesla Solar Roof Tiles – Customer and Installer Perspectives," 2017, [Online]. Available: <http://cinnamon.energy/tesla-solar-roof-tiles/>.
- [214] A. M. Ekoe Akata, D. Njomo, and B. Agrawal, "Assessment of Building Integrated Photovoltaic (BIPV) for sustainable energy performance in tropical regions of Cameroon," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 80, no. September 2016, pp. 1138–1152, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.155.
- [215] M. Cellura, G. Ciulla, F. Guarino, and S. Longo, "Redesign of a Rural Building in a Heritage Site in Italy:

- Towards the Net Zero Energy Target," *Buildings*, vol. 7, no. 3, p. 68, 2017, doi: 10.3390/buildings7030068.
- [216] P. De Berardinis, M. Rotilio, and L. Capannolo, "Energy and Sustainable Strategies in the Renovation of Existing Buildings: An Italian Case Study," *Sustainability*, vol. 9, no. 8, p. 1472, 2017, doi: 10.3390/su9081472.
- [217] P. Bonomo and P. De Berardinis, "PV integration in minor historical centers: Proposal of guidecriteria in post-earthquake reconstruction planning," *Energy Procedia*, vol. 48, no. 0, pp. 1549–1558, 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.02.175.
- [218] A. Scognamiglio, E. Di Munno, V. Temporin, and M. L. Palumbo, "USE OF PHOTOVOLTAICS IN HISTORICAL BUILDINGS: AN ARCHITECTURAL APPROACH," in *In 24h European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 2009, doi: 10.1017/CBO9781107415324.004.
- [219] A. Moschella, A. Salemi, A. Lo Faro, G. Sanfilippo, M. Detommaso, and A. Privitera, "Historic buildings in Mediterranean area and solar thermal technologies: Architectural integration vs preservation criteria," *Energy Procedia*, vol. 42, pp. 416–425, 2013, doi: 10.1016/j.egypro.2013.11.042.
- [220] E. Zalamea-león, J. Mena-campos, S. Moscoso-Cordero, A. Barragán-escandón, and P. Mendez-Santos, "Perspectivas de cubiertas fotovoltaicas y arquitectura en contextos urbanos patrimoniales," *Archit. City Environ.*, vol. 13, no. 38, pp. 301–324, 2018.
- [221] E. Barragán-Escandón, "El autoabastecimiento energético en los países en vías de desarrollo en el marco del metabolismo urbano: caso Cuenca, Ecuador," *Universidad de Jaen*, 2018.
- [222] I. F. Izquierdo-torres, M. G. Pacheco-portilla, L. G. Gonzalez-Morales, and E. F. Zalamea-Leon, "Simulación fotovoltaica considerando parámetros de integración en edificaciones Photovoltaic simulation considering building integration parameters," *INGENIUS Rev. Cienc. y Tecnol.*, vol. 21, pp. 9–19, 2019, doi: <https://doi.org/10.17163/ings.n21.2019.02>.
- [223] A. G. Siraki and P. Pillay, "Comparison of PV System Design Software Packages for Urban applications," *XII World Energy Congr.*, p. 12, 2010.
- [224] S. C. S. Costa, A. Sonia, A. C. Diniz, and L. L. Kazmerski, "Dust and soiling issues and impacts relating to solar energy systems : Literature review update for 2012 – 2015," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 63, pp. 33–61, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.04.059.
- [225] NREL, "System Advisor Model (SAM)," U.S. Department of Energy, 2018. <https://sam.nrel.gov> (accessed Jun. 12, 2018).
- [226] B. Cinnamon, "Converting a House to Zero Net Energy," 2020, [Online]. Available: <https://cinnamon.energy/converting-a-house-to-zero-net-energy/>.
- [227] D. F. Al Riza, S. I. Haq Gilani, M. Shiraz Aris, S. I. Ul Haq Gilani, and S. Aris Bin, "Measurement and Simulation of Standalone Solar PV System for Residential Lighting in Malaysia," in *EFEAA'10 International Symposium on Environment Friendly Energies in Electrical Applications*, 2010, vol. 2, no. November, pp. 1–6, [Online]. Available: https://www.researchgate.net/profile/Dimas_Al_Riza/publication/265942002_Measurement_and_Simulation_of_Standalone_Solar_PV_System_for_Residential_Lighting_in_Malaysia/links/55d4455a08ae0b8f3ef94359.pdf.
