

REDES INTELIGENTES DE DISTRIBUCIÓN CON ALTA PENETRACIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS: DESAFÍOS Y SOLUCIONES PARA UNA OPERACIÓN EFICIENTE

SMART DISTRIBUTION NETWORKS WITH HIGH PENETRATION OF ELECTRIC VEHICLES: CHALLENGES AND SOLUTIONS FOR EFFICIENT OPERATION

Patricio Benalcázar, Mauricio Samper y Alberto Vargas

*Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina.
benalcazar@jee.unsj.edu.ar, msamper@jee.unsj.edu.ar, avargas@jee.unsj.edu.ar*

RESUMEN: La conexión no controlada de una gran cantidad de vehículos eléctricos, puede afectar severamente el estado operativo de la red eléctrica de distribución. Estos vehículos tienen la capacidad de consumir, almacenar y suministrar energía. En este contexto, es fundamental desarrollar algoritmos y herramientas de cálculo, para despachar económicamente y de manera controlada los requerimientos impuestos por los mismos. Para facilitar esta funcionalidad, se requiere de sistemas que interactúen entre los vehículos eléctricos y los operadores de los centros de control de distribución. Una alternativa para ello es utilizar el concepto de los "agregadores". En este sentido, el presente trabajo describe las características y funcionalidad de los agregadores. Además, propone una estructura jerárquica de control y analiza el rol de los agregadores en el despacho económico de una red de distribución que integra una gran cantidad de vehículos.

Palabras Clave: Despacho económico, planificación y operación, recursos de energía dispersa, redes inteligentes de distribución, vehículos eléctricos.

ABSTRACT: The uncontrolled release of a large amount of free electric vehicles, can severely affect the operational status of the power distribution network. These vehicles are able to consume, storing and delivering energy. In this context, it is essential to develop algorithms and calculation tools to economically dispatch and controlled manner the requirements imposed by them. To facilitate this functionality, it requires systems that interact with electric vehicles and operators of distribution control centers. An alternative to this is to use the concept of "aggregators." In this sense, this paper describes the features and functionality of the aggregators. It also proposes a hierarchical control structure and analyzes the role of aggregators in the economic dispatch of a distribution network that integrates a large number of vehicles.

Key Words: Economic dispatch, planning and operation of dispersed energy resources, smart distribution grids, electric vehicles.

1. INTRODUCCIÓN

Los vehículos que utilizan combustibles fósiles no constituyen un recurso de movilidad sustentable. Ello debido a la volatilidad de los precios de los combustibles y a problemas relacionados con el medio ambiente y la salud pública. Para reducir estos problemas, la industria del transporte está evolucionando hacia el diseño y la fabricación de vehículos más eficientes, confiables, inteligentes y de alto rendimiento [1]. En este sentido, se estima que en los próximos años existirá una alta penetración de vehículos eléctricos (PEV -*Plug-in Electric Vehicles*-), los cuales requerirán conectarse a la red eléctrica de distribución para consumir, almacenar y suministrar energía eléctrica [2]. Se han desarrollado diversas tecnologías para propulsar los PEV, tales como baterías y celdas de combustible [3]. Se destaca el uso de baterías debido a los grandes avances realizados en este campo [1, 4].

Por otra parte, sin una adecuada programación y control del tiempo y de los procesos de carga-descarga de los PEV, la red eléctrica de distribución puede presentar problemas de sobrecarga del equipamiento eléctrico, congestión de líneas y/o pérdidas de energía; lo cual puede conducir a severos problemas de calidad de energía y déficit [5, 6]. Además, la complejidad del problema aumenta cuando el operador de la red de distribución gestiona estos procesos directamente con cada uno de los PEV [7]. Ello debido a la gran cantidad de variables e incertidumbres involucradas en los procesos de carga y descarga de los PEV.

Estas variables incluyen preferencias y restricciones impuestas por los propietarios de los PEV, dinámica de los precios de la energía durante el día, estado de carga de los PEV y restricciones de capacidad de la red.

Este contexto plantea nuevos paradigmas respecto de la operación de la red de distribución en tiempo real. En este sentido, los operadores de la red de distribución requieren de sofisticados sistemas de gestión técnica y energética para satisfacer eficientemente los requerimientos impuestos por el nuevo rol activo que desempeñarán los PEV. Para enfrentar con éxito los nuevos paradigmas, es fundamental transformar las redes actuales de distribución en redes inteligentes de distribución (RID). Una RID se puede definir como una combinación sinérgica de la red de distribución existente con nuevas y renovadas tecnologías de comunicación, medición, control y operación. Ello con el objetivo principalmente de integrar "de manera inteligente" las acciones de generadores, consumidores y agentes que desempeñen ambas funciones -prosumers-; integrar grandes volúmenes de información; mejorar la eficiencia de los sistemas de distribución e incrementar la confiabilidad y calidad del suministro [5].

La Fig. 1 muestra un esquema de diseño y funcionamiento de la red actual de distribución y de la RID. En la misma se observan los elementos que forman parte de cada red eléctrica y la interacción existente entre ellos. A diferencia de la red actual, la RID incluye generación descentralizada y flujos bidireccionales de potencia y comunicaciones (líneas en rojo).

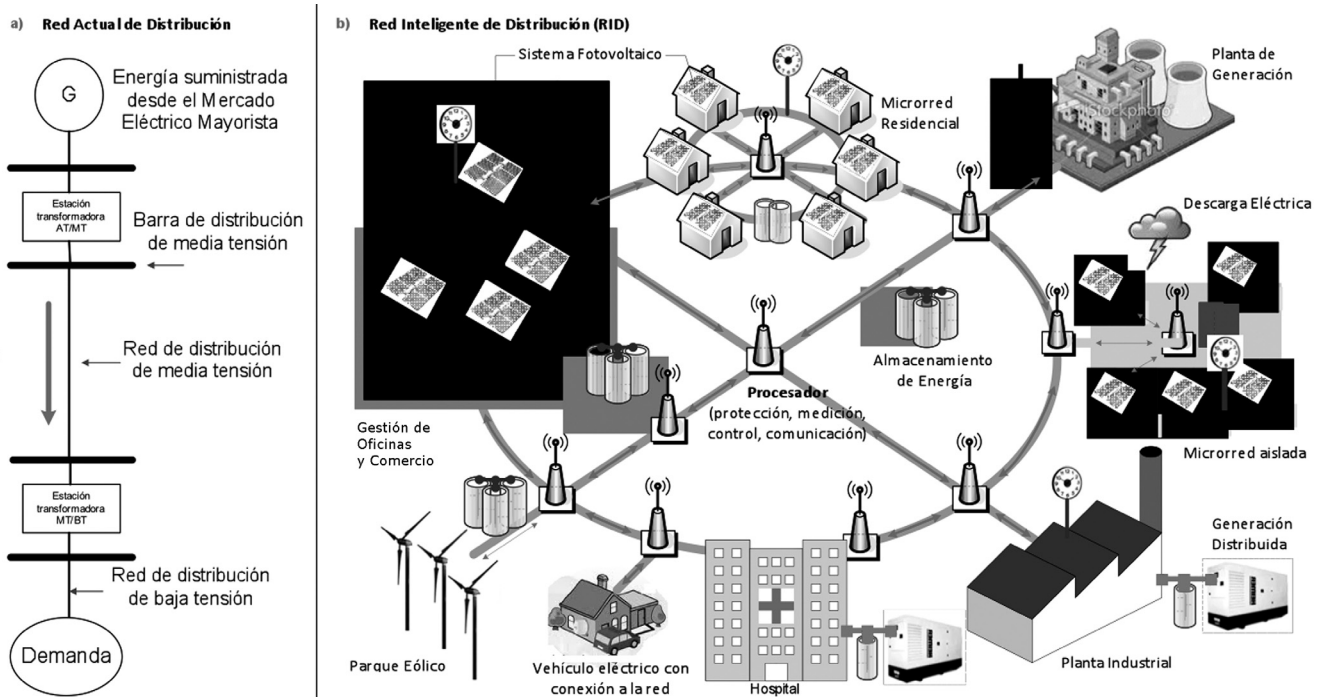


Fig. 1. Red actual de distribución y RID.

