

ALGORITMO PARA LA CARGA INTELIGENTE DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS PARA UN SISTEMA ELÉCTRICO CON ALTA PENETRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

ALGORITHM FOR SMART CHARGING OF ELECTRIC VEHICLES FOR AN ELECTRICITY SYSTEM WITH HIGH PENETRATION OF RENEWABLE ENERGIES

Diego Castro ¹, Alejandro Gutiérrez ², Andrés Cardozo ³

Recibido: 26/08/2022 y Aceptado: 20/11/2022
ENERLAC. Volumen VI. Número 2. Diciembre, 2022 (130 - 143)
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522 (digital)



Foto de Chuttersnap de Unsplash.

1 Universidad de la República (UdelaR). Uruguay.
d.castro.santestevan@gmail.com

2 Universidad de la República (UdelaR). Uruguay.
aguti@fing.edu.uy
<https://orcid.org/0000-0002-0769-3861>

3 Universidad de la República (UdelaR). Uruguay.
andres.cardozo33@gmail.com

RESUMEN

En la última década se transformó la matriz eléctrica de Uruguay logrando incorporar un elevado porcentaje de energías renovables intermitentes. Esto generó desafíos para la operación del sistema. A su vez, la migración hacia la movilidad eléctrica tiende a profundizar estos desafíos. Los sistemas de gestión de la demanda son posibles soluciones a esta problemática, en particular la gestión de cargas de vehículos eléctricos (VE). En este trabajo se diseña un algoritmo basado en blockchain para la coordinación de cargas de VE y se muestran los beneficios energéticos de su implementación. A su vez, se estudia el impacto de la penetración de VE en el futuro y se simulan los resultados que se tendrían con el sistema de coordinación. Se concluye que se tendrán problemas en la red de distribución asociados a sesiones de cargas de VE con la actual infraestructura, y la gestión de cargas de VE sería una solución efectiva.

Palabras clave: Energía Renovable, Vehículos Eléctricos, Gestión de la Demanda, Blockchain

ABSTRACT

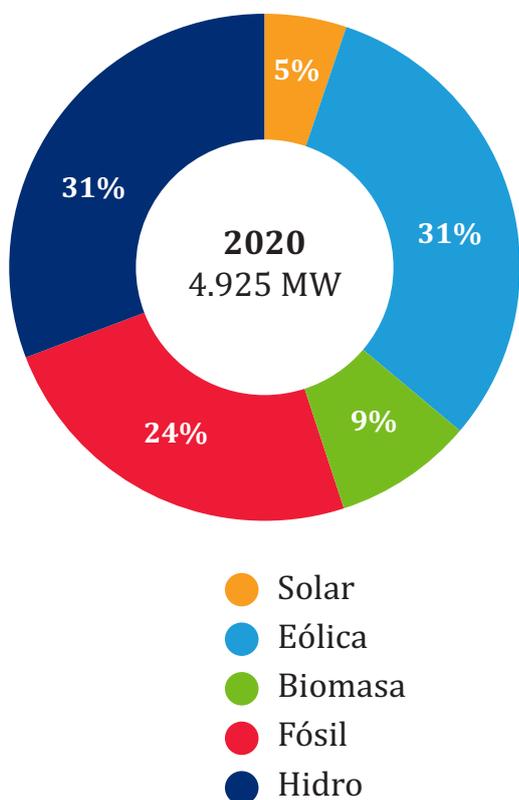
In the last decade, the electrical matrix of Uruguay was transformed, managing to incorporate a high percentage of intermittent renewable energies. In turn, the migration towards electric mobility tends to deepen these challenges. Demand response systems are possible solutions to this problem, in particular the management of electric vehicle (EV) charges. In this work, a blockchain-based algorithm for the coordination of EV loads is designed and the energy benefits of its implementation are shown. In turn, the impact of EV penetration in the future is studied and the results that would be obtained with the coordination system are simulated. It is concluded that there will be problems in the distribution network associated with EV charging sessions with the current infrastructure, and EV charging management would be an effective solution.

Keywords: Renewable Energy, Electric Vehicles, Demand Response, Blockchain

INTRODUCCIÓN

En Uruguay en los últimos años se ha transformado la matriz energética, de manera que actualmente predominan las fuentes autóctonas y renovables. Por ejemplo, en el 2018 el 97% de la energía eléctrica generada provino de fuentes renovables. En 2007 la potencia instalada de eólica y solar era prácticamente nula mientras que en 2020 la matriz es la que se muestra en la figura 1 (Balance Energético Nacional, 2020).

Figura 1. Potencia instalada en el sistema eléctrico uruguayo



Fuente: MIEM, 2020

La incorporación de este gran porcentaje de fuentes intermitentes fue posible debido a nuevas tecnologías para gestionar el despacho de estas fuentes. Para la energía eólica se desarrollaron herramientas de pronóstico de generación en distintas ventanas de tiempo para la planificación y operación del sistema

(Gutierrez et. al, 2018). A su vez, también se gestionó la variabilidad de generación con los embalses de las represas hidroeléctricas.

Existen varias alternativas para mitigar el efecto de la intermitencia, como por ejemplo, los sistemas de gestión de la demanda. Con el control de algunos dispositivos inteligentes e incentivos económicos se busca acompasar el consumo con la disponibilidad de generación. Un caso particular son los vehículos eléctricos (en adelante VE).

