



Asociación de Universidades
GRUPO MONTEVIDEO



Operación óptima de baterías bajo el actual régimen tarifario

Mariana Corengia^a, Ana I. Torres^a

^a *Instituto de Ingeniería Química, Facultad de Ingeniería, UdelaR, Uruguay,
corengia@fing.edu.uy, aitorres@fing.edu.uy*

RESUMEN: Conforme se incorporan a la red una mayor cantidad de recursos de generación eléctrica no programable, las tarifas eléctricas adquieren cada vez más opciones de contrato, intentando favorecer el consumo fuera del horario pico. Este trabajo analiza la estrategia de operación óptima de una batería, instalada con el fin de disminuir el costo de la tarifa eléctrica sin modificar la rutina del consumidor. Dado que la inversión es una decisión de largo plazo, el modelo incluye la estimación de la degradación de la batería. El análisis no sólo considera el ahorro por el cambio en el tiempo del consumo de la energía de la red, sino también el efecto de disminuir la potencia máxima contratada. Para el caso de estudio, se emplean las tarifas doble y triple horario de la empresa proveedora de energía eléctrica del Uruguay UTE, y se incorporan perfiles de consumo de potencia vs tiempo de un usuario tipo. De esta manera, se presenta una estrategia para determinar el mejor funcionamiento de las baterías y así prolongar su vida útil.

PALABRAS CLAVE: almacenamiento de energía, batería, degradación, planificación óptima.

1 INTRODUCCIÓN

Debido a la gran participación que tiene en nuestro país la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, es cada vez más importante gestionar la demanda, de modo de aprovechar la energía en los momentos que está disponible. La empresa estatal UTE ha incorporado recientemente la herramienta tarifa residencial triple horario para favorecer el consumo de energía eléctrica en los horarios en el cual este es bajo (0 a 7 AM, ver Figura 1) disminuyendo sensiblemente el precio de la energía en este horario (Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas [UTE], 2019). Cabe notar que la tarifa simple tiene precios escalonados según el consumo, pero es fija según la hora. Como surge de la Figura 1, para aquellos usuarios residenciales con consumos altos (superiores a 600 kWh), optar por las tarifas de doble horario (2H) y triple horario (3H) puede ser una forma de generar una disminución del costo de la factura, siempre que el mayor consumo de energía no se encuentre en el horario de precio de pico. Naturalmente, el horario de precio “pico” coincide con el máximo consumo de electricidad por parte de los usuarios (Administración del Mercado Eléctrico del Uruguay [ADME], 2019). Parte del consumo residencial no cambiaría de horario aún si existiera un horario con precio nulo (Zhao, Yang y Lee, 2017), ya que está ligado a las rutinas de los usuarios. La incorporación de sistemas de almacenamiento en los hogares permite cambiar el horario de consumo de energía de la red, sin afectar los hábitos de los consumidores.

Dado la disminución reciente de los costos de sistemas de almacenamiento de energía, y en particular de las baterías, este trabajo explora la factibilidad económica por parte de los hogares de instalar este tipo de tecnología para disminuir su factura eléctrica sin tener que cambiar sus hábitos en lo que refiere al consumo de energía.

Como contraposición del ahorro logrado por consumir energía de la red en horas de menor costo, se tiene que considerar el repago del equipo instalado. A su vez, la vida útil de la batería depende de cómo esta sea empleada. Por esta razón, empleamos un programa de optimización

para determinar la planificación de operación óptima de la batería. Con la estrategia óptima de operación se estiman los costos de la tarifa eléctrica del usuario.

