
**Gestión de la Demanda para el 5^{to} Piso del Bloque 9
Enfocada a la Micro Red UPB**

Pablo PENAGOS, Santiago GÓMEZ, Gabriel LÓPEZ

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electrónico e Ingeniero Electricista

*Director
Gabriel Jaime López Jiménez
PhD. Ingeniero Electricista*

**Universidad Pontificia Bolivariana
Escuela de Ingenierías
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Medellín
2015**

Dedicatoria

Dedicado a nuestros padres, principales motivos de crecimiento personal y profesional. Por su acompañamiento, paciencia y confianza que hicieron de nuestro proceso académico una época de formación única y ejemplar.

Agradecimiento

Este trabajo de grado es símbolo de la culminación de un proceso en el que pudimos crecer espiritual e intelectualmente, por esto nos sentimos agradecidos en primer lugar con Dios por brindarnos tan majestuosa oportunidad, con nuestras familias, amigos y personas cercanas, que nos apoyaron y acompañaron en cada uno de los procesos y actividades realizadas para cumplir nuestros objetivos y metas. Además agradecemos al grupo de investigación de Transmisión y Distribución de la Universidad Pontificia Bolivariana (TyD), su proyecto Micro Red Inteligente UPB y su semillero representado por los profesores Jorge W. González, Idi A. Isaac, nuestro director de carrera Hugo Cardona y Gabriel J López. Especial agradecimiento a nuestro director de trabajo de grado, Gabriel J. López por su entrega, atención, valiosa dirección durante en el inicio y desarrollo de este proyecto.

Agradecimientos a la empresa INNOVARI y su empresa socia en Colombia OMC, por permitirnos hacer uso del dispositivo EA para las diferentes pruebas presentadas en este trabajo de grado.

Por último, agradecemos a la Universidad Pontificia Bolivariana y a todos los profesores que nos acompañaron y brindaron sus conocimientos para nuestra formación como ingenieros electricistas e ingenieros electrónicos íntegros.

Tabla de Contenido

INTRODUCCIÓN	14
1. METODOLOGÍA	20
1.1. Respuesta de la demanda	20
1.2. Pruebas del correcto funcionamiento del dispositivo	20
1.3. Registro de datos	21
1.4. Cálculos de eficiencia	21
1.5. Selección del programa de simulación	22
1.6. Modelamiento y simulación	23
2. NORMATIVA Y REGULACIÓN	24
2.1. Casos internacionales	24
2.2. Caso nacional	26
3. FUNCIONAMIENTO, EVALUACIÓN Y MODELO DEL SISTEMA	28
3.1. Descripción del funcionamiento	28
3.2. Registro de datos	31
3.3. Cálculos de eficiencia	34
3.4. Análisis de resultados eficiencia	36
3.5. Modelamiento y simulación	36
3.6. Análisis de resultados simulación	39
4. MODELOS DE INCENTIVOS Y COBROS	47
4.1. Modelos existentes	47
4.2. Propuesta caso Colombiano	49
5. COMUNICACIONES	51
5.1. Estándares	51
5.2. Protocolos de comunicación	58
5.3. Protocolos alternativos	60
6. CONCLUSIONES	62
REFERENCIAS	66
AUTORES	69

Lista de Figuras

Figura 1. Antecedentes de programas respuesta de demanda en el mundo, elaboración propia	15
Figura 2. Micro Red Universidad Pontificia Bolivariana, elaboración propia	19
Figura 3. Diagrama control directo de carga, elaboración propia	20
Figura 4. Diagrama control indirecto de carga, elaboración propia	20
Figura 5. Unifilar tablero de relés auxiliares 5 ^{to} piso bloque 9, elaboración propia.....	29
Figura 6. Ubicación física tableros EA, elaboración propia.....	29
Figura 7. Disposición física 5 ^{to} piso bloque 9, elaboración propia	30
Figura 8. Horario definido para la actuación del EA, elaboración propia.....	31
Figura 9. Demanda iluminación 5 ^{to} piso sin actuación EA, elaboración propia.....	32
Figura 10. Demanda total bloque 9 sin actuación EA, elaboración propia	33
Figura 11. Demanda iluminación 5 ^{to} piso con actuación EA, elaboración propia	33
Figura 12. Demanda total bloque 9 con actuación EA, elaboración propia	34
Figura 13. Código Matlab reducción y promedios, elaboración propia	34
Figura 14. Diferencia del consumo de potencia iluminación 5 ^{to} piso, elaboración propia.....	35
Figura 15. Diferencia del consumo de potencia total bloque 9, elaboración propia	35
Figura 16. Red IEEE 39 barras con generación distribuida, elaboración propia.....	37
Figura 17. Curva demanda de iluminación para un día, elaboración propia	39

Figura 18. FC caso operación normal, elaboración propia.....	39
Figura 19. FC caso con RD y generación eólica, elaboración propia	40
Figura 20. FC caso con RD sin generación eólica, elaboración propia.....	40
Figura 21. FC caso con RD y atención eólica de carga, elaboración propia	41
Figura 22. FC caso RD y atención cargas por BESS, elaboración propia.....	41
Figura 23. Contingencia línea B15-B16, sin RD, elaboración propia.....	42
Figura 24. Contingencia línea B15-B16, con RD, elaboración propia.....	42
Figura 25. Contingencia línea B15-B14, sin RD, elaboración propia.....	43
Figura 26. Contingencia línea B15-B14, con RD, elaboración propia.....	43
Figura 27. Generadores durante desconexión, elaboración propia.....	44
Figura 28. Tensiones barras durante desconexión, elaboración propia.....	44
Figura 29. Acción del EA para consecuencia baja, elaboración propia	45
Figura 30. Acción del EA para consecuencia media, elaboración propia	45
Figura 31. Acción del EA para consecuencia alta, elaboración propia	46
Figura 32. Acción del EA para consecuencia baja impacto propuesto, elaboración propia.....	47
Figura 33. Acción del EA para consecuencia media impacto propuesto, elaboración propia.....	47
Figura 34. Acción del EA para consecuencia alta impacto propuesto, elaboración propia.....	47
Figura 35. Tarjeta RB450, elaboración propia.....	51

Figura 36. Tarjeta RB4UAHR, elaboración propia.....	52
Figura 37. Conector y cable típico RS232, elaboración propia.....	53
Figura 38. Puerto miniPCI, elaboración propia.....	53
Figura 39. Diferencias entre PCI y PCIE, elaboración propia	54
Figura 40. Puerto miniPCI express, elaboración propia	54
Figura 41. Puerto USB 2.0, elaboración propia	55
Figura 42. Puerto Ethernet, elaboración propia.....	56
Figura 43. Estructura red celular 3G, elaboración propia	56
Figura 44. Estructura red WiFi, elaboración propia.....	57
Figura 45. Modelos de comunicación por capas, elaboración propia	58
Figura 46. Trama TCP, elaboración propia.....	59
Figura 47. Trama Modbus, elaboración propia.....	59
Figura 48. Trama BACnet, elaboración propia.....	60
Figura 49. Diagrama general de comunicaciones dispositivo EA, elaboración propia	61

Glosario

Agentes comercializadores: Agentes intermediarios que compran energía en bolsa o directamente a los agentes generadores y la venden a usuarios finales, estos agentes representan la demanda de dichos usuarios finales.

Agentes generadores: Agentes que desarrollan la actividad de producción de electricidad, pueden trasladar la energía mediante contratos bilaterales con otros agentes generadores o directamente con usuarios no regulados y mediante la bolsa de energía.

AMI (Infraestructura de Medición Avanzada): Sistema de medida, recolección y análisis de información proporcionada por dispositivos digitales como medidores eléctricos inteligentes, además tienen la capacidad de tomar decisiones con la información suministrada para el manejo de hardware y software.

ASIC (Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales): Entidad encargada de del registro de fronteras comerciales, contratos de energía a largo plazo y demás obligaciones que genere el intercambio de energía en bolsa para generadores y comercializadores.

BESS (Battery energy stroge system): Sistema para el manejo del almacenamiento de la energía eléctrica en baterías.

BMS (Battery management system): Sistema para el manejo de las baterías recargables.

CDL (Control directo de carga): Control del consumo de energía eléctrica influyendo directamente sobre variables eléctricas.

CND (Centro Nacional de Despacho): Entidad encargada del control, planeación y supervisión de los recursos de interconexión, generación y transmisión de energía del Sistema Eléctrico Nacional, con el objetivo de tener una operación económica, segura y confiable.

DB9: Conector analógico utilizado para sistemas de comunicación serial que permite una transmisión asincrónica de datos.

DDV (Demanda Desconectable Voluntaria): Cantidad de energía en kW/h por día, reducida por parte de usuarios finales en común acuerdo con el agente comercializador.

DOMÓTICA: Desarrollo de espacios inteligentes, es decir, integración y control centralizado de equipos electrónicos y eléctricos del hogar u oficina, las variables a controlar son audio, video, iluminación, temperatura, humedad, etc.

DSM (*Demand side management*): Modificación en el consumo de energía por medio de diferentes métodos.

EA (*Energy agent*): Dispositivo desarrollado para modificar el consumo de energía.

ETHERNET (*Power over Ethernet*): Alimentación eléctrica a través de cable Ethernet, la cual permite a dispositivos recibir energía eléctrica mediante el mismo medio por el cual se conecta a la red de comunicaciones, eliminando la necesidad de usar una alimentación alterna para su funcionamiento.

FERNC (*Fuentes de energía renovables no convencionales*): fuentes de que energía que se caracterizan porque en sus procesos de transformación y aprovechamiento de energía útil, no se consumen ni se agotan en una escala humana. Ejemplo de ellas son los generadores fotovoltaicos.

FNCE (*Fuentes no convencionales de energía*): Recursos de energía ambientalmente sostenibles disponibles a nivel mundial, no son utilizados de manera marginal o comercializados ampliamente. Ejemplo de ellas es la energía nuclear.

GATEWAYS: Sistema informático (hardware o software), que permite interconectar redes que utilizan arquitecturas completamente diferentes con el propósito de intercambiar información.

GD (*Generación distribuida*): Generación de energía descentralizada, a niveles de distribución.

HAN (*Red para el hogar*): red de área local que permite la interconexión e interacción de los dispositivos digitales presentes al interior o inmediaciones de una vivienda.

HVAC (*Heating, Ventilating and Air Conditioning*): Sistemas de calefacción, ventilación y aire acondicionado utilizados con el objetivo de brindar confort térmico interior y vehicular, están basados en principios de termodinámica, mecánica de fluidos y transferencia de calor.

INMÓTICA: Sistemas de automatización y control electrónico enfocado a edificios de uso industrial, con el objetivo del ahorro energético, confort y la seguridad.

IP (*Internet Protocol*): protocolo de comunicación perteneciente a la capa de internet del protocolo TCP/IP, permite el transporte y desarrollo de paquetes de datos definiendo su presentación, ruta y envío.

LAM (Lectura automática de medidores): Interrogación periódica y remota de medidores inteligentes.

LAN (redes de área local): Grupo limitado de equipos conectados dentro de un área geográfica pequeña a través de una red con la misma tecnología.

LBC (Línea base de consumo): Procedimiento realizado por ASIC para recopilar información,

MAN (Redes de área metropolitana): Red que conecta varias redes LAN cercanas entre sí a alta velocidad, permite que dos nodos remotos se comuniquen como si estuvieran en la misma red local.

Mercado mayorista: Mercado en el cual actúan los agentes comercializadores y agentes generadores, quienes realizan transacciones de compra y venta de energía, caracterizado por la competencia entre estos agentes, pero no intervienen los usuarios finales.

MODM (Multiple objective decision making): Algoritmo que tiene en cuenta diferentes variables para tomar decisiones.

NAN (Red de área de vecindario): Red de área local que ofrece conectividad, interconexión e interacción de los dispositivos digitales presentes entre edificios cercanos.

OEF (Obligaciones de energía firme): Producto elaborado por la CREG para garantizar la confiabilidad en el suministro de energía a largo plazo a precios eficientes.

PBI (Programas basados en incentivos): funcionan a partir del hecho de que la disminución de carga podría solventar diferentes tipos de contingencias en el sistema eléctrico en momentos específicos del día.

PBP (Programas basados en precio): Estos programas se basan en las tasas de fijación dinámicas de los precios, en donde las tarifas de electricidad no son planas; estas tasas actúan siguiendo los costos reales de la electricidad.

Plug and Play: Tecnología que permite a un dispositivo informático ser conectado a un computador sin la necesidad de configurarse o proporcionar parámetros para sus controladores.

PPC (Precio en picos críticos): Es una variación del programa TTU, se aplica en períodos de demanda considerados críticos. Se establece una tarifa unitaria alta para este periodo, ya sea como parte de un plan de contingencia en el sistema, o porque la empresa enfrenta unos precios muy elevados dentro del mercado eléctrico.

Precio Spot: Precio de contado o entrega inmediata, es el valor del costo marginal de la energía en cada hora.

RD (Respuesta de la demanda): Cambio en la forma del consumo de energía por parte del usuario final, en respuesta al cambio de una variable externa.

Red inteligente: Es una red eléctrica autónoma o interconectada, que integra de manera eficiente los sistemas de generación distribuida, los esquemas de control, protecciones y la gestión del usuario.

SCADA (Supervisión, control y adquisición de datos): Sistema avanzado de comunicaciones para el monitoreo y control remoto de variables.

SIM (Módulo de identificación de abonados): Tarjeta inteligente que almacena de forma segura la información y clave de seguridad de usuarios, para identificación en una red de comunicaciones.

SME (Sistema manejo de energía): Sistema asistido por herramientas computacionales, usado para el monitoreo, control y optimización del sistema de potencia.

Transferencia isócrona: Flujo constante de datos, en el cual no se reenvían paquetes de datos.

TTU (Tasa de tiempo de uso): Es el programa de respuesta de carga de mayor uso a nivel residencial. Por lo general maneja dos tarifas, una para el periodo pico de demanda y otra para los otros periodos del día.

URE (Uso racional de la energía): Programa para el uso consciente y eficiente de la energía eléctrica.

UTP (Cable par trenzado): Sistema de comunicación mediante dos cables aislados entrelazados, para anular interferencias de fuentes eléctricas y obtener una mejor eficiencia en la transferencia de datos.

V2G (Vehículo a la red): Red de área local en la cual un usuario de vehículo eléctrico puede vender energía al sistema eléctrico en el momento que no esté en uso el vehículo.

VE (Vehículo Eléctrico): Vehículo eléctrico es aquel que utiliza la energía química guardada en una o varias baterías recargables. Usa motores eléctricos que se pueden enchufar a la red para recargar las baterías mientras está parqueado, siempre que la infraestructura eléctrica lo permita.

Resumen

En este proyecto se pretende mostrar la aplicación y funcionamiento de un dispositivo gestor de demanda comercial instalado en el 5^{to} piso del bloque 9, esta nueva tecnología permite una interacción directa entre las empresas comercializadoras del servicio de energía eléctrica y los usuarios finales, mediante el uso de la RD (respuesta de la demanda). Dicho proyecto busca involucrar más a los usuarios finales en el rol de prosumidores, ya que con la entrada de las Micro Redes inteligentes se vuelve necesario un cambio radical en la estructura del mercado y el sistema eléctrico de potencia. *Copyright © UPB 2015*

Palabras clave: Respuesta a la demanda, gestión de demanda y Micro Red.

Abstract

This project is intended to show the implementation and operation of a new technology on the market, allowing direct interaction between marketers of electricity service and end-users, by using the RD (demand response). This project seeks to further involve end users in the role of prosumers, since the entry of micro smart grid a radical change becomes necessary in the market structure and the electrical power system.

Keywords: Demand response, demand side management and smart grid.

INTRODUCCIÓN

La gestión de la demanda es una forma de integrar al consumidor con el sistema de potencia, por medio de métodos y estrategias para reducir el consumo de energía eléctrica en puntos críticos de operación de la red. Uno de los métodos para modificar el comportamiento del usuario final con respecto al consumo de energía es la respuesta a la demanda, la cual consiste en aprovechar la desconexión o modificación de cargas no esenciales de forma estratégica, con el fin de subsanar problemas en el sistema de potencia y gestionar la generación distribuida.

La primera referencia a métodos de gestión de demanda se realiza en los Estados Unidos durante la década del setenta, cuando se dio la aparición del plan integrado de recursos debido a una crisis energética derivada de problemas geopolíticos que conllevaron a una escasez de combustibles fósiles. El plan integrado de recursos se concibió con el objetivo de evaluar las opciones económicas más viables para atender la demanda de energía futura a un mínimo costo para los usuarios finales. De allí nació el concepto de los sistemas gestionadores de demanda (Warren, 2014).

En el Reino Unido, al contrario de Estados Unidos, se vio la necesidad de implementar sistemas de gestión de demanda debido a la ineficiencia de las fuentes energéticas usadas en el mecanismo de balanceo de generación y demanda durante las horas pico (Warren, 2014).

Actualmente, ante las condiciones de las redes de energía y la incursión de nuevos conceptos al sistema de potencia, como lo

son las Micro Redes inteligentes, vehículos eléctricos y la integración de energías renovables no convencionales, se crea la necesidad de un control centralizado que coordine la entrada, regulación y salida de servicio de cargas eléctricas para mantener ciertos estándares de calidad en los sistemas de potencia. Dichos estándares a su vez están enfocados en la seguridad, confiabilidad, eficiencia y ahorro de energía, creando sistemas eléctricos cada vez más óptimos y amigables con el medio ambiente. Este control centralizado da paso a la creación de dispositivos gestionadores de demanda desconectable que permiten una participación más activa del usuario final en cadena de la energía eléctrica, creando posibilidades de interacción de éste con los actores del mercado para repotenciar momentáneamente las redes congestionadas.

En diferentes latitudes, Figura 1, se han implementado y propuesto toda clase de equipos y sistemas enfocados a la gestión y control de cargas para la respuesta de la demanda.

En Australia se está trabajando en la implementación de un novedoso sistema inteligente en línea para el control de los picos de demanda en redes de distribución de baja tensión, usando controladores de bajo costo instalados en el transformador de distribución y en las instalaciones de los clientes finales, para lograr una comunicación de doble vía y gestionar la reducción del pico de demanda a la vez que se maximiza la satisfacción del cliente. Para alcanzar dicho objetivo se realizó un método que toma decisiones enfocado a múltiples objetivos, el cual realiza mediciones de potencia en las instalaciones del cliente de la empresa prestadora de los servicios eléctricos, y si detecta una

sobrecarga se comunica con el controlador del transformador de distribución para desconectar, atrasar o ajustar la carga en cuestión (Shahnia, Wishart, Ghosh, Ledwich, & Zare, 2012).



Figura 1. Antecedentes de programas respuesta de demanda en el mundo, elaboración propia

En Ohio se han estado realizando avances en el área de los modelos de programas, los cuales son basados en el cambio del precio de la energía eléctrica durante las horas del día, permitiendo de esta manera al consumidor hacer uso de la energía cuando sea más económico. Esta programación se logra mediante un algoritmo que identifica las cargas que pueden ser conectadas solo en los momentos donde no se presenten picos en la demanda, y usando sistemas de almacenamiento y manejo de energía en baterías (BESS-BMS), cuando el precio de esta sea más bajo, en valles, y usándola cuando la energía es más costosa, en picos (Adika & Wang, 2014).

Siguiendo esta misma línea, el trabajo realizado por DAI Labor en conjunto con Alcatel-Luncent y EBTIC, consiste en un sistema de manejo de gestión de demanda enfocado a las Micro Redes inteligentes mediante controladores autónomos multi-agentes que son capaces de satisfacer diferentes variables, tales como las diversas necesidades del cliente y los objetivos de manejo de energía. Para esto implementan un optimizador multi-objetivo empujando un algoritmo evolutivo inspirado en cuántica (Badawy, Yassine, Heßler, Hirsch, & Albayrak, 2013).

Otro sistema multi-agente es propuesto en Grecia, el cual consiste en nueve controladores distintos, cada uno con capacidad de manejo de distintas características de una Micro Red. De estos multi-agentes, ocho son los responsables de la desconexión de carga y línea de energía, y uno es dedicado para el control y la comunicación de todos los agentes, este último es el encargado de evaluar el consumo de energía y actuar sobre las distintas variables de la red eléctrica; el sistema se enfoca en redes que incluyan poligeneración (Kyriakarakos, Piromalis, Dounis, Arvanitis, & Papadakis, 2013).

En cuanto a políticas públicas, desde el inicio del término RD en los Estados Unidos en la década de 1970, como se mencionó anteriormente, se han hecho esfuerzos por parte de los gobiernos para incentivar el uso e implementación de programas que permitan una adecuada gestión de la demanda.

