

Revisión general de respuesta a la demanda y sus implicaciones

Favian Moncada¹ and Andres Aristizabal²

¹ Engineering Department, Universidad de Bogotá Jorge Tadeo Lozano, Carrera 4 # 22-61, 34185 Bogotá D.C., Colombia; favianl.moncadap@utadeo.edu.co

² Engineering Department, Universidad de Bogotá Jorge Tadeo Lozano, Carrera 4 # 22-61, 34185 Bogotá D.C., Colombia; andresj.aristizabalc@utadeo.edu.co

Received: 23 November 2020; Accepted: 28 November 2020;
Published: 23 Febrero 2021

Abstract: This document allows us to have a general overview of DR Demand Response management, and their respective implications by drawing a roadmap regarding its implementation and simulation, taking into account mainly that the Demand to Demand Offer allows us to provide a solution to provide energetic capacity and reliability to the constantly evolving network on which the collective intelligence or Smart Grid is enhanced. This document shows some technologies of demand management that can be dispatched within which are: Direct Load Control, Interruptible Load, Automated, Time Variation, Time Valuation. Some aspects to take into account are the Network restriction services, Security of supplies, Balance and economic markets (Financial Movement) assuming that the DR have a charging dynamic of electric power assessed between the end user and the energy retail producer. DR programs are also essential to improve the reliability of the system and the overall profitability taking into account a Latin American and country regional panorama. The control systems of the demand response management are based on the algorithms of the same which can face challenges such as photovoltaic networks in combination with electrical systems (electrical appliances), giving as a response a possibility to contribute in the task of managing particular energy loads, as a result of this would imply cost savings, load reductions. These algorithms tend to take a single solution factor, such as energy costs, maximum load among others, so that demand management on the client side DSM (Demand side management) becomes more important in order to improve the efficiency and sustainability generating a control on the peak of DR demand management, recalculate the load curve and improve costs, technical aspects for infrastructure use, generation and transmission of energy. The algorithm systems that adapt to the system depending on their needs through a mathematical formulation as a minimization of the problem with a limited number of loads, the HEM algorithms (home energy management) Handles high power loads according to the priority in households below certain levels enabling DR potentials.

Keywords: Response demand; control; energy management systems; Algorithm; Power Renewable,

1. Introduction

En un mundo en constante crecimiento y con un mercado energético en ascenso es necesario mecanismos de verificación más precisos para prevenir posibles contingencias y es como la gestión eléctrica surge como respuesta a estos interrogantes con el ánimo de buscar nuevos mercados [1], la respuesta a la demanda (DR) es una respuesta a un mercado en constante crecimiento y con infinitas posibilidades que suele estar definida en los cambios de los patrones de consumo en respuesta a los cambios de los precios esto para introducir un menor consumo en un determinado tiempo a través de diversas tecnologías[2], o a los pagos de incentivos diseñados para introducir un menor uso de la electricidad, en períodos de altos precios de mercado beneficios que podrían llegar en algunos casos de hasta a una reducción del Costo diario de energía del 30% [3].

La DR posee grandes cualidades y permite mejorar la eficiencia de los mercados energéticos, particularmente aquellos que buscan integrar una gran fracción de generación de energía renovable, y en este orden de ideas la administración de la red del lado de la demanda en una respuesta activa (ADR) , es una opción real para implementar estrategias en una interacción entre la oferta y la demanda de electricidad que requiera herramientas de modelado integradas[4]. Pero DR es una nueva área desafiante para la mayoría utilidades y administradores de la red eléctrica [5], la DR de demanda activa, busca e integra la estrategia más común para la optimización del consumo de energía [6], además el crecimiento poblacional y en razón a esto de recursos tan preciados como el energético y su gestión se hacen cada día más necesarios, la sostenibilidad y la competitividad van evolucionando, a la par de los modelos de negocio esto incluye los grandes monopolios económicos [7],[8] .

La participación de la Respuesta a la demanda posee algunas características esenciales y se dividen esencialmente en dos las despachables y las no despachables, según la procedencia de la señal en este caso para la toma de decisiones del usuario[9], con un gran potencial de reducción energético que garantice una participación viable en el mercado [10] con una gestión DR que puedo aportar de forma significativa a un funcionamiento más eficiente de los sistemas de energía eléctrica [11] en un futuro inmediato. Antes de determinar los tipos de respuesta a la demanda es importante entender la dinámica del mercado eléctrico y como respuesta de esto algunos fundamentos:

- a) La energía eléctrica es variable en cuanto al tiempo, algunas veces será alta su demanda y otras veces será baja, y no es almacenable, junto con su producción posee algunas restricciones a mediano plazo.
- b) Su legislación es cambiante dependiendo de la región además se tienen restricciones de capacidad y oferta [9].

2. Oferta a la demanda Despachables

La Oferta a la demanda despachable nos permite, dar solución para proporcionar capacidad, energética y confiabilidad a la red. Proporcionando cabida energética en áreas con características restringidas, dichos servicios de oferta a la demanda despachables integra tecnológicamente servicios programados o automatizados que utilizan un sistema de almacenamiento de energía (Baterías, almacenamiento térmico, entre otros), teniendo en cuenta la capacidad de modificar la carga en franjas horarias, donde encontramos diversas categorías industriales, comerciales y residenciales, estos servicios varían dependiendo del cliente. Los clientes con ofertas a la demanda despachables típicamente gestionan la DR para recibir pagos por reducciones a la demanda con sus respectivas restricciones Comerciales y contractuales. A continuación se muestran algunas tecnologías propias de la gestión a la respuesta a la demanda despachable.

• **Control de Carga Directa:** Básicamente es un control sobre el mercado que opera en función de los operadores del sistema, activándose en respuesta al movimiento de tasación

mayorista junto con las restricciones de la red y tiene su mayor utilidad en sistemas de cogeneración, un ejemplo de esto es cuando un sistema que en este caso puede ser una red inteligente recibe una solicitud de apagar un sistema energético (ejemplo sistemas de enfriamiento) directamente, ayudando la disminución de energía inmediata, y a su vez en la utilización de sistema de producción (Calderas, calefacción), beneficiando un ahorro en algunos sistemas de potencia en una reducción aproximada de 23%, mantenimiento los sistemas constante y en un rendimiento aceptable[11]. Adicionalmente el Control directo de carga me puede brindar una mayor aceptabilidad de rango de tarifas que en muchos casos como[12] , adquieren un impacto visible en el pago de la factura por parte del usuario

- **Automatizada:** la automatización es un término utilizado ampliamente en la industria para traer avance tecnológico a la industria, podemos encontrar diversos temas de trabajo como lo son industriales a través de PLC (panel lógico programable) o sistemas de control menos convencionales como lo son circuitos integrados programables o embebidos, siendo transformadores en la industria de la energía desde la concepción del diseño de la misma en sistemas autónomos que según [13] , son una gran ventaja en zonas apartadas o remotas, la inclusión de este tipo de sistemas inteligentes en la una propuesta de oferta a la demanda supone una planificación y puede proporcionar ahorros económicos e impacto en su capacidad de respuesta que para [14], tendría un impacto en la optimización de los diversos procesos llevados a cabo , (etapas, perdidas, mantenimientos, confiabilidad, valor de recuperación, costos operacionales). Como parte de la evaluación de los últimos años y la que falta por darse es importante tener en cuenta que el crecimiento nos va permitir cambios significativos en el desarrollo e integración de las nuevas tecnologías [15].

- **Carga Interrumpible:** La administración de la carga es un proceso de equilibrio diario entre el usuario, la demanda y la empresa suministradora o reguladora de energía [16], Básicamente el tipo de respuesta a la demanda por carga interrumpible está basado en el control de carga directa pero para usuarios industriales con necesidades de carga flexibles que en algunos ejemplos agropecuarios, Requieren la activación de calderas para ciertas horas del día, es importante para aliviar la necesidad de carga que según [17], es fundamental para los programas de carga interrumpible en tiempo y espacio, teniendo en cuenta las capacidades mínimas y los tiempos de duración de energía, a su vez permite un mejoramiento en los sistemas de DR jugando un papel crítico en la administración del sistema de operación basado en los diferentes parámetros de uso garantizando la propuesta en varios escenarios de uso [18].

Dentro de las energías No Despachables tenemos dos muy importantes como lo son:

- **Variación del tiempo - VDT:** Los programas de variación del tiempo se establecen en una hora determinada según el mes, la semana, el día y aun la hora, bajo ciertas reglas que son realizadas por el consumidor y el proveedor de energía, dando paso a procesos en los que el minorista tiene el precio a su favor y algunas ventajas para usar el tiempo y afectar la demanda utilizando un marco gestión óptimo de consumo energético [19], el estudio económico de este tipo supone una tasación dinámica planteada en una gestión de modelo de compras que según [20] , resulta en un costo beneficio bastante importante, en algunos casos como [21], se muestran tasas variables con el tiempo que revelan gran parte de la diferencia en los resultados trabajados con la DR en relación a los precios en horas pico, adicionalmente en VDT se permitiría una caracterización de las señales de voltaje y corriente variables al tiempo con un tratamiento de señales que gestionarían la calidad energética garantizando así estabilidad energética [22].