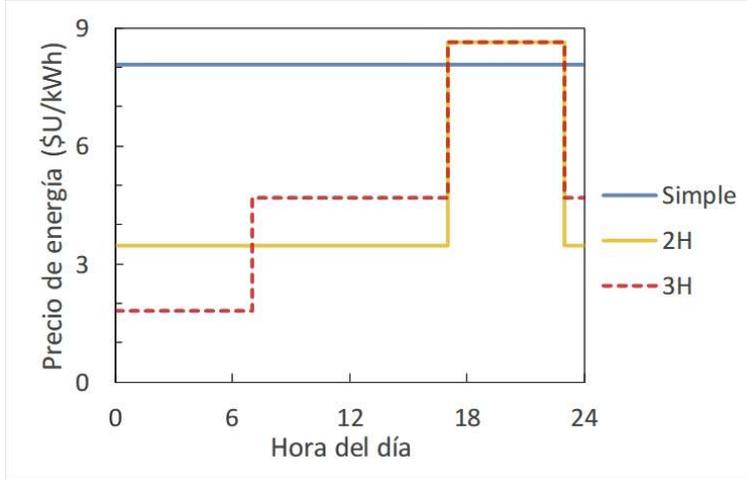


Figura 1. Opciones tarifarias vigentes en Uruguay para el sector residencial (UTE, 2019).

2 MODELO MATEMÁTICO

Los modelos de degradación de las baterías dependen de muchos factores. En particular, emplearemos un modelo general de degradación que considera un término dependiente del uso de la batería (la cantidad de energía que fue cargada/descargada) y otro que depende de la velocidad de carga/descarga que fue empleada. Este segundo término es importante porque, como en tantos otros sistemas químicos, aumentar la velocidad de los procesos electroquímicos aumenta la ineficiencia termodinámica que en estos sistemas se relaciona con el sobrepotencial. Así, cuánto mayor sea la velocidad del proceso, menor es la cantidad de energía que se aprovecha para la reacción de interés durante la carga. El resto de la energía se disipa, aumentando la temperatura de la batería. Además, a velocidades altas, los sobrepotenciales pueden llegar a favorecer reacciones secundarias no reversibles, lo que disminuye la cantidad de material activo para la reacción reversible de la batería y por lo tanto su capacidad.

2.1 Problema de optimización.

El siguiente problema busca la planificación de operación de la batería que minimiza el costo residencial de la energía eléctrica teniendo en cuenta el deterioro de la batería, donde las variables de decisión (*var. dec.*) son: $P_{contratada}$, $P_{carga}(t)$, $P_{descarga}(t)$, $P_{directa}(t)$, $SoC(t)$, $x_c(t)$, $C(t)$.

$$\min_{var. dec.} \sum_{t \in \tau} \Delta t * (P_{carga}(t) + P_{directa}(t)) * Precio_{energía}(t) + costo_{pot contratada} * P_{contratada} \quad (1)$$

sujeto a

$$P_{demanda}(t) = P_{descarga}(t) + P_{directa}(t) \quad (2)$$

$$P_{carga}(t) + P_{directa}(t) \leq P_{contratada} \quad (3)$$

$$SoC(t) = SoC(t-1) + \Delta t * (\eta_{carga} * P_{carga}(t) - P_{descarga}(t) / \eta_{descarga}) \quad (4)$$

$$SoC(t) \geq fracc_{min} C(t) \quad (5)$$

$$SoC(t) \leq fracc_{max} C(t) \quad (6)$$

$$P_{carga}(t) \leq 3 C(t) / \Delta t \quad (7)$$

$$P_{descarga}(t) \leq 3 C(t) / \Delta t \quad (8)$$



Asociación de Universidades
GRUPO MONTEVIDEO



UNIVERSIDAD
DE LA REPUBLICA
URUGUAY

$$x_c(t) \geq \Delta t \left(\alpha_1 \left(\frac{P_{carga}(t) + P_{descarga}(t)}{C_0} \right)^2 + \alpha_2 \left(\frac{P_{carga}(t) + P_{descarga}(t)}{C_0} \right) \right) \quad (9)$$

$$C(t) = C(t-1) - C_0 x_c(t-1) \quad (10)$$

La función objetivo es el costo de la factura eléctrica, compuesto por el consumo de energía al precio correspondiente a ese horario ($Precio_{energía}(t)$) y la contratación de la máxima potencia a emplear ($costo_{pot\ contratada} * P_{contratada}$). Para cada hora, el consumo desde la red es la suma de la potencia que directamente abastece las necesidades del hogar ($P_{directa}(t)$) y la potencia que se emplea para cargar la batería ($P_{carga}(t)$). Se aclara aquí que $P_i(t)$ no es una potencia instantánea, sino la potencia consumida o entregada según el subíndice i en el período t .