Para planificar, operar y despachar eficientemente las RID, resulta fundamental continuar desarrollando metodologías, algoritmos y herramientas de cálculo que puedan ser implementadas en sistemas de gestión de distribución (DMS -*Distribution Management System*-) y en equipamientos de gestión local de recursos [7-12]. Los DMS deben integrar herramientas para el despacho económico de recursos de energía distribuida (DER). Los DER conciernen tanto a generadores distribuidos como a almacenadores de energía [5]. Por otra parte, los equipamientos de gestión local de recursos son dispositivos localizados estratégicamente en las RID, cuya función es mejorar la interacción existente entre los sistemas DMS y una gran cantidad de elementos de generación y consumo de pequeña escala. Estos equipamientos incluyen sistemas de gestión de energía para viviendas, plantas virtuales de energía y agregadores para PEV. Los primeros son dispositivos inteligentes que gestionan económicamente y de forma automática el funcionamiento de los equipamientos ubicados en edificaciones [10, 13]. Las plantas virtuales de energía constituyen agentes que agrupan una gran cantidad de elementos de generación y consumo, los cuales están interconectados a través de canales de comunicación y pueden ser gestionados de forma centralizada [10]. Los agregadores representan un caso particular de las plantas virtuales de energía para la gestión de PEV [7].

El presente trabajo describe los aspectos que requieren ser considerados en los algoritmos, y herramientas de cálculo utilizados para despachar económicamente una RID que integra una gran cantidad de PEV. Para satisfacer los requerimientos de los PEV, se utilizan agregadores como medio de interacción entre los sistemas DMS y los sistemas de carga-descarga de los PEV. Este despacho económico (DE) contempla una ventana de tiempo de corto plazo, lo cual incluye el DE con un día de anticipación (exante) y en tiempo real.

En este sentido, la Sección II analiza la interacción de los agregadores de PEV con otros sistemas de gestión-control y los componentes de la RID que permiten lograr un adecuado desempeño de los mismos. La Sección III describe los mecanismos económicos que incentivan la conexión de los PEV durante determinados periodos de tiempo. La Sección IV trata las principales variables técnicas y económicas que deben ser consideradas en la formulación del problema de DE; así como también los métodos de optimización que podrían ser utilizados para su resolución. Finalmente, la Sección V brinda las conclusiones.

2. DESCRIPCIÓN DE LOS AGREGADORES DE PEV

PEV

Avances en electrónica de potencia y sistemas de control permiten que estos vehículos puedan consumir, almacenar y sumi-

nistrar energía. Estas funcionalidades transforman a los PEV en prosumers de pequeña escala [6]. En este sentido, la posibilidad de los PEV para operar como elementos de almacenamiento de energía móviles y distribuidos se denomina como tecnología de vehículo a la red (tecnología V2G -*Vehicle to Grid*-). Características técnicas y económicas relacionadas con los sistemas de propulsión de los PEV se detallan en [1,3,4].

La cantidad de energía que cada PEV requiere consumir y suministrar depende del estado de carga y tamaño de la batería. El estado de carga varía en función de la distancia recorrida haciendo uso de la batería y de las características intrínsecas del sistema de propulsión de cada PEV. Por otra parte, el tiempo de conexión de los PEV a la RID depende del estado de carga, tamaño y velocidad de carga-descarga de las baterías. Esto último está restringido por la capacidad de la red eléctrica y las características de la infraestructura de carga-descarga [5], [14]. En este sentido, se han diseñado diversos estándares para establecer los componentes eléctricos, de control y de comunicaciones, requeridos para gestionar la carga-descarga de PEV en viviendas, grandes estaciones de servicio y parqueaderos públicos y privados [15-16].

La Tabla I muestra los tiempos estimados de carga para diferentes tipos de PEV. Ello en función del sitio de carga y tamaño de la batería. La terminología "Modelo Híbrido" se refiere a aquellos PEV que utilizan un motor de combustión interna y una batería como medios de propulsión. El valor numérico junto a la palabra "Modelo Híbrido" indica la cantidad de millas que el vehículo puede recorrer sin consumir combustible. Esta información está basada en el estándar SAE J1772 [15].

Tabla 1. Tiempos de carga para vehículos eléctricos.

Configuración del vehículo eléctrico	Tamaño de la Batería	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
	(kWh)	120 (V); 12 (A)	240 (V); 32 (A)	480 (V); 100 (A)
Modelo Híbrido-10	4	3 horas	1/2 hora	no aplica
Modelo Híbrido-20	8	6 horas	1 hora	no aplica
Modelo Híbrido-40	16	12 horas	2 horas	1 hora
Eléctrico Puro	24	18 1/2 horas	3 1/2 horas	1 1/2 horas
Nivel 1: Para viviendas y parqueaderos públicos y privados.				
Nivel 2: Para parqueaderos públicos y privados.				
Nivel 3: Para grandes estaciones de servicio.				

La movilidad diaria de los PEV también influye en el DE. Ello determina los periodos de tiempo en los cuales los PEV estarán parqueados y conectados a la RID. Utilizando esta información, los operadores de la RID pueden programar los intervalos de tiempo más adecuados para cargar o descargar los PEV, evitando que estos procesos pongan en riesgo la seguridad operativa del sistema. El comportamiento de los PEV puede ser descrito mediante diferentes porcentajes aleatorios de conexión y desconexión durante el día [6, 17], o mediante bases

de datos correspondientes a la movilidad vehicular dentro del área de estudio. Por ejemplo, la referencia [18] utiliza los datos de movilidad vehicular en Alemania para determinar la cantidad de vehículos parqueados en cada periodo horario de tiempo; así como también clasifica los motivos que originan la movilidad de los vehículos. Estos motivos pueden ser ocio, trabajo, acompañamiento, educación, compra de artículos y negocios privados.

Agregadores de PEV

Los requerimientos de carga y descarga de un solo PEV no influyen significativamente en el estado operativo de una RID [17]. Sin embargo, la conexión masiva no controlada de PEV puede alterar considerablemente los flujos bidireccionales de potencia que circulan por la red eléctrica. Diversas alternativas se han desarrollado para gestionar de forma controlada los procesos de carga y descarga de los PEV. Ello con la finalidad de operar la RID de forma económica y segura, aprovechando parte de la energía almacenada para brindar servicios a la red. Estos servicios incluyen el abastecimiento de una fracción de la demanda de energía, compensación de potencia reactiva y regulación de frecuencia [19].

