



POTENCIAL FOTOVOLTAICO EN TECHUMBRE DE EDIFICIOS INDUSTRIALES DE ALTA DEMANDA ENERGÉTICA, EN ZONAS ECUATORIALES.

PHOTOVOLTAIC POTENTIAL ON HIGH CONSUMPTION INDUSTRIAL BUILDINGS IN EQUATORIAL AREAS.

DIEGO SEBASTIÁN MARÍN-LÓPEZ
Facultad de Arquitectura y Urbanismo
Universidad de Cuenca
Cuenca, Ecuador
diego.marinl@ucuenca.ec

ESTEBAN FELIPE ZALAMEA-LEÓN
Facultad de Arquitectura y Urbanismo
Universidad de Cuenca
Cuenca, Ecuador
esteban.zalamea@ucuenca.edu.ec

EDGAR ANTONIO BARRAGÁN-ESCANDÓN
Facultad de Ingeniería Eléctrica
Universidad Politécnica Salesiana
Cuenca, Ecuador
ebarragan@ups.edu.ec

RESUMEN

La industria y edificaciones producen el 60% de gases de efecto invernadero en el mundo y, en concreto, consumen el 62% de la electricidad en Cuenca, Ecuador. Las zonas ecuatoriales andinas poseen en el sol una fuente energética consistente y relativamente estable durante el año. Las plantas industriales muestran superficies aptas para desplegar recolección solar fotovoltaica. Mediante un levantamiento volumétrico de una planta industrial de alto consumo, se realiza una propuesta de intervención en techumbre, para procurar una máxima ocupación de placas PV de sílice cristalino, considerando además aspectos de ventilación interior e iluminación natural. A través del modelo en BIM (Building Information Modeling) y de simulaciones en SAM®, se prevé un abastecimiento de un 22 % del alto consumo eléctrico actual, volumen equivalente a la demanda residencial de 17.328 habitantes o el 2 % del consumo total de la ciudad. A pesar de que, por políticas estatales de subsidio a combustibles, esta no constituye una inversión rentable, se demuestra aquí que es una alternativa para la eliminación de los mismos, considerando su carácter nocivo, tanto desde perspectivas económicas como ambientales.

Palabras clave

energía solar, edificios industriales, eficiencia energética, fotovoltaicos adheridos a edificación, BAPV.

ABSTRACT

Industrial and residential buildings account for 60% of greenhouse gas emissions worldwide, and more specifically, they consume 62% of the electricity in Cuenca, Ecuador. The sun provides equatorial Andean countries with a consistent and relatively stable energy source throughout the year. Industrial plants have suitable surface areas on which to install solar photovoltaic (PV) panels. Using a volumetric survey of a high-consumption industrial plant, a roof intervention is proposed to achieve maximum usage of crystalline silicon solar panels. Aspects of indoor ventilation and natural lighting are also considered. Through a BIM (Building Information Modelling) software model and simulations using SAM®, it is expected that 22% of the current high level of electricity consumption can be supplied, which is equivalent to the residential demand of 17,328 inhabitants, or 2% of the total consumption of the city. Although state fuel subsidy policies mean the proposal is not a profitable investment, this research demonstrates that it is an alternative that could be used to eliminate such policies, especially considering the fact that they are harmful both economically and environmentally.

Keywords

solar energy, industrial buildings, energy efficiency, building-applied photovoltaics, BAPV.

	Emsula S.A	Grupo Miguel	Cogal	Company Lissag AG	Mutna	Innovent Technologies AG	Polígono industrial Carlos I	Theo Rietschie AGEI	Riedel Recycling
Industria	Embotelladora	Textil	Cunicultura	Fabricación de tuberías	Bodegas	Fábrica de componentes para paneles planos, LED y equipos solares	Varias	Bebidas	Preparación y almacenamiento de materiales de construcción
Ubicación	Honduras	El Salvador	España	Suiza	Italia	Suiza	España	Suiza	Alemania
Dimensión (módulos PV)	12.000	3.000	720	506	4.220	3.200	5.891	1.080	11.000 (lámina delgada)
Potencia (kW)	3000	1000	180	98,7	950	777,9	1200	259,2	837
Producción (kWh/año)	3.037.445	1.600.000	270.178	89.790	1.083.410	700.128	1.711.200	243.648	750.000
Emanaciones ahorradas TCO 2/año	31.500	10.400	100	45	909	350,1	791	121,8	Sin Información

Tabla 1. Industrias y margen de auto-aprovisionamiento PV.
 Fuente: Elaboración de los autores.

INTRODUCCIÓN

El abastecimiento energético de las edificaciones y ciudades deben, en el futuro inmediato, procurarse energía desde fuentes renovables para mantener el efecto de calentamiento global bajo el límite de + 2 °C (IRENA, 2017). La autogeneración urbana desde fuentes renovables permite reducir la dependencia de aprovisionamiento energético externo así como también las pérdidas por efecto de redes de distribución (Barragán *et al.*, 2018). Los países en desarrollo son estratégicos en este escenario, en estos se prevé el mayor crecimiento de consumo (REN21, 2017). Sin embargo, para la generación urbana, se hace necesario salvar barreras, se requiere una configuración de la red de manera que esta trabaje bajo el escenario de producción-demanda intermitente y variable en tiempo y espacio. Se precisa, entonces, una normativa adecuada que garantice la accesibilidad solar y, al mismo tiempo, una normativa que viabilice este aspecto (Barragán *et al.*, 2018; Wegertseder *et al.*, 2016; Cárdenas y Uribe, 2012), además de la necesaria implementación de redes inteligentes (Smart Grid) (Mikkola *et al.*, 2014).

Una alternativa promisoría para autogeneración urbana son los sistemas solares fotovoltaicos (*Photovoltaic* o PV por sus siglas en inglés). Esta tiene la capacidad de desplegarse en edificaciones, tanto en adhesión como en integración arquitectónica (Shukla, Sudhakar y Baredar, 2016), presenta además una reducción de costos consistente (IRENA, 2017). De forma complementaria, la generación PV muestra ventajas sociales, como la democratización energética, promoviendo la generación de puestos de trabajo. En un escenario óptimo, los recursos económicos destinados a la compra de energía

podrían ser orientados a financiar empresas de instalación y mantenimiento de los equipos (REN21, 2017).

Los edificios industriales, por lo general, deben abastecerse con importantes recursos energéticos. Si bien se ha analizado requerimientos por ambientación (Brinks, Kornadt y Oly 2016; Kampelis *et al.*, 2017), estos tienden a ser secundarios, especialmente en climas templados, y más aún en industrias cuya producción implica un elevado consumo, dadas sus jornadas ininterrumpidas de 24 horas. En estos casos, aunque la integración de energías renovables permite alcanzar un abastecimiento parcial, es una estrategia importante estudiar otras opciones que puedan significar un sustancial ahorro económico, o bien, una disminución en las emisiones ligadas al calentamiento global. En la Tabla 1, se muestran algunos ejemplos de abastecimiento PV en industria a gran escala, en países con distintas connotaciones, realidades económicas y climáticas.