Blockchain es una estructura de datos digital, una base de datos compartida y distribuida que contiene transacciones guardadas en orden cronológico. Esta tecnología fue diseñada para facilitar transacciones distribuidas eliminando un administrador central. Como consecuencia, el *blockchain* puede ayudar a solucionar los desafíos que presentan los sistemas descentralizados de energía (Andoni et.al, 2019).

El presente trabajo tiene como objetivo cuantificar los beneficios de la gestión de carga de VE en el sistema eléctrico uruguayo, mediante una plataforma blockchain en donde los usuarios compartan la información referida a la carga de sus vehículos.

TECNOLOGÍA BLOCKCHAIN

Según Pereira, Toscano y Villar la tecnología blockchain la definen como:

Una *blockchain* es un libro mayor, implementado como una base de datos distribuida en una red, la cual puede ser pública o privada. En ella, se almacenan de forma permanente (inmutable) un historial de transacciones mediante la utilización de nodos, los cuales pueden contar con diferentes permisos sobre la red. La *blockchain* garantiza la consistencia de los registros almacenados utilizando diferentes mecanismos de validación y consenso, actuando como una única fuente de verdad (canónica). (Pereira et. al., 2019, p. 10)

Los contratos inteligentes son programas ejecutables que realizan cambios en la plataforma blockchain y pueden ser ejecutados automáticamente una vez que se cumplen determinadas condiciones (Andoni et. al., 2019). Su utilización permite eliminar intermediarios y automatizar procesos reduciendo los costos de las transacciones. En los últimos años se han realizado varios estudios sobre la tecnología *blockchain* para aplicaciones de mecanismos de gestión de la demanda.

En (Inayata y Hwangb, 2018), se propone una arquitectura en base a *blockchain* con el fin de mover el consumo de las horas pico, a través de recompensas a los usuarios que lo hacen. En varios trabajos se proponen mercados locales entre usuarios con el fin de balancear las fuentes de energía renovables y los consumos (Guerrero et. al 2018, Hayes et. al. 2020, Horta 2018). En otro trabajo (Claudia Pop et.al., 2018), se propone un sistema de gestión de la demanda en tiempo real mediante la gestión de eventos de Respuesta de Demanda (DR) a través de contratos inteligentes.

HIPÓTESIS DE CRECIMIENTO DE VE URUGUAY

La carga de los VE es una de las principales demandas que pueden ser gestionadas con el objetivo de optimizar el funcionamiento del sistema eléctrico. En el marco del crecimiento del uso de VE, en esta sección se busca caracteri-



zar este sector en Uruguay. Para estimar la evolución de la demanda energética de la movilidad eléctrica en los próximos años, se utiliza el informe (MIEM, 2018) del 2018 elaborado por la Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), en donde se realiza un estudio prospectivo de la evolución de la demanda energética uruguaya, en particular la demanda de los VE, para varios escenarios.

Para este estudio se considera el escenario más optimista del informe, en donde la penetración de VE es mayor. Luego, utilizando los rendimientos y recorridos medios diarios de los vehículos en base a varios estudios (MIEM 2013, MIEM 2018, IMM 2019, IMM 2020 y E2BIZ Consultores 2016) se determinan los consumos diarios de energía asociados a los VE, lo que se muestra en la tabla 1.

Tabla 1. Evolución y consumo energético de VE

Año	Cantidad de vehículos eléctricos				Eléctrico total (MWh)
	VE livianos	VE Buses	VE Birodados	VE Taxis	
2015	5	0	1,106	4	1
2020	156	34	2,214	220	21
2025	31,835	116	7,282	748	357
2030	59,308	292	17,300	1,521	691
2035	82,577	710	29,184	2,311	1,042

Fuente: Elaboración propia en base a datos de los informes (MIEM, 2013), (MIEM, 2018), (IMM, 2019), (IMM, 2020) y (E2BIZ Consultores, 2016)

Luego, se realiza una estimación de la distribución espacial de los cargadores en Montevideo, que es donde se deberían tener mayor cantidad de VE en función de la densidad de población. De acuerdo al porcentaje de población del departamento con respecto al total del país (40,1% según censo

2011, INE) y tomando como hipótesis que en la zona de estudio no existen cargadores de ómnibus y taxis se estima la distribución de cargadores en Montevideo de acuerdo a la cantidad de hogares por municipio y ponderado por el ingreso medio de dichos hogares, como se muestra en la tabla 2.

Tabla 2. Distribución de cargadores de VE en Montevideo según municipio

Municipios Montevideo	Hogares	% Hogares	Ingreso medio por hogar (\$)	Ponderación por ingreso	Distribución de EV
A	66,931	13.7%	50,455	0.7	9.8%
B	69,709	14.3%	73,437	1.0	14.9%
C	58,502	12.0%	74,914	1.1	12.7%
CH	70,196	14.4%	106,035	1.5	21.7%
D	59,720	12.3%	51,691	0.7	9.0%
E	57,118	11.7%	99,164	1.4	16.5%
F	54,301	11.1%	49,452	0.7	7.8%
G	50,621	10.4%	59,495	0.8	8.8%

