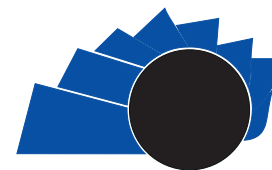




UNIVERSIDAD DISTRITAL
FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS

Visión Electrónica *Más que un estado sólido*

<https://revistas.udistrital.edu.co/index.php/visele>



Visión Electrónica

VISIÓN DE CASO

Respuesta de la demanda en el mercado eléctrico Colombiano: modelado e implementación web

*Demand response in the Colombian electricity market:
modeling and web implementation*

Luis Alejandro Arias Barragán¹, Edwin Rivas Trujillo², Francisco Santamaría³

INFORMACIÓN DEL ARTÍCULO

Historia del artículo:

Enviado: 11/08/2018

Recibido: 17/09/2018

Aceptado: 05/10/2018

Palabras clave:

Agente integrador

Aplicativo web

Nivel de tensión

Operador de red

Optimización

Respuesta de la demanda

RESUMEN

El presente artículo describe la investigación que condujo a la implementación de un aplicativo WEB que permite la integración de usuarios en un programa de respuesta de la demanda (RD) por incentivos. Para esto, se ha diseñado un agente integrador que coordina la participación de los usuarios y evalúa económicamente el costo del servicio de RD que se oferta a un operador de red del mercado eléctrico colombiano. El aplicativo permite a su vez que el operador de red verifique la viabilidad técnica de realizar la oferta de desconexiones de potencia que el agente integrador le envía. Los resultados son ilustrados a través de un caso de estudio donde se toma una red estándar del Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica denominada red IEEE de 14 nodos como escenario de prueba

Open access



Keywords:

Integrating agent

Web application

Voltaje level

Network operator

Optimization

Demand response

ABSTRACT

The present paper shows a web application that allows the integration of users into a demand response (DR) program by incentives. To achieve this goal, an integrating agent has been designed to coordinate the participation of the users, and evaluates the economic cost of the DR Service that is offered to a network operator, into the Colombian electrical market. The application also permits the network operator to verify the technical feasibility of performing the supply of power disconnects that the integrator agent sends to it. The results are illustrated through a case study where it was taken a standard network from the Institute of Electrical and Electronics Engineers (called IEEE) with 14 nodes, as a test scenario.

¹ Ingeniero Electromecánico, Universidad Politécnica Estatal de Kharkov, Ucrania. Master of Science en Ingeniería, Universidad Politécnica Estatal de Kharkov, Ucrania. Magister en Ciencias de la Información y Las Telecomunicaciones, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Colombia, Doctorado en Ingeniería (c) Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Colombia. Lugar de trabajo o Afiliación institucional: Universidad Autónoma de Colombia, Colombia. Correo electrónico: laariasb@correo.udistrital.edu.co, lincarias@yahoo.com. ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9264-4943>.

² Ingeniero Eléctrico, Universidad del Valle, Colombia. Doctor en Ingeniería, Universidad Carlos III, Colombia. Lugar de trabajo o Afiliación institucional Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Colombia. Correo electrónico: erivas@udistrital.edu.co. ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2372-8056>.

³ Ingeniero Eléctrico, Universidad Nacional de Colombia, Colombia. Doctor en Ingeniería, Universidad Nacional de Colombia, Colombia. Lugar de trabajo o Afiliación institucional: Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Colombia. Correo electrónico: santamariap@udsitrital.edu.co. ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0391-4508>.