La primera restricción (Ecuación 2) corresponde a satisfacer la demanda de potencia del hogar ($P_{demanda}(t)$) en todo momento, para lo que puede emplearse potencia tomada directamente de la red o del sistema de almacenamiento ($P_{descarga}(t)$). La segunda restricción implica que la potencia total tomada de la red en cada instante ($P_{carga}(t) + P_{directa}(t)$) no puede superar la máxima potencia contratada ($P_{contratada}$). La tercera, es el balance de energía del sistema de almacenamiento. El estado de carga de la batería en un período dado ($SoC(t)$ por sus siglas en inglés) corresponde al SoC del período anterior más la energía cargada menos la energía descargada en este período. En esta ecuación se tienen en cuenta factores constantes de eficiencia para los procesos de carga y descarga. Una aclaración relevante es que la batería no puede ser cargada y descargada simultáneamente. Las siguientes dos restricciones (Ecuaciones 5 y 6) son límites a los valores máximos y mínimos del estado de carga de las baterías, ya que ciclos entre 0% y 100% de su capacidad aumentan la velocidad del proceso de degradación. El peso de este fenómeno y los límites recomendados dependen de que tipo de batería se use. De forma análoga, las Ecuaciones 7 y 8 limitan los valores de potencia máxima de carga y descarga. La Ecuación 9 modela la fracción de pérdida de capacidad de la batería en cada intervalo de tiempo ($x_c(t)$). Los mecanismos de degradación son mecanismos complejos, que en la práctica dependen de la temperatura, el estado de carga de la batería, la profundidad del ciclo de carga/descarga, entre otros (Jafari, Khan y Gauchia, 2018). En este caso, siguiendo la referencia (Corengia y Torres, 2018) se modela la pérdida de capacidad como un polinomio de segundo orden con respecto a la potencia de carga o descarga. El primer término depende de la velocidad de carga y descarga, el segundo es proporcional al uso que se le da a la batería, o sea la cantidad de energía total que se carga y descarga, la cual es proporcional al número de ciclos equivalentes. Por último, la restricción final implica que la capacidad restante en la batería en cierto intervalo de tiempo es la correspondiente al tiempo anterior menos la pérdida de capacidad durante el intervalo considerado.

El problema de optimización resultante es no lineal debido a la restricción correspondiente al modelo de la pérdida de capacidad de la batería (Ecuación 9). Sin embargo, es convexo, lo que permite garantizar la convergencia al óptimo global. Los detalles de análisis de convexidad y relajación para un problema similar, se encuentran con mayor detalle en una publicación previa (Corengia y Torres, 2018).

2.2 Datos de la instancia resuelta

Si bien el modelo desarrollado busca ser lo más amplio posible, para la presentación de resultados se muestran las soluciones de instancias particulares. Como se mencionó en la Introducción, los costos referidos a la tarifa eléctrica ($Precio_{energía}(t)$ y $costo_{pot\ contratada}$) son tomados del pliego vigente para el sector residencial de la empresa estatal UTE (UTE, 2019). Los valores posibles de $P_{contratada}$ son discretos, pero para mantener la convexidad del problema se relaja la selección de este valor a una variable continua. Para la curva de demanda, se emplean datos correspondientes

al consumo de un día en una residencia estudiantil (Bayas, Jaramillo, Betancourt y Reinoso, 2009), ya que no hay disponibles datos públicos para consumidores nacionales. Muchas características del patrón empleado son generales y por lo tanto se asume coincide con el de los consumidores nacionales. Por ejemplo:

- hay un consumo "basal" (no nulo) independiente de las actividades humanas, y picos pequeños debido a equipos que se encienden intermitentemente (comportamiento característico de ciertos electrodomésticos (Issi y Kaplan, 2018).
- el consumo tiene sus mayores picos en las horas de la mañana y de la noche (presumiblemente antes y después de la jornada de estudio en el caso de la residencia).
- hay un pico de consumo menor al mediodía.