- **Por comportamiento de tiempo o tasación de Tiempo de Uso (TDU):** En este caso existe una dinámica de trabajo por parte del usuario como del generador, como el minorista, los cuales determinan un valor del precio de la energía [9], beneficiando en algunos ejemplos casos en plantas energéticas en china que con el TDU Reducen el costo total de la electricidad mediante la distribución de más gases secundarios durante el período de precio máximo, mientras se distribuyen menos gases secundarios a los durante el período de precios valle [23], en sistemas fotovoltaicos se estaría solventando el tiempo de tasación energético permitiendo el uso de energía solar con mayor eficiencia en hasta 48 sistemas de PV comparados con sistemas híbridos con mejoras relativas de

hasta en los sistemas de entre el 15 y el 90 % por ciento garantizando la mejora del servicio eléctrico [24] en TDU

Programas utilizados en respuesta a la demanda teniendo en cuenta su eficiencia

Los programas están orientados hacia los aspectos de precios e incentivos que requieran la viabilidad del sistema sustentado en [25], para incentivos más eficientes según la composición de ciudades y países en determinados periodos de tiempo, las condiciones climáticas son cambiantes y determinantes, como lo son cambios en la tasa de precios o en las ofertas [26].

Para algunos usuarios donde cuentan con necesidades particulares y enfocadas en necesidades que involucren un gran número de áreas de tecnológicas [27], esto en un contexto de programas y escenarios residenciales, comerciales, industriales y especiales, siendo relevante las características del terreno (Uso de la tierra), el uso de enfoques, características de instalación, Tamaño de la propiedad, todo esto varía dependiendo de las características del programa y en preferencia de los usuarios [28].

Con la implementación de la reestructuración y la desregulación en la industria eléctrica, los operadores han introducido algunos aspectos de eficiencia y economía de los sistemas de energía se vuelven significativas [29]. Algunos aspectos a tener en cuenta son los servicios de restricción de Red, Seguridad de suministros, Mercados de balance y económicos (Movimiento Financiero) asumiendo que los DR tienen una dinámica de tasación de energía eléctrica tasado entre el usuario Final y el productor minorista de energía. Los programas de DR también son esenciales para mejorar la fiabilidad del sistema y la rentabilidad global. Sin embargo, la implementación efectiva de los programas de DR requiere un diseño sistemático y científico que en muchos casos involucra un proceso de enseñanza [30] y un mercado de electricidad que funcione de manera saludable. Una señal de precios apropiada y razonable durante el proceso de compensación del mercado de la electricidad es la clave para proporcionar la dirección correcta para todos los participantes del mercado [31].

3. Panorama General DR

El Mercado de respuesta a la demanda en algunos países, supone unos grandes retos teniendo como participación en el mercado eléctrico un aprovechamiento tan solo del 8,71 % sobre unos potenciales bastante favorables, para finales de 2015, la región contaba con un total de 171.381 MW de capacidad hidroeléctrica, 12.175 MW de eólica, 1.983 MW de solar, 17.061 MW provenientes de biomasa, 1.499 MW de geotérmica y 5.280 MW asociados a energía nuclear (Ver figura 1).

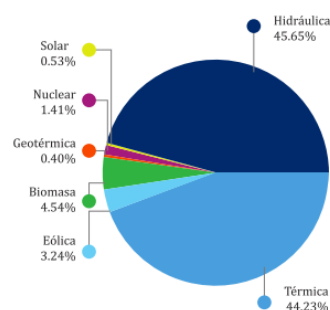


Figura 1 Matriz energética eléctrica de latino América y el caribe, [32].

Dentro del análisis realizado según [32], Brasil cuenta con una gran riqueza natural en recursos renovables siendo un país referente para la región con una relación en capacidad estructural en materia general en energía hidráulica, eólica, de biomasa y nuclear, con capacidades instaladas de 91.650 MW, 7.633 MW, 13.257 MW y 2.007 MW respectivamente para finales del año 2015, asimismo, Chile es el país con mayor capacidad instalada de energía solar con 1.052 MW y México es líder en energía geotérmica con 874 MW instalados. Adicionalmente Solo Brasil, Argentina y México cuentan con centrales de generación nuclear en la región de ALC, con capacidades instaladas de

2007 MW, 1763 MW y 1510 MW [32]. Las Redes eléctricas inteligentes en América latina [33], proporcionan algunos estudios que consideran la DR como un diseño ideal para evaluar dentro de una red inteligente [34], ya que existen efectos positivos de DR sobre el desempeño económico y ambiental de sistemas de generación de energía únicos o híbridos [35], la tecnología sin lugar a dudas es parte fundamental en el acceso y desarrollo del mismo teniendo en cuenta grado de programación, automatización de proceso, con referencia a la capacidad de respuesta de la demanda.

Un vistazo general para América latina en materia tecnológica nos permite identificar que se tiene el potencial para adaptar o crear nuevas tecnologías y contribuir con el desarrollo sostenible en algunas líneas tecnológicas sobre DR centrándose en la reducción de pérdidas no técnicas, aplicación de medidor inteligentes y mejora de la infraestructura eléctrica con unas condiciones bastantes favorables, en Argentina como parte de la contribución a la integración de respuesta a la demanda con redes inteligentes Energía Argentina SA (ENARSA), se están implementando acciones de mejora frente al seguimiento activo del equipo asociado con el sistema de transmisión [36], además con el fin de dar un mayor impulso al cambio de modelo energético, para el caso de Brasil se tiene una línea tecnológica un poco más robusta teniendo en cuenta que desde 2010 se ha comenzado estudios profundos sobre el tema un ejemplo es el modelo que se utilizó para implementar un sistema de aranceles hora vs tiempo real en la ciudad de sete lagoas, esto permitiría mejorar la eficiencia y calidad de la energía [37], el proyecto piloto permitiría gestionar la energía eléctrica a través de una red apoyada por sistemas de medición inteligente con un impacto cuyo objetivo es de 3670 consumidores, mediante el sistema se tendría una oferta por demanda gestionada por medidores inteligentes en una red inteligente.

Para otros países como Chile se ha ideado una estrategia de política energética 2012 – 2030 titulado estrategia nacional de Energía donde se promueve la generación distribuida con medidores inteligentes centrándose en Balance neto con una proyección de gestión de energía por DR en Redes inteligentes, estos son algunos de los casos en los cuales se puede analizar una pequeña inducción sobre DR en algunos países de Latinoamérica, Según [38] se podrían producir mejoras en las emisiones de gases contaminantes en un 21% y 14%, respectivamente. En sistemas energéticos futuros y más inteligentes, los precios de la energía que varían en función del tiempo permiten una respuesta indirecta a la demanda (DR) para ayudar al sistema de suministro eléctrico a satisfacer la demanda [39].

En algunos países Europeos se está implementando adecuadamente, un sistema mensual de precios de medición neta que resultaría en las instalaciones fotovoltaicas más grandes para el hogar (capacidad nominal media de 4,2 kWp / hogar), adicionalmente el uso del sistema de reducción de impuestos reduce la instalación por hogar (2,1 kWp / hogar) [40]. La respuesta activa a la demanda (DSR) proporcionará una oportunidad significativa para mejorar la flexibilidad del sistema eléctrico un ejemplo de esto es en Gran Bretaña (GB), Resultado del despliegue de DSR en un horizonte temporal de 50 años a partir de 2010 se estimó en alrededor de £ 60 mil millones para el sistema de energía GB. Aunque el ahorro de costes logrado en la red de gas no fue significativo, se demostró que el DSR tendrá un papel crucial en la mejora de la seguridad del suministro de gas [41].

Los resultados de optimización de la mejor combinación sin y con la estrategia DR han sido comparado, y se pueden lograr grandes ahorros que viabilizan los proyectos, de acuerdo con las particularidades de cada uno [42], los consumidores ajustan su propio nivel de carga horaria en respuesta a los precios en tiempo real (RTP) de la electricidad para maximizar su utilidad [43], el sistema de gestión de la energía doméstica (HEMS) es esencial para que los consumidores residenciales de electricidad participen activamente en los programas de respuesta a la demanda (DR) [44] otro ejemplo es la capacidad de almacenamiento de energía de las estructuras de edificios, así como el desarrollo de la electrónica de potencia asociada, permite que los sistemas de calefacción, ventilación y aire acondicionado (HVAC) sean explotados como recursos de respuesta a la demanda (DR). En particular, los sistemas HVAC han sido integrados en programas de DR con mecanismos de precios de electricidad [3]. El cambio de la calefacción de espacio residencial del uso de calderas de gas hacia el uso de bombas de calor se reconoce como un método para reducir las emisiones de

gases de efecto invernadero y aumentar la eficiencia energética y la fuente de energía [45].