El interés primordial en la gestión de carga fue en parte resultado del creciente uso de los sistemas de aire acondicionado, los cuales

representan un consumo de potencia eléctrica significativo dando lugar a picos elevados en la curva de demanda. En 1970 y 1980, EE.UU desarrolló ideas cada vez más conscientes enfocadas a reducir los impactos en los costos del sistema, y la gestión de carga comenzó a ser vista como un recurso viable. Los primeros resultados de los programas para respuesta de demanda fueron evidentes en el uso de unidades de aire acondicionado residenciales durante los períodos de demanda pico, en los cuales se ejerció un control de cargas directo (DLC por sus siglas en inglés). Luego en 1990, la reestructuración del sistema eléctrico ayudó a crear mercados energéticos regionales de competencia mayorista, dando paso a un aumento en el crecimiento de las actividades de respuesta a la demanda, impulsadas esencialmente por la política del gobierno para facilitar el desarrollo de estos nuevos mercados.

La gran acogida de las nuevas tecnologías implementadas en los esquemas de respuesta de la demanda da paso a la creación de la Ley de Política Energética de 2005, la cual planteó como objetivo eliminar las barreras innecesarias existentes para la participación de los recursos RD, por parte de los usuarios finales y agregadores de carga, término utilizado en Estados Unidos y Colombia para una agrupación de consumidores que por su carga agregada pueden llegar a participar en el mercado eléctrico mayorista, en los mercados de energía eléctrica, servicios auxiliares, etc, ya sea a nivel minorista o mayorista. Debido a esto, la orden FERC 719 eliminó las barreras para la participación de la RD en los mercados mayoristas, permitiendo a los agregadores de carga

tranzar en nombre de los clientes minoristas, para la mayoría de mercados regionales (Shen et al., 2014).

En cuanto a Europa, los avances en RD varían sustancialmente a lo largo del continente, reflejando las condiciones nacionales provocadas por diferentes conjuntos de políticas, programas y planes de implementación. Los programas de negocios, técnicos y potencialidades económicas varían en toda Europa, pero existen grandes problemas por los cuales las políticas coordinadas RD han tardado en surgir, dichos problemas son originados por el conocimiento limitado sobre las capacidades de ahorro de energía por parte de programas RD, las altas estimaciones de costos para las tecnologías e infraestructuras RD, entre otros; además, las políticas se han centrado solo en la creación de las condiciones para la liberalización de los mercados energéticos de la Unión Europea sin promover a su vez la participación en los programas RD en contraposición de lo ocurrido en los Estados Unidos.

A pesar de lo anterior, existen dos directrices de la Unión Europea que se ocupan de cuestiones RD. La primera directriz sobre servicios energéticos, exige a los estados miembros de la unión elaborar planes para asegurar objetivos de ahorro de energía y eficiencia energética para el consumo de los usuarios finales. La segunda directriz, sugiere que los miembros de la unión deben promover el uso e implementación de nuevas tecnologías para el control y manejo de la demanda en tiempo real, dando énfasis a los sistemas de medición avanzada. Esta última además, propone como requisitos a sus miembros tener una política claramente definida para asegurar un buen equilibrio entre la generación y la

demanda, definir y cumplir normas encaminadas a la seguridad de las redes de transmisión y distribución, y por último definir sanciones económicas previstas en caso de incumplimiento de las normas y leyes (Torriti, Hassan, & Leach, 2010).

Otro esfuerzo europeo para la inclusión de políticas pro DR, es la creación de un nuevo participante del mercado eléctrico denominado agregador, término utilizado en la Unión Europea con diferente connotación, este es un actor que ofrece el servicio, como su nombre lo dice, de agregar o inyectar energía a la red eléctrica, ya sea por medio de pequeños generadores o actos de RD. Esta figura contribuye a la flexibilidad del sistema aportando una carga ajustable del orden de 25 GW en toda Europa, la cual permite una modificación de hasta un 5% del pico de la curva de demanda, aportando a su vez un balance automático entre generación y demanda.

Debido a lo anterior, en el caso específico de Alemania, desde el 20 de diciembre de 2012 las políticas públicas hacen posible que las cargas interrumpibles participen en el mecanismo de control para el balance de energía, control secundario y terciario. Para que dicha estrategia sea rápida y efectiva, el operador del sistema eléctrico Alemán tiene pleno control de dichas cargas interrumpibles, desconectándolas por medio de relés de frecuencia los cuales actúan al percibir una variación, en dicha variable, por más de un segundo para cargas de actuación inmediata y actúan debido a variaciones de más de 15 minutos para cargas de actuación intermedia, posibilitando un sistema de potencia

eléctrico más flexible y automatizado (Koliou, Eid, Chaves-Ávila, & Hakvoort, 2014).

En India, siendo este el país con el tercer sistema de potencia eléctrica más grande del mundo, y debido al gran crecimiento de las cargas, usuarios, se reconoce por parte del gobierno a los mecanismos de gestión de demanda como estrategias integrales del plan de operación de las empresas prestadoras de servicios públicos. También, para lograr incentivar efectivamente a los agentes del mercado eléctrico al uso de la RD, el gobierno ha implementado una metodología con el objetivo de estandarizar y agilizar el acercamiento a proyectos de RD. Esta metodología sigue los pasos listados a continuación:

- Valoración del mercado actual.
- Pronóstico de la demanda o usuario final.
- Investigación del mercado objetivo.
- Definición de las metas respecto a la curva de demanda.
- Identificación de las fuentes de financiación.
- Selección del programa y diseño de gestión de demanda.
- Análisis Costo-beneficio.
- Identificación del impacto socio-económico local.
- Programa de implementación.
- Monitoreo y evaluación.

Además, para incentivar el uso de los gestionadores de demanda, en 2005 se adoptó como ley la medición inteligente del consumo energético en todos los edificios gubernamentales, incluyendo el uso de sistemas eficientes de iluminación en industrias, comercios

y residencias, que contemplan la automatización en conexión y desconexión de alumbrado general no esencial. Por último con respecto a India, como política pública se realiza el cobro de tarifas diferentes en horas pico con respecto a horas valle de la curva de demanda, todo con el apoyo de medición avanzada inteligente hora a hora (Harish & Kumar, 2014).

En China, los sistemas de gestión de demanda han sido implementados desde los años noventa, es por esto que su política pública para los incentivos económicos, a través de la reducción de impuestos a las empresas participantes de dichos programas, han sido cruciales para el ahorro de energía (Ming et al., 2013).

En el caso Colombiano, actualmente se realizan los estudios y procesos necesarios para crear la regulación y normativa referente a las fuentes de energía renovable no convencionales (FERNC), es para esto que en mayo 13 de 2014, el Presidente de la República sancionó la ley 1715 en la cual se hace referencia, entre otras tecnologías, a programas enfocados en producir una respuesta de demanda. En el capítulo 3 se tocará más a fondo el tema de regulación y normativa.

Actualmente, en la Universidad Pontificia Bolivariana se desarrolla un macro proyecto de investigación enfocado al uso de las energías renovables y generación distribuida en el entorno de las micro redes inteligentes, llamado Micro-Red Inteligente UPB. Dentro de las investigaciones que conforman este macro proyecto se tienen:

- Generación fotovoltaica.
- Generación por biomasa.
- Generación eólica.
- Almacenamiento inteligente de energía.
- Estaciones de carga lenta y modular para vehículos eléctricos.
- Troncales de alumbrado público telegestionado.
- Esquemas avanzados de comunicaciones.
- Ventanas solares.
- Compactadores solares.
- Piloto de transporte masivo eléctrico con control de flota.
- Centro de control para la Micro Red Inteligente UPB.

En la Figura 2 se observan algunos de los proyectos que conforman la Micro Red UPB.

Debido a estos proyectos, se hace indispensable tener un dispositivo controlador de carga para garantizar los límites de operación de frecuencia y tensión, y coordinar el uso eficiente de la energía eléctrica.

Ahora, la implementación de un proyecto piloto en Medellín que presente los beneficios de un gestor de demanda a las empresas involucradas en la prestación de los servicios de energía eléctrica en Colombia, abre la posibilidad a que dichas empresas inviertan e impulsen de forma vehemente el consumo consciente y eficiente de los recursos energéticos para el bien general de la sociedad.

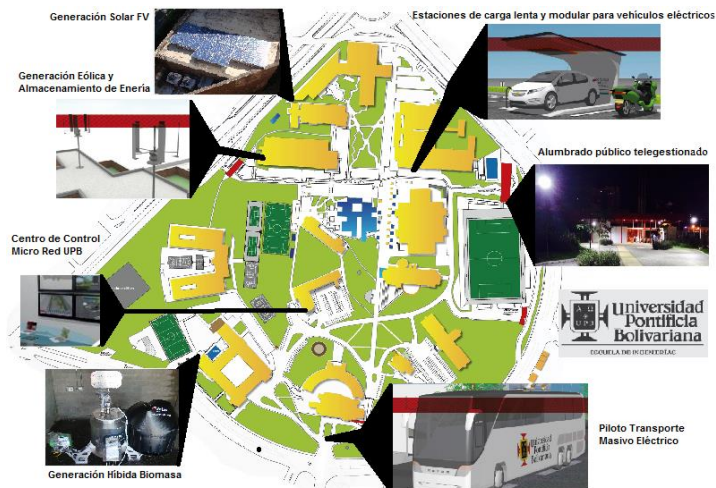


Figura 2. Micro Red Universidad Pontificia Bolivariana, elaboración propia

Es por esto que es creado en el bloque 9 un laboratorio escalable para las pruebas de un dispositivo de gestión de demanda comercial, dicho dispositivo donado por la empresa Innovari es llamado el agente de energía (EA por sus siglas en inglés), siendo capaz de conectar y desconectar cargas no esenciales además de reducir el funcionamiento de los aires acondicionados para lograr un cambio en la curva de demanda en momentos de congestión de la red eléctrica. El dispositivo fue instalado en el quinto piso del bloque 9, como programa piloto para la evaluación de la

viabilidad de tecnologías enfocadas a la RD, además de la integración a futuro de fuentes de generación alternativa para la atención de las cargas controladas por el dispositivo y así convertirse en un gestor importante dentro de la Micro Red UPB.

En este trabajo de grado se tiene como objetivo realizar una descripción detallada de la instalación y funcionamiento del dispositivo en mención, por medio de mediciones directas y simulaciones que permitan evaluar diferentes aspectos de dicha nueva tecnología. Además, se busca realizar una exploración preliminar acerca de la regulación, normatividad y sistemas de cobro existentes en Colombia teniendo como referencia antecedentes mundiales.

1. METODOLOGÍA

1.1. Respuesta de la demanda

Existen dos metodologías principales para gestores de demanda, una por medio de manejo de demanda directo y otra por medio de manejo de demanda indirecto.

Control directo de carga. Este control permite a las empresas prestadoras de los servicios públicos actuar directamente sobre las cargas, manipulando sus variables eléctricas. Estas cargas pueden ser interrumpibles, ejerciéndose sobre ellas un control de encendido o apagado, o un control continuo por disminución paulatina de su consumo. En la Figura 3 se presenta un el diagrama de control perteneciente a métodos de manipulación directa de demanda.

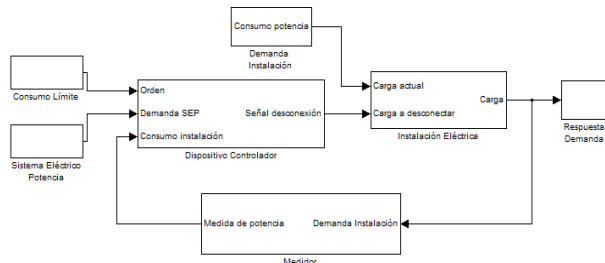


Figura 3. Diagrama control directo de carga, elaboración propia

Control indirecto de carga. Este esquema es realizado por las empresas prestadoras de servicios públicos, las cuales usan los precios como variable de control, influenciando a los consumidores para reducir los picos de demanda. En la Figura 4 se observa el diagrama de control perteneciente a métodos de manipulación indirecta de demanda.

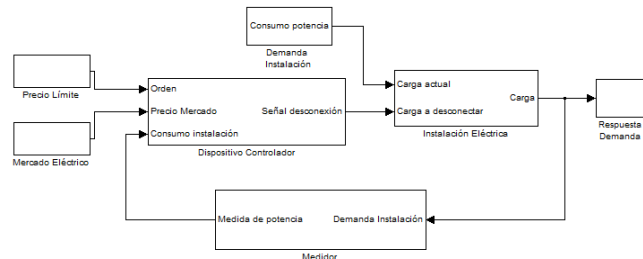


Figura 4. Diagrama control indirecto de carga, elaboración propia

El dispositivo EA instalado en el 5^o piso del bloque 9 UPB, utiliza la metodología del control directo de carga, efectuando una manipulación sobre los circuitos de alimentación de las cargas interrumpibles o generando una señal de aumento o reducción para las cargas atenuables, sistemas de aires acondicionados.

1.2. Pruebas del correcto funcionamiento del dispositivo

Una vez instalado el dispositivo físicamente en los predios del usuario, se procede al encendido y configuración remota por

medio de acceso *web* desde los servidores de la empresa constructora. Dicha configuración se debe hacer mediante el protocolo de comunicaciones *Ethernet* y en coordinación con los ingenieros a cargo de su configuración.

Después de realizada su configuración interna, se verifica que la numeración del tablero de cargas coincida perfectamente con la numeración de los relés auxiliares del dispositivo. Luego se envían ordenes vía *web* para actuar cada una de las cargas confirmando visualmente su funcionamiento. Después se verifica el estado del panel frontal para que el dispositivo pueda ser actuado manualmente.

La metodología anteriormente descrita debe realizarse cuando ninguna persona haga uso de las cargas manipuladas por el dispositivo EA. Una vez confirmadas estas especificaciones, se realiza un programa preliminar de control y se monitorea durante una semana para corregir cualquier inconveniente presentado en la instalación del dispositivo, y evitar perjuicios al usuario final.

1.3. Registro de datos

La evaluación del dispositivo EA requiere como pieza fundamental disponer de los datos históricos acerca del consumo energético de la instalación de uso final (NERC, 2005).

También, se debe realizar una medición preliminar del consumo energético, con el dispositivo EA fuera de servicio durante un periodo de tiempo determinado, estos datos previos se toman con

el fin de realizar una comparación y lograr obtener un estimativo del ahorro proporcionado por la gestión de demanda.

Por último, se registra la potencia demandada durante un tiempo, equiparable a la ventana temporal usada en la medida preliminar, con el pleno funcionamiento del dispositivo, generando diferentes escenarios de operación para así obtener un desempeño óptimo del esquema de gestión de demanda.

La ventana temporal para la toma de datos que se tiene en cuenta en este procedimiento, es de una semana para el caso sin dispositivo y otra semana para el caso con el dispositivo en funcionamiento.

Para la actuación del EA, se realiza una programación horaria de una semana entera en donde se tienen en cuenta los tiempos críticos de ocupación del edificio, 5^{to} bloque 9 UPB, para los diferentes espacios controlados en iluminación. En esta definición se posee como base la época del año en la cual se realizan la mediciones, esto es necesario ya que los días oscurecen más temprano en algunos meses.

1.4. Cálculos de eficiencia

La FERC (*Federal energy regulatoty comission*) utiliza para efectos regulatorios y de normalización los estándares propuestos por la NERC (*North American Electric Reliability Corporation*) y la NAESB (*North American Energy Standards Board*) organizaciones dedicadas a la estandarización de procedimientos y tecnologías enfocadas en la seguridad, confiabilidad y eficiencia

de los sistemas de potencia, estos asumidos como un organismo integral.

En cuanto a la gestión de demanda, la NERC se especializa en la normalización de la adquisición y almacenamiento de datos históricos y actuales, para que estén siempre disponibles de forma ordenada y accesible a todos los agentes involucrados en dichos procedimientos; y la NAESB apunta a las mediciones y verificaciones necesarias para calificar los efectos de los sistemas gestionadores de demanda. Es por esto que la FERC en su estándar para prácticas de negocios y protocolos de comunicación para entidades públicas (FERC, 2012), propone que se adopten, por parte de las empresas prestadoras de los servicios públicos de energía, las metodologías NAESB para la medición y verificación de la respuesta de demanda y eficiencia de la energía.

Dentro de sus estándares, NAESB define 4 formas posibles para la toma de datos enfocadas a destacar un valor neto de reducción del consumo de potencia que sea fiel a los valores reales de los esquemas de respuesta de la demanda (NAESB, 2012).

Por cuestiones de derechos de autor pertenecientes a NAESB, no se presentan a detalle estas metodologías, pero se puede solicitar un acceso temporal para propósitos de evaluación a los estándares que contienen las metodología mediante (NAESB, 2013) Selección del programa de simulación

La selección del programa de simulación requiere la evaluación de diferentes aspectos, tales como la disponibilidad y complejidad de los recursos necesarios para construir el sistema de potencia

ejemplo, el tipo de estudios que se desean realizar en esta simulación y el nivel de detalle exigido para los modelos a utilizar.

Las tres alternativas que se tuvieron en cuenta inicialmente fueron: ATPDRAW (*Alternative Transient Program*), MATLAB (Matrix Laboratory) y DiGSILENT Power Factory (*Digital Simulator and Electric Network Calculation*) (DiGSILENT GmbH, 2011; Høidalen, 2012; MathWorks, 2012). Se escogieron los últimos dos programas computacionales, debido a la gran cantidad de información disponible para los modelos, la simplicidad en su uso y la confiabilidad, puesto que con el modelo desarrollado se pretenden realizar análisis de flujo de cargas, estabilidad transitoria multi-máquina con desconexión de carga para observar el comportamiento de la red ejemplo bajo, influencia de esquemas de gestión de demanda y un modelo interactivo del dispositivo instalado en los predios de la universidad.

En cuanto a la disponibilidad y complejidad de los recursos, los modelos de generación distribuida ya existen en las bases de datos de Perú, Chile y Colombia (CDECSIC, 2014; COES, 2014; XM, 2014), y debido a un estudio previo realizado por el grupo de investigación de transmisión y distribución de la Universidad Pontificia Bolivariana (Universidad Pontificia Bolivariana, 2014), se cuenta con la red ejemplo IEEE diseñada en el programa DiGSILENT Power Factory (*Digital Simulator and Electric Network Calculation*) (DiGSILENT GmbH, 2011).

1.5. Modelamiento y simulación

Con el objetivo de simular un sistema de potencia similar a una Micro Red inteligente con diferentes fuentes de generación, de energía convencional y energía renovable no convencional, se tomó como base el sistema IEEE 39 barras *New England Power System*, (Athay, Podmore, & Virmani, 1979; Pai, 1989).

Para observar en el sistema ejemplo el perfil de tensión en las barras, la distribución de potencia y la cargabilidad de los diferentes elementos que componen dicha red, se simulan flujos de carga en operación normal para diferentes condiciones operativas de demanda que representan el funcionamiento de un dispositivo gestor de demanda como el instalado en el 5^{to} piso del bloque 9 de la UPB.

Una vez simulados los flujos de carga, se procede a verificar los criterios para estudios de estado estacionario reglamentados por el Código de Redes Colombiano (CREG, 1995). Para dichos estudios se contemplan los siguientes criterios.

Las tensiones en las barras no deben ser inferiores al 90%, ni superiores a 110%.

Se ajustan los taps de los transformadores para el control de las tensiones en condiciones normales de operación, sin actuación del dispositivo.

La cargabilidad de las líneas, se considera aceptable cuando su valor sean menor o igual al 100%.

La cargabilidad de los transformadores se considera aceptable cuando su valor sea menor o igual al 100%.

El cumplimiento de los criterios mencionados anteriormente se considera un funcionamiento normal del sistema y fuera de estos criterios se considera funcionamiento en estado de alerta o emergencia.

Además, se realizan análisis de estabilidad transitoria en los generadores aledaños al proyecto de RD; la estabilidad transitoria multimáquina está definida por la capacidad de reacción de los equipos ante perturbaciones severas. Como perturbaciones severas se analiza la pérdida súbita de carga con el objetivo de identificar el impacto de los dispositivos de control directo de carga en los sistemas eléctricos.

Una vez se define la red con los estudios de estado estacionario, se verifica su comportamiento transitorio ante la salida excesiva de demanda para probar los equipos del sistema.

Los análisis se realizan simulando diferentes esquemas de demanda desconectable y generación distribuida, incluyendo los modelos de control de frecuencia y tensión de los generadores de la red, siguiendo los modelos propuestos por la IEEE (IEEE, 2006).

En los estudios transitorios se verifican los criterios de calidad y seguridad del Código de Planeamiento (CREG, 1995), comprobando la estabilidad para la etapa transitoria y considerando el efecto dinámico de los elementos de la red ejemplo.

Por último, con los datos obtenidos en las mediciones del dispositivo EA, se desarrolla en el programa Matlab Simulink (MathWorks, 2012) un modelo de demanda agregada de la iluminación del 5^{to} piso del bloque 9 de la UPB, en el cual se verifica el efecto del EA sobre la curva de demanda.