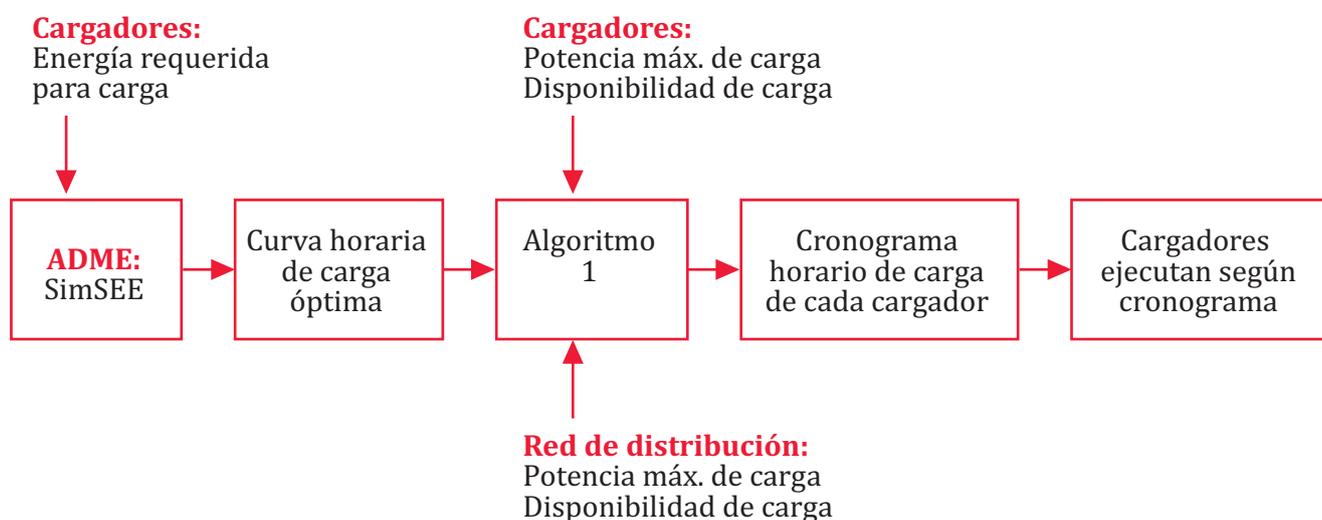
Fuente: Elaboración propia en base a datos de (IMM, 2018).

ESQUEMA GENERAL DEL ALGORITMO DE BLOCKCHAIN

En este trabajo se propone un sistema de coordinación de carga de VE, con el fin de incorporar las sesiones de carga en las horas del día en que es más conveniente para el sistema eléctrico, evitando o reduciendo los picos de consumo que se pueden generar en la red de distribución. Se desarrolla sobre un blockchain donde los nodos son UTE (empresa estatal de energía eléctrica), el Despacho de Cargas (operador del sistema) y los cargadores que quieran incorporarse. Las cargas se coordinan para el día siguiente, en base a una estimación del consumo. Mediante la utilización de una aplicación los usuarios de VE voluntariamente pueden compartir la información de carga de su VE con el sistema y tendrán bonificaciones económicas en la tarifa de carga.



Figura 2. Esquema del proceso de planificación de las sesiones de carga de VE



Fuente: Elaboración propia.

Cada cargador informa el horario en que estará disponible para cargar, su potencia máxima y la energía que consumirá en las próximas 24 horas. Esta información es levantada por el Despacho de Cargas y, junto con los pronósticos de generación y de la demanda, determina la carga en cada hora que minimizan el costo de abastecimiento de la demanda. Luego, mediante un algoritmo se asignan los cronogramas horarios de cada cargador en función de su disponibilidad para cargar, la energía que consumirá y un factor de simultaneidad para cada subestación de la que está alimentado el cargador. En la figura 2 se muestra un esquema simplificado del proceso de coordinación.

La información que se escribe en el *blockchain* es la asociada a los cronogramas de carga y la energía diaria que consumen realmente los cargadores. Se describen a continuación los pasos en el proceso para determinar el cronograma de carga de cada cargador.

1. Cada día cada cargador envía una transacción al contrato inteligente 1, en donde especifica energía a consumir y disponibilidad horaria para cargar el próximo día.

2. El contrato inteligente 1 guarda la energía que debe consumir cada cargador y la envía al contrato inteligente 2 (detallado más adelante), envía una transacción con la energía total a consumir al Despacho de Cargas, y queda a la espera de los pasos 3 y 4.

3. Con la demanda de carga total, el Despacho de Cargas determina, junto con los pronósticos de generación de eólica y solar, las cotas de las represas y el costo futuro del agua (precio que considera la optimización del despacho de las fuentes disponibles), la curva de carga que minimiza el costo de generación. Luego el Despacho de Cargas envía una transacción al contrato inteligente 1 con la curva de carga óptima.

4. El contrato inteligente 1 levanta la información de la red de distribución, la cual debe estar disponible en un servidor de UTE. Esta información tendrá la lista de los cargadores conectados a cada subestación de la red y un factor de simultaneidad (detallado en la página 138) máximo horario que deberá limitarse a cada subestación.