En cuestiones prácticas se debe evaluar el costo de la infraestructura de DR, el costo de la activación de la DR y el costo de perder la vida útil de los componentes eléctricos Y recibiendo el castigo de la calidad de la energía todo debe ser tomado en consideración [46]. La demanda de flexibilidad en los sistemas eléctricos y la transición a la Red Inteligente está aumentando las oportunidades de respuesta a la demanda (RD). Sin embargo, hay muchas barreras que impiden que se realice todo el potencial de DR. El desbloqueo de este potencial, a través de la identificación de facilitadores DR, puede ser ayudado a través de la clasificación y análisis sistemático de las barreras DR. La consideración de los aspectos técnicos y comerciales / sociales tanto de los sistemas de energía como de los dominios de la tecnología de la información y la comunicación (el "Internet de las cosas") proporciona una contribución fundamental para mejorar la comprensión de la RD dentro del paradigma Smart Grid, las barreras se han clasificado inicialmente como fundamentales y secundarias.

- Las barreras fundamentales incluyen las clases de barreras que Naturaleza humana intrínseca (barreras sociales y económicas), ya (Barreras tecnológicas).
- Las barreras secundarias a instituciones antropogénicas (regulaciones, mercados) o comportamiento, resultados de las retroalimentaciones en respuesta a la participación [47].

4. Algoritmos en Respuesta a la demanda:

La gestión para Redes eléctricas enfrenta bastantes desafíos como lo serían redes fotovoltaicas en combinación con sistemas eléctricos (electrodomésticos), dando como respuesta una posibilidad de contribuir en la tarea de administrar cargas de energía en particular como resultado ahorros de costos, reducciones de carga. La DR posee un campo de estudio que pretende dar solución a estos fenómenos a través de algoritmos que con el propósito de dar una solución nos permitan tener múltiples beneficios esto teniendo en cuenta que el algoritmo tiene un tiempo de trabajo predecible y garantizaría unos resultados viables como lo serían un flujo de datos y modelado que necesitaría un sistema de control en un edificio o casa inteligente conectados que permitan la integración gestión energética en tiempos estimados con fuentes renovables [48].

La DR se enfocaría en optimizar patrones de consumo con la utilización de algoritmos heterogéneos, métodos de optimización y estructura de comunicación, estos diversos esquemas de control, se desarrollan con diferentes organizaciones de acuerdo a las necesidades de carga basada en el comportamiento y control directo e indirecto proporcionando una visión general de los esquemas de control, así como diferentes formas de representar un edificio [49]. Estos algoritmos suelen tomar un solo factor de solución, como lo serían costos de energía, carga máxima entre otros [50], por lo que la gestión de la demanda del lado del cliente DSM (Demand side management) toma mayor importancia con el objetivo de mejorar la eficiencia y sostenibilidad generando un control sobre el pico de la gestión de la demanda DR, recalcular la curva de carga y mejorar costos, mejorar aspectos técnicos para la utilización en infraestructura, generación y transmisión de energía [50], los sistemas de algoritmos que se adaptan al sistema dependiendo de sus necesidades a través de un formulamiento matemático como una minimización del problema con un número limitado de cargas, los algoritmos HEM (home energy management) Maneja cargas de potencia altas de acuerdo a la prioridad en los hogares por debajo de ciertos niveles posibilitando los potenciales de DR [51], los algoritmos en DR consideran en su mayoría un solo objetivo en cuenta como suele ser por ejemplo costos, reducciones de carga [52], se han realizado revisiones de interés de campo y el desarrollo de algoritmos considera múltiples objetivos [50].

La Modelación de respuesta a la demanda consideraría varios objetivos definido por un objetivo múltiple restringido CMOP [53], [54], bajo ciertas suposiciones se debe considerar varias restricciones con respecto a los dispositivos para cumplir con el área de aplicación se elige un modelo de optimización, bajo ciertos paradigmas de investigación una solución se remonta a modelos de función considerando un área de aplicación[55]. Por lo cual tenemos algunos casos por nombrar sobre los cuales se realiza la gestión de la DR por algoritmos de toma de decisión como lo son en algunos casos:

- A. Algoritmo holístico de DR del centro de datos para suavizar la fluctuación de potencia de la línea de conexión de la microRed: En este artículo se trata una problemática basada sobre la gestión en energética de un servidor o un centro de datos con requerimientos energéticos basados en algoritmos e Inteligencia Artificial (IA), la energía renovable posee grandes retos como lo son la intermitencia en la señal y el suministro de energía eléctrica a sistemas CPU – GPU, para resolver este problema y conservar la estabilidad de los datos y su manejo en la Nube en este artículo se presenta un algoritmo de suavizado de fluctuación de potencia de la línea de conexión considerando la respuesta holística del centro teniendo como resultado[56]:
- a) Superar las limitaciones de tratar la carga del centro datos como una carga de trabajo incontrolable en la investigación tradicional de DR, contando con un modelo de planificación de recursos del centro de datos para realizar la capacidad de control de la DR.
 - b) Se proponen dos nuevos mecanismos, uno que sería el método de programación de la carga de trabajo del clúster del servidor con el mecanismo de cambio de tiempo, y dos el mecanismo de respuesta dinámica de almacenamiento de energía de la UPS del centro de datos con una fuente de alimentación ininterrumpida.
 - c) Combinando estos dos mecanismos como DR holística del centro de datos, Se utiliza un algoritmo de suavizado de fluctuación de potencia de línea de enlace para mejorar la confiabilidad de la fuente de alimentación, lo cual es beneficioso tanto para la alta densidad como para la precisión del sistema.
- B. Sistema de gestión de DR con ventana de tiempo discreto usando algoritmo de aprendizaje supervisado: el sistema de administración de energía utiliza una red Inteligente con un algoritmo de DR que permite el desplazamiento de cargas programables en un hogar que minimice la factura de energía eléctrica utilizando un esquema de precios por hora uso, aprendiendo los patrones de uso de los consumidores para permitir que los aparatos programables puedan funcionar de manera autónoma [57].
- C. Un nuevo algoritmo de DR para la gestión de la intermitencia solar fotovoltaica: En este Trabajo se presenta un nuevo algoritmo para gestionar la intermitencia solar fotovoltaica en edificios ecológicos mediante la técnica de gestión de respuesta a la demanda (DRM). El algoritmo DRM propuesto utiliza el sistema de aire acondicionado y ventilación mecánica (ACMV) del edificio para compensar dinámicamente el déficit de energía generado por el sistema fotovoltaico solar a partir de su capacidad nominal. Por ejemplo, la solución desarrollada reducirá la demanda de carga del sistema ACMV igual a la caída de la generación solar al controlar la velocidad del ventilador. Esto asegurará que la cantidad de energía suministrada por la red al edificio seguirá siendo la misma (como antes de la caída de la generación solar) y, por lo tanto, no afectará la estabilidad de la red. Sin embargo, dado que el sistema ACMV está directamente relacionado con la salud / comodidad de los ocupantes del edificio, la solución propuesta también incluirá la gestión del almacenamiento de energía y programas de eliminación de carga basados en la prioridad para brindar apoyo cuando la temperatura de la habitación (aire acondicionado) o el nivel de CO (ventilación) esté por encima del regulador límite. Se desarrolló un modelo térmico para la variación de la temperatura del edificio para probar y analizar el algoritmo propuesto para gestionar dinámicamente la fluctuación de la energía solar fotovoltaica [58].

5. Un Vistazo al Panorama General en Colombia

Colombia está entrando en una época de modernización de sus redes eléctricas por medio de la proyección de implementación de redes inteligentes con la aprobación del 2001 de la ley para promover las energías alternativas y en las 1994 reformas que dividen los costos administrativos del sector eléctrico en generación, transmisión, distribución y comercialización. Se plantean políticas como la de “Colombia Inteligente”, Propuesta en la se promociona la búsqueda de Respuestas a soluciones, desde la generación hasta el consumo final en base a la búsqueda de un mejor desempeño en consecuencia un mejor servicio a los usuarios, utilizando la nueva propuesta tecnológica. [37]

A la fecha la iniciativa tiene en cuenta actores sobre salientes que obtengan que los proyectos de investigación y desarrollo integren los actores involucrados como lo son ofertas de mercado, desarrollos de proyectos propios para alcanzar objetivos de país y compromisos internacionales, para el 2016 se finiquita la hoja de ruta a través de la Visión 2030 Colombia, documento realizado por la unidad de planeación energética UPME, donde se proyecta un panorama general que involucra redes inteligentes, vehículos eléctricos entre otras teniendo en cuenta para esto al banco interamericano de desarrollo en conjunto con el ministerio de la información y las comunicaciones con el apoyo técnico y el objetivo de identificar el marco más apropiado para la implementación de RI en Colombia, considerando las temáticas prioritarias como: Infraestructura RI y Proteger el medio Ambiente y mejorar en el aseguramiento de alimentos como respuesta al cambio Climático, además de las eficiencia energética e integración de las energías Renovables que incluye no sólo los retos que debe afrontar el país con el fin de poner en práctica esta visión de redes inteligentes, sino también las tareas y requisitos que deben llevarse a cabo [59].

