

SISTEMA DE GESTIÓN DE LA DEMANDA ENERGÉTICA APLICADO A
PEQUEÑAS INDUSTRIAS

GLORIA ESMERALDA SANDOVAL MARTÍNEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
MAGISTER EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA

2020

SISTEMA DE GESTIÓN DE LA DEMANDA ENERGÉTICA APLICADO A
PEQUEÑAS INDUSTRIAS

GLORIA ESMERALDA SANDOVAL MARTÍNEZ

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE MAGISTER EN SISTEMAS
DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Director:

Yulieth Jiménez Manjarrés

Doctora en Ingeniería

Codirector:

Sergio Alexander Castro Casadiego

Magíster en Ingeniería Electrónica

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
MAGISTER EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA

2020

DEDICATORIA

A Dios, a mi madre Martha Cecilia por su apoyo incondicional, sus consejos y su ejemplo que son el cimiento principal de mi formación personal y profesional, a mis hermanas Martha y Diana por la confianza, los consejos y por estar siempre dispuestas a ayudarme en los momentos más difíciles y a toda mi familia que de alguna manera contribuyeron a la realización de este sueño.

Gloria Esmeralda Sandoval Martínez.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	11
1. OBJETIVOS.....	14
1.1 OBJETIVO GENERAL	14
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	14
2. GESTIÓN DE LA DEMANDA: CONCEPTOS, EXPERIENCIA INTERNACIONAL, RETOS Y OPORTUNIDADES EN COLOMBIA	15
2.1 CONCEPTOS BÁSICOS GESTIÓN DE LA DEMANDA	15
2.2 NIVELES DE GESTIÓN DE LA DEMANDA.....	18
2.2.1 Nivel 1: Programas de Ahorro y Eficiencia.....	18
2.2.2 Nivel 2: Programas de Control Indirecto de Cargas Eléctricas Mediante Tarifación	19
2.2.3 Nivel 3: Programas de Control Indirecto de Cargas Eléctricas Mediante Contratos o Incentivos	20
2.2.4 Nivel 4: Programas de Control Directo de Cargas	20
2.2.5 Nivel 5: Programas de Mercado de Gestión de la Demanda	21
2.3 EXPERIENCIAS INTERNACIONALES DE GESTIÓN DE LA DEMANDA	21
2.3.1 Iniciativas Nivel 1.	22
2.3.2. Iniciativas Nivel 2.	24
2.3.3 Iniciativas Nivel 3.	25
2.3.4 Iniciativas Nivel 4.	25
2.3.5 Iniciativas Nivel 5.	26
2.4 GESTIÓN DE LA DEMANDA EN EL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO.....	26
2.4.1 Estructura de mercado.....	26
2.4.1.1 Cargo por Confiabilidad	29
2.4.2 Aplicaciones Gestión de la Demanda	29
2.5 ESCENARIOS DE TRANSFORMACIÓN ENERGÉTICA EN COLOMBIA	32
2.5.1 Escenario de Digitalización de la Industria y Gestión Eficiente de la Demanda.	32
3. SELECCIÓN DE MECANISMO DE GESTIÓN DE LA DEMANDA	34
3.1 METODOLOGÍA PROCESO ANALÍTICO JERÁRQUICO	34
3.2 EVALUACIÓN DE CRITERIOS	36
3.3 APLICACIÓN Y DESARROLLO DEL MODELO AHP.....	38
3.4 ANÁLISIS DE ESCENARIOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE PGD	43
3.4.1 Escenario 1: Tarifa por tiempos de uso TOU.	44
3.4.2 Escenario 2: Programa de reservas DDV.	48
3.4.3 Escenario 3: Programa de reservas DDV considerando penalizaciones.	49

4. APLICACIÓN DE LOS ESCENARIOS DE GESTIÓN DE LA DEMANDA	52
4.1 CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA Y PERFILES DE CARGA (CASO BASE).....	53
4.2 EVALUACIÓN DE ESCENARIOS PROPUESTOS.....	55
4.2.1 Resultados Escenario 1.	55
4.2.2 Resultados Escenario 2.	57
4.2.3 Resultados Escenario 3.	58
4.3 ANÁLISIS CUALITATIVO DE ESCENARIOS.....	60
5. CONCLUSIONES	62
6. RECOMENDACIONES.....	64
BIBLIOGRAFIA.....	65
ANEXOS.....	71

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Ejemplos de iniciativas de PGD Nivel 1	23
Tabla 2. Ejemplos de iniciativas de PGD Nivel 2	25
Tabla 3. Marco Regulatorio Eficiencia Energética en Colombia	30
Tabla 4. Escala Fundamental de comparación por pares (Saaty,1980)	37
Tabla 5. Alternativas Factibles de Gestión de la Demanda	39
Tabla 6. Matriz de Comparación de Criterios Pareados	40
Tabla 7. Matriz de Comparación de Alternativas: Criterio Programa Respuesta a la Demanda	41
Tabla 8. Matriz de Comparación de Alternativas: Criterio Esquema de Participación	41
Tabla 9. Matriz de Comparación de Alternativas: Criterio Tarifas e Incentivos	42
Tabla 10. Matriz de Comparación de Alternativas: Criterio Inversiones.....	42
Tabla 11. Matriz de Priorización de Alternativas	42
Tabla 12. Demanda Diaria Caso Base.....	54
Tabla 13. Elasticidad de Referencia Usuario	56
Tabla 14. Resultados Simulación Escenario 1	57
Tabla 15. Datos de Entrada Escenario 2	57
Tabla 16. Resultados Escenario 2 Vs Caso Base.....	58
Tabla 17. Demanda Máxima y Demanda Contratada escenario 3.....	59
Tabla 18. Resultados Escenario 3 Vs Caso Base.....	60
Tabla 19. Comparación Escenarios	60

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mecanismos de respuesta a la demanda	17
Figura 2. Niveles de Gestión de la Demanda	18
Figura 3. Matriz de generación 2019	29
Figura 4. Proceso AHP para Selección de Mecanismos de Gestión de la Demanda	35
Figura 5. Estructura Jerárquica AHP Gestión de la Demanda	36
Figura 6. Algoritmo PGD Escenario 1	47
Figura 7. Algoritmo PGD Escenario 2	49
Figura 8. Algoritmo PGD Escenario 3	51
Figura 9. Diagrama de bloques interfaz gráfica para análisis de escenarios de PGD	52
Figura 10. Curva de Demanda Diaria Caso Base	53
Figura 11. Resultados Simulación Escenario 1	56
Figura 12. Resultados Simulación Escenario 2	58
Figura 13. Resultados Simulación Escenario 3	59

LISTA DE ANEXOS

	pág.
ANEXO A. INSTRUMENTO PARA USUARIOS INDUSTRIALES Y COMERCIALES PARA IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DE MODELO DE ANÁLISIS JERÁRQUICO	71
ANEXO C MATRIZ DE ELASTICIDADES	78
ANEXO D. INTERFAZ GRÁFICA DE USUARIO PGD IMPLEMENTADA EN PYTHON.....	79

RESUMEN

TÍTULO: SISTEMA DE GESTIÓN DE LA DEMANDA ENERGÉTICA APLICADO A PEQUEÑAS INDUSTRIAS*

AUTOR: Gloria Esmeralda Sandoval Martínez**

PALABRAS CLAVE: Gestión de la demanda, Energía, Beneficios

DESCRIPCIÓN: El crecimiento sostenido de la demanda conduce en la actualidad a procesos de transformación energética, donde se tiene por objetivo fundamental, garantizar el acceso de energía a un precio razonable para todos los sectores de la sociedad. El término Gestión de la Demanda es utilizado para definir una estrategia de mejora del sistema de energía en el lado del usuario, a partir de acciones de optimización dirigidas a modificar los patrones y perfiles de consumo, permitiendo la reducción de costos asociados al uso de energía eléctrica. Este trabajo de profundización está enmarcado en el estudio de programas de gestión de la demanda de energía y su implementación en pequeños usuarios industriales en Colombia. Se realiza una propuesta metodológica que permite la selección del mecanismo de gestión de la demanda partir de la valorización de preferencias de usuario, adicionalmente, a partir de modelos matemáticos se obtiene de manera cuantitativa los beneficios económicos en cuanto a la reducción de consumos y funcionamiento del sistema eléctrico del lado de la demanda, y mediante el desarrollo de una herramienta de simulación, se evidencia mejoras notables en las curvas de demanda horaria del usuario, logrando una reducción de los consumos en los periodos punta. Los resultados obtenidos muestran un escenario favorable para la implementación de programas de gestión de la demanda ajustados al marco regulatorio colombiano vigente, a partir de la implementación de tarifas por tiempos de uso, o adaptando la metodología de demanda desconectable voluntaria propuesta por la CREG, y de este modo se da una visión sobre el desarrollo de mercados secundarios de servicios complementarios, donde el usuario final tenga una participación activa y la demanda sea el eje central.

*Trabajo de grado

** Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director: Yulieth Jiménez Manjarrés, Doctora en Ingeniería. Codirector: Sergio Alexander Castro Casadiego, Magíster en Ingeniería Electrónica.

ABSTRACT

TITLE: ENERGY DEMAND MANAGEMENT SYSTEM APPLIED TO SMALL INDUSTRIES*

AUTHOR: Gloria Esmeralda Sandoval Martínez**

KEY WORDS: Demand management, Energy, Benefits

DESCRIPTION: The sustained growth in demand is currently leading to energy transformation processes, where the main objective is to guarantee access to energy at a reasonable price for all sectors of society. The term Demand Management is used to define a strategy to improve the energy system on the user side, based on optimization actions aimed at modifying consumption patterns and profiles, allowing the reduction of costs associated with energy use. electrical. This deepening work is framed in the study of energy demand management programs and their implementation in small industrial users in Colombia. A methodological proposal is made that allows the selection of the demand management mechanism based on the valuation of user preferences, additionally, from mathematical models the economic benefits are obtained in a quantitative way in terms of the reduction of consumption and operation of the electrical system on the demand side, and through the development of a simulation tool, notable improvements are evident in the user's hourly demand curves, achieving a reduction in consumption in peak periods. The results obtained show a favorable scenario for the implementation of demand management programs adjusted to the current Colombian regulatory framework, based on the implementation of rates for time of use, or by adapting the voluntary disconnectable demand methodology proposed by CREG, and In this way, a vision is given on the development of secondary markets for complementary services, where the end user has an active participation and demand is the central axis.

* Degree work

** Faculty of Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering. Director: Yulieth Jiménez Manjarrés, PhD. Engineering. Co-director: Sergio Alexander Castro Casadiego, MsC. Electronic Engineering.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad los sistemas de distribución deben estar en capacidad de responder a la demanda requerida por usuarios en periodos punta, siendo sus costos de inversión, infraestructura, operación y mantenimiento significativos. Por esta razón, la industria energética se encuentra en un proceso de transformación, donde las decisiones y disposiciones gubernamentales han permitido la incorporación de tecnologías que garanticen beneficios en temas de equidad, cobertura y seguridad energética y a su vez permitan mitigar los efectos del cambio climático sobre el medio ambiente y la salud pública.

En los últimos años los gobiernos han promovido el uso racional y eficiente de la energía como una estrategia de mejora de productividad y mitigación de efectos del cambio climático, sin embargo, el nuevo paradigma del sector eléctrico está basado en el desarrollo de mercados competitivos donde las empresas prestadoras del servicio deben contar con una infraestructura robusta que garantice la confiabilidad y suficiencia de los sistemas, ubicando de este modo al usuario final en el centro en el centro del proceso de toma de decisiones¹.

En Colombia, el marco regulatorio ha estado centrado en el desarrollo de políticas que promueven el uso racional y eficiente de la energía en los sectores productivos, principalmente en los grandes consumidores. Por ejemplo, el PLAN DE ACCION INDICATIVO, (PAI) 2017 - 2022, contempla como mínimo una reducción del 9,05% de los consumos de energía al 2022, ajustándose a las metas con los compromisos adquiridos por el país en el COP21².

¹ MARTINEZ, V. "Algoritmo de Gestión Dinámica de la Demanda para grandes Clientes Conectados a la Red de Distribución". Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago de Chile. 2014.

² MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Unidad de Planeación Minero Energética, plan de acción indicativo de eficiencia energética 2017 – 2022. (En línea) (Citado el 15 de Marzo del 2020)

Además, según el Balance Energético Colombiano (BECO) se espera un crecimiento sostenido de la demanda interna de energía eléctrica en los próximos años, teniendo un aumento aproximado del 52% entre 2016 y 2022²⁻³. Así pues, un incremento de la demanda como el mencionado implica la utilización adecuada de recursos, mediante esquemas que maximicen su aprovechamiento, logrando altos niveles de uso y operación de equipos, convirtiéndose en factor determinante para el desarrollo sostenible. De este modo la gestión de la demanda se presenta como una alternativa complementaria a la diversificación de la oferta para mejorar la seguridad del suministro. En este contexto es importante resaltar que la mayor parte del sector productivo colombiano está conformado por la pequeña y mediana industria (PyME), cuyo desarrollo lleva a un crecimiento continuo en la demanda de consumos de energía eléctrica que están asociados a efectos negativos que se dan en su cadena de producción, lo que trae consigo la necesidad de crear programas de gestión de la demanda que tengan un alto impacto en la reducción de consumos minimizando los picos de demanda en horas punta, y de este modo mejorar la fiabilidad de los sistemas eléctricos.

El objeto de este trabajo de aplicación se centra en proponer un programa de gestión de la demanda de energía eléctrica a partir de un modelo de jerarquización preferencias de usuario y análisis de datos. El mecanismo propuesto tiene la finalidad de mantener la confiabilidad del sistema en horas punta o periodos de emergencia y está diseñado como un programa basado en incentivos.

Este documento se ha organizado en seis capítulos con el objeto de presentar los resultados más relevantes de la investigación. El primer capítulo presenta el objetivo general y específicos en los que se enmarca el trabajo realizado. El segundo capítulo es una síntesis de la etapa de investigación y análisis de la

Disponible en: https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/MarcoNormatividad/PAI_PROURE_2017-2022.pdf.
³ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Balance Energético Colombiano (BECO). (En línea) (Citado el 15 de Marzo del 2020) Disponible en: <http://www1.upme.gov.co/InformacionCifras/Paginas/BalanceEnergetico.aspx>

información, donde se exponen conceptos básicos, se describen experiencias internacionales exitosas, y se presenta una revisión a la estructura del mercado eléctrico colombiano y comportamientos típicos de la demanda, estableciendo de este modo variables que influyen en el precio de la energía y factores motivadores para la implementación de programas de gestión de la demanda aplicado de modo inicial a pequeños consumidores.

El tercer capítulo expone el desarrollo de la etapa de formulación, donde se realiza la selección de un mecanismo de gestión de la demanda haciendo uso del proceso de análisis jerárquico, en esta etapa se establecieron alternativas de decisión para cada nivel de gestión de la demanda. El resultado es una jerarquización con prioridades que muestra las preferencias de usuario para cada una de las alternativas planteadas.

Finalmente, en el cuarto capítulo se desarrolla un caso de estudio, se define el perfil de carga y se establece un modelo que permite evaluar los beneficios percibidos por el usuario al participar en programas de gestión de la demanda y los capítulos cinco y seis muestran las conclusiones y recomendaciones para el desarrollo de trabajos futuros.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Proponer un programa de gestión de la demanda aplicado a pequeñas industrias que involucre un modelo de análisis de datos y respuesta de los usuarios

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Identificar aspectos que estimulen la realización de un programa de gestión de la demanda en pequeños usuarios industriales conectados a la red de distribución.
2. Identificar los mecanismos de gestión de la demanda y programas de incentivos existentes aplicables a usuarios industriales.
3. Proponer un mecanismo de gestión de la demanda que se ajuste al comportamiento de los consumos energéticos en las pequeñas industrias y que sea aplicable en el mercado eléctrico colombiano, estableciendo una metodología para su implementación.
4. Desarrollar un aplicativo de simulación que facilite la evaluación y verificación del mecanismo propuesto y estrategias de gestión, a partir del análisis de perfiles de consumos de usuarios.

2. GESTIÓN DE LA DEMANDA: CONCEPTOS, EXPERIENCIA INTERNACIONAL, RETOS Y OPORTUNIDADES EN COLOMBIA

Este capítulo explora y analiza conceptos fundamentales de gestión de la demanda e identifica los aspectos principales que estimulan el desarrollo de programas de gestión de la demanda en el mercado eléctrico colombiano.