El tipo de cliente que tiene dos picos importantes, uno en la mañana y otro en la tarde, se ha identificado como uno de los perfiles característicos de los usuarios de UTE (R. Porteiro, S. Garabedian y S. Nesmachnow, 2019). Este tipo de patrón de consumo se repite en hogares de diversas partes del mundo (Kwac, Flora y Rajagopal, 2014; Prinsloo, Dobson y Brent, 2016), con la particularidad de que el pico del mediodía depende de las condiciones y costumbres regionales.

La batería tiene una capacidad inicial (C_0) de 10 kWh. En cuanto a la pérdida de actividad de la batería, se emplean coeficientes α_1 y α_2 de $1E-5$ y $1.5E-4$, con unidades en la Ecuación 9: $P_{carga}(t)$ y $P_{descarga}(t)$ kW, C_0 Wh y Δt h. El orden de estos valores se obtuvo a partir de los datos experimentales con baterías Li-ion Níquel-Manganeso-Cobalto reportados en (Sarker, Murbach, Schwartz y Ortega-Vazquez, 2017). Para los límites del estado de carga (Ecuaciones 5 y 6), se emplean 20% y 80%. Para las potencias de carga y descarga máxima (Ecuaciones 7 y 8), se limita a la velocidad correspondiente a una carga/descarga completa en 20 min. Los factores de eficiencia η_{carga} y $\eta_{descarga}$ se asumen iguales: 95%. El programa se implementa en software GAMS v24.8.5 y se resuelve empleando el algoritmo basado en el método del punto interior IPOPT 3.12.

3 RESULTADOS

Por razones de espacio, la Figura 2 sólo muestra los resultados correspondientes al primer día de operación cuando se establecen 2 años como tiempo total de optimización. En todas las subdivisiones de la Figura 2 se presenta en color amarillo el consumo de la residencia, que corresponde al caso de que la misma no tenga instalada una batería. En violeta se muestra la potencia tomada de la red, en azul la potencia empleada para cargar la batería y en rojo la potencia entregada por la descarga de la batería. Las subfiguras corresponden a las estrategias según se contrate la tarifa 2H o 3H, y si se tiene o no en cuenta el cambio en el costo de la potencia contratada. En todos los casos la batería tiene una capacidad inicial 10 kWh. Para mayor flexibilidad se permite que la potencia contratada tome distintos valores cada año.

Si no se considera el costo por $P_{contratada}$ en la función objetivo, la máxima potencia tomada de la red coincide con el valor a contratar sin batería en el caso de la tarifa 3H (5 kW), o sea, el primer año se contrata la misma potencia que sin la batería. En cambio, en la tarifa 2H la carga de la batería se superpone con el pico de consumo de la mañana, razón por la que el primer año requiere contratar un potencia mayor (5.4 kW). En ambos casos la carga de la batería es uniforme durante todo el tiempo en que la energía tiene el costo más bajo. La descarga es uniforme sólo si hay suficiente consumo. Como se observa en la Figura 2, entre 5 y 6:30 PM la demanda es menor al valor de la descarga uniforme, por lo que en esos horarios $P_{descarga}(t)$ es igual a $P_{demanda}(t)$.

Al agregar el costo de la potencia contratada a la función objetivo, se tienen cambios en la operación. En el caso de la tarifa 2H, para disminuir el pico de consumo desde la red en la mañana, hay una descarga de energía entre las 8 y 10:30 AM, pese a corresponder al horario de menor precio de la energía. La descarga de la noche, además de atender el consumo del hogar como límite

a la descarga máxima, presenta menos homogeneidad para suavizar los picos de la noche. Esta disminución del pico utilizando la batería permite al usuario reducir su $P_{contratada}$ a 3.0 y 3.1 bajo las tarifas 2H y 3H.