2. NORMATIVA Y REGULACIÓN

Como se mencionó en la introducción, los sistemas de respuesta a la demanda datan del año 1970, pero la implementación de dispositivos y métodos para ejercer este tipo de esquemas se ha visto entorpecida por el poco interés demostrado por los agentes del mercado eléctrico. Es por esto, que es de vital importancia realizar una revisión a los esfuerzos e iniciativas gubernamentales para la promoción de dichas estrategias a nivel nacional e internacional.

2.1. Casos internacionales

Estados Unidos. Mediante el acto legislativo EPAct (*Energy Policy Act*) de 2005 se regula y promueve el uso de energías renovables, en las cuales se incluyen los esquemas de respuesta a la demanda (US Congress, 2005). En su título Desarrollo e Investigación, la sección 902 promueve la búsqueda e implementación de diversas fuentes de energía y promulga la disminución del impacto ambiental de cualquier actividad referente al consumo energético. La sección 922 expresa el interés del gobierno en realizar: "...investigaciones, desarrollos,

demostraciones y aplicaciones comerciales para mejorar la eficiencia energética en instalaciones de alta densidad de potencia.", así como mejoramientos en la forma de controlar la temperatura, hacer medición y manejo de cargas, para lograr una reducción en el pico de demanda.

En cuanto a eficiencia energética, este acto legislativo obliga a los vehículos, edificios y procesos industriales a ser más eficientes así como reducir el consumo de energía eléctrica en todo el país. Luego, en su título Electricidad en la sección 1252 ordena a las empresas prestadoras de los servicios de energía eléctrica a ofrecer esquemas basados en tiempos, a petición del consumidor, para que este pueda elegir cuando comprar y hacer uso de la energía. También exige a los reguladores regionales a realizar una investigación para determinar en qué punto de la red es viable o no la instalación de medidores inteligentes, con el objetivo de gestionar respuestas en la demanda. Es por esto que adjudica al Secretario de Energía la responsabilidad de educar a los consumidores en temas referentes a disponibilidad, ventajas y beneficios de los medidores inteligentes, además de buscar herramientas para eliminar todo tipo de barreras que obstaculicen los esquemas de respuesta de demanda. Ordena entonces, como ayuda a lo anterior, a toda entidad gubernamental a alentar el uso de esquemas RD dando beneficios a quienes participen en ellos.

Por último en su título Energías Renovables, sección 251 que habla sobre la seguridad energética en zonas insulares, declara que la Secretaría del Interior junto con la Secretaría de Energía y los gobernadores de los estados de la zona insular deben hacer

planes para actualizar y mejorar los sistemas de gestión de demanda existentes a través de la aplicación de estándares vigentes de eficiencia, auditorías energéticas al comercio e industria y la realización de contratos de ahorro de energía.

A causa de este acto legislativo, la FERC realizó la Orden 745 y la Orden 1000 sobre respuesta de la demanda. En la primera, la comisión demanda que los operadores regionales de sistemas de transmisión y los operadores del sistema de potencia permitan la participación de consumidores que realicen esquemas de RD en el mercado de energía mayorista como un recurso energético, y se les debe pagar a precio de bolsa cuando estos recursos participen en el balance de generación y demanda; en la segunda la comisión reclama que los programas RD sean tenidos en cuenta en el plan de expansión de transmisión por los operadores regionales, además con esto, se impulsan y refuerzan los mercados mayoristas de energía eléctrica (FERC, 2011).

Unión Europea. La comisión europea mediante su recomendación 2012/148/UE, legisló todo lo concerniente a la implementación y uso de medidores inteligentes enfocándose en la seguridad de la información. Mediante el uso de medidores inteligentes, se facilita el flujo de datos sobre consumo y costos de la energía eléctrica en tiempo real, promoviendo acciones de ahorro y respuesta a la demanda. Esta recomendación sugiere que los dispositivos de medición avanzada permitan el control a distancia del encendido, apagado y limitación del flujo de potencia, tanto para la demanda como la oferta (European Commission, 2012).

Luego, mediante la directiva 2012/27/EU sobre la eficiencia energética y teniendo como objetivo la reducción del consumo de potencia en un 20% en toda la Unión Europea para el año 2020, decreta que todos los edificios públicos con algunas excepciones, deben reducir su consumo energético adoptando planes de eficiencia energética e instalando dispositivos gestionadores de demanda. Se deben efectuar también auditorias que velen por la alta calidad de la energía entregada al usuario, y mientras sea técnicamente posible, económicamente razonable y un gasto proporcional al ahorro de energía, se deben instalar medidores que proporcionen información en tiempo real para facilitar esquemas de gestión de demanda, en caso de no ser posible los países miembros deben asegurar que para el 2015 la información del precio entregado a los consumidores sea precisa y basada en los consumos actuales. Por parte de las empresas prestadoras de servicios eléctricos, se deben cobrar tarifas que reflejen el ahorro alcanzado por quienes realicen programas RD (European Parliament, 2012).

La ACER (*Agency for the cooperation of energy regulators*), agencia reguladora para los países pertenecientes a la Unión Europea, presentó en 2014 su reporte final acerca de flexibilidad de demanda, Término utilizado en la Unión Europea para respuesta de la demanda., donde reconoce las diferentes actividades de RD llevadas a cabo en Europa y diferencia estas actividades en dos tipos de esquemas, flexibilidad de demanda explícita e implícita, directa e indirecta, también declara que esta puede ser definida por cambios en la demanda, desplazamiento de

la curva de demanda, generación distribuida, sustitución de combustibles fósiles por fuentes renovables o esquemas de eficiencia (Economic Cambridge Policy Associates Ltd, TPA Solutions, & Imperial College London, 2014).

India. La política eléctrica nacional hace referencia al desarrollo de nuevas tecnologías como lo son los sistemas de gestión de demanda en conjunto con tecnologías que permitan un adecuado flujo de información. Para la conservación de la energía, en la sección 5.9 de su política pública de electricidad (Indian Ministry of Power, 2005), se ordena la implementación de sistemas de gestión de demanda para reducir los requerimientos de potencia instalada adicional, y reducir las diferencias entre los picos y valles de la curva de demanda. Además dicta que las tarifas deben ser de acuerdo a la hora del día, siendo este cobro posible solo a través de medidores inteligentes.

2.2. Caso nacional

En Colombia como se indicó en secciones previas, el 13 de mayo de 2014 la Presidencia de la República sancionó la ley 1715, por la cual se regula el uso de energías renovables no convencionales aplicadas al sistema eléctrico nacional. En los artículos 31 y 32 de la mencionada ley, se promueve el uso de mecanismos RD y planes de gestión eficiente de la energía.

Artículo 31: “**Respuesta de la demanda.** El Ministerio de Minas y Energía delegará a la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) para que establezca mecanismos regulatorios para

incentivar la respuesta de la demanda con el objeto de desplazar los consumos en períodos punta y procurar el aplanamiento de la curva de demanda; así como también para responder a requerimientos de confiabilidad establecidos por .el Ministerio de Minas y Energía o por la misma CREG.” (Congreso República de Colombia, 2014).

Artículo 32: “**Planes de gestión eficiente de la energía.** El Gobierno Nacional, y el resto de administraciones públicas, en el ámbito de sus respectivas competencias adoptarán planes de gestión eficiente de la energía, que incluirán acciones en eficiencia energética y mecanismos de respuesta de la demanda. Las administraciones públicas, en sus ámbitos territoriales, adoptarán planes de gestión eficiente de la energía así como de la utilización de FNCE para los edificios y equipos consumidores de energía de titularidad pública con análogos objetivos al del Gobierno Nacional.” (Congreso República de Colombia, 2014).

Debido a la ley anterior, la CREG en su resolución 098 de 2014 modificó la resolución 068 de 2010 “por la cual se regula la Respuesta a la Demanda para el mercado diario en condiciones de escasez”. Esta resolución aplica para los agentes generadores que anticipen el requerimiento de energía firme para cumplir las Obligaciones de Energía Firme (OEF) que tienen asignadas y para agentes comercializadores que representan a usuarios voluntarios en participar del programa de demanda desconectable voluntaria (DDV). Esta resolución define los conceptos básicos y condiciones que se deben tener en cuenta en el programa de DDV.

El programa de DDV define como producto la cantidad de demanda de energía reducida en MWh por parte del agente comercializador, el cual oferta esta energía reducida en el mercado mayorista de energía.

En la RD, participan los agentes comercializadores como vendedores de energía en representación de los usuarios interesados en participar de estos programas, los cuales están encargados de: garantizar la instalación y funcionamiento de los medidores inteligentes, informar a los usuarios debidamente las condiciones de DDV, registrar a aquellos usuarios participantes ante el Administrador del sistema de intercambios comerciales (ASIC) y registrar las fronteras comerciales para medir la DDV. También, participan los agentes generadores, los cuales están encargados de informar al agente comercializador del despacho dado a cargas con evento de demanda desconectable, fecha de inicio y fin del evento, y registrar ante el ASIC el contrato de DDV.

Además, como últimos participantes, se encuentran el Centro Nacional de Despacho (CND) y el ASIC, los cuales están encargados de la coordinación operativa y de las transacciones comerciales derivadas de los esquemas DDV.

En la activación de los nombrados esquemas DDV, los generadores deben enviar el programa de la generación correspondiente a eventos DDV al ASIC, el cual debe incluir la identificación de la planta, la cantidad de energía horaria y la referencia del contrato de DDV. Se debe también realizar una

desagregación horaria para el día en que el generador oferte en el mercado hasta que la DDV horaria sea igual a la obligación diaria contractual. Los generadores deben garantizar que la generación destinada a DDV no supere la demanda contratada. En caso que se supere la demanda contratada, los organismos ASIC y CND darán por sentado que no hubo tal desconexión.

La CREG establece paso a paso las reglas que se deben seguir para el funcionamiento de RD:

El agente comercializador informa a los usuarios sobre el mecanismo de RD, les hace saber que la participación en este programa es voluntaria.

El agente comercializador realizará todas las adecuaciones técnicas necesarias para la implementación de las fronteras comerciales, ya sea para RD con medidores inteligentes o para los que usan línea base de consumo.

El agente comercializador procede a registrar los usuarios y fronteras comerciales ante el ASIC como RD, definiendo la cantidad de demanda horaria reducida por parte de los usuarios.

El agente comercializador envía al CND la información de la energía horaria a reducir y su costo en el mercado eléctrico.

El CND calcula la cantidad de energía reducida en el mecanismo de RD, de manera que el precio en bolsa de esta energía sea mayor o igual al 108% del precio de escasez.

El CND debe avisar al agente comercializador la activación del mecanismo de RD cuando su valor de energía a reducir sea mayor a cero. Y este debe coordinar con los usuarios la activación del mecanismo.

El agente comercializador verifica los medidores inteligentes de RD una hora antes de la activación. El ASIC realizará las verificaciones y liquidaciones basándose en lo establecido en esta resolución. El ASIC informará a los agentes comercializadores la cantidad de energía reducida por parte de los usuarios en el mecanismo de RD.

La verificación de la desconexión de la demanda la realiza el ASIC teniendo en cuenta la línea base de consumo (LBC); si la reducción en la frontera comercial es inferior a la LBC, se tomará como reducción de demanda por parte del agente comercializador.

Por último, la CREG explica la forma de facturación y liquidación del mecanismo de RD con base en cada una de las plantas o unidades de generación representadas por el agente generador (CREG, 2014).

3. FUNCIONAMIENTO, EVALUACIÓN Y MODELO DEL SISTEMA

3.1. Descripción del funcionamiento

El dispositivo EA es un sistema de respuesta a la demanda que utiliza el control directo de carga para instalaciones industriales,

tiene la capacidad de realizar manipulación continua y discreta de la demanda para diferentes procesos, convirtiéndola en una instalación manipulada en una planta virtual de energía donde se tiene a disposición cierta cantidad de potencia, declarada por el usuario final, para situaciones de emergencia de la red y reducción del pico de demanda. También permite realizar balanceo de fases de la red eléctrica.

Además, posee la funcionalidad de integrar sistemas de redes inteligentes, recursos de energía distribuida para atender la carga manipulada y como valor agregado puede ser utilizado como un equipo para la automatización de edificios, integrando los sistemas de domótica e inmótica en un solo controlador. Lo anterior facilita las transferencias de energía entre edificios y el sistema eléctrico de potencia para una mejor operación.

Físicamente, el EA consta de 2 tableros descritos a continuación:

Un tablero de relés auxiliares normalmente cerrados usados para la conexión y desconexión de cargas el cual es ubicado al inicio de la instalación justo después de los interruptores de las cargas en el tablero de distribución. En la Figura 5, se puede observar el diagrama unifilar del ramal de iluminación del 5^{to} piso del bloque 9 de la Universidad Pontificia Bolivariana con la ubicación del tablero de relés auxiliares del EA; los relés auxiliares son normalmente cerrados con el objetivo de ser transparentes para la instalación en caso de falla del dispositivo, evitando así la interrupción del suministro de energía eléctrica por desconexión del EA.

Y un tablero de control central en el cual se encuentra la unidad de procesamiento principal con sus periféricos de comunicaciones, memoria y alimentación. Para la alimentación, este tablero cuenta con un circuito de poder que permite mantener su funcionamiento durante aproximadamente un minuto en caso de desconexión, esto en procura de realizar una última orden recibida y reportar su estado al centro de control remoto. Para las comunicaciones posee diferentes módulos que le permiten controlar el tablero de relés auxiliares, controlar dispositivos externos y conectarse a la red para diversos propósitos. Estos temas se tratarán en el capítulo 5.

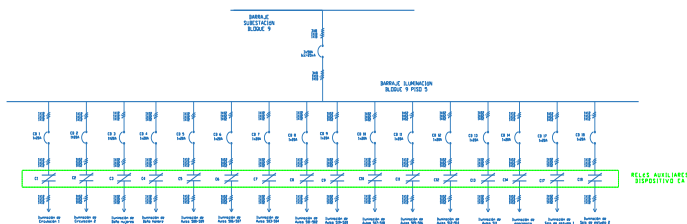


Figura 5. Unifilar tablero de relés auxiliares 5^{to} piso bloque 9, elaboración propia

En la Figura 6 se presenta la instalación física de los dos tableros del EA, en el cuarto de gabinetes del 5^o piso del bloque 9 de la Universidad Pontificia Bolivariana.

El dispositivo se conecta vía internet con los servidores de la empresa Innovari, de donde recibe la programación de

automatización del edificio, horario semanal en donde se especifican los intervalos de ocupación del edificio para apagar la iluminación y reducir el flujo de los aires acondicionados de la instalación, o también recibe la señal de modificación de carga ejecutada por el operador de red.



Figura 6. Ubicación física tableros EA, elaboración propia

Para la señal de modificación de carga se definen 4 escenarios, consecuencia baja, consecuencia media, consecuencia alta y emergencia de red, constituyendo esquemas de desconexión que solo afecten partes específicas del edificio totalmente prescindibles, permitiendo realizar reducciones de carga con

impactos graduales teniendo en cuenta las necesidades del operador de red y del usuario final.

Todo el funcionamiento del dispositivo puede ser monitoreado mediante el aplicativo web que permite realizar la programación de los horarios semanales, observar el estado de los circuitos ramales controlados mediante los relés y conocer gráficamente el comportamiento de las cargas continuas o generación distribuida, en el caso UPB son aires acondicionados, generación eólica y banco de baterías.

Además, tanto en el aplicativo web como en el panel frontal, el dispositivo posee las opciones de encender todas las cargas, apagar todas las cargas o configurar el encendido de solo ciertos circuitos para casos de mantenimiento, limpieza u operaciones esporádicas necesarias en el predio. Para estas funciones, se habilita también el uso de un contador de hasta 16 minutos para ejercicios de corta duración.

Los circuitos de iluminación del 5to piso del bloque 9 de la UPB, los cuales fueron intervenidos por el gestor EA, se presentan en la Tabla 1.

En la Figura 7 se pueden asociar los circuitos ramales de la tabla anterior a la disposición física del 5to piso del bloque 9; cabe anotar que las aulas de la 514 a la 520 están divididas por paneles corredizos, los cuales permiten configurarlas como un solo auditorio controlado por cuatro circuitos ramales diferentes.

Tabla 1. Circuitos ramales bloque 9, elaboración propia

Número	Circuito	Número	Circuito
1	Circulación 1	2	Circulación 2
3	Baños Mujeres	4	Baños Hombres
5	Aulas 508-509	6	Aulas 506-507
7	Aulas 503-504	8	Aulas 501-502
9	Aulas 519-520	10	Aulas 517-518
11	Aulas 515-516	12	Aulas 512-514
13	Aulas 511	14	Luminarias Emergencias ⁽¹⁾
17	Sala de estudio	18	Sala de estudio

Notas:
(1). Circuito no intervenido por cuestiones de seguridad.

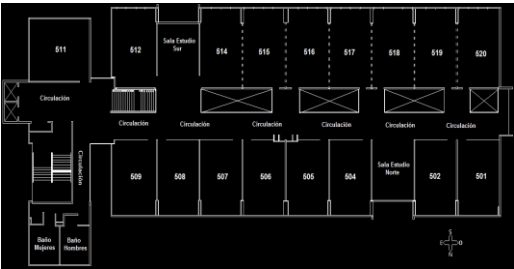


Figura 7. Disposición física 5^{to} piso bloque 9, elaboración propia

Lo anterior, permite ampliar la definición de las consecuencias configurables en el EA definidas anteriormente. En la Tabla 2 se

observan los niveles de consecuencia definidos previamente por Innovari para el EA instalado en la UPB, estos niveles son solo demostrativos y es por esto que están enfocados a la configuración de las aulas como un auditorio; los circuitos de circulación están físicamente escalonados, por lo que resulta conveniente solo desconectar inicialmente uno, dejando la iluminación de los pasillos a media capacidad con un impacto visual mínimo. En la subsección 3.4 se presenta una mejor alternativa para la definición los escenarios de impactos.

Tabla 2. Niveles de consecuencia, elaboración propia

Escenarios de impacto	Cargas desconectables
Consecuencia baja	Circulación 1 Aulas 515-516
Consecuencia media	Circulación 1 Aulas 515-516 Aulas 519-520
Consecuencia Alta	Circulación 1 Circulación 2 Aulas 515-516 Aulas 519-520
Emergencia red	Todos los ramales

Ahora, para la toma de medidas con el equipo en funcionamiento se hizo uso de la programación del horario semanal teniendo en

cuenta la ocupación diaria de la instalación, para no interferir con las clases y el transcurso normal de la jornada estudiantil. En la Figura 8 se observa la programación en el aplicativo web para la segunda semana de mediciones, EA en actuación.

GRUPOS DE ILUMINACIÓN	DOM	LUN	MAR	MIE	JUE	VIE	SAB
Aula 511	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM
Aulas 501-502	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM
Aulas 503-504	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM
Aulas 506-507	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM
Aulas 508-509	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM
Aulas 512-514	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM
Aulas 515-516	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM
Aulas 517-518	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM
Aulas 519-520	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM	5:00 AM - 11:00 PM
Baños	<<< 5:00 AM 5:00 PM >>>	<<< 7:00 AM 5:00 PM >>>	<<< 7:00 AM 5:00 PM >>>	<<< 7:00 AM 5:00 PM >>>	<<< 7:00 AM 5:00 PM >>>	<<< 7:00 AM 5:00 PM >>>	<<< 7:00 AM 5:00 PM >>>
Circulación	<<< 7:00 AM 5:00 PM >>>	<<< 7:00 AM 5:00 PM >>>	<<< 7:00 AM 5:00 PM >>>	<<< 7:00 AM 5:00 PM >>>	<<< 7:00 AM 5:00 PM >>>	<<< 7:00 AM 5:00 PM >>>	<<< 7:00 AM 5:00 PM >>>
Sala de Estudio N	5:00 PM - 10:00 PM	5:00 AM - 7:00 AM 5:00 PM - 11:00 PM	5:00 AM - 7:00 AM 5:00 PM - 11:00 PM	5:00 AM - 7:00 AM 5:00 PM - 11:00 PM	5:00 AM - 7:00 AM 5:00 PM - 11:00 PM	5:00 AM - 7:00 AM 5:00 PM - 11:00 PM	5:00 AM - 7:00 AM 5:00 PM - 11:00 PM
Sala de Estudio S	5:00 PM - 10:00 PM	5:00 AM - 7:00 AM 5:00 PM - 11:00 PM	5:00 AM - 7:00 AM 5:00 PM - 11:00 PM	5:00 AM - 7:00 AM 5:00 PM - 11:00 PM	5:00 AM - 7:00 AM 5:00 PM - 11:00 PM	5:00 AM - 7:00 AM 5:00 PM - 11:00 PM	5:00 AM - 7:00 AM 5:00 PM - 11:00 PM

Figura 8. Horario definido para la actuación del EA, elaboración propia

3.2. Registro de datos

Con el objetivo de evaluar y analizar el comportamiento de la demanda de potencia eléctrica en la instalación piso 5 bloque 9 UPB, se instalaron dos analizadores de red marca *Fluke*, con referencia 434 trifásicos clase A series I y II respectivamente, en el barraje de entrada de la instalación, uno ubicado en el ramal de

iluminación del piso 5 y el otro monitoreando todo el consumo del bloque en general, en este último no se consideró el consumo de los aires acondicionados, ya que al momento de las mediciones, todavía no se contaba con la comunicación necesaria entre el EA y los equipos de HVAC para incluirlos en los esquema de RD.