- [228] E. Zalamea-Leon and R. García-Alvarado, "Roof characteristics for integrated solar collection in dwellings of Real- Estate developments in Concepción, Chile," *Rev. la Construcción J. Constr.*, vol. 36, no. 133, pp. 36–44, 2014.
- [229] J. Calle-Siguencia and Ó. Tinoco-Gómez, "Obtención de ACS con energía solar en el cantón Cuenca y aná-

- lisis de la contaminación ambiental Obtaining of SHW with solar energy in the canton cuenca and analysis of environmental pollution," *Ingenius*, no. 19, pp. 89–101, 2018, doi: <https://doi.org/10.17163/ings.n19.2018.09>.
- [230] MINENERGIA, *Manual Práctico del Técnico Solar*, vol. 53, no. 9. Santiago de Chile, 2013.
- [231] MIDUVI, *Norma Ecuatoriana de la Construcción Cap 14*. Ecuador: Ministerio de Vivienda del Ecuador, 2011.
- [232] M. A. Mejía, A. Padilha-Feltrin, J. D. Melo, S. Zambrano-Asanza, M. A. Mejía, and S. Zambrano-Asanza, "Spatial-Temporal Model for Demand Estimation Due to Appliances with High Energy Consumption," in *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*. Quito, Ecuador Spatial-Temporal, 2017, vol. 2017-Janua, no. July, pp. 1–6, doi: [10.1109/ISGT-LA.2017.8126719](https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2017.8126719).
- [233] D. Marin-López, E. F. Zalamea-León, E. A. Barragán-Escandón, D. S. Marin-Lopez, E. F. Zalamea-León, and E. A. Barragán-Escandón, "Potencial fotovoltaico en techumbre de edificios industriales de alta demanda energética, en zonas ecuatoriales. A," *Habitat Sustentable*, vol. 8, no. 1, pp. 28–41, 2018, doi: <https://doi.org/10.22320/07190700.2017.08.01.03> HS.
- [234] A. Vulkan, I. Kloog, M. Dorman, and E. Erell, "Modeling the potential for PV installation in residential buildings in dense urban areas," *Energy Build.*, vol. 169, pp. 97–109, 2018, doi: [10.1016/j.enbuild.2018.03.052](https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2018.03.052).
- [235] M. Horváth, D. Kassai-Szoó, and T. Csoknyai, "Solar energy potential of roofs on urban level based on building typology," *Energy Build.*, vol. 111, pp. 278–289, 2016, doi: [10.1016/j.enbuild.2015.11.031](https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.11.031).
- [236] C. Hachem, A. Athienitis, and P. Fazio, "Investigation of solar potential of housing units in different neighborhood designs," *Energy Build.*, vol. 43, no. 9, pp. 2262–2273, 2011, doi: [10.1016/j.enbuild.2011.05.008](https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2011.05.008).
- [237] C. Hachem, A. Athienitis, and P. Fazio, "Parametric investigation of geometric form effects on solar potential of housing units," *Sol. Energy*, vol. 85, no. 9, pp. 1864–1877, 2011, doi: [10.1016/j.solener.2011.04.027](https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.04.027).
- [238] R. García, P. Wegertseder, S. Baeriswyl, and M. Trebilcock, "Mapa Energético-Solar de Concepción : Cartografía Urbana del Consumo Energético y Captación Solar en Edificaciones Residenciales de Concepción , Chile 1," *Norte Gd.*, vol. 59, pp. 123–144, 2014.
- [239] A. Kylili and P. A. Fokaides, "European smart cities: The role of zero energy buildings," *Sustain. Cities Soc.*, vol. 15, pp. 86–95, 2015, doi: [10.1016/j.scs.2014.12.003](https://doi.org/10.1016/j.scs.2014.12.003).
- [240] IDEE, "Balances Energéticos," in *Seminario-Taller Política Energética para el Desarrollo Sustentable y el uso del Modelo LEAP*, 15th ed., Bariloche, Argentina: Fundación Bariloche, 2016, p. 106.
- [241] OLADE, "Manual de Planificación Energética," Quito, Ecuador, 2014.
- [242] L. Romero Rodríguez, E. Duminil, J. Sánchez Ramos, and U. Eicker, "Assessment of the photovoltaic potential at urban level based on 3D city models: A case study and new methodological approach," *Sol. Energy*, vol. 146, pp. 264–275, 2017, doi: [10.1016/j.solener.2017.02.043](https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.02.043).