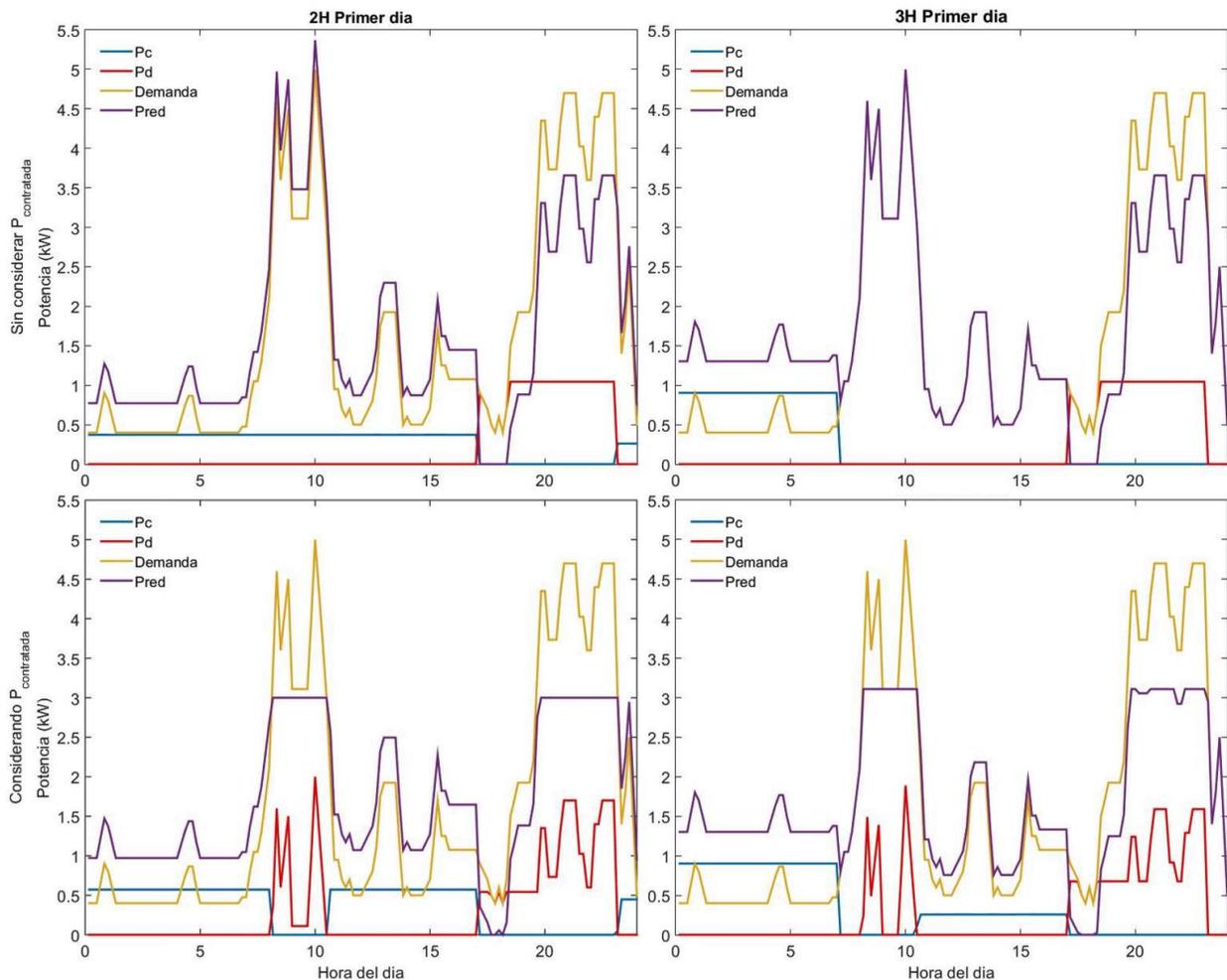


Figura 2. Operación de mínimo costo de la batería según se emplee la tarifa doble horario (izquierda) o triple horario (derecha) y que se tenga en cuenta (debajo) o no (arriba) el cambio por disminuir la potencia contratada.