El complejo industrial sujeto a estudio es una fábrica de elaboración de plaquetas cerámicas y porcelanato para revestimientos de construcción, ubicada en el parque industrial de la ciudad de Cuenca, Ecuador. Esta ciudad está ubicada a 2°52'47"S latitud y 78°58'27"O longitud, y se encuentra a 2487 msnm, por lo que las variaciones estacionales son mínimas, dándose una irradiación levemente mayor entre noviembre y enero, y levemente menor, entre mayo y agosto. El clima es estable y primaveral durante el año, con oscilaciones térmicas diarias, siendo la temperatura mínima de 8° C y máxima de 25° C (ClimateData-Org, 2018). Bajo este contexto, las demandas energéticas de ambientación son mínimas o inexistentes cuando se aplican estrategias pasivas como aprovechamiento solar pasivo, control de infiltraciones y ventilación. El consumo

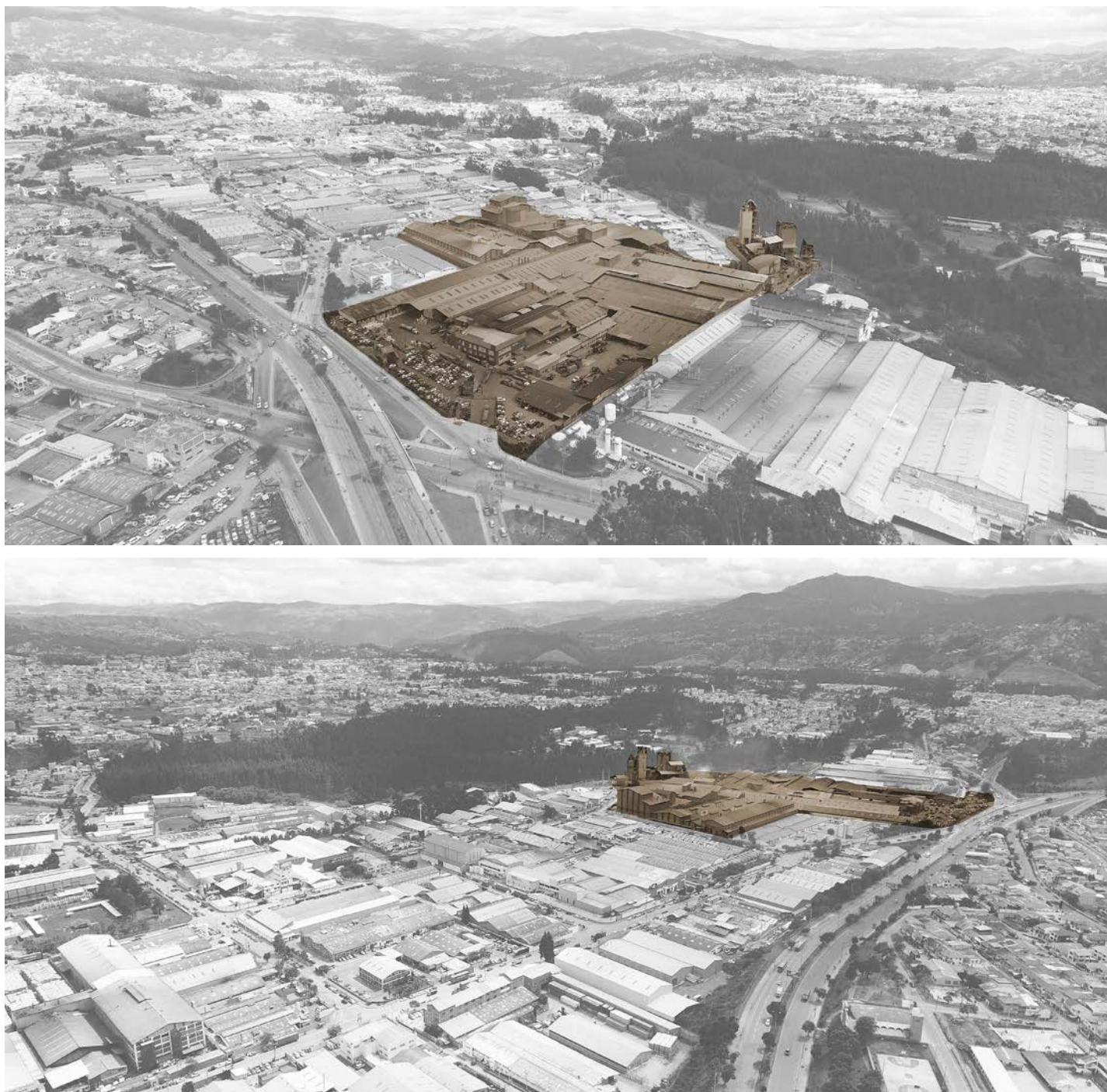


Figura 1. Vistas aéreas de planta industrial. Fuente: Elaboración de los autores.

energético de la planta registrado en 2016 es de 200.423.577,19, convertidos a kWh/año en diésel, gas licuado de petróleo, gas natural y electricidad. Al año, esta demanda señala que esta fábrica sola consume el 5% de la energía requerida en toda la ciudad de Cuenca, en todos los usos: industrial, residencial, transporte y urbano. De este consumo, el 19,4% corresponde a electricidad. Estos datos denotan la importancia de este complejo frente a los consumos locales, los cuales pueden ser abastecidos directamente desde electricidad PV *in situ*.

El conjunto de bloques industriales conforma una superficie construida de 53.300m² (Figura 1), lo que supone una ocupación similar en techos; se trata de extensos galpones de una planta, en su gran mayoría. Considerando el nivel de irradiación local de 1577 kWh/m²año (CONELEC, 2008), el complejo industrial recibe más de 84.000 MWh al año en irradiación solar directa y difusa, un importante potencial que debe traducirse en energía aprovechable.

Si bien la volumetría de la edificación es compleja y carece de regularidad formal, esta presenta uniformidad en cuanto a 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 PV en la techumbre, buscando una máxima ocupación, y a la vez mantener la iluminación cenital utilizada actualmente, pero que ahora se implantan como lucernarios dispersos que impedirían un despliegue total y uniforme de los PV. Se propone, de esta forma, sistemas pasivos que permitan promover la ventilación natural y el control de temperatura por efecto de convección interna. Los hornos de cocción y secado generan ganancias térmicas considerables, por lo cual por momento deben evacuarse para evitar sobrecalentamiento. Más allá de las posibilidades pasivas, este trabajo se centra en dimensionar la posibilidad de autogeneración PV, teniendo en cuenta las enormes demandas energéticas existentes. Ahora mismo está en estudio si la integración en edificaciones de tecnología solar activa -considerando las demandas y consumos de cada edificación- será más competitiva y rentable que, por ejemplo, implementación de aislamientos en la envolvente de las mismas (Cinnamon, 2018).

METODOLOGÍA

A partir de la información proporcionada por la propia industria y la distribuidora de electricidad local (Centrosur), se caracteriza 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 Archicad de Graphisoft®, se reconstruye volumétricamente la planta industrial y, sobre ella, se redistribuye los accesos de iluminación cenital, para liberar espacio para aplicar PVs. Luego, se realiza una propuesta de ingreso solar natural y de ventilación para promover la ventilación. Para el despliegue fotovoltaico, se considera el formato típico de placas de sílice mono-cristalino. Con la herramienta vectorial de textura o "hatch" del BIM, se establece el margen de ocupación de fotovoltaicos en cada uno de los faldones, determinándose superficies disponibles de captación acorde a inclinación y orientación.