1. Introducción

La red de distribución de energía eléctrica posee un gran dinamismo debido a los siguientes factores: los cambios intempestivos en los perfiles de consumo de los usuarios; las necesidades del mercado energético a nivel de generación y transmisión de atender una creciente demanda; y la presencia de nuevos actores del sistema tales como elementos de generación distribuida, y autos eléctricos, [1]. Estos cambios obligan a pensar en escenarios donde la respuesta del lado de la demanda tenga un papel relevante en el sentido que los usuarios puedan autogestionarse. La Respuesta de la Demanda (RD) puede ser definida como *cambio en el uso de la energía eléctrica que hacen los usuarios diferente a su habitual patrón de consumo, en respuesta ya sea a precios de la electricidad o al pago de incentivos que inducen un bajo consumo en tiempos de altos precios en el mercado o bien en procura de mantener una determinada estabilidad en la red*, [2], [3]. RD por incentivos puede hacer que los usuarios, debidamente integrados, se conviertan en un eventual proveedor de servicios para la red eléctrica que los abastece. RD es coordinada en función a restricciones técnicas y económicas que permiten la participación activa de los usuarios, lo que la convierte en una solución ante las demandas del operador de la red en cuanto a aminorar el consumo en ciertos momentos del día como en picos de consumo de la red, [4]. Las propuestas de mecanismos de RD vienen en muchas ocasiones acompañadas por un agente controlador o gestor. A este tipo de agentes de integración se les ha denominado en ocasiones Agregadores de RD, [5],[6].

En algunos mercados como los de PJM, Ontario, Singapur, Alberta and ERCOT, donde la RD compite con la generación en la provisión de reservas ante contingencias, las cargas proporcionan reservas operativas ofreciendo reducir su consumo en corto plazo [7]. Esta capacidad de reducir su consumo se denomina en ocasiones como potencia gestionable. La potencia gestionable corresponde a cierta cantidad de kilovatios que cada usuario puede llegar a disminuir vía desconexión directa de la misma o bien por deslastre o aminoramiento gradual de la misma, [8].

En la presente investigación se propone la operación de un agente integrador de RD que agrupa a cierto número de usuarios poseedores de potencia gestionable. A partir de los recursos de potencia gestionable de los usuarios el agente integrador puede atender demandas de desconexión de potencia que realiza un operador de red bajo el esquema de pedido a día siguiente (Day-Ahead por sus siglas en inglés), [9].

El artículo se estructura de la siguiente forma: Inicialmente se realiza una contextualización sobre RD; posteriormente se abordan aspectos relacionados con la metodología utilizada en el desarrollo del trabajo, y se hace una descripción del caso de estudio partiendo de la red utilizada como escenario de pruebas; posteriormente son descritos los actores con quienes se implementará un programa de RD basado en incentivos; la siguiente sección describe la operación del programa de RD desde el punto de vista económico y técnico; y finalmente son analizados los resultados del caso de estudio planteado y se proveen conclusiones del trabajo realizado así como sus resultados y perspectivas de proyectos futuros.

2. Metodología

La metodología utilizada en el presente trabajo inicia en una primera etapa con el modelamiento de una red IEEE 14 nodos en la cual se cuenta con usuarios que pueden llegar a gestionar sus consumos, tomando una parte de la potencia total instalada. Como segunda etapa se ha realizado la configuración de los actores que intervendrán en el programa de RD por incentivos: usuarios, agente integrador y operador de la red. Luego de la configuración de los actores, se muestra la forma de interacción que tienen los mismos. Se realizó la aplicación web en un hosting gratuito en la red denominado somme.net. El aplicativo web que permite el registro de los usuarios con sus características particulares de potencia instalada, potencia gestionable y los horarios en que pueden desconectar dicha potencia gestionable. De igual manera el aplicativo ayuda al agente integrador a coordinar la respuesta ante un pedido del operador de red al saber con qué recursos de potencia gestionable cuenta en cada hora del día. En una fase posterior se analizó el problema de optimización ligado a la desconexión de cargas gestionables por parte de los usuarios, para lo cual se analizaron los parámetros de la red, las restricciones respectivas y la función objetivo enfocada a la minimización del costo en el servicio de desconexión. Por último, se realizaron pruebas en la red IEEE 14 nodos y se analizó el efecto de la aplicación de la respuesta de la demanda en el comportamiento de la red.

3. Modelamiento de Caso de estudio

3.1. Escenario de prueba