5. El contrato inteligente 1, una vez que tiene la información de 3 y 4, determina el cronograma horario que debe ejecutar cada cargador y se los envía. Para esto, primero se determina la energía que consumirá cada subestación mediante el óptimo que minimiza el error de la ecuación 1 y cumple las restricciones 2, 3 y 4. ΔE_i es la energía óptima de carga en cada hora i (determinado por el Despacho de Cargas), σ_{ij} es la energía asignada a la subestación j en la hora i , M es la cantidad de subestaciones, $P_{cargadores}$ la potencia de los cargadores (7,4 kW), f_{s_i} es el factor de simultaneidad horario de la subestación, $Disp_{ij}$ es la disponibilidad de carga en la hora i de la subestación j , la cual es la suma de las disponibilidades de cada cargador conectado a la subestación. E_{req_j} es la energía total requerida por la subestación j , la cual es lo declarado en el paso 1.

$$\min \{ \Delta E_i - \sum_j^M \sigma_{ij} \} i \in T \quad (1)$$

$$\sigma_{ij} \leq f_{s_i} \cdot P_{cargador} \quad (2)$$

$$\sigma_{ij} \leq Disp_{ij} \quad (3)$$

$$\sum_i^T \sigma_{ij} \leq E_{req_j} \quad (4)$$

Una vez determinada la energía de cada subestación, se busca el cronograma horario de cada cargador el cual es el óptimo de la ecuación 5 con las restricciones de las ecuaciones 6 y 7. $Disp_{ik}$ es la disponibilidad de carga en la hora i de cada cargador k . E_{req_k} es la energía total requerida por cada cargador k , la cual es lo declarado en el paso 1. N_j es la cantidad de cargadores asociados a cada subestación.

$$\min \{ \sigma_{ij} - \sum_k^{N_j} \delta_{ik} \} i \in T \quad (5)$$

$$\delta_{ik} \leq Disp_{ik} \quad (6)$$

$$\sum_i^T \delta_{ik} \leq E_{req_k} \quad (7)$$

En el caso que no se asigne toda la energía especificada en el punto 1, ya sea porque no existe disponibilidad de carga en los horarios óptimos determinados en 2, o porque se supera el factor de simultaneidad, se procede a asignar las cargas a partir de las 0 horas considerando la disponibilidad de carga y el factor de simultaneidad, sin tener en cuenta la curva de carga óptima.

6. Finalmente, los cargadores ejecutan la carga de acuerdo a lo enviado en 5.

Para el registro de la energía, cada cargador envía una transacción a un contrato inteligente 2 con la cantidad de energía consumida en cada hora y el cronograma de carga. El contrato inteligente 2 compara la energía consumida con el cronograma y determina el porcentaje de energía que efectivamente fue coordinada, es decir energía consumida en el horario determinado por el cronograma. Una vez que tiene la energía de las 24 horas, envía una transacción a UTE con el total de energía consumida en el horario determinado por el cronograma y el total de energía consumida fuera de dicho cronograma.

BENEFICIOS ENERGÉTICOS DE UNA CARGA COORDINADA DE LOS VE

Para analizar el impacto que puede tener el sistema de coordinación de cargas de VE se realizó una simulación en el programa SimSEE, el cual es un programa de simulación de sistemas de energía eléctrica desarrollado por la Facultad de Ingeniería de la Udelar¹. En este programa se pueden modelar todos los actores que participan en el sistema eléctrico uruguayo (demanda, generadores, exportación, etc.) y

1 simsee.org

realizar simulaciones para evaluar cómo se comporta el sistema. Se utiliza el OddFace², también desarrollado por la Facultad de Ingeniería de Udelar, el cual determina la configuración óptima de inversiones que minimizan el costo de abastecimiento de la demanda (CAD) en el período de optimización.

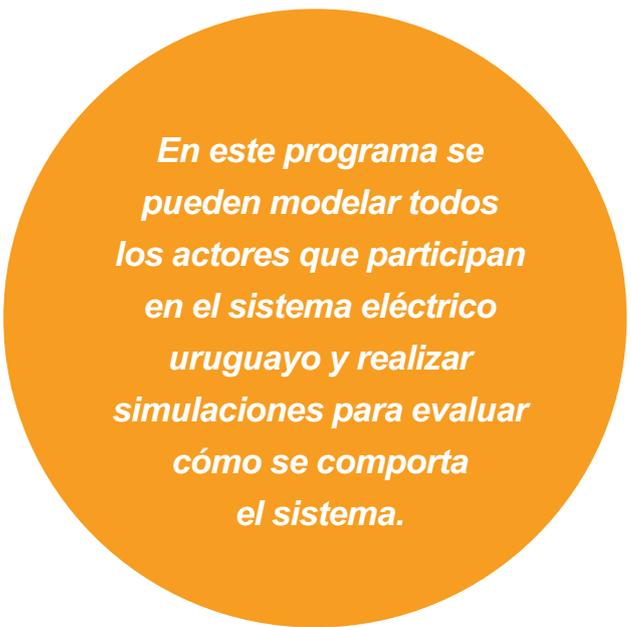
En primer lugar, se realizaron dos simulaciones en el OddFace. En el escenario base se toma como hipótesis que toda la carga diaria de VE comienza a las 0 horas (horario de 0 a 7 horas precio más bajo según la tarifa actual). En el segundo escenario se incorpora el sistema de coordinación de cargas, de esta manera se puede observar la diferencia entre el CAD y la matriz de generación necesaria para cada escenario.