2.1 CONCEPTOS BÁSICOS GESTIÓN DE LA DEMANDA

A nivel global actualmente se experimenta un proceso de transición energética donde se observa un conjunto de cambios producidos por incorporación de varias tendencias, por ejemplo, la implementación de fuentes de energía renovables descentralizadas y energía almacenamiento, y una energía más activa y sensible al precio para los consumidores.

El término Gestión de la Demanda Energética (GDE), está asociado al conjunto de acciones focalizadas en la actuación sobre la forma de consumir de cada usuario dependiendo de su actividad. Según Palensky & Dietrich⁴, estas acciones pueden ser la implementación de estrategias de ahorro y eficiencia energética, la implementación de tarifas dinámicas e incentivos para determinados comportamientos de consumo, y controles de carga en tiempo real⁴.

En el marco de la gestión de la demanda existen diferentes conceptos que se utilizan de manera diferente dependiendo del contexto en que se apliquen. En este sentido podemos agrupar los programas de gestión de la demanda (PGD) de la siguiente manera: programas basados en precios y programas basados en incentivos, los basados en precios son aquellos que, a partir de una infraestructura avanzada de medición y comunicaciones, permiten la interoperabilidad entre el

⁴ PALENSKY, P. y DIETRICH, D. Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads. IEEE Transactions on Industrial Informatics. 2011. Vol.7, No.3. 381–388. <http://doi.org/10.1109/TII.2011.2158841>

consumidor y el comercializador y envían señales de precios con el fin de influir en los hábitos de consumo. Por otro lado, los programas basados en incentivos también llamados de respuesta a la demanda esperan influir en los hábitos de consumos a partir de estímulos económicos⁵. Estos programas están diseñados con el fin de inducir a un menor consumo de electricidad en periodos de precios altos en el mercado o cuando se pone en riesgo la confiabilidad del sistema⁶.

Esta respuesta de los usuarios se ve reflejada en los cambios en la curva de demanda, los cuales se pueden dar al disminuir el pico de carga del usuario, ahorro de energía mediante conservación estratégica de la curva de carga, desplazamiento de cargas de horas punta a horas valle, o crecimiento de la demanda mediante relleno de valles.

Los mecanismos de respuesta a la demanda se categorizan en tres grupos, como se observa en la figura 1: mecanismos basados en tiempo, mecanismos basados en incentivos y programas de confiabilidad⁷⁻⁸.

⁵ VALENCIA, D. "Programas de Gestión de Demanda Energética en el Sector Industrial" Tesis de grado. Universidad Nacional de Colombia. Manizales, Colombia. 2016.

⁶ CAPPERS, P., GOLDMAN, C. y KATH, D. Demand response in U.S. electricity markets: Empirical Evidence. Energy, 2010 Vol.35, No.4. 1526-1535. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.06.029>

⁷ DEL ROSSO, A. y GHIA, A. "Análisis de Respuesta de la Demanda para Mejorar la Eficiencia de Sistemas Eléctricos". Buenos Aires: Cámara Argentina de la Construcción; 2010.

⁸ GÓMEZ, H. y VALLEJO, C. "Análisis de Mecanismos para la Aplicación de Programas de Respuesta de la Demanda en el Mercado Eléctrico Colombiano". Trabajo de grado Magister. Universidad EAFIT. Medellín, Colombia.

Figura 1. Mecanismos de respuesta a la demanda



Fuente: Elaboración propia.

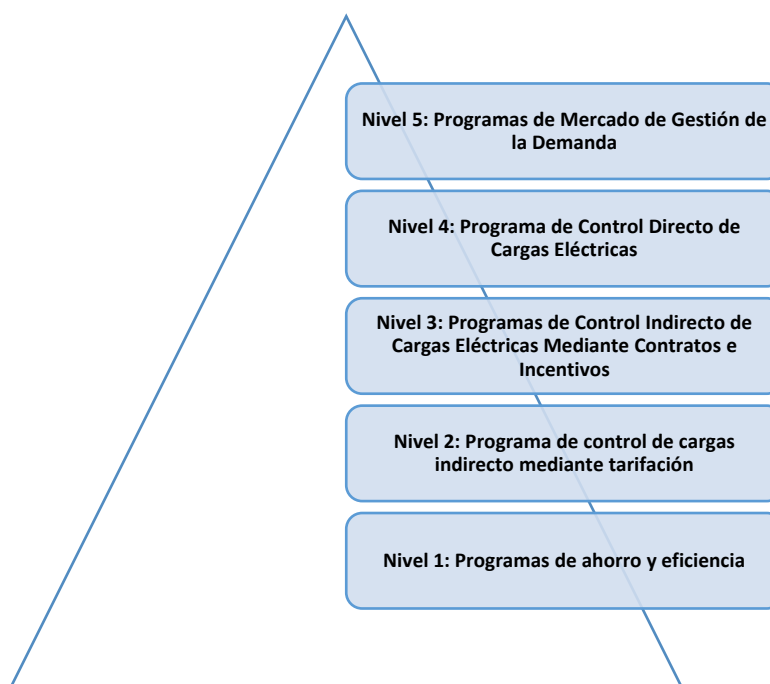
1. Mecanismos basados en tiempo (*time-based mechanism*). Dentro de este mecanismo están:
 - i) Precio de energía en tiempo real, se establecen precios de energía por hora.
 - ii) Tiempo de uso, es una variación del anterior, aquí los precios de energía se establecen en horas pico y horas valle.
 - iii) Precio de pico crítico, se define un precio de pico muy elevado para situaciones críticas.
2. Mecanismos de incentivos. En este mecanismo el operador de red (OR), tiene la capacidad de operar remotamente parte de la carga de un cliente por razones de seguridad del suministro o económicas y a cambio el usuario accede a un plan de incentivos previamente pactados.
3. Programas de Confiabilidad. Estos mecanismos están destinados a proveer reservas del lado de la demanda afrontando contingencias que se presenten

por déficit de generación

2.2 NIVELES DE GESTIÓN DE LA DEMANDA

La gestión de la demanda se puede catalogar en 5 niveles como se muestra en la Figura 2, dependiendo del tipo de interacción entre el usuario y el sistema eléctrico. A continuación, se describen las principales características que definen estos niveles y que son un elemento principal para definir los PGD que son objeto de estudio.

Figura 2. Niveles de Gestión de la Demanda



Fuente: Elaboración propia.

2.2.1 Nivel 1: Programas de Ahorro y Eficiencia. Es el nivel más básico de gestión de la demanda, la mayor parte de los programas actuales se pueden incluir en esta categoría⁹ que consiste básicamente en programas de ahorro y

⁹ COMUNIDAD DE MADRID. Guía Básica de la Gestión de la Demanda Eléctrica. (En línea) (Citado el 10 de marzo del 2020) Disponible en: <http://www.madrid.org/bvirtual/BVCM005741.pdf>

eficiencia energética. Sus principales características son:

- Esquema de participación voluntaria
- Promoción del uso racional y eficiente de la energía
- Tarifa plana, los programas están enfocados en la reducción de la demanda
- No requiere infraestructura de medición inteligente (AMI)
- Se requiere inversión en equipos eficientes
- Tiene efecto indirecto sobre la demanda, con efectos a largo plazo, solo enfocados en reducción de potencia consumida

2.2.2 Nivel 2: Programas de Control Indirecto de Cargas Eléctricas Mediante Tarifación. Estas iniciativas consisten en establecer tarifas por tiempos de uso, o por periodos críticos, enviando de este modo señales de precio a los consumidores, cuya respuesta dependerá del precio relativamente alta del kWh⁹. Estos programas se caracterizan principalmente por:

- El precio de la energía varía en diferentes periodos del día
- Esquema de participación por contratos
- La tarifa se puede definir por tiempos de uso (bloques), tarifa horaria, o precio de pico crítico.
- Los Programas están enfocados al aplanamiento de curva de carga
- Requiere AMI, con comunicación bidireccional
- El usuario controla su carga de manera autónoma

2.2.3 Nivel 3: Programas de Control Indirecto de Cargas Eléctricas Mediante Contratos o Incentivos. Estas iniciativas consisten en un control indirecto de las cargas que llevan a los consumidores a reducir su consumo durante periodos de tiempo determinados respondiendo a las necesidades del sistema, en estos programas se establecen contratos entre el comercializador de energía y el usuario final el cual se compromete a reducir su carga durante periodos críticos del sistema y están caracterizados principalmente por:

- Control indirecto de las cargas (equipos eléctricos)
- Están enfocados principalmente a programas de confiabilidad y programas de mercado: Los clientes adquieren del compromiso de reducir su consumo en un valor mínimo pactado a solicitud del operador del sistema.
- Requiere AMI con comunicación bidireccional
- El incentivo puede ser: Reducción en la factura o un incentivo fijo más el costo de la carga reducida
- El usuario controla su carga de manera autónoma
- Permite al operador del sistema mantener reservas del lado de la demanda.

2.2.4 Nivel 4: Programas de Control Directo de Cargas. En este tipo de iniciativas se establecen contratos que permiten al operador del sistema tener un control directo sobre parte de las cargas del usuario, de este modo el operador podrá desconectar las cargas en momentos en que se requiera. Este nivel se requiere la implementación de un sistema de comunicación directo y robusto entre el operador del sistema y el consumidor que participa en el programa. El incentivo consiste en que a cambio de la posibilidad de desconexión el usuario recibe un descuento en la factura.

2.2.5 Nivel 5: Programas de Mercado de Gestión de la Demanda. Es el nivel más avanzado de Gestión de la Demanda. En este tipo de iniciativas los usuarios operan como un generador distribuido al ofertar la reducción de consumos. En este nivel hacen parte los programas Demand Side Bidding, en los cuales el usuario presenta una oferta de reducción de consumo a un precio determinado, si la oferta es aceptada el usuario gestiona su ahorro controlando el mismo su carga, y están caracterizados principalmente por:

Están enfocados en programas de confiabilidad y programas de mercado permitiendo mantener reservas del lado de la demanda.

Requiere AMI con comunicación bidireccional

El control de cargas es realizado de manera autónoma por el usuario.

El incentivo consiste en el precio pactado por la carga reducida.

2.3 EXPERIENCIAS INTERNACIONALES DE GESTIÓN DE LA DEMANDA

En la actualidad las principales políticas gubernamentales en materia energética a nivel mundial han estado enfocadas en el desarrollo de programas de gestión de la demanda nivel 1, es decir programas de ahorro y eficiencia energética. Sin embargo, algunos países se destacan principalmente por la implementación de estrategias basadas en incentivos, mediante la celebración de contratos o acuerdos reglamentados entre usuarios y operadores del sistema, tal es el caso de Estados Unidos y Canadá. Los primeros programas se llevaron a cabo en la década de los 90's en Estados Unidos donde se adoptó un sistema tarifario variado, que buscaba exponer a los usuarios residenciales a precios por bloque⁵. Con el paso del tiempo se desarrollaron otras estrategias de implementación y uso de tecnologías para el control de cargas.

Por otra parte, en China se han realizado esfuerzos para inclusión de una estructura tarifaria de tiempos de uso estableciendo diferencias de precio en horas pico y horas valle, además de desarrollos en temas de almacenamiento de energía en horas valle, y desplazamiento de cargas de parte de los usuarios industriales¹⁰. Se destaca el trabajo en materia regulatoria que busca incentivar la participación de los usuarios en estos programas.

En el caso de Europa, aunque no existe un desarrollo coordinado de los PGD, se destacan las directrices en eficiencia energética y gestión de la demanda en tiempo real. No obstante, algunos países como Italia tienen una alta penetración de tecnologías de medida inteligente lo que favorece a los PGD, además existen programas de potencia pico, desplazamiento de carga y desconexión de carga en usuarios industriales¹¹. En España se han implementado sistemas de contratos de desconexión de carga para estados de emergencia y programas de precios en tiempo real⁹.

Con el objeto de identificar los aspectos que estimulan la participación de los usuarios y el desarrollo de programas de gestión de la demanda, se realizó una categorización de iniciativas implementadas con éxito a nivel mundial.

2.3.1 Iniciativas Nivel 1. A nivel mundial se destacan programas maduros de ahorro y eficiencia energética, destacándose iniciativas basadas en el uso de equipos de bajo consumo, debido a que este es un tema de interés general los principales promotores de estas iniciativas son entidades y administraciones públicas⁶. En la tabla 1 se describen ejemplos de estas iniciativas implementadas en países como Estados Unidos, España y El Reino Unido.

¹⁰ GÓMEZ, J., CARVAJAL, S. y ARANGO, A. Demand Response Programs For Residential Sector in Colombia: SystemsThinking Approach. Universidad Nacional de Colombia Sede Manizalez. Revista Energética. 2015. Vol.46, No.14. 1.115. <https://doi.unal.edu.co/index.php/energetica>

¹¹ TORRITI, J., HASSAN, M. y LEACH, M. Demand Response Experience In Europe: Policies, Programs and Implementation. Sevier Energy. 2010. Vol.35, No.14. 1575 1583.

Tabla 1. Ejemplos de iniciativas de PGD Nivel 1

País	Programa	Promotor	Estrategia
Reino Unido	<i>Distribution Network Avoidance</i> (Anglesey)	MANWEB	Medidas orientadas a reducir el pico de la demanda eléctrica, en los sectores residencial, pymes y grandes empresas: Auditoría energética. Subvenciones para medidas de ahorro de energía. Subvenciones para corrección de factor de potencia eléctrica.
USA	<i>Enhanced Automation</i>	California Energy Commission, Pacific Gas and Electric (PG&E), Southern California Edison (SCE) and San Diego Gas and Electric Companies (SDG&E).	Asistencia técnica gratuita para la identificación e implementación de sistemas de gestión energética automática en sectores no residenciales
España	Madrid Ahorra con Energía	Comunidad de Madrid	Se desarrolla en las siguientes subcampañas: Madrid Etiqueta Ahorrando Energía Madrid Educa Ahorrando Energía Madrid Ilumina Ahorrando Energía Madrid Acoge Ahorrando Energía. Madrid Fabrica Ahorrando Energía. Madrid Vive Ahorrando Energía. Madrid Gestiona Ahorrando Energía.

Fuente: Elaboración propia.

En este mismo escenario la Unión Europea lidera el desarrollo de políticas: en el año 2012 adoptan la Directiva de Eficiencia Energética (DEE) la cual tiene como objetivo global alcanzar ahorros de hasta el 20% en el consumo de energía primaria. Esta directiva obliga a los países miembros a participar adoptando políticas que lleven a tener ahorros anuales del 1,5%¹². Algunas de las medidas

¹² DIARIO OFICIAL DE LA UNIÓN EUROPEA. Directiva 2012/27/ del parlamento europeo y del consejo de 25 de octubre de 2012. (En línea) (Citado el 15 de Marzo del 2020) Disponible en: <https://www.boe.es/doue/2012/315/L00001-00056.pdf>

enumeradas por la DEE y aplicada por los miembros de la UE son:

- Contabilización de ahorros por medidas puestas en marcha.
- Etiquetado.
- Estandartes y normas.
- Medidas de educación y sensibilización

Estas políticas han sido un referente para los procesos de transición energética en América Latina y el Caribe, en donde el escenario del ahorro y la eficiencia energética se ha venido desarrollando de diversas maneras tal es el caso de México y Brasil que se destacan debido a la solidez de los marcos institucionales y regulatorios de apoyo a las actividades de eficiencia energética y la implementación de programas exitosos en esta área ¹³.

2.3.2. Iniciativas Nivel 2. En algunos países se han implementado estrategias o iniciativas basadas en señales de precios que hacen que los usuarios cambien sus patrones de consumo en diferentes periodos del día. En la tabla 2 se observan ejemplos de estas iniciativas.

¹³ EFICIENCIA ENERGÉTICA INDUSTRIAL EN COLOMBIA. Programa Eficiencia Energética Industrial en Colombia. (En línea) (Citado el 15 de Marzo del 2020) Disponible en: <https://eeindustrial.co/>

Tabla 2. Ejemplos de iniciativas de PGD Nivel 2

País	Programa	Promotor	Estrategia
Italia	TOU	ENEL	Sustitución gratuita de contadores convencionales por contadores con capacidad de telegestión Implementación de Tarifas variables por hora o día
España	Tarifa Nocturna 2.0N	Red Eléctrica Española	Programa orientado a sectores residenciales y pequeños comercios, los consumos nocturnos se facturan a mitad de precio de los diurnos.
Estados Unidos	Critical Peak Pricing (CPP)	Southern California Edison (SCE).	Los participantes reciben un incentivo económico si reducen su consumo eléctrico durante los periodos de Tarificación de Punta Crítica

Fuente: Elaboración propia.