La forma de conexión de los equipos analizadores de red para la toma de medidas puede ser consultada en (Fluke Corporation, 2012).

Se realizó la toma de datos entre los días 22 de enero y 5 de febrero del 2015, empezando y terminando las medidas a las 7 de la noche; en la semana del 22 al 29 de enero se desactivó el equipo EA para adquirir los datos de la instalación en funcionamiento normal, EA sin actuación, y en la semana del 29 de enero al 5 de febrero se procedió a la activación del EA con el esquema horario presentado en la Figura 8.

El resultado final fue de dos mil mediciones para cada semana, donde cada medición es el promedio de valores máximos y mínimos registrado cada cinco minutos por ambos analizadores de red, las gráficas de dichos resultados se muestran a continuación.

Medidas de potencia sin actuación del EA. En las siguientes figuras se presentan los datos del consumo de potencia eléctrica durante los primeros 7 días, 22 al 29, de la instalación, sin actuación del dispositivo EA. En la Figura 9 se observa la demanda de la iluminación del 5^{to} piso bloque 9 durante el periodo definido.

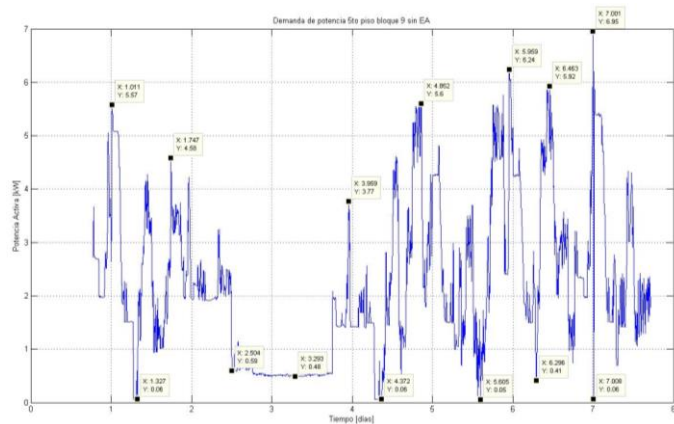


Figura 9. Demanda iluminación 5^{to} piso sin actuación EA, elaboración propia

En la gráfica anterior se observan valores máximos de hasta 6,95 kW y valores mínimos de hasta 50 W, estos últimos pertenecientes a las luminarias de emergencias las cuales nunca se desconectan y los sensores de movimiento instalados en los baños.

En la Figura 10 se observa la demanda total del bloque 9 durante el periodo definido.

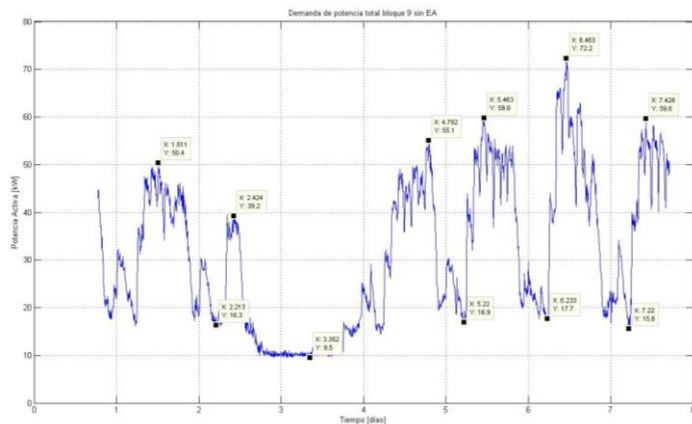


Figura 10. Demanda total bloque 9 sin actuación EA, elaboración propia

En la gráfica anterior se observan valores máximos de hasta 72,2 kW y valores mínimos de hasta 9,5 kW.

Medidas de potencia con actuación del EA. En las siguientes figuras se presentan los datos del consumo de potencia eléctrica durante los segundos 7 días, 29 al 5, de la instalación, con actuación del dispositivo EA. En la Figura 11 se observa la demanda de la iluminación del 5^{to} piso bloque 9 durante el periodo definido.

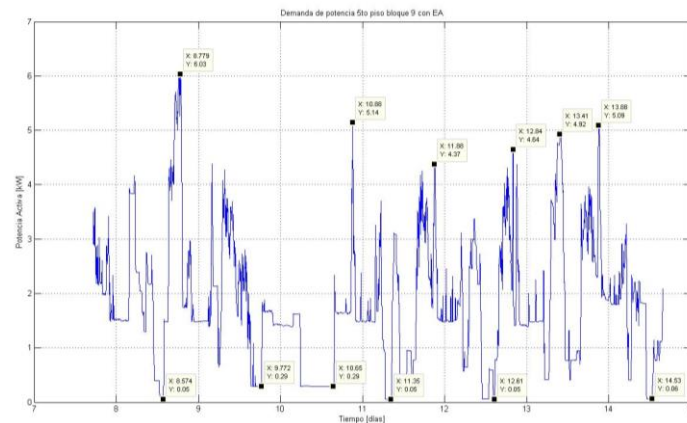


Figura 11. Demanda iluminación 5^{to} piso con actuación EA, elaboración propia

En la gráfica anterior se observan valores máximos de hasta 6,03 kW y valores mínimos de hasta 0,05 kW, estos últimos pertenecientes a las luminarias de emergencias las cuales nunca se desconectan y los sensores de movimiento instalados en los baños.

En la Figura 12 se observa la demanda total del bloque 9 durante el periodo definido.

En la siguiente gráfica se observan valores máximos de hasta 70,9 kW y valores mínimos de hasta 10,1 kW

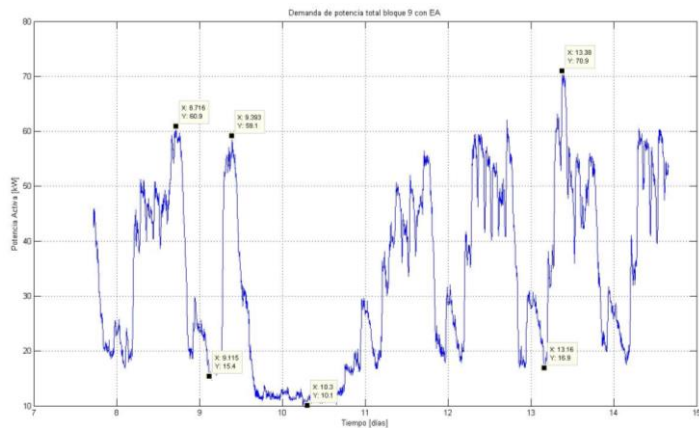


Figura 12. Demanda total bloque 9 con actuación EA, elaboración propia

3.3. Cálculos de eficiencia

Para la estimación del ahorro de potencia consumida en la instalación, se realizó el cálculo de la diferencia punto a punto de las medidas adquiridas con los analizadores de redes. En las siguientes gráficas se observa la reducción reflejada en ambos puntos de la instalación, de estas se obtiene un valor promedio final que determina el ahorro del consumo energético para una semana de funcionamiento del dispositivo.

En la Figura 13 se presenta el código utilizado en *Matlab* para la realización de las gráficas de medidas, graficas de reducción y el cálculo del valor promedio de reducciones de consumo eléctrico. Para la ejecución de este código es necesario ingresar los datos de medidas ordenados como matrices, P5_sem1 y P5_sem2 para las medidas de la iluminación del 5 piso para la semana con y sin dispositivo, y Total_sem1 y Total_sem2 para la medida total del bloque para la semana con y sin dispositivo.

```
Prom=0;
PD_Tot(2000,2)=0;
PromTot=0;
figure(1);
plot(P5_sem1(:,3),P5_sem1(:,4));
grid on;
xlabel('Tiempo [dias]');ylabel('Potencia Activa [kW]');title('Demanda de potencia Sto piso bloque 9 sin EA');
figure(2);
plot(P5_sem2(:,3),P5_sem2(:,4));
xlabel('Tiempo [dias]');ylabel('Potencia Activa [kW]');title('Demanda de potencia Sto piso bloque 9 con EA');
grid on;
for i=1:2000
    PD(i,1)=((5*i)/(24*60))+(18.52/(24));
    PD(i,2)=P5_sem1(i,4)-P5_sem2(i,4);
    Prom=Prom+PD(i,2);
end
Prom=Prom/2000
figure(3);
plot(PD(:,1),PD(:,2));
grid on;
xlabel('Tiempo [dias]');ylabel('Potencia Activa [kW]');title('Reducción de potencia Sto piso bloque 9');
figure(4);
plot(Total_sem1(:,3),Total_sem1(:,2));
grid on;
xlabel('Tiempo [dias]');ylabel('Potencia Activa [kW]');title('Demanda de potencia total bloque 9 sin EA');
figure(5);
plot(Total_sem2(:,3),Total_sem2(:,2));
grid on;
xlabel('Tiempo [dias]');ylabel('Potencia Activa [kW]');title('Demanda de potencia total bloque 9 con EA');
for i=1:2000
    PD_Tot(i,1)=((5*i)/(24*60))+(18.52/(24));
    PD_Tot(i,2)=Total_sem1(i,2)-Total_sem2(i,2);
    PromTot=PromTot+PD_Tot(i,2);
end
PromTot=PromTot/2000
figure(6);
plot(PD_Tot(:,1),PD_Tot(:,2));
grid on;
xlabel('Tiempo [dias]');ylabel('Potencia Activa [kW]');title('Reducción de potencia total bloque 9');
```

Figura 13. Código Matlab reducción y promedios, elaboración propia

En la Figura 14 se presenta la diferencia de consumos de potencia eléctrica para la iluminación del 5^{to} piso, con respecto a la actuación del sistema de RD EA.

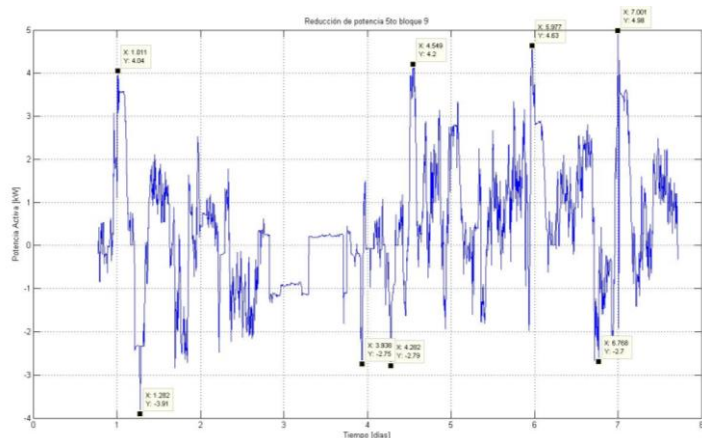


Figura 14. Diferencia del consumo de potencia iluminación 5^{to} piso, elaboración propia

En la figura anterior se presentan picos de reducción de 4,98 kW y picos de aumento de 3,91 kW.

El promedio total de reducción de consumo para la iluminación del 5^{to} piso, comparando las 2 semanas de medición, es de alrededor de 404 W.

En la Figura 15 se presenta la diferencia de consumos de potencia eléctrica para todo el bloque 9, con respecto a la actuación del sistema de RD EA.

En la siguiente figura se presentan picos de reducción de 12,5 kW y picos de aumento de 21,4 kW.

El promedio total de aumento del consumo para todo el bloque 9, comparando las 2 semanas de medición, es de alrededor de 1,92 kW.

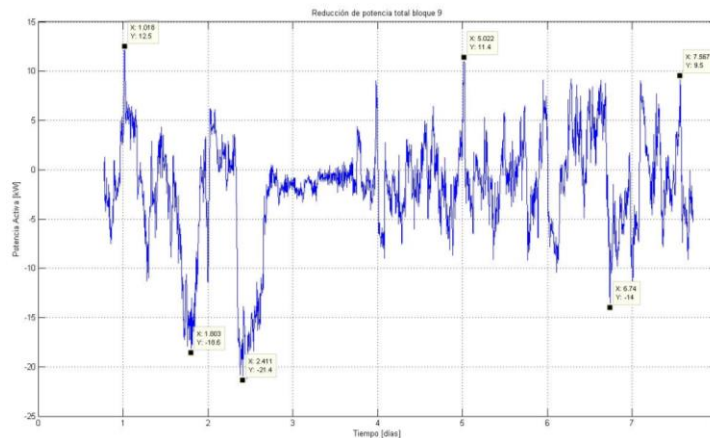


Figura 15. Diferencia del consumo de potencia total bloque 9, elaboración propia

3.4. Análisis de resultados eficiencia

Como se observa en las subsecciones anteriores, las medidas totales de consumo del bloque, en lugar de presentar reducciones, presentaron aumentos, esto debido a variables y eventos ajenos a la actuación del dispositivo, es por esto que el análisis de ahorro de potencia se centra solo en la iluminación del 5^{to} piso del bloque 9.

$$E_{\text{año}} = \frac{R_{\text{semana}}}{7} * t_h \quad (1)$$

Donde $E_{\text{año}}$ es la reducción de energía total en un año en kWh/año, R_{semana} es la reducción de potencia promedio en una semana en kW y t_h el tiempo en horas del año.

Teniendo entonces, un promedio de reducción de 404 W en una semana, reducción presentada por la utilización del dispositivo EA en las cargas de iluminación de la instalación, se realiza la extrapolación para calcular la reducción de energía anual de la instalación, procedimiento descrito en (1). La reducción anual, suponiendo un año de 360 días y las mismas condiciones de funcionamiento para la instalación durante todo este periodo, es de 498,6 kWh.

$$A_{\text{año}} = E_{\text{año}} * P \quad (2)$$

Donde $A_{\text{año}}$ es el ahorro anual en \$/año, $E_{\text{año}}$ es la reducción de energía total en un año en kWh/año y P es el precio promedio anual de la energía en \$/kWh.

Ahora, tomando como referencia el costo de la energía eléctrica para la UPB, 270 \$/kWh más un ajuste debido al I_{pp} del mes de mayo de 2015 de 35 \$/kWh, asumiendo que en promedio el precio del kWh durante todo el año sea constante y usando la expresión dada por (2), se tiene que el ahorro anual para la UPB, solo por reducción del consumo eléctrico de la iluminación del 5^{to} piso del bloque 9, podría estar alrededor de \$152.073. Este ahorro podría ser mayor al incluir el resto de pisos de la instalación y demás edificios del campus, más cargas como los aires acondicionados y al sumarse con los incentivos o cobros por participación en esquemas RD. Además, si se combina el gestor con recursos de energía distribuida para atender las cargas desconectadas de la red, banco de baterías y generación eólica para el caso bloque 9 UPB, se convierte en un beneficio considerable para el ahorro y optimización de la Micro Red.

3.5. Modelamiento y simulación

Con los datos del modelo IEEE 39 barras (Athay et al., 1979; Pai, 1989), se realizó la afinación de la red en el programa DigSILENT *Power Factory* (DigSILENT GmbH, 2011) para incluir fuentes de generación no convencionales, como generadores eólicos, solares fotovoltaicos, modelos de almacenamiento de energía y otros generadores de energía renovable. Lo anterior con el objetivo de simular el comportamiento de una red inteligente, con generación convencional en partes lejanas con respecto a la demanda y

generación no convencional distribuida cercana a los centros de carga.

Para los modelos de dichos generadores se utilizaron datos típicos encontrados en las bases de datos existentes en este programa de Colombia, Perú y Chile (CDECSIC, 2014; COES, 2014; XM, 2014). El mismo planteamiento se usó para los controles de todas las máquinas de la red, se emplearon valores típicos.

En la barra número 15 del sistema IEEE 39 barras, centro de la red, se adicionaron cargas y algunas fuentes de generación descritas en el párrafo anterior, para semejar este nodo al bloque 9 de la UPB.

En la Figura 16 se observa la red IEEE 39 barras modelada, con las fuentes de generación no convencionales y las cargas interrumpibles incluidas.

Para las simulaciones de estado estacionario se realizaron esquemas de desconexión de carga, para los casos en donde existe o no generación en la barras 15, casos en donde la carga se desconecta del sistema pero es atendida por los generadores eólicos o casos en donde las cargas desconectadas son atendidas por el banco de baterías. Adicionalmente, se analiza el caso donde no hay desconexión de carga y existe generación eólica, caso normal de operación del sistema.

En la Tabla 3 se observan los casos simulados para los análisis de flujo de carga en operación normal del sistema.

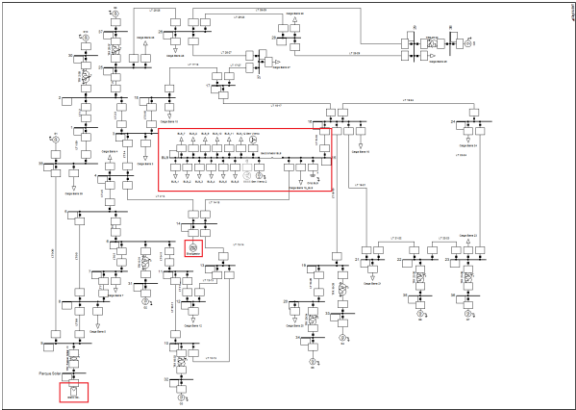


Figura 16. Red IEEE 39 barras con generación distribuida, elaboración propia

Tabla 3. Casos simulados flujos de carga en operación normal, elaboración propia

Caso	Generación Activa		Desconexión Atendida Generación
	Generación Eólica	Banco Baterías	
FC (Operación sin RD)	Si	No	Sin desconexión
FC_RD	Si	No	No
FC_RD_NGD	No	No	No
FC_RD_SW	Si	No	Si
FC_RD_SW_BEES	No	Si	Si

También, se simulan dos contingencias de línea, las más severas para el sistema en cercanías de la barra 15. Para cada contingencia se analizan los casos en donde no existe desconexión de carga y cuando existe desconexión de cargas siendo estas alimentadas por los generadores eólicos.

En la Tabla 4 se presentan los casos simulados para los análisis de flujos de carga para la operación del sistema bajo contingencias N-1.

Tabla 4. Casos simulados flujos de carga bajo contingencia (N-1) , elaboración propia

Caso	Contingencia	Desconexión Atendida Generación Eólica
C1	LT. B15 - B16	Sin desconexión
C1_RD_SW	LT. B15 - B16	Si
C2	LT. B15 - B14	Sin desconexión
C2_RD_SW	LT. B15 - B14	Si

Para los esquemas de desconexión de respuesta a la demanda utilizados en los análisis de estado estacionario, además de realizar desconexión de cargas, también se redujo de manera proporcional la carga original de la barra 15, imitando así el comportamiento de los equipos de aires acondicionados.

En las simulaciones de estado transitorio se tomó el caso de operación normal del sistema con la generación eólica de la

barra 15 en servicio sin el banco de baterías, y se observó el comportamiento de los generadores eólicos y el biodigestor, generación barra 14, cuando se realiza una desconexión súbita de carga.

En cuanto a la curva de demanda, con las mediciones realizadas en la iluminación del piso 5 del bloque 9, se utilizó el programa *Simulink* de MatLab (MathWorks, 2012) con el objetivo de construir la curva agregada para un día completo de demanda de la instalación.

Después, con la información de capacidad instalada de los circuitos ramales de iluminación del 5^{to} piso, se simularon señales escalones con amplitud igual a dicha capacidad instalada, las cuales pueden ser restadas a la curva agregada de demanda para simular la desconexión de estos ramales. Con estos valores de desconexión, se realizó el modelamiento de los diferentes niveles de impacto o consecuencia definidos en la programación del EA por parte de Innovari en la Tabla 2, esto con el fin de observar el comportamiento que el consumo eléctrico de la instalación tiene ante dichos niveles de desconexión de carga y analizar una mejor alternativa para su definición.

En la Figura 17, se presenta la curva de demanda utilizada para las simulaciones del EA, la curva pertenece a la medida del consumo energético para el día 27 de enero de 2015, este día posee un comportamiento típico de demanda para esta instalación.

La simulación de actuación del EA se realiza para el rango horario de 6 p.m. a 9 p.m., horario en donde se registra el segundo pico de

consumo más elevado de la curva, y es el periodo en el cual se permite apreciar de una mejor manera el efecto de la desconexión de carga.

