

## 26. Energía

### **El problema económico de la integración de energía solar fotovoltaica y almacenamiento en Chile: Hacia un algoritmo de resolución para una tarifa fija.**

Nelson Troncoso; Luis Rojo-González; Rodrigo Acuña; Óscar C. Vásquez; Héctor Chávez  
nelson.troncoso@usach.cl; luis.rojo.g@usach.cl; rodrigo.acunama@usach.cl;  
oscar.vasquez@usach.cl; hector.chavez@usach.cl

Facultad de Ingeniería  
Universidad de Santiago de Chile

---

### **Resumen**

Los beneficios de la energía solar fotovoltaica y almacenamiento se han ampliado e informado en detalle. Sin embargo, existen diversas barreras, tanto de información como de implementación, que impiden conocer beneficios económicos reales de la integración para la población en general. En este contexto, este trabajo aborda el problema económico de la integración de energía solar fotovoltaica y almacenamiento en Chile para una tarifa fija, proponiendo un algoritmo de resolución de fácil implementación. Para ilustrar su utilidad, se considera un caso aplicado donde son dados un perfil de consumo, un conjunto de paneles solares fotovoltaicos de características específicas y una área para su instalación; y un conjunto de baterías de tipo con características específicas, determinado las cantidades de paneles y baterías que entregan el máximo retorno económico en el horizonte de tiempo definido por la vida útil de panel, considerando los efectos del envejecimiento de la batería. Los resultados muestran un beneficio económico de 28.061.316 pesos chilenos, en valor presente neto.

**Palabras clave:** Energía solar fotovoltaica, almacenamiento en baterías, análisis económico, algoritmo de resolución.

## Introducción

La integración de panel solar y almacenamiento en el sector de distribución no ha sido tan significativa como en el sector de generación, debido a varias barreras (Curtius, 2018; Karakaya & Sriwannawit, 2015).

Una barrera importante es la falta de información sobre el impacto económico de la adopción de tecnología para reducir la factura por el uso de energía eléctrica, dado que el sector de distribución está compuesto principalmente por clientes residenciales y pequeños industriales.

En general, el problema económico de la integración de la energía solar fotovoltaica y el almacenamiento depende de varios factores:

- el costo de inversión,
- los costos operacionales y de mantenimiento,
- el mecanismo de tarifa de electricidad, y
- el perfil de potencia de consumo de hora a hora.

En la literatura, existen varios trabajos recientes que describen y abordan este problema desde diferentes perspectivas, ver por ejemplo (Camilo, Castro, Almeida, & Pires, 2017; Hartmann, Divényi, & Vokony, 2018; Huang, Boland, Liu, Xu, & Zang, 2018; K, Govindarajan, Ramachandaramurthy, T, & Jeevarathinam, 2018; Krauter, 2018; Lund, 2018; Numbi &

Malinga, 2017; Omar & Mahmoud, 2018; Sani Hassan, Cipcigan, & Jenkins, 2017; Yang, Bremner, Menictas, & Kay, 2018). Sin embargo, la formulación y los métodos de resolución no están adaptados para el caso particular de Chile, ni satisfacen la necesidad de fácil comprensión y acceso que los clientes residenciales y pequeños industriales presentan. (Haas et al., 2018).

El sistema de tarifas en Chile está regulado por el gobierno para todas las empresas distribuidoras. La definición de estructuras tarifarias se basa principalmente en: los grupos de consumidores (usuarios industriales y residenciales); el nivel de tensión en el punto de conexión a la red (alta tensión y baja tensión) y la capacidad de medición del dispositivo del cliente (solo energía, energía y potencia, tiempo de uso, etc.). De esta forma, se establecen 19 tipos de tarifas en la normativa vigente, a partir de las cuales el cliente puede elegir libremente cualquiera de las diferentes opciones dentro de las limitaciones y condiciones de aplicación establecidas en cada caso y dentro del nivel de voltaje que le corresponde, considerando que el cliente debe permanecer en esa tarifa durante un cierto tiempo establecido por la regulación antes de cambiar. Además, se establece de manera general que estos clientes tendrán un descuento de su factura de acuerdo con la energía inyectada, que se valorizará al mismo precio que la energía de la tarifa.