2.3.3 Iniciativas Nivel 3. En países como Estados Unidos, se han venido desarrollando iniciativas enfocadas a programas de confiabilidad y programas de mercado. Tal es el caso de *Real Time Price Response* un programa promovido por la empresa *ISO New England*, en cual los usuarios participan de manera voluntaria, siendo notificados de los momentos en los cuales se prevé que el precio del mercado se sitúe por encima de un valor determinado durante un periodo de tiempo, los usuarios perciben incentivos de acuerdo a la reducción de cargas durante el periodo de tiempo notificado como *Price Response Event Day* (Evento de Respuesta a Precios), la participación está limitada a clientes con posibilidad de reducir al menos 100 kW. Programas similares se han venido desarrollando por *Pacific Gas & Electric Company (Voluntary Reduction Incentive Program)* y *PJM Interconnection (Economic Load Response Program)*.

2.3.4 Iniciativas Nivel 4. Países como Dinamarca, han implementado pilotos de iniciativas que permiten, a través de contratos, al operador del sistema ejercer control directo sobre la carga de los usuarios, para esto se hace necesario la instalación de equipos electrónicos interactivos de telegestión.

En el año 2003 Dinamarca inicia el programa piloto de Gestión Activa de la Demanda en 25 viviendas a las cuales se instaló un sistema de control directo de radiadores eléctricos, el control permite desconectar la carga de los radiadores en los periodos en los que los precios de energía en el mercado mayorista están por encima de los límites establecidos en el contrato⁶.

2.3.5 Iniciativas Nivel 5. En este nivel de gestión de la demanda se destaca en Estados Unidos el programa *Day Ahead Market* (mercado del día siguiente), promovido por la empresa ISO New England, en este programa los usuarios se inscriben de manera voluntaria para presentar una oferta sobre sus ahorros del día siguiente, la oferta consiste en precio (\$/MWh), cantidad de energía ahorrada, y duración de la reducción que debe ser mínimo de 4 horas. La oferta se realiza en Negavatio hora y compiten en igualdad de condiciones con los Megavatio de generación.

2.4 GESTIÓN DE LA DEMANDA EN EL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO

Los PGD son un tema ampliamente explorado a nivel mundial en economías desarrolladas. Sin embargo, en economías emergentes como el caso de Colombia, los avances han sido parciales y están enfocados principalmente a políticas de eficiencia energética y esquemas tradicionales de desconexión de carga. A continuación, se describe la estructura del mercado eléctrico colombiano y las iniciativas adoptadas en el campo de la gestión de la demanda, las cuales están soportadas en el marco regulatorio actual.

2.4.1 Estructura de mercado. El mercado eléctrico colombiano funciona en una estructura tipo bolsa de energía, similar a la inglesa de los años 90¹, es decir, las empresas comercializadoras y los grandes consumidores adquieren la energía en un mercado de grandes bloques, el cual opera libremente bajo condiciones de oferta y demanda de igual manera se permite la participación de agentes económicos públicos y privados los cuales se encuentran integrados al Sistema de

Interconexión Nacional¹⁴. En la esquematización del mercado eléctrico colombiano definida por XM, los agentes participantes se dividen en generadores, transportadores, comercializadores y administradores del mercado, los cuales son regulados por la Comisión de regulación de energía y Gas (CREG), la cual establece las normas y lineamientos. El administrador del mercado, XM, tiene la función de realizar el registro de fronteras y liquidar y facturar los intercambios de energía resultantes entre los agentes generadores y comercializadores del mercado, que venden y compran en la bolsa de energía.

Esta estructura permite el intercambio de información entre los agentes generadores y comercializadores, los cuales pactan la compra y venta de energía en el sistema de interconexión nacional (SIN) mediante contratos bilaterales de corto y largo plazo. El agente comercializador por su parte traslada sus costos a los usuarios finales a los cuales se les aplica una tarifa que es regulada por la CREG, esta tarifa se compone de cada uno de los costos en los que incurren las empresas prestadoras para llevar el servicio de energía eléctrica a los clientes y representa el costo de cada kWh consumido, para calcular los costos unitarios de energía eléctrica se aplica la ecuación (1)¹⁵

$$CU_{n,m} = G_m + T_m + D_{n,m} + C_m + PR_{n,m} + R_m \quad (1)$$

Donde:

m = Mes para el cual se calcula el costo unitario de prestación del servicio

n = Nivel de tensión de conexión del usuario

CU_{n,m} = Componente unitario del costo variable (\$/kWh)

¹⁴ XM COMPAÑÍA EXPERTOS EN MERCADOS S.A. Definición estructura de mercado. (En línea) (Citado el 2 de Mayo del 2020) Disponible en: <http://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/descripcion-del-sistema-electrico-colombiano.aspx>.

¹⁵ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Estructura Tarifaria. CREG. (En línea) (Citado el 15 Abril del 2020) Disponible en: <https://www.creg.gov.co/sectores/energia-electrica>.

$G_m = \text{Costos asociados a la actividad de generación}$

$T_m = \text{Costos asociados al transporte de energía}$

$D_{n,m} = \text{Costos asociados a la actividad de distribución}$

$PR_{n,m} = \text{Costos asociados a las pérdidas del sistema}$

$R = \text{Costos asociados a las restricciones o generaciones de seguridad despachadas para mantener la continuidad del servicio.}$

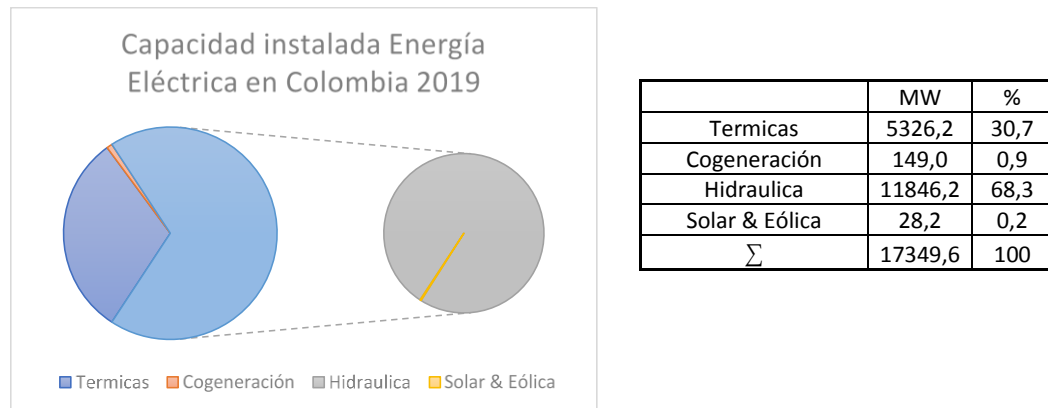
Cabe resaltar que el mercado eléctrico en Colombia se encuentra segmentado en dos grandes grupos de clientes: usuarios regulados (UR) y usuarios no regulados (UNR), los primeros representan a los clientes residenciales, industriales y comerciales con una demanda inferior a los 55 MWh/mes. La estructura tarifaria está definida por la ecuación 1 y es regulada por la CREG. Por su parte los UNR son aquellos cuya demanda de energía mensual es igual o superior a los 55 MWh, a este grupo corresponden los grandes clientes comerciales e industriales, a diferencia del mercado regulado, los clientes pueden pactar libremente el costo del kWh, negociando con la empresa comercializadora los costos asociados a las generación y comercialización de energía, siendo los demás componentes de la tarifa regulados por la CREG, los costos unitarios se aplican usando igualmente la ecuación 1. El precio de oferta de energía en la bolsa o en el mercado de contratos refleja los costos variables de la generación, el efecto de la incertidumbre y la precepción de riesgo.

Un aspecto importante para tener en cuenta es la conformación de la matriz de generación de energía eléctrica en Colombia, ver Figura 3, la cual, a pesar de ser considerada la sexta matriz más limpia del mundo¹⁶, expone los precios de energía a las variaciones climáticas como el Fenómeno del Niño, debido a su alta

¹⁶ ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Capacidad Instalada en Colombia. (En línea) (Citado el 10 de marzo del 2020) Disponible en: <https://www.acolgen.org.co/>.

dependencia a la energía hidráulica. Estos efectos ambientales significan variaciones en costos de generación que se ven reflejados en los precios de energía que perciben los usuarios.

Figura 3. Matriz de generación 2019



Fuente: Elaboración propia.

2.4.1.1 Cargo por Confiabilidad. Una característica importante del mercado eléctrico colombiano es el esquema regulatorio enmarcado en el cargo por confiabilidad. Este cargo es una remuneración que se paga a un agente generador, que participa en las subastas de obligaciones de energía en firme (OEF), a cambio de la disponibilidad de activos de generación en periodos en los que las condiciones de abastecimiento sean críticas. A través de señales de largo plazo, los generadores a los que se les asigna una OEF reciben una remuneración conocida y estable durante un periodo determinado de tiempo a cambio de suministrar dicha cantidad de energía cuando el precio de bolsa supera el umbral establecido por la CREG, conocido como precio de escasez¹⁷.

2.4.2 Aplicaciones Gestión de la Demanda. Colombia no ha tenido un desarrollo

¹⁷ XM COMPAÑÍA EXPERTOS EN MERCADOS S.A. ABC del cargo por confiabilidad. (En línea) (Citado el 2 de Mayo del 2020) Disponible en: <http://www.xm.com.co/Promocin%20Primera%20Subasta%20de%20Energia%20Firme/abc2.pdf>

importante en lo que se refiere a la implementación de PGD. Sin embargo, se destacan avances en temas regulatorios ya que se han promulgado iniciativas que favorecen la implementación de algunos conceptos básicos de gestión de la demanda energética en el mercado eléctrico¹⁰, En la tabla 3 se mencionan los aspectos regulatorios más importantes en este tema.

Tabla 3. Marco Regulatorio Eficiencia Energética en Colombia

Iniciativa	Año	Descripción
Ley 697	2001	Fomentó al uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y establece el programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes no Convencionales (PROURE).
CREG 071	2006	Adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía y que define la Demanda Desconectable Voluntaria (DDV).
CREG 063	2010	Modifica la CREG 071 de 2006 y define que la DDV consiste en la firma de contratos bilaterales entre los agentes generadores y la demanda, representada por los comercializadores, como un mecanismo que sirve para cubrir las obligaciones de energía en firme (OEF) de plantas de generación no disponibles temporalmente.
Decreto 180919	2010	Define los subprogramas que hacen parte del PROURE. Fija metas para reducción y ahorro de energía en varios sectores.
Ley 1715	2014	Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional, se introduce y definen normas para la implementación de PRD.
Decreto 2492	2014	Por el cual se adoptan disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda.
DOCUMENTO CREG 056	2014	Por el cual se Incentiva la Respuesta de la Demanda, RD, bajo condiciones de escasez en el esquema de la demanda desconectable voluntaria, DDV
CREG 011	2015	Por el cual se regula el programa de respuesta a la demanda en condición crítica.
Apagar Paga	2016	Experiencia exitosa de respuesta a la demanda implementada por el gobierno nacional durante el fenómeno del niño en el año 2016 aplicada a usuarios residenciales y comerciales que ahorren energía con un consumo inferior al del mes de febrero de 2016, obteniendo como beneficio \$450 por cada kilovatio/hora ahorrado. Así mismo, los usuarios cuyo consumo sea mayor que el registrado en el mes de febrero de 2016 tendrán que pagar \$450 adicionales por cada kilovatio/hora que consuman de más.

Fuente: Elaboración propia.

Los PGD nivel 1 han sido implementados con éxito en sectores industriales del país. Desde el año 2016 se ha venido trabajando el Programa EEI Colombia el

cual es una iniciativa conjunta de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y la Organización de Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI), que tiene como fin realizar el acompañamiento a las industrias nacionales en la adopción de medidas de eficiencia energética¹⁸. No obstante, el alcance de estas iniciativas no llega a todos los sectores industriales ya que están orientadas solo a grandes consumidores.

Por otro lado, la necesidad de mantener la continuidad de servicio en condiciones críticas ha permitido la implementación de políticas regulatorias, que promueven el desarrollo de programas de respuesta a la demanda (RD). El decreto 2492 del 3 de diciembre de 2014 establece los mecanismos para la implementación de programas de respuesta a la demanda (PRD), el artículo 1 establece que la CREG, deberá incluir en el diseño de remuneración de las actividades de transmisión y distribución tarifas horarias o canasta de tarifas de tal manera que sean un incentivo económico para el uso eficiente de la infraestructura y reducción de costos de prestación de servicios. En este sentido la resolución CREG 011 de 2015, regula el programa RD del mercado diario en condiciones críticas. Este programa solo permite la participación de recurso de RD en los momentos en que el precio de bolsa supera al precio de escasez. El mecanismo se activa cuando el nivel de los embalses hidrológicos es bajo. Sin embargo, este programa no ha sido atractivo para los consumidores e inversionistas que desean participar, debido a la diferencia entre el precio de bolsa y precio de escasez y a limitaciones en la verificación de los recursos de RD¹⁹.

¹⁸ EFICIENCIA ENERGÉTICA INDUSTRIAL EN COLOMBIA. Op. cit. 2020.

¹⁹ GARCÍA, J., GUTIÉRREZ, A., VARGAS, L. y VELÁSQUEZ, H. Análisis Económico Del Mecanismo De Respuesta De La Demanda En El Sector Eléctrico Colombiano (Julio De 2017) (Análisis económico del mecanismo de respuesta a la demanda en el sector eléctrico colombiano. Centro de Investigación en Economía y Finanzas (CIEF). Working Papers. 2017. Vol.5, No.4. 17-17. <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3069822>

2.5 ESCENARIOS DE TRANSFORMACIÓN ENERGÉTICA EN COLOMBIA

En el contexto energético actual Colombia se enfrenta al reto de establecer políticas que fijen las bases de la transformación energética en el país. Para este fin se conformó una misión de 20 expertos, quienes entregaron recomendaciones al gobierno nacional para dar inicio al proceso de transición energética el cual es uno de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) fijados por la ONU y se trazó una hoja de ruta para definir el futuro del sector energético, donde se presenta la necesidad de reestructuración del marco regulatorio e institucional dando paso a la transformación energética y de este modo permitir la incorporación de nuevos agentes, tecnologías y esquemas transaccionales en los mercados de energía²⁰. A continuación, se describen estos escenarios.

2.5.1 Escenario de Digitalización de la Industria y Gestión Eficiente de la Demanda. Dentro de los objetivos trazados por el gobierno en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2018 – 2022, se reconoce la importancia de la modernización del sector eléctrico, y se trazan objetivos alineados a tres tendencias globales: electrificación de la economía, integración de recursos energéticos distribuidos y digitalización²⁰. El cumplimiento de estas metas traerán beneficios al país en la medida en que se dé una diversificación de la matriz de generación, aumento de la competencia y participación activa de los usuarios.

La misión para la transformación energética destaca la reestructuración del sector energético como elemento clave para el fortalecimiento de la economía del país en los próximos diez años. Los componentes teóricos abordados en el estudio fueron: la competitividad, participación y estructura de mercado; el rol del gas natural en la transformación energética; la descentralización, digitalización de la industria, y

²⁰ CADENA, A. y MUÑOZ, D. Informe 2 de la Consultoría para definir el alcance de la Misión de transformación energética y modernización de la industria eléctrica: hoja de ruta para la energía del future. (En línea) (Citado el 2 de marzo del 2020) Disponible en: https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24126247/Informe+2_Mision+Transformacion+-+Espa%C3%B1ol.pdf.

gestión eficiente de la demanda, el cierre de brecha, mejora de calidad, y diseño y formulación eficiente de subsidios, así como la revisión del marco institucional y regulatorio del sector²¹.

La misión presentó 4 propuestas en las que se destacan aspectos clave, para la modernización de los sistemas de distribución y esquema de mercados, que favorecen el escenario de implementación de PGD en el corto o mediano plazo, estas propuestas son:²¹

- Diseño de Mercado de corto plazo de energía
- Nuevo Régimen para las plantas de regasificación
- Cambio en la estructura tarifaria
- Mejoramiento de calidad de servicio

En este contexto las propuestas presentadas muestran un escenario viable para la incorporación de PGD en el mercado eléctrico colombiano en un futuro.