Adicionalmente algunos artículos como los que se muestran a continuación nos dan un panorama general:

- **Simulación de escenarios de crecimiento de la demanda en el mercado eléctrico colombiano: una integración de dinámica de sistemas y sistemas dinámicos.** El modelado y la simulación de los mercados de electricidad han involucrado cada vez más el uso de un enfoque de dinámica de sistemas (SD). El enfoque en el estudio del tiempo representado y simulado con software bajo la metodología de sistemas Dinámicos con el desarrollo de algoritmos en un crecimiento de la respuesta a la demanda en el mercado eléctrico en combinación de dinámica de sistemas y modelos. La combinación de las metodologías puede abrir la puerta a un método de análisis nuevo y alternativo para los modelos del mercado eléctrico e incluso para cualquier modelo SD [60].
- **Respuesta de la demanda en el mercado eléctrico Colombiano: modelado e implementación web:** Para este caso se presenta un análisis sobre RD por desconexión trabajo en el cual se da una respuesta por incentivos permitiendo la coordinación y participación de usuarios y evalúa económicamente el costo del servicio que oferta un operador de Red del mercado eléctrico Colombiano [61].
- **Políticas para la autogestión de electricidad en el sector residencial urbano de Colombia:** Se realiza un análisis basado hipótesis dinámicas en respuesta al sector eléctrico teniendo en cuenta la crisis climática, los altos precios de la energía, y la oferta y demanda de energía, consumo detallados del sector residencial, en un esfuerzo para promover la conservación, la eficiencia, la implementación de la tecnología y el cambio de fuente de energía con el objetivo esencial de evaluar diferentes políticas para la autogestión de electricidad en el sector residencial urbano de Colombia, por medio de un modelo de simulación en dinámica de sistemas [62].
- **Beneficios Económicos de la Gestión de la Demanda y la Energía Autogenerada en el Contexto de la Regulación Colombiana:** se analizan los beneficios económicos de

un sistema de respuesta a la demanda con autogeneración e implementación de energías renovables. El sistema está conectado a la red tradicional y, tiene las opciones de participar en programas de respuesta a la demanda y exportar excedentes de generación. Las variables del modelo de gestión, fueron identificadas a partir de las leyes y lineamientos establecidos por las entidades del sector eléctrico colombiano. Con la ayuda de un modelo de Simulación Montecarlo [63].

- **Propuesta de implementación de programas de gestión de demanda de energía eléctrica para el sector residencial en Colombia:** Se analiza la implementación de Programas de Gestión de Demanda para el sector residencial en Colombia, en base a los conceptos y experiencias registradas, estructura del mercado eléctrico y se presenta la implementación de conceptos de Gestión de Demanda, tecnologías de medición de energía eléctrica bajo las cuales se obtuvieron mediciones hora a hora del consumo de energía, que permitieron identificar tópicos en los perfiles diarios de demanda para usuarios residenciales. Se concluye con el diseño de un modelo de difusión basado en Dinámica de Sistemas, para identificar escenarios que favorezcan en implementación de Programas de gestión de DR [64].
- **Programación de carga de potencia industrial considerando respuesta a la demanda:** Las carga de potencia Industrial en un entorno de la red inteligente, para una de respuesta a la demanda (DR) ha atraído una atención considerable para los consumidores industriales de electricidad. Hay una variedad de obstáculos de optimización involucrados en los programas de recuperación, especialmente en el proceso de programación industrial de carga de potencia. Como una interacción amigable entre las empresas de servicios públicos y los consumidores de electricidad industrial, el programa de DR desempeña un papel importante para suavizar la curva de carga, mejorar la confiabilidad de la red eléctrica y reducir los costos para los consumidores de electricidad [65].
- **Ley 1715 - 13 de Mayo 2014 Por Medio de la cual se Regula a la Integración de las Energías Renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional:** La Principal motivación para la creación de la Ley 1715 de 2014 del Congreso colombiano, es regular la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional, es impulsar el desarrollo de tecnologías que aprovechen de manera eficientes los recursos naturales con el menor impacto posible, como parte de la meta estatal de ser una nación competente en los mercados energéticos renovables y alineada con el objetivo mundial de disminuir los efectos del cambio climático [66].

6. Principales resultados del análisis de DR

Los principales aportes que se dan sobre DR se han convertido en uno de los componentes esenciales de los sistemas de energía recientemente desregulados, ya que puede ofrecer muchas características distinguidas, como disponibilidad, rapidez y aplicabilidad. Los Programas de respuesta a la demanda (DRP) pueden contribuir a reducir los efectos intermitentes de los recursos energéticos renovable, al igual que también pueden utilizarse para bajar los altos precios de la energía, ocurridos en los mercados mayoristas de electricidad o cuando la seguridad de los sistemas de energía está en riesgo.

Los principales resultados de la revisión en un panorama general de DR y sus implicaciones en el mercado eléctrico [32] nos permite prever de manera general un crecimiento en el mercado latino Americano y del caribe de entre el 5 y 8 % con posibles mejoras de entre 14 y 21 % en diversificación de energía solar, Geotérmica, Biomasa, Eólica, térmica e hidráulica, y es determinante la influencia de los programas de respuesta a la demanda de emergencia para mejorar la confiabilidad de la Red eléctrica en caso de Generación o falla de las unidades. Las líneas tecnológicas y dentro de estas la IA a partir de algoritmos de respuestas como resultados propios de la DR en los siguientes casos permitiendo:

- El control predictivo es un aporte importante dentro la DR puesto que permite la utilización de una estrategia de optimización que hace uso de un modelo de proceso

para predecir la acción y efecto sobre el sistema energético, se supone un caso de estudio en el cual tienen como ejemplo una planta universitaria, contemplando la utilización de las instalaciones cerca del horario pico en días determinados en un sistema de cogeneración de energía el cual brinda calor, Refrigeración Aire acondicionado (HVAC) dentro de la planta universitaria demostrando mejoras considerables en el aprovechamiento de un sistema por encima del 100 por ciento y ahorros del 11% en cada categoría y cerca de dos tercios de ahorros del sistema de enfriamiento y un tercio más del sistema de aire acondicionado a continuación se muestra una gráfica en la cual se tiene comparación de potencias de enfriamiento de energía para el día de referencia y prueba (Ver figura 2) [48].

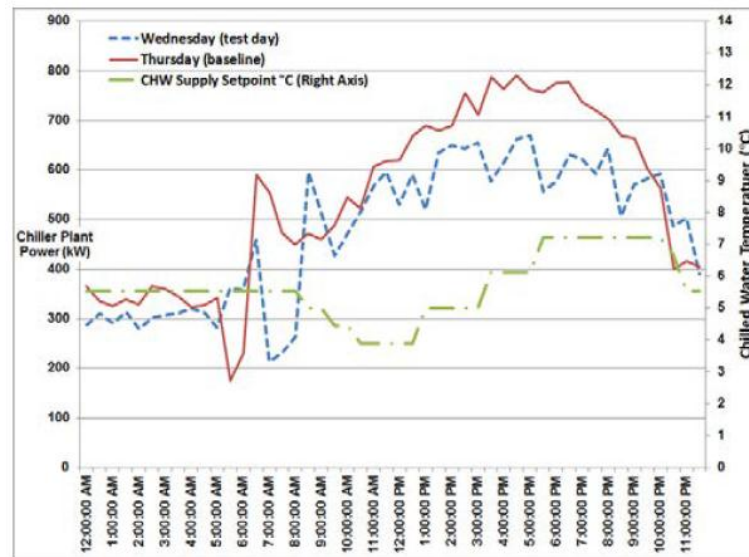


Figura 2. Planta de energía. test Wednesday vs Thursday, [48].

Teniendo en cuenta las condiciones similares entre los dos días tomados dentro del caso se determina mejoras en la gestión energética como se menciona anteriormente. El Modelo predictivo de control (MPC) podría aplicarse a este sistema de energía del distrito en particular que produciría un programa de operación optimizado para el sistema de HVAC basado en la demanda pico de la red (utilizando el precio predicho en tiempo real), patrones conocidos de ocupación en la vivienda. La optimización equilibraría los costos de energía y el consumo total de energía dentro de los límites del confort térmico [48].