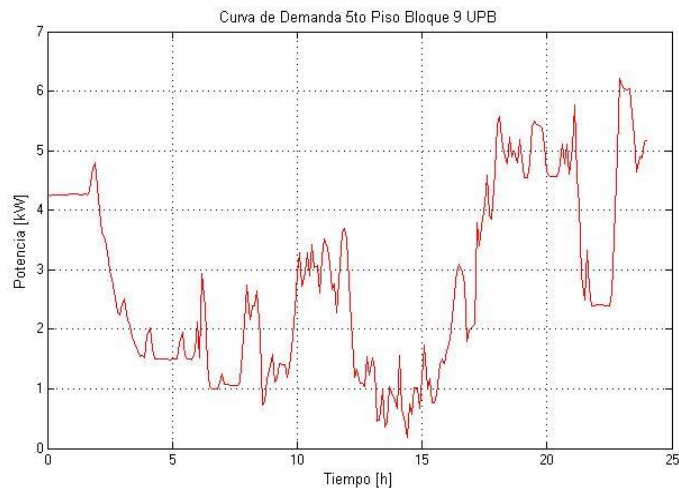


Figura 17. Curva demanda de iluminación para un día, elaboración propia

3.6. Análisis de resultados simulación

A continuación, en la Figura 18 a la Figura 22 se presentan los resultados de los análisis de estado estacionario del sistema.

En la Figura 18 se observan los resultados en operación normal del sistema, sin operación del dispositivo gestor de demanda, sobre el diagrama unifilar de la red ejemplo.

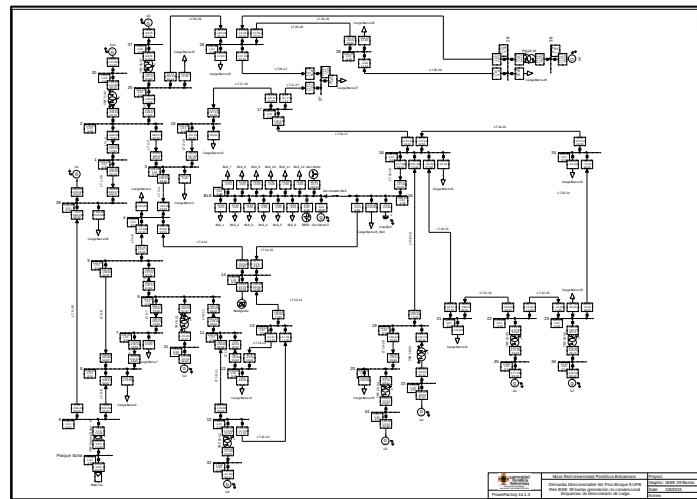


Figura 18. FC caso operación normal, elaboración propia

En la Figura 19 se observan los resultados sobre el diagrama unifilar de la red ejemplo, en el caso en donde se cuenta con la actuación del dispositivo gestor de demanda y generación eólica en operación en la barra objetivo.

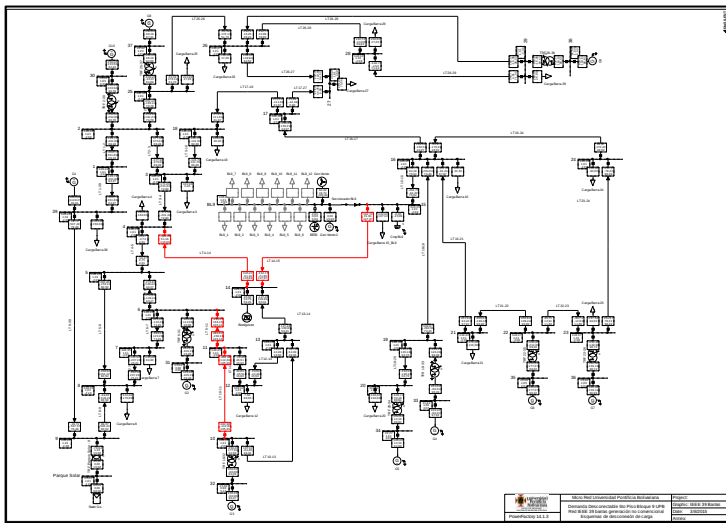


Figura 19. FC caso con RD y generación eólica, elaboración propia

En la Figura 20 se observan los resultados sobre el diagrama unifilar de la red ejemplo, en el caso en donde se cuenta con la actuación del dispositivo gestor de demanda y generación eólica fuera de servicio en la barra objetivo.

En la Figura 21 se presentan los resultados sobre el diagrama unifilar de la red ejemplo, en el caso en donde se cuenta con la actuación del dispositivo gestor de demanda y además, las

cargas gestionadas son atendidas por la operación de la generación eólica barra objetivo.

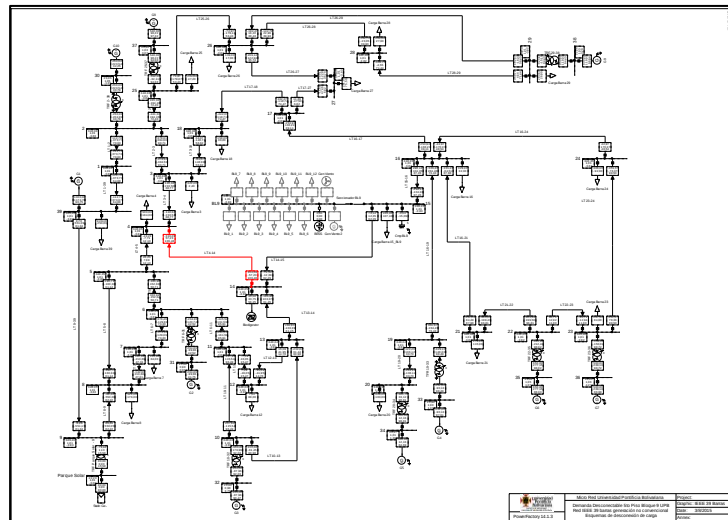


Figura 20. FC caso con RD sin generación eólica, elaboración propia

En la Figura 22 se muestran los resultados sobre el diagrama unifilar de la red ejemplo, en el caso en donde se cuenta con la actuación del dispositivo gestor de demanda y además, las cargas gestionadas son atendidas por la operación del sistema de almacenamiento de energía por medio de baterías.

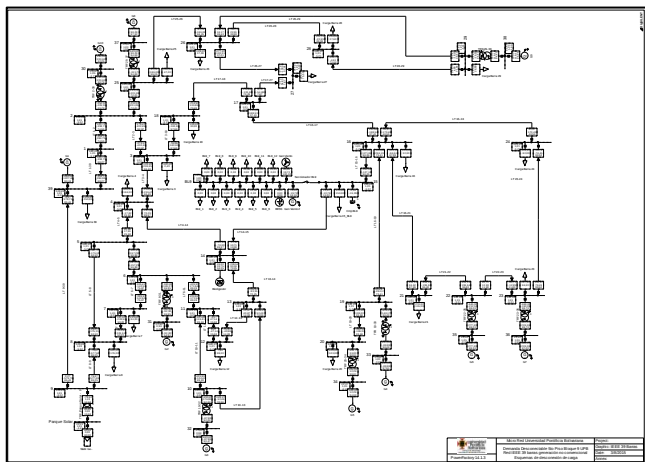


Figura 21. FC caso con RD y atención eólica de carga, elaboración propia

Para los análisis de flujo de cargas en operación normal, se tiene:

En el caso FC de operación normal, sin RD desconectable o proporcional, y generación eólica, no se presentan violaciones en los rangos de operación permitidos en ninguno de los equipos de la red.

En el caso FC_RD, actuación de esquemas de RD, generación eólica y la carga de las barra 15 reducida al 70% de su capacidad instalada, se observan incrementos en la potencia suministrada al sistema desde la barra 15, lo cual produce sobrecargas en las

líneas B10-B11, B6-B11, B4-B14 y B14-B15, de hasta un 28% por fuera de los límites operativos.

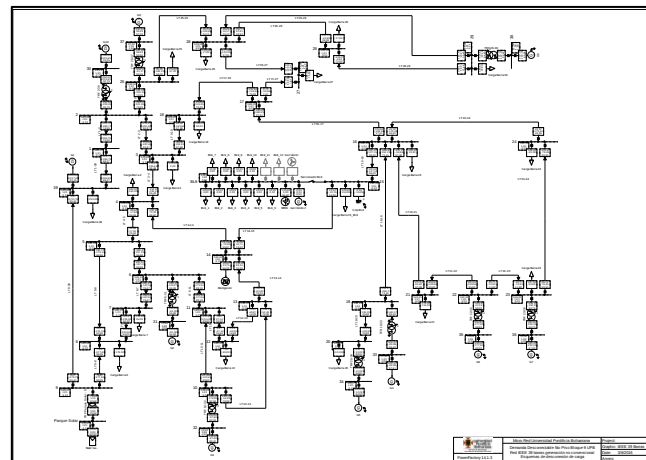


Figura 22. FC caso RD y atención cargas por BESS, elaboración propia

En el caso FC_RD_NGD, actuación de esquemas de RD, sin generación eólica y la carga de las barra 15 reducida al 70% de su capacidad instalada, se observa que la redistribución del flujo de potencia por no atender las cargas de la barra 15, genera sobrecarga en la línea B4-B14, del orden de 7% por fuera de los límites operativos.

En el caso FC_RD_SW, actuación parcial de esquemas de RD, generación eólica atendiendo las cargas desconectadas, y la carga de las barra 15 al 100% de su capacidad instalada, no se presentan violaciones en los rangos de operación permitidos en ninguno los equipos de la red.

En el caso FC_RD_SW_BESS, actuación parcial del esquema de RD, sin generación eólica, la carga de las barra 15 al 100% de su capacidad instalada y atención de las cargas desconectadas por el BESS, no se presentan violaciones en los rangos de operación permitidos en ninguno los equipos de la red.

En la Figura 23 a la Figura 26, se presentan los resultados de las simulaciones para la red en condición de contingencia n-1. Los casos donde se tiene en operación el equipo gestor de demanda, se utiliza el esquema de transferencia de cargas gestionadas, hacia las fuentes de generación distribuida.

En la Figura 23 se observan los resultados sobre el diagrama unifilar de la red ejemplo, para el caso sin operación del dispositivo gestor de demanda ante la contingencia de la línea comprendida entre la barra 15 y la barra 16.

En la Figura 24 se muestran los resultados sobre el diagrama unifilar de la red ejemplo, para el caso en donde se presenta la operación del dispositivo gestor de demanda ante la contingencia de la línea comprendida entre la barra 15 y la barra 16.

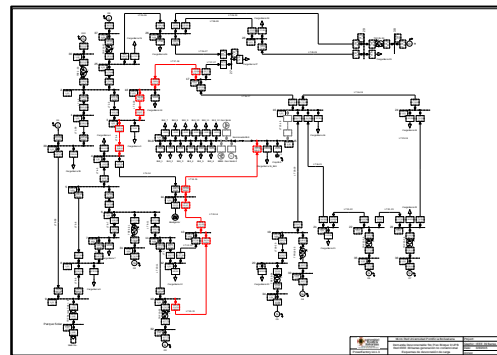


Figura 23. Contingencia línea B15-B16, sin RD, elaboración propia

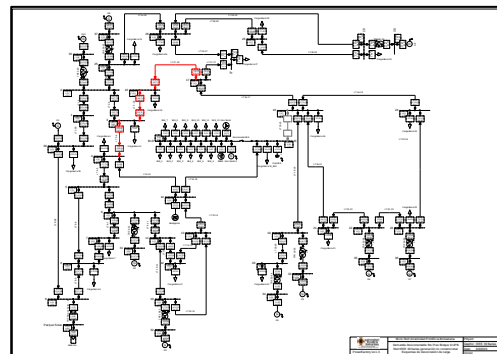


Figura 24. Contingencia línea B15-B16, con RD, elaboración propia

En la Figura 25 se observan los resultados sobre el diagrama unifilar de la red ejemplo, para el caso sin operación del dispositivo gestionador de demanda ante la contingencia de la línea comprendida entre la barra 15 y la barra 14.

En la Figura 26 se muestran los resultados sobre el diagrama unifilar de la red ejemplo, para el caso en donde se presenta la operación del dispositivo gestionador de demanda ante la contingencia de la línea comprendida entre la barra 15 y la barra 14.

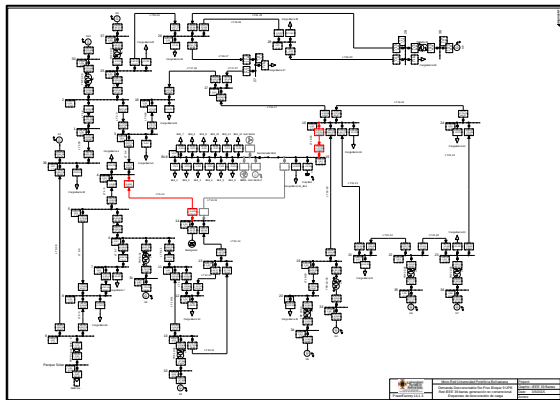


Figura 25. Contingencia línea B15-B14, sin RD, elaboración propia

Para los análisis de flujo de cargas en contingencia N-1, se puede concluir lo siguiente:

En el caso C1, contingencia en la línea B15-B16, se observan incrementos en la corriente de líneas de transmisión B14-B15, B13-B14, B10-B13, B3-B1, B3-B18 y B17-B18, generando sobrecargas de hasta un 290% por encima de los límites operativos.

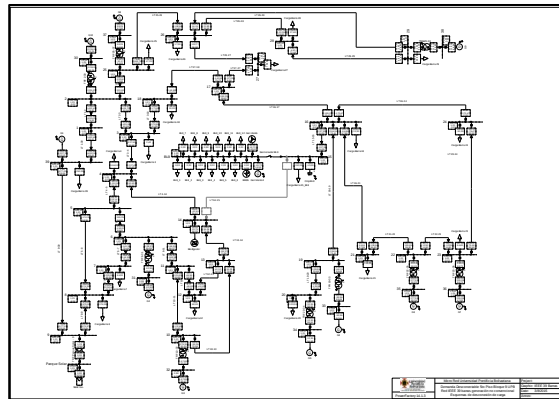


Figura 26. Contingencia línea B15-B14, con RD, elaboración propia

En el caso C1_RD_SW, contingencia en la línea B15-B16, actuación de los esquemas RD y la carga de las barra 15 al 20% de su capacidad instalada para amortiguar el impacto de esta contingencia, se observan sobrecargas en las líneas de transmisión B3-B1, B3-B18 y B17-B18, de hasta 131% por encima de los límites operativos. La actuación de los ocasiona la eliminación o reducción de lagunas sobre cargas de algunas sobrecargas.

En el caso C2, contingencia en la línea B15-B14, se observan incrementos en la corriente de líneas de transmisión B4-B14 y B15-B16 generando sobrecargas de hasta un 30% por encima de los límites operativos.

En el caso C2_RD_SW, contingencia en la línea B15-B14, actuación de los esquemas RD y la carga de las barra 15 al 100% de su capacidad instalada, no necesaria la manipulación de esta carga, se observa una reducción total en los problemas generados por dicha contingencia, evidenciando las ventajas que estos esquemas traen a los sistemas de potencia en momentos de emergencia.

En la Figura 27, se presenta el comportamiento de los generadores de la barra 15 y 14, generadores eólicos y biodigestor respectivamente, durante el periodo de desconexión súbita de carga. En la parte superior se muestra la desviación de frecuencia de estas máquinas con respecto a la frecuencia nominal del sistema, 60 Hz, y en la parte inferior se observa la desviación del ángulo del rotor de las máquinas con respecto al generador de referencia.

La Figura 28 muestra las tensiones transitorias en barras cercanas a la barra 15 durante la desconexión de cargas realizada por el dispositivo gestionador de demanda.

Para las simulaciones de estabilidad, también se utilizó el esquema de transferencia de carga gestionada hacia las unidades de generación distribuida, generación eólica.

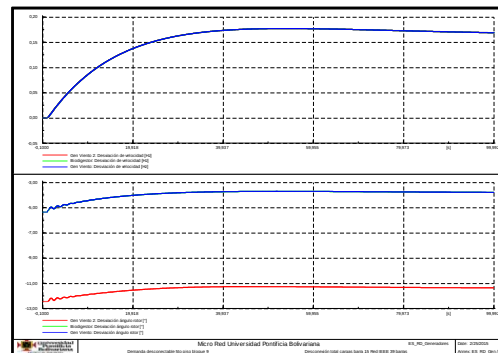


Figura 27. Generadores durante desconexión, elaboración propia

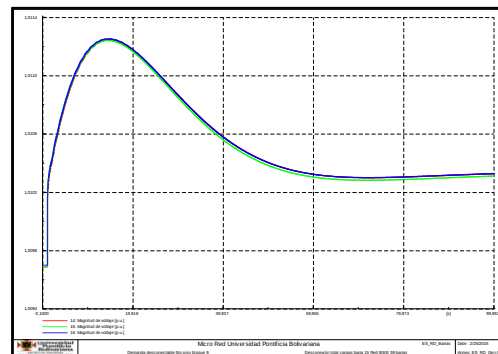


Figura 28. Tensiones barras durante desconexión, elaboración propia

Para los análisis de estabilidad transitoria, se puede concluir lo siguiente:

La desconexión súbita de carga genera un aumento en la frecuencia de las máquinas de unos 0,18 Hz, aumento que persiste hasta el estado estacionario.

Las tensiones de las barras cercanas a la desconexión sufren un aumento que alcanza un pico de 1.01 p.u.

Por último, para la simulación de la curva agregada de demanda, en la Figura 29, Figura 30 y Figura 31 se presentan las curvas de demanda de iluminación del 5^{to} piso, para los niveles de desconexión bajo, medio y alto, respectivamente.

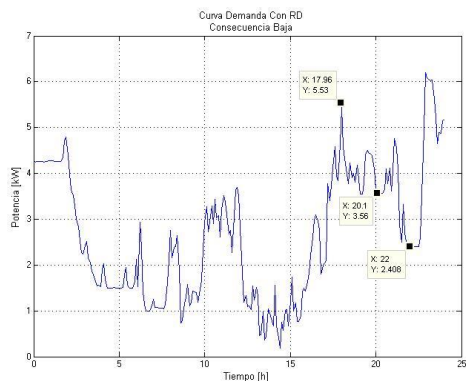


Figura 29. Acción del EA para consecuencia baja, elaboración propia

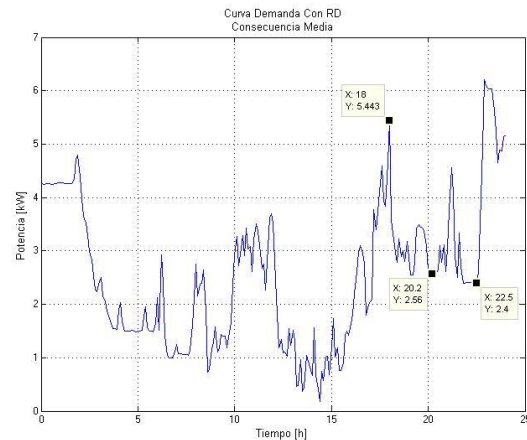


Figura 30. Acción del EA para consecuencia media, elaboración propia

La potencia disponible para la desconexión, teniendo como base la capacidad instalada de los ramales de iluminación y usando los niveles de consecuencias definidos previamente por Innovari para la actuación del EA, son aproximadamente los siguientes:

Consecuencia baja, aproximadamente 1 kW.

Consecuencia media, aproximadamente 2 kW.

Consecuencia alta, aproximadamente 3 kW.

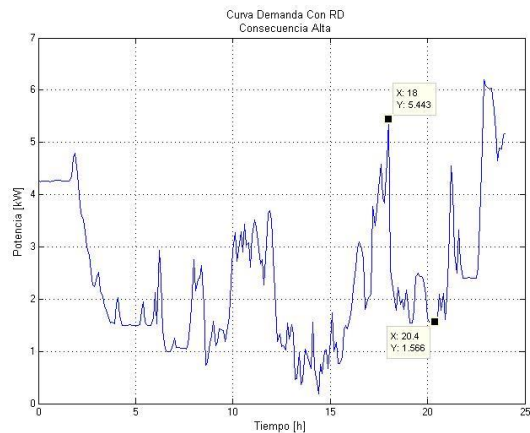


Figura 31. Acción del EA para consecuencia alta, elaboración propia

Para obtener una reducción de un orden mayor, se definen diferentes niveles de consecuencia a los planteados inicialmente. En la Tabla 5 se observa la propuesta de impactos a analizar.

En la Figura 32, Figura 33 y Figura 34 se presentan las curvas de demanda de iluminación del 5^{to} piso, para los niveles de desconexión bajo, medio y alto propuestos, respectivamente.

La potencia disponible para la desconexión, teniendo como base la capacidad instalada de los ramales de iluminación y usando los niveles de consecuencias propuestos para la actuación del EA, son aproximadamente los siguientes:

Consecuencia baja, aproximadamente 2 kW.

