

Artículo

**Inversión privada en generación distribuida de energía solar fotovoltaica: evaluación integral mediante un modelo determinístico.**

**Un estudio de casos.**

**Private investment in distributed generation of photovoltaic solar energy: comprehensive evaluation using a deterministic model.  
A case study.**

**Alba Ramos Sanz\***

Instituto Regional de Planeamiento y Hábitat. Universidad Nacional de San Juan / CONICET

[aramossanz@fau.unsj.edu.ar](mailto:aramossanz@fau.unsj.edu.ar)

Fecha envío: 21 de julio 2020

Fecha de aceptación: 14 septiembre 2022

Fecha de publicación: febrero 2023

Disponible en: <https://doi.org/10.24215/24226483e107>



Esta obra está bajo una Licencia Creative Commons Atribución-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional

---

\* Arquitecta egresada de la Universidad Nacional de San Juan (FAUD-UNSJ; 2003); Doctora en Arquitectura egresada de la Universidad de Mendoza (FAUD-UM;2013); Magíster en Administración de Negocios (MBA) egresada de la Universidad Nacional de Cuyo (FCE-UNCuyo; 2020). Investigadora Cat. Asistente del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Tecnológicas (CONICET; 2016). Profesora Adjunta en la carrera de Arquitectura (FAUD-UNSJ) en las Cátedras de Metodología de la Investigación y de Arquitectura Bioclimática. <https://orcid.org/0000-0003-4069-4740>.

**Resumen:** Se presenta un análisis integral que persigue estimar el potencial de generación distribuida de energía solar fotovoltaica para un estudio de caso agroindustrial, aplicando un modelo matemático determinístico de celda solar de material policristalino sometido a las condiciones ambientales específicas de la zona de estudio. Una vez conocido el potencial de generación de energía solar fotovoltaica, se realiza la valuación económica financiera del proyecto. Para ello se definen las tasas de descuento mediante metodologías adecuadas para su empleo en el flujo de fondos del proyecto puro y del proyecto apalancado. Los resultados obtenidos indican tanto el potencial de generación solar fotovoltaica como el impacto de los condicionantes macroeconómicos que influyen en el análisis de rentabilidad del proyecto de inversión.

**Palabras clave:** energía solar, industria, costes, modelo matemático

**Abstract:** A comprehensive analysis is presented that seeks to estimate the distributed generation potential of photovoltaic solar energy for an agro-industrial case study, applying a deterministic mathematical model of a polycrystalline material solar cell subjected to the environmental conditions of solar irradiance and ambient temperature of the area of study. Once the potential for photovoltaic solar energy generation is known, the financial economic valuation of the project is carried out. For this, the discount rates are defined using appropriate methodologies for their use in the cash flow of the pure project and the leveraged project. The results obtained indicate both the potential of photovoltaic solar generation and the impact of the macroeconomic conditions that influence the profitability analysis of the investment project.

**Keywords:** solar energy, industry, cost analysis, mathematical model

## 1. Introducción

En Argentina el 93% de la Oferta Total de Energía Primaria (*OTEP*, MINEM; 2022) es producida con recursos propios, principalmente gas natural y petróleo, señalando una tendencia hacia la autonomía energética, marcada por fuerte producción nacional de energéticos no renovables. La fuente primaria más utilizada es el gas natural, del cual el país dispone en forma abundante, ubicándose en orden de jerarquía como el quinto país de América Latina con mayor disponibilidad de este recurso (OPEC; 2017). En efecto, el 45% de la oferta de energía secundaria nacional se compone de gas distribuido. A pesar de la constitución de su Matriz Energética, la Argentina se ubica (IEA; 2022) entre los países con menores emisiones de gases de efecto invernadero (GEI; promedio ponderado), alcanzando los 4,10 tnCO<sub>2eq</sub>/pers\*año, en línea con la media mundial, igual a 4,40 tnCO<sub>2eq</sub>/pers\*año. El Factor de Emisión para consumo dentro de los límites geopolíticos nacionales, en base a la Matriz Energética Nacional (2010), se estima en 0,50 tnCO<sub>2eq</sub>/MWh (Ministerio de Desarrollo Productivo; 2022). Este valor sirve como referencia para conocer el monto de emisiones GEI equivalentes en toneladas anuales originadas en el consumo energético de una unidad de energía, en este caso en MWh.

Desde el año 2016 hasta la actualidad, y con la interrupción en el período 2019-2021, se implementan políticas de quita de subsidios a los servicios tanto para los ciudadanos como para las industrias y demás sectores productivos, forzando hasta el año 2018 el cierre de al menos 7500 pequeñas y medianas empresas (PyMEs) (CGERA; 2020). En 2018 el escenario Macroeconómico y las condiciones propias del país conducen a un aumento del Tipo de Cambio nominal con una depreciación progresiva del peso argentino que aún en 2022 persiste. Este factor y la dolarización que denomina las tarifas, empujan los costos de producción en pesos, afectando seriamente la rentabilidad de las Pequeñas y Medianas Empresas de la Argentina. A pesar de este hecho, hasta el año 2018, la variación de los costos energéticos (AR\$; 1555%) supera la misma en dólares estadounidenses (USD\$; 512%; Ramos Sanz, A; 2020) encubriendo la devaluación de la moneda nacional, con lo cual mientras el industrial incrementa sus costos energéticos, el productor y distribuidor de los recursos energéticos no cubre los costos de producción (en dólares).

En paralelo, las estrategias que atienden a una combinada reducción de la demanda energética y de las emisiones GEI se encuentran limitadas a un contexto económico nacional desgastado. Las elevadas tasas de interés que caracterizan la economía local desincentivan la inversión privada, a pesar del impacto relativo de los costos energéticos en las industrias locales, los cuales comprenden entre un 20 y un 50% de los costos de producción, variando según la naturaleza del sector (Revista Petroquímica; 2018). Por otra parte, existe una presión normativa sobre las industrias, ya que las Normas ISO 51000 (Secretaría de Energía y Minería de la Nación; 2022) aunque inicialmente son de aplicación voluntaria, tenderán a la obligatoriedad en el tiempo. En la actualidad, el gobierno nacional se encuentra nuevamente en el camino de la reducción de subsidios a las tarifas de energía eléctrica, agua y gas natural, así como promueve simultáneamente un aumento en los precios de los combustibles empleados para transporte automotor. Esta tendencia se encuentra en línea con la actualidad internacional, en la cual los eventos sucedidos en el año 2022 conducen a la Eurozona a una de las crisis energéticas más importante de los últimos cuarenta años.

En el sector industrial una de las estrategias conducentes a reducir los costos energéticos la constituye la generación de energía solar fotovoltaica. Existen diversas tecnologías de paneles fotovoltaicos, constituidos por un conjunto o arreglo de celdas solares, las cuales pueden ser de material monocristalino, policristalino, cobre, cadmio, silicio amorfo y otras de alto rendimiento (Granda Gutiérrez, E. et al; 2013). La célula solar, celda solar, fotocélula o unidad fotovoltaica es un dispositivo electrónico compuesto por capas que permite transformar la energía luminosa que proviene del sol en forma de ondas electromagnéticas de diferentes frecuencias (luz visible, infrarroja y ultravioleta) en energía eléctrica (flujo de electrones) gracias al efecto fotoeléctrico (Sánchez Fraile, M; 2019). Este efecto se da cuando sobre un objeto incide una radiación electromagnética que desencadena una emisión de electrones por parte de dicho material. Con la finalidad de predecir el comportamiento de la celda solar en la generación de energía solar fotovoltaica, a partir de variables independientes como la temperatura ambiente y la irradiancia solar, se han desarrollado modelos matemáticos determinísticos y estocásticos.