- Las redes inteligentes y la continua necesidad del trabajo de control de gestión de la demanda[49], teniendo en cuenta las necesidades de una casa de uso doméstico se permitiría mejoras en:
 - El equilibrio de potencia en las redes con una alta proporción de recursos de distribución energética que se puede mejorar mediante la capacidad de respuesta de los edificios a las señales o comandos
 - Se establecen políticas de carga eficaces, escalables e incorporables con diferentes controladores de DR con posibilidades de implementación y verificación en pruebas de campo, clasificación de gestión de la demanda en controladores con diferentes características
 - Bajo diferentes visiones de sistemas DSM se puede estandarizar y evaluar cuantitativamente la conveniencia de los controladores bajo especificaciones técnicas, siendo un insumo para la utilización de estas tecnologías en un futuro cuando estén disponibles

Dentro del desarrollo del algoritmo y su correspondiente gestión DR y su correspondiente aplicación es importante tener en cuenta su utilidad en la DR de objetivos.

- Crear un modelo de trabajo entre el usuario y la utilidad para la reducción de la tarifa

utilizando el análisis de algoritmo PAR (Peak Average Ratio) en cada interacción con el cliente y también considerando el cambio en las horas pico de carga programando los dispositivos con la posibilidad de que el algoritmo de respuesta a la demanda, que funcione con múltiples usuarios en una localidad, demostrando su comportamiento dinámico en un enfoque en diferentes técnicas de computación suave con la adición de fuentes de energía renovables. De este modo, se puede desarrollar una caja de herramientas DSM completa para la gestión del área del hogar utilizando las técnicas actuales.

- Un sistema de administración residencial (HEM) ver figura 3, que hace parte de una red inteligente con potencial de habilitar aplicaciones de respuesta a la demanda con diferentes cargas energéticas (Refrigeración, calentadores, Ac) brinda los siguientes aportes [51] :

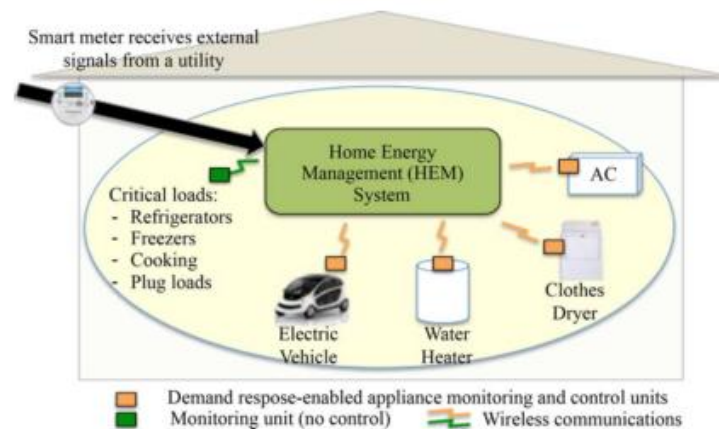


Figura 3. Arquitectura HEM. [51],

- Con unas determinadas características de temperatura, tiempo rangos de tiempo y referencias de voltaje esto determina los siguientes beneficios y aportes como lo serían: Diseño de un algoritmo que garantiza el consumo total de energía por debajo del nivel límite de DR especificado en un tiempo especificado kilovatios y minutos o horas específicas según equipos de alto o bajo consumo con consumo constante por cargas críticas para el HEM, adicionalmente siempre el consumo total del hogar debe permanecer por debajo del límite especificado según la DR.
- En [51] se presenta una gestión inteligente para el hogar (HEM) algoritmo para aplicaciones de DR con resultados de simulación y muestras de algoritmo HEM propuesto puede controlar y administrar de manera proactiva y eficaz el funcionamiento del dispositivo para mantener el consumo total del hogar por debajo de un límite de demanda específico, Configuración prioridad de carga y el nivel de comodidad del cliente.

Programación de múltiples objetivos de consumo óptimo de energía en redes inteligentes, En [53], se consideró un administrador de servicios públicos que gestiona el consumo de energía de un grupo de usuarios residenciales de redes inteligentes, con un problema de programación de carga restringido de optimización de objetivos múltiples CMOP. El primer objetivo de CMOP es minimizar el costo total diario de consumo de energía de todos los usuarios de la comunidad y el segundo es maximizar la comodidad de vivir en esta comunidad. Para resolver este CMOP, en [53], se propone una versión modificada de operador evolución diferencial (MOEA / D-DE) y selecciona la opción más adecuada para la validación de datos:

- NSGA II para validar la comparación de resultados obtenidos por MOEA / D-DE. Sobre la base de los resultados de la simulación, se observa que, como se esperaba, MOEA / D-DE supera a NSGA II en el tratamiento de este problema restringido de programación de carga de optimización de objetivos múltiples.

Sistema de gestión de la energía en el hogar de moda (MHEMS). Se propone un panorama muy similar al del [51], Se ha desarrollado un sistema de gestión de energía de hogares (MHEMS) para un hogar residencial y su estrategia de control general se muestra en la Figura 4.

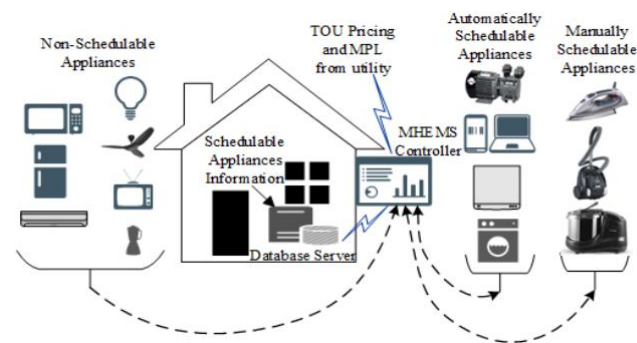


Figura 4. Control del flujo del sistema Moderno de gestión de energía doméstica para DR, [57].

Esta propuesta de gestión de DR trabaja con un control centralizado en un escenario de electrodomésticos programables y no programables analizado en un tabla propia de [57], utilizados en la india clasificados de la siguiente forma (a) dispositivos no programables, (b) programables manualmente y (c) programables automáticamente. Los aparatos que pueden incluirse en la programación pero que requieren la intervención humana continuamente durante su período de operación se clasifican como programables manualmente. Todos los demás dispositivos que se incluyen para la programación se clasifican como programables automáticamente siempre que se requiera la intervención humana para la configuración inicial.

En La Figura 5 se muestra el diagrama de flujo del algoritmo que habilita el modelo de sistema de administración de energía en el hogar (MHEMS).

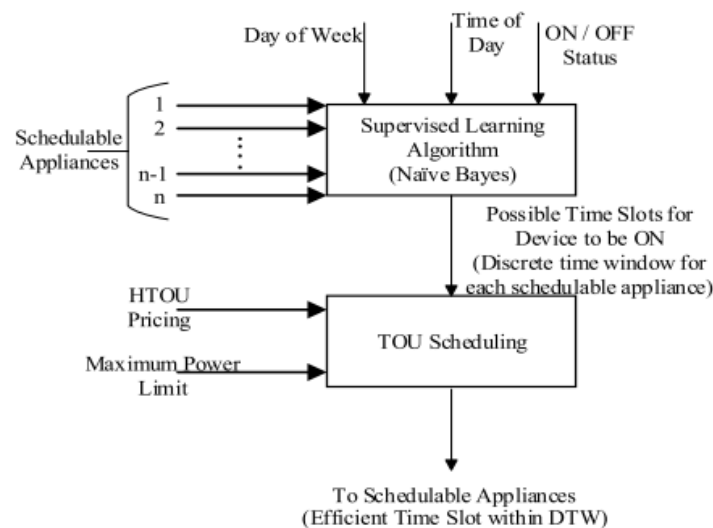


Figura 5. Diagrama de flujo de la tabla del sistema de gestión de energía de la casa moderna, [57].