Una de estas alternativas son los agregadores de PEV. De acuerdo con la literatura, el agregador puede ser considerado de tres maneras distintas: como un comercializador minorista de energía eléctrica, como un prosumer o como un sistema de gestión de energía para los PEV [7-9]. En los dos primeros casos, el agregador representa a entidades que operan de forma independiente y que interactúan con el operador de la RID para comprar y vender energía eléctrica. Estas entidades utilizan un modelo de negocio que les permite maximizar su beneficio económico y satisfacer sus acuerdos contractuales. En el tercer caso, el agregador representa un sistema de gestión basado en software a cargo de la empresa de distribución, que requiere de avanzadas tecnologías de control y comunicación para su óptimo desempeño. En este sentido, el agregador incluye a dispositivos ubicados estratégicamente en las RID, los cuales interactúan frecuentemente con los sistemas DMS y con sistemas de control de niveles inferiores y de mayor desagregación. Estos agregadores poseen capacidad de gestionar los procesos de carga y descarga de un conjunto determinado de PEV. Su ubicación dependerá de la arquitectura de control utilizada. En función de ello, pueden estar ubicados en estaciones de transformación AT/MT, estaciones de transformación MT/BT o al ingreso de viviendas y parqueaderos públicos o privados.

En cualquiera de los tres casos, para el operador de la RID los agregadores representan grandes fuentes de generación o carga controlable. La Fig. 2 muestra la interacción existente entre los sistemas DMS y los agregadores. En este sentido,

el intercambio de datos se realiza a través de dispositivos de comunicación ubicados estratégicamente en la RID (líneas en rojo). En función de los resultados del DE, los propietarios de los PEV decidirán si es conveniente consumir o suministrar energía, o no participar de estos procesos. Ello para cada periodo de tiempo contemplado en el DE. La Sección IV describe estos procesos con mayor detalle.

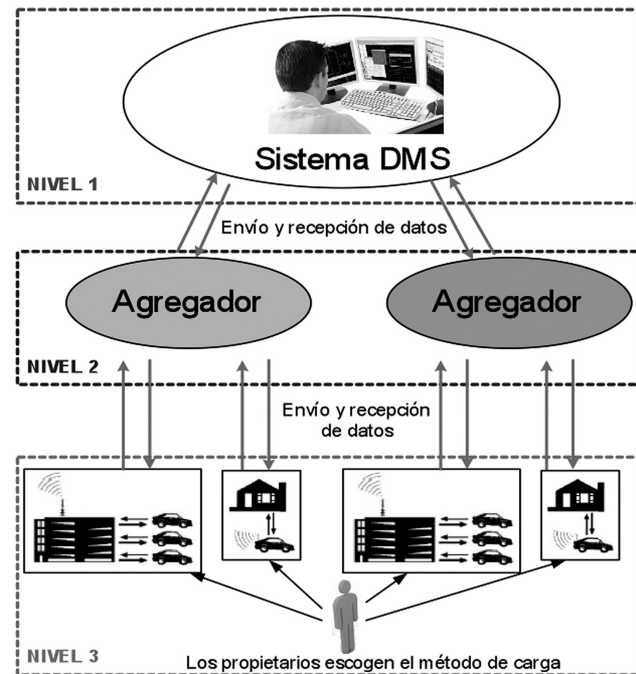


Fig. 2. Interacción entre sistemas DMS y PEV, a través de agregadores.

La clasificación de los agregadores es extensa y guarda relación con aquella diseñada para plantas virtuales de energía [10]. En este sentido, los agregadores pueden ser clasificados de acuerdo a la tarea que deben cumplir, a las estrategias de control y sistema de comunicaciones utilizados, y a la función que desempeñan. A continuación se describen los agregadores que puede utilizar una empresa de distribución para gestionar la carga y descarga de PEV:

- *De acuerdo a su función:* Puede operar como un agente de información o como un controlador central. En el primer caso, el agregador es el responsable de la transferencia de información entre los elementos de generación y/o consumo y los demás participantes involucrados en la operación de la RID. En el segundo caso, coordina el funcionamiento de los elementos de generación y/o consumo, priorizando el equilibrio entre generación-demanda y buscando obtener beneficios económicos por la venta del exceso de energía eléctrica producida.

- *De acuerdo a su estructura de control:* Puede utilizar una estructura de control centralizada o descentralizada. La siguiente sección describe en detalle las características de cada estructura.
- *De acuerdo al tipo de comunicación:* Los agregadores pueden ser de comunicación unidireccional o bidireccional.

A. Estructuras de control y comunicaciones

Como se mencionó en la sección anterior, los agregadores pueden utilizar una estructura o arquitectura de control centralizada o descentralizada.

En el primer caso, las decisiones son gestionadas por un controlador central, el cual utiliza algoritmos lógicos para procesar las señales enviadas desde los elementos de generación y/o consumo [10], [20]. Los resultados de estos algoritmos permiten controlar el suministro y consumo de energía de los elementos mencionados. En la mayoría de los casos, el controlador central es el sistema DMS [21]. La Fig. 3 muestra la interacción entre este tipo de agregadores y los sistemas de control de niveles inferiores. HEMS se refiere a los dispositivos inteligentes que gestionan el consumo de energía de los equipamientos ubicados en edificaciones (HEMS -*Home Energy Management System*-). El flujo de información entre el agregador, los sistemas de control de niveles inferiores y otros agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), se indica a través de las líneas en rojo.

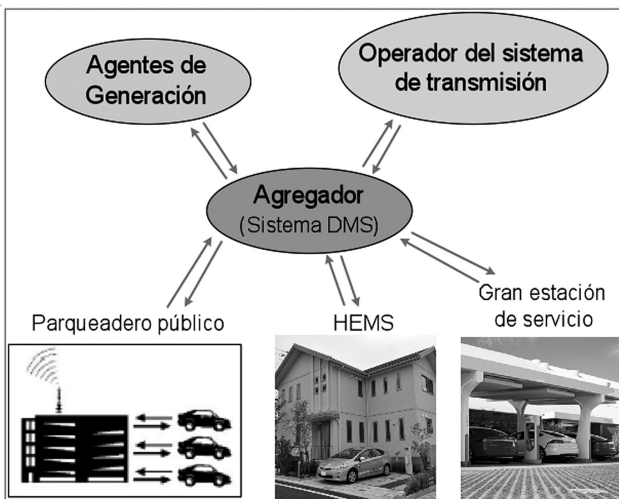


Fig. 3. Estructura de control centralizada.

Por otra parte, la arquitectura de control descentralizada puede ser jerárquica o distribuida [11, 21]. La principal diferencia entre ellas es el lugar donde se toman las decisiones de control. La arquitectura jerárquica representa una estructura de control intermedia entre la arquitectura centralizada y la distribuida. Utiliza un dispositivo de gestión de elementos agregados ubicado estratégicamente en la RID, cuya función es almacenar la información recopilada desde la red eléctrica mediante sensores y seleccionar el conjunto óptimo de decisiones que satisfagan determinadas necesidades [21]. En cambio, la arquitectura de control distribuida utiliza controladores avanzados ubicados en distintos nodos, cuyo objetivo es tomar un conjunto de decisiones obtenidas de una negociación local entre agentes inteligentes. Esta negociación se realiza en función de precios programados de la energía y de políticas económicas [11]. Los agentes inteligentes son entidades físicas que operan en forma local y que están en capacidad de tomar diferentes acciones que pueden o no alterar el entorno en el cual se desempeñan. Estos agentes pueden comunicarse y cooperar con otros agentes locales, tienen un cierto nivel de autonomía y su función es satisfacer un conjunto de objetivos utilizando los recursos disponibles.