Consecuencia media, aproximadamente 3 kW.

Consecuencia alta, aproximadamente 4 kW.

Tabla 5. Propuesta niveles de impacto EA, elaboración propia

Escenarios de impacto	Cargas desconectables
Consecuencia Baja	Circulación 1 Aulas 515-516 Aulas 519-520
Consecuencia Media	Circulación 1 Aulas 515-516 Aulas 519-520 Sala Estudio Norte Sala Estudio Sur
Consecuencia Alta	Circulación 1 Circulación 2 Aulas 515-516 Aulas 519-520 Sala Estudio Norte Sala Estudio Sur
Emergencia red	Todos los ramales

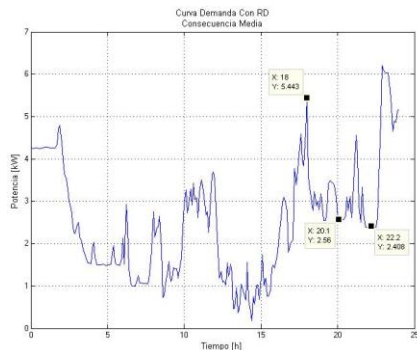


Figura 32. Acción del EA para consecuencia baja impacto propuesto, elaboración propia

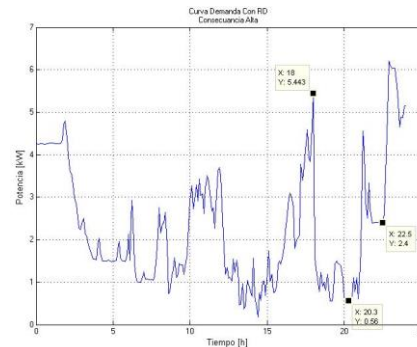


Figura 34. Acción del EA para consecuencia alta impacto propuesto, elaboración propia

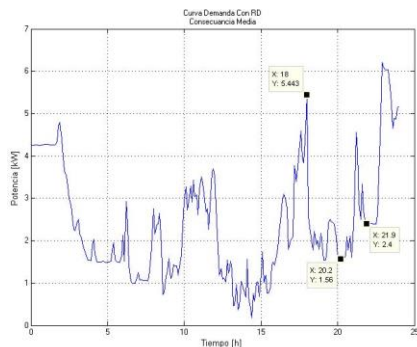


Figura 33. Acción del EA para consecuencia media impacto propuesto, elaboración propia

4. MODELOS DE INCENTIVOS Y COBROS

4.1. Modelos existentes

La participación de usuarios finales en los esquemas de RD se clasifica en dos grandes programas dependiendo del modelo de cobros implementado por el agente comercializador. En el primero, llamado programa basado en incentivos (PBI), los usuarios pueden reducir su consumo de energía durante periodos donde los picos de demanda son altos, sin modificar su patrón de consumo en las demás horas, y en el segundo, llamado programa basado en precio (PBP), los usuarios actúan frente a precios altos de la energía en el mercado, trasladando algunas de sus

operaciones a horas pico u horas no pico (Charles River Associates, 2005; US Department of Energy, 2006).

Programas basados en incentivos. Estos programas nacen a partir del hecho de que la disminución de carga ayuda al sistema de potencia. Estos se dividen en subprogramas dependiendo de la forma de interacción de los agentes comercializadores con los usuarios:

Control directo de carga: Se adjudican incentivos a los usuarios finales gracias a una manipulación en la cual el operador del sistema tiene la capacidad de desconectar o atenuar sus equipos eléctricos de forma remota por pequeños periodos de tiempo.

Programa de servicios interrumpibles o restringidos: Se efectúan pagos por participación en RD con créditos o descuento en facturas de la energía eléctrica, los usuarios participantes deben reducir su carga a valores predefinidos con el operador y si no responden oportunamente serán sancionados.

Programas basados en licitaciones: Se efectúa por concurso público de los participantes, los cuales ofertan energía a reducir en el mercado mayorista, su oferta es válida si el costo de la energía a reducir es menor o igual al precio *spot*. Los participantes son recompensados con créditos y reducción en facturas dependiendo del desempeño realizado.

Programas basados en RD de emergencia: Se realiza por medio de incentivos a usuarios participantes por atender reducción de carga en casos extremos de emergencia, estos incentivos se dan en

pagos en precio *spot* de la energía no consumida y pagos por desempeño basados en métodos que verifican la reducción de la demanda.

Programa de mercado de capacidad de demanda: Se ofrece a usuarios que puedan tener reducción pre-especificada de carga cuando se presente alguna contingencia en el sistema de potencia, el operador del sistema avisa a los usuarios participantes con un día de anticipación, si no responden serán penalizados.

Programas de servicios auxiliares: Los usuarios participantes ofertan reducción de carga en el mercado mayorista como una reserva operativa y sus incentivos se pagan de dos formas, en estado de espera se paga el precio que indique el mercado y en estado de reducción de carga se paga de acuerdo a la cantidad de energía reducida.

Programas basados en precio. Estos programas nacen a partir de la idea de desviación del precio de la energía eléctrica, su objetivo es reducir los picos altos y bajos de la curva de demanda para dar una mayor estabilidad a esta característica, ofreciendo alta tarifa en horas pico y bajas tarifas en horas valle. Este programa se divide dependiendo del modelo de precios usado:

Tiempo de uso (TOU): Utiliza índices de precio de la energía eléctrica por unidad de consumo en bloques de tiempo, periodos pico y no pico, con los cuales desarrolla un promedio del precio de mercado.

Precio máximo crítico (CPP): Este modelo utiliza un precio predeterminado más alto al determinado en programas TOU. Este modelo es usado durante contingencias o momentos de alto costo de la energía para un número determinado de días u horas.

Precio de día extremo (EPP): Utiliza unos precios altos similares al programa CPP, este modelo se establece según la predicción de agotamiento de la capacidad disponible y reserva rodante de generación para 24 horas de un día, llamado día extremo, este periodo se define con un día de antelación.

Día extremo precio máximo crítico (ED-CPP): Se desarrolla con índices de CPP en días extremos, en otros días las tarifas son planas.

Precio en tiempo Real (RTP): Es una tasa dinámica que permite a los precios, que se ajustan con frecuencia sobre una base horaria, reflejar las condiciones del sistema en tiempo real. Los usuarios participantes pagan el costo real del mercado mayorista y son informados con un día o una hora de antelación de los movimientos de los precios en el mercado.

Los programas utilizados en esquemas de RD de incentivos y cobros resultan favorables para los operadores del sistema, ya que evitan o aplazan la construcción de infraestructura en distribución o transmisión de potencia, lo cual trae beneficios ambientales y económicos permitiendo destinar más recursos para mantener y fortalecer la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia. También son óptimos tanto para los agentes comercializadores como para los usuarios finales participantes, ya que ahorran

costos y reducen el consumo de potencia; con la participación de usuarios se amplía el mercado eléctrico y reduce la volatilidad del precio de la energía.

4.2. Propuesta caso Colombiano

Partiendo de los programas presentados en la subsección anterior, y teniendo en cuenta la realidad del sistema eléctrico colombiano, se propone entonces que la forma más adecuada para retribuir la participación a las partes involucradas en los programas de RD es una combinación de los programas basados en incentivos de control directo de cargas y mercados de capacidad de demanda. Realizando así, descuentos en la tarifa normalmente impuesta por parte del ente prestador de los servicios públicos a los usuarios finales, pero definiendo previamente la capacidad de desconexión o reducción de demanda disponible con el fin de tener un panorama del alivio, recursos disponibles, al sistema de potencia, y una base de cálculo para aplicar dichos incentivos de forma proporcional al tiempo de desatención de cargas.

Además, para fomentar la implementación de programas de control de demanda, se deben acordar los eventos de RD con un día de anticipación y así dar al usuario una participación voluntaria en estos esquemas.

Con respecto al caso en que no se decida participar, se proponen dos tipo de contratos diferentes para el cobro de penalidades e incentivos: la primera opción de contrato es el cobro de penalidades solo a los casos donde el usuario haya acordado

colaborar en el siguiente evento de RD con 24 horas de anticipación, y este no permita la intervención en su sistema eléctrico para reducción de demanda al momento del evento, pero únicamente, se aplicarán descuentos en la facturación a los meses en que ocurran acciones RD por parte del usuario; la segunda opción de contrato propone la extensión del cobro de penalidades al usuario cuando no permita la manipulación de su carga inclusive con 24 horas de previo aviso, pero los descuentos en su facturación son permanentes debido a la disponibilidad que presenta para reducir el consumo de potencia eléctrica.

Resumiendo lo anterior, el cliente del servicio de energía participante en el programa de RD autoriza la manipulación de su carga 24 horas antes del suceso y dependiendo del tipo de contrato acordado se establecen sus penalidades y descuentos. En dichos acuerdos se establece la potencia disponible para los episodios de RD y se plantean las siguientes opciones de facturación:

1. Descuentos solo en los momentos en que haya acción RD por parte del usuario, y únicamente se cobran penalidades cuando este con 24 horas de anticipación autorice el evento y lo impida en el momento de ejecución.
2. Descuentos permanentes en su facturación debido a la disponibilidad, pero se cobran penalidades cuando no autorice la desconexión o reducción sin importar que la negativa sea 24 horas antes del evento. }

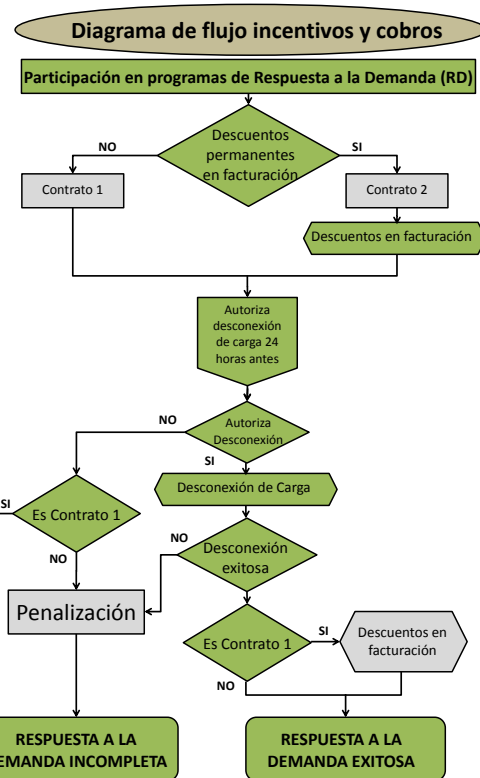


Figura 35. Diagrama de flujo propuesta incentivos y cobros, elaboración propia

5. COMUNICACIONES

El dispositivo EA presenta en su configuración interna diferentes tecnologías de comunicaciones que le permiten tener una redundancia topológica en sus redes de interconexión con el objetivo de realizar gestión de la demanda de forma segura y confiable.

5.1. Estándares

El dispositivo EA cuenta en su estructura interna con dos tarjetas *RouterBoard* RB450 y RB411UAHR para la interconexión y comunicación con otros periféricos y los servidores de la empresa Innovari. Dichas tarjetas poseen diferentes estándares de comunicación mencionados a continuación:

La tarjeta RB450 posee cinco puertos *Fast Ethernet* 10/100 Mbit/s con auto-MDI/X, un puerto serial DB9 RS232C asincrónico.

La tarjeta RB4UAHR posee un puerto miniPCI regular, un puerto miniPCle (*express*) con conexión a un módem 3G celular el cual funciona en conjunto con un puerto para tarjeta SIM, también posee un puerto de conexión *Ethernet*, un puerto serial DB9 RS232C asincrónico, conexión USB 2.0 y un módulo inalámbrico AR2417 con estándar 802.11b/g para comunicación *Wifi*.

Ambas tarjetas pueden ser alimentadas por *Ethernet (PoE)* de 8 a 28 Vdc o por una fuente de alimentación mediante un conector de poder J9.

La Figura 36 y Figura 37 se presentan los módulos de comunicaciones, RB450 y la tarjeta RB4UAHR respectivamente.



Figura 36. Tarjeta RB450, elaboración propia

A continuación se describen los estándares utilizados en las tarjetas mostradas anteriormente.

RS232C. Es un estándar de comunicación serial para transmisión de datos binarios entre equipos terminales y equipos de comunicación, este estándar permite la señalización de datos a

una velocidad de 0 a 20.000 bits por segundo con voltajes entre 5 y 20 Vdc.

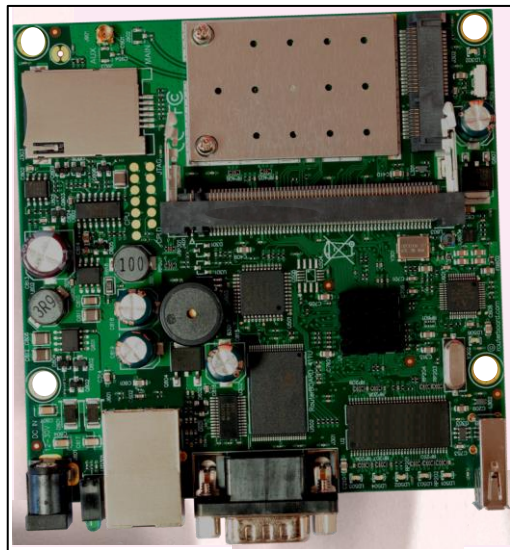


Figura 37. Tarjeta RB4UAHR, elaboración propia

Fue inicialmente desarrollado por *Electronic Industries Association*, para estandarizar la conexión de computadores con módems de línea telefónica, actualmente los puertos seriales están presentes en casi todos los microcontroladores más comunes por ser una forma fácil y práctica para comunicarlos con ordenadores y otros dispositivos seriales. Dichos puertos se utilizan para la

configuración y control de equipos de red como enrutadores, conmutadores, *firewalls*, controladores programables y balanceadores de carga (*Electronic Industries Association*, 1969).

Que el dispositivo cuente con este estándar permite que este pueda enviar y recibir datos a casi cualquier otro equipo creado hasta ahora, facilitando su configuración y control.

En la Figura 38 se presenta el conector y cable estándar utilizados en la comunicación RS-232.

PCI. Es un bus de datos para la interconexión de componentes periféricos, posee un ancho de banda compartido de 132 MB/s, ofreciendo una escritura de datos de alta velocidad y transferencia determinística de los mismos. Es uno de los buses internos más usados hoy en día, fue introducido por primera vez en 1990 presentando como principales ventajas sobre sus predecesores total independencia del procesador, aislamiento de *Buffer*, control maestro de los buses y operaciones reales *plug-and-play*, este último permite la detección y configuración automática de los dispositivos conectados a través de dicho puerto.

MiniPCI fue añadido al estándar para usarse en computadores y dispositivos portátiles, su tamaño es aproximadamente la cuarta parte del estándar PCI regular y poseen un consumo máximo de 2 W, lo cual reduce su máximo operativo (*National Instruments*, 2014, 2015).

El uso de este estándar posibilita la inclusión de entradas analógicas y digitales para el ingreso de datos con un muestreo a

alta velocidad, permitiendo monitorear variables como las cargas continuas, generación distribuida o sistemas paralelos de automatización. Además es un estándar presente en todos los sistemas de cómputo.

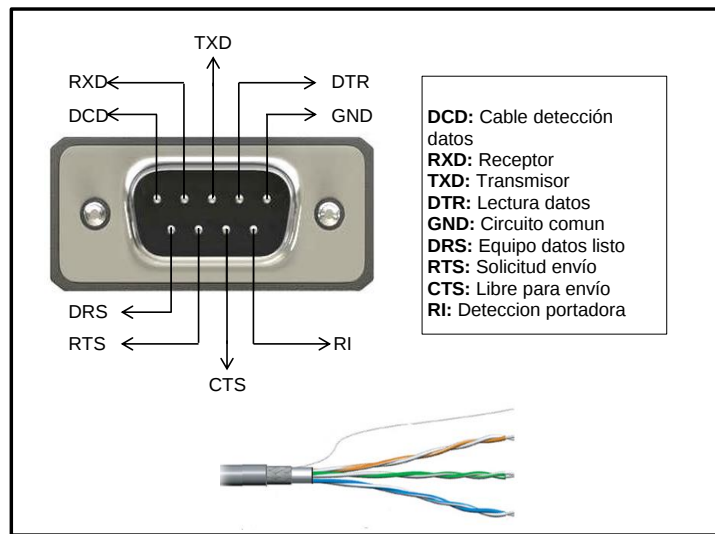


Figura 38. Conector y cable típico RS232, elaboración propia

En la Figura 39 se observa el puerto el puerto miniPCI y su posición física en la tarjeta RB4UAHR del dispositivo EA.

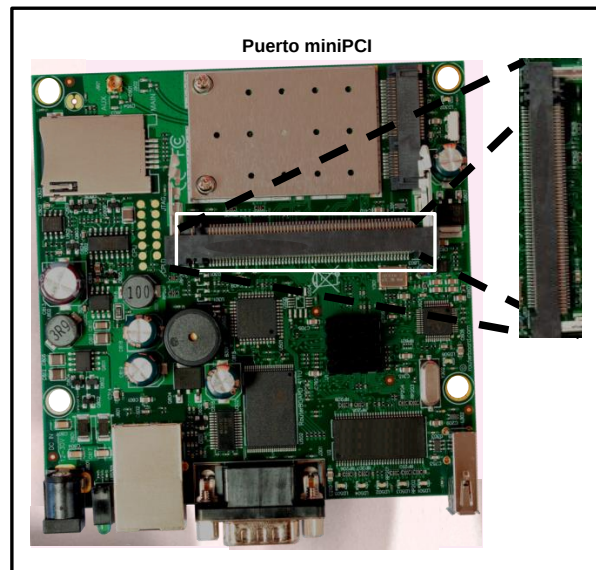


Figura 39. Puerto miniPCI, elaboración propia

PCI Express. Es la siguiente generación de los buses PCI, fueron introducidos en 2004 para asumir los retos de transferencias isócronas de datos como audio y video de alta definición y también permitir el apagado selectivo de periféricos para reducir el consumo de los equipos electrónicos. Estos buses de datos permiten un ancho de banda de hasta 250 MB/s, el cual representa un incremento de dos o tres veces el ancho de banda de las tarjetas

PCI, y a diferencia de los puertos PCI regulares todo el ancho de banda es proporcionado a cada dispositivo, no es compartido como se puede apreciar en la Figura 40.

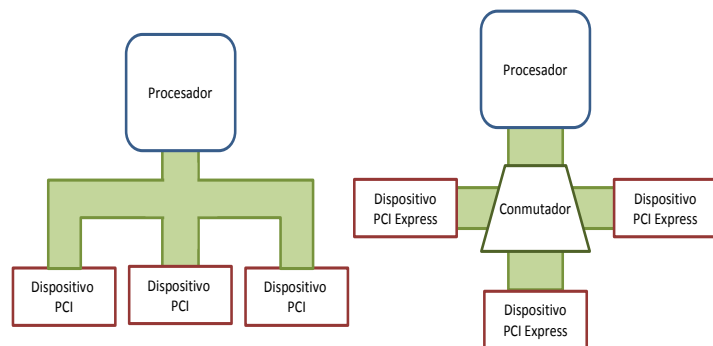


Figura 40. Diferencias entre PCI y PCIe, elaboración propia

En este estándar también se implementó en presentación de tamaño reducido, llamado MiniPCIe (National Instruments, 2014; TGA Ingeniería y Electrónica, 2012; Wikimedia Foundation Inc., 2014).

Este estándar es útil para el uso de periféricos que requieran altas velocidades y permite el ahorro de energía mediante el control de consumo de dichos periféricos.

En la Figura 41 se muestra el puerto el puerto miniPCIe presente en la tarjeta RB4UAHR del dispositivo EA.

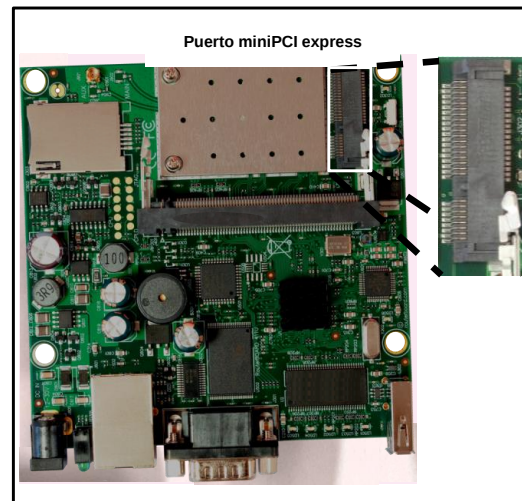


Figura 41. Puerto miniPCI express, elaboración propia

USB 2.0. El bus de datos universal permite la comunicación entre dispositivos esclavos y un controlador maestro, este está diseñado específicamente para acoplarse a la tecnología *plug-and-play* y el barrido de dispositivos desconectados, permitiendo que se conecten y desconecten dispositivos sin necesidad de reiniciar el controlador maestro. Su versión 2.0, lanzada al mercado en abril del año 2000, posee una tasa de transmisión de datos de 480Mbps, cuarenta veces más que su versión original (Intel et al., 2000; Janalta Interactive Inc., 2014; Wikimedia Foundation Inc., 2015b).