MHEMS utiliza el clasificador Naïve Bayes¹ para encontrar la ventana de tiempo discreta de cualquier dispositivo programable, tanto programable manualmente como programable automáticamente. La ventana de tiempo discreto le da al usuario espacios de tiempo preferibles para que un dispositivo en particular se encienda. Naïve Bayes usa el historial pasado de datos de dispositivos programables que se almacenan en el servidor de la base de datos para proporcionar la ventana de tiempo discreta para cada dispositivo programable de un hogar residencial. El patrón de uso de los aparatos varía durante el transcurso de un día y durante una semana. Utilizando el estado de encendido / apagado de los dispositivos, la hora del día y el día de la semana para encontrar la

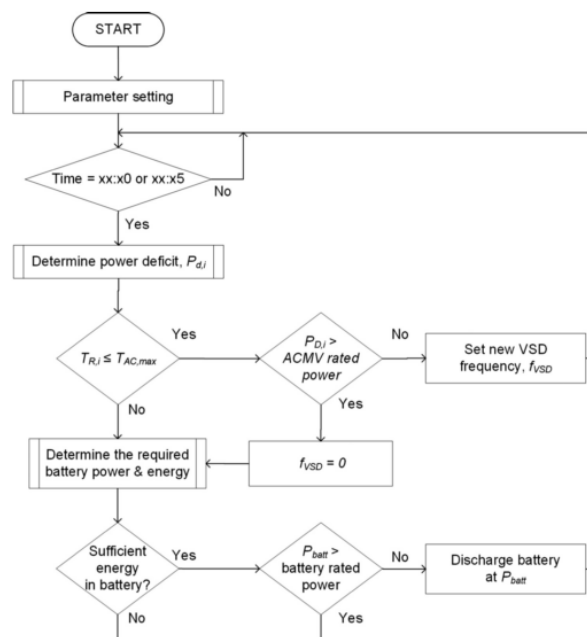
¹ Teorema de Probabilidad anti condicional

ventana de tiempo discreta exacta para cada dispositivo programable de un hogar residencial.

En cualquier intervalo de tiempo, si el consumo de energía es mayor que el nivel de estandarizado, los dispositivos programables que funcionan en ese intervalo de tiempo en particular se trasladan al siguiente intervalo de horario de tarifa de baja electricidad. Aquí se confirman dos condiciones. La primera condición es si la próxima franja horaria de baja tarifa de electricidad disponible está dentro de la DTW y la segunda es si el consumo total de energía de la siguiente franja horaria de baja tarifa de electricidad es menor que el MPL de la empresa de servicios públicos [57].

- Un nuevo algoritmo de respuesta a la demanda para la gestión (DRM) de la intermitencia solar fotovoltaica en un sistema que utiliza cargas controlables en un edificio, con sistemas de aire acondicionado y ventilación (ACMV), para compensar dinámicamente el déficit de energía suministrada por los sistemas solares fotovoltaicos. El trabajo con el algoritmo está contemplado para compensar la caída y déficit de la generación solar a partir de la capacidad nominal de los inversores solares (kWac). Obteniendo resultados como la reducción de la demanda de carga de los ventiladores en el sistema ACMV igual a la caída de la generación solar al controlar la velocidad del ventilador. Esto asegurará que la cantidad de energía suministrada por la red al edificio seguirá siendo la misma (como antes de la caída de la generación solar) y, por lo tanto, no afectará la estabilidad de la red. Adicionalmente se incluye un programa de almacenamiento de energía a pequeña escala y de eliminación de carga basado en la prioridad para brindar apoyo cuando la temperatura ambiente (aire acondicionado) o el nivel de CO (ventilación) está por encima del límite reglamentario. El algoritmo tiene algunas limitantes como serian el que no cubran la carga de baterías con un exceso de energía solar fotovoltaica. Se considera que el almacenamiento de energía a pequeña escala se cargará durante el período de poca actividad durante la noche y será utilizado durante el día por el sistema DRM para compensar la fluctuación solar.

Se establece un algoritmo DRM que podría servir como base para el desarrollo de la gestión (Ver figura 6.)



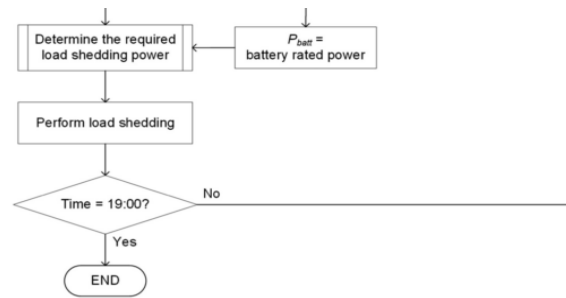


Figura 6. Propuesta algoritmo DRM, [58].

La figura 6 muestra el algoritmo DRM propuesto para la gestión de la intermitencia solar fotovoltaica, para compensar la caída en la potencia de salida de energía solar fotovoltaica desde su capacidad nominal de kW_{ac}, el algoritmo se ejecuta en intervalos de 5 minutos según la potencia real de la energía solar fotovoltaica, la temperatura de la habitación, el estado de carga de la batería (SoC) y la disponibilidad de cargas interrumpibles, sin embargo, para facilitar la ilustración, solo se utiliza el sistema de aire acondicionado en el análisis. La potencia nominal del sistema ACMV, P_m , la potencia nominal del inversor solar, P_r , PV, frecuencia del sistema eléctrico, f_s , capacidad de energía de la batería, C_{batt} , potencia nominal de la batería, P_r , batería y configuración de prioridad de carga interrumpible, ρ_{IL} , son otra entrada de parámetros para el algoritmo DRM propuesto.

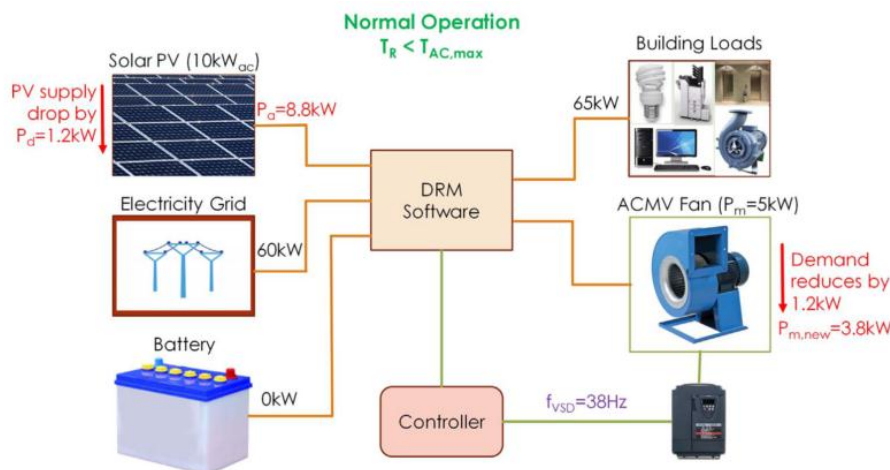


Figura 7. Control de velocidad del ventilador centrífugo ACMV, [58].

Adicionalmente se muestra un diagrama de bloques que como se puede apreciar en la figura 7 nos ilustra el control del ventilador centrífugo ACMV en respuesta a la caída en la salida de energía solar fotovoltaica (control de lazo de cerrado), esto quiere decir que cuando la temperatura ambiente está por debajo del TAC, máx, estos valores se ajustan según potencias de salida y entrada, mediante la reducción de la demanda de potencia del ventilador en lugar de una carga completa. La reducción de la demanda de energía del ventilador centrífugo ACMV igual a la caída de la producción de energía solar fotovoltaica garantizará que la cantidad de energía extraída de la red eléctrica se mantenga igual a la propuesta o estandarizada. [58]

7. Conclusiones

Este documento nos muestra un vistazo general sobre la respuesta a la demanda DR y sus diferentes beneficios. Se tiene un panorama general y una visión de país en cuanto lo que tiene por venir tanto el mundo como la región latinoamericana y los diferentes países, con la inteligencia verde y el trabajo que se viene por los próximos años va ser bastante enriquecedor y como parte de esas propuestas se determina en gran medida la necesidad integrar diversas propuestas de trabajo como lo serían la gestión de un sistema energético en casa (HEM) por respuesta a la demanda (DR). A partir de las diversas problemáticas que se puedan ir abordando se tiene la oportunidad de contribuir con la evolución y mejora de los diferentes mecanismos tecnológicos que irán surgiendo como puede ser mantener la demanda total del hogar por debajo del límite, posibles ajustes en el consumo y

preferencias de uso y manejo de la energía, los clientes pueden necesitar sacrificar su nivel de comodidad hasta cierto punto (es decir, la temperatura de la habitación supera la configuración de preferencia).

Además, es posible que un evento de DR pueda crear una alta demanda fuera del pico debido a la compensación de la carga. Esto implica que hay un límite en la cantidad de DR que se puede realizar con una compensación de carga de carga después de un evento de DR. Se demostraron con la verificación de documentación los beneficios a los servicios públicos de distribución eléctrica y los Agregadores de DR al proporcionar una visión de los límites y potenciales de DR disponibles en los mercados residenciales.

Se analizaron algunos algoritmos y se determinaron diferentes ventajas a partir de la implementación o simulación de los mismos como serían:

- Disminuir la factura de consumo de electricidad del consumidor. Esto teniendo en cuenta los diferentes escenarios en los cuales se encontraran dispositivos programables. Se logró programando los dispositivos programables en el intervalo de tiempo de tarifa baja.
- La reducción de la demanda de carga máxima en el período de tarifa baja se logró la reprogramación de los dispositivos programables dentro de la Red.
- Los resultados simulados indican claramente que, los algoritmos desarrollados reducen la demanda de carga máxima y satisface la comodidad del consumidor
- La comodidad de los consumidores se mantiene altamente al programar los dispositivos programables dentro de las características que lo permitan.