Con el fin de determinar la afectación por sombras, se utiliza la herramienta Ecotect de Autodesk®, analizando el recorrido solar de días de solsticio, así como en día de equinoccio. 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 PVs en la totalidad de superficies 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. En un estudio local previo, se determinó que existe una importante incidencia solar producción y es apta para el despliegue de PV cualquier superficie inclinada, sobre todo cuando la pendiente es reducida (Izquierdo y Pacheco, 2017). Al analizarse virtualmente, se obtiene la superficie de fotovoltaicos disponible en distintas orientaciones e inclinaciones. Con base en ello, es factible determinar el rendimiento eléctrico acorde a inclinaciones y orientaciones, a través del software SAM® (NREL 2018) y a partir de modelo y archivo climático validado localmente. Las simulaciones efectuadas permiten detectar el rendimiento global de toda una posible instalación PV en producción horaria y establecer comparaciones de producción-demanda anual, mensual y en días característicos y extremos, según máxima y mínima irradiación.

Finalmente, se lleva a cabo un análisis de costo financiero, costos bajo situación actual y desde la perspectiva de eliminación de subsidios a la electricidad, suponiendo la posibilidad de alcanzar costos de instalación PV a precio internacional.

RESULTADOS

CONSUMO ENERGÉTICO

La planta industrial analizada presenta la condición de ser el foco de mayor demanda de energía térmica y eléctrica de la ciudad. El consumo eléctrico anual de 2016 fue de 38.899,3 MWh, correspondiente al 9,1% del consumo total urbano y al 36,9% del consumo industrial (Jaramillo, 2017). Los procesos industriales que se desarrollan allí tienen que ver con preparación de arcillas, secado y cocción a muy elevadas temperaturas. Los sistemas mecánicos funcionan en gran medida a partir de electricidad. El consumo eléctrico muestra variaciones diarias, que oscilan entre 55.000 kWh diarios a 135.000 kWh por día, siendo esta segunda magnitud, la más recurrente 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 (Kalogirou, 2004), muy por debajo al requerido para los procesos de esta industria.

INTERVENCIÓN EN ENVOLVENTE Y DESPLIEGUE PV.

En la primera etapa de relevamiento geométrico y de estructura típica (Figura 2) se establece una superficie total de techumbre. Se ha determinado que existe

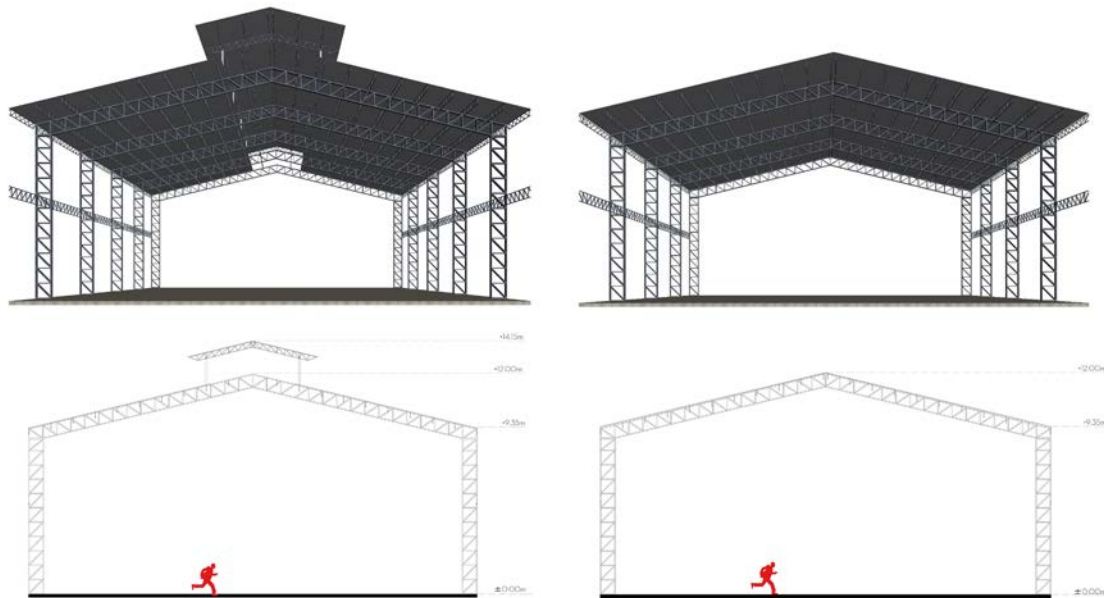


Figura 2. Estructura tipo estado actual cercha industria. Fuente: Elaboración de los autores.

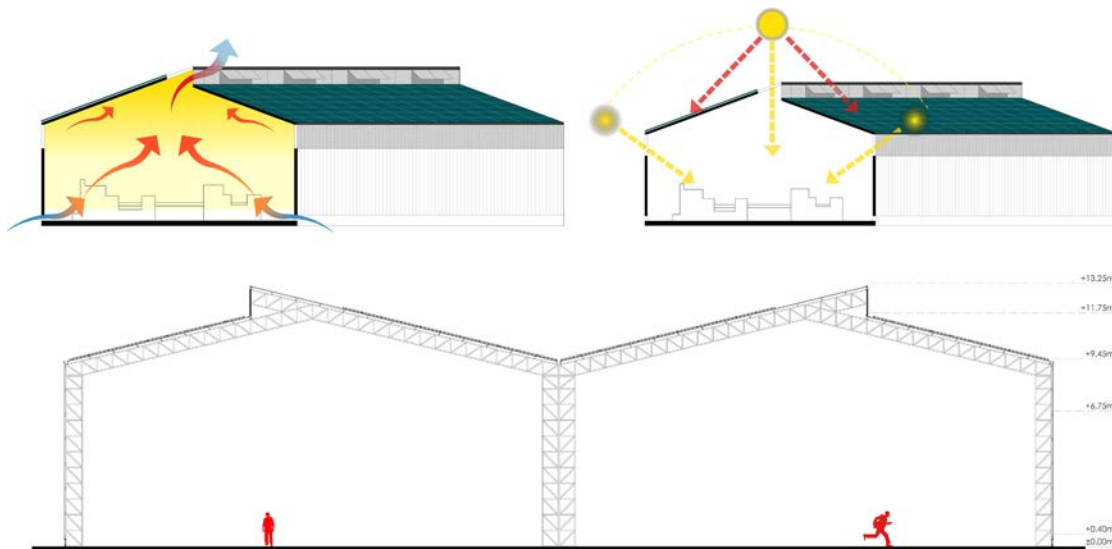


Figura 3. Propuesta de modificación en envolvente. Fuente: Elaboración de los autores.

alrededor de 53.360m² de superficies de techo inclinadas. Se realiza una revisión de la estructura y se evalúa las posibilidades de incluir en la envolvente nuevos accesos de iluminación natural para así 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 (Figura 3). A través de Ecotect, se confirman niveles de luminosidad aceptables.

Practicada la adecuación en la envolvente para liberar el acoplamiento de PVs, se analiza la adaptabilidad geométrica de los mismos. Las placas de sílice utilizadas son de sesenta celdas, uno de los productos más habituales en el mercado, cuya dimensión es de 1,65 m X 0,95m (Cinnamon, 2017b). Al desplegarse los PVs, se dimensiona una posible área de cobertura y captación PV de 48.241,35 m² (Tabla 2).