Estas arquitecturas deben interactuar frecuentemente con los sistemas DMS, con la finalidad de intercambiar información para tomar decisiones en forma global (en un centro de control de distribución) o en forma local. La Fig. 4 muestra la interacción entre diferentes elementos gestionados a través de estructuras de control jerárquicas y distribuidas. Además, se observan agregadores que integran únicamente PEV y otros sistemas de agregación o plantas virtuales de energía que integran diversos elementos de generación y consumo.

Debido a que las redes de distribución pueden cubrir extensas zonas geográficas constituidas por una gran cantidad de elementos, resulta fundamental que la arquitectura de comunicaciones sea robusta, flexible y disponga de un gran ancho de banda [5]. En este sentido, las estructuras de control descritas deben integrar dispositivos de medición inteligente automatizados (AMI -*Advanced Metering Infrastructure*-) con capacidad de soportar el intercambio frecuente de grandes volúmenes de información entre ellos. Además, es importante que la arquitectura de comunicaciones seleccionada evite que la suma de retardos temporales en la transmisión de datos sea significativa y provea protocolos de comunicaciones con funciones de enrutamiento de datos, difusión, multidifusión, entre otras.

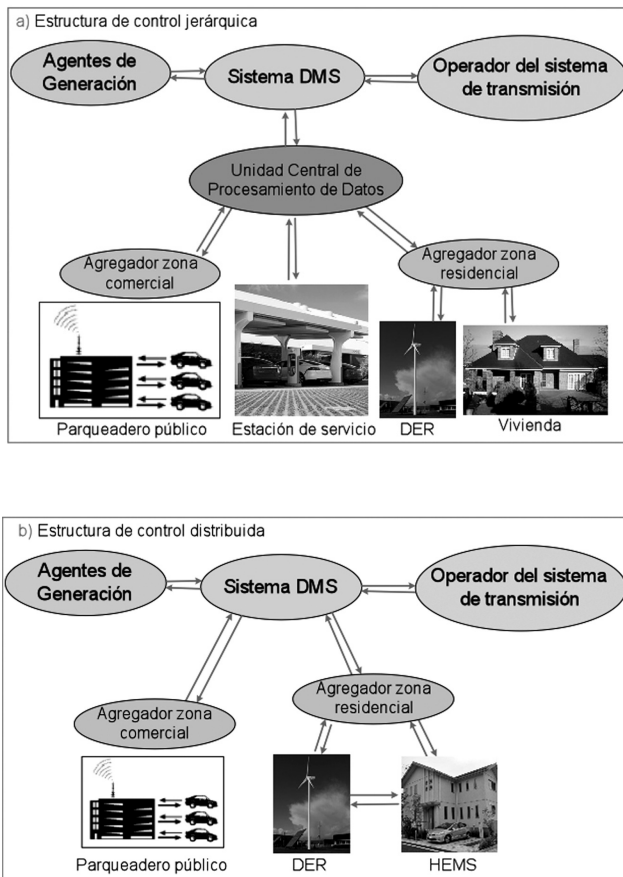


Fig. 4. Estructuras de control: a) Jerárquica, b) Distribuida.

Enrutamiento de datos se refiere a la selección de un camino entre una gama de posibilidades, característica propia de las redes con gran conectividad [13]. También es importante señalar que los retardos de tiempo aumentan cuando se incrementa la distancia entre los dispositivos de recopilación y los de almacenamiento de información.

Las tecnologías de comunicaciones incluyen malla de radio frecuencia (RF Mesh -*Radio Frequency Mesh*-), fibra óptica, Internet, ZigBee y el servicio general de paquetes vía radio (GPRS -*General Packet Radio Service*-). La ubicación de estas tecnologías dentro de las RID depende de su capacidad de transferencia de datos y rango de cobertura. Las referencias [5] y [22] detallan las características de cada una de ellas.

3. Incentivos económicos para el despacho de PEV

Los incentivos económicos que una empresa de distribución puede utilizar para programar la carga y descarga controlada de los PEV incluyen los esquemas tarifarios basados en el tiempo, tales como las tarifas por tiempo de uso (TOU -*Time of Use*-), precio de pico crítico (CPP -*Critical Peak Pricing*-) y precio en

tiempo real (RTP -*Real Time Pricing*-) [23]. Estos mecanismos tarifarios son utilizados en programas de gestión de la demanda y tienen como propósito cambiar el uso de la electricidad por parte del usuario final respecto de sus patrones normales de consumo. Ello en respuesta a cambios en el precio de la energía eléctrica durante determinados periodos de tiempo, o en función de incentivos de pago diseñados para disminuir el consumo eléctrico durante precios elevados de la energía eléctrica o cuando está en riesgo la confiabilidad del sistema [24].

Es importante mencionar que se han desarrollado diversos incentivos económicos para gestionar la demanda de los PEV. Sin embargo, varias investigaciones señalan que los esquemas de tarificación basados en el tiempo serán los más utilizados para este propósito [23]. A continuación se describen estos esquemas de tarificación:

- **TOU:** Establece diferentes precios de la energía eléctrica para diversos periodos de tiempo, usualmente definidos en forma diaria y con una periodicidad mayor a una hora. Este modelo tarifario refleja el costo promedio de la generación y el suministro de energía durante los periodos de tiempo mencionados. En este sentido, los mecanismos TOU son diseñados para representar el hecho que es más costoso generar y suministrar electricidad durante periodos con alta demanda y más económico cuando la RID está ligeramente cargada.

En los mecanismos TOU, los precios de la electricidad son pre-establecidos y conocidos por los consumidores con suficiente antelación para que ellos puedan cambiar sus patrones de consumo en función de tales precios.

- **CPP:** Es un mecanismo tarifario diseñado para fomentar la reducción del consumo de energía eléctrica durante intervalos de tiempo con precios elevados o cuando ocurren contingencias en el sistema. Esto se logra mediante la sustitución del precio de pico normal con un precio más alto. Las tarifas CPP son un mecanismo híbrido entre las tarifas TOU y RTP.
- **RTP:** Es un modelo tarifario en el que el precio de la energía eléctrica fluctúa horariamente, reflejando los costos en los que incurre la distribuidora por generar y/o comprar electricidad en el MEM. Estos precios son notificados con un día o una hora de antelación.

Mediante estos programas de respuesta a la demanda, los operadores de las empresas de distribución pueden reducir o desplazar parte de la demanda existente en un determinado intervalo de tiempo. Con ello, las distribuidoras pueden evitar el pago de penalizaciones asociadas con el deterioro de la calidad del suministro, evitar poner en riesgo la seguridad de la operación y desplazar inversiones en nuevas unidades de generación. Además, estos programas permiten que los operadores de la

RID puedan disponer de recursos más flexibles para hacer frente a contingencias del sistema. Por otra parte, los usuarios finales también obtienen beneficios económicos por participar en los programas mencionados. Estos beneficios incluyen ahorros económicos en la factura eléctrica, obtener ganancias económicas por cargar-descargarlos PEV en determinados periodos de tiempo y la posibilidad de que los usuarios tengan opciones para gestionar su consumo eléctrico [24].

4. DESPACHO ECONÓMICO DE UNA RID

Para despachar económicamente una RID que integra una gran cantidad de PEV, considerando una ventana de tiempo de corto plazo, es necesario aprovechar óptimamente los recursos de suministro y la red eléctrica de distribución. Ello con la finalidad de satisfacer la demanda de energía al menor costo operativo posible y garantizar un servicio eléctrico confiable, seguro y de calidad. En este sentido, los recursos de suministro incluyen a los DER, PEV que inyectan energía a la RID y la energía proporcionada desde el MEM. Por otra parte, la demanda de energía estará ubicada dentro de la zona de concesión de la empresa de distribución e incluye los consumos residenciales, comerciales, industriales y los PEV que estén cargando sus baterías en un determinado intervalo de tiempo.