### *Nuestra Contribución.*

Este trabajo presenta el problema económico de la integración de energía solar fotovoltaica y almacenamiento en Chile para una tarifa fija. Para su resolución se propone un algoritmo de fácil implementación en ordenador personal o dentro de un servidor web, el cual determina las cantidades de paneles solares y baterías que entregan el máximo retorno económico en un horizonte de tiempo dado, sujeto a diversas restricciones técnicas. La utilidad del algoritmo propuesto se ilustra con un caso de estudio, determinando el beneficio económico en valor presente neto de la mejor alternativa de paneles solares y baterías.

### **Definición del problema.**

Dada una tarifa fija, un perfil de consumo, un conjunto de paneles solares fotovoltaicos de características específicas con un área definida para su instalación; y un conjunto de baterías de tipo con características específicas, la meta es determinar las cantidades de paneles y baterías que entregan el máximo retorno económico en el horizonte de tiempo definido por la vida útil de los paneles considerando los efectos del envejecimiento de la batería.

En este trabajo se adopta la tarifa para clientes en alta tensión, clientes conectados a líneas cuya tensión es superior a 400 [V], denominada AT4.1. Esta tarifa se define

para los clientes con al menos la medición de la energía mensual total consumida, la medición de la demanda máxima de energía contratada en horas punta y la medición de la demanda máxima de potencia. Se define que la demanda máxima de potencia para cada hora corresponderá al valor máximo de los registros leídos en esa hora.

Los cargos agregados a la factura del cliente asociada a la tarifa AT4.1 y el perfil de potencia, potencial del panel solar, entre otros, definen una serie de parámetros descritos a continuación:

#### **1) Cargo por la administración del servicio.**

- $c^f$ : Cargo fijo mensual [\$/mes]. Este valor cubre los costos de administración, facturación y servicio al cliente independientemente del consumo.

#### **2) Cargo por coordinación y transporte de electricidad.**

- $c^t$ : Cargo por uso de los sistemas de transmisión [\$/kWh]: Esto incluirá los cargos únicos por el uso de los diferentes tipos de instalaciones de transmisión y subtransmisión a nivel nacional. Se determina multiplicando el consumo de energía mensual, en [kWh], por el valor unitario establecido por la normativa.

- $c^{sp}$ : Cargo por servicio público [\$/kWh]:

Este cargo considera los presupuestos anuales de las entidades de coordinación y de los estudios necesarios. Se determina multiplicando el consumo de energía mensual, en [kWh], por el valor unitario establecido por la normativa.

### 3) Cargo por electricidad consumida.

- $c^{ec}$ : Cargo de energía [\$/kWh]:  
Corresponde a la transferencia de los precios de la energía comprados por el distribuidor más las pérdidas de distribución, y se define como el consumo mensual de energía en [kWh] multiplicado por su precio unitario.
- $c^{pp}$ : Cargo por la demanda máxima de potencia contratada en horas punta [\$/kW/mes]:

Se cobra incluso si el consumo de energía es cero. Se obtendrán multiplicando la potencia de facturación contratada, en [kW], por el precio unitario. Donde la magnitud de la potencia contratada será establecida por el cliente. La hora punta es el período comprendido de 18:00 a 23:00 para los meses de abril a septiembre.

- $c^{np}$ : Cargo por la demanda máxima de potencia contratada [\$/kW/mes]:

Se cobra incluso si el consumo de energía es cero. Se obtendrán multiplicando la potencia de facturación contratada, en [kW], por el precio unitario. Donde la magnitud de la potencia contratada será establecida por el cliente.

**4) Perfil de consumo.** Este es caracterizado por la medición de potencia media  $D_{tdm}$  en un intervalo  $t$  de 15 minutos en el día  $d$  para el mes  $m$ .

**5) Potencia del panel solar.** Para los paneles se considera un valor estándar de 0,25[kWp]  $P_{tdm}$  en el intervalo  $t$  en el día  $d$  para el mes  $m$ , se obtienen a partir de la aplicación del Ministerio de Energía de Chile <sup>1</sup>. Como la energía producida por los paneles en la hora punta es mínima, se asume que la generación e inyección de energía por los paneles solares es solo desde las 06:00 hasta las 18:00 horas.