²¹ DIARIO LA REPÚBLICA. Editorial Misión para la Transformación Energética. (En línea) (Citado el 15 de Marzo del 2020) Disponible en: <https://www.larepublica.co/opinion/editorial/colombia-deber-ser-una-potencia-energetica-2957558>

3. SELECCIÓN DE MECANISMO DE GESTIÓN DE LA DEMANDA

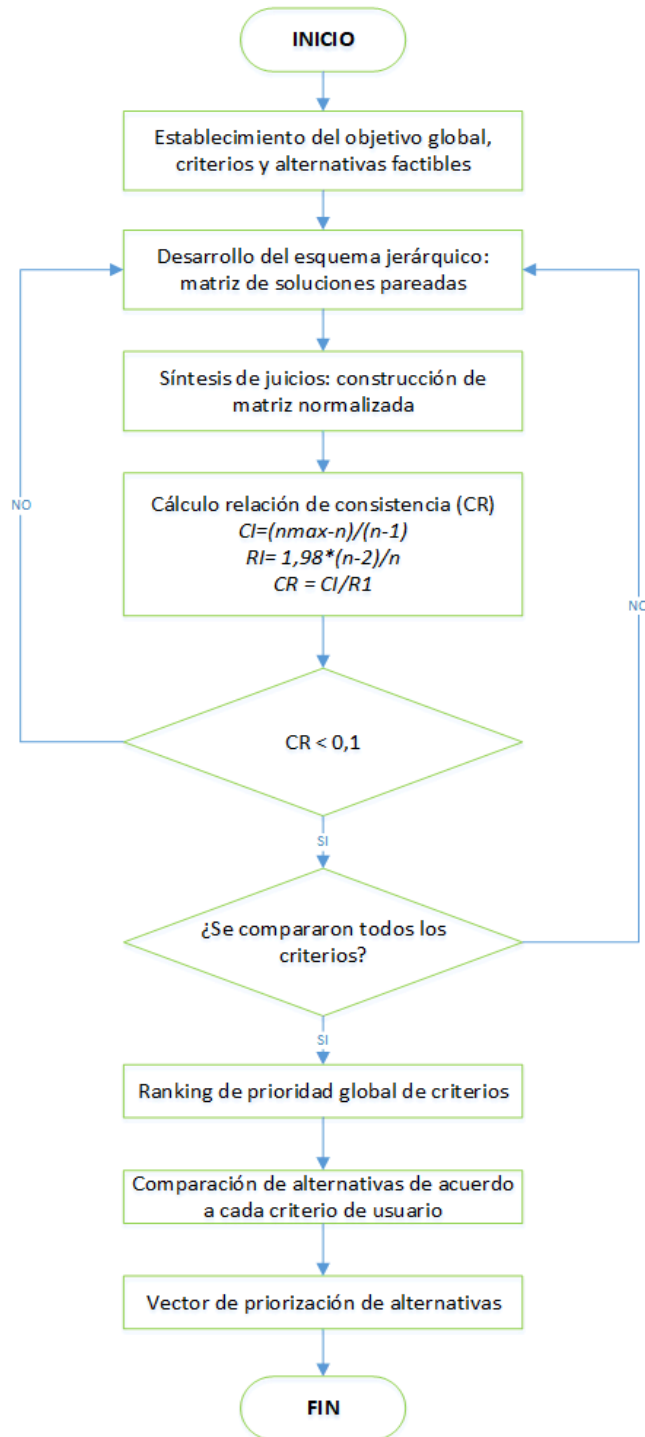
Este capítulo describe la metodología para la selección del mecanismo de gestión de la demanda, mediante el proceso de análisis jerárquico (AHP) propuesto por Thomas Sathy (1980)²², el cual está dividido en tres etapas, modelización, valorización y priorización de las preferencias de usuario. Esta metodología permite identificar los parámetros que afectan la decisión de los clientes para participar en PGD, con el fin de maximizar los beneficios.

3.1 METODOLOGÍA PROCESO ANALÍTICO JERÁRQUICO

El proceso de análisis jerárquico (AHP) es una herramienta basada en la psicología y las matemáticas, que permite la resolución de problemas de decisión multicriterio. Para el caso de selección del PGD adecuado, se debe identificar los criterios o factores que influyen el cambio de patrón de consumos los usuarios y analizarlos en un set de alternativas. El AHP realiza comparaciones entre elementos haciendo uso del álgebra matricial para establecer prioridades²². La metodología aplicada para el AHP se muestra en la figura 4.

²² OSORIO, J. y OREJUELA, J. El Proceso de Análisis Jerárquico (AHP) y la Toma de Decisiones Multicriterio. Ejemplo De Aplicación. Scientia Et Technica. 2008. Vol.14, No.39. 247-252.

Figura 4. Proceso AHP para Selección de Mecanismos de Gestión de la Demanda

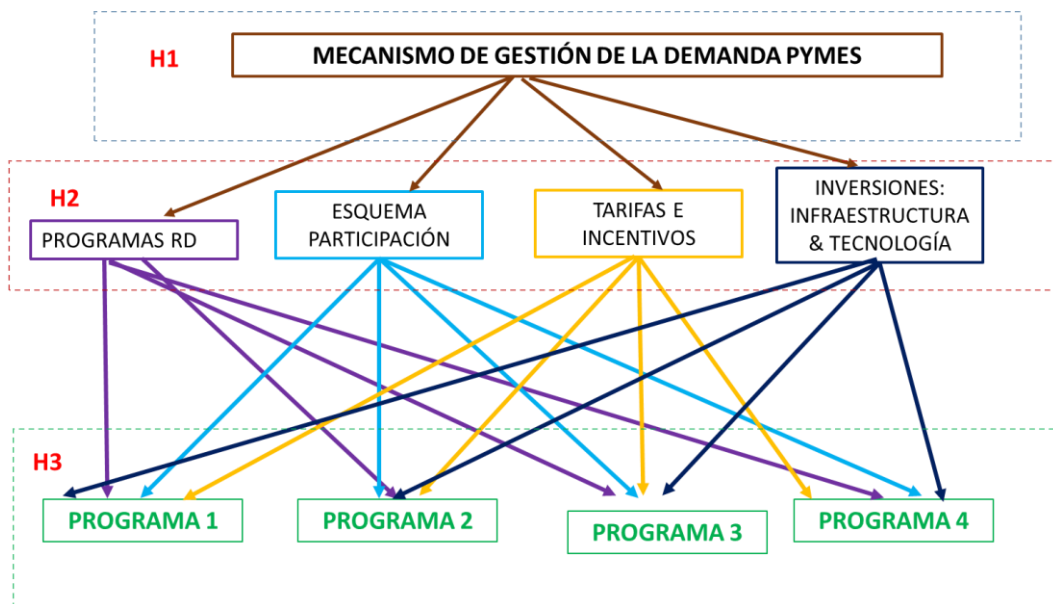


Fuente: Elaboración propia.

En la etapa de modelización se plantea un modelo jerarquía en el que se identifica el objetivo global, las alternativas factibles y los criterios de evaluación. Las alternativas se definen como un portafolio de programas ajustado a las características de cada nivel de gestión de la demanda. Como criterios de evaluación se tomó el esquema de participación, las tarifas e incentivos, el tipo de programa de respuesta a la demanda y las inversiones necesarias. Cada alternativa es evaluada de acuerdo a los criterios establecidos.

El modelo se presenta como una jerarquía en un diagrama de árbol, como se observa en la figura 5, el cual tiene una clasificación ordinal de tres niveles: objetivo de evaluación, criterios de selección y alternativas factibles.

Figura 5. Estructura Jerárquica AHP Gestión de la Demanda



Fuente: Elaboración propia.

3.2 EVALUACIÓN DE CRITERIOS

Una vez establecida la estructura jerárquica se realiza la evaluación de criterios y se construye una matriz de soluciones pareadas, según la experiencia y criterios de los usuarios, mediante el uso de los índices de preferencia establecidos en la

escala de Saaty, que se muestran en la tabla 4.

Tabla 4. Escala Fundamental de comparación por pares (Saaty,1980)

Valor	Definición	Comentarios
1	Igual importancia	Criterio A es igual de importante al criterio B
3	Importancia moderada	La experiencia y el juicio favorece ligeramente al criterio A sobre el criterio B
5	Importancia grande	La experiencia y el juicio favorece fuertemente al criterio A sobre el criterio B
7	Importancia muy grande	El criterio A es mucho más importante que el criterio B
9	Importancia extrema	La mayor importancia del criterio A sobre el criterio B esta fuera de toda duda
2,4,6 y 8 Valores intermedios entre los otros, cuando es necesario matizar		

Fuente: Elaboración propia.

La matriz de comparaciones de criterios pareados se configura de la siguiente manera: Sea A una matriz de $n \times n$ criterios, para $i = 1,2, \dots, n, y, j = 1,2, \dots, n, a_{ij}$ es la medida de preferencia entre el criterio del reglón i cuando se compara con el criterio de la columna j , esta manera se cumple que:

- Si $i = j$, el valor a_{ij} será igual a 1, puesto que se está realizando una comparación del criterio con el mismo.

$$A = \begin{pmatrix} 1 & \dots & a_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{n1} & \dots & 1 \end{pmatrix} \quad (1)$$

- $a_{ij} * a_{ji}$ es igual a 1 es decir:

$$A = \begin{pmatrix} 1 & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ \frac{1}{a_{12}} & \dots & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{1}{a_{1n}} & \frac{1}{a_{2n}} & \dots & 1 \end{pmatrix} \quad (2)$$

Después de haber realizado las comparaciones de todos los criterios, la matriz debe ser normalizada, y se obtiene el vector de ponderación, una vez realizado

este paso se debe calcular una relación de consistencia (CR), la cual se define como la relación entre el índice de consistencia (CI) de la matriz de comparación de criterios y una consistencia aleatoria (AI), las ecuaciones 3 ,4 y 5 describen el modelo matemático.²³

$$CR = \frac{CI}{AI} \quad (3)$$

$$CI = \frac{n_{max} - n}{n - 1} \quad (4)$$

$$AI = \frac{1,98(n - 2)}{n} \quad (5)$$

Donde n es el número de criterios a comparar.

El modelo está planteado de modo que si no se cumple la condición que $RC < 0,1$, se consideran que los juicios son inconsistentes y el tomador de decisión debe replantear la ponderación de los criterios²⁴.

Este procedimiento se repite entre sí para realizar comparación por pares de alternativas, respecto a cada criterio, con el fin de obtener un vector final de priorización de alternativas.

3.3 APLICACIÓN Y DESARROLLO DEL MODELO AHP

Se presenta un ejemplo aplicado a una PyME del sector plásticos en el departamento Norte de Santander, con el objeto del desarrollo y aplicación de la metodología AHP para la selección del mecanismo de gestión de la demanda, este ejemplo busca ilustrar la situación en un contexto real.

²³ TOSKANO, G. "El Proceso de Análisis Jerárquico (AHP) como Herramienta para la toma de Decisiones". Monografía. Universidad Nacional Mayor de San Marcos. San Marcos, Lima. 2005.

²⁴ HURTADO, E. y ESCAMILLA, J. Modelo de gestión de la demanda energética integral. Revista Facultad De Ciencias Económicas. 2015. Vol.23, No. 2. 137-147. <https://doi.org/10.18359/rfce.1612>

Los criterios de evaluación sobre los cuales se realizará el juicio de expertos y la posterior toma de decisión se muestran en la Tabla 5, se toma a consideración programas definidos con características propias de cada nivel de gestión de la demanda. Se proponen cuatro programas de gestión de la demanda, los cuales serán evaluados de acuerdo con los criterios de: esquema de participación del usuario, tipo de respuesta a la demanda, inversiones en infraestructura y equipos, y esquema de tarificación e incentivos.

Tabla 5. Alternativas Factibles de Gestión de la Demanda

	Nivel Gestión de la Demanda	Programa RD	Esquema Participación	Tarifas e Incentivos	Inversiones: Infraestructura & Tecnología
PG1	2	Aplanamiento curva de carga	Voluntaria, Contratos bilaterales	La tarifa se puede definir por tiempos de uso (bloques), tarifa horaria, o precio de pico crítico	Requiere reemplazo de medidores por equipos con telegestión, el usuario realiza control autónomo de la carga Requiere reemplazo de medidores por equipos de medición avanzada con comunicación bidireccional, el usuario realiza control autónomo de la carga
PG2	3	Reservas del lado de la demanda	Programas de mercado - confiabilidad	Reducción en la factura o un incentivo fijo + el costo de la carga reducida	Requiere reemplazo de medidores por equipos de medición avanzada con comunicación bidireccional, el usuario realiza control autónomo de la carga
PG3	4	Reservas del lado de la demanda	Contratos bilaterales	A cambio de la posibilidad de desconexión el usuario recibe un descuento en la factura	Requiere la existencia de un sistema de comunicación directo y robusto, el operador de red ejerce control directo sobre la carga Requiere la existencia de un sistema de comunicación directo y robusto, el usuario ejerce el control sobre su carga
PG4	5	Reservas del lado de la demanda	Contratos de mercado	Venta de energía ahorrada, mercado de Negavattios	Requiere la existencia de un sistema de comunicación directo y robusto, el usuario ejerce el control sobre su carga

Fuente: Elaboración propia.

El primer paso es realizar la valorización de los criterios propuestos a partir del juicio del usuario para construir una matriz de comparación pareada, que se

muestra en la tabla 6. Esta matriz muestra el nivel de importancia dado por el usuario al comparar los criterios de evaluación entre sí tomando como referencia la escala de Saaty (Tabla 4).

Tabla 6. Matriz de Comparación de Criterios Pareados

MATRIZ DE COMPARACIÓN DE CRITERIOS									
CRITERIO	PROGRAMA RD	ESQUEMA PARTICIPACIÓN	TARIFAS E INCENTIVOS	INVERSIONES	MATRIZ NORMALIZADA				PONDERACIÓN
PROGRAMA RD	1	1	1/9	1/7	0,06	0,08	0,07	0,03	0,06
ESQUEMA PARTICIPACIÓN	1	1	1/5	1/5	0,06	0,08	0,12	0,05	0,08
TARIFAS E INCENTIVOS	9	5	1	3	0,50	0,42	0,61	0,69	0,55
INVERSIONES	7	5	1/3	1	0,39	0,42	0,20	0,23	0,31
TOTAL	18	12	1,64	4,34					

Fuente: Elaboración propia.

Una vez construida la matriz de comparación pareada, esta es normalizada y promediada obteniendo un vector de ponderación. Se observa que el criterio de mayor peso es el de tarifas e incentivos, lo que quiere decir que es el criterio de mayor relevancia para el usuario a la hora de participar en un PGD, seguido por las inversiones y en menor proporción el programa de RD y el esquema de participación.

Para determinar si los juicios del usuario son consistentes se determina la relación de consistencia, haciendo uso de las ecuaciones 3,4, y 5.

$$CI = \frac{n_{max} - n}{n - 1} = \frac{4,25 - 4}{4 - 1} = 0,08409$$

$$AI = \frac{1,98(n - 2)}{n} = \frac{1,98(4 - 2)}{4} = 0,99$$

$$CR = \frac{CI}{AI} = \frac{0,08409}{0,99} = 0,0849$$

Se cumple la condición de $CR < 0,1$, por lo tanto, los juicios son consistentes.

Este procedimiento se repite para comparar las alternativas propuestas entre sí, respecto a cada criterio obteniendo las matrices de las tablas 7, 8,9 y 10.

Tabla 7. Matriz de Comparación de Alternativas: Criterio Programa Respuesta a la Demanda

PROGRAMA RD									
ALTERNATIVA	PG1	PG2	PG3	PG4	MATRIZ NORMALIZADA				VECTOR PROMEDIO
PG1	1	1/7	1/7	1/7	0,05	0,05	0	0,05	0,05
PG2	7	1	1	1	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
PG3	7	1	1	1	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
PG4	7	1	1	1	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
TOTAL	22	3,14	3,14	3,14					

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 8. Matriz de Comparación de Alternativas: Criterio Esquema de Participación

ESQUEMA DE PARTICIPACIÓN									
ALTERNATIVA	PG1	PG2	PG3	PG4	MATRIZ NORMALIZADA				VECTOR PROMEDIO
PG1	1	3	1	5	0,05	0,9	0,3	1,5	0,73
PG2	1/3	1	1/3	1/3	0,05	0,3	0,1	0,1	0,14
PG3	1	3	1	5	0,05	0,9	0,3	1,5	0,73
PG4	1/5	3	1/5	1	0,05	0,9	0,0	0,3	0,34
TOTAL	2,53	10,00	2,53	11,33					

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 9. Matriz de Comparación de Alternativas: Criterio Tarifas e Incentivos

ALTERNATIVA	TARIFAS E INCENTIVOS				MATRIZ NORMALIZADA				VECTOR PROMEDIO
	PG1	PG2	PG3	PG4					
<i>PG1</i>	1	1/3	5	5	0,05	0,11	1 3/5	1,59	0,83
<i>PG2</i>	3	1	5	5	0,14	0,32	1,59	1,59	0,91
<i>PG3</i>	1/5	1/5	1	1/3	0,01	0,06	0,32	0,11	0,12
<i>PG4</i>	1/5	1/5	3	1	0,01	0,06	0,95	0,32	0,34
TOTAL	4,40	1,73	14,00	11,33					

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 10. Matriz de Comparación de Alternativas: Criterio Inversiones

ALTERNATIVA	INVERSIONES				MATRIZ NORMALIZADA				VECTOR PROMEDIO
	PG 1	PG 2	PG 3	PG 4					
<i>PG 1</i>	1	1	7	3	0,05	0,32	2,23	0,95	0,89
<i>PG 2</i>	1	1	7	3	0,05	0,32	2,23	0,95	0,89
<i>PG 3</i>	1/7	1/7	1	1/5	0,01	0,05	0,32	0,06	0,11
<i>PG 4</i>	1/3	1/3	5	1	0,02	0,11	1,59	0,32	0,51
TOTAL	2,48	2,48	20,00	7,20					

Fuente: Elaboración propia.