Este DE debe aprovechar la mayor cantidad de energía suministrada por los DER y PEV. De esta manera, una empresa de distribución puede reducir los costos asociados con el uso de la red eléctrica de transmisión. Ello beneficiaría al usuario final mediante una reducción en el valor de la tarifa eléctrica. Además, el aprovechamiento de fuentes de energía limpias como la fotovoltaica y eólica reduce el impacto ambiental.

Los resultados del DE incluyen los aportes de energía de los DER, PEV y el MEM; así como también los precios de la energía para cada intervalo de tiempo. Generalmente, se consideran intervalos horarios o de hasta 15 minutos. En función de los precios obtenidos, los propietarios de los PEV decidirán si es conveniente participar en las transacciones de compra-venta de energía.

La formulación de este problema de DE consiste en la minimización de una función de costos totales sujeta a un conjunto de restricciones. Los costos totales incluyen todos aquellos rubros económicos en los que incurre una empresa de distribución por satisfacer la demanda de energía; mientras que las restricciones consideran limitaciones de funcionamiento, diseño y operación, asociadas con los componentes de una RID. Además, este DE debe considerar las restricciones de carácter inter-temporal impuestas por los estados de carga de los PEV, al inicio y finalización de cada intervalo de tiempo. A continuación se describe la formulación matemática que considera las principales variables técnicas y económicas del problema de optimización.

Función Objetivo

Los costos que tendría una empresa de distribución por abastecer la demanda de energía en el corto plazo incluyen la compra de energía en el MEM, compra de energía a los DER, compra de energía a los PEV y la energía no suministrada.

La compra de energía al MEM puede realizarse a través de acuerdos contractuales entre la distribuidora y el MEM, o mediante la adquisición de energía en el mercado spot. La sumatoria de estos dos rubros económicos determina el costo total que debe pagar la distribuidora por adquirir energía desde el MEM. La ecuación (1) describe matemáticamente el cálculo de los costos mencionados.

$$C_{MEM} = \sum (p_{c,t} \times E_{c,t}) + (p_{s,t} \times E_{s,t}) \quad (1)$$

Donde:

C_{MEM} = Costo total de la energía comprada al MEM.

$E_{c,t}$ = Energía adquirida mediante contratos, en periodo t.

$E_{s,t}$ = Energía adquirida en el mercado spot, en periodo t.

$p_{c,t}$ = Precio unitario de la energía en contratos, en periodo t.

$p_{s,t}$ = Precio unitario de la energía en el spot, en periodo t.

De manera similar, el costo de comprar energía a los DER y PEV que suministran energía, y los ingresos que percibe la distribuidora por vender energía a los PEV que cargan sus baterías, resulta de multiplicar la cantidad de energía adquirida-suministrada por su precio unitario. Es importante señalar que este despacho solo considera a los DER de tipo fotovoltaico y eólico. Las ecuaciones (2), (3) y (4) describen tales costos.

$$C_{DER} = \sum (p_{DER(i,t)} \times E_{DER(i,t)}) \quad (2)$$

$$I_{v,PEV} = \sum (p_{PEV(v,t)} \times \sum E_{ch(j,t)}) \quad (3)$$

$$C_{c,PEV} = \sum (p_{PEV(c,t)} \times \sum E_{dch(j,t)}) \quad (4)$$

Donde:

C_{DER} = Costo de la energía comprada a los DER.

$I_{v,PEV}$ = Ingresos por venta de energía a los PEV.

$C_{c,PEV}$ = Costo de energía comprada a los PEV.

$E_{DER(i,t)}$ = Energía adquirida desde el DER i, en periodo t.

$E_{ch(j,t)}$ = Energía de carga, del PEV j en periodo t.

$E_{dch(j,t)}$ = Energía de descarga, del PEV j en periodo t.

$p_{DER(i,t)}$ = Precio unitario de energía comprada a DER i en t.

$p_{PEV(v,t)}$ = Precio unitario de la energía vendida a PEV, en t.

$p_{PEV(c,t)}$ = Precio unitario de la energía comprada a PEV, en t.

La cantidad de energía que cada PEV puede suministrar a la RID depende de su estado de carga, tamaño de la batería y movilidad diaria. La Sección II describe algunos detalles al respecto. Los PEV inicialmente utilizarán baterías de ion-litio, debido a que este tipo de tecnología ofrece un mejor balance entre costo, durabilidad y rendimiento [5]. En este contexto, cada PEV puede aportar un 75% de la energía almacenada en la batería cuando la misma esté completamente cargada. Esto considerando una profundidad máxima de descarga del 20% y un límite máximo de carga del 95% [18]. Junto a ello, la predisposición de los propietarios de los PEV a participar en transacciones de venta de energía juega un rol fundamental dentro del DE. Como ya se mencionó, esto depende del precio de la energía ofertada a los PEV.

A diferencia de otros tipos de DER, la cantidad de energía suministrada por los sistemas fotovoltaicos y eólicos depende de las condiciones climáticas durante el día [5]. La referencia [26] describe una curva típica de producción de energía para un sistema fotovoltaico. Esta curva muestra que la máxima producción de energía se obtiene aproximadamente al medio día y que el rango de producción oscila entre las 6:00 a.m. y 19:00 p.m. Para el caso de los sistemas eólicos, la referencia [27] describe las curvas de producción de energía, así como también características técnicas y económicas relacionadas con este tipo de DER.

Por otra parte, el costo de la energía no suministrada se refiere al rubro económico que debe pagar una empresa de distribución a sus clientes por no abastecer la demanda de energía en determinadas localizaciones. La interrupción del suministro eléctrico puede ocurrir debido a fallas en los componentes de la RID o por falta de capacidad de la red eléctrica [25]. En este sentido, la pérdida del servicio tiene consecuencias desfavorables tanto para los clientes como para la distribuidora. Para los clientes, la magnitud del perjuicio depende del uso dado a la energía eléctrica. En cambio, la empresa de distribución tiene una reducción de sus beneficios económicos debido principalmente a la energía no vendida y penalizaciones. La ecuación (5) muestra la manera de calcular el costo por concepto de energía no suministrada.

$$C_{ENS} = (p_{ENS} \times E_{ENS} \times t) \quad (5)$$

Donde:

C_{ENS} = Costo de la energía no suministrada.

E_{ENS} = Energía no suministrada.

p_{ENS} = Costo unitario de la energía no suministrada.

t = Periodo que la demanda estuvo sin servicio.

Restricciones

Las principales restricciones a considerar en el problema de DE son:

- **Balance de potencia instantánea y energía:** Referido a la coordinación que debe existir en todo momento entre la cantidad total de energía suministrada por las fuentes de generación y la demanda total del sistema. Esta demanda incluye los PEV que cargan sus baterías, los consumos residenciales, comerciales e industriales, y las pérdidas de energía en la red de distribución. La ecuación (6) expresa este balance en forma matemática.

$$\sum(G_t) = \sum(D_t) + \sum(PP_t) \quad (6)$$

$$\sum(G_t) = E_{c,t} + E_{s,t} + \sum(E_{DER(i,t)}) + \sum(E_{dch(j,t)}) \quad (7)$$

$$\sum(D_t) = D_{n,PEV,t} + \sum(E_{ch(j,t)}) \quad (8)$$

Donde:

G_t = Energía suministrada a la RID, en periodo t.