- [243] L. Bergamasco and P. Asinari, "Scalable methodology for the photovoltaic solar energy potential assessment based on available roof surface area: Application to Piedmont Region (Italy)," *Sol. Energy*, vol. 85, no. 5, pp. 1041–1055, 2011, doi: [10.1016/j.solener.2011.02.022](https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.02.022).
- [244] G. Mavromatidis, K. Orehounig, and J. Carmeliet, "Evaluation of photovoltaic integration potential in a village," *Sol. Energy*, vol. 121, pp. 152–168, 2015, doi: [10.1016/j.solener.2015.03.044](https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.03.044).
- [245] M. D'Orazio, C. Di Perna, and E. Di Giuseppe, "Performance assessment of different roof integrated pho-

- tovoltaic modules under Mediterranean Climate," *Energy Procedia*, vol. 42, pp. 183–192, 2013, doi: 10.1016/j.egypro.2013.11.018.
- [246] J. Byrne, J. Taminiau, L. Kurdgelashvili, and K. N. Kim, "A review of the solar city concept and methods to assess rooftop solar electric potential, with an illustrative application to the city of Seoul," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 41, pp. 830–844, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.08.023.
- [247] M. Gutschner, S. Nowak, D. Ruoss, P. Toggweiler, and IEA-PVPS task 2002, "Potential for building integrated photovoltaics," *IEA-PVPS Task*, vol. 2002. pp. 2–4, 2002.
- [248] GAD Cuenca, "Información catastral del Cantón Cuenca (urbano)." Cuenca, Ecuador, 2017.
- [249] El Telégrafo, "INPC presentará demanda por demolición de casa patrimonial," *Guayaquil*, pp. 1–5, Nov. 2013.
- [250] P. Fitriaty and Z. Shen, "Predicting energy generation from residential building attached Photovoltaic Cells in a tropical area using 3D modeling analysis," *J. Clean. Prod.*, pp. 1–15, 2018, doi: 10.1016/j.jclepro.2018.02.133.
- [251] NREL, "System Advisor Model Version 2016.3.14." Golden, CO, 2016.
- [252] C. M. Whitaker, T. U. Townsend, A. Razon, R. M. Hudson, and X. Vallvé, "PV systems," in *Photovoltaic Science Handbook of Photovoltaic Science*, 2nd ed., A. Luque and S. Hegedus, Eds. West Sussex, UK: John Wiley and Sons, Ltd., Publication, 2011, pp. 841–895.
- [253] J. A. Rosas-Flores, D. Rosas-Flores, and J. L. Fernández Zayas, "Potential energy saving in urban and rural households of Mexico by use of solar water heaters, using geographical information system," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 53, pp. 243–252, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.07.202.
- [254] A.-F. Marique and S. Reiter, "A simplified framework to assess the feasibility of zero-energy at the neighbourhood/community scale," *Energy Build.*, vol. 82, pp. 114–122, 2014, doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2014.07.006>.
- [255] J. Khan and M. H. Arsalan, "Estimation of rooftop solar photovoltaic potential using geo-spatial techniques: A perspective from planned neighborhood of Karachi - Pakistan," *Renew. Energy*, vol. 90, pp. 188–203, 2016, doi: 10.1016/j.renene.2015.12.058.
- [256] K. Orehounig, G. Mavromatidis, R. Evins, V. Dorer, and J. Carmeliet, "Towards an energy sustainable community: An energy system analysis for a village in Switzerland," *Energy Build.*, vol. 84, pp. 277–286, 2014, doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2014.08.012>.
- [257] A. Dilimulati, T. Stathopoulos, and M. Paraschivoiu, "Wind turbine designs for urban applications: A case study of shrouded diffuser casing for turbines," *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn.*, vol. 175, pp. 179–192, 2018, doi: 10.1016/j.jweia.2018.01.003.
- [258] K. Mainzer, S. Killinger, R. McKenna, and W. Fichtner, "Assessment of rooftop photovoltaic potentials at the urban level using publicly available geodata and image recognition techniques," *Sol. Energy*, vol. 155, pp. 561–573, 2017, doi: 10.1016/j.solener.2017.06.065.