Las simulaciones en el OddFace se realizan en el período comprendido entre el 2022 y el 2035. Para la demanda de energía del sistema se utiliza un perfil típico de Uruguay con un crecimiento anual de 2%. Como hipótesis se define que los excedentes de generación se exportan a 7 USD/MWh. Las tecnologías consideradas para la expansión son eólica, solar y turbinas de gas, con costos de inversión según los valores medios del informe Lazard (Lazard, 2020). Se utiliza una potencia de 7,4 kW para los vehículos livianos y birodados y 60 kW para los ómnibus. A su vez, se supone existe un cargador por cada VE. El sistema de coordinación de cargas se simula con el actor del SimSEE “demanda con respuesta”. Este actor distribuye una demanda determinada en las horas en donde el costo marginal de generación es menor.

Con la cantidad de VE en el 2035 se obtiene una potencia de carga total de VE de 887 MW. Se puede observar que si todas las cargas comienzan a las 0 horas, se generará un pico de 887 MW, en una demanda que aproximadamente tiene una potencia pico de 2500 MW, lo que es un aumento considerable.

En la tabla 3 se muestran los resultados de las potencias de expansión eólica, solar y térmica instaladas en el período de planificación, para cada escenario. Estas configuraciones de potencia de expansión son las que minimizan el costo de abastecimiento de la demanda (CAD) en el período, los que también se muestran en la tabla 3. Se puede observar que la coordinación de cargas de VE aumenta levemente la potencia instalada de energía eólica y solar. Por otro lado, la expansión de potencia térmica se reduce a la mitad. Consecuentemente, el valor esperado del CAD es un 1,8% menor con el sistema propuesto.

Una vez determinada la potencia instalada óptima en cada escenario, se procede a realizar una simulación en el año 2035 en el SimSEE, con el fin de evaluar el sistema únicamente en el año con mayor porcentaje de VE. Se realizan dos simulaciones de 10.000 crónicas del escenario base y el escenario 2. En la tabla 3 también se muestran los resultados de ambos escenarios. Se tiene un menor CAD y los excedentes son mayores en el escenario 2.



En este programa se pueden modelar todos los actores que participan en el sistema eléctrico uruguayo y realizar simulaciones para evaluar cómo se comporta el sistema.

2 adme.com.uy

Tabla 3. Resultados simulaciones OddFace y SimSEE

	Simulación período 2022-2035				Simulación año 2035		
	CAD (MUSD)	Pot eólica (MW)	Pot solar (MW)	Pot térmica (MW)	CAD (MUSD)	Excedentes (GWh)	Gen. térmica (GWh)
Escenario base	5,388	1,100	1,300	240	979	4,232	274
Escenario 2	5,293	1,150	1,400	120	971	4,440	203

Fuente: Elaboración propia.

A su vez, la potencia máxima demandada en el escenario base es de 2724 MW, mientras que en el escenario 2 es de 2651 MW. Esto implica un menor estrés a las redes eléctricas (transformadores, líneas, etc.) en el escenario con la coordinación de VE. Por lo tanto, la implementación de la coordinación de cargas de VE genera una reducción en valor esperado de unos 100 millones de dólares constantes del CAD en el período comprendido entre el 2022 y el 2035.

ANÁLISIS DE IMPACTOS EN LA RED ELÉCTRICA

En esta sección se analiza el impacto de la carga de VE en la red de distribución eléctrica y cómo influye la incorporación de un sistema de coordinación de cargas. Para esto se realiza un estudio en una parte de la red eléctrica de Montevideo. Se decide seleccionar una zona en donde se tendrá mayor cantidad de VE lo que implica un mayor impacto sobre la red de distribución. Según la cantidad de cargadores por municipio determinada en la sección 3, se selecciona como zona de estudio los municipios CH y E.

Análisis sesiones de carga descoordinadas

Para el estudio fueron aportados por UTE los datos de las subestaciones de media a baja tensión de los municipios elegidos, las cuales son

unas 1000 aproximadamente. A partir de esta información se determina una curva de carga horaria para cada municipio en base al día en donde se registró la potencia máxima de la serie de datos. A los datos se les aplica un aumento del 2% anual para escalarlos a la demanda del 2035. Luego se calcula la energía requerida por cada municipio y la curva de potencia de carga de acuerdo a la cantidad de cargadores en cada municipio, la potencia de los mismos (7,4 kW) y los consumos diarios de los vehículos. Según las hipótesis del escenario base, todas las cargas comienzan a las 0 horas.

Para el análisis se supone que todas las subestaciones tendrán el mismo porcentaje de carga y que los cargadores de VE estarán instalados de manera proporcional a la potencia nominal de cada subestación. Al incorporar la carga de VE existe un aumento significativo en los porcentajes de carga de las subestaciones pero igual se mantienen por debajo de los valores admisibles de los transformadores. Por lo tanto, se puede concluir que en base a las hipótesis consideradas no se tendrán problemas de sobrecargas de transformadores a nivel de media a baja tensión.

Para evaluar el impacto de la carga sin controlar de los VE en las líneas de distribución, aguas abajo de las subestaciones analizadas, se procede a calcular las caídas de tensión en las redes

de distribución de dos subestaciones específicas. Para tal fin, también se solicitó a UTE dos unifilares de dichas redes. Se analizan dos tipos de ramales de distribución que son típicos en los municipios considerados. Por un lado, se tiene una subestación con varios ramales que tienen un cable de unos 150 metros de largo aproximadamente que alimenta una carga puntual (situación típica en edificios del municipio CH). Por otro lado, para el municipio E se utiliza una subestación con una distribución típica en casas donde las cargas están más distribuidas. Se analiza sólo un ramal de 4 que tiene la subestación.