D_t = Energía demandada por la RID, en periodo t.

PP_t = Pérdidas de energía en los elementos de la RID en t

$D_{n,PEV,t}$ = Demanda distinta a PEV, en periodo t.

- **Funcionalidad y capacidad de los equipamientos de la RID:** Referido al flujo máximo de potencia que pueden tolerar los componentes de una RID, restricciones vinculadas con la estabilidad del sistema y aquellas asociadas con la calidad del suministro eléctrico. Esto se describe a través de las ecuaciones (9), (10) y (11).

$$I_r \leq I_r^{\max} \quad (9)$$

$$S_j \leq S_j^{\max} \quad (10)$$

$$U_s^{\min} \leq U_s \leq U_s^{\max} \quad (11)$$

Donde:

I_r = Corriente que circula por el tramo de línea r.

I_r^{\max} = Corriente máxima que tolera el tramo de línea r.

S_j = Potencia que circula por el transformador j.

S_j^{\max} = Potencia máxima que tolera el transformador j.

U_s = Tensión en el nodo s.

U_s^{\min} = Límite de tensión mínima.

U_s^{\max} = Límite de tensión máxima.

- **Funcionalidad y restricciones vinculadas con los DER:** Referido a los límites de operación máximos y mínimos de los DER conectados a la RID, según (12).

$$GD_i^{\min} \leq E_{DER(i,t)} \leq GD_i^{\max} \quad E_{DER(i,t)} = 0 \quad (12)$$

Donde:

GD_i^{\min} = Límite mínimo de generación del DER i.

GD_i^{\max} = Límite máximo de generación del DER i.

- *Evolución del estado de carga de los almacenadores*: Referido a las restricciones intertemporales de la evolución de los estados de carga de las baterías de los PEV, según (13) [31].

$$E_{A(j,t)} = E_{A(j,t-1)} + E_{ch(j,t)} - E_{des(j,t)} - E_{dch(j,t)} \quad (13)$$

$$E_{ch(j,t)} = (\eta_{ch,j} \times P_{ch(j,t)} \times \Delta t) \quad (14)$$

$$E_{dch(j,t)} = \left(\frac{1}{\eta_{dch,j}} \times P_{dch(j,t)} \times \Delta t \right) \quad (15)$$

$$E_{des(j,t)} = (P_{des(j,t)} \times \Delta t) \quad (16)$$

Donde:

$E_{A(j,t)}$ = Energía almacenada, del PEV j en periodo t.

$E_{A(j,t-1)}$ = Energía almacenada, del PEV j en periodo t-1.

$E_{des(j,t)}$ = Consumo de energía, del PEV j en periodo t.

$\eta_{ch,j}$ = Eficiencia de carga del PEV j.

$\eta_{dch,j}$ = Eficiencia de descarga del PEV j.

Δt = Duración de cada intervalo de tiempo dentro del DE.

$P_{ch(j,t)}$ = Potencia de carga, del PEV j en periodo t.

$P_{dch(j,t)}$ = Potencia de descarga, del PEV j en periodo t.

- *Funcionalidad y restricciones vinculadas con el estado de carga de las baterías de los PEV*: Referido a los límites de carga y descarga de los PEV, considerando la velocidad de carga-descarga y el balance de las baterías [31].

- a) Límite de carga de los PEV considerando la capacidad de la batería y el estado previo:

$$(\eta_{ch,j} \times P_{ch(j,t)} \times \Delta t) \leq (E_{B,j} - E_{A(j,t-1)}) \quad (17)$$

Donde:

$E_{B,j}$ = Capacidad de almacenamiento del PEV j.

- b) Límite de descarga para los PEV considerando la capacidad de la batería y el estado previo:

$$\left(\frac{1}{\eta_{dch,j}} \times P_{dch(j,t)} \times \Delta t \right) \leq E_{A(j,t-1)} \quad (18)$$

- c) Límite de carga de los PEV considerando la velocidad de carga de la batería:

$$P_{ch(j,t)} \leq P_{chlim(j,t)} \quad (19)$$

Donde:

$P_{chlim(j,t)}$ = Máxima potencia de carga del PEV j en el periodo t.

- d) Límite de descarga para los PEV considerando la velocidad de descarga de la batería:

$$P_{dch(j,t)} \leq P_{dchlim(j,t)} \quad (20)$$

Donde:

$P_{dchlim(j,t)}$ = Máxima potencia de descarga del PEV j en el periodo t.

Rol del agregador de PEV

Este trabajo considera al agregador como un sistema de gestión basado en software que está a cargo de la empresa de distribución y que puede estar ubicado en estaciones de transformación AT/MT, estaciones de transformación MT/BT o al ingreso de viviendas y parqueaderos públicos o privados. En este contexto, el agregador constituye un sistema-interfaz entre los sistemas DMS y los sistemas de carga-descarga de los PEV, el cual recopila datos desde los sistemas de carga-descarga, los procesa y envía información relevante y resumida a los sistemas DMS. La información recopilada por los agregadores incluye características de las baterías, tipo de PEV, características del sitio de carga, estado de carga de las baterías, la cantidad de energía consumida-suministrada por cada PEV y el tiempo de conexión de los vehículos a la RID. Por otra parte, la información recibida por los sistemas DMS incluye la demanda de potencia y energía. Luego, en el centro de control de distribución se elabora el DE para el día siguiente, cuya formulación fue esbozada en la sección anterior.

Los resultados del DE son enviados a los agregadores, los cuales distribuyen esta información a todos los PEV ubicados en su zona de cobertura. En función de esta información, los sistemas de carga-descarga ajustan sus parámetros de control. De estos resultados principalmente interesa el precio de la energía, debido a que en función de ello y del estado de carga de las baterías, los propietarios de los PEV decidirán si es conveniente comprar o vender energía.

Además, los agregadores pueden ser programados para restringir el servicio a los PEV cuando no exista energía suficiente para satisfacer toda la demanda, o cuando exista un deterioro de la calidad del servicio y/o seguridad del sistema. Ello en coordinación con los sistemas DMS. Gracias a los agregadores, los operadores de los centros de control de distribución pueden utilizar grandes volúmenes de información relacionada con los

PEV y el estado operativo de la RID. De esta manera, ellos pueden gestionar diversas tareas vinculadas con la operación de la red eléctrica, minimizando las incertidumbres asociadas [7]. La Sección II detalla otras características de los agregadores.

Resolución del DE

Para elaborar el DE ex ante y en tiempo real, es necesario pronosticar el comportamiento de las variables dinámicas inmersas en este proceso. Ellas incluyen la energía producida por los DER, los precios spot de energía eléctrica, la demanda de energía no correspondiente a los PEV y las cantidades de energía suministradas-requeridas por los PEV. Lo último involucra prever el estado de carga de las baterías y el tiempo de conexión de los vehículos a la RID. Las referencias [6, 17, 18, 25, 27, 28] describen algunos métodos de pronóstico que pueden ser utilizados para este propósito.