- [259] J. Kanters and M. Wall, "Experiences from the urban planning process of a solar neighbourhood in Malmö, Sweden," *Urban, Plan. Transp. Res.*, vol. 6, no. 1, pp. 54–80, 2018, doi: 10.1080/21650020.2018.1478323.
- [260] B. Cinnamon, "What Solar Panels Should I Buy?," 2017, [Online]. Available: <http://cinnamonsolar.com/solar-panels-buy/>.
- [261] K. Farkas, "Designing photovoltaic systems for architectural integration. Criteria and guidelines for product and system developers," San Francisco, 2013. [Online]. Available: <http://task41.iea-shc.org/data/>

- sites/1/publications/task41A3-2-Designing-Photovoltaic-Systems-for-Architectural-Integration.pdf.
- [262] Tesla, "Solar Roof," 2019. <https://www.tesla.com/solarroof> (accessed May 28, 2019).
- [263] Energysage, "Tesla solar roof cost vs. solar panels: worth the premium?," News Feed, 2017. <http://news.energysage.com/tesla-solar-roof-price-vs-solar-panels/> (accessed Oct. 05, 2017).
- [264] B. Cinnamon, "Costs and Savings for Tesla's Solar Shingles," 2016, [Online]. Available: <http://cinnamon-solar.com/costs-savings-teslas-solar-shingles/>.
- [265] E. Zalamea-León, J. Mena-Campos, A. Barragán-Escandón, D. Parra-González, and P. Méndez-Santos, "Urban photovoltaic potential of inclined roofing for buildings in heritage centers in equatorial areas," *J. Green Build.*, vol. 13, no. 3, pp. 45–69, Jun. 2018, doi: 10.3992/1943-4618.13.3.45.
- [266] E. Zalamea-Leon, A. Barragan-Escandon, and P. Mendez-Santos, "Assessment of Photovoltaic Potential on Sloped Roofs on Ecuatorial-Andean Housing Typology," 2018 IEEE ANDESCON, ANDESCON 2018 - Conf. Proc., 2018, doi: 10.1109/ANDESCON.2018.8564731.
- [267] S. Zambrano-Asanza, E. F. Zalamea-León, A. Barragán-Escandón, D. Parra-González, E. A. Barragán-Escandón, and A. Parra-González, "Urban photovoltaic potential estimation based on architectural conditions, production-demand matching, storage and the incorporation of new eco-efficient loads," *Renew. Energy*, vol. 142, pp. 224–238, 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.03.105.
- [268] J. Mikkola and P. D. Lund, "Models for generating place and time dependent urban energy demand profiles," *Appl. Energy*, vol. 130, pp. 256–264, 2014, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.05.039.
- [269] L. Ramirez Camargo, R. Zink, W. Dorner, and G. Stoglehner, "Spatio-temporal modeling of roof-top photovoltaic panels for improved technical potential assessment and electricity peak load offsetting at the municipal scale," *Comput. Environ. Urban Syst.*, vol. 52, pp. 58–69, 2015, doi: 10.1016/j.compenurbsys.2015.03.002.
- [270] J. Byrne, J. Taminiiau, J. Seo, J. Lee, and S. Shin, "Are solar cities feasible? A review of current research," *Int. J. Urban Sci.*, vol. 0, no. 0, pp. 1–18, 2017, doi: 10.1080/12265934.2017.1331750.
- [271] I. Izquierdo and G. Pacheco, "Evaluación de la eficiencia de paneles solares como sistema de captación de energía para edificaciones del área urbana de Cuenca," Universidad de Cuenca, 2017.
- [272] E. F. Zalamea-león et al., "Perspectivas de cubiertas fotovoltaicas y arquitectura en contextos urbanos patrimoniales," *Archit. City Environ.*, vol. 13, no. 38, pp. 301–324, 2018.
- [273] C. F. Martinez, "Propuesta de cambios para la mejora Termo-Energética de LA," no. June, 2015.
- [274] C. S. P. López and F. Frontini, "Energy efficiency and renewable solar energy integration in heritage historic buildings," *Energy Procedia*, vol. 48, no. 0, pp. 1493–1502, 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.02.169.
- [275] D. Newbery, "The Economics of Electric Vehicles," *E&E Semin.*, no. January, pp. 0–39, 2013, doi: 10.4271/810482.