Los modelos mencionados se fundan en las mismas leyes y expresiones matemáticas, pero se los complementa con conocimientos de la estadística, la probabilidad y el empleo de lenguajes de programación.

**Tabla 1:** Antecedentes de modelos de estimación de la inversión en generación de energía solar fotovoltaica

Modelo	Desarrollador	Descripción
<i>Cost of Renewable Energy Spreadsheet Tool (CREST)</i>	<i>National Renewable Energy Laboratory (NREL)</i>	Incorpora costos duros, blandos, términos de financiamiento, salidas de costos energéticos y flujo de caja.
<i>System Advisor Model (SAM)</i>	<i>National Renewable Energy Laboratory (NREL)</i>	Modelos técnicos integrados con modelos financieros.
<i>PVsyst</i>	<i>PVsyst: Photovoltaic Software</i>	Combina datos del proyecto solar con datos meteorológicos del sitio, con datos económicos para estimar la viabilidad técnica y el diseño del proyecto solar.
<i>PV*SOL</i>	<i>Valentin Software</i>	Realiza análisis de sombras en 3D, datos de generación de energía solar y análisis económico.

**Fuente:** Elaboración propia en base a Syal, M; y MacDonald, E. (2020).

Sin embargo, como se menciona anteriormente, algunos estudios de generación de energía solar comprenden hasta los resultados de la simulación fotovoltaica, y sobre ésta llevan a cabo conclusiones relativas a la generación de energía sin contemplar sus costos, o bien se extienden a análisis financieros simplificados como el período de retorno simple. Este tipo de análisis financiero no aborda la realidad de la coyuntura económica de una región: tasas de interés, inflación y riesgo de mercado, entre otras.

Dichas variables hacen posible o anulan las inversiones en generación de energía solar fotovoltaica: sin esta noción, resulta insuficiente para el industrial determinar las factibilidades a partir del conocimiento de los costos y la rentabilidad aproximada de invertir en generación de energía solar. En este escenario, se presenta como una necesidad la ejecución de un balance entre las inversiones en proyectos de generación de energía solar fotovoltaica y sus retornos en el tiempo, a fin de determinar el potencial de aplicación de estos en el presente. Los antecedentes de modelos matemáticos construidos que integran una estimación de los costos de inversión y la generación potencial de energía solar fotovoltaica se citan en Tabla 1. Estos softwares y herramientas no incluyen aquellas que se enfocan exclusivamente en los aspectos técnicos de la generación de energía solar, los cuales son abundantes entre los antecedentes. Los casos citados en la tabla presentan un enfoque integrador de los aspectos socio-técnicos que tienen incidencia sobre la viabilidad de los proyectos de generación solar fotovoltaica.

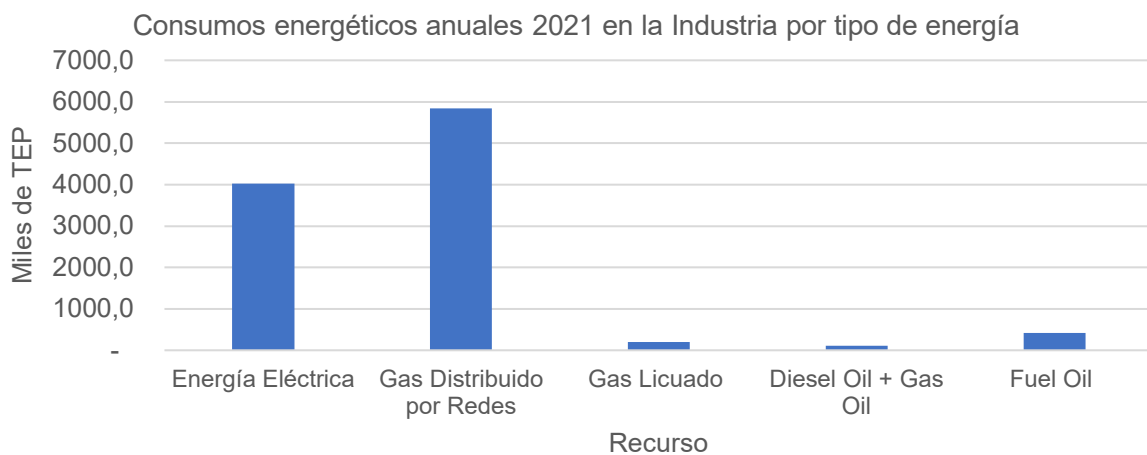
## **2. Metodología**

Se presenta una investigación cuali-cuantitativa en la cual se analiza en profundidad un Estudio de Caso de la agroindustria representativa de la provincia de San Juan y de la región de Cuyo. Se selecciona el caso por su acceso a la información y se realiza un trabajo de campo en el mismo a fin de recoger datos previamente especificados. El objetivo de la investigación persigue detectar las variables críticas vinculadas a la generación de energía solar fotovoltaica para cubrir la demanda energética de la agroindustria considerada, desde el enfoque costo-beneficio de la inversión requerida. En una etapa experimental de la investigación se aplica un modelo matemático determinístico de generación solar fotovoltaica, desarrollado como parte del proceso de investigación. Este modelo permite introducir datos del sitio y de la tecnología considerada (por ej. Tipo de material policristalino, monocristalino, etc.) y obtener datos de generación solar fotovoltaica para tres instancias anuales: elevada ( $800\text{W}/\text{m}^2$ ), media ( $600\text{W}/\text{m}^2$ ) y baja ( $400\text{W}/\text{m}^2$ ) irradiancia solar sobre plano horizontal. Con este modelo es factible detectar las variables independientes que presentan mayor incidencia en la generación de energía solar fotovoltaica durante un año típico.

## 2.1. Auditoría Energética del Caso de Estudio

La industria nacional se nutre principalmente del 20% de las fuentes de energía secundaria, destacándose dentro de este porcentaje el empleo de eléctrica (38%) y gas natural distribuido por redes (55%) y otros consumos menores (7%) que comprenden el gas licuado, el diesel o gas oil y el fuel oil. Estas proporciones varían dentro de cada tipo de industria, siendo algunas más energéticamente intensivas que otras.

**Figura 1.** Gráfico de barras de consumo energético en el sector industrial por tipo de recurso



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Ministerio de Energía y Minería de la Nación (MINEM; 2022).

Se lleva a cabo una auditoría energética a una empresa vitivinícola de la provincia de San Juan. Dicha empresa dispone de 247 hectáreas de superficie productiva cultivada con vid y se especializa en la elaboración de vinos, pasas de uva y uva para consumo en fresco. Las propiedades de la empresa se asientan al sureste de la provincia, en una zona de considerable aridez, sin provisión de agua para riego por canales. Este factor es determinante para la infraestructura de la industria ya que la misma debe efectuar extracciones de agua subterránea a más de 100 metros de profundidad, mediante el empleo de bombas.

Se identifica el número y población de equipos en cada sector de la industria: bodega, frigorífico y galpón de empaque. Con estos datos de potencia y horas de uso se determina la demanda energética en las actividades productivas. Los resultados de dicha estimación señalan una concentración de más del 90% de la energía utilizada en riego agrícola.