Las variables dinámicas asociadas a los PEV son utilizadas por los agregadores para elaborar perfiles agregados de carga y suministro. Con esta información, los resultados de los pronósticos, modelos eléctricos de los componentes de la RID y el esquema tarifario seleccionado, el DMS realiza el DE considerando las formulaciones presentadas al inicio de esta sección. Este DE es un problema de optimización estocástico e integral en el tiempo, sujeto a restricciones de igualdad y desigualdad. En este sentido, es integral en el tiempo debido a que considera restricciones de carácter intertemporal. Ello referido al control de estados de carga iniciales y finales de las baterías de los PEV y a la capacidad de carga. Además, en función de los modelos matemáticos que se utilicen para representar los comportamientos de las distintas variables, el problema de despacho puede ser lineal o no lineal.

Bajo este contexto, el DE constituye un problema complejo que requiere de métodos de optimización matemática para su resolución. En este sentido, los métodos que pueden ser utilizados incluyen técnicas de descomposición, modelos heurísticos y programación dinámica.

Los primeros permiten dividir un problema de gran complejidad en varios sub-problemas, los cuales interactúan en forma iterativa hasta alcanzar la convergencia. Si la complejidad es originada por la cantidad y tipo de variables del problema, se utiliza el método de Benders para subdividir el problema original, mientras que cuando la complejidad proviene de las restricciones pueden utilizarse los métodos de Dantzing-Wolfe o Relajación Lagrangeana. La referencia [29] describe los mismos.

Por otra parte, los métodos heurísticos se caracterizan por aprovechar la estructura del problema mediante el uso de un conjunto de reglas "racionales", las cuales permiten obtener una solución cercana a la óptima o en ocasiones la óptima. Estos métodos incluyen algoritmos genéticos, optimización mediante partículas (PSO -Particle Swarm Optimization-), evolución diferencial y programación evolutiva. Las referencias [25, 29-31] detallan los mismos.

Finalmente, los métodos de programación dinámica permiten modelar un problema en forma muy exacta, ya sea a través de funciones no lineales o variables que no responden a una función analítica. En este caso, el problema no necesita ser convexo para su aplicación. Estos métodos incluyen métodos estocásticos y difusos. La referencia [29] detalla ampliamente los mismos.

Otras alternativas para el despacho de carga-descarga de los PEV pueden ser revisadas en [32]-[34]. Independientemente de la metodología, el DE debe permitir que las fuentes de generación con bajos costos de producción, como los DER intermitentes y los PEV, sustituyan la energía suministrada desde generadores térmicos. Ello debido a los altos costos de producción térmica en relación a los DER descritos y PEV. Otras fuentes de suministro como las hidroeléctricas de pasada y almacenadores de energía, también pueden ser utilizadas para este propósito. En función de sus características, los generadores más económicos deben ser ubicados en las zonas de mayor consumo del diagrama de carga, procurando que este diagrama sea lo más aplanado posible.

La Fig. 5 describe la interacción de los agregadores con los sistemas DMS y sistemas de carga-descarga de los PEV. Además, indica la información requerida y los resultados obtenidos en cada nivel de la estructura jerárquica de control considerada en este trabajo.

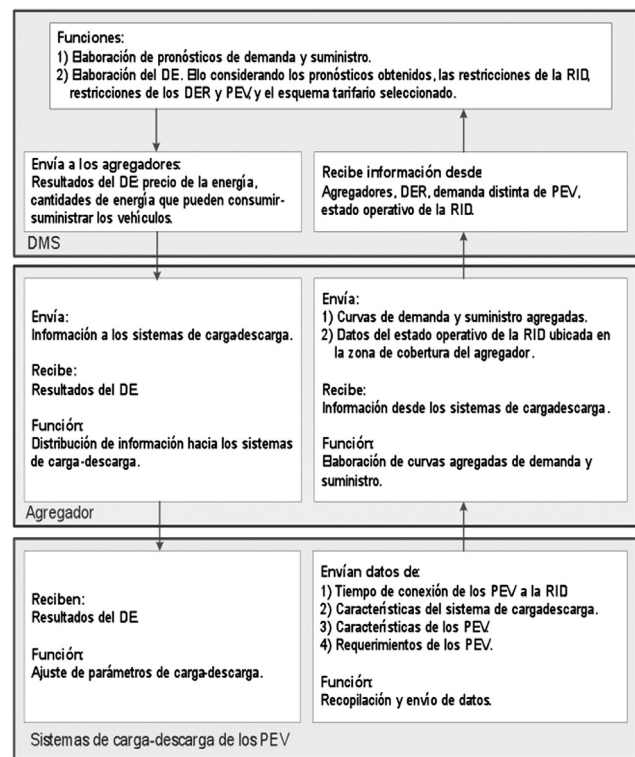


Fig. 5. Estructura jerárquica de control para el DE.

Futuro trabajo de los autores

Los autores del presente artículo están desarrollando una metodología, algoritmos y herramientas de cálculo, para despachar económicamente una RID que integra una gran cantidad de PEV. Ello considerando una ventana de tiempo de corto plazo. En este sentido, se utilizan agregadores para facilitar la gestión de los requerimientos de carga y descarga de los PEV. Estos agregadores forman parte de una estructura jerárquica de control (Fig. 5) y desempeñan las funciones descritas al inicio de esta sección.

El proceso para elaborar el DE ha sido dividido en dos etapas. La primera, determina los perfiles agregados de carga y suministro de los PEV gestionados por cada agregador. Con la finalidad de representar posibles escenarios futuros, se analiza la influencia de PEV que solo pueden consumir energía de la RID y de PEV que están en capacidad de consumir-suministrar energía. Como variables dinámicas asociadas a los PEV se consideran los estados de carga de las baterías, la cantidad de energía consumida-suministrada por cada PEV y el tiempo de conexión de los vehículos a la RID.

En la segunda etapa se elabora el DE. Esta tarea se realiza en un centro de control de distribución y utiliza los pronósticos del comportamiento de los DER, demanda no correspondiente a los PEV, precio de la energía, suministro de energía desde el MEM y los perfiles de demanda y suministro elaborados por los agregadores. La demanda no correspondiente a los PEV es inelástica y considera los consumos residenciales, comerciales e industriales. Por otra parte, los DER únicamente incluyen sistemas fotovoltaicos conectados a la RID de media tensión, cuya producción total de energía es equivalente al 10% de la demanda total del sistema. Junto a ello, se consideran los tres mecanismos de tarificación basados en el tiempo transcurrido descritos en la Sección III. Es importante señalar que cada DE realizado únicamente utiliza un modelo tarifario a la vez.

Los resultados de este trabajo permitirán utilizar de manera eficiente los recursos disponibles en una RID. Ello con la finalidad de satisfacer la demanda elástica e inelástica al menor costo posible, usando adecuadamente la energía suministrada por los sistemas fotovoltaicos y los PEV, e incentivando la conexión de estos vehículos en determinados periodos de tiempo.

5. CONCLUSIONES

La penetración masiva de vehículos eléctricos en las redes de distribución, impone nuevos requerimientos de suministro y demanda. En este sentido, resulta fundamental desarrollar nuevos dispositivos tecnológicos, algoritmos y herramientas de cálculo, que permitan gestionar eficientemente diversas tareas de operación y planificación. Una de esas tareas es el despacho económico de corto plazo, cuyo propósito es programar el uso adecuado de los recursos de suministro disponibles para satisfacer la demanda eléctrica al menor costo posible.

Los agregadores constituyen una alternativa que facilita la coordinación y elaboración del despacho económico descrito. Estos dispositivos reducen la complejidad de la interacción directa entre los operadores de la red de distribución y los sistemas de carga-descarga de los vehículos. Junto a ello, permiten recopilar datos desde los elementos inmersos en su área de cobertura y enviar información relevante a los sistemas DMS.