SUPERFICIE PV INSTALADA ACORDE A INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN (m²)

Orientación (Norte =0°)	215°		124°		34°		22°					112°					202°					292°				304°																												
Inclinación (°)	18	14	18	9	18	14	15	17	9	10	12	11	21	15	13	11	16	15	9	17	12	10	6	15	11	13	18																											
Área (m ²)	4.432,2		929,6		1.100,8		318,9		3.949,3		1.532,4		2.044,5		860,9		351,4		1.873,6		556,2		715,6		139,1		4.545,8		1.922,4		1.024,7		1.147,4		3.658,9		2.111,6		993,1		794,7		2.040,4		729,4		5.553,4		244,4		2.988,6		1.682,2	

Tabla 2. Superficie PV disponible. Fuente: Elaboración de los autores.

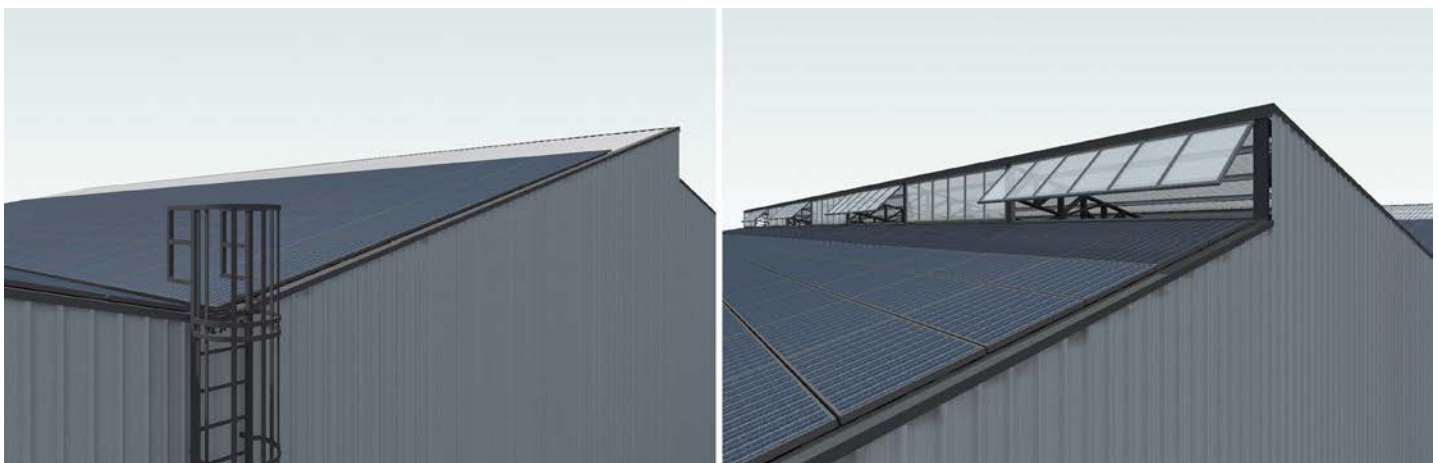


Figura 4. Fotomontaje de PVs en techumbre de industria analizada. Fuente: Elaboración de los autores.

Figura 5. PV en techumbres, detalle de ventoleras de ventilación y accesos para mantenimiento. Fuente: Elaboración de los autores.

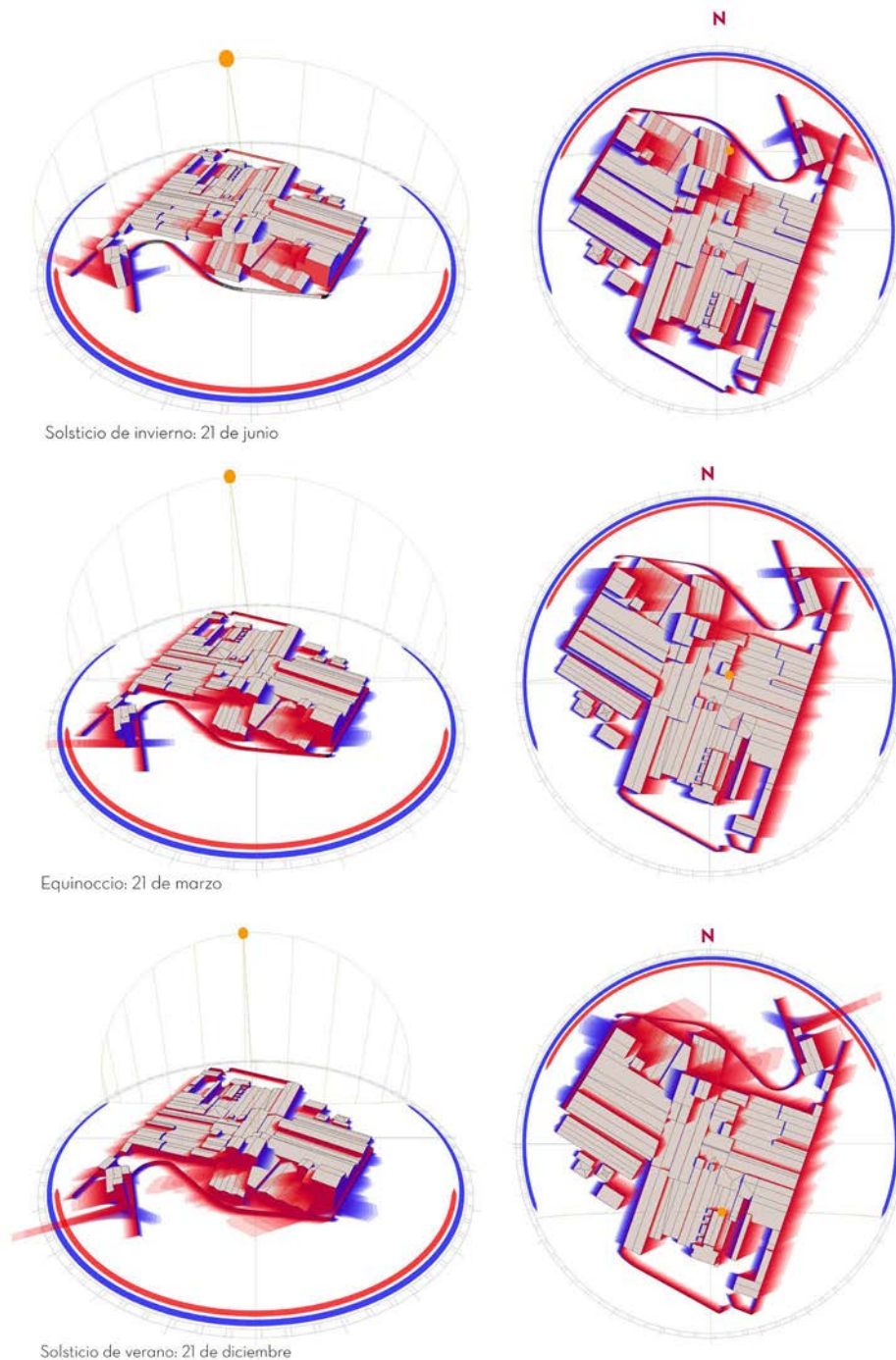


Figura 6. Simulaciones de sombreado en días de solsticio y equinoccio. Fuente: Elaboración de los autores.