Esta empresa se alimenta del sistema eléctrico con exclusividad, utilizando diesel y fuel oil para cubrir demandas por parte de algunas maquinarias empleadas en el laboreo mecánico de la tierra cultivada.

En Tabla 2 puede observarse las características de la población de bombas que asisten al sistema de riego, sectorizadas en tres polos: Finca N°1 (F1), Finca N°2 (F2) y Finca N°3 (F3). Se destaca un empleo intensivo de las bombas, la mayoría de las cuales trabajan en promedio 14 horas diarias, aun cuando se trate de un sistema de eficiente como lo es el riego por goteo. También se observan los costos energéticos al mes de mayo de 2020 (Energía San Juan, 2020) que supone cada equipo por año de funcionamiento y cuya moneda se expresa en dólares estadounidenses (USD\$; 2020).

**Tabla 2:** Datos de potencia y energía de los equipos involucrados en el sistema de riego, obtenidos mediante el relevamiento in situ.

Bombas Sistema de Riego Agua Subterránea						
Finca	Potencia nominal			Energía		
	(u)	HP	(kW)	Uso (hs/año)	Demanda (kWh/año)	Costo (USD\$/año)
N°1	1	73.87	55.13	6.000	330.780	\$ 10.585
	1	73.87	55.13	5.000	275.650	\$ 8.821
	1	73.87	55.13	5.000	275.650	\$8.821
	2	24.63	18.38	4.000	73.520	\$2.353
	3	14.78	11.03	3.000	33.090	\$1.059
	Subtotal	261.032	194.8	23.000	988.690	\$31.638
N°2	1	98.49	73.50	6.000	441.000	\$14.112
	1	29.55	22.05	5.000	110.250	\$3.528
	Subtotal	128.037	95.55	11.000	551.250	\$17.640
N°3	1	39.40	29.40	5.000	147.000	\$4.704
	Subtotal	39.40	29.40	5.000	147.000	\$4.704
Total		428.47	319.75	39.000	1.686.940	\$53.982

**Fuente:** Elaboración propia en base a datos de relevamiento.

En la Tabla 2 se indican los costos de energía incluyendo impuestos, los cuales varían según la jurisdicción incrementando en este caso los precios de la energía en un 40%. En riego agrícola existen otros costos energéticos adicionales tales como el denominado *cargo fijo*, el cual se cobra como medio de garantizar el suministro, aun no existiendo consumo. Así también se factura un cargo potencia contratada, y se penaliza al usuario si esa demanda se ve superada. A partir de estas consideraciones, puede estimarse que la empresa requiere de un monto

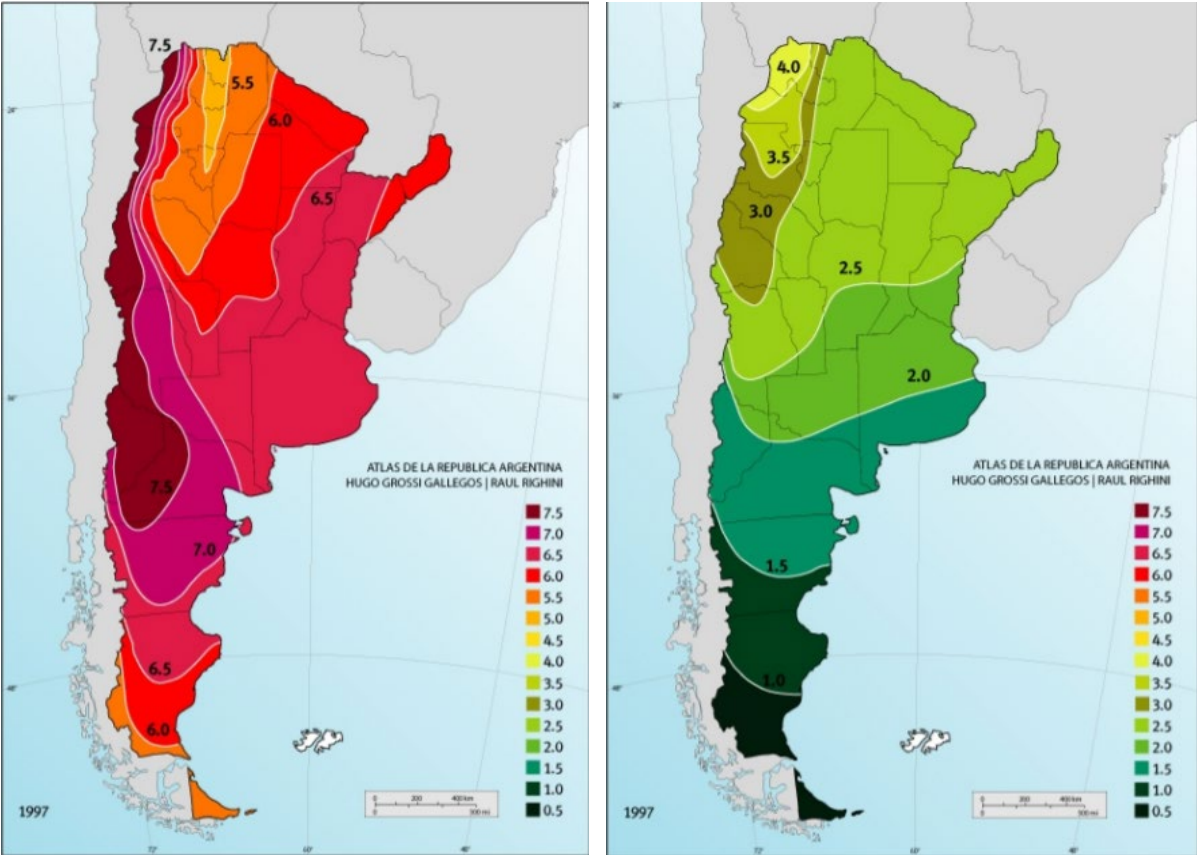


A partir de estas consideraciones, puede estimarse que la empresa requiere de un monto igual a USD\$53.982/año para cubrir costos energéticos en riego agrícola, incluyendo impuestos y recargos.

### 2.2. Recurso Solar

La superficie de la Provincia de San Juan, se encuentra atravesada por cuatro Isolíneas de Irradiación Solar Global diaria sobre plano horizontal (Figura 2) que van desde 7.5 kWh/m<sup>2</sup> día hasta 6.5 kWh/m<sup>2</sup> día para el mes de enero y entre 3 kWh/m<sup>2</sup> día y 2.5 kWh/m<sup>2</sup> día en el mes de junio (Grossi Gallegos, H; Righini, R; 2007; Navntoft, C; Cristófalo, M; 2019).

**Figura 2.:** Curvas de Irradiación solar diaria (kWh/m<sup>2</sup> día) representadas en el Atlas de la energía solar de la República Argentina para los meses de enero y julio.



**Fuente:** Atlas de energía solar de la República Argentina (Grossi Gallegos, H; Righini, R; 2007)

Estas áreas de irradiación solar diaria indican una heliofanía efectiva de entre 8 y 9 horas diarias en el mes de enero y de entre 4 y 6 horas diarias de sol en el mes de junio. El recurso solar disponible llega a la superficie terrestre y la eficacia de su captación se halla en función de la perpendicularidad de los rayos solares respecto del plano de inclinación de la celda fotovoltaica. Por supuesto que esta perpendicularidad varía a lo largo del año, suponiendo celdas solares incorporadas a una estructura de panel fijo. Considerando este factor durante los meses cálidos se demanda mayor número de horas de uso de las bombas para riego y en consecuencia los paneles debieran ofrecer una inclinación igual a  $10.86^\circ$  respecto del plano horizontal. No obstante, en el presente trabajo no se expone el efecto de la inclinación de la celda, sino que se supone que el ángulo de incidencia es el óptimo -perpendicular- todo el año, planteando un pleno aprovechamiento del recurso solar.