<sup>1</sup> La información puede ser obtenida desde la página web <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/>

## Algoritmo de resolución

En esta sección se presenta en detalle el algoritmo de resolución propuesto. Se define formalmente todos los conjuntos, parámetros, variables y algoritmos que lo integran. Note que la clasificación de variable óptima está referida al espacio de búsqueda dado por los parámetros del problema.

### Conjuntos.

$M$ : Conjunto de meses del año,  
índice  $m \in \{1, \dots, 12\}$ .

$M_w$ : Conjunto de meses de invierno,  
índice  $m \in \{4, \dots, 9\}$ .

$M_s$ : Conjunto de meses de verano,  
índice  $m \in \{1, 2, 3, 10, 11, 12\}$ .

$T$ : Conjunto de intervalos de 15 minutos,  
índice  $t \in \{1, \dots, 96\}$ .

$T_p$ : Conjunto de intervalos de 15 minutos,  
en hora punta, índice  $t \in \{73, \dots, 92\}$ .

$T_{np}$ : Conjunto de intervalos de 15 minutos,  
de hora no punta, en meses invierno  
índice  $t \in \{1, \dots, 72\} \cup \{93, \dots, 96\}$   
en meses de verano índice  $t \in \{1, \dots, 96\}$

$T_s$ : Conjunto de intervalos de 15 minutos,  
de 06:00 a 18:00  $t \in \{24, \dots, 72\}$ .

$D_m$ : Conjunto de días para el mes  $m$ ,  
índice  $d \in \{1, \dots, |D_m|\}$ .

$K$ : Conjunto de pares vida útil – política  
de descarga batería,  
índice  $k \in \{1, \dots, |K|\}$

$N$ : Conjunto de secciones de máxima potencia

en hora punta, índice  $n \in \{0, \dots, 100\}$

### Parámetros.

$D_{tdm}$ : Perfil de potencia en el intervalo  $t$ ,  
en el día  $d$ , en el mes  $m$ .

$P_{tdm}$ : Perfil de potencia panel solar  
en el intervalo  $t$ , en el día  $d$ , en el mes  $m$ .

$B_o$ : Boleta original anual [\\$].

$l^{pp}$ : Potencia contratada en hora punta.

$l^{np}$ : Potencia contratada en hora no punta.

$r$ : Tasa mínima atractiva de retorno.

$u^{pv}$ : Vida útil panel solar fotovoltaico [año].

$u_k^{sd}$ : Vida útil batería [año].

$\gamma_k^{sd}$ : Política de descarga.

$e^{sd}$ : Capacidad máxima de almacenamiento  
de la batería [kWh]

$c^{pv}$ : Costo panel solar fotovoltaico instalado [\\$].

$c^b$ : Costo batería [\\$].

$c^{in}$ : Costo linelal del inversor  $\left[ \frac{\$}{kW} \right]$ .

$c^f$ : Cargo fijo mensual  $\left[ \frac{\$}{mes} \right]$ .

$c^t$ : Cargo por uso de los sistemas de transmisión  
 $\left[ \frac{\$}{kWh} \right]$ .

$c^{sp}$ : Cargo por servicio público  $\left[ \frac{\$}{kWh} \right]$ .

$c^{ec}$ : Cargo de energía consumida  $\left[ \frac{\$}{kWh} \right]$ .

$c^{ei}$ : Cargo de energía inyectada  $\left[ \frac{\$}{kWh} \right]$ .

$c^{pp}$ : Cargo por la demanda máxima de potencia  
contratada en horas punta  $\left[ \frac{\$}{kW} \right]$ .

$c^{np}$ : Cargo por la demanda máxima de potencia

$$\text{contratada} \left[ \frac{\$}{\text{kW}} \right]_{\text{mes}}.$$

$A$ : Superficie máxima donde se pueden instalar los paneles solares fotovoltaicos [ $m^2$ ]

$a$ : Superficie ocupada por un panel solar fotovoltaico [ $m^2$ ].

### Variables.

$I_{tdm}$ : Potencia de paneles posterior al recorte en el intervalo  $t$ , en el día  $d$ , en el mes  $m$ .

$C_{tdm}$ : Potencia del sistema posterior al recorte de paneles o baterías en el intervalo  $t$ , en el día  $d$ , en el mes  $m$ .