En ambas tarifas, una consecuencia de suavizar el pico de la mañana es el aumento del uso de la batería: la energía que se carga y descarga aumenta 31% para 2H y 27% para 3H. A su vez, se verifican mayores potencias de carga y descarga. Estos dos efectos aumentan la pérdida de capacidad de la batería: mientras que en los casos en que no se suavizan los picos la batería pierde 6.4% de su capacidad durante el primer año de operación, en los casos en que sí se hace se pierde 8.4% y 8.0% con las estrategias óptimas de las tarifas 2H y 3H respectivamente. Sin embargo, esta pérdida de capacidad de la batería se justifica por un costo menor de la factura. Por ejemplo, para un primer mes de 31 días, el aporte a la tarifa eléctrica (sin tener en cuenta costos fijos e impuestos) sin considerar una batería, para este usuario sería de \$9,300 si tarifa residencial simple, \$7,500 con una tarifa 2H y \$8,000 con una tarifa 3H. Si se incluye la batería y se opera de forma de minimizar el costo por energía consumida, el costo mensual sería de \$6,700 y \$7,200 para 2H y 3H. Si además se considera el costo de $P_{contratada}$ en la optimización, estos costos bajan a \$6,500 y \$7,000. No obstante, cuanto más se usa la batería mayor es el consumo neto del hogar, debido

al factor de eficiencia del equipo, aunque en los casos considerados este efecto no superó el 2% de la energía requerida por el hogar.

4 CONCLUSIONES

El programa desarrollado permite inferir la estrategia óptima de carga/descarga de una batería para aprovechar la diferencia de costos de las tarifas residenciales establecidas por UTE. El programa se utilizó con la curva de demanda de energía de una residencia estudiantil y se verificó que si no se considera la posibilidad de cambiar la potencia máxima contratada, la estrategia óptima es cargar la batería lentamente, idealmente de forma uniforme en el período de menor costo. Análogamente, la descarga de la batería óptima es también lo más lenta posible, siempre que no se sobrepase el consumo del hogar. Considerar el efecto del costo por potencia contratada genera una curva de consumo más suave, pero este cambio se realiza a expensas de pérdida de vida útil del sistema de almacenamiento.

5 AGRADECIMIENTOS

M. Corengia y A.I. Torres son docentes de UdelaR en Régimen de Dedicación Total. A.I. Torres agradece el incentivo del Sistema Nacional de Investigadores.

6 REFERENCIAS

- Administración del Mercado Eléctrico del Uruguay (10/05/2019). Recuperado de <http://adme.com.uy>
- Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (10/05/2019). Pliego tarifario. Recuperado de <https://portal.ute.com.uy>
- Bayas, L., Jaramillo, M., Betancourt, E. y Reinoso, J.P. (2009). La tarifa horaria en el Ecuador como incentivo de eficiencia energética. *Revista politecnica*, 30(1), 53-68.
- Corengia, M. y Torres, A. I. (2018). Effect of Tariff Policy and Battery Degradation on Optimal Energy Storage. *Processes*, 6(10), 204. doi: 10.3390/pr6100204
- Issi, F. y Kaplan, O. (2018). The Determination of Load Profiles and Power Consumptions of Home Appliances. *Energies*, 11(3), 607. doi:10.3390/en11030607
- Jafari, M., Khan, K. y Gauchia, L. (2018). Deterministic models of Li-ion battery aging: It is a matter of scale. *Journal of Energy Storage*, 20, 67-77. doi: 10.1016/j.est.2018.09.002
- Kwac, J., Flora, J. Y Rajagopal, R. (2014). Household energy consumption segmentation using hourly data. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(1), 420-430. doi:10.1109/TSG.2013.2278477
- Porteiro, R., Garabedian, S. y Nesmachnow, S. (febrero, 2019). Clasificación de curvas de carga en redes inteligentes. Trabajo presentado en la 2ª edición del *Workshop Internacional: "Planificación de Transporte y Ciudades Inteligentes"*, Montevideo, Uruguay.
- Prinsloo, G., Dobson, R. y Brent, A. (2016). Scoping exercise to determine load profile archetype reference shapes for solar co-generation models in isolated off-grid rural African villages. *Journal of Energy in Southern Africa*, 27(3), 11-27.
- Sarker, M.R., Murbach, M.D., Schwartz, D.T. y Ortega-Vazquez, M.A. (2017). Optimal operation of a battery energy storage system: Trade-off between grid economics and storage health. *Electric Power Systems Research*, 152, 342-349. doi: 10.1016/j.epsr.2017.07.007
- Zhao, L., Yang, Z. y Lee, W.-J. (2017). The Impact of Time-of-Use (TOU) Rate Structure on Consumption Patterns of the Residential Customers. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 53(6), 5130-5138. doi:10.1109/TIA.2017.2734039