### **2.3. Modelo matemático de celda solar fotovoltaica**

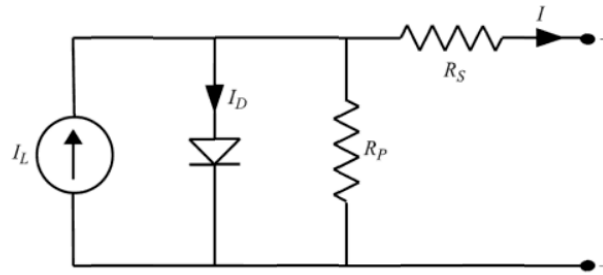
Los paneles fotovoltaicos son arreglos de unidades más pequeñas denominadas celdas solares, conectadas entre sí en paralelo o en serie, según se desee incrementar potencia o tensión, respectivamente. El modelo matemático de celda solar fotovoltaica para el grado de precisión deseado se trabaja mediante un modelo matemático de diodo ideal, con un modelo que integra la resistencia en serie y además la resistencia en paralelo, aproximándose al funcionamiento real de la celda solar fotovoltaica (Ver Figura 3; Perpiñán, L; Colmenar Santos, A; Castro Gil, M; 2012). Este modelo consiste en un diodo único como dispositivo, que comprende las resistencias, tanto en serie ( $R_s$ ) como en paralelo ( $R_p$ ). La resistencia en serie  $R_s$  representa la pérdida de corriente por contacto entre los materiales semiconductores y su estructura metálica, así como también las pérdidas en el mismo material. La resistencia en paralelo  $R_p$  representa la pérdida originada en los bornes de la célula.

Dada la naturaleza no estocástica del modelo, los datos de entrada no incluyen la aleatoriedad ni la incertidumbre de la irradiancia solar ni de la temperatura. Este enfoque determinístico persigue proporcionar una primera aproximación al potencial energético, ambiental y económico de utilización el recurso solar en el

caso de estudio del riego agrícola. En este sentido, el número de variables a integrar en el trabajo justifica la utilización de un modelo de celda solar simple.

En el presente modelo matemático de celda solar se supone la tecnología más abundante y accesible, disponible en el mercado local, la celda de material policristalino, cuya eficiencia de conversión de referencia en laboratorio alcanza el 20,3% (Comisión Europea; 2008). Esta eficiencia normativa disminuye durante su utilización bajo condiciones ambientales no ideales. Por ejemplo, las condiciones de laboratorio bajo *Temperatura de operación nominal de la célula* (TONC) difieren de las *Condiciones estándar de medición* (CEM o STC). En el primer caso (TONC) se considera una irradiancia solar de  $800 \text{ W/m}^2$ , mientras que en el segundo (CEM) la misma alcanza los  $1000 \text{ W/m}^2$ . Asimismo, las temperaturas en ambos experimentos son diferentes:  $45^\circ\text{C}$  para experimentos bajo temperatura de operación nominal de célula (TONC;  $800\text{W/m}^2$ ) y  $25^\circ\text{C}$  para condiciones estándar de medición (CEM o STC;  $1000\text{W/m}^2$ ). Estas referencias son útiles para representar las variables de mayor incidencia en la generación de energía solar fotovoltaica: la irradiancia solar y la temperatura superficial de la celda. En el caso de la irradiancia solar, esta afecta significativamente a la generación de corriente fotoeléctrica; mientras que, en el caso de la temperatura superficial de la celda, el impacto se observa en una correlación negativa con la tensión obtenida: por cada variación positiva de temperatura superficial  $+1^\circ\text{C}$  superior a  $25^\circ\text{C}$ , se reduce en un 0.5% la potencia obtenida (Ente Vasco de la Energía; 2020). De esta manera, las celdas solares a una temperatura superior a  $25^\circ\text{C}$  disminuyen la eficacia de la potencia esperada en un 12,5%. Estos parámetros de laboratorio indicados en los paneles solares, deben considerarse según la irradiancia solar y las temperaturas del sitio de generación: en el caso de análisis las condiciones TONC ( $800\text{W/m}^2$ ,  $45^\circ\text{C}$ ) podrían ser más adecuadas que aquellas celdas validadas en condiciones CEM o STC ( $1000\text{W/m}^2$ ,  $25^\circ\text{C}$ ) según sea la estación del año que se desee cubrir.

Figura 3. Circuito equivalente de la célula fotovoltaica real



Fuente: Extraído de Instalaciones generadoras fotovoltaicas (Mascarós Mateo, V; 2015).

La corriente de salida estimada mediante el modelo matemático de la celda solar fotovoltaica (Fig.2) se obtiene a partir de la Ley de Kirchhoff (1846):

$$I = I_{ph} - I_d \quad (1)$$

$I_{ph}$  es la fotocorriente generada, cuyo valor absoluto es aproximado al valor de la corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ). De esta manera se puede suponer;

$$I_{ph} \approx I_{sc} = I_{sc,STC} \cdot \left( \frac{1 - \exp^{e \cdot (V_{oc,STC} - V_{oc,G,T_c})}}{(m \cdot k \cdot T_c)} \right) \quad (2)$$

$I_d$  es la corriente eléctrica que circula por el diodo, generada por el efecto fotoeléctrico y cuyo diferencial produce el voltaje eléctrico, a partir de la fórmula de Shockley (1955) del diodo ideal:

$$I_d = I_{sc} \cdot \left[ \left( \frac{1}{\exp \frac{V_{oc;STC}}{\alpha}} - 1 \right) \cdot \left( \frac{T_c}{T_{c;STC}} \right)^3 \cdot \left[ \exp \left( \frac{e \cdot \epsilon_g}{m \cdot k} \right) \cdot \left( \frac{1}{T_s;TSC} - \frac{1}{T_c} \right) \right] \cdot \left[ \exp \left( \frac{V_{oc;Tc;G}}{(m \cdot N_s \cdot V_t)} \right) - 1 \right] \right] \quad (3)$$

Conociendo la fotocorriente corriente generada  $I_{ph}$  y la corriente eléctrica que circula por el diodo  $I_d$ , es posible estimar la corriente eléctrica generada  $I$  en el modelo de célula solar. De los parámetros utilizados para determinar la corriente eléctrica generada por la celda solar, una parte significativa se obtienen de diversas fuentes dado que los mismos constituyen constantes como la de Stefan

Boltzmann ( $k$ ) o la carga del electrón ( $e$ ) y datos tabulados como los factores de idealidad ( $a$ ,  $m$ ).

Otros datos ambientales de entrada al modelo como la irradiancia solar ( $G$ ;  $W/m^2$ ) y la influencia de la temperatura de la celda ( $T_c$ ;  $^{\circ}C$ ), determinan la tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ ;  $V$ ). El parámetro de tensión Voltaje Térmico ( $V_t$ ;  $V$ ) se encuentra también afectado por la temperatura de la celda  $T_c$ , -la cual a su vez se obtiene a partir del dato de TONC o STC- en función de la temperatura ambiente media e irradiancia solar media para los meses de verano, invierno y media estación.