Para obtener el vector final de priorización, se construye una nueva matriz con los vectores promedio obtenidos de la comparación pareada de alternativas, y se multiplica por el vector de ponderación obtenido en la matriz de la Tabla 6.

En la tabla 11 se muestra el vector de priorización global de alternativas, se observa que el programa 2 tiene una mayor preferencia a partir de los criterios de usuario seguido del programa 1 y menor proporción los programas 3 y 4.

Tabla 11. Matriz de Priorización de Alternativas

Criterio Alternativa	PROGRAMA RD	ESQUEMA DE PARTICIPACIÓN	TARIFAS E INCENTIVOS	INVERSIONES	PRIORIZACIÓN
<i>PG1</i>	0,05	0,73	0,83	0,89	0,79
<i>PG2</i>	0,32	0,14	0,91	0,89	0,81
<i>PG3</i>	0,32	0,73	0,12	0,11	0,18
<i>PG4</i>	0,32	0,34	0,34	0,51	0,39
PONDERACIÓN	0,06	0,08	0,55	0,31	

Fuente: Elaboración propia.

3.4 ANÁLISIS DE ESCENARIOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE PGD

Los resultados obtenidos en el modelo de jerarquización de prioridades, sugieren la implementación de PGD basados en incentivos. En esta sección se presentan los escenarios posibles de implementación. Los modelos matemáticos están basados en los trabajos Nieves²⁵ y Restrepo²⁶. La ecuación 6 permite cuantificar los beneficios económicos percibidos por el usuario al participar en un PGD.

$$Bpg = \sum_{n=1}^{24} Igd_n + (\Delta Q_n * P_n) - Pen \quad (6)$$

Donde,

Bpg son los beneficios obtenidos por usuario final al participar en un PGD

Igd_n son los incentivos percibidos por usuario final en la hora n

ΔQ_n son ahorros estimados por el usuario en la hora n

P_n es el precio de la energía en la hora n

Pen es la penalización que percibe el usuario por incumplimiento de contrato

Debido a que en Colombia no existe un modelo regulatorio para estos programas los beneficios se aproximan al modelo de demanda desconectable voluntaria (DDV) propuesto por la CREG.

²⁵ NIEVES, A. "Cuantificar el impacto de un programa de respuesta de la demanda basado en incentivos en el mercado eléctrico diario colombiano". Monografía de grado. Universidad de la Salle. Bogotá, Colombia. (En línea) (Citado el 15 de Marzo del 2020) Disponible en: https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica.

²⁶ RESTREPO, A., NOPE, S. y ENRÍQUEZ, D. Beneficios Económicos de la Gestión de la Demanda y la Energía Autogenerada en el Contexto de la Regulación Colombiana. Información Tecnológica. 2018. Vol.2, No.1. 105-116 <http://dx.doi.org/10.4067/S0718-07642018000100105>.

3.4.1 Escenario 1: Tarifa por tiempos de uso TOU. En este escenario se estableces tarifas por bloques estableciendo un precio de pico crítico (horas punta) y precio horas valle. Según XM existen tres puntos importantes que caracterizan la curva de demanda de energía en Colombia: la amanecida (05:00 a 07:00), punta uno (11:00 a 13:00) y la punta dos (18:00 a 21:00), siendo este último punto el de mayor consumo de potencia eléctrica en el país²⁷. La variación de precios en distintos momentos del día ejerce una influencia sobre el cambio en el patrón de consumos de los usuarios, permitiendo de este modo desplazar cargas de periodos pico a periodos de baja demanda.

El concepto de elasticidad de la demanda permite evaluar la capacidad de respuesta de los usuarios ante variaciones de precios. La ecuación 7 define la elasticidad como una relación matemática entre el volumen de la demanda y la variación del precio de la energía.

$$\varepsilon = \frac{\frac{\Delta Q}{Q}}{\frac{\Delta p}{p}} \quad (7)$$

Donde,

Q Demanda inicial

p Tarifa inicial, sin PGD

ΔQ Variación de la demanda

Δp Variación de la tarifa

Dentro del comportamiento típico de los usuarios industriales podemos identificar diferentes tipos de cargas. En primer lugar, están las cargas de base que son

²⁷ XM COMPAÑÍA EXPERTOS EN MERCADOS S.A. Histórico de demanda. (En línea) (Citado el 2 de Mayo del 2020) Disponible en: <https://www.xm.com.co/Paginas/Consumo/historico-de-demanda.aspx>

aquellas de uso continuo durante la operación o que no son susceptibles a desplazar su consumo entre horas. Estas cargas solo podrán ser activadas o desactivadas por el usuario que responde a las variaciones de precio. Así tendrán sensibilidad de un solo periodo (elasticidad propia) y su elasticidad tendrá un valor negativo como se muestra en la ecuación 8

$$\varepsilon = \frac{\Delta qn}{\Delta pn} \leq 0 \quad (8)$$

Donde,

Δqn Es la variación de la demanda en el periodo n

Δpn Es la variación del precio de la demanda en el periodo n

Por otra parte, las demás cargas relacionadas al proceso industrial son cargas auxiliares, es decir aquellas que pueden desplazar sus consumos en el tiempo. Estas cargas presentan un comportamiento de elasticidad cruzada cuya se relación se muestra en la ecuación 9, y su valor es positivo.

$$\varepsilon = \frac{\Delta qn}{\Delta pm} \geq 0 \quad (9)$$

Donde,

Δqn Es la variación de la demanda en el periodo n

Δpm Es la variación del precio de la demanda en el periodo m

En un periodo de 24 horas la energía ahorrada se encuentra definida por:

$$\Delta qn = \varepsilon * \Delta pn \quad (10)$$

Donde ε es el índice de elasticidad representado por una matriz de 24 x 24 como se muestra en la ecuación 11

$$\varepsilon = \begin{bmatrix} \varepsilon_{1,1} & \varepsilon_{1,2} & \varepsilon_{1,3} & \cdots & \cdots & \varepsilon_{1,24} \\ \varepsilon_{2,1} & \varepsilon_{2,2} & \varepsilon_{2,3} & \cdots & \cdots & \varepsilon_{2,24} \\ \vdots & & \ddots & & & \vdots \\ \vdots & & & \ddots & & \vdots \\ \vdots & & & & \ddots & \vdots \\ \varepsilon_{24,1} & \varepsilon_{24,2} & \cdots & \cdots & \cdots & \varepsilon_{n,m} \end{bmatrix} \quad (11)$$

Donde la diagonal representa las elasticidades propias ($n=m$), y el resto de los elementos de la matriz las elasticidades cruzadas.

La Figura 6 muestra el algoritmo de programación implementado para cuantificar el beneficio percibido por el usuario al participar en un PGD, bajo el esquema de tarifa por tiempos de uso (TOU). El beneficio está determinado por las ecuaciones 12, 13 y 14

$$Bgd = \sum_{n=0}^{23} Cin - Cfn \quad (12)$$

$$Cin = \sum_{n=0}^{23} q0n * p \quad (13)$$

$$Cfn = \sum_{n=0}^{23} qn * pn \quad (14)$$

Donde,

Bgd Es el beneficio percibido por el usuario al participar de PGD

Cin Es el costo inicial percibido por el usuario sin PGD en el periodo n

Cfn Es el costo percibido por el usuario con PGD en el periodo n

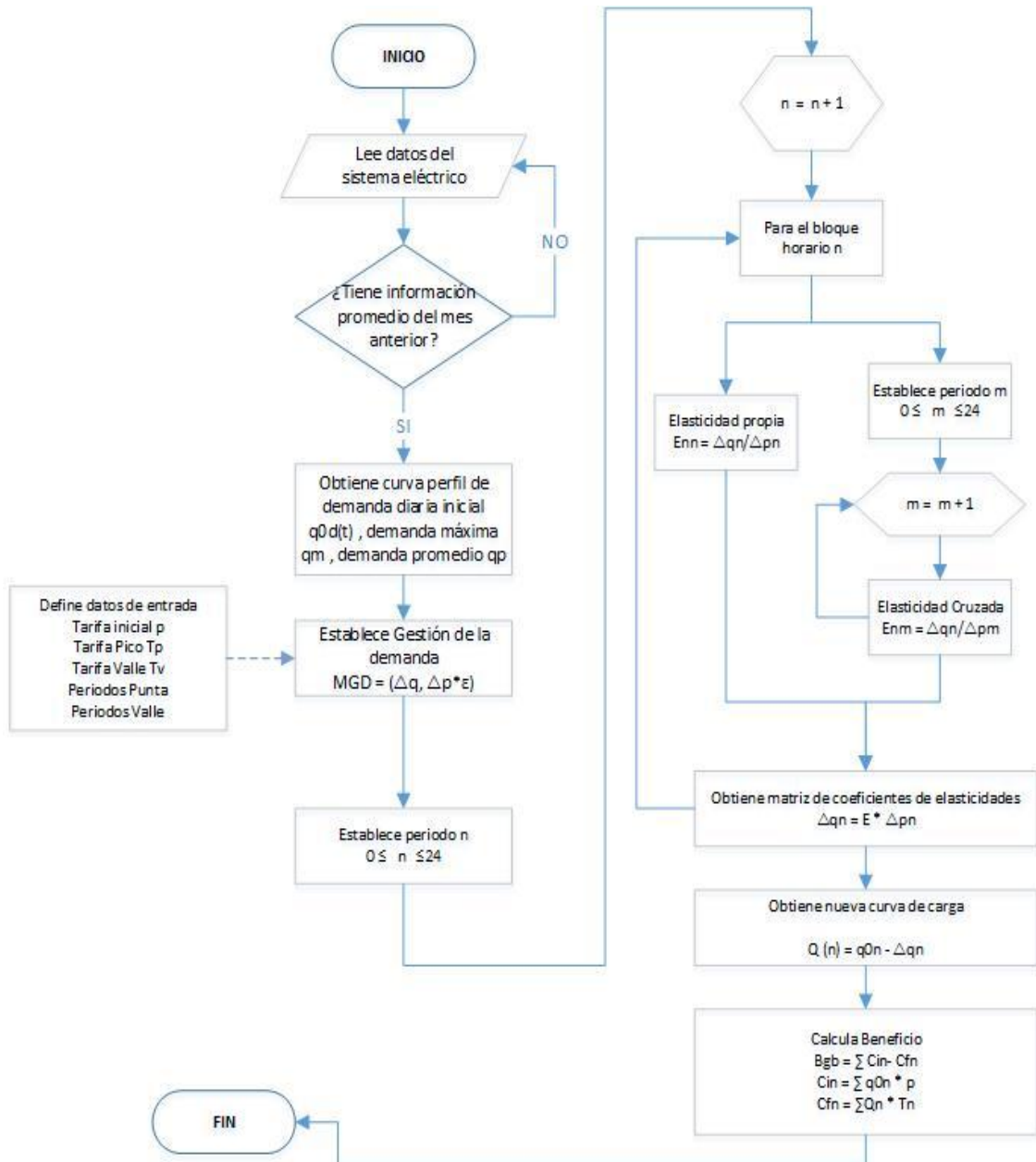
qon Es la demanda del usuario sin PGD en el periodo n

qn Es la demanda del usuario con PGD en el periodo n

p Es la tarifa de energía establecido por el OR sin PGD

p_n Es la tarifa horaria establecida por el PGD

Figura 6. Algoritmo PGD Escenario 1



Fuente: Elaboración propia.

3.4.2 Escenario 2: Programa de reservas DDV. En este escenario se presenta un programa de reservas del lado de la demanda en condiciones de escasez. Los beneficios percibidos por el usuario corresponden a la reducción de la carga más un incentivo fijo que se calcula como se muestra en las ecuaciones 15, 16 y 17.

$$T_{nv} = 0,92 * PE \quad (15)$$

$$T_{np} = 1,08 * PE \quad (16)$$

$$I = \sum_{n=0}^{23} T_n * \Delta q_n \quad (17)$$

Donde,

T_{nv} Es la tasa del incentivo en hora valle

T_{np} Es la tasa del incentivo en hora punta

T_n Es la tasa del incentivo en la hora n

PE Es el precio de escasez

Δq_n Es la energía reducida por el usuario en la hora n

I Es el incentivo total percibido por el usuario

Para el cálculo del incentivo se tuvo en cuenta el umbral del 8% con base en lo establecido en el documento CREG 056 2014²⁸. La figura 7 muestra el algoritmo de programación implementado para cuantificar el beneficio percibido por el usuario al participar en un PGD, bajo el esquema de reservas del lado de la demanda bajo condiciones de escasez determinado por la ecuación 18.

²⁸ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Op cit. 2014.

$$Bgd = \sum_{n=0}^{23} In + \Delta qn * P \quad (18)$$

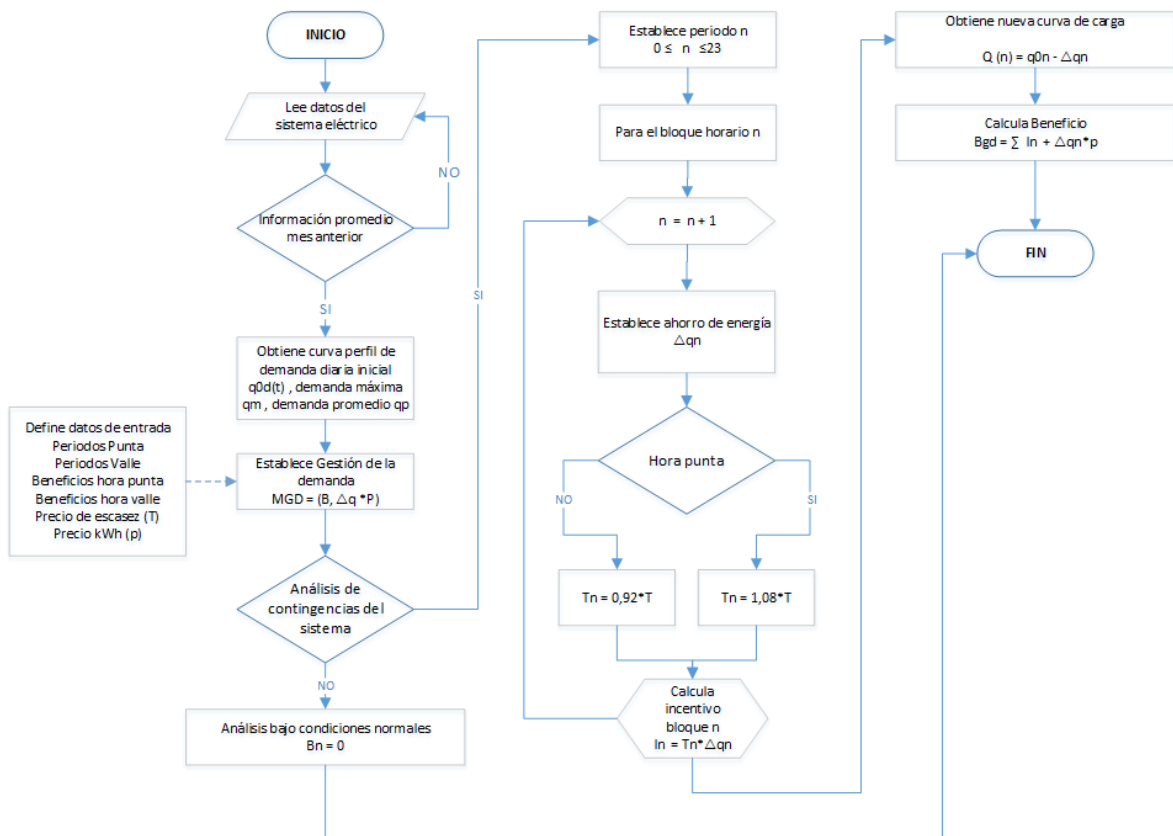
Donde,

Bgd Es el beneficio percibido por el usuario participante del PGD

In Es el incentivo total percibido por el usuario en la hora n

P Es el valor del kWh establecido por el comercializador

Figura 7. Algoritmo PGD Escenario 2



Fuente: Elaboración propia.