$R_{tdm}$ : Potencia recortada por banco baterías en el intervalo  $t$ , en el día  $d$ , en el mes  $m$ .

$E_m^i$ : Energía inyectada en el mes  $m$ .

$E_m^c$ : Energía consumida en el mes  $m$ .

$E^b$ : Energía máxima que debe ser almacenadas por el banco de baterías.

$x^{pv}$ : Cantidad de paneles solares utilizados.

$x^{sd}$ : Cantidad de baterías utilizadas.

$p$ : Potencia máxima leída en hora punta [ $kW$ ].

$g$ : Potencia del inversor requerida [ $kW$ ].

$h^p$ : Potencia a contratar en hora punta.

$h^{np}$ : Potencia a contratar en hora no punta.

$B$ : Boleta anual [ $\$$ ].

$o^{pv}$ : Cantidad de paneles solares óptimos.

$o^{sd}$ : Cantidad de baterías óptimas.

$o^{np}$ : Potencia contratada fuera de hora punta óptima [ $kW$ ]

$o^{pp}$ : Potencia contratada en hora punta óptima [ $kW$ ].

$o^y$ : Política de descarga óptima .

$o^u$ : Vida útil de batería óptima.

$o^k$ : Potencia del inversor requerida óptima [ $kW$ ].

$o^n$ : Sección óptima de recorte por baterías.

$v$ : Valor Actual Neto de la inversión óptima[ $\$$ ].

### Algoritmos.

La definición de los algoritmos considera la separabilidad del problema, esto es, que las baterías funcionan en un horario donde los paneles solares no generan energía.

Así, los algoritmos son para paneles, baterías y su integración tal como son detallados a continuación

### Paneles.

#### Algoritmo 1: Diferencia

**Entrada:**  $D_{tdm}, P_{tdm}, x^{pv}$ ;

**para**  $m \in M$

**para**  $d \in D_m$

**para**  $t \in T_s$

**si**  $D_{tdm} < D_{tdm} - x^{pv} * P_{tdm}$  **entonces**

$I_{tdm} \leftarrow D_{tdm} - x^{pv} * P_{tdm}$ ;

$C_{tdm} \leftarrow 0$ ;

**sino**

$C_{tdm} \leftarrow x^{pv} * P_{tdm} - D_{tdm}$ ;

$I_{tdm} \leftarrow 0$ ;

**fin**

**fin**

**fin**

**Salida:**  $I_{tdm}, C_{tdm}$

Este algoritmo tiene como entrada el perfil de potencia y la potencia del panel solar.

En el caso de que la energía demandada sea menor que la producida por el número de paneles solares fotovoltaicos  $x^{pv}$ , hay una inyección de energía y no hay consumo de energía del proveedor, en otro caso no hay inyección de energía y el nuevo consumo se ve disminuido por el aporte de los paneles solares fotovoltaicos.

Las salidas son los nuevos valores de potencia.

---

**Algoritmo 2:** Máxima potencia hora no punta

---

**Entrada:**  $C_{tdm}$ ;

$h^{np} := 0$

**para**  $m \in M$

**para**  $d \in D_m$

**para**  $t \in T_{np}$

**si**  $C_{tdm} > h^{np}$  **entonces**

$h^{np} \leftarrow C_{tdm}$

**fin**

**fin**

**fin**

**Salida:**  $h^{np}$

---

Se encuentra la máxima potencia de 00:00 a 18:00 y de 23:00 a 24:00 en meses de invierno y durante todo el día en meses de verano, la cual será la potencia contratada fuera de hora punta.

---

**Algoritmo 3:** Tarifa AT4.1 Paneles

---

**Entrada:**  $I_{tdm}, C_{tdm}, h^{np}, l^{pp}, c^f, c^t, c^{sp}, c^e, c^{np}, c^{pp}, c^i$ ;

$B := 0$

**para**  $m \in M$

**para**  $d \in D_m$

**para**  $t \in T$

$E_m^i \leftarrow E_m^i + I_{tdm} * 0.25$ ;

$E_m^c \leftarrow E_m^c + C_{tdm} * 0.25$ ;

**fin**

**fin**

$B \leftarrow B + c^f + (c^t + c^{sp} + c^{ec}) * E_m^c + c^{np} * h^{np} + c^{pp} * l^{pp} - E_m^i * c^{ei}$

**fin**

**Salida:**  $B$

---

Se realiza la conversión de potencia a energía y se suma el total mensual para calcular la factura del mes. Finalmente, se suman 12 facturas de un año.