#### 2.4. Indicadores financieros

##### *Indicadores de rentabilidad:*

Al momento de analizar la conveniencia de una inversión, se recurre al empleo de los indicadores de rentabilidad. Estos representan relaciones entre los flujos monetarios, el riesgo de la inversión en el proyecto, el tiempo de duración del mismo, etc. Entre los indicadores de rentabilidad más conocidos se encuentran el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). El primero de ellos señala la generación de riqueza o capital de una inversión en términos nominales o en moneda (\$), mientras que el segundo indica a qué tasa de descuento se empieza a generar dicho capital (%). Ambos indicadores se hallan ligados a una tasa de descuento ( $r$ ) y a un período de tiempo definido ( $n$ ). El Valor Actual Neto se define como;

$$VAN = I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{BN_t}{(1+r)^n} \quad (4)$$

En donde  $I_0$  es la Inversión inicial o capital que requiere el proyecto de inversión en generación de energía solar fotovoltaica,  $BN$  son los beneficios netos (\$) del período  $n$  y  $r$  es la tasa de interés o costo de oportunidad del inversionista, elevada a  $n$  períodos considerados. Los  $BN$  en el marco de un proyecto de inversión en eficiencia energética lo constituyen los ahorros energéticos, monetizados en una tarifa. La TIR es, por definición, la tasa ( $\rho$ ) que descuenta estos  $BN$  (\$), justo en el punto en el cual el VAN se iguala a cero. La tasa  $\rho$  se despeja de;

$$VAN = I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{BN_t}{(1 + \rho)^n} = 0$$

### *Tasa de Descuento*

Se mencionó previamente que tanto el VAN como la TIR se hallan vinculados a un valor definido como la tasa de interés. En algunas valuaciones simplificadas, se recurre la tasa de política monetaria o a la tasa de un crédito bancario (en sus siglas TNA o TEA) como la tasa de descuento  $r$ . En valuaciones más precisas la tasa  $r$  se estima en función de la naturaleza de la inversión, del riesgo de mercado en el cual se invierte y de otros factores que influyen directamente a una inversión, como el Riesgo País. El valor de la tasa de descuento se obtiene mediante la metodología del *Capital Assets Pricing Model* (CAPM; Gitman, L.; Zutter, C.; 2012) y se la conoce como  $K_e$ .

$$K_e(USD\$) = K_f + \beta(K_m - K_f) = 17,34\% \quad (5)$$

El desarrollo del procedimiento para obtener la tasa  $K_e$  es objetivo de un extenso trabajo, por lo cual no se explayará sobre este tema en particular, pudiendo consultarse en Ramos Sanz, A. (2020).

La tasa de descuento  $K_e$  es útil a su vez para determinar la tasa de financiamiento. Empleando la metodología del Costo de Capital Promedio Ponderado (WACC, sus siglas en inglés; Dumrauf; G; 2003); bajo el supuesto de que la empresa considera implementar el proyecto de generación de energía solar fotovoltaica solicitando apalancamiento financiero en una entidad comercial de crédito, entonces la tasa a emplear será;

$$WACC(USD\$) = W_d * K_d(1 - t) + W_e * K_e = 19,44\% \quad (6)$$

Las tasas obtenidas mediante la metodología del CAPM y del WACC son específicas para el presente proyecto de inversión en el contexto nacional, para una empresa agro-exportadora inserta en el mercado de la producción de uvas, vinos y pasas. De esta manera las tasas no pueden replicarse en proyectos diferentes, para empresas que se encuentren en otro sector o bien que se relacionen de manera distinta con los mercados locales e internacionales.

## 2.5. Valuación integral del proyecto de inversión en generación solar

Una vez obtenidas las tasas de descuento, se procede a elaborar el flujo de fondos (FF) del proyecto de inversión en generación de energía solar fotovoltaica. El flujo de fondos consiste en un esquema de ingresos y egresos (BN) de efectivo, los cuales se ubican en función del tiempo  $n$  en el cual surgen y son descontados a una tasa. Para el presente proyecto se estiman dos tipos de flujos de fondo: el flujo de fondos económico (FFE) para el cual se emplea la tasa de descuento  $K_e$  y el flujo de fondos financiero (FFF) para el cual se aplica la tasa de descuento proveniente del método WACC. El FFE es un procedimiento de análisis financiero de la inversión, en los casos en los que la misma no se halla respaldada por un crédito o una deuda emitida por la empresa, pero el accionista tampoco invierte su capital. En un FFE sólo se estima una tasa de descuento para estimar qué valor agregado proporciona el proyecto en sí mismo, sin contemplar el escudo fiscal que proporcionan las inversiones efectuadas en un FFF por parte de un accionista y/o una entidad de crédito. En este caso la tasa  $K_e$  suele denominarse costo de oportunidad dado que el inversionista comparará la tasa TIR resultante del flujo de fondos económico (FFE) del proyecto de inversión contra su tasa ( $K_e$ ) la cual puede establecerse a fines comparativos contra una inversión similar en cuanto a riesgo y capital inicial.

En este caso, el supuesto planteado para el flujo de fondos financiero (FFF) implica la posibilidad de un 50% de apalancamiento mediante crédito al 3% anual en USD\$ para financiar el proyecto de inversión. Se supone también que probablemente este endeudamiento financiero de la empresa se amortiza trimestralmente con el Sistema Francés, el cual incluye una cuota fija. El valor del período de descuento  $n$  para la inversión es de 25 años, en función de la vida útil de los generadores de energía solar fotovoltaica. Los denominados *ingresos del proyecto* consisten en el ahorro del costo de la energía eléctrica convencional, sustituida mediante la energía solar obtenida con los generadores fotovoltaicos. En este proyecto no se contemplan como ingresos la venta de excedente de energía solar fotovoltaica a la empresa distribuidora de energía.

### 3. Resultados

Los datos de salida obtenidos, se hallan condicionado a una serie de supuestos que se presentan anteriormente a lo largo del desarrollo del trabajo y que en este apartado se sintetizan;

- a) El sistema de riego constituye un proceso electro dependiente (90% DE).
- b) El sistema de riego extrae agua a más de 100m de profundidad.
- c) La empresa dispone de tierras incultas en los predios analizados.

Respecto al modelo determinístico de celda solar utilizado en el presente trabajo, los supuestos son los siguientes;

- a) Los datos de entrada responden a 30°52' de latitud sur.
- b) Se considera que la perpendicularidad de los rayos solares sobre la celda (0° de inclinación o inclinación ideal).
- c) Las celdas solares son de material policristalino
- d) El sistema no implica almacenamiento en baterías.
- e) El sistema no inyecta energía excedente a la distribuidora.
- f) Las HSP estimadas son estimaciones medias anuales.

Respecto del análisis de rentabilidad de la inversión, se resume;

- a) El horizonte temporal del proyecto de inversión es de 25 años.
- b) En el flujo de fondos financiero (FFF) se considera un 50% de crédito.
- c) Este crédito se amortiza con el Sistema Francés en plazos trimestrales.
- d) El escudo fiscal considerado es del 30%.

A continuación, se detallan los resultados obtenidos según los distintos factores implicados en el proyecto de inversión en generación solar fotovoltaica para el caso de un sistema de riego electro-dependiente.