Este puerto al igual que el RS232 garantiza el acople del dispositivo EA con infinidad de dispositivos, con la ventaja de que no necesita una configuración detallada de los controladores de los dispositivos interconectados, gracias a su tecnología *Plug and Play*.

En la Figura 42 se observa el puerto USB 2.0 presente en la tarjeta RB4UAHR del dispositivo EA.

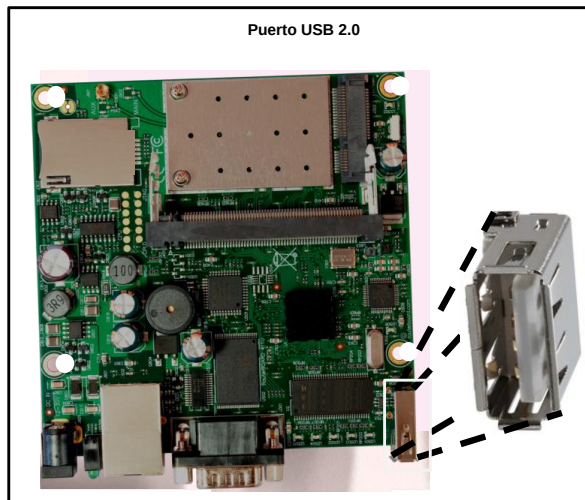


Figura 42. Puerto USB 2.0, elaboración propia

Ethernet. El estándar *Ethernet* se refiere a las implementaciones hechas en redes de área local (LAN) y redes de área metropolitana

(MAN), también es conocido como el estándar IEEE 802.3, el cual fue publicado inicialmente en 1985 y a través del tiempo ha evolucionado a mayores velocidades.

Ambas tarjetas del dispositivo EA aceptan los estándares *Ethernet* de 10 a 100 Mbps, este último también llamado *Fast Ethernet*, 802.3u/x, permitiendo altas velocidades para recepción y transmisión de datos a través de cables trenzados (UTP), además poseen un mecanismo de detección automática MDI/X para corregir la señal en caso de que el cable presente cruce entre recepción y transmisión (IEEE, 2012b; Wikimedia Foundation Inc., 2015a). En la Figura 43 se aprecian los puertos *Ethernet* con los que cuenta el dispositivo EA en su tarjeta RB450 para las diferentes comunicaciones.

La implementación de este estándar, en el dispositivo EA, posibilita integrarlo a diferentes topologías de redes de comunicación facilitando su interrogación y control por parte del operador de red y usuarios finales.

Red celular 3G. También conocido como IMT-2000, es un estándar internacional para comunicaciones móviles que trabajan en el espectro de 400 MHz a 3 GHz, donde se encuentra una plataforma para la distribución de datos, voz, internet, servicios multimedia y demás servicios móviles, permitiendo a los usuarios cruzar fronteras con la misma conexión, mismo dispositivo y número celular. Este estándar permite tasas de transmisión de datos desde 348 kB/s hasta 2 MB/s, transmisión de forma simétrica o asimétrica, permite servicios de conmutación de paquetes, IP y

video, servicios de alta calidad en voz, una mayor eficiencia y capacidad en el uso del espectro, y una interconexión de servicios móviles satelitales. Esta tecnología entró en operación en el año 2000 (International Telecommunication Union, 2011).

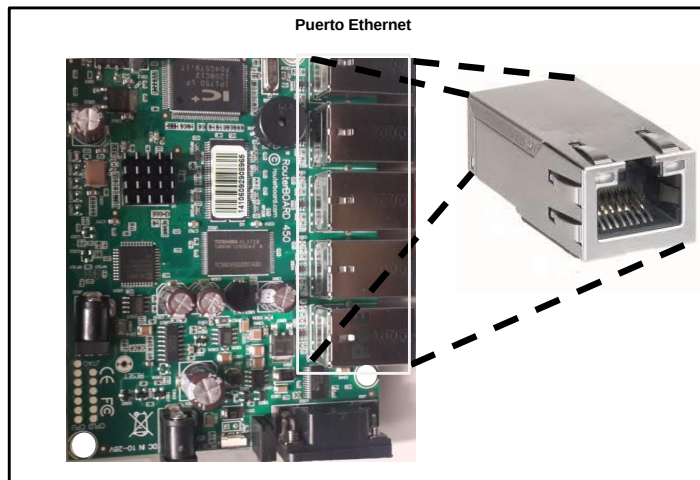


Figura 43. Puerto Ethernet, elaboración propia

Este estándar facilita el reporte de eventos al usuario final, por medio de mensajes de texto, multimedia y aplicativos móviles.

En la Figura 44 se observa la configuración típica de una red celular 3G, con representación del dispositivo EA en ella.

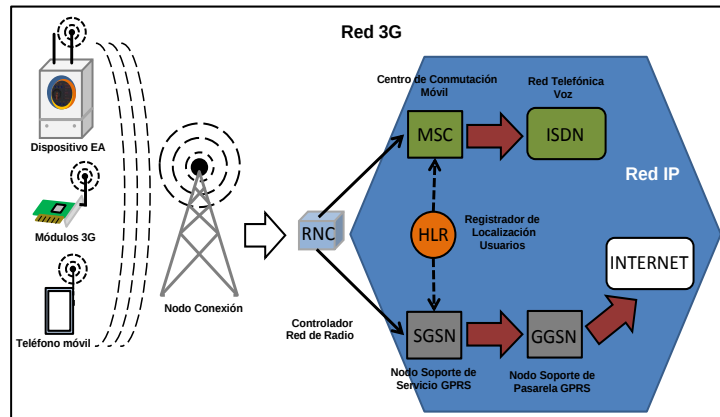


Figura 44. Estructura red celular 3G, elaboración propia

Wifi. Este estándar es el concerniente a redes inalámbricas de área local definiendo las especificaciones de conectividad para estaciones fijas, portables y en movimiento. Apareció por primera vez en 1997 como un estándar de la IEEE usando el término *Wifi* como marca. Los estándares IEEE 802.11b/g son modificaciones del estándar original, las cuales permiten una velocidad de hasta 11 Mbps y 64 Mbps respectivamente, este estándar utiliza como banda central de frecuencia la zona de 2.4 GHz (IEEE, 2012a).

Los estándares *Wifi* se caracterizan por utilizar modulaciones adaptativas, es decir, que cambian el tipo de modulación utilizada dependiendo de la distancia entre la antena de la estación *Wifi* y

el dispositivo a conectar. Los estándares con sus respectivas modulaciones soportados por el EA se describen a continuación:

El estándar 802.11b utiliza cuatro formatos de modulación: para velocidades de 1 Mbps utiliza una modulación binaria por desplazamiento diferencial de fase (DBPSK, por sus siglas en inglés), para una velocidad de 2 Mbps utiliza una modulación en cuadratura de desplazamiento diferencial de fase (DQPSK, por sus siglas en inglés), para velocidades de 5,5 Mbps y 11 Mbps utiliza una modulación por código complementario (CCK, por sus siglas en inglés), opcionalmente utiliza una modulación con secuencia directa de propagación de espectro (DSSS, por sus siglas en inglés) y para velocidades de 1 y 2 Mbps, es una modulación heredada del estándar original 802.11a (IEEE, 1999).

El estándar 802.11g utiliza una modulación ortogonal por división de frecuencia (OFDM, por sus siglas en inglés) para velocidades de 6, 9, 12, 18, 24, 36, 48 y 54 Mbps, y utiliza modulaciones heredadas de sus predecesores, CCK para 5,5 y 11 Mbps, también DBPSK, DQPSK y DSSS para 1 y 2 Mbps (IEEE, 2003).

El uso de esta tecnología actualmente se hace necesario debido a que la mayoría de instalaciones de uso final cuentan con redes wifi y permite la conexión de múltiples dispositivos de forma simultánea.

En la Figura 45 se observa la estructura básica de las redes Wifi con la representación del dispositivo EA en ella.

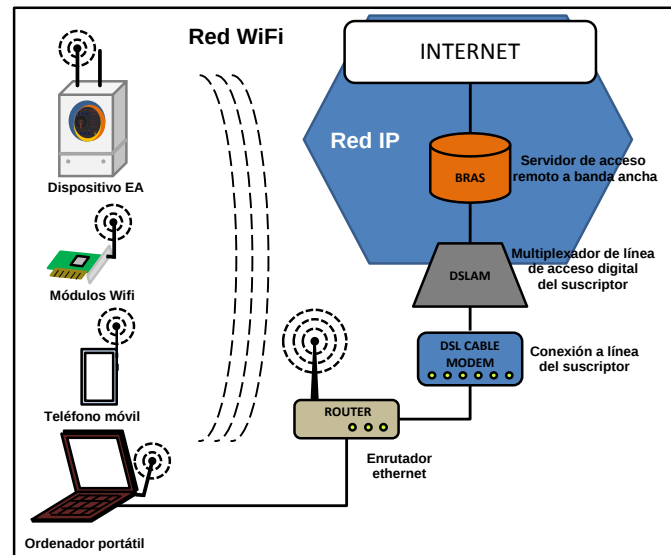


Figura 45. Estructura red WiFi, elaboración propia

El uso de redes inalámbricas proporciona la posibilidad de ubicar el dispositivo EA en casi cualquier lugar de la instalación de uso final, eliminando el uso de cableado de comunicaciones. Además estas redes presentan como ventaja el desarrollo de arquitecturas de medición inteligente para el análisis remoto de datos.

5.2. Protocolos de comunicación

Con el fin de garantizar estándares de calidad, confiabilidad, seguridad y eficiencia, en los años 60's se introducen a los sistemas de potencia por parte de las empresas prestadores de servicios públicos de energía, los sistemas de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA), inicialmente usados en subestaciones y líneas de transmisión. Al avanzar la expansión de las redes de potencia se vio la necesidad de interconectar todos los puntos del sistema de potencia con un sistema central de control, en virtud de esto los vendedores de productos SCADA crearon sus propios protocolos de comunicación para realizar dicha tarea. Con la necesidad de unificar y normalizar todos los protocolos emergentes se crean estándares de comunicación que permiten el flujo de datos a través del sistema de potencia.

Luego, la evolución de la tecnología y con ella los protocolos de comunicación, da cabida a nuevos conceptos como las Micro Redes inteligentes, estas nuevas iniciativas tienen como pieza clave la estandarización, puesto que la interoperabilidad dentro de estos sistemas son un prerequisite fundamental para el desarrollo y función de las redes de energía.

Varias estructuras de comunicación, como los sistemas SCADA se implementan en estas nuevas redes, tales como HAN, V2G, AMI, NAN. Estas arquitecturas tradicionalmente utilizan los siguientes protocolos, los cuales son los más importantes y están soportados por el dispositivo EA instalado en el quinto piso del

bloque 9 en la Universidad Pontificia Bolivariana (Ancillotti, Bruno, & Conti, 2013).

Estos protocolos están basados en los modelos de capas de interconexión de sistemas abiertos (OSI) y protocolo de internet (IP). En la Figura 46 son presentados los modelos de comunicación por capas OSI e IP, con sus equivalencias.

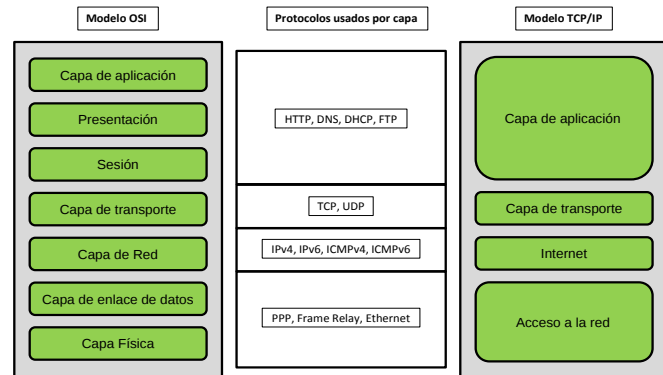


Figura 46. Modelos de comunicación por capas, elaboración propia

Protocolo de control de transporte (TCP). Este protocolo de la capa de transporte basado en IP entrega una conexión orientada a las comunicaciones usando codificación de mensajes, para realizar retransmisiones en caso de que haya pérdida de datos o mensajes duplicados. En caso de pérdida de orden, este protocolo reubica los paquetes de datos para reconstruir el mensaje recibido,

y para el enrutamiento, conexión de la comunicación, es capaz de analizar niveles de congestión en la red para elegir las mejores rutas de entrega del mensaje. Como desventaja presenta un mayor retraso en la entrega del mensaje debido a su gran confiabilidad (Ancillotti et al., 2013). La Figura 47 presenta la trama utilizada por el protocolo TCP.

En la instalación realizada en el 5to piso del bloque nueve de la UPB, es utilizado fundamentalmente para la comunicación a través de internet entre el dispositivo EA, los servidores de Innovari y el centro de control de la Micro Red para la interacción entre ellos.

Trama protocolo TCP																	
Bit	0-3			4-6			7	8	9	10	11	12	13	14	15	16-31	
0	Puerto Origen														Puerto Destino		
32	Número de secuencia																
64	Espacio para confirmación de recibido																
96	Long Cabecera	Reservado	N	C	E	U	A	P	R	S	F	Tamaño ventana					
			S	W	R	C	C	S	S	S	I						
			R	E	G	K	H	T			N						
128	Check Sum														Nivel de Prioridad		
160	Opcional																
...																	

Figura 47. Trama TCP, elaboración propia

Modbus. Este protocolo, ubicado en la capa de aplicación, proporciona un enlace para los mensajes tipo cliente servidor entre 2 dispositivos que conversen dicho protocolo, permitiendo solo una dirección entre ellos y siendo necesario un esquema de solicitud y respuesta para el envío de paquetes de datos, siendo el servidor quien realiza siempre las solicitudes a los clientes. Este protocolo puede ser configurado para realizar conexiones sobre

diferentes redes y buses de datos (Congote Roldan & Rincón Gil, 2008; Modbus Organization Inc., 2015). En la Figura 48 se observa la trama utilizada por el protocolo Modbus.

Este tipo de esquema de comunicaciones es soportado por el dispositivo EA para enviar señales de control a equipos de menor jerarquía, como sensores y actuadores.

Trama Modbus					
16 bits	32bits	32 bits	--bits	32 bits	32 bit
Inicio (recursos)	Dirección	Instrucción	Datos (mensaje)	Comprobación	Final (liberación)

Figura 48. Trama Modbus, elaboración propia

Red de automatización y control de edificios (BACnet). Es un protocolo abierto no propietario, está orientado a cumplir las necesidades de comunicaciones para los sistemas de automatización y control en edificios, entrega herramientas para el intercambio de información entre equipos computarizados y aplicaciones de automatización proporcionando mensajes con codificación binaria, analógica y alfanumérica, para conformar información horaria, de alarma y de eventos con la finalidad de ejecutar acciones lógicas de control (ASHRAE, 2015).

Al este protocolo estar enfocado en sistemas de automatización de edificios, el uso de este es ideal para establecer un canal de doble vía a través de un dispositivo *Gateway* que facilite la comunicación entre el dispositivo EA, equipos de aires acondicionados y sistemas basados en domótica e inmótica.

En la Figura 49 se presenta la forma de empaquetar los datos, trama, del protocolo BACnet.

Trama BACnet/IP			
Capa BIP		Capa BVLCI	
16 bits	Versión	16 bits	Tipo
16 bits	Tipo Servicio	16 bits	Instrucción
32 bits	Long	32 bits	Long
32 bits	ID	128 bits	Datos (Mensaje)
32 bits	Banderas		
16 bits	Tiempo Vida		
32 bits	Check Sum		
64 bits	Dirección Origen		
64 bits	Dirección Destino		
32 bits	Puerto Origen		
32 bits	Puerto Destino		
32 bits	Tamaño		
32 bits	Check Sum		

Figura 49. Trama BACnet, elaboración propia

5.3. Protocolos alternativos

Los protocolos de la sección anterior, presentan alternativas con mejoras o con diferentes enfoques, las cuales pueden ser implementadas en las Micro Redes inteligentes con el fin de mejorar confiabilidad, seguridad y velocidad del envío y recepción de datos. A continuación se presentan protocolos alternativos para usar en aplicaciones de RD:

Protocolo de transporte seguro y escalable (SSTP. Debido al tipo de variables manipuladas por el dispositivo EA, la seguridad hace parte primordial en el proceso de intercambio de datos a través del

sistema eléctrico de potencia, este protocolo es una gran alternativa con respecto al protocolo TCP/IP debido a que está destinado a casos donde un gran número de dispositivos tipo clientes se comunican con dispositivos tipo servidores con una frecuencia indeterminada y variable, los mensajes entre dispositivos son marcados con la fecha y datos de sesión de forma encriptada especialmente para seguridad, luego son enviados a ambos extremos del enlace de comunicación permitiendo el envío inmediato de mensajes eliminando el retraso asociado a la codificación de sesión, lo cual permite una mayor velocidad y seguridad (Ancillotti et al., 2013).

ZIGBEE. Como alternativa para la conexión entre el dispositivo EA, sistemas gestores de edificios y medidores inteligentes, se cuenta con este protocolo abierto de comunicación inalámbrica, el cual posee baja velocidad, bajo consumo de potencia, permite crear redes de área personal inalámbricas, reduce los costos de instalación con respecto al protocolo BACnet al eliminar el cableado físico y permite flexibilidad en las extensiones de la red. Además, posibilita la conectividad de dispositivos móviles como celulares y ordenadores (Hong, Kim, Kim, & Kim, 2014; ZigBee Alliance, 2015).

KNX. Como alternativa para el protocolo ModBus, pudiendo reemplazar a su vez el protocolo BACnet en el dispositivo EA, se presenta este protocolo de comunicación también abierto, utilizado para domótica e inmótica, usa su propio canal de comunicación, como por ejemplo par trenzado, radio frecuencia o Ethernet, y se conecta a través de pasarelas o *gateways*

permitiendo la conexión con sensores, actuadores y controladores. Está diseñado para ser independiente de cualquier equipo instalado (KNX Association, 2014; Mundo HVACR, 2014; SERCONINT, 2007).

En la Figura 50 se observa un esquema general de los protocolos y tipos de tecnologías de comunicación empleadas por el dispositivo EA en su interacción con los demás elementos del sistema de potencia, micro red.

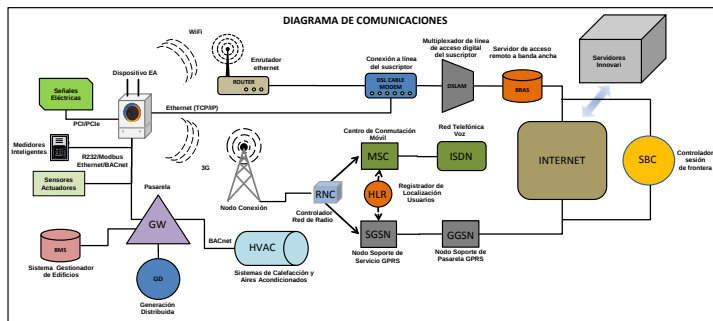


Figura 50. Diagrama general de comunicaciones dispositivo EA, elaboración propia

Además de los protocolos de comunicación presentados en la subsección 5.2, el dispositivo puede llegar a soportar cualquier protocolo basado en el estándar serial R232 y el estándar *Ethernet*, dando una gran versatilidad al EA a la hora de interconectarse e interactuar con equipos dentro de un Micro Red inteligente o un sistema de potencia.

6. CONCLUSIONES

La implementación de estrategias de RD es una alternativa que causa un mínimo impacto en la infraestructura de la red, activos declarados por el operador de red, convirtiéndose en una opción importante para la optimización de sistemas eléctricos de potencia que no presenten viabilidad en su ampliación y repotenciación.

Los esquemas RD deben ser estandarizados mediante la regulación nacional colombiana, puesto que son una tecnología ampliamente utilizada en el mundo, y con la introducción de la ley 1715 se vuelve obligatorio buscar nuevas técnicas para el uso racional de la energía teniendo en cuenta las bondades de los agentes involucrados en estas estrategias.

Según la regulación mundial, el enfoque que debe adquirir la gestión de la demanda en Colombia, es la confiabilidad y eficiencia de los sistemas de potencia eléctrica.

Para realizar la medición y verificación de acciones de respuesta a la demanda, es necesario realizar un plan de obtención de datos que permita realmente materializar el ahorro y eficiencia obtenidos en dichos esquemas. Además, es crucial el almacenamiento de los datos históricos sobre el consumo de energía antes, durante y después de la aplicación de las acciones RD, como también hacer uso de simulaciones alimentadas por mediciones, las cuales permitan verificar las reducciones de potencia consumida.