---

**Algoritmo 4:** Valor Presente de Costos PV

---

**Entrada:**  $c^{pv}, u^{pv}, r, a, A$ ;

$o^{pv} := 0, z := \infty$

**para**  $x^{pv} = 0$  hasta  $\left\lfloor \frac{a}{A} \right\rfloor$

calcular **Algoritmo 1**

calcular **Algoritmo 2**

calcular **Algoritmo 3**

$VPC \leftarrow c^{pv} * x^{pv}$  /\* Inversión inicial \*/

$VPC \leftarrow VPC + \frac{B}{r} [1 - (1 + r)^{-u^{pv}}]$

**si**  $VPC < z$  **entonces**

$z \leftarrow VPC$

$o^{pv} \leftarrow x^{pv}$

$o^{np} \leftarrow h^{np}$

**fin**

**Salida:**  $o^{pv}, o^{np}$

---

Este algoritmo va explorando cual es la mejor cantidad de paneles solares, según el indicador del valor presente de costos. El rango de exploración va de 0 paneles hasta la cantidad máxima que se pueden ubicar en la superficie que va a destinar el usuario. Dado el número actuales de paneles  $x^{pv}$ , se ocupan los *Algoritmos 1,2 y 3*, es decir se calcula la diferencia, posteriormente la máxima potencia en hora no punta y finalmente se calcula la boleta anual. La inversión inicial será el costo unitario del panel multiplicado por la cantidad de paneles y los flujos corresponden al valor de la boleta repetida por  $u^{pv}$  veces, que es el horizonte de evaluación del proyecto.

En este punto se sabrá cuál es la mejor cantidad de paneles, para la obtención del mayor retorno económico.

### Baterías.

---

#### *Algoritmo 5: Máxima potencia hora punta*

---

**Entrada:**  $D_{tdm}$ ;

$p := 0$

**para**  $m \in M_w$

**para**  $d \in D_m$

**para**  $t \in T_p$

**si**  $C_{tdm} > h^{pp}$  **entonces**

$p \leftarrow C_{tdm}$

**fin**

**fin**

**fin**

**Salida:**  $p$

---

Se encuentra la potencia máxima de 18:00 a 23:00 en los meses de invierno, la cual será la potencia contratada en hora punta.

---

#### *Algoritmo 6: Recortar punta*

---

**Entrada:**  $D_{tdm}, p, n$ ;

$$h^{pp} := p - n * \frac{p}{100}$$

$$g := p - h^{pp}$$

**para**  $m \in M_w$

**para**  $d \in D_m$

**para**  $t \in T_p$

**si**  $C_{tdm} \geq h^{pp}$  **entonces**

$$R_{tdm} \leftarrow D_{tdm} - h^{pp}$$

$$C_{tdm} \leftarrow h^{pp}$$

**sino**

$$R_{tdm} \leftarrow 0$$

$$C_{tdm} \leftarrow C_{tdm}$$

**fin**

**fin**

**fin**

**Salida:**  $C_{tdm}, R_{tdm}, h^{pp}, g$ ;

---

La potencia máxima se asume divisible en 100 partes iguales, obteniendo así la unidad de recorte.  $h^{pp}$  corresponde a la nueva potencia máxima en hora punta. Si el consumo es mayor que el  $h^{pp}$ , se recorta en la diferencia del consumo y  $h^{pp}$ , en otro caso no existe recorte. Las salidas

corresponden a los perfiles de potencia, a la nueva máxima potencia en hora punta y la potencia requerida del inversor.

---

**Algoritmo 7:** Máxima energía recortada

---

**Entrada:**  $R_{tdm}$ ;

$E^b := 0$

**para**  $m \in M_w$

**para**  $d \in D_m$

$x \leftarrow 0$

**para**  $t \in T_p$

$x \leftarrow x + R_{tdm}$

**fin**

**si**  $E^b < x$  **entonces**

$E^b \leftarrow x$

**fin**

**fin**

**Salida:**  $E^b$

---

Luego de haber realizado el recorte, se busca el día en que se recortó más energía, para saber cuántas baterías se necesitarán para cubrir esta demanda.