#### 3.1. Factores ambientales

Según datos de salida del modelo matemático, en el mes de julio ( $400\text{W}/\text{m}^2$ ) la celda solar se encuentra a una temperatura superficial de  $25^\circ\text{C}$  (STC o CEM;  $1000\text{W}/\text{m}^2$ ) y para el mes de enero esta supera las temperaturas de TONC ( $45^\circ\text{C}$ ;  $800\text{W}/\text{m}^2$ ) al encontrarse en torno a los  $53^\circ\text{C}$ , con una irradiancia solar de  $800\text{W}/\text{m}^2$ . Esta temperatura superficial de la celda confirma el hecho de que las



temperaturas medias ambientales en enero son sensiblemente superiores a STC o CEM (IRAM 11603; 1996) y en momentos del día se aproximan a los parámetros de TONC. Dado que la demanda crítica de energía eléctrica se observa en meses con mayor irradiancia solar, y en virtud de reducir el riesgo de pérdida de la potencia causada por el incremento en la temperatura superficial de la celda solar, se considera adecuado el empleo de un panel validado según TONC (45°C; 800 W/m<sup>2</sup>).

Para el modelado y simulación, se supone que las celdas solares fotovoltaicas se agrupan en arreglos de 72 celdas policristalinas conectadas en serie. Con este tipo de arreglos se obtiene un panel solar fotovoltaico cuya tensión de salida estimada mediante el modelo matemático indica entre 38.74 VCC (enero), 41.07 VCC (julio) y 40.04 VCC (media estación). La corriente de salida obtenida varía entre 10.55 A (enero), 10.58 A (junio) y 10.55 (media estación). La potencia máxima alcanzada por esta configuración se estima en 408.7 W<sub>p</sub> (enero), 434.5 W<sub>p</sub> (junio) y 422.5 W<sub>p</sub> (media estación). Finalmente, para las características de la zona y la configuración de las celdas solares, el modelo matemático empleado indica una eficiencia o rendimiento  $\eta$  poco variable a lo largo del año, en el orden del 12%.

Los resultados señalan que un único panel solar fotovoltaico entregaría en teoría unos 792.42 kWh/año de energía (Tabla 3). Contemplando la generación por panel, la cobertura de la demanda energética de las bombas no supera el 1% anual, y hasta un 2.4% anual para el caso de un equipo de menor potencia nominal (11.03 kW). Se estima un total de 2.130 paneles capaces de proporcionar 567 MWh al año de energía solar, lo cual constituye un 33.6% de la demanda energética total anual (1.687 MWh/año). Esta producción estimada de energía solar es resultado de la interacción de los factores implicados en el modelo, los cuales se detallan a continuación.

En Tabla 3 se observan los resultados de potencia y energía obtenidos, organizados en función de variables independientes como la irradiancia solar, la temperatura superficial de la celda y su combinación. El coeficiente de variación (CV) describe la dispersión de los datos respecto de la media ( $X$ ) de los resultados para las tres estaciones del año consideradas. Se destaca el impacto de la variación (0.35) de la irradiancia solar sobre la generación de potencia, respecto

de la variación debido a la temperatura superficial de la celda (0.04). No obstante, entre las estaciones del año, la energía generada se ve afectada en mayor proporción (0.54) que la generación de potencia (0.32), dada la variación estacional de las horas solares pico (HSP). Durante los meses correspondiente a la media estación -meses de primavera y otoño, época de los equinoccios- se genera el doble de energía solar fotovoltaica que en invierno. Asimismo, contemplando el efecto combinado de irradiancia solar y de temperatura superficial de la celda -P ( $T_c$ ; G), Tabla 3-, la mayor generación de energía solar fotovoltaica se observa durante la media estación.

Tabla 4: Datos de salida del modelo matemático para un arreglo de 72 celdas solares para estaciones con diferencias de irradiancia solar y temperatura.

Variable		Símbolo	Unidad	Verano (enero)	Inverno (julio)	Media estación	$\chi$	CV
Potencia (P)	P(f) Irradiancia	P(G)	(W)	102.27	49.20	75.45	75.67	0.35
	P(f) Temperatura Superficial	P( $T_c$ )	(W)	120.45	129.76	125.17	125.13	0.04
	P(f) Temperatura Superficial e Irradiancia	P( $T_c$ ;G)	(W)	95.05	49.26	72.87	72.40	0.32
	Potencia máxima	$P_{m\acute{a}x}$	( $W_p$ )	408.69	434.47	422.48	421.88	0.03
	Densidad de Potencia	P(S)	( $W/m^2$ )	91.67	47.51	70.28	69.82	0.32
Energía Solar	Cuatrimestral	$E_c$	(kWh.)	275.87	117.31	399.24	264.14	0.54
	Anual	$E_a$	(kWh)	792.42			-	-
Superficie útil del Panel		S	( $m^2$ )	1.04			-	-

Fuente: Elaboración propia, en base al modelo matemático utilizado.

### 3.2. Factores temporales

La Tabla 4 proporciona las horas solares pico (HSP) promedio para cada inclinación de ángulo óptimo según el mes del año que se trate y para latitud del caso ( $30^{\circ}52'$ ). A partir de estas estimaciones obtenidas con el modelo matemático,

se determinan las HSP promedio diario para un mes con inclinaciones variables y el promedio final diario. Se considera un valor medio anual de  $4.85 \pm 1.54$  HSP por día. El sistema de riego se encuentra en funcionamiento un 70% de las horas del día, alcanzando 16 h/día, pero como se observa en la Tabla 4, la disponibilidad del recurso solar se limita a 4.85 HSP. En ese caso el 30% de la demanda de energía se cubriría mediante energía solar fotovoltaica, a potencia pico. Esta energía es utilizada directamente, dado que no se supone el almacenamiento en baterías. En Tabla 4 se detalla la proporción de horas de cobertura de la demanda energética del sistema de riego con energía solar, en función de las HSP. Por ejemplo, en F1, en aquellos equipos con menor demanda de potencia y menor cantidad de horas de trabajo al año, la cobertura es la máxima (60%), siendo la mínima (30%) en aquellos equipos que funcionan 16hs/día promedio y cuya potencia es cinco veces superior. Para el caso analizado y las características de los equipos, en promedio el  $38\% \pm 10\%$  de las horas de funcionamiento de las bombas, podría garantizarse el suministro de energía solar fotovoltaica a su máxima potencia ( $W_p$ ).

Tabla 5: Horas solares pico según ángulo de inclinación para un panel y mes determinado.

Mes	Horas Solares Pico (HSP) para cada $\beta$						Promedio
	20	30	40	50	60	70	
Enero	7.42	7.17	6.74	6.12	5.33	4.35	6.19
Febrero	6.93	6.69	6.29	5.71	4.97	4.06	5.78
Marzo	5.43	5.50	5.43	5.24	4.91	4.44	5.16
Abril	4.45	4.50	4.45	4.28	4.01	3.64	4.22
Mayo	3.46	3.50	3.46	3.33	3.12	2.83	3.28
Junio	2.37	2.46	2.50	2.47	2.39	2.25	2.41
Julio	2.84	2.96	3.00	2.97	2.87	2.69	2.89
Agosto	3.79	3.94	4.00	3.96	3.82	3.59	3.85
Septiembre	4.94	5.00	4.94	4.76	4.46	4.04	4.69
Octubre	6.92	7.00	6.92	6.66	6.24	5.66	6.57
Noviembre	7.41	7.50	7.41	7.14	6.69	6.06	7.03
Diciembre	7.42	7.17	6.74	6.12	5.33	4.35	6.19
							4.85

Fuente: Elaboración propia, en base al modelo matemático utilizado.