En el mercado son cada vez más recurrentes las placas para integración arquitectónica (productos que cumplen doble función: generación y envolvente) (Kaan y Reijenga, 2004; Farkas, 2013), no obstante son productos nuevos y debería replantearse la totalidad de la subestructura existente para integrarlas. Las placas típicas superpuestas son económicas, además cumplirían la función de “fachada ventilada” sobre los techos, lo que hace posible, dado el efecto convectivo entre envolvente y placas, reducir el

sobrecalentamiento interior de las edificaciones y ventilar los PV, efecto requerido para mejorar su eficiencia (Biyik et al., 2017) (Figuras 4 y 5).

SIMULACIÓN Y CAPACIDAD DE GENERACIÓN PV.

Una vez desplegados los PV, se realizan simulaciones en Ecotect® en días extremos de solsticio y equinoccio para determinar niveles de sombras y reducción en radiación

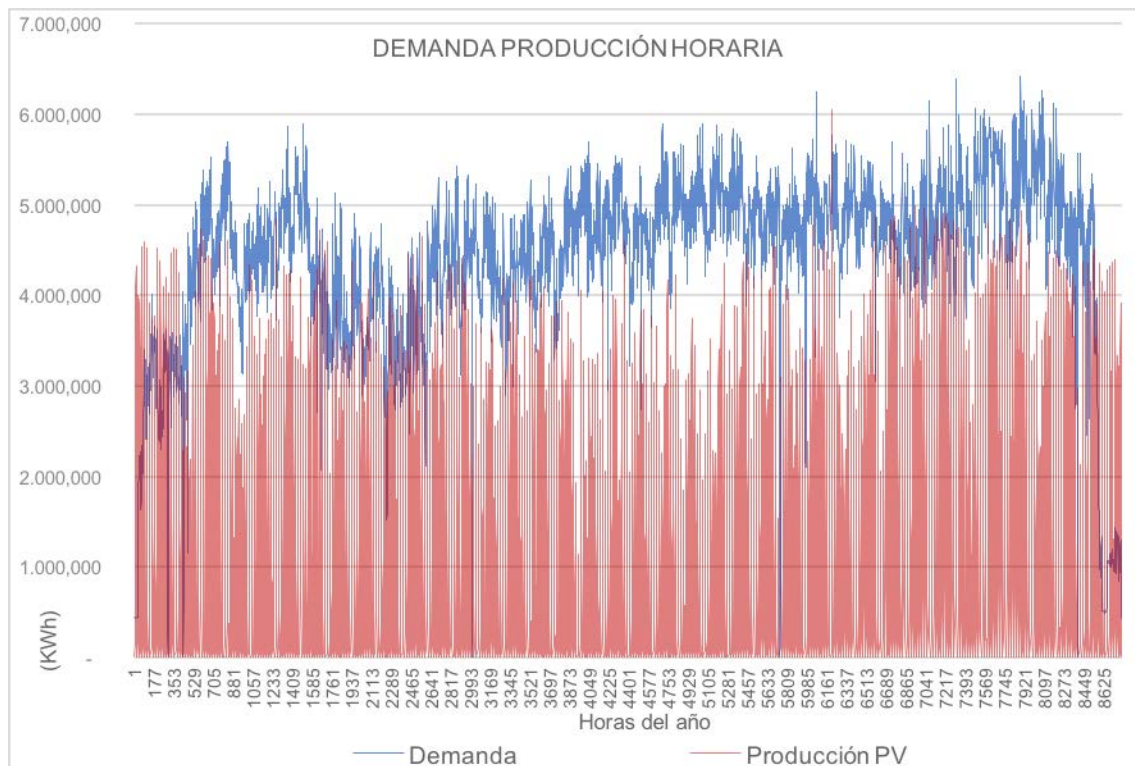


Figura 7. Comparación producción PV demanda eléctrica horaria. Fuente: Elaboración de los autores.

para producción PV. Los porcentajes de sombra acorde a horas de producción sirven para determinar al rendimiento PV. Como resultado, en medición anual, menos del 10 % de la superficie se ve afectada (Figura 6).

Se dispone, gracias a un estudio previo, de un modelo de simulación y archivo climático para software SAM® (NREL 2018), validado localmente para rendimiento de placas de sílice monocristalino. En aquel estudio se obtuvo un rendimiento fotovoltaico de probetas dispuestas en distintas orientaciones e inclinaciones características de techumbre, que se comparó con rendimientos locales (Izquierdo y Pacheco, 2017). El modelo presenta una fiabilidad, con un Coeficiente de determinación (R^2), de 0,996 y una raíz de error cuadrático medio (NRMSE) de 8,16 %, que es una magnitud bastante apropiada para simulaciones PV (Al Riza, Ul Haq Gilani y Aris Bin 2010). En consecuencia, este modelo se aplica para determinar el rendimiento posible bajo las orientaciones e inclinaciones existentes en la planta industrial.

Con la superficie fotovoltaica determinada y acorde a inclinación y orientación de los distintos faldones, se obtiene un rendimiento factible en margen horario. La curva de producción basada en la radiación del año 2016, se superpone a la de demanda registrada en el mismo año y se visualiza la capacidad de

abastecimiento eléctrico potencialmente alcanzable (Figura 7). De la imagen se infiere que las demandas superan casi siempre a la producción; no obstante, 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 efectivamente rebasa el consumo en horas cercanas al medio día. Se observa, además, que desde la hora 6700 en adelante hasta fin de año, las producciones son sustanciales por incremento en irradiación y menores niveles de nubosidad, concordante con las características climáticas locales. Bajo este escenario son pocas las horas de sobreproducción, aunque en el gráfico se indica que pueden sobrepasar los 3000 kWh en hora de alta producción y demanda reducida (considerando solamente el período de consumo industrial). Complementariamente a la conexión para venta a red, en varias industrias es recurrente compaginar la instalación PV con almacenamiento eléctrico considerando la evolución reciente de las baterías de litio; tecnología que experimenta una dramática reducción de precio y que permite mantener las funciones básicas de una industria durante los cortes eléctricos. Además su implementación, también permite reducir la venta de sobreproducción (Cinnamon, 2017a). En la Figura 8 se expresa el consolidado de demanda-producción energética mensual, en el que se evidencia, en energía neta, el