Los modelos de incentivos y cobros de los esquemas de RD, están enfocados a mejorar el funcionamiento del sistema eléctrico de potencia, mientras buscan abrir posibilidades de negocio en el mercado mayorista de energía eléctrica para los usuarios finales.

La implementación de programas de incentivos y cobros, que remuneren la participación en esquemas de respuesta a la demanda, se vuelven cruciales a la hora de incentivar el uso de nuevas tecnologías que impulsan la reducción del consumo de energía eléctrica, ya sea esta reducción orientada al beneficio del medio ambiente o simplemente a mejorar la operación de los sistemas de potencia.

Para los esquemas RD que apenas surgen en el mercado colombiano, es primordial la estandarización de los incentivos o cobros utilizados, puesto que así se evitan al máximo los abusos económicos y se promueve de una forma centralizada la implementación de las mencionadas metodologías.

El sector eléctrico colombiano se ve beneficiado con los modelos de incentivos y cobros para esquemas de RD, puesto que estos promueven mejoras al sistema eléctrico nacional, previniendo posibles inestabilidades por falla, contingencia o saturación, con una mínima inversión estructural.

En el uso de las telecomunicaciones para esquemas RD, se hace énfasis en la seguridad de los datos transmitidos, para evitar manipulaciones incorrectas que puedan poner en riesgo el bienestar de los seres vivos o puedan traer consecuencias económicas para los involucrados en estos esquemas.

Las únicas modificaciones necesarias a las instalaciones eléctricas con la implementación del dispositivo EA, son la creación de un nuevo circuito ramal para la alimentación de los equipos y la interrupción de los circuitos de las cargas desconectables, a la salida del tablero de distribución, con relés normalmente cerrados.

El EA como gestor de demanda, cumple con el cometido de manipular la carga eléctrica del usuario final, permitiendo al operador de red realizar interrupción o reducción de las cargas objetivo.

Al ser el equipo un generador virtual con una potencia disponible para casos de congestión de la red, se presenta este esquema de RD como una posibilidad para mejorar los indicadores de continuidad en puntos críticos del sistema de potencia por parte de operador de red, evitando así sanciones innecesarias.

A la hora de realizar la desconexión de los circuitos ramales, se debe tener en cuenta los horarios de ocupación de la instalación, para no llegar a incurrir en interrupción de procesos que puedan ocasionar riesgos o pérdidas económicas.

Los niveles de consecuencias definidos para el EA, deben ser acumulativos, dejando siempre para el máximo impacto las cargas menos prescindibles, pero también deben ser orientados a gestionar las cargas menos esenciales.

Los efectos evidenciados por la actuación del dispositivo EA, serán incrementados al introducir en un futuro la gestión de los sistemas de aires acondicionados, al ser estos las mayores cargas

eléctricas que soporta una instalación convencional. Además, dichos efectos serán repotenciados con la inclusión de fuentes de generación distribuida que atiendan las cargas manipuladas durante los eventos de RD.

A futuro el dispositivo puede ser aprovechado al máximo mediante la implementación de sistemas de medición inteligente a través de sensórica que permita verificar variables eléctricas, de despacho, demanda y condición física de las instalaciones, con el objetivo de ser monitoreado y controlado desde el centro de control de la Micro Red UPB.

La reducción de energía reflejada en la utilización del dispositivo EA fue pequeña, debido a que solo se cuenta con la manipulación de la iluminación de un piso del edificio y esta carga es la menos representativa dentro de una instalación eléctrica, pero se debe tener en cuenta que el objetivo de este dispositivo en la UPB es el de crear un laboratorio escalable que permita a futuro la integración de la demanda en la Micro Red UPB.

Las mediciones del consumo energético del bloque 9, no reflejaron los efectos del dispositivo EA debido a la cantidad y la diversidad de las cargas tenidas en cuenta en dichas medidas, para mitigar estos efectos se sugiere en mediciones futuras, el uso de ventanas temporales más amplias, la discriminación del tipo de cargas y la integración al dispositivo de cargas con mayor consumo para lograr una comparación efectiva.

Debido a la falta de información de los costos de los equipos instalados, y el poco aprovechamiento de los recursos que este

dispositivo puede ofrecer al momento de los estudios, no es posible realizar un ejercicio económico más profundo que permita analizar la relación beneficio - costo de la instalación y funcionamiento de esta tecnología.

Como el dispositivo EA, está orientado a ser un equipo para acciones RD, su funcionalidad como sistema automatizador de edificios es limitada y su interfaz con los usuarios solo se enfoca a la manipulación por parte del operador de red. Sin embargo, permite la ampliación y adaptación de mejoras enfocadas a micro redes inteligentes.

La modelación de un sistema de potencia ejemplo en el programa *DigSilent*, permite analizar el efecto de esquemas de desconexión de demanda sobre las redes externas a la instalación intervenida y a los equipos más sensibles de la zona, permitiendo anticipar posible problemas o mejoras introducidas por estas tecnologías. A través de las simulaciones realizadas se encuentra que una desconexión súbita de grandes cantidades de carga puede llegar a afectar las tensiones en nodos cercanos a la instalación del usuario final, afectando así los estándares de calidad de la potencia. Con este mismo lineamiento, es necesario tener presentes las cargas a desconectar, pues estas pueden ocasionar un desbalance de circuitos en la instalación, afectando también dichos estándares de calidad.

El modelo de la actuación del dispositivo EA en *Simulink*, permite observar los efectos de la reducción de demanda en la instalación para encontrar los elementos desconectables más estratégicos a

usar en el dispositivo físico, esto sin tener que actuar sobre la instalación eléctrica real y así evitar interrupciones indebidas de los procesos asociados a las cargas eléctricas.

Se confirma que el dispositivo EA utiliza los estándares de comunicaciones más usados a nivel mundial para sistemas que intervienen en eventos de gestión de demanda, facilitando su integración con Micro Redes inteligentes y sistemas paralelos de control y automatización de edificios.

El dispositivo EA cuenta con una alta redundancia topológica en cuanto a redes de comunicación, permitiendo su funcionamiento en caso de que alguna de sus alternativas de comunicación falle, posibilitando así una gran seguridad y confiabilidad del funcionamiento del dispositivo.

Además, el dispositivo EA cuenta con el uso de protocolos de comunicación reconocidos internacionalmente por los distintos fabricantes de dispositivos electrónicos.

El dispositivo EA presenta la posibilidad de actualizar los protocolos y tecnologías de comunicación utilizadas para adaptarse a los requerimientos de infraestructuras de medición inteligente, control y supervisión.

Mediante las tecnologías de comunicación empleadas por el dispositivo EA se garantiza una doble vía para la medición y verificación de eventos de RD brindando seguridad y confiabilidad a las estrategias de gestión de demanda y a su vez al sistema eléctrico de potencia.

Debido al poco enfoque del sistema gestor de demanda EA, al no servir como automatizador de instalaciones, el EA presenta un control de lazo “semi cerrado” puesto que la acción de control es ejecutada por el operador de red dependiendo de las variables del sistema eléctrico y la continuidad de dicho lazo depende de este último.

El dispositivo EA presenta la capacidad de realizar funciones iguales que un sistema de domótica e inmótica para el ahorro de energía. Es de anotar, que el desarrollo del dispositivo EA fue pensado con un enfoque hacia la gestión de las redes eléctricas de grandes ciudades, y no en el ahorro de los usuarios finales por lo que su integración con sistemas automatizadores es un valor agregado y no su principal función.

REFERENCIAS

- Adika, C. O., & Wang, L. (2014). Smart charging and appliance scheduling approaches to demand side management. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 57, 232–240. <http://doi.org/10.1016/j.jepes.2013.12.004>
- Ancillotti, E., Bruno, R., & Conti, M. (2013). The role of communication systems in smart grids: Architectures, technical solutions and research challenges. *Computer Communications*, 36(17-18), 1665–1697. <http://doi.org/10.1016/j.comcom.2013.09.004>
- ASHRAE. (2015). BACnet®, the ASHRAE building automation and control networking protocol. Retrieved March 1, 2015, from <https://www.ashrae.org/resources--publications/bookstore/bacnet>
- Athay, T., Podmore, R., & Virmani, S. (1979). A Practical Method for the Direct Analysis of Transient Stability. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-98(2), 573–584. <http://doi.org/10.1109/TPAS.1979.319407>
- Badawy, R., Yassine, A., Heßler, A., Hirsch, B., & Albayrak, S. (2013). A novel multi-agent system utilizing quantum-inspired evolution for demand side management in the future smart grid. *Integrated Computer-Aided Engineering*, 20(2), 127–141. Retrieved from <http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=a9h&AN=85985375&lang=es&site=ehost-live>
- CDECSIC. (2014). BD SIC_Nov2014. Santiago, Chile: Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central. Retrieved from <http://www.cdecsic.cl/>
- Charles River Associates. (2005). *Primer on Demand-Side Management. Prepared for The World Bank*. Oakland, CA.
- COES. (2014). Base Datos del SEIN DiGSILENT 2015-2024-OCT 2014. Lima: Comité de Operación Económica de Sistema Nacional Interconectado Nacional Perú. Retrieved from <http://www.coes.org.pe/wcoes/coes/infoperativa/ninstalaciones/inforeferencial.aspx>
- Congote Roldan, L., & Rincón Gil, E. (2008). *MODELO DIDÁCTICO DE CONTROL DE TENSIÓN PARA PROCESO TEXTIL*. Congreso República de Colombia. Ley 1715 (2014). Colombia.
- CREG. CREG 025 de 1995 (1995). Colombia.
- CREG. CREG 098 de 2014 (2014). Colombia.
- DiGSILENT GmbH. (2011). DiGSilent PowerFactory. Gomaringen, Germany: DiGSILENT GmbH. Retrieved from <http://www.digsilent.de/>
- Economic Cambridge Policy Associates Ltd, TPA Solutions, & Imperial College London. (2014). *The Potential Benefits and States of Play in the European Union*. London.
- Electronic Industries Association. (1969). EIA Standard RS-232-C. Washington, D.C., United States: Electronic Industries Association.
- European Commission. (2012). RECOMENDACIÓN 2012/148/EU DE LA COMISIÓN relativa a los preparativos para el despliegue de los sistemas de contador inteligente. *Official Journal of the European Union Directive*, (2011), 9–22.
- European Parliament. (2012). Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency. *Official Journal of the European Union Directive*, (October), 1–56. http://doi.org/10.3000/19770677.L_2012.315.eng
- FERC. Demand Response Compensation in Organized Wholesale Energy Markets, Pub. L. No. 745 (2011). United States of America.
- FERC. (2012). Standards for Business Practices and Communication Protocols for Public Utilities. Washington, DC, United States of America: FERC. <http://doi.org/Docket No. RM05-5-020>
- Fluke Corporation. (2012). Catalogo Fluke 434-II/435-II/437-II. Washington D.C., Estados Unidos: Fluke. Retrieved from <http://www.fluke.com/fluke/coes/support/manuals/default.htm>
- Harish, V. S. K. V., & Kumar, A. (2014). Demand side management in India: Action plan, policies and regulations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 33, 613–624. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.021>
- Høidalen, H. K. (2012). ATPDraw. Trondheim, Norway: NTNU/SINTEF. Retrieved from <http://www.atpdraw.net/>
- Hong, S. H., Kim, S. H., Kim, G. M., & Kim, H. L. (2014). Experimental evaluation of BZ-GW (BACnet-ZigBee smart grid gateway) for demand response in buildings. *Energy*, 65, 62–70. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2013.12.008>

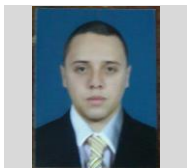
- IEEE. (1999). IEEE 302.11b. *IEEE Std 802.11-2012 (Revision of IEEE Std 802.11-2007)*. New York, NY, United States: IEEE. Retrieved from <http://standards.ieee.org/getieee802/download/802.11b-1999.pdf>
- IEEE. (2003). IEEE 802.11g. *IEEE Std 802.11g-2003 (Amendment to IEEE Std 802.11, 1999 Edn. (Reaff 2003) as Amended by IEEE Std 802.11a-1999, 802.11b-1999, 802.11b-1999/Cor 1-2001, and 802.11d-2001)*. New York, NY, United States: IEEE. <http://doi.org/10.1109/IEEESTD.2003.94282>
- IEEE. (2006). *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*. New York. Retrieved from <http://ieeexplore.ieee.org/Xplore/>
- IEEE. (2012a). IEEE 802.11. *IEEE Std 802.11-2012 (Revision of IEEE Std 802.11-2007)*. New York, NY, United States: IEEE. <http://doi.org/10.1109/IEEESTD.2012.6178212>
- IEEE. (2012b). IEEE Standard for Ethernet - 802.3 Section 1. New York, NY, United States: IEEE. <http://doi.org/10.1109/IEEESTD.2012.6419735>
- Indian Ministry of Power. (2005). Indian National Electricity Policy. [http://doi.org/No. 23/40/2004-R&R \(Vol.II\)](http://doi.org/No. 23/40/2004-R&R (Vol.II))
- Intel, Compaq, Hewlett-packard, Microsoft, Lucent, Philips, & C, N. E. (2000). Universal Serial Bus Specification. *Group*. Portland, OR, United States. Retrieved from http://www.usb.org/developers/docs/usb_20_071411.zip
- International Telecommunication Union. (2011). About mobile technology and IMT-2000. Retrieved February 27, 2015, from <http://www.itu.int/osg/spu/imt-2000/technology.html#Cellular Standards for the Third Generation>
- Janalta Interactive Inc. (2014). Universal Serial Bus (USB). Retrieved January 25, 2015, from <http://www.techopedia.com/definition/2320/universal-serial-bus-usb>
- KNX Association. (2014). ¿Qué es KNX? Retrieved March 2, 2015, from <http://www.knx.org/knx-es/knx/associacion/que-es-knx/index.php>
- Koliou, E., Eid, C., Chaves-Ávila, J. P., & Hakvoort, R. A. (2014). Demand response in liberalized electricity markets: Analysis of aggregated load participation in the German balancing mechanism. *Energy*, 71, 245–254. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2014.04.067>
- Kyriakarakos, G., Piromalis, D. D., Dounis, A. I., Arvanitis, K. G., & Papadakis, G. (2013). Intelligent demand side energy management system for autonomous polygeneration microgrids. *Applied Energy*, 103, 39–51. <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.10.011>
- MathWorks. (2012). MatLab. Natick, Massachusetts, U.S.A: MathWorks. Retrieved from <http://www.mathworks.com/products/matlab/>
- Ming, Z., Song, X., Minguan, M., Lingyun, L., Min, C., & Yuejin, W. (2013). Historical review of demand side management in China: Management content, operation mode, results assessment and relative incentives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 25, 470–482. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2013.05.020>
- Modbus Organization Inc. (2015). Modbus Protocol. Retrieved March 1, 2015, from <http://www.modbus.org/specs.php>
- Mundo HVACR. (2014). Sistemas BAS y BACNet. Retrieved March 1, 2015, from <http://www.mundohvacr.com.mx/mundo/2015/02/sistemas-bas-y-bacnet/>
- NAESB. (2012). *Measurement and Verification of Energy Efficiency Products* (No. WEQ-021). Houston, TX. Retrieved from www.naesb.org
- NAESB. (2013). Procedures for non-members to evaluate work products before purchasing. Retrieved February 23, 2015, from https://www.naesb.org/misc/NAESB_Nonmember_Evaluation.pdf
- National Instruments. (2014). PCI Express – An Overview of the PCI Express Standard. *Www.ni.com*. Austin, Tx, United States: National Instruments.
- National Instruments. (2015). PCI de Adquisición de Datos (DAQ) Multifunción. Retrieved March 2, 2015, from <http://sine.ni.com/nips/cds/view/p/lang/es/nid/209158>
- NERC. (2005). *Aggregated Actual and Forecast Demands and Net Energy for Load* (No. MOD-017-0). Atlanta, GA. Retrieved from http://www.nerc.com/_layouts/PrintStandard.aspx?standardnumber=MOD-017-0&title=Aggregated Actual and Forecast Demands and Net Energy for Load&jurisdiction=United States
- Pai, M. A. (1989). *Energy Function Analysis for Power System Stability*. Boston/Dordrecht/London: Kluwer Academic Publishers. Retrieved from http://books.google.com.co/books?id=iCQHpN0oND0C&printsec=frontcover&hl=es&source=gbg_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false
- SERCONINT. (2007). *Sistemas y Protocolos*. Retrieved March 1, 2015, from http://www.serconint.com/sistemas_protocolos.php

- Shahnia, F., Wishart, M. T., Ghosh, A., Ledwich, G., & Zare, F. (2012). Smart demand side management of low-voltage distribution networks using multi-objective decision making. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 6(10), 986–1000. Retrieved from 10.1049/iet-gtd.2011.0781
- Shen, B., Ghatikar, G., Lei, Z., Li, J., Wikler, G., & Martin, P. (2014). The role of regulatory reforms, market changes, and technology development to make demand response a viable resource in meeting energy challenges. *Applied Energy*, 130, 814–823. <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.12.069>
- TGA Ingeniería y Electrónica. (2012). Breve introducción a PCI Express. Retrieved January 20, 2015, from <http://www.tga.es/articulos/PCIExpress.htm>
- Torriti, J., Hassan, M. G., & Leach, M. (2010). Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation. *Energy*, 35(4), 1575–1583. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2009.05.021>
- Universidad Pontificia Bolivariana. (2014). Grupo de Investigación de Distribución y Transmisión de Energía Eléctrica (T y D). Medellín, Colombia. Retrieved from http://www.upb.edu.co/portal/page?_pageid=1054,29807971&_dad=portal&_schema=PORTAL
- US Congress. ENERGY POLICY ACT OF 2005, Pub. L. No. 595 (2005). United States of America: Presidential Documents Vol 41 (2005).
- US Department of Energy. (2006). *Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them - A Report to the United States Congress Pursuant to Section 1252 of the Energy Policy Act of 2005*. Washington D.C.
- Warren, P. (2014). A review of demand-side management policy in the UK. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 29, 941–951. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2013.09.009>
- Wikimedia Foundation Inc. (2014). PCI-Express. Retrieved January 20, 2015, from <http://es.wikipedia.org/wiki/PCI-Express>
- Wikimedia Foundation Inc. (2015a). Ethernet. Retrieved February 23, 2015, from <http://en.wikipedia.org/wiki/Ethernet>
- Wikimedia Foundation Inc. (2015b). Universal Serial Bus. Retrieved February 27, 2015, from http://es.wikipedia.org/wiki/Universal_Serial_Bus
- XM. (2014). BD_MPyLP_01_2014_CND. Medellín, Colombia: Centro Nacional de Despacho. Retrieved from <https://cndnet.xm.com.co/>
- ZigBee Alliance. (2015). ZigBee: The Open, Global Wireless Standard for Connecting Everyday Devices. Retrieved March 1, 2015, from <http://www.zigbee.org/zigbee-for-developers/>

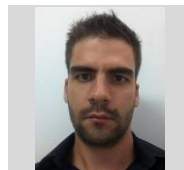
AUTORES



Pablo PENAGOS OCAMPO, Medellín, Colombia; Egresado próximo a graduarse del programa Ingeniería Electrónica y Eléctrica en la *Universidad Pontificia Bolivariana*, Bachiller egresado del colegio *Instituto San Carlos de la Salle* (2007), Estudiante de conversación de inglés (UPB), (2008), Estudiante de nivel Oberstufe de Alemán (UPB, 2011), Estudiante de nivel Premier Élémentaire de Francés (UPB, 2012), Estudiante de nivel V Portugués (UPB, 2014), Auxiliar de ingeniería en el área de estudios eléctricos para la compañía *HMV Ingenieros Ltda.* (2015).



Santiago GÓMEZ RESTREPO, Medellín, Colombia; Egresado próximo a graduarse del programa Ingeniería Electrónica y Eléctrica en la *Universidad Pontificia Bolivariana*, Bachiller egresado del colegio *Universidad pontificia bolivariana* (2007), Estudiante nivel X de inglés (UPB), (2009), Estudiante de nivel V Portugués (UPB, 2014), Auxiliar de ingeniería en el área de estudios eléctricos para la compañía *HMV Ingenieros Ltda.* (2015).



Gabriel LÓPEZ JIMÉNEZ, Medellín, Colombia; Ingeniero Electricista, MSc.y PhD. de la *Universidad Pontificia Bolivariana*, donde es profesor titular de tiempo completo en la *Facultad de IEE*. Es docente Investigador del *Grupo Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica UPB*. Laboró en la empresa *Unión Eléctrica*. Realizó estancia investigativa en *XM S.A. E.S.P.* Investigador invitado en la *Univrsidad Kempten*. (2015).