---

**Algoritmo 8:** Calcular tarifa BT4.1 Baterías

---

**Entrada:**  $C_{tdm} h^{np}, h^{pp}, c^f, c^t, c^{sp}, c^e, c^{np}, c^{pp}, c^i$ ;

$B := 0$

**para**  $m \in M$

**para**  $d \in D_m$

**para**  $t \in T$

$E_m^c \leftarrow E_m^c + C_{tdm} * 0.25$ ;

**fin**

**fin**

$$B \leftarrow B + c^f + (c^t + c^{sp} + c^e) * E_m^c + c^{np} * l^{np} + c^{pp} * h^{pp}$$

**fin**

**Salida:**  $B$

---

Se realiza la conversión de potencia a energía y se suma el total mensual para calcular la factura del mes. Finalmente, se suman 12 facturas de un año.

---

**Algoritmo 9:** Valor Presente de Costos Baterías

---

**Entrada:**  $c^{sd}, c^{in}, r, \gamma_k^{sd}, e^{sd}, u_k^{sd}$ ;

$o^{sd} := 0, z := \infty$

calcular **Algoritmo 5**

**para**  $k \in K$

$potenciaBateria \leftarrow e^{sd} * \gamma_k^{sd} * 4$

**para**  $n \in N$

calcular **Algoritmo 6**

calcular **Algoritmo 7**

calcular **Algoritmo 8**

$$x^{sd} \leftarrow \left\lceil \frac{E^b}{potenciaBateria} \right\rceil$$

$VPC \leftarrow c^{sd} * x^{sd} + c^{in} * k$

$$VPC \leftarrow VPC + \frac{B}{r} [1 - (1 + r)^{-u^{pv}}]$$

**para**  $i = 1$  hasta  $\left\lceil \frac{u^{pv}}{u_k^{sd}} \right\rceil - 1$

$$VPC \leftarrow VPC + \frac{c^{sd} * x^{sd}}{(1 + r)^{u_k^{sd} * i}}$$

**fin**

**si**  $VPC < z$  **entonces**

$z \leftarrow VPC$

$o^{sd} \leftarrow x^{sd}$

$o^v \leftarrow \gamma_k^{sd}$

$o^u \leftarrow u_k^{sd}$

$o^{pp} \leftarrow h^{pp}$

$o^g \leftarrow g$

$$o^n \leftarrow n$$

**fin**

**fin**

**Salida:**  $o^{sd}, o^y, o^u, o^{pp}, o^g, o^n$

Se utiliza el *Algoritmo 5* para encontrar la máxima potencia en hora punta, luego por cada combinación de pares vida útil-política de descarga, se itera de 0 a 100 recortes de la punta, calculando las baterías necesarias para realizar este recorte y la potencia recortada, que a partir de esto se calcula el tamaño del inversor requerido. Con esta información se calcula la inversión inicial, los flujos de los siguientes años corresponden al valor de la boleta anual, repetida durante la vida útil del panel solar, más la reinversión en batería debido a su deterioro.

La salida son los valores óptimos, que serán utilizados para calcular la boleta final, que es la combinación del sistema paneles+baterías.

**Algoritmo 10:** Calcular boleta final

**Entrada:**  $D_{tdm}, P_{tdm}, o^{pv}, o^{np}, o^{sd}, o^y, o^u, o^{pp}, o^g, o^n$  ;

$B := 0$

calcular **Algoritmo 1**

calcular **Algoritmo 6**

**para**  $m \in M$

**para**  $d \in D_m$

**para**  $t \in T$

$$E_m^i \leftarrow E_m^i + I_{tdm} * 0.25;$$

$$E_m^c \leftarrow E_m^c + C_{tdm} * 0.25;$$

**fin**

**fin**

$$B \leftarrow B + c^f + (c^t + c^{sp} + c^{ec}) * E_m^c + c^{np} * o^{np} + c^{pp} * o^{pp} - E_m^i * c^{ei}$$