En el caso del CH, se analiza uno de los ramales que tiene un cable de 150 metros. La caída de tensión hasta los usuarios, ΔU , es la caída de tensión en el transformador, donde se tiene la corriente del consumo de todos los usuarios, $I_{usuarios}$, y la corriente de todas las cargas de VE, I_{EV} , sumado a la caída de tensión en el

cable del ramal en estudio, donde $I_{usuarios}$ se divide entre los ramales, R , y I_{EV} se divide entre la fracción de cargadores en dicho ramal n/N_T . Donde N_T es el total de cargadores de la subestación y n es la cantidad que se encuentran en el ramal de estudio. Esto se expresa en la ecuación 8. U_n es el voltaje de baja tensión (230V), Z_{trafo} es la impedancia del transformador (donde solo se consideró la impedancia inductiva) y Z_{cable} es la impedancia del cable. La potencia aparente demandada por todos los usuarios conectados a la subestación, $S_{usuarios}$, se calcula como el porcentaje de carga del municipio por la potencia nominal del transformador de la subestación (630 kVA). Se supone un factor de potencia de 0,92 y que la carga se distribuye de igual manera en cada ramal. Se asume que la corriente $I_{usuarios}$ no varía con la incorporación de la carga de VE. Los cargadores se suponen trifásicos con una potencia de 7,4 kW. y el factor de potencia se define en 1.

$$\Delta U = \frac{Z_{trafo}}{\sqrt{3}U_n} \cdot \left(S_{usuarios} + \frac{S_{EV}}{1 - \Delta U} \right) + \frac{Z_{cable}}{\sqrt{3}U_n} \cdot \left(\frac{S_{usuarios}}{R} + \frac{S_{EV}}{1 - \Delta U} \cdot \frac{n}{N_T} \right) \quad (8)$$

La cantidad de cargadores N_T de la subestación se define de manera proporcional a la relación entre la potencia del transformador de la subestación y la potencia total de las subestaciones del municipio CH. Esto da como resultado 22 cargadores. Para el cálculo de las caídas de tensión se consideran tres casos; uno donde los 22 cargadores se encuentran en el ramal en estudio, otro donde los 22 cargadores se reparten de igual manera en los 7 ramales (3 cargadores en cada ramal) y otro en donde 10 cargadores se ubican en el ramal de estudio.

Por otro lado, en el municipio E se tiene un caso tipo de carga distribuida y la cantidad de cargadores asociados a esta subestación es de 20. Se analiza una sola alimentación de las cuatro que tiene la subestación. Por lo tanto el circuito de estudio cuenta con un transformador de

630 kVA, un cable de 240 mm², un autotransformador de 50 kVA y derivaciones a 12 usuarios en cable de 95 mm². Se utiliza el modelo de una carga equivalente puntual, definiendo un cable de largo equivalente según la ecuación 9 para las cargas conectadas al cable de 95 mm². Donde S_i es la potencia de cada usuario, S_{EV_i} es la potencia de cada cargador y l_i es el largo del cable preensamblado.

$$L_{eq} = \frac{\sum_i l_i \cdot (S_i + S_{EV_i})}{\sum_i (S_i + S_{EV_i})} \quad (9)$$

Por lo tanto, análogamente a lo calculado en el municipio CH, se calcula la caída de tensión de la carga puntual equivalente para tres casos; uno en donde cada usuario tiene un cargador por lo que se tendrían 12 cargadores, otro en donde se tienen 5 cargadores en el ramal de estudio y

se instalan en los usuarios del 8 al 12 y otro en donde se tengan 9 cargadores en los usuarios del 4 al 12.

En la tabla 4 se muestran los resultados de la caída de tensión con respecto a la tensión

nominal en ambos municipios. Para el municipio CH en los casos con 22 y 10 cargadores, se tienen caídas de tensión mayores a la admisible en la hora 0 y 1 (mayor a 3%). En el municipio E también se supera la caída de tensión máxima admisible en todos los casos considerados.

Tabla 4. Caídas de tensión subestaciones del municipios CH y E

Hora	Caída de tensión (%)					
	Municipio CH			Municipio E		
	22 cargadores	10 cargadores	3 cargadores	12 cargadores	9 cargadores	5 cargadores
0	7.4	4.7	3.4	14.4	11.4	7.8
1	5.5	3.6	2.6	10.3	8.3	5.8
2	1.4	1.4	1.4	2.2	2.1	2.1
3	1.4	1.4	1.4	2.1	2	2
4	1.4	1.4	1.4	2.1	2	2
5	1.4	1.4	1.4	2.2	2.1	2.1

Fuente: Elaboración propia.

A partir de las caídas de tensión calculadas se buscan los factores de simultaneidad que aseguran una caída de tensión menor o igual a 3%. En base a estos números se construye una curva de factores de simultaneidad los cuales se utilizan como insumo para el algoritmo de coordinación (se supone caso que todos los cargadores en funcionamiento simultáneo de la subestación están en el mismo ramal).

Simulación algoritmo de coordinación

Ahora se evalúan los parámetros discutidos en la sección anterior pero simulando que el sistema de coordinación está en funcionamiento. Para esto se debe determinar la curva de potencia de carga de VE que asignan los cronogramas de coordinación. Utilizando el SimSEE se obtiene la potencia óptima de carga de VE en cada hora del día. Como resultado se tiene que toda la carga debe realizarse entre las 0 y las 6 horas.