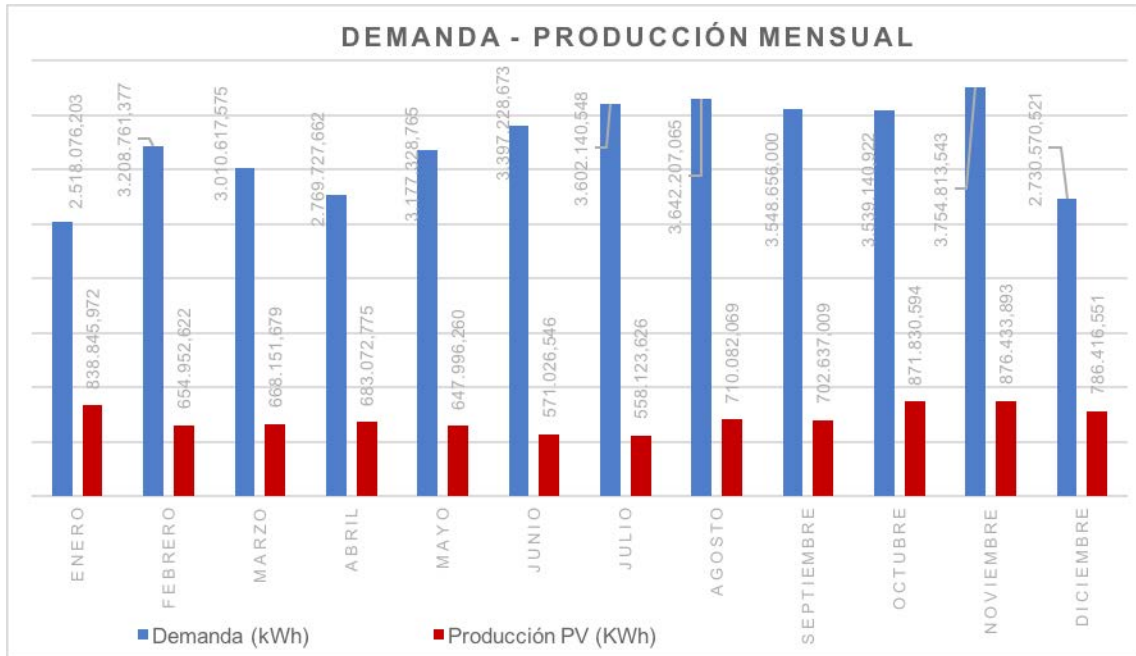


Figura 8. Comparación producción PV demanda eléctrica mensual. Fuente: Elaboración de los autores.

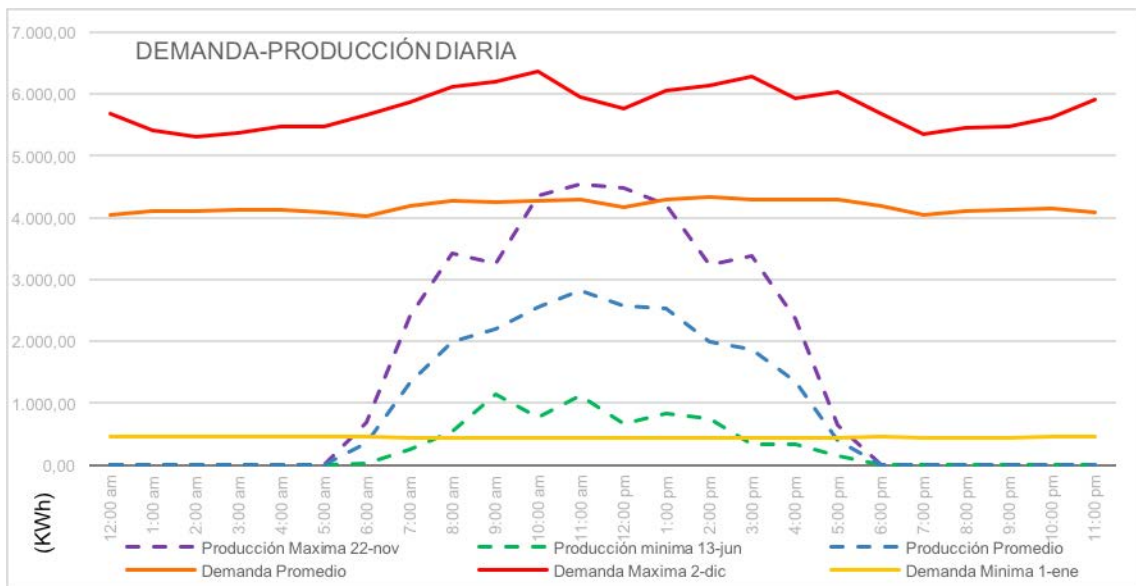


Figura 9. Curva horaria de producción PV de días de máximo, mínimo y promedio frente a demanda promedio. Fuente: Elaboración de los autores.

desbalance existente frente a demandas, a pesar de la gran superficie fotovoltaica supuesta. Superar los 48000 m² de superficie PV implica un margen de ocupación de 90,4% de techumbre existente; la superficie remanente es resultado de las franjas de accesibilidad de luz y remanentes por ocupación geométrica.

Adicionalmente, se analizan curvas de producción-consumo en días característicos y extremos acorde a producción y consumo. En la Figura 9 se observa la producción frente a demanda eléctrica detectados en 2016, es decir, los días de mínima irradiación (13 de junio y de máxima, el 22 de noviembre), frente a las curvas de consumo horario máximo (2 de diciembre) y el de mínimo (1 de enero). En esta, también se grafica el consumo y producción promedios. Es apreciable en esta comparación, que bajo producción-demanda promedio en la hora de máxima generación existe un déficit de más de 1200 kWh en promedio. El día de máxima producción (22 de noviembre) se generaría 36.978 kWh día, lo cual implica comparado con la demanda mínima registrada (10.645 kWh) que los excedentes potenciales máximos que se podrían alcanzar de coincidir condiciones extremas, son de más de 25 MWh en un día. Asimismo, se advirtió que la producción del día de máxima irradiación produciría 5,3 veces más que el día de mínima irradiación.

ANÁLISIS DE ESCENARIOS FINANCIEROS.

Considerando los costos referenciales a nivel nacional de insumos (270 USD placa de 60 celdas frente a 144 USD ofertados por exportadoras Chinas) -situación consecuente con la baja demanda en el país (economía de escala)-, como también aranceles a importaciones, un reciente estudio local determinó un sobreprecio de alrededor de 78% en sistemas instalados (Izquierdo y Pacheco, 2017). De esa forma, se realiza aquí un análisis que toma como referencia los precios del mencionado estudio y se estima los costos, además de los de instalación y soportes típicos a gran escala. Igualmente, es necesario considerar el reemplazo de inversores en un período de 12 años (un recambio), por su vida útil, y gastos de mantenimiento y limpieza (Electric Power Research Institute, 2015)

Para la comparación de factibilidad financiera, se toma el costo actual de kWh subsidiado por el gobierno, es cual es de \$0,086 USD; frente a ello es necesario considerar que el precio real de la electricidad comercializada debería estar alrededor de \$0,162 USD (CELEC, 2014). Otro dato es la tasa de interés pasiva bancaria, que en la actualidad está en 4,99 % y que no presenta mucha variabilidad por ser Ecuador un país dolarizado y sin expectativa de cambio eminente. Bajo estos criterios se analizan cuatro escenarios. En todos ellos se considera el precio eléctrico, la tasa de interés, así como de costos de inversores eléctricos

todos ellos con precio constante (escenario pesimista, ya que la tendencia es reducción de precios en los equipos e incremento del costo de producción eléctrico). Así, los resultados son los siguientes:

- En el primer escenario se asumen las condiciones actuales, es decir, con precios ofertados localmente la instalación de 29.238 placas de sílice de sesenta celdas (48242 m² de PVs). Se considera además el mantenimiento de las instalación durante 25 años, todo ello lleva a un costo de alrededor de los \$11.501.268,00 USD. Se calcula que el ahorro anual para la industria, dejaría de pagar a la comercializadora eléctrica \$711.274,23 USD al año. Si se considera el precio actual de la electricidad subsidiada y que no ha variado desde 2009, el Valor Actual Neto resultante es negativo (-\$1.456.488,82 USD), con una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 3,7 %, inferior al interés pasivo, por lo que la inversión no es rentable.
- Si se modifica el escenario suponiendo es factible adquirir el equipamiento (placas e inversores solamente) a precio internacional, el precio de la instalación y mantenimiento se reduce a \$7.501.921,48 USD. Con ello el VAN sería positivo (\$2.542.863,64 USD) y el TIR resulta superior al interés pasivo (8,1 %), por lo que la inversión adquiere interés.
- En tercera instancia, se considera el retiro de los subsidios a la electricidad y esta se compra a precio de mercado que ahora se estima alrededor \$0,162 USD el kWh; por tanto, el ahorro en pagos a la empresa distribuidora al año sería de 1.388.270,18 USD. Si se adquiere los equipos a valor actualmente ofertado en el país, el VAN también resultaría positivo (\$ 8.104.216, 21 USD) y el TIR, en consecuencia, es más ventajoso que los dos escenarios anteriores, alcanzando un 11,2%. En este supuesto la inversión estaría cubierta en su totalidad en menos de nueve años, quedando 16 años de producción eléctrica de la instalación como ganancia.
- El cuarto escenario, acaso la situación óptima, contempla el retiro de subsidios a la electricidad y la instalación PV a precio internacional. Desde esta perspectiva, el VAN de la inversión se estima en \$12.103.562,73 USD (superior a la propia inversión) y el TIR se vuelve muy conveniente, 18,2 %, es decir, con amortización a un poco más de cinco años, y por ello se trataría de una rentabilidad muy alta.

DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES

El contexto de este estudio está dado por un caso extremo de industria de tamaño significativo, considerando el ámbito urbano de emplazamiento; ello se magnifica tanto por el consumo y por el potencial solar. Con casi cinco hectáreas de producción PV, se alcanza a cubrir solamente un 22% de demanda eléctrica. Sin embargo, la producción anual de 8.569.569,6 kWh es muy relevante, significando esta, el consumo promedio residencial de 17.328 cuencanos. Frente al consumo total urbano de Cuenca, se abastecería el 2% de la demanda eléctrica de la ciudad, proporción comparable con la producción de eléctrica de la central Pichacay, que utiliza el biogás proveniente del relleno sanitario de la ciudad en Cuenca (Barragán, Arias y Terrados, 2016). Comparado a los ejemplos internacionales mostrados en la Tabla 1, casi triplica la producción energética del más alto de los casos de estudio referenciales, consecuencia de la dimensión de la infraestructura construida y de los altos niveles de irradiación.

Un breve análisis de rentabilidad permite observar algunos aspectos interesantes. Bajo las condiciones actuales, ciertamente la inversión no es atractiva, pero esto es consecuencia de actuales políticas estatales, como condiciones negativas para las importaciones y limitaciones de mercado. Se trata de emprendimientos no habituales con pocas empresas disponibles ofertando este tipo de instalaciones y aún con reducida competencia. Frente a ello, la electricidad es subsidiada a mitad de costo del real. Ello supone que el TIR se estima en apenas el 3,7%, inferior al interés pasivo y por ello no rentable. Si bien estas políticas proporcionan accesibilidad al recurso energético, no generan una condición ideal, ya que una menor proporción de estos recursos se destinan a los quintiles más bajos. De hecho, este constituye precisamente un tema de análisis que hoy enfrenta el país: se consumen considerables recursos públicos para el mantenimiento de estos subsidios, evidentemente mal focalizados (Creamer y Becerra, 2016). Con la potencial eliminación del mencionado subsidio, y con políticas para promover la importación que permitiese adquirir equipos a precio internacional tanto placas como inversores, se torna en una inversión muy rentable, la cual se pagaría en menos de cinco años respecto de veinticinco de usufructo. Si se elimina solamente el subsidio o se logra alcanzar precios internacionales en la instalación PV, se vuelve, en ambos casos, una inversión ventajosa respecto al interés pasivo, pero no del todo atractiva, ya que la rentabilidad no es alta y otros emprendimientos pueden resultar más interesantes. Complementariamente, existirían otros aspectos socialmente positivos como la generación de puestos de trabajo e independencia energética parcial,

como se mencionó al inicio de este artículo. Además, el retiro de subsidios y de barreras de importación conllevaría al natural surgimiento del sector y mayor reducción de costos en procesos de instalación. Si bien los resultados presentados responden a los precios actuales, se prevé que potencialmente se tornarían más atractivos, de mantenerse las tendencias de reducción de costos -desde el 2010 los precios PV han disminuido entre el 200% y 500%-, dependiendo del contexto e irradiación (IRENA, 2017). Sin duda, la revisión de políticas de subsidios energéticos tiene ahora una alternativa en la tecnología PV, por lo menos en relación a la parte eléctrica, y en futuro próximo, incluso, se pronostica como posibilidad para suplir demandas de combustibles con electricidad. Es, en efecto, una opción para países latinoamericanos como Argentina, Bolivia, Venezuela, además de Ecuador, que se ven sometidos a un exigente gasto público para subsidiar los energéticos (Navajas, 2015).

En cuanto a aceptabilidad social, arquitectónicamente estas tipologías de edificaciones no tienen valor significativo; por el contrario, el hecho de mostrar los PV en la techumbre denota preocupación ambiental, acaso mejorando el grado de aceptación a la marca y la empresa. En este sentido, difundir la autogeneración de energía y la reducción de emanaciones contaminantes, constituiría una excelente forma de publicidad para la industria que adopta la tecnología PV.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo es parte del proyecto "Abastecimiento energético renovable desde recursos endógenos, en ciudades de países en vías de desarrollo, en el marco del metabolismo urbano. Caso de Estudio Cuenca, Ecuador". Financiado por la Dirección de Investigación de la Universidad de Cuenca (DIUC) y del Centro de Investigación de la Facultad de Arquitectura (CINA) de la Universidad de Cuenca.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AL RIZA, Dimas; UL HAQ GILANI, Syed Ihtsham y ARIS BIN, Mohd. 2010. Measurement and Simulation of Standalone Solar PV System for Residential Lighting in Malaysia. En: *EFEEA'10 International Symposium on Environment Friendly Energies in Electrical Applications* (Ghardaia, Algeria, 2 a 4 de noviembre de 2010) [en línea]. Gardena: EFEEA'10, 2010, pp 1-6. [Consultado 4 febrero 2018]. Disponible en: 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.

BARRAGÁN, Antonio; ARIAS, Pablo y TERRADOS, Julio. Fomento del metabolismo energético circular mediante generación eléctrica proveniente de rellenos sanitarios: Estudio de caso, Cuenca, Ecuador. Promoting Circular Energy

Metabolisms through Electricity Generation from Landfills: Case study. *INGENIUS: Revista de Ciencia y Tecnología* [en línea], 2016, vol. 16, pp. 36-42. DOI [/doi.org/10.17163/ings.n16.2016.05](https://doi.org/10.17163/ings.n16.2016.05).

BARRAGÁN, Antonio; TERRADOS, Julio; ZALAMEA, Esteban y ARIAS, Pablo. Electricity production using renewable resources in urban centres. *Proceedings of the Institution of Civil Engineers - Energy* [en línea], 2018, vol. 171, n.º 1, pp. 12-25. DOI [10.1680/jener.17.00003](https://doi.org/10.1680/jener.17.00003).