**fin**

$$VAN \leftarrow -c^{pv} * o^{pv} - (c^{sd} * o^{sd} + c^{in} * o^g) + \frac{B_o - B}{r} [1 - (1 + r)^{-u^{pv}}]$$

**para**  $i = 1$  hasta  $\left\lceil \frac{u^{pv}}{o^u} \right\rceil - 1$

$$VAN \leftarrow VAN - \frac{c^{sd} * o^{sd}}{(1 + r)^{o^u * i}}$$

**Salida:**  $VAN$

Se utilizan los *Algoritmo 1* y *6*, para realizar los recortes respectivos con los valores óptimos obtenidos anteriormente, luego se calcula la boleta anual y finalmente se calcula el valor actual neto dada por la inversión de implementar el sistema y el ahorro que esto significa.

El algoritmo propuesto es implementado en Python 2.7.14 sobre un computador personal caracterizado por el sistema operativo Windows 10, procesador Intel i5-4210U 1.70 GHz y 8 GB de memoria RAM.

### Caso de Estudio:

El caso de estudio considera la instancia disponible en (Ramírez, 2017) y algunos datos oficiales disponibles respecto a las

tarifas<sup>2</sup> y datos técnicos de costo de [kWp] instalado de panel solar fotovoltaico y vida útil en la literatura.

El resumen de los datos del caso de estudio es presentado en la Tabla 1.

Tabla 1. Parámetros de entrada del algoritmo.

$r$	5%
$u^{pv}$	20 años
$u_k^{sd}$	(5; 7; 13) años
$\gamma_k^{sd}$	(0,8; 0,5; 0,3)
$c^{pv}$	\$250.000
$c^{sd}$	\$174.000
$c^{in}$	358.084[\$/kW]
$c^f$	673,94 [\$ /mes]
$c^t$	1,4792 [\$ /kWh]
$c^{sp}$	0,5748 [\$ /kWh]
$c^{ec}$	75,620 [\$ /kWh]
$c^{ei}$	63,546 [\$ /kWh]
$c^{pp}$	5.988,93 [\$ /kW /mes]
$c^{np}$	1.230,78 [\$ /kW /mes]
$A$	400[m <sup>2</sup> ]
$a$	3 [m <sup>2</sup> ]

## Resultados

Los tiempos de ejecución para el caso de estudio alcanzaron menos de 30 segundos. Los resultados obtenidos son presentados en al Tabla 2

Tabla 2. Resultados del algoritmo.

Boleta sin sistema $B_o$	\$13.417.166
Boleta con sistema $B$	\$7.779.474
Ahorro anual $B_o - B$	\$5.637.692
Paneles óptimos $o^{pv}$	133
Baterías óptimas $o^{sd}$	7
Política de descarga $o^{\gamma}$	80%
Vida útil batería $o^u$	5 años
Reposición de baterías $\left[\frac{u^{pv}}{o^u}\right] - 1$	3
Potencia a contratar fuera de hora punta $o^{np}$	37,637[kW]
Potencia a contratar en hora punta $o^{pp}$	22,791[kW]
Tamaño Inversor $o^g$	15,194[kW]
Inversión Paneles $c^{pv} * o^{pv}$	\$33.250.000
Inversión Baterías $c^{sd} * o^{sd}$	\$1.218.000
Inversión Inversor $c^{in} * o^k$	\$5.440.827
Inversión Total	\$39.908.827
Total energía generada	49.062 [kWh]
Total energía inyectada	13.149 [kWh]
Total energía auto-consumida	35.903 [kWh]
Valor Actual Neto VAN	\$28.061.316

De los resultados mostrados en la Tabla 2, se observa que existe un ahorro anual de \$5.637.692 dada una inversión inicial de

<sup>2</sup> La información puede ser obtenida desde la página web <https://www.eneldistribucion.cl/tarifas>

\$39.908.827, con reinversión en baterías cada 5 años de \$1.218.000, lo que se traduce en un valor actual neto de \$28.061.316.

La mejor solución de paneles, es la máxima cantidad de paneles factibles en el área destinada para su instalación.

La máxima potencia recortada por las baterías es 15.194[kW], lo que se realiza con 7 baterías a una política de descarga al 80%.

### **Conclusiones.**

Este trabajo se abordó el problema, obteniendo como resultado un V.A.N de \$28.061.316, lo que significa una inversión rentable.