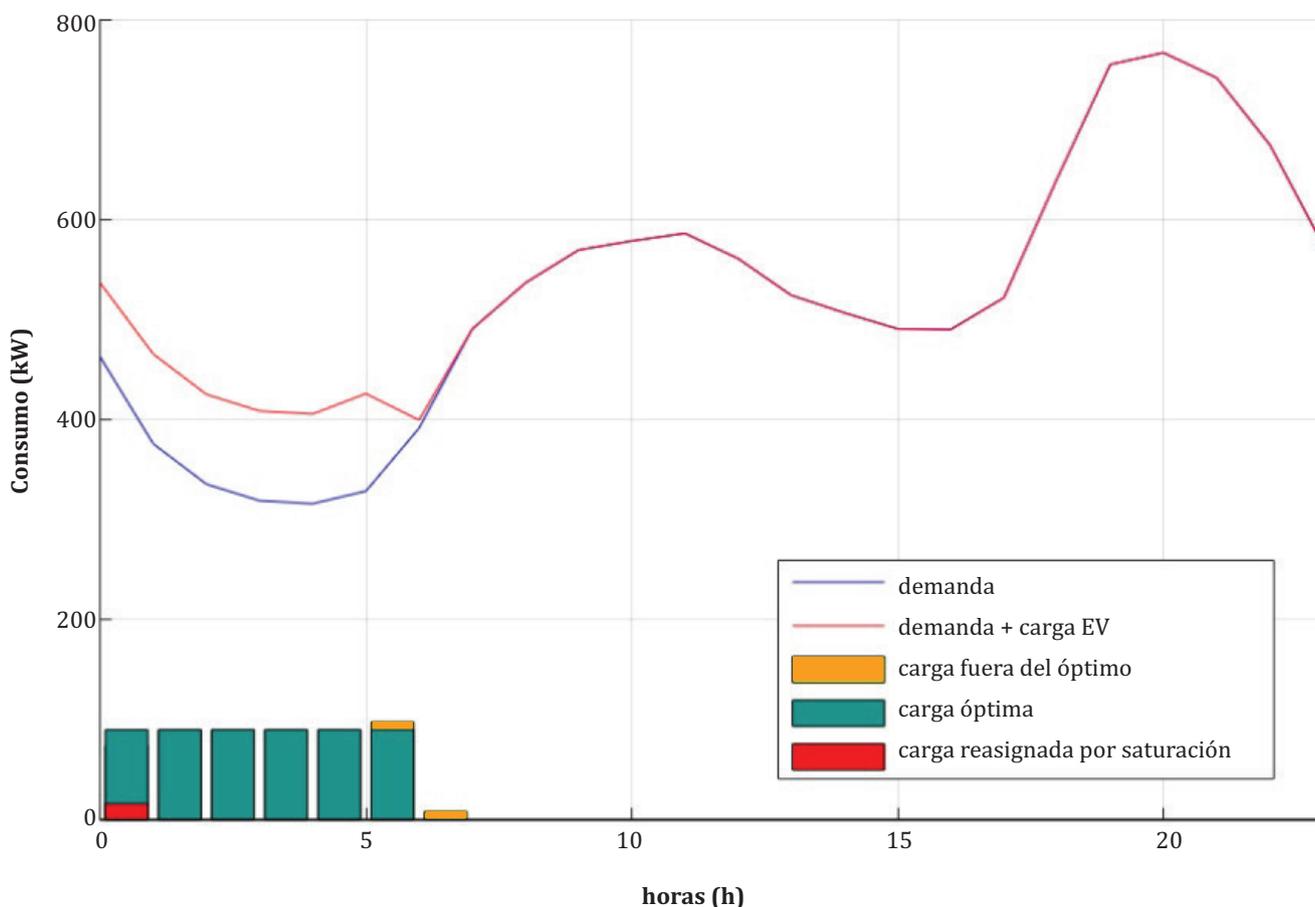
Utilizando la herramienta Octave se desarrolla el algoritmo de coordinación descrito en la sección 4. Para simplificar la cantidad de datos solo se utilizan las dos subestaciones del CH y el E como si fueran el total de cargas a coordinar y se escala la potencia óptima de todo el sistema de acuerdo a la energía requerida por las dos subestaciones. En el programa se ingresan los datos de la curva de potencia óptima, la energía requerida y disponibilidad de carga de cada cargador de las subestaciones del CH y el E. Para la mitad de los cargadores se supuso una disponibilidad de las 20 horas hasta las 7 am y para la otra mitad una disponibilidad desde las 0 a las 3 am. Para los factores de simultaneidad de la subestación mencionados en la página 134, se utilizaron los calculados en la sección anterior correspondiente al municipio CH.

Con esta información el algoritmo sigue los pasos detallados en la página 134 y se obtienen

las gráficas que se muestran en la figura 3. La curva azul corresponde a la potencia demandada por los clientes en ambas subestaciones mientras que a la curva roja se le adiciona la potencia de carga de los VE. Como se puede

ver, a las 0 horas no se pudo asignar toda la energía óptima (barras verdes) ya que no había cargadores disponibles, por lo que se tuvo que reasignar a las 5 y a las 6 horas (barras amarillas).

Figura 3. Simulación de coordinación de carga de VE



Fuente: Elaboración propia.