3.4.3 Escenario 3: Programa de reservas DDV considerando penalizaciones.

Este caso se considera el programa de reservas del lado de la demanda

presentado en el escenario 2, pero esta vez considerando el factor de penalización. El usuario representado por un agente comercializador pacta un nivel de carga máxima, la cual no debe exceder. Los incentivos están determinados por la tarifa del precio de escasez multiplicado por la reducción de carga, como se mostró en las ecuaciones 15, 16 y 17. El usuario se enfrentará a la penalización en los momentos en que su carga exceda el nivel de contrato, esta penalización se tasa bajo el umbral del 8% del precio de escasez y se calcula como se muestra en las ecuaciones 19, 20 y 21.

$$Pen = \sum_{n=0}^{23} kn (qn - Cn) \quad (19)$$

$$knv = 0,92 * PE \quad (20)$$

$$knp = 1,08 * PE \quad (21)$$

Donde,

Pen Penalización percibida por el usuario

knv Tarifa de penalización en hora valle

knp Tarifa de penalización en hora punta

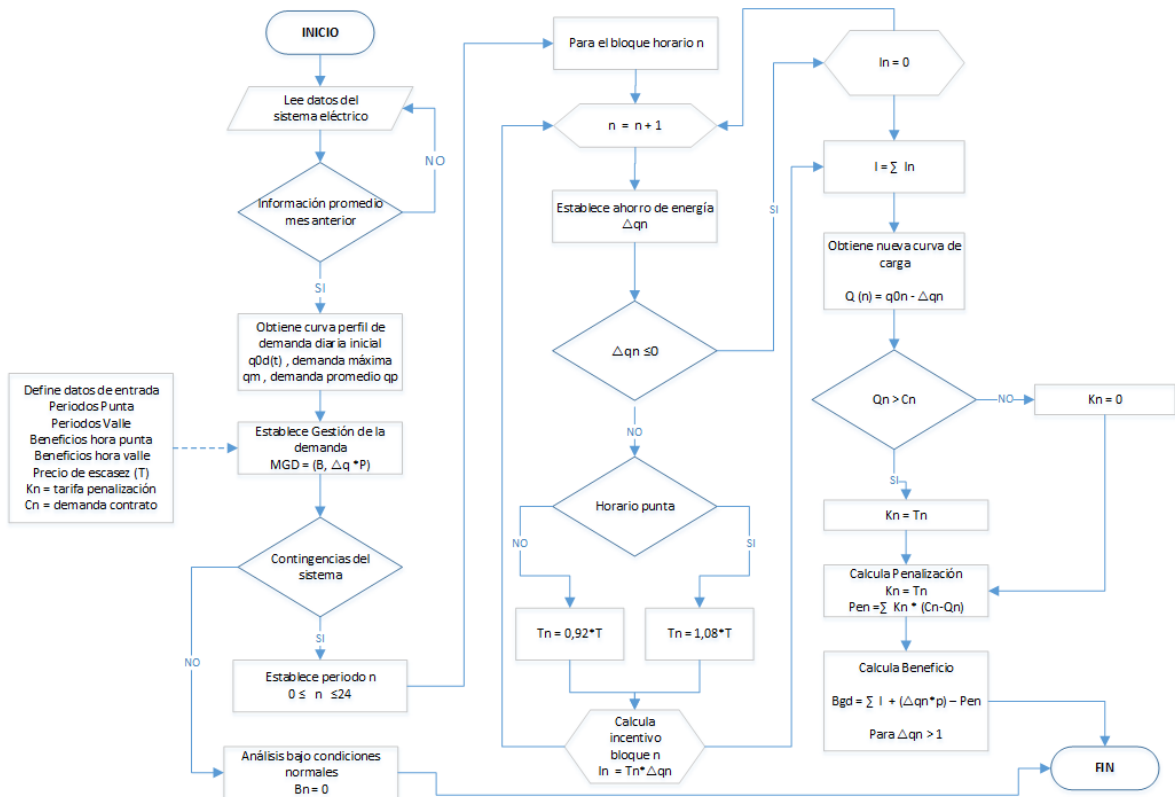
Cn Nivel de carga pactada hora

qn Demanda del usuario hora n

La figura 8 muestra el algoritmo de programación implementado para cuantificar el beneficio percibido por el usuario al participar en un PGD, considerando penalizaciones para los momentos del día en que se exceda el nivel de contrato. El beneficio final percibido por el usuario está determinado por la ecuación 22.

$$Bgd = \sum_{n=0}^{23} I_n + (\Delta q_n * P) - Pen \quad (22)$$

Figura 8. Algoritmo PGD Escenario 3



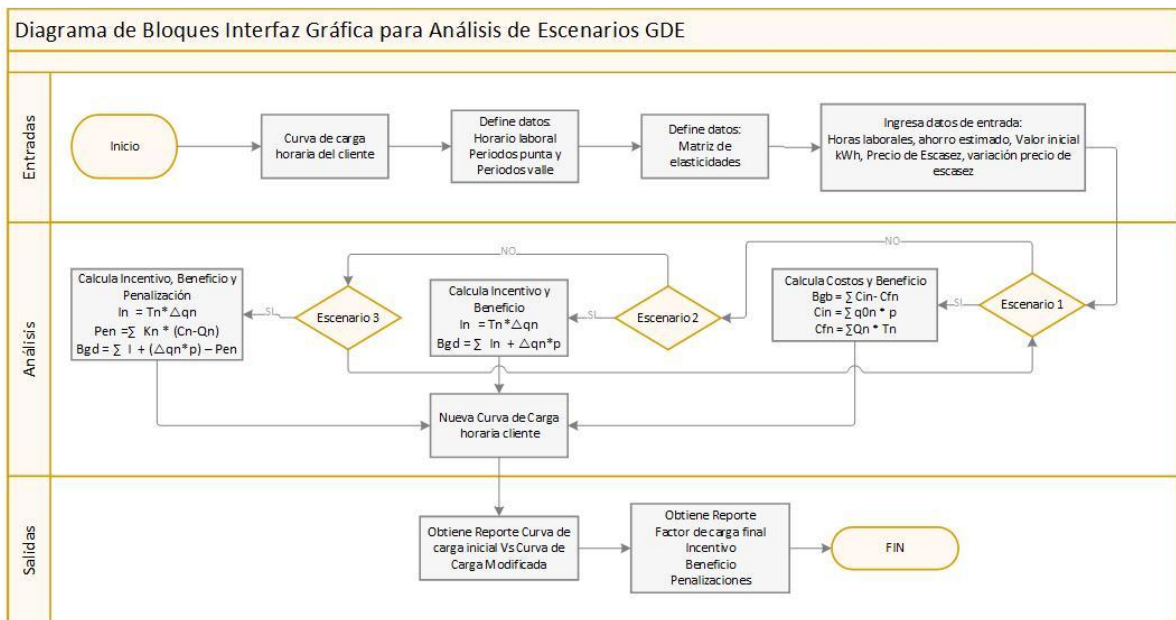
Fuente: Elaboración propia.

4. APLICACIÓN DE LOS ESCENARIOS DE GESTIÓN DE LA DEMANDA

En este capítulo se realiza la simulación de los escenarios propuestos en el capítulo 3. El caso de estudio se desarrolla para una pyme industrial del sector plásticos en Norte de Santander (Colombia). A partir del análisis y simulación se obtienen los beneficios, curva de carga diaria, demanda máxima, demanda promedio y factor de carga para cada caso.

La figura 9 muestra el diagrama de bloques explicativo de la interfaz gráfica desarrollada en Python. Se define como entradas la información característica del usuario como: curva de demanda horaria, horario laboral, periodos punta, periodos valle, tarifas y ahorros estimados. La interfaz cuantifica los beneficios percibidos por el usuario en cada escenario y realiza comparaciones entre ellos.

Figura 9. Diagrama de bloques interfaz gráfica para análisis de escenarios de PGD

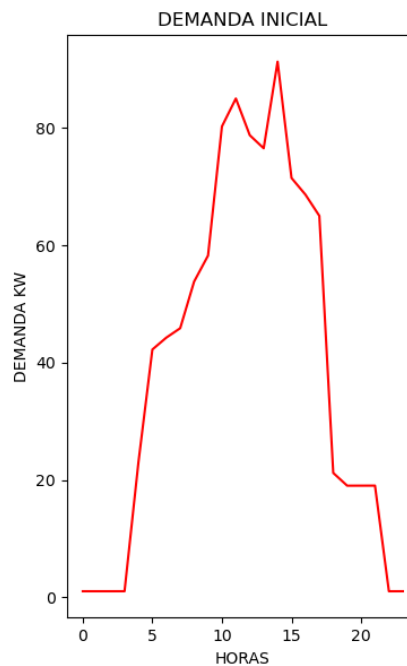


Fuente: Elaboración propia.

4.1 CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA Y PERFILES DE CARGA (CASO BASE)

Los PGD son diseñados de acuerdo con el comportamiento de los consumos del usuario participante, es decir, para proponer un PGD es necesario conocer el comportamiento de la demanda. Por lo tanto se realizaron mediciones en los meses de Noviembre y Diciembre de 2019, con el fin de construir una curva de demanda diaria a partir de la identificación de los patrones de uso de un cliente industrial del sector plástico en la ciudad de Cúcuta. La Figura 10 presenta la curva de demanda diaria promedio, en esta curva se observa una intensidad máxima de 91.326 kW, y una temporalidad del pico entre las 10:00 y las 15:00 hrs. Este tipo de perfil de usuario, presenta ventajas para el desarrollo de un portafolio de energía que involucre energía gestionable, ya que es posible desplazar sus consumos en horarios fuera de horas punta.

Figura 10. Curva de Demanda Diaria Caso Base



Fuente: Elaboración propia.

La implementación de los PGD busca obtener una mejora en el comportamiento de consumos del usuario participante. El factor de carga (FC) es una relación entre la demanda máxima en un intervalo de tiempo y la demanda promedio en el mismo periodo. Matemáticamente se puede expresar como se muestra en las ecuaciones 23 y 24. un FC próximo a 1 indica una distribución de carga optima diaria (aplanamiento de curva), de modo que se evitan picos excesivos en horas punta. También es posible mejorar el FC reduciendo la demanda. En consecuencia, un efecto de los PGD es mejoramiento del FC.

$$FC = \frac{D_{prom}}{D_{max}} \quad (23)$$

$$FC = \frac{\frac{\text{Area bajo la curva de demanda diaria}}{\frac{\text{horas}}{\text{día}} (\text{laborales})}}{D_{max}} \quad (24)$$

Donde,

D_{prom} Es la demanda promedio de un usuario en un día

D_{max} Es el pico de demanda máxima de un usuario en un día

En la tabla 12 se muestran los valores obtenidos a partir de las mediciones para demanda máxima, demanda promedio y FC que son objeto de análisis en la simulación de los escenarios propuestos.

Tabla 12. Demanda Diaria Caso Base

Demanda Máxima Dmax	Demanda Promedio Dprom	Factor de Carga FC
91.326 kW	60.5925	0.6634

Fuente: Elaboración propia.

4.2 EVALUACIÓN DE ESCENARIOS PROPUESTOS

Para realizar el análisis de escenarios se implementa un algoritmo de simulación desarrollado en Python para cada caso como se muestra en el capítulo 3. Para ello se toma como datos de entrada la información de la curva diaria obtenida en las mediciones y precios de compra de kWh de clientes industriales no regulados y el precio de escasez de activación en el mes de junio de 2020.

4.2.1 Resultados Escenario 1. Para la evaluación del escenario 1 se implementó el algoritmo descrito en la figura 6. Los datos de entrada están definidos por la demanda base que se muestra en la figura 10 y la tarifa de \$662.21, establecida por la empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander para clientes industriales y comerciales regulados en el mes de junio de 2020²⁹ como tarifa inicial. Se establecen dos periodos punta, el primero entre las 10:00 y las 15:00 horas, y el segundo entre las 18:00 y las 21:00 horas, en concordancia con el patrón de consumos del usuario y los periodos establecidos en el sistema eléctrico nacional²⁷.

Debido a que actualmente en el país no hay datos que representen índice de elasticidad de la demanda para sectores industriales, se toman como referencia los valores de elasticidad propia y elasticidad cruzada desarrollados en los trabajos Nieves³⁰, Khajavi³¹. De igual forma se tiene en cuenta una demanda perfectamente inelástica con $\varepsilon = 0$ para los periodos del día no laborales para el usuario. En la tabla 13 se especifican los valores de las elasticidades.

²⁹ CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A E.S.P. Tarifas de Energía Junio 2020. (En línea) (Citado el 1 Julio del 2020) Disponible en: https://www.cens.com.co/Portals/Contingencia/tarifas_comercial/Tarifa_CENS_202006.pdf.

³⁰ NIEVES. Op, cit. 2018.

³¹ KHAJAVI, P., ABNIKI, A. y ARANI, A. "The role of incentive based Demand Response programs in smart grid," Electrical Engineering. 2011. Vol.8, No.4. 1-4, doi: 10.1109/EEEIC.2011.5874702.

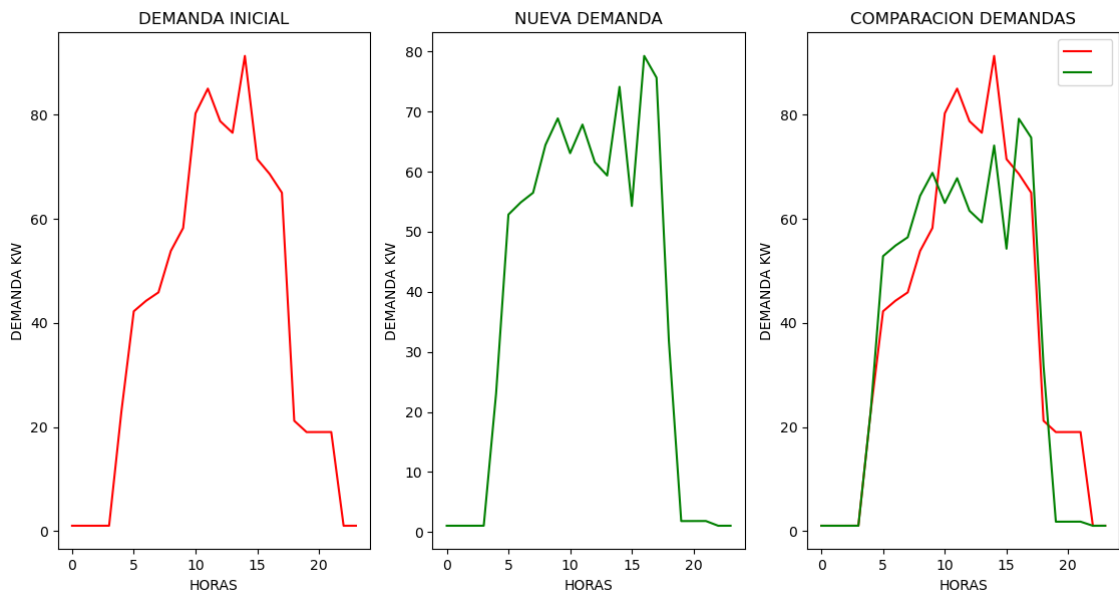
Tabla 13. Elasticidad de Referencia Usuario

	Periodo laboral	Periodo no laboral
Elasticidad Propia	-0,03	0
Elasticidad cruzada	0,007	0

Fuente: Elaboración propia.

Para las tarifas de hora punta y hora valle se establece un valor de prueba con un valor del 105% de la tarifa inicial para las horas punta y un valor de 95% de la tarifa inicial para las horas valle. Además, el beneficio es calculado conforme a la ecuación 12. Los resultados de la simulación se muestran en la Figura 11 y la tabla 14. En la Figura 11 se observa el cambio obtenido en la curva de carga al simular el escenario 1, se evidencia un desplazamiento de las cargas de las horas punta a las horas valle, mejorando el rendimiento en el factor de carga y obteniendo un beneficio diario para el usuario de \$54420,60.