Esta herramienta viene a solucionar la incertidumbre de las personas sin conocimiento técnico sobre el impacto que tiene la energía solar fotovoltaica y el almacenamiento, siendo posible su implementación en un ordenador personal obteniendo resultados en un tiempo reducido.

Una limitante de este algoritmo es que los clientes residenciales y pequeños industriales normalmente no son conscientes de su consumo de energía de 15 a 15 minutos, pasan por alto el impacto de los perfiles de energía en las evaluaciones económicas y realizan análisis limitados con datos de la factura de

electricidad que, en general, solo totalizan la energía un mes. A lo anterior, se suma que este algoritmo de resolución propuesto solo está aplicado al caso de Chile y con una sola tarifa.

En los trabajos futuros se propone trabajar en otras tarifas y con otras instancias de pruebas. También se propone estudiar los tiempos de ejecución que podrían ser incrementados producto de la mayor cantidad de datos a procesar, de modo de generar una herramienta factible de usar en la práctica.

### **Bibliografía**

- Camilo, F. M., Castro, R., Almeida, M. E., & Pires, V. F. (2017). Economic assessment of residential PV systems with self-consumption and storage in Portugal. *Solar Energy*, 150, 353-362.
- Curtius, H. C. (2018). The adoption of building-integrated photovoltaics: barriers and facilitators. *Renewable Energy*, 126, 783-790.
- Haas, J., Palma-Behnke, R., Valencia, F., Araya, P., Díaz-Ferrán, G., Telsnig, T., ... Jiménez-Estévez, G. (2018).

- Sunset or sunrise? Understanding the barriers and options for the massive deployment of solar technologies in Chile. *Energy Policy*, 112, 399-414.
- Hartmann, B., Divényi, D., & Vokony, I. (2018). Evaluation of business possibilities of energy storage at commercial and industrial consumers – A case study. *Applied Energy*, 222, 59-66.
- Huang, J., Boland, J., Liu, W., Xu, C., & Zang, H. (2018). A decision-making tool for determination of storage capacity in grid-connected PV systems. *Renewable Energy*, 128, 299-304.
- K, P., Govindarajan, U., Ramachandramurthy, V. K., T, S. O. S., & Jeevarathinam, B. (2018). Integrating solar photovoltaic energy conversion systems into industrial and commercial electrical energy utilization—A survey. *Journal of Industrial Information Integration*, 10, 39-54.
- Karakaya, E., & Sriwannawit, P. (2015). Barriers to the adoption of photovoltaic systems: The state of the art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 49, 60-66.
- Krauter, S. (2018). Simple and effective methods to match photovoltaic power generation to the grid load profile for a PV based energy system. *Solar Energy*, 159, 768-776.
- Lund, P. D. (2018). Capacity matching of storage to PV in a global frame with different loads profiles. *Journal of Energy Storage*, 18, 218-228.
- Numbi, B. P., & Malinga, S. J. (2017). Optimal energy cost and economic analysis of a residential grid-interactive solar PV system- case of eThekweni municipality in South Africa. *Applied Energy*, 186, 28-45. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.10.048>
- Omar, M. A., & Mahmoud, M. M. (2018). Grid connected PV- home systems in Palestine: A review on technical performance, effects and economic

feasibility. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 82, 2490-2497.

Sani Hassan, A., Cipcigan, L., & Jenkins, N. (2017). Optimal battery storage operation for PV systems with tariff incentives. Applied Energy, 203, 422-441.

Yang, Y., Bremner, S., Menictas, C., & Kay, M. (2018). Battery energy storage system size determination in renewable energy systems: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 91, 109-125.

Ramírez, R. (2017). Estudio factibilidad técnica-económica de sistema de almacena-miento para recorte de hora punta. Dissertation of Electrical Civil engineering. Universidad de Santiago de Chile.

## Financiamiento

Este trabajo fue financiado parcialmente por el Proyecto CORFO, Bienes Públicos para la Competitividad Regional No 16BPER-66840: Optimizador Económicos de sistemas fotovoltaicos bajo Net Billing

## Agradecimientos

Los autores del artículo agradecen a Mario Inostroza, Renzo Ramírez y Manuel Villalobos por útiles discusiones.