- [276] L. Lange-Arce and I. Fierro-Ulloa, "Análisis del impacto del cambio de matriz energética en el servicio de gas por tubería residencial en la ciudad de Guayaquil," *PODIUM*, no. 26, pp. 81–96, 2014, [Online]. Available: revistas.uees.edu.ec/index.php/Podium/article/download/60/60%0A.
- [277] A. Tama Franco, "Cocina De Inducción Versus Cocina a Gas (Glp)," *Energía*, pp. 8–14, 2013, [Online]. Available: [http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/123456789/25742/Cocina/ del/Inducci/%C3%B3n/ versus/ Cocina/ a/ Gas/ \(GLP\).pdf?sequence=1](http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/123456789/25742/Cocina/ del/Inducci/%C3%B3n/ versus/ Cocina/ a/ Gas/ (GLP).pdf?sequence=1).
- [278] CONELEC, "Atlas solar del ecuador," Conelec, pp. 1–51, 2008, [Online]. Available: http://www.conelec.gob.ec/archivos_articulo/Atlas.pdf.

- [279] C. Jaramillo, "Estudio de metabolismo urbano en la ciudad de Cuenca," Universidad Politecnica Salesiana, 2017.
- [280] E. Biyik et al., "A key review of building integrated photovoltaic (BIPV) systems," *Eng. Sci. Technol. an Int. J.*, vol. 20, no. 3, pp. 833–858, 2017, doi: 10.1016/j.jestch.2017.01.009.
- [281] B. Cinnamon, "The Economics of Commercial Energy Storage Systems," 2017, [Online]. Available: <http://cinnamon.energy/economics-commercial-energy-storage-systems/>.
- [282] A. Tama, "Cocina De Inducción Versus Cocina a Gas (GLP)," *Rev. Técnica del Col. Reg. Ing. Eléctricos y Electrónicos del Litora*, pp. 8–14, 2013.
- [283] L. J. Villalta and S. I. Buñay, "Evaluación energética-económica en el uso de calentadores de agua en el cantón Paute," Universidad de Cuenca, Cuenca, 2016.
- [284] Agencia de Regulación y Control de la Electricidad, "Estadística anual y multianual del servicio eléctrico ecuatoriano," Agencia Regul. y Control la Electr., p. 214, 2018.
- [285] M. G. Vicente Ramón, "Desarrollo de un sistema de informacion 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, Cuenca, 2017.
- [286] I. F. Izquierdo, M. G. Pacheco, L. G. González, and E. F. Zalamea, "Simulación fotovoltaica considerando parámetros de integración en edificaciones," *Ingenius. Rev. Cienc. y Tecnol.*, 2019, doi: 10.17163/ings.n21.2019.02.
- [287] SunPower, "Performance solar panels | SunPower UK," SunPower UK, 2019. https://www.sfe-solar.com/wp-content/uploads/2019/12/P19_320_BLK_RES_ES-DIC-2019.pdf.
- [288] Sanyo, Sanyo Solar HIT Power Roof (English) . Sanyo, 2011.
- [289] E. Sunfields, "Panel SunPower® Performance para instalaciones de uso residencial," 2019.
- [290] A. Martínez, "Energía solar fotovoltaica integrada en la edificación : modelizado y análisis del efecto del sombreado en la captación de irradiación," p. 309, 2016.
- [291] Inarquia, "Web de Eficiencia Energética, Energías Renovables y Arquitectura | Inarquia," Inarquia, 2019. .
- [292] L. Richardson, "Thin Film Solar Panels: Do They Make Sense? | EnergySage," EnergySage, 2019. .
- [293] J. Rutovitz and A. Atherton, "Energy sector jobs to 2030: a global analysis," 2009.
- [294] M. Wall et al., "Achieving solar energy in architecture - IEA SHC Task 41," *Energy Procedia*, vol. 30, pp. 1250–1260, 2012, doi: 10.1016/j.egypro.2012.11.138.
- [295] B. Cinnamon, "When Can I Get Solar Shingles?," 2016, [Online]. Available: <http://cinnamonsolar.com/when-can-i-get-solar-shingles/>.
- [296] L. F. Mulcué-Nieto and L. Mora-López, "A new model to predict the energy generated by a photovoltaic system connected to the grid in low latitude countries," *Sol. Energy*, vol. 107, no. September 2014, pp. 423–442, 2014, doi: 10.1016/j.solener.2014.04.030.