BIYIK, Emrah; ARAZ, Mustafa; HEPBASLI, Arif; SHAHRESTANI, Mehdi; YAO, Runming; SHAO, Li; ESSAH, Emmanuel; OLIVEIRA, Armando; DEL CAÑO, Teodosio; RICO, Elena; LECHÓN, Juan Luis; ANDRADE, Luisa; MENDES, Adélio y ATLI, Yusuf. A key review of building integrated photovoltaic (BIPV) systems. *Engineering Science and Technology, an International Journal* [en línea], 2017, vol. 20, n.º 3, pp. 833-858. DOI [10.1016/j.jestch.2017.01.009](https://doi.org/10.1016/j.jestch.2017.01.009).

BRINKS, Pascal; KORNADT, Oliver y OLY, Rene. Development of concepts for cost-optimal nearly zero-energy buildings for the industrial steel building sector. *Applied Energy* [en línea], 2016, vol. 173, pp. 343-354. DOI [10.1016/j.apenergy.2016.04.007](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.04.007).

CÁRDENAS, Luz y URIBE, Paula. Acceso solar a las edificaciones: El eslabón pendiente en la norma urbanística chilena sobre la actividad proyectual. *Revista de Urbanismo*, 2012, vol. 26, pp. 21-42.

CELEC. Vigente el mecanismo de subsidio eléctrico. Preguntas frecuentes [en línea], 2014. [Consultado 2 enero 2018]. Disponible en: <https://www.celec.gob.ec/termopichincha/index.php/noticias/vigente-el-mecanismo-para-subsidio-electrico>.

CINNAMON, Barry. The Economics of Commercial Energy Storage Systems [en línea]. Campbell, CA., 2017a. [Consultado 2 enero 2018]. Disponible en: <http://cinnamon.energy/economics-commercial-energy-storage-systems/>.

CINNAMON, Barry. Which solar panels are best? [en línea]. S.I., 2017b. [Consultado 2 enero 2018]. Disponible en: <https://soundcloud.com/cinnamonsolar/what-solar-panels-should-i-buy>.

CINNAMON, Barry. 21st Century Home Energy Efficiency [en línea]. San Diego, CA, 2018. [Consultado 2 enero 2018]. Disponible en: <https://cinnamon.energy/21st-century-home-energy-efficiency/>.

CLIMATEDATA-ORG. CLIMATE: CUENCA [en línea], 2018. [Consultado 2 enero 2018]. Disponible en: <https://es.climate-data.org/location/875185/>.

CONELC. Atlas solar del Ecuador. *Conelec* [en línea], pp. 1-51, 2008. [Consultado 2 enero 2018]. Disponible en: http://www.conelec.gob.ec/archivos_articulo/Atlas.pdf.

CREAMER, Bernardo y BECERRA, Rafaela. Cuantificación de los subsidios de derivados del petróleo a los hidrocarburos en el Ecuador. *Petróleo al día. Boletín Estadístico del Sector de Hidrocarburos* [en línea], 2016, vol. 2, pp. 9-26. [Consultado 3 enero 2018]. Disponible en: <http://www.observatorioenergiaminas.com/archivos/boletin/>

petroleoaldia02.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. Budgeting for solar PV plant operations & maintenance: practices and pricing [en línea]. S.I., 2015. [Consultado 2 enero 2018]. Disponible en: <http://prod.sandia.gov/techlib/access-control.cgi/2016/160649r.pdf>.

FARKAS, Klaudia. Designing photovoltaic systems for architectural integration. Criteria and guidelines for product and system developers [en línea]. San Francisco, 2013. [Consultado 2 enero 2018]. Disponible en: <http://task41.iea-shc.org/data/sites/1/publications/task41A3-2-Designing-Photovoltaic-Systems-for-Architectural-Integration.pdf>.

IRENA. *REthinking Energy* [en línea]. S.I.: IRENA, 2017. [Consultado 2 enero 2018]. Disponible en: file:///Users/estebanzalamea/Desktop/IRENA_REthinking_Energy_2017.pdf.

IZQUIERDO, Ismael y PACHECO, Gustavo. *Evaluación de la eficiencia de paneles solares como sistema de captación de energía para edificaciones del área urbana de Cuenca* [en línea]. S.I.: Universidad de Cuenca, 2017. [Consultado 2 enero 2018]. Disponible en: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/27386>.

JARAMILLO, Christian. *Estudio de metabolismo urbano en la ciudad de Cuenca* [en línea]. S.I.: Universidad Politécnica Salesiana, 2017. [Consultado 2 enero 2018]. Disponible en: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/14260/1/UPS-CT007009.pdf>.

KAAN, Henk y REIJENGA, Tjerk. Photovoltaics in an architectural context. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* [en línea], 2004, vol. 12, n.º 6, pp. 395-408. DOI [10.1002/pip.554](https://doi.org/10.1002/pip.554).

KALOGIROU, Soteris. Solar thermal collectors and applications. *Progress in Energy and Combustion Science* [en línea], 2004, vol. 30, pp. 231-295. DOI [10.1016/j.pecs.2004.02.001](https://doi.org/10.1016/j.pecs.2004.02.001).

KAMPELIS, N., GOBAKIS, K., VAGIAS, V., KOLOKOTSA, D., STANDARDI, L., ISIDORI, D., CRISTALLI, C., MONTAGNINO, F.M., PAREDES, F., MURATORE, P., VENEZIA, L., DRACOU, K., MONTENON, A., PYRGOU, A., KARLESSI, T. y SANTAMOURIS, M. Evaluation of the performance gap in industrial, residential & tertiary near-Zero energy buildings. *Energy and Buildings* [en línea], 2017, vol. 148, pp. 58-73. DOI [10.1016/j.enbuild.2017.03.057](https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2017.03.057).

MIKKOLA, Jani; SALPAKARI, Jyri; YPYÄ, Jo y LUND, Peter. Increasing the Solar Share through Smart Matching of PV, Load and Energy Infrastructure in Urban Context. En: *4th Solar Integration Workshop* (Berlín, 10-11 de noviembre de 2014). Berlín: Uta Betancourt y Thomas Akerman, 2014, pp. 47-83. [Consultado 2 enero 2018]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/273757873_Increasing_the_Solar_Share_through_Smart_Matching_of_PV_Load_and_Energy_Infrastructure_in_Urban_Context

NAVAJAS, Fernando. Subsidios a la energía, devaluación y precios [en línea]. S.I., 2015. [Consultado 2 enero 2018]. Disponible en: http://www.fiel.org/publicaciones/Documentos/DOC_TRAB_1431636145020.pdf.

NREL. System Advisor Model (SAM). *U.S. Department of Energy* [en línea], 2017. [Consultado 2 enero 2018]. Disponible en: <https://sam.nrel.gov>.

REN21. *Renewables 2017: global status report* [en línea]. S.I., 2017. [Consultado 2 enero 2018]. Disponible en: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17-8399_GSR_2017_Full_Report_0621_Opt.pdf<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.049><http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>.

SHUKLA, Akash Kumar; SUDHAKAR, K. y BARENDAR, Prashant. A comprehensive review on design of building integrated photovoltaic system. *Energy and Buildings* [en línea], 2016, vol. 128, pp. 99-110. DOI 10.1016/j.enbuild.2016.06.077.

WEGERTSEDER, Paulina; LUND, Peter; MIKKOLA, Jani y GARCÍA ALVARADO, Rodrigo. Combining solar resource mapping and energy system integration methods for realistic valuation of urban solar energy potential. *Solar Energy* [en línea], 2016, vol. 135, pp. 325-336. DOI 10.1016/j.solener.2016.05.061.