Figura 11. Resultados Simulación Escenario 1



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 14. Resultados Simulación Escenario 1

	Caso base	PGD escenario 1
Demanda máxima	91.326 kW	79.25 kW
Demanda promedio	60.59 kW	56.24 kW
Factor de carga	0.66	0.71
Beneficio	-	\$ 54420,60

Fuente: Elaboración propia.

4.2.2 Resultados Escenario 2. Para la evaluación del escenario 2 se ejecutó el algoritmo descrito en la figura 7. Como valores de entrada se toma la curva de demanda diaria del usuario que se muestra en la figura 10 Para el valor del kWh se toma la tarifa del mes de junio de 2020 de la empresa Centrales Eléctricas del Norte de Santander²⁹ y se toma el precio de escasez de activación para el día 21 de junio de 2020³². En la tabla 15 se muestran los valores de entrada para la simulación.

Tabla 15. Datos de Entrada Escenario 2

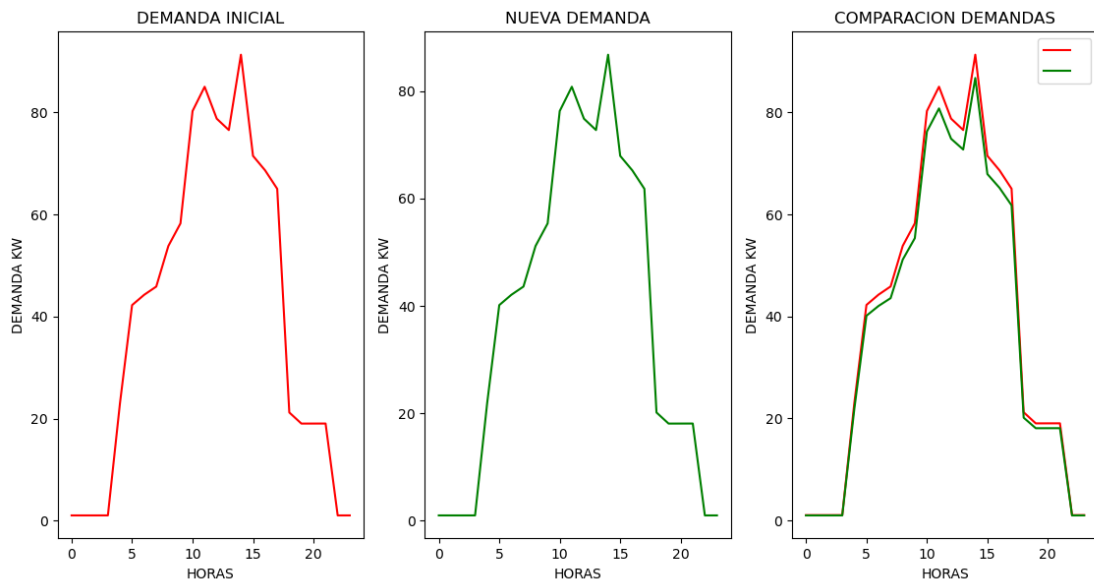
	Precio de Escasez de Activación junio 21 2020	Precio kWh Junio 2020
Datos de entrada	\$ 582.19	\$ 662.21

Fuente: Elaboración propia.

Para la simulación se tuvo en cuenta un ahorro del 5% de la demanda inicial, obteniendo de este modo una curva de conservación estratégica, los resultados obtenidos de cambios en la curva de carga se evidencian en la figura 12.

³² XM COMPAÑÍA EXPERTOS EN MERCADOS S.A. Precio de Escasez y Precio Máximo de Bolsa. (En línea) (Citado el 1 de Julio del 2020) Disponible en: <https://www.xm.com.co/Paginas/Indicadores/Transacciones/Indicador-precio-escasez-precio-maximo-bolsa.aspx>

Figura 12. Resultados Simulación Escenario 2



Fuente: Elaboración propia.

Los beneficios e incentivos se obtienen a partir de las ecuaciones 17 y 18, en la tabla 16 se muestran los resultados obtenidos para el escenario 2 comparados con el caso base. Los datos fueron tomados teniendo en cuenta los periodos punta entre las 10:00 y las 15:00 horas y entre las 18:00 y las 21:00 horas

Tabla 16. Resultados Escenario 2 Vs Caso Base

	Caso base	PGD escenario 2
Demanda máxima	91.326 kW	86.76 kW
Demanda promedio	60.59 kW	57.56 kW
Factor de carga	0.66	0.663
Incentivo Fijo	-	\$32251,4
Beneficio	-	\$ 64383,764

Fuente: Elaboración propia.

4.2.3 Resultados Escenario 3. La simulación del escenario 3 se ejecuta con base al algoritmo descrito en figura 10. Se toman como datos de entrada la curva de carga del usuario y valores de precio de escasez y tarifa de kWh presentados en la tabla 15. Los incentivos, penalizaciones y beneficios son calculados de acuerdo

a las ecuaciones 17,19 y 22. Se toma como valor de demanda máxima contratada el valor de la demanda máxima menos el 8%. Como se muestra en la tabla 17.

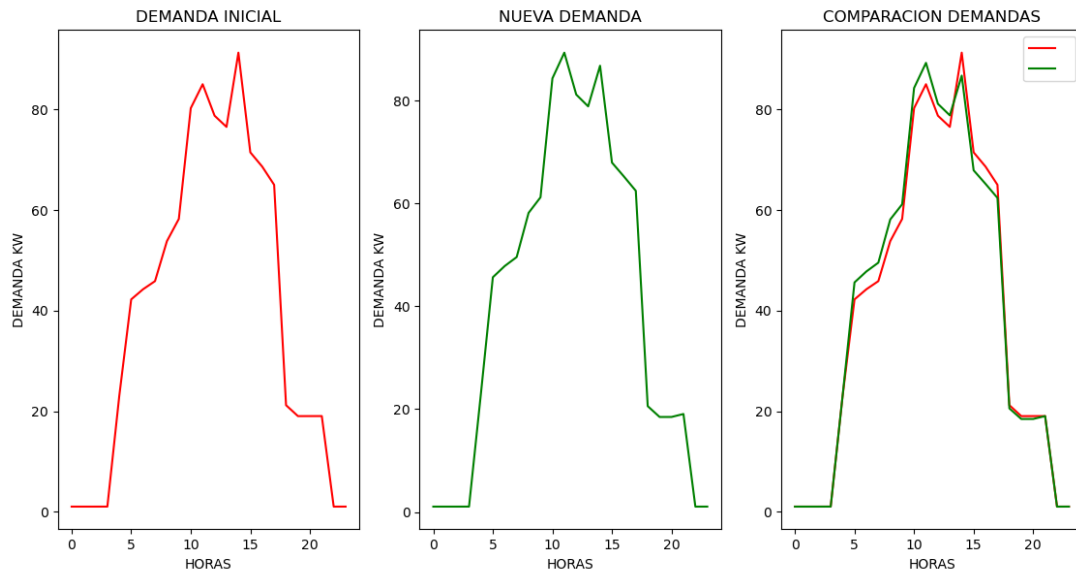
Tabla 17. Demanda Máxima y Demanda Contratada escenario 3

	Demanda Máxima Inicial	Demanda Máxima Contratada
Usuario	91.326 kW	84.02 kW

Fuente: Elaboración propia.

Para la simulación de resultados se simula un comportamiento de consumos aleatorio con incrementos y ahorros de energía en diferentes horas del día, los resultados obtenidos de variación de la curva de carga del usuario se muestran en la Figura 13 y la Tabla 18.

Figura 13. Resultados Simulación Escenario 3



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 18. Resultados Escenario 3 Vs Caso Base

	Caso base	PGD Esc. 3
Demanda máxima	91.326 kW	89,298 kW
Demanda promedio	60.59 kW	61,515 kW
Factor de carga	0.66	0,68
Incentivo Fijo	-	\$ 186,7422
Penalización	-	\$ 5768,69
Beneficio	-	\$ 26517,36

Fuente: Elaboración propia.

4.3 ANÁLISIS CUALITATIVO DE ESCENARIOS

Los escenarios PGD propuestos permiten cuantificar el beneficio percibido por el usuario participante como producto de la gestión de cargas en el marco de la reglamentación colombiana. La tabla 19 muestra una comparación de los tres escenarios propuestos y el caso base. Los resultados obtenidos en el escenario 1 muestran un aplanamiento de la curva de horaria del usuario como consecuencia del desplazamiento de cargas, siendo de este modo el mejor escenario para la reducción del pico de demanda en horas punta. Los escenarios 2 y 3 muestran los beneficios obtenidos por el usuario de manera proporcional a sus ahorros.

Tabla 19. Comparación Escenarios

	Caso base	PGD Esc. 1	PGD Esc. 2	PGD Esc. 3
Demanda máxima	91.326 kW	79.25 kW	86.76 kW	89,298 kW
Demanda promedio	60.59 kW	56.24 kW	57.56 kW	61,515 kW
Factor de carga	0.66	0.71	0.663	0,68
Incentivo Fijo	-	-	\$32251,4	\$ 186,7422
Penalización	-	-	-	\$ 5768,69
Beneficio	-	\$ 54420,60	\$ 64383,764	\$ 26517,36

Fuente: Elaboración propia.

La simulación de los PGD –TOU descritos en el escenario 1 demuestran que los usuarios pueden obtener beneficios importantes para sus empresas desplazando sus consumos del horario punta al horario valle, sin generar afectación en sus procesos productivos. Por otra parte, la simulación de los programas de reservas del lado de la demanda descritos en los escenarios 2 y 3 permiten establecer un

mecanismo de PGD basado en incentivos con una remuneración similar a la DDV propuesta por la CREG, el usuario participante obtiene un beneficio por la demanda reducida cuyo valor propuesto es del 108% del precio de escasez.

Los programas de respuesta a la demanda cimientan su éxito en los avances de las tecnologías de medición y comunicaciones lo que permite una interacción flexible y segura del OR con el usuario final facilitando el control de la demanda. La implementación de PGD permite reducir picos de carga en el sistema durante las horas de mayor demanda abriendo una ventana de beneficios para el OR que preste el servicio a los usuarios participantes.

5. CONCLUSIONES

En este trabajo de aplicación se analizó los diferentes mecanismos de participación en PGD. El propósito inicial fue proponer un PGD aplicado de manera inicial a pequeñas industrias y a través de una herramienta de simulación cuantificar los beneficios percibidos por el usuario participante. La herramienta propuesta es una metodología que permite seleccionar el mecanismo adecuado a partir de las características y preferencias de usuario, y por medio de modelos matemáticos obtener de manera cuantitativa los beneficios de remuneración percibidos por el usuario participante. De los resultados percibidos en este trabajo se obtuvieron algunas conclusiones relevantes.

Los diseños de los PGD tienen el propósito de identificar los factores que motivan y desestimulan la participación de los usuarios. La adecuada formulación de los PGD está sujeta a identificación de criterios que influyan al consumidor y afecten su comportamiento, estos criterios son variables de carácter subjetivo ligados a las decisiones del consumidor. Este trabajo propuso una metodología de valorización de preferencias de usuario como se muestra en el capítulo 3 y utiliza la escala de valorización de Saaty para realizar una comparación entre criterios de selección y alternativas y a partir de un modelo matricial identificar dichas preferencias de usuario.

El factor principal de motivación para los usuarios es la posibilidad de acceder a beneficios e incentivos económicos por la reducción de carga, especialmente en periodos de mayor demanda del sistema. Los programas TOU permiten a los usuarios tener una demanda elástica facilitando el desplazamiento de consumos entre horarios laborales. Por otro lado, los programas de reservas además de proveer incentivos a los usuarios por uso racional y eficiente de la energía permiten al OR contar con una bolsa de energía disponible en momentos de

condiciones críticas del sistema.

La herramienta propuesta para el análisis de los escenarios evidencia mejoras en la curva de carga diaria del usuario, reduciendo los picos en los periodos de mayor demanda. El escenario de reservas durante periodos de condiciones críticas genera un mayor beneficio para el usuario haciendo atractiva su participación. Los incentivos económicos y los beneficios percibidos por el sistema son directamente proporcionales a la carga reducida por el usuario.

Los resultados obtenidos en el proyecto muestran que es posible adaptar los PGD en marco de la reglamentación colombiana, estableciendo tarifas por tiempos de uso o adaptando la metodología DDV propuesta por la CREG, lo que permitiría cumplir con los objetivos trazados en materia energética en el país.

El sector productivo colombiano se encuentra conformado mayoritariamente por pymes, las cuales en muchos casos por el comportamiento de sus consumos no pueden acceder al mercado no regulado de la energía. Sin embargo, como clúster o grupos de participantes pueden acceder a los PGD generando un mejor rendimiento económico de sus procesos, al acceder a incentivos, y beneficios importantes al sistema eléctrico.

La herramienta propuesta en este trabajo es probada en un usuario industrial que hace parte del mercado regulado de energía con una curva de carga diaria que mantiene un pico demanda importante en el horario de las 10:00 a 15:00, pero es adaptable a cualquier tipo de usuario y cualquier tipo de curva de carga.

6. RECOMENDACIONES

El modelo propuesto se basa en reducción de carga mediante programas de ahorro de energía, sin embargo, es posible mejorar el modelo incorporando el factor de energía autogenerada por el uso de fuentes no convencionales de energía, fortaleciendo la idea del usuario como un participante activo en el mercado eléctrico llegando a operar como un generador distribuido.

Se recomienda realizar un estudio detallado de la elasticidad de la demanda en usuarios comerciales e industriales, dependiendo del tamaño y sector productivo al que pertenecen, y de este modo tener un soporte técnico real que permita validar y cuantificar el impacto de los PGD en diferentes sectores económicos del país.

Los programas de respuesta a la demanda son un mecanismo que impulsa el desarrollo de las *Smart Grids*, y en consecuencia tienen el reto de garantizar la confiabilidad y seguridad del sistema, así como la interoperabilidad entre el cliente y el OR. Se propone como trabajo futuro el análisis de PGD a través de modelos que permitan cuantificar los beneficios del lado de los agentes comercializadores y OR.

BIBLIOGRAFIA

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Capacidad Instalada en Colombia. (En línea) (Citado el 10 de marzo del 2020) Disponible en: <https://www.acolgen.org.co/>.

BENITES, Y. “Metodología de diseño conceptual de la automatización de red de distribución de energía que permita la integración de recursos energéticos distribuidos (DER) e implementación de estrategias de gestión de demanda (DSM)” Trabajo de grado Magister. Universidad Nacional de Colombia. Bogotá, Colombia. 2017.

CADENA, A. y MUÑOZ, D. Informe 2 de la Consultoría para definir el alcance de la Misión de transformación energética y modernización de la industria eléctrica: hoja de ruta para la energía del future. (En línea) (Citado el 2 de marzo del 2020) Disponible en: https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24126247/Informe+2_Mision+Transformacion+-+Espa%C3%B1ol.pdf.

CAPPERS, P., GOLDMAN, C. y KATH, D. Demand response in U.S. electricity markets: Empirical Evidence. Energy, 2010 Vol.35, No.4. 1526-1535. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.06.029>

CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A E.S.P. Tarifas de Energía Junio 2020. (En línea) (Citado el 1 Julio del 2020) Disponible en: https://www.cens.com.co/Portals/Contingencia/tarifas_comercial/Tarifa_CENS_202006.pdf.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Estructura Tarifaria. CREG. (En línea) (Citado el 15 Abril del 2020) Disponible en:

<https://www.creg.gov.co/sectores/energia-electrica>.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Respuesta a la Demanda, RD, Para el Mercado Diario en Condiciones de Escasez: Documento CREG 056 – 2014. CREG. (En línea) (Citado el 30 de Junio del 2020) Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/778bda2b0ded9d6205257d64004d4e23/\\$FILE/D-056-14%20RESPUESTA%20A%20LA%20DEMANDA.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/778bda2b0ded9d6205257d64004d4e23/$FILE/D-056-14%20RESPUESTA%20A%20LA%20DEMANDA.pdf)

COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE., ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA. y BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO. Eficiencia energética en américa latina y el caribe: avances y oportunidades. (En línea) (Citado el 15 de Marzo del 2020) Disponible en: <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Eficiencia-energ%C3%A9tica-en-Am%C3%A9rica-Latina-y-el-Caribe-Avances-y-oportunidades.pdf>

COMUNIDAD DE MADRID. Guía Básica de la Gestión de la Demanda Eléctrica. (En línea) (Citado el 10 de marzo del 2020) Disponible en: <http://www.madrid.org/bvirtual/BVCM005741.pdf>

CONSEJO NACIONAL DE POLÍTICA ECONÓMICA., SOCIAL REPÚBLICA DE COLOMBIA y DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN. Documento COMPES 3934, Política de Crecimiento Verde, Julio 2018. (En línea) (Citado el 15 de Marzo del 2020) Disponible en: <http://www.colombiainteligente.org/index.php/noticias/tendencias-y-estudios/otros/1670-conpes-3934-politica-de-crecimiento-verde>

DEL ROSSO, A. y GHIA, A. “Análisis de Respuesta de la Demanda para Mejorar la Eficiencia de Sistemas Eléctricos”. Buenos Aires: Cámara Argentina de la Construcción; 2010.