Con el cronograma obtenido se repite el procedimiento de la página 138 y se obtiene la tabla 5 con las caídas de tensión resultantes. Se muestran los resultados para los casos en que todos los cargadores se encuentren en el ramal de estudio, que es el caso más conservador. Para los factores de simultaneidad seleccionados, no se presentan problemas en el CH pero todavía existen problemas en el E. Igualmente los valores de caída de tensión pueden ser menores ya que algunos de los cargadores activos se pueden encontrar en otros ramales.



Foto de Jason Blackeye de Unsplash.

Tabla 5. Caídas de tensión de los ramales de las subestaciones del CH y E con coordinación.

Hora	Municipio CH		Municipio E	
	Cargadores activos	Caída de tensión (%)	Cargadores activos	Caída de tensión (%)
0	5	3	5	5.6
1	7	3.1	5	5.1
2	7	2.9	5	4.8
3	7	2.9	5	4.7
4	7	2.8	5	4.7
5	6	2.7	7	5.8
6	0	1.7	1	3.1

Fuente: Elaboración propia.

Por lo tanto, con un sistema de coordinación se obtuvo una reducción significativa en los posibles problemas en las redes de distribución asociados a las cargas de VE.

CONCLUSIONES

En este trabajo se diseña un sistema de coordinación de cargas de VE aplicado a la realidad del sistema eléctrico uruguayo. Se realiza una evaluación de los beneficios energéticos del sistema utilizando la herramienta SimSEE. Los resultados muestran que se pueden ahorrar en valor esperado unos 100 millones de dólares en el período comprendido entre el 2022 y el 2035. A su vez, con el sistema de coordinación se logra reducir la potencia pico un 2,7%. Con respecto a la potencia instalada, con el sistema de coordinación se incorpora mayor potencia eólica y solar, mientras que se reduce a la mitad la potencia instalada de fuentes térmicas.

Por otro lado, se realiza un estudio del impacto de la carga descoordinada de los VE (escenario base) en el año 2035. Se realiza un estudio de las redes eléctricas evaluando posibles congestiones en los cables y en las subestaciones.

Se concluye que es razonable pensar que la carga descoordinada de VE generará problemas en los cables de distribución. Luego, se simuló la coordinación de cargas en la red de distribución analizada y se obtuvo una mejora significativa con respecto al escenario base. Por lo tanto, la utilización del sistema de coordinación de cargas de VE mitiga los efectos de congestión en las redes de distribución y puede diferir algunas inversiones en las redes eléctricas. ■

Con el sistema de coordinación se incorpora mayor potencia eólica y solar, mientras que se reduce a la mitad la potencia instalada de fuentes térmicas.

REFERENCIAS

- Andoni M., Robu V., Flynn D., Abram S., Geach D., Jenkins D., McCallum P., Peacock A. (2019). Blockchain technology in the energy sector: A systematic review of challenges and opportunities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (100) (143- 174), Elsevier
- E2BIZ Consultores (2016). Estudio Escenarios de Usos Futuros de la Electricidad Capítulos Transporte y Residencial.
- Guerrero J., Chapman A. C. y Verbić G. (2018). Decentralized P2P Energy Trading under Network Constraints in a Low-Voltage Network. *Arxiv*
- Gutiérrez A., de Almeida E. , Porrini C.,Romero M.,Ortelli S., Cazes G., Bandeira A., Moreira D., Cataldo J. (2018). Pronósticos operativos de energía eólica, para la gestión de los sistemas eléctricos en la Región. *ENERLAC. Revista de energía de Latinoamérica y el Caribe, [S.l.]*, v. 2, n. 1, p. 28-41
- Hayes B.P., Thakur S. y Breslin J.G. (2019). Co-simulation of electricity distribution networks and peer to peer energy trading platforms. *Electrical Power and Energy Systems*.
- Horta J. (2018). Innovative paradigms and architecture for future distribution electricity networks supporting the energy transition. *Artificial Intelligence [cs.AI]*. Télécom ParisTech, 2018. English. <NNT : 2018ENST0022>. <tel-01998249>
- Inayata K. y Hwang S. O. (2018). Load balancing in decentralized smart grid trade system using blockchain. *Journal of Intelligent & Fuzzy Systems* 35, 5901–5911
- Instituto Nacional de Estadística (2011) <https://www.ine.gub.uy/censos-2011>
- Intendencia Municipal de Montevideo (2019). Estudio sobre el funcionamiento del sector del transporte por aplicaciones y sus consecuencias en el sector de transporte oneroso de pasajeros en la ciudad de Montevideo <https://montevideo.gub.uy>
- Intendencia Municipal de Montevideo, Unidad de Estadística, Servicio de Gestión Estratégica, Departamento de Desarrollo Sostenible e Inteligente (2018). Información física y sociodemográfica por Municipio <https://montevideo.gub.uy>
- Lazard (2020). Levelized cost of energy analysis - Version 14.0
- Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) (2019). Balance Energético Nacional 2020
- Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) (2013). Características del sector residencial
- Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) (2018). Prospectiva de la demanda energética
- Pereira M., Toscano M. y Villar P. (2019). Tesis de grado: Plataformas blockchain y escenarios de uso. Universidad de la República, Facultad de Ingeniería. Montevideo, Uruguay
- Pop C., Cioara T., Antal M., Anghel I., Salomie I. y Bertoncini M (2018). Blockchain based decentralized management of demand response programs in smart energy grids. *Sensors*, vol. 18, no. 2, p. 162