### 3.3. Factores espaciales

Otra variable independiente relevante es el espacio necesario para instalar los paneles solares. Sin contemplar las distancias necesarias entre paneles para evitar la proyección de sombras, se requiere como mínimo de un 24.74% del área de la cual dispone la empresa: 9.24% de F1, 10.36% de F2 y 5.20% de F3 (ver Tabla 5). La superficie necesaria para la instalación solar impacta sobre la disponibilidad de tierra productiva. Esto implica que al momento de considerar la generación de energía solar fotovoltaica se deberán imputar los costos de oportunidad que contemplen el hecho de dejar de producir en esas áreas, estableciendo una relación ingresos por producción agrícola/ingresos por producción de energía solar. Dadas las condiciones de aridez y contenido de salitre de la zona de análisis y el relativo bajo costo de la tierra, se supone que la firma dispone de área suficiente para la instalación y que dicha superficie no es productiva.

Tabla 6: Resultados del modelo matemático de celda solar fotovoltaica, costos de inversión, ahorro, etc.

Bombas Sistema de Riego Agua Subterránea						Paneles Fotovoltaicos				
Finc a	Cant (u)	Pot. (kW)	Uso (hs/año)	Demand a (kWh/año)	Costo (USD\$)	Cob. (HSP / año)	Cant (u)	I <sub>o</sub> (USD\$)	Ahorro (USD\$)	Sup. útil (%Ha)
N°1	1	55.13	6.000	330.780	\$10.585	30%	418	\$84.590	\$4.376	3.09%
	1	55.13	5.000	275.650	\$8.821	36%	348	\$84.590	\$4.376	2.58%
	1	55.13	5.000	275.650	\$8.821	36%	348	\$84.590	\$4.376	2.58%
	2	18.38	4.000	73.520	\$2.353	45%	93	\$28.175	\$1.459	0.69%
	3	11.03	3.000	33.090	\$1.059	60%	42	\$16.908	\$876	0.31%
	Sub total	194.80	23.000	988.690	\$31.638	-	1.248	\$298.610	\$15.464	9.24%
N°2	1	73.50	6.000	441.000	\$14.112	30%	557	\$112.669	\$5.835	8.25%
	1	22.05	5.000	110.250	\$3.528	36%	139	\$33.801	\$1.750	2.06%
	Sub total	95.55	11.000	551.250	\$17.640	-	696	\$146.469	\$7.585	10.31%
N°3	1	29.40	5.000	147.000	\$4.704	36%	186	\$45.067	\$2.334	5.20%
	Sub total	29.40	5.000	147.000	\$4.704	-	186	\$44.067	\$2.334	5.20%
Total				1.686.940	\$53.982	-	2.130	\$490.147	\$25.383	24.75%

Fuente: Elaboración propia, en base al modelo matemático utilizado.

### 3.4. Factores económicos

En la Tabla 6 se observan los resultados del análisis de la inversión para un horizonte temporal de 25 años, tanto para el flujo de fondos económico (FFE) como para el flujo de fondos financiero (FFF). El proyecto económico puro demanda 19 años para la recuperación del capital invertido, en términos del ahorro tarifario obtenido. Sin embargo, si el proyecto financiero se ejecuta con capital propio a un costo de oportunidad del 17.34% y con un escudo fiscal (Ecuación 6) de 0.30 puntos que proporciona la deducción de ganancias, los plazos se abrevian a 8 años. El crédito bancario empleado al 50% del apalancamiento se presenta como una opción financieramente más costosa (19.44%) que el costo de oportunidad de los accionistas (17.34%). No obstante, es esta última opción la que se acerca a los límites establecidos por las reglas de decisión TIRE o  $TIRF > K_e$  o  $TIR > WACC$  ya que la tasa TIRF del FFF al 50%, es la más próxima de las opciones por -2.21%.

Tabla 7: Resultados del análisis financiero y económico del proyecto de inversión en generación de energía solar fotovoltaica.

Indicadores	Flujo de Fondos del Proyecto Económico (FFE; USD\$)	Flujo de Fondos del Proyecto Financiero (FFF; USD\$)	
		Capital Propio	Apalancado 50%
Repago Simple (años)	19	8	14
$I_0$ (USD\$)	\$490.147	\$490.147	\$245.074
VANE/VANF (USD\$)	-\$217.709	-\$108.791	-\$56.232
Tasa de Corte $K_e/WACC$ (%)	17.34%	17.34%	19.44%
TIRE/TIRF (%)	11.10%	13.81%	17.21%
Spread tasas ( $\Delta\%$ )	-6.24%	-3.52%	-2.21%

Fuente: Elaboración propia, en base al modelo matemático utilizado.

### 3.5. Factores medioambientales

Para la estimación del impacto ambiental de la inversión en generación de energía solar fotovoltaica para riego agrícola, se toma el factor de emisión de dióxido de carbono equivalente ( $\text{tnCO}_{2\text{eq}}/\text{MWh}$ ) provisto el Ministerio de Energía y Minería de la Nación (MINEM; 2022) basado en la composición de la matriz energética argentina. Considerando  $0,50 \text{ tnCO}_{2\text{eq}}/\text{MWh}$ , la inversión en generación de energía solar fotovoltaica abordada conlleva un ahorro energético por generación solar de  $567 \text{ MWh-año}$ , resultando en la disminución de  $283,5 \text{ tnCO}_{2\text{eq}}$  al año. En un horizonte temporal de 25 años de producción de energía solar fotovoltaica y contemplando una disminución del 80% del rendimiento de las celdas solares, podrían alcanzarse ahorros en emisiones GEI por un total de  $7.075 \text{ tnCO}_{2\text{eq}}$ .

## 4. Conclusiones

El empleo de modelos de estimación de la generación solar fotovoltaica que se basan en un enfoque integral permite detectar la incidencia de las variables independientes que afectan a la generación de energía solar, así como las variables independientes que determinan los costos de inversión de los proyectos. Esta distinción de variables y sus efectos facilita detectar la relevancia de las mismas. Por ejemplo, en el caso presentado la factibilidad técnica es elevada dada la abundancia del recurso solar, pero su viabilidad económica se ve influenciada negativamente por la coyuntura macroeconómica del país en el cual se proyecta la inversión.

Tal es el impacto de la variable macroeconómica, que aun en el caso considerado, afectado significativamente por la variable crítica que representa la demanda energética del sistema de riego para la empresa, la inversión en generación de energía solar fotovoltaica *no es rentable*. La falta de rentabilidad de esta inversión tiene su origen en las condiciones macroeconómicas tales como (1) el relativo bajo costo de la energía convencional originado en los subsidios a las tarifas y (2) la compleja coyuntura financiera nacional, que conduce a elevados costos del crédito, implícitos en la tasa obtenida con el método del WACC. Las variables

ambientales como la irradiancia solar y la temperatura ambiente - considerablemente favorables a la inversión debido a que incrementan el efecto fotovoltaico-, insertas en el escenario macro van en detrimento de la rentabilidad mínima requerida.

El hecho de que el escenario macroeconómico implique costos energéticos lo suficientemente subsidiados para no justificar las inversiones privadas en generación de energía solar fotovoltaica, -incluso en aquellas demandas que constituyen costos relevantes para la empresa- impacta negativamente en la reducción de emisiones GEI por parte de las industrias nacionales, necesaria sobre todo por la constitución no-renovable -de la matriz energética nacional y el tipo de recurso que las mismas demandan (Ver Figura 1).