DIARIO LA REPÚBLICA. Editorial Misión para la Transformación Energética. (En línea) (Citado el 15 de Marzo del 2020) Disponible en: <https://www.larepublica.co/opinion/editorial/colombia-debe-ser-una-potencia-energetica-2957558>

DIARIO OFICIAL DE LA UNIÓN EUROPEA. Directiva 2012/27/ del parlamento europeo y del consejo de 25 de octubre de 2012. (En línea) (Citado el 15 de Marzo del 2020) Disponible en: <https://www.boe.es/doue/2012/315/L00001-00056.pdf>

EFICIENCIA ENERGÉTICA INDUSTRIAL EN COLOMBIA. Programa Eficiencia Energética Industrial en Colombia. (En línea) (Citado el 15 de Marzo del 2020) Disponible en: <https://eeindustrial.co/>

GARCÍA, J., GUTIÉRREZ, A., VARGAS, L. y VELÁSQUEZ, H. Análisis Económico Del Mecanismo De Respuesta De La Demanda En El Sector Eléctrico Colombiano (Julio De 2017) (Análisis económico del mecanismo de respuesta a la demanda en el sector eléctrico colombiano. Centro de Investigación en Economía y Finanzas (CIEF). Working Papers. 2017. Vol.5, No.4. 17-17. <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3069822>

GÓMEZ, H. y VALLEJO, C. “Análisis de Mecanismos para la Aplicación de Programas de Respuesta de la Demanda en el Mercado Eléctrico Colombiano”. Trabajo de grado Magister. Universidad EAFIT. Medellín, Colombia.

GÓMEZ, J., CARVAJAL, S. y ARANGO, A. Demand Response Programs For Residential Sector in Colombia: SystemsThinking Approach. Universidad Nacional de Colombia Sede Manizalez. Revista Energética. 2015. Vol.46, No.14. 1.115. <https://doi.unal.edu.co/index.php/energetica>

HURTADO, E. y ESCAMILLA, J. Modelo de gestión de la demanda energética integral. Revista Facultad De Ciencias Económicas. 2015. Vol.23, No. 2. 137-147. <https://doi.org/10.18359/rfce.1612>

KHAJAVI, P., ABNIKI, A. y ARANI, A. "The role of incentive based Demand Response programs in smart grid," *Electrical Engineering*. 2011. Vol.8, No.4. 1-4, doi: 10.1109/EEEIC.2011.5874702.

MARTINEZ, V. "Algoritmo de Gestión Dinámica de la Demanda para grandes Clientes Conectados a la Red de Distribución". Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago de Chile. 2014.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Unidad de Planeación Minero Energética, plan de acción indicativo de eficiencia energética 2017 – 2022. (En línea) (Citado el 15 de Marzo del 2020) Disponible en: https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/MarcoNormatividad/PAI_PROURE_2017-2022.pdf.

NIEVES, A. "Cuantificar el impacto de un programa de respuesta de la demanda basado en incentivos en el mercado eléctrico diario colombiano". Monografía de grado. Universidad de la Salle. Bogotá, Colombia. (En línea) (Citado el 15 de Marzo del 2020) Disponible en: https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica.

OBSERVATORIO COLOMBIANO DE ENERGÍA. Aproximación a las Condiciones para su Conformación. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia, Unidad de Planeación Minero Energética, Universidad del Valle, Centro del Desarrollo Tecnológico de Gas; 2018.

OSORIO, J. y OREJUELA, J. El Proceso de Análisis Jerárquico (AHP) y la Toma de Decisiones Multicriterio. Ejemplo De Aplicación. *Scientia Et Technica*. 2008. Vol.14, No.39. 247-252.

PALENSKY, P. y DIETRICH, D. Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. 2011. Vol.7, No.3. 381–388. <http://doi.org/10.1109/TII.2011.2158841>

RESTREPO, A., NOPE, S. y ENRÍQUEZ, D. Beneficios Económicos de la Gestión de la Demanda y la Energía Autogenerada en el Contexto de la Regulación Colombiana. *Información Tecnológica*. 2018. Vol.2, No.1. 105-116 <http://dx.doi.org/10.4067/S0718-07642018000100105>.

RIahi, K., MCCOLLUM, D. y KREY, V. The Next Energy Transition Transformative Pathways, Choices and Opportunities. (En línea) (Citado el 15 de Marzo del 2020) Disponible en: <http://pure.iiasa.ac.at/id/eprint/10143/1/XO-12-032.pdf>.

TORRITI, J., HASSAN, M. y LEACH, M. Demand Response Experience In Europe: Policies, Programs and Implementation. *Sevier Energy*. 2010. Vol.35, No.14. 1575-1583.

TOSKANO, G. “El Proceso de Análisis Jerárquico (AHP) como Herramienta para la toma de Decisiones”. Monografía. Universidad Nacional Mayor de San Marcos. San Marcos, Lima. 2005.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Balance Energético Colombiano (BECO). (En línea) (Citado el 15 de Marzo del 2020) Disponible en: <http://www1.upme.gov.co/InformacionCifras/Paginas/BalanceEnergetico.aspx>

VALENCIA, D. “Programas de Gestión de Demanda Energética en el Sector Industrial” Tesis de grado. Universidad Nacional de Colombia. Manizales, Colombia. 2016.

XM COMPAÑÍA EXPERTOS EN MERCADOS S.A. ABC del cargo por confiabilidad. (En línea) (Citado el 2 de Mayo del 2020) Disponible en: <http://www.xm.com.co/Promocin%20Primera%20Subasta%20de%20Energia%20Firme/abc2.pdf>

XM COMPAÑÍA EXPERTOS EN MERCADOS S.A. Definición estructura de mercado. (En línea) (Citado el 2 de Mayo del 2020) Disponible en:]: <http://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/descripcion-del-sistema-electrico-colombiano.aspx>.

XM COMPAÑÍA EXPERTOS EN MERCADOS S.A. Histórico de demanda. (En línea) (Citado el 2 de Mayo del 2020) Disponible en: <https://www.xm.com.co/Paginas/Consumo/historico-de-demanda.aspx>

XM COMPAÑÍA EXPERTOS EN MERCADOS S.A. Precio de Escasez y Precio Máximo de Bolsa. (En línea) (Citado el 1 de Julio del 2020) Disponible en: <https://www.xm.com.co/Paginas/Indicadores/Transacciones/Indicador-precio-escasez-precio-maximo-bolsa.aspx>

YOUNG, R; GRANT, C. y MCCUE, J. The Internet of Things in the Electric Power Industry. (En línea) (Citado el 15 de Marzo del 2020) Disponible en: <https://www2.deloitte.com/insights/us/en/focus/internet-of-things/iot-in-electric-power-industry.html>

5. Al comparar los criterios respuesta a la demanda y tarifas e incentivos. ¿Cuál considera más importante? En la escala de 1 a 9 ¿cuál es el nivel de importancia?

Criterio Seleccionado									
Importancia	1	2	3	4	5	6	7	8	9

6. Al comparar los criterios respuesta a la demanda e inversiones. ¿Cuál considera más importante? En la escala de 1 a 9 ¿cuál es el nivel de importancia?

Criterio Seleccionado									
Importancia	1	2	3	4	5	6	7	8	9

7. Al comparar los criterios esquema de participación y tarifas e incentivos. ¿Cuál considera más importante? En la escala de 1 a 9 ¿cuál es el nivel de importancia?

Criterio Seleccionado									
Importancia	1	2	3	4	5	6	7	8	9

8. Al comparar los criterios esquema de participación e inversiones. ¿Cuál considera más importante? En la escala de 1 a 9 ¿cuál es el nivel de importancia?

Criterio Seleccionado									
Importancia	1	2	3	4	5	6	7	8	9

9. Al comparar los criterios inversiones y tarifas e incentivos. ¿Cuál considera más importante? En la escala de 1 a 9 ¿cuál es el nivel de importancia?

Criterio Seleccionado									
Importancia	1	2	3	4	5	6	7	8	9

Teniendo en cuenta las alternativas propuestas y los criterios de selección indique el nivel de importancia de cada alternativa usando la escala de 1 a 9

10. Para el criterio programa de respuesta a la demanda identifique la importancia al comparar los PGD propuestos

CRITERIO PROGRAMA DE RESPUESTA A LA DEMANDA				
ALTERNATIVA	PGD 1	PGD 2	PGD 3	PGD 4
PGD 1				
PGD 2				
PGD 3				
PGD 4				

11. Para el criterio esquema de participación identifique la importancia al comparar los PGD propuestos

CRITERIO ESQUEMA DE PARTICIPACIÓN				
ALTERNATIVA	PGD 1	PGD 2	PGD 3	PGD 4
PGD 1				
PGD 2				
PGD 3				
PGD 4				

12. Para el criterio tarifas e incentivos identifique la importancia al comparar los PGD propuestos

CRITERIO TARIFAS E INCENTIVOS				
ALTERNATIVA	PGD 1	PGD 2	PGD 3	PGD 4
PGD 1				
PGD 2				
PGD 3				
PGD 4				

13. Para el criterio inversiones identifique la importancia al comparar los PGD propuestos

CRITERIO INVERSIONES				
ALTERNATIVA	PGD 1	PGD 2	PGD 3	PGD 4
PGD 1				
PGD 2				
PGD 3				
PGD 4				

EQUIPO 3				
Hora	Pmax (kW)	Voltaje (V)	F.P	CONSUMO (kWh)
12:00:00 a. m.	34,97	220	0,98	0
1:00:00 a. m.	34,97	220	0,98	0
2:00:00 a. m.	34,97	220	0,98	0
3:00:00 a. m.	34,97	220	0,98	0
4:00:00 a. m.	34,97	220	0,98	1,436
5:00:00 a. m.	34,97	220	0,98	10,575
6:00:00 a. m.	34,97	220	0,98	19,693
7:00:00 a. m.	34,97	220	0,98	20,021
8:00:00 a. m.	34,97	220	0,98	20,348
9:00:00 a. m.	34,97	220	0,98	18,872
10:00:00 a. m.	34,97	220	0,98	18,673
11:00:00 a. m.	34,97	220	0,98	20,32
12:00:00 p. m.	34,97	220	0,98	19,634
1:00:00 p. m.	34,97	220	0,98	19,75
2:00:00 p. m.	34,97	220	0,98	17,343
3:00:00 p. m.	34,97	220	0,98	0,049
4:00:00 p. m.	34,97	220	0,98	0
5:00:00 p. m.	34,97	220	0,98	0
6:00:00 p. m.	34,97	220	0,98	0
7:00:00 p. m.	34,97	220	0,98	0
8:00:00 p. m.	34,97	220	0,98	0
9:00:00 p. m.	34,97	220	0,98	0
10:00:00 p. m.	34,97	220	0,98	0
11:00:00 p. m.	34,97	220	0,98	0

EQUIPO 4				
Hora	Pmax (kW)	Voltaje (V)	F.P	CONSUMO (kWh)
12:00:00 a. m.	13,78	220	0,98	0
1:00:00 a. m.	13,78	220	0,98	0
2:00:00 a. m.	13,78	220	0,98	0
3:00:00 a. m.	13,78	220	0,98	0
4:00:00 a. m.	13,78	220	0,98	0
5:00:00 a. m.	13,78	220	0,98	0
6:00:00 a. m.	13,78	220	0,98	0
7:00:00 a. m.	13,78	220	0,98	0
8:00:00 a. m.	13,78	220	0,98	0
9:00:00 a. m.	13,78	220	0,98	0
10:00:00 a. m.	13,78	220	0,98	13,244
11:00:00 a. m.	13,78	220	0,98	13,196
12:00:00 p. m.	13,78	220	0,98	13,328
1:00:00 p. m.	13,78	220	0,98	13,213
2:00:00 p. m.	13,78	220	0,98	13,2
3:00:00 p. m.	13,78	220	0,98	13,255
4:00:00 p. m.	13,78	220	0,98	13,26
5:00:00 p. m.	13,78	220	0,98	12,465
6:00:00 p. m.	13,78	220	0,98	0
7:00:00 p. m.	13,78	220	0,98	0
8:00:00 p. m.	13,78	220	0,98	0
9:00:00 p. m.	13,78	220	0,98	0
10:00:00 p. m.	13,78	220	0,98	0
11:00:00 p. m.	13,78	220	0,98	0

CONSUMO BASE				
Hora	Pmax (kW)	Voltaje (V)	F.P	CONSUMO (kWh)
12:00:00 a. m.	30	220	0,98	0
1:00:00 a. m.	30	220	0,98	0
2:00:00 a. m.	30	220	0,98	0
3:00:00 a. m.	30	220	0,98	0
4:00:00 a. m.	30	220	0,98	20
5:00:00 a. m.	30	220	0,98	20
6:00:00 a. m.	30	220	0,98	20
7:00:00 a. m.	30	220	0,98	20
8:00:00 a. m.	30	220	0,98	20
9:00:00 a. m.	30	220	0,98	20
10:00:00 a. m.	30	220	0,98	30
11:00:00 a. m.	30	220	0,98	30
12:00:00 p. m.	30	220	0,98	30
1:00:00 p. m.	30	220	0,98	30
2:00:00 p. m.	30	220	0,98	30
3:00:00 p. m.	30	220	0,98	30
4:00:00 p. m.	30	220	0,98	30
5:00:00 p. m.	30	220	0,98	30
6:00:00 p. m.	30	220	0,98	20
7:00:00 p. m.	30	220	0,98	18
8:00:00 p. m.	30	220	0,98	18
9:00:00 p. m.	30	220	0,98	18
10:00:00 p. m.	30	220	0,98	0
11:00:00 p. m.	30	220	0,98	0

DEMANDA DIARIA TOTAL				
Hora	Pmax (kW)	Voltaje (V)	F.P	CONSUMO (kWh)
12:00:00 a. m.	91,326	220	0,98	1,049
1:00:00 a. m.	91,326	220	0,98	1,049
2:00:00 a. m.	91,326	220	0,98	1,049
3:00:00 a. m.	91,326	220	0,98	1,052
4:00:00 a. m.	91,326	220	0,98	23,058
5:00:00 a. m.	91,326	220	0,98	42,258
6:00:00 a. m.	91,326	220	0,98	44,279
7:00:00 a. m.	91,326	220	0,98	45,889
8:00:00 a. m.	91,326	220	0,98	53,843
9:00:00 a. m.	91,326	220	0,98	58,264
10:00:00 a. m.	91,326	220	0,98	80,284
11:00:00 a. m.	91,326	220	0,98	85,046
12:00:00 p. m.	91,326	220	0,98	78,789
1:00:00 p. m.	91,326	220	0,98	76,561
2:00:00 p. m.	91,326	220	0,98	91,326
3:00:00 p. m.	91,326	220	0,98	71,497
4:00:00 p. m.	91,326	220	0,98	68,662
5:00:00 p. m.	91,326	220	0,98	65,044
6:00:00 p. m.	91,326	220	0,98	21,217
7:00:00 p. m.	91,326	220	0,98	19,044
8:00:00 p. m.	91,326	220	0,98	19,049
9:00:00 p. m.	91,326	220	0,98	19,054
10:00:00 p. m.	91,326	220	0,98	1,046
11:00:00 p. m.	91,326	220	0,98	1,051

ANEXO C. INTERFAZ GRÁFICA DE USUARIO PGD IMPLEMENTADA EN PYTHON

Gestión de demanda energética

INTERFAZ GRÁFICA DE USUARIO PARA LA GESTIÓN DE DEMANDA ENERGÉTICA

Presentado por: Gloria Esmeralda Sandoval Martínez
Maestría en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica
Universidad Industrial de Santander



HORAS LABORALES

0

0 4 8 12 16 20 24

INGRESAR

PORCENTAJE DE REDUCCIÓN

0

0 5 10

INGRESAR

PRECIO ESCASEZ

582.00

582.00 582.50 583.00

INGRESAR

VARIACIÓN DEL VALOR DE ESCASEZ

0

0 5 10

INGRESAR

VALOR INICIAL KWh

662.00

662.00 662.50 663.00

INGRESAR

ESCENARIO 1

ESCENARIO 2

ESCENARIO 3

INFORMACIÓN

CERRAR