En este contexto, el presente trabajo brinda una descripción de los agregadores e indica los procesos a considerar en el despacho económico de corto plazo. Esta información puede servir como guía para futuras investigaciones asociadas a este campo.

REFERENCIAS

- [1] A. Emadi, "Transportation 2.0," *IEEE Power & Energy Magazine*, pp. 18 – 29, 2011.
- [2] A. Bandyopadhyay, L. Wang, V. Devabhaktuni, y R. Green II, "Aggregator analysis for efficient day-time charging of plug-in hybrid electric vehicles," *IEEE*, 2011.
- [3] C. Chan, "The state of the art of electric, hybrid, and fuel cell vehicles," *Proceedings of the IEEE*, vol. 95, pp. 704 – 718, No. 4, 2007.
- [4] L. Dickerman, y J. Harrison, "A new car, a new grid," *IEEE Power & Energy Magazine*, Marzo/Abril 2010.
- [5] P. Benalcázar, M. Samper, y A. Vargas, "Redes inteligentes de distribución: paradigmas para la supervisión, operación y el despacho," *2012 IEEE/PES T&D Latin America (Transmission and Distribution Conference and Exposition)*, Montevideo, Uruguay, Septiembre 2012.
- [6] L. Fernández, T. Gómez, R. Cossent, C. Domingo, y P. Frías, "Assessment of the impact of plug-in electric vehicles on distribution networks," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, pp. 206 – 213, No. 1, 2011.
- [7] R. Bessa, y M. Matos, "The role of an aggregator agent for EV in the electricity market," *7th Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion*, Chipre, 2010.
- [8] D. Wu, D. Aliprantis, y L. Ying, "Load scheduling and dispatch for aggregators of plug-in electric vehicles," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, pp. 368 – 376, No. 1, 2012.
- [9] A. Lozano, *Intelligent energy management of electric vehicles in distribution systems*. Short master thesis in electric power systems and high voltage engineering, Aalborg University, 2012.
- [10] S. You, *Developing virtual power plant for optimized distributed energy resources operation and integration*, PhD Thesis, Technical University of Denmark, 2010.
- [11] N. Hatzigiorgiou, "Intelligent control of distributed energy resources," *1st International Conference on Smart Grids and Green IT Systems*, Portugal, 2012.

- [12] A. Vargas y M. Samper, "Real-time monitoring and economic dispatch of smart distribution grids: high performance algorithms for DMS applications," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 2, pp. 866-877, 2012.
- [13] F. Bouhafs, M. Mackay, y M. Merabti, "Links to the future," *IEEE Power & Energy Magazine*, pp. 24-32, Enero/Febrero 2012.
- [14] Q. Wu, S. Cha, A. Nielsen, J. Ostergaard, y Y. Ding, "Impact study of electric vehicle (EV) integration on low voltage (LV) grids," C6-105, CIGRE, 2005.
- [15] Electric Transportation Engineering Corporation, *Electric vehicle charging infrastructure deployment guidelines for the Oregon I-5 metro areas of Portland, Salem, Corvallis and Eugene*, 2010.
- [16] K. Morrow, D. Karner, and J. Francfort, *Plug-in hybrid electric vehicle charging infrastructure review*, Departamento de Energía de EEUU, 2008.
- [17] C. Guille, *A conceptual framework for the vehicle-to-grid (V2G) implementation*, Master thesis in Electrical and Computer Engineering, University of Illinois, 2009.
- [18] M. Musio, y A. Damiano, "A virtual power plant management model based on electric vehicle charging infrastructure distribution," *3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, Berlín, 2012.
- [19] A. Brooks, y T. Gage, "Integration of electric drive vehicles with the electric power grid, a new value stream," *EVS 18*, Berlín, 2001.
- [20] E. Adhi, *Concept and controllability of virtual power plant*, PhD Thesis, University of Kassel, Abril 2007.
- [21] A. Raab et al., "Virtual power plant control concepts with electric vehicles," *16th International Conference on Intelligent System Application to Power Systems (ISAP)*, 2011.
- [22] D. Moreno, P. Rosenfeld, y G. Paulillo, *Redes inteligentes, generación distribuida y desarrollo local*. Curso virtual dictado por OLADE, 2011.
- [23] M. Mallette and G. Venkataramanan, "Financial incentives to encourage demand response participation by plug-in hybrid electric vehicle owners," *IEEE*, 2010.
- [24] U.S. Department of Energy, *Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them*, 2006.
- [25] R. Brown, *Electric power distribution reliability*, 2nd ed.: CRC Press, 2009.
- [26] S. Steffel, P. Caroselli, A. Dinkel, J. Liu, R. Sackey, y N. Vadhar, "Integrating solar generation on the electric distribution grid," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, pp. 878 – 886, no. 2, 2012.
- [27] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, y E. Bossanyi, *Wind energy*, John Wiley & Sons, 2001.
- [28] H. Willis, *Power distribution planning reference book*, 2nd ed., 2004.
- [29] J. Zhu, *Optimization of power system operation*, John Wiley & Sons, 2009.
- [30] A. Grünwald, S. Hardt, M. Mielke, R. Brück, "A decentralized charge management for electric vehicles using a genetic algorithm," *IEEE World Congress on Computational Intelligence*, Australia 2012.
- [31] J. Soares, H. Morais, T. Sousa, Z. Vale, y Pedro Faria, "Day-ahead resource scheduling including demand response for electric vehicles," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, pp. 596 – 605, no. 1, Marzo 2013.
- [32] D. Freund, A. Raab, T. Küster, S. Albayrak, y K. Strunz, "Agent-based integration of an electric car sharing fleet into a smart distribution feeder," *3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, Berlín 2012.
- [33] C. Wu, H. Mohsenian-Rad, y J. Huang, "Vehicle to aggregator interaction game," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, pp. 434 – 442, no. 1, Marzo 2012.
- [34] S. Wang, L. Han, D. Wang, M. Shahidehpour, Z. Li, "Hierarchical charging management strategy of plug-in hybrid electric vehicles to provide regulation service," *3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, Berlín 2012.

SOBRE LOS AUTORES

Patricio A. Benalcázar (S'06–GS'12) se graduó de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional (EPN), Ecuador, en 2007. Actualmente es estudiante del Programa de Doctorado en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Sus áreas de interés incluyen redes de distribución, recursos de energía distribuida, redes inteligentes, gestión de la demanda, y vehículos eléctricos.

Mauricio E. Samper (S'07–GS'11) se graduó de Ingeniero Eléctrico en la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ) en 2002 y obtuvo el grado de Doctor en Ingeniería Eléctrica del Instituto de Energía Eléctrica (IEE), UNSJ, Argentina, en 2011. Actualmente, es Auxiliar de Cátedra en Investigación del IEE-UNSJ. Sus áreas de especialización incluyen mercados eléctricos competitivos, generación distribuida, calidad del servicio, redes inteligentes, redes de distribución, e inversiones bajo incertidumbres.

Alberto Vargas (M'97–SM'02) se graduó de Ingeniero Electromecánico en la Universidad Nacional de Cuyo, Argentina, en 1975 y obtuvo el grado de Doctor en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina, en 2001. Actualmente es catedrático en el Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan (IEE-UNSJ), Argentina. Desde 1985 ha sido Investigador Principal del departamento de Regulación y Planificación en mercados eléctricos, en IEE-UNSJ. Además, es gerente del programa de consultoría de Asinelsa S.A, una compañía especializada en software para sistemas de distribución.