Cabe destacar que el caso de estudio se caracteriza por una elevada dependencia energética de las bombas de riego, sin las cuales es imposible la irrigación superficial. En esta situación algunos equipos trabajan 6.000 horas anuales con lo cual, utilizando una base de 365, observamos que las bombas están activas diariamente el 70% del tiempo. Si bien el sistema de riego es eficiente, el contexto árido y la profundidad a la cual se halla el recurso hídrico incrementan la demanda energética. La replicación del método empleado en este análisis, aplicado a otros sitios, con climas moderados o disponibilidad de fuentes de agua cercanas a la superficie, conduciría probablemente a una demanda energética potencialmente suplida mediante una menor inversión en generación solar fotovoltaica. Por otra parte, la zona de análisis considerada tiene a su favor la característica elevada irradiancia solar, la abundancia de las horas solares pico y la heliofanía, que conducen a un mayor rendimiento en la generación de energía solar fotovoltaica.

## 5. Agradecimientos

Se agradece a la firma VC SA por proporcionar sus instalaciones para el relevamiento y diagnóstico energético. Se agradece al Instituto Regional de Planeamiento y Hábitat (IRPHa-CONICET) por proveer el espacio y equipamiento de trabajo. También se agradece al Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET) por financiar el trabajo de investigación.

## 6. Nomenclaturas

Tabla 1. Nomenclaturas, significados, símbolos y unidades de medidas.

Significado	Símbolo	Unidades
<i>Modelo de Célula Solar Fotovoltaica</i>		
Corriente de Salida a Cortocircuito	$I_{sc} \sim I_{ph}$	(A)
Voltaje de Circuito abierto en función de la Tc y G combinados	$V_{oc}; T_c, G$	(V)
Voltaje de Circuito abierto ( $V_{oc}; -10^{\circ}C$ ) en Condiciones Estándar	$V_{oc}; STC$	(V)
Voltaje Térmico	$V_t$	(V)
Número de Celdas en Serie (Incremento de Voltaje)	$N_s$	(u)
Constante de Stefan Boltzmann ( $1.38 \cdot 10^{-23} J/K$ )	$\kappa$	(J/K)
Carga del Electrón ( $1.6 \cdot 10^{-19} C$ )	$e$	(C)
Energía de Gap, en función de T°	$\varepsilon_G$	(eV)
Temperatura superficial de la Célula en condiciones STC	$T_s; STC$	(K)
Temperatura de la Célula	$T_c$	(K)
Factor de Idealidad del Diodo	$m$	(a)
Factor de Idealidad Modificado	$a$	(a)
<i>Indicadores Financieros</i>		
Inversión inicial	$I_o$	USD\$
Períodos	$n$	Años
Tiempo	$t$	Años
Beneficios Netos	$B_{Nt}$	USD\$
Tasa de interés	$r$	(%)
Tasa interna para VAN=0	$\rho$	(%)
Tasa libre de riesgo	$K_f$	(%)
Tasa de mercado	$K_m$	(%)
Tasa de endeudamiento	$K_d$	(%)
Tasa de corte	$K_e$	(%)
Riesgo de mercado	$\beta$	(%)

## 7. Bibliografía

Banco Mundial (2022) *Datos. Emisiones de Dióxido de Carbono Equivalente*. <https://datos.bancomundial.org/>

Comisión Europea (2008) *Planning and Installing Photovoltaic Systems. A guide for installers, architects and engineers*. Earthscan.

Confederación General Empresaria (2022) *Informes económicos y empresarios*. CGERA. <http://www.cge-ra.org/V16/informes-economicos-y-empresarios/>

Dumrauf, G. (2003). *Finanzas Corporativas*. Editorial Grupo Guía S.A.

Energía San Juan (2020) *Encuadre Tarifario*. <http://www.energiasanjuan.com.ar/>



Ente Vasco de la Energía (2020) *Energy and Savings*.  
<https://www.eve.eus/?lang=en-gb>

Gitman, L.; Zutter, C.; (2012) *Principios de Administración Financiera*. (2da ed.).  
Editorial Pearson.

Granda Gutiérrez, E. *et al* (2013) *Modelado y Simulación de celdas y paneles solares*.  
Congreso Internacional de Ingeniería Electrónica 35, 17-22,

Grossi Gallegos, H; Righini, R. (2007) *Atlas de Energía Solar de la República Argentina*. SECyT, Dirección Nacional de Proyectos Especiales.

IRAM (1996). *Acondicionamiento térmico de edificios. Clasificación bioambiental de la República Argentina* (IRAM 11603).

International Energy Agency (IEA; 2022) *Data and Statistics*.  
<https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=CO2%20emissions&indicator=CO2%20emissions%20by%20energy%20source>

Mascaros Mateo, V. (2015) *Instalaciones Generadoras Fotovoltaicas. Un cambio hacia la sostenibilidad*. Paraninfo.

Ministerio de Desarrollo Productivo (2022) *Factor de Emisión*.  
<https://www.argentina.gob.ar/produccion/energia/energia-electrica/estadisticas/informes-estadisticos-del-sector-electrico>

Ministerio de Energía y Minería de la Nación Argentina (2022). *Datos y Estadísticas*. <https://www.argentina.gob.ar/energia/datos-y-estadisticas>

Navntoft, C; Cristófalo, M. (2019) *Guía del Recurso Solar*. Buenos Aires, República Argentina.  
[https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/guia\\_del\\_recurso\\_solar\\_anexos\\_final.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/guia_del_recurso_solar_anexos_final.pdf)

Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC; 2017). *Natural gas proven reserves by country*.  
<https://www.opec.org/library/Annual%20Statistical%20Bulletin/interactive/current/FileZ/XL/T32.HTM>

Perpiñán, L; Colmenar Santos, A; Castro Gil, M; (2012) *Diseño de Sistemas Fotovoltaicos*. Promotora General de Estudios S.A.

Ramos Sanz, Alba Inés. (2020). *Valuación de proyectos de inversión en eficiencia energética en PyMEs. estudio de casos firma: VC S.A.* [Tesis de Maestría Universidad Nacional de Cuyo. Facultad de Ciencias Económicas]. Biblioteca Digital / UNCUIYO. <https://bdigital.uncu.edu.ar/17100>

Revista Petroquímica (2018) *Para cubrir los costos energéticos, las PyMEs debe multiplicar sus ventas por 14*. <https://www.revistapetroquimica.com/para-cubrir-los-costos-energeticos-las-pymes-deben-multiplicar-sus-ventas-por-14/>

Sánchez Fraile, M. (2019) *Desarrollo de una herramienta para el modelado del comportamiento eléctrico de células solares* [Tesis Final de Grado, Universidad de Alcalá], Ebuah. Biblioteca Digital de la Universidad de Alcala. [https://ebuah.uah.es/dspace/bitstream/handle/10017/39366/TFG\\_Sanchez\\_Fraile\\_2019.pdf;jsessionid=512C04746BC15882B8A2F930065FF4C5?sequence=1](https://ebuah.uah.es/dspace/bitstream/handle/10017/39366/TFG_Sanchez_Fraile_2019.pdf;jsessionid=512C04746BC15882B8A2F930065FF4C5?sequence=1)

Syal, S., & MacDonald, E. (2020). Quantifying the uncertainty of solar photovoltaic Soft costs in the cost of renewable energy spreadsheet tool (CREST) model. *Proceedings of the Design Society: DESIGN Conference, 1*, 2157-2166. doi:10.1017/dsd.2020.171