Se determinó que algunos algoritmos nos permiten realizar una de gestión de respuesta a la demanda (DRM) para superar la intermitencia solar fotovoltaica. El algoritmo DRM propuesto utiliza una combinación de reducción de carga ACMV, reducción de carga basada en la prioridad y almacenamiento de energía de la batería para administrar la intermitencia solar fotovoltaica. Las principales ventajas del algoritmo DRM propuesto incluyen:

- No comprometer el confort térmico del ocupante, ya que no depende completamente de la reducción de carga ACMV
- Menor potencia de cálculo debido al parámetro mínimo y al corto intervalo de tiempo.
- Solo se requiere un pequeño sistema de almacenamiento de batería, lo que reduce significativamente el costo total del sistema.

Se presentan algunos estudios con resultados obtenidos que como se muestran en los casos² demuestran claramente la capacidad del algoritmo DRM propuesto para superar la fluctuación de la energía solar fotovoltaica mediante el suministro de la potencia fotovoltaica nominal en todo momento. El Estudio de caso 2³ demuestra que el uso del sistema ACMV en el algoritmo DRM no causa incomodidad al ocupante, por lo que la temperatura de la habitación siempre puede mantenerse por debajo del punto de ajuste de temperatura máximo preestablecido. El estudio de caso 3⁴ muestra que una potencia nominal ACMV más grande con almacenamiento de energía a pequeña escala permitirá que el algoritmo DRM compense efectivamente la fluctuación de la generación fotovoltaica solar al tiempo que garantiza un impacto mínimo en el confort térmico de los ocupantes y en los eventos de reducción de carga mínimos.

² Estudio de caso I: análisis funcional básico, [58].

³ Estudio de caso II: Análisis funcional con modelo térmico Caso, [58].

⁴ Estudio de caso III: Impacto del dimensionamiento del equipo Caso, [58].

REFERENCIAS

- [1] A. V. Escobar., “Gestión de la energía eléctrica domiciliaria con base en la Gestión Activa de la Demanda. Tesis Doctoral. Universidad Distrital Francisco José de Caldas.,” Universidad Distrital Francisco Jose de caldas, 2016.
- [2] V. Orejuela, D. Arias, and A. Aguila, “Response of Residential Electricity Demand Against Price Signals in Ecuador,” *Proc. 2015 IEEE Thirty Fifth Cent. Am. Panama Conv.*, no. Concapan XXXV, pp. 373–378, 2015.
- [3] M. A. Fotouhi Ghazvini, J. Soares, O. Abrishambaf, R. Castro, and Z. Vale, “Demand response implementation in smart households,” *Energy Build.*, vol. 143, pp. 129–148, 2017.
- [4] A. Arteconi, D. Patteeuw, K. Bruninx, E. Delarue, W. D’haeseleer, and L. Helsen, “Active demand response with electric heating systems: Impact of market penetration,” *Appl. Energy*, vol. 177, pp. 636–648, 2016.
- [5] D. Hurley, P. Peterson, and M. Whited, “Demand Response as a Power System Resource: Program Designs, Performance, and Lessons Learned in the United States,” *Regulatory Assistance Project*, no. May. p. 76, 2013.
- [6] F. Lauro, F. Moretti, A. Capozzoli, and S. Panzieri, “Model predictive control for building active demand response systems,” *Energy Procedia*, vol. 83, pp. 494–503, 2015.
- [7] J. A. P. Lopes, N. Hatziaargyriou, J. Mutale, P. Djapic, and N. Jenkins, “Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 77, no. 9, pp. 1189–1203, 2007.
- [8] R. Schleicher-Tappeser, “How renewables will change electricity markets in the next five years,” *Energy Policy*, vol. 48, pp. 64–75, 2012.
- [9] C. A. Ramírez Escobar, “Los Precios del Mercado Mayorista de Electricidad como Expresión de la Participación Activa de la Demanda: Aplicación de la Economía Experimental,” UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA, 2012.
- [10] M. Curtis, J. Torriti, and S. T. Smith, “A comparative analysis of building energy estimation methods in the context of demand response,” *Energy Build.*, vol. 174, pp. 13–25, 2018.
- [11] M. Vallés Rodríguez, P. Frías Marín, J. Reneses Guillén, and L. González Sotres, “Gestión Activa de la Demanda para una Europa más eficiente,” *Anales De Mecánica Y Electricidad*, no. 2009, pp. 55–61, 2013.
- [12] M. J. Fell, D. Shipworth, G. M. Huebner, and C. A. Elwell, “Public acceptability of domestic demand-side response in Great Britain: The role of automation and direct load control,” *Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 9, pp. 72–84, 2015.
- [13] G. Prinsloo, R. Dobson, and K. Schreve, “Carbon footprint optimization as PLC control strategy in solar power system automation,” *Energy Procedia*, vol. 49, pp. 2180–2190, 2013.
- [14] M. Humayun, A. Safdarian, M. Ali, M. Z. Degefa, and M. Lehtonen, “Optimal capacity planning of substation transformers by demand response combined with network automation,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 134, pp. 176–185, 2016.
- [15] C. Girón, F. J. Rodríguez, L. Giménez de Urtasum, and S. Borroy, “Assessing the contribution of automation to the electric distribution network reliability,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 97, no. October 2017, pp. 120–126, 2018.
- [16] K. Kostková, L. Omelina, P. Kyčina, and P. Jamrich, “An introduction to load management,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 95, pp. 184–191, 2013.
- [17] S. Yao, H. Liu, D. Lu, and X. Yuan, “Time-space Characteristic of Interruptible Load on Dispatch Solution,” *IFAC-PapersOnLine*, vol. 48, no. 28, pp. 1355–1358, 2015.
- [18] X. Jian, L. Zhang, X. Miao, Y. Zhang, and X. Han, “Designing interruptible load

- management scheme based on customer performance using mechanism design theory,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 95, pp. 476–489, 2018.
- [19] M. T. Angulo and J. X. Velasco-Hernandez, “Robust qualitative estimation of time-varying contact rates in uncertain epidemics,” *Epidemics*, vol. 24, no. April 2017, pp. 98–104, 2018.
- [20] C. Águila *et al.*, “Propuesta de mejora en la gestión de empresas del rubro de distribución de energía eléctrica Propuesta de mejora en la Gestión de compras de un grupo de empresas del rubro de distribución de energía eléctrica Para optar por el grado académico de Maestro e,” UNIVERSIDAD PERUANA DE CIENCIAS APLICADAS ESCUELA, 2018.
- [21] A. Faruqui, S. Sergici, and C. Warner, “Arcturus 2.0: A meta-analysis of time-varying rates for electricity,” *Electr. J.*, vol. 30, no. 10, pp. 64–72, 2017.
- [22] K. Thirumala, Shantanu, T. Jain, and A. C. Umarikar, “Visualizing time-varying power quality indices using generalized empirical wavelet transform,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 143, pp. 99–109, 2017.
- [23] X. Zhao, H. Bai, and J. Hao, “Research on the load shifting potential of on-site power plants with byproduct gasholders in steel enterprises under time-of-use power price,” *Energy Procedia*, vol. 142, pp. 2704–2710, 2017.
- [24] J. M. Bright, S. Killinger, D. Lingfors, and N. A. Engerer, “Improved satellite-derived PV power nowcasting using real-time power data from reference PV systems,” *Sol. Energy*, vol. 168, no. November 2017, pp. 118–139, 2018.
- [25] M. F. Hung and T. H. Huang, “Dynamic demand for residential electricity in Taiwan under seasonality and increasing-block pricing,” *Energy Econ.*, vol. 48, pp. 168–177, 2015.
- [26] H. T. Haider, O. H. See, and W. Elmenreich, “Residential demand response scheme based on adaptive consumption level pricing,” *Energy*, vol. 113, pp. 301–308, 2016.
- [27] M. Fera, R. Macchiaroli, R. Iannone, S. Miranda, and S. Riemma, “Economic evaluation model for the energy Demand Response,” *Energy*, vol. 112, pp. 457–468, 2016.
- [28] J. Ko and D. Kim, “Employer-based travel demand management program: Employer’s choice and effectiveness,” *Transp. Policy*, vol. 59, no. June, pp. 1–9, 2017.
- [29] F. Zaeim-Kohan, H. Razmi, and H. Doagou-Mojarrad, “Multi-objective transmission congestion management considering demand response programs and generation rescheduling,” *Appl. Soft Comput. J.*, vol. 70, pp. 169–181, 2018.
- [30] V. Guti, T. H. Ach, I. Hidr, and L. Habana, “La formación de ingenieros desde el enfoque Ciencia , Tecnología y Sociedad The training of engineers Technology and Society from the approach on Science ,” La Habana, Cuba, pp. 16–28, 2017.
- [31] F. Wang, H. Xu, T. Xu, K. Li, M. Shafie-khah, and J. P. S. Cataliç^{1/20}, “The values of market-based demand response on improving power system reliability under extreme circumstances,” *Appl. Energy*, vol. 193, pp. 220–231, 2017.
- [32] S. S. S. B. Yecid A. Muñoz Maldonado¹ , Ronald F. Güiza Pineda², “ANÁLISIS DE INTEGRACIÓN REGIONAL CON FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (ALC),” *ENERLAC.*, Bucaramanga, colombia, pp. 106–125, 2017.
- [33] D. J. M. Gers¹, “AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: ESTADO DEL ARTE DE LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES,” *Recibido: 01/nov/2016 y Aceptado: 30/jun/2017 ENERLAC. Volumen I. Número 1. Octubre, 2017 (24-41)*, Quito, Ecuador, pp. 24–41, 2017.
- [34] Y. Jiang *et al.*, “Day-ahead stochastic economic dispatch of wind integrated power system considering demand response of residential hybrid energy system,” *Appl. Energy*, vol. 190, pp. 1126–1137, 2017.
- [35] S. Nojavan, M. Majidi, A. Najafi-Ghalelou, M. Ghahramani, and K. Zare, “A cost-emission model for fuel cell/PV/battery hybrid energy system in the

- presence of demand response program: ϵ -constraint method and fuzzy satisfying approach,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 138, pp. 383–392, 2017.
- [36] CIDEL, “Congreso INternacional de Distribución Eléctrica 22,23 y 24 de Septiembre de 2014,” *CIDEL 2014*, 2014. [Online]. Available: <http://www.cidel2014.com/sesiones.asp?lang=esp>.
- [37] D. J. M. Gersl, “AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: ESTADO DEL ARTE DE LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES,” *Recibido 1/ Noviembre/2016 y Aceptado 30/junio/2017*, p. 21, 2017.
- [38] G. R. Aghajani, H. A. Shayanfar, and H. Shayeghi, “Demand side management in a smart micro-grid in the presence of renewable generation and demand response,” *Energy*, vol. 126, pp. 622–637, 2017.
- [39] T. H. Pedersen, R. E. Hedegaard, and S. Petersen, “Space heating demand response potential of retrofitted residential apartment blocks,” *Energy Build.*, vol. 141, pp. 158–166, 2017.
- [40] E. Nyholm, M. Odenberger, and F. Johnsson, “An economic assessment of distributed solar PV generation in Sweden from a consumer perspective – The impact of demand response,” *Renewable Energy*, vol. 108, Elsevier Ltd, Göteborg, Sweden, pp. 169–178, Jun-2017.
- [41] M. Qadrdan, M. Cheng, J. Wu, and N. Jenkins, “Benefits of demand-side response in combined gas and electricity networks,” *Appl. Energy*, vol. 192, pp. 360–369, 2017.
- [42] A. Chauhan and R. P. Saini, “Size optimization and demand response of a stand-alone integrated renewable energy system,” *Energy*, vol. 124, Elsevier B.V., India, pp. 59–73, 2017.
- [43] J. Wang, H. Zhong, X. Lai, Q. Xia, C. Shu, and C. Kang, *Distributed real-time demand response based on Lagrangian multiplier optimal selection approach*, vol. 190. Lisbon, Portugal: Elsevier Ltd, 2017.
- [44] S. Nojavan, M. Majidi, and K. Zare, “Risk-based optimal performance of a PV/fuel cell/battery/grid hybrid energy system using information gap decision theory in the presence of demand response program,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 16, pp. 11857–11867, 2017.
- [45] E. Reihani, M. Motalleb, M. Thornton, and R. Ghorbani, “A novel approach using flexible scheduling and aggregation to optimize demand response in the developing interactive grid market architecture,” *Appl. Energy*, vol. 183, pp. 445–455, 2016.
- [46] B. Baeten, F. Rogiers, and L. Helsen, “Reduction of heat pump induced peak electricity use and required generation capacity through thermal energy storage and demand response,” *Appl. Energy*, vol. 195, pp. 184–195, 2017.
- [47] X. Han, S. You, and H. Bindner, “Critical kick-back mitigation through improved design of demand response,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 114, pp. 1507–1514, 2017.
- [48] T. M. Lawrence, R. T. Watson, and M. Boudreau, “Data flow requirements for integrating smart buildings and a smart grid through model predictive control,” *Procedia Eng.*, vol. 180, pp. 1402–1412, 2017.
- [49] A. M. Kosek, G. T. Costanzo, H. W. Bindner, and O. Gehrke, “An Overview of Demand Side Management Control Schemes for Buildings in Smart Grids.”
- [50] D. Behrens, T. Schoormann, and R. Knackstedt, “Developing an Algorithm to Consider Multiple Demand Response Objectives Applying an Algorithm Engineering-Oriented Approach for the Residential Context,” vol. 8, no. 1, pp. 2621–2626, 2017.
- [51] M. Pipattanasomporn, S. Member, M. Kuzlu, and S. Rahman, “An Algorithm for Intelligent Home Energy Management and Demand Response Analysis,” pp. 1–8, 2012.
- [52] R. B. M. P. Author, *Residential Demand Response Algorithms: State-of-the-Art, Key Issues and Challenges*, 1st ed. University, Incheon, South Korea: IEEE

- Transactions on Smart Grid.
- [53] T. Yanan, D. Srinivasan, and A. Trivedi, “Multi Objective Optimal Energy Consumption Scheduling in Smart Grids,” 2017.
- [54] J. M. Lujano-rojas and J. Contreras, “Multi-objective demand response to real-time prices (RTP) using a task scheduling methodology s Cort e Tom a,” vol. 138, 2017.
- [55] A. R. Hevner, S. T. March, J. Park, and S. Ram, “Design Science in Information Systems Research,” vol. 28, no. 1, seul, korea, pp. 75–105, 2013.
- [56] T. Yang, Y. Zhao, H. Pen, and Z. Wang, “Data center holistic demand response algorithm to smooth microgrid tie-line power fl uctuation,” *Appl. Energy*, vol. 231, no. December 2017, pp. 277–287, 2018.
- [57] G. K. Chellamani and P. V. Chandramani, “Demand Response Management System with Discrete Time Window using Supervised Learning Algorithm,” *Cogn. Syst. Res.*, p. 11, 2018.
- [58] B. Sivaneasan, N. K. Kandasamy, M. L. Lim, and K. P. Goh, “A new demand response algorithm for solar PV intermittency management ☆,” *Appl. Energy*, vol. 218, no. March, pp. 36–45, 2018.
- [59] M. Conceptual, J. José, M. Flórez, R. Andres, E. Martinez, and R. Ferreira, “Parte I Antecedentes y Marco Conceptual del Análisis, Evaluación y Recomendaciones para la Implementación de Redes Inteligentes en Colombia,” Bogota, 2016.
- [60] J. D. Morcillo, C. J. Franco, and F. Angulo, “Simulation of demand growth scenarios in the Colombian electricity market : An integration of system dynamics and dynamic systems,” *Appl. Energy*, vol. 216, no. February, pp. 504–520, 2018.
- [61] L. Alejandro, A. Barragán, E. R. Trujillo, and F. Santamaría, “Respuesta de la demanda en el mercado eléctrico Colombiano : modelado e implementación web Demand response in the Colombian electricity market : modeling and web implementation,” p. 22, 2018.
- [62] M. Z. Carvajal, “Políticas para la autogestión de electricidad en el sector residencial urbano de Colombia,” Universidad Nacional de Colombia, 2014.
- [63] Á. R. Restrepo, S. E. Nope, and D. E. Enríquez, “Beneficios Económicos de la Gestión de la Demanda y la Energía Autogenerada en el Contexto de la Regulación Colombiana Economic Benefits of Demand Management and Self-Generated energy in the Context of Colombian Regulations,” vol. 29, no. 1, pp. 105–116, 2018.
- [64] J. Sebastián, G. Marín, J. Sebastián, and G. Marín, “Propuesta de implementación de programas de gestión de demanda de energía eléctrica para el sector residencial en Colombia Propuesta de implementación de programas de gestión de demanda de energía eléctrica para el sector residencial en Colombia,” Universidad Nacional de colombia, 2015.
- [65] H. Cui and K. Zhou, “Industrial power load scheduling considering demand response,” *J. Clean. Prod.*, vol. 204, pp. 447–460, 2018.
- [66] E. congreso de Colombia, *Ley 1715 - 13 de Mayo 2014 Por Medio de la cual se Regula a la Integración de las Energías Renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional*, no. May. Bogot, 2014.
- [67] N. Oconnell, P. Pinson, H. Madsen, and M. Omalley, “Benefits and challenges of electrical demand response: A critical review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 39, pp. 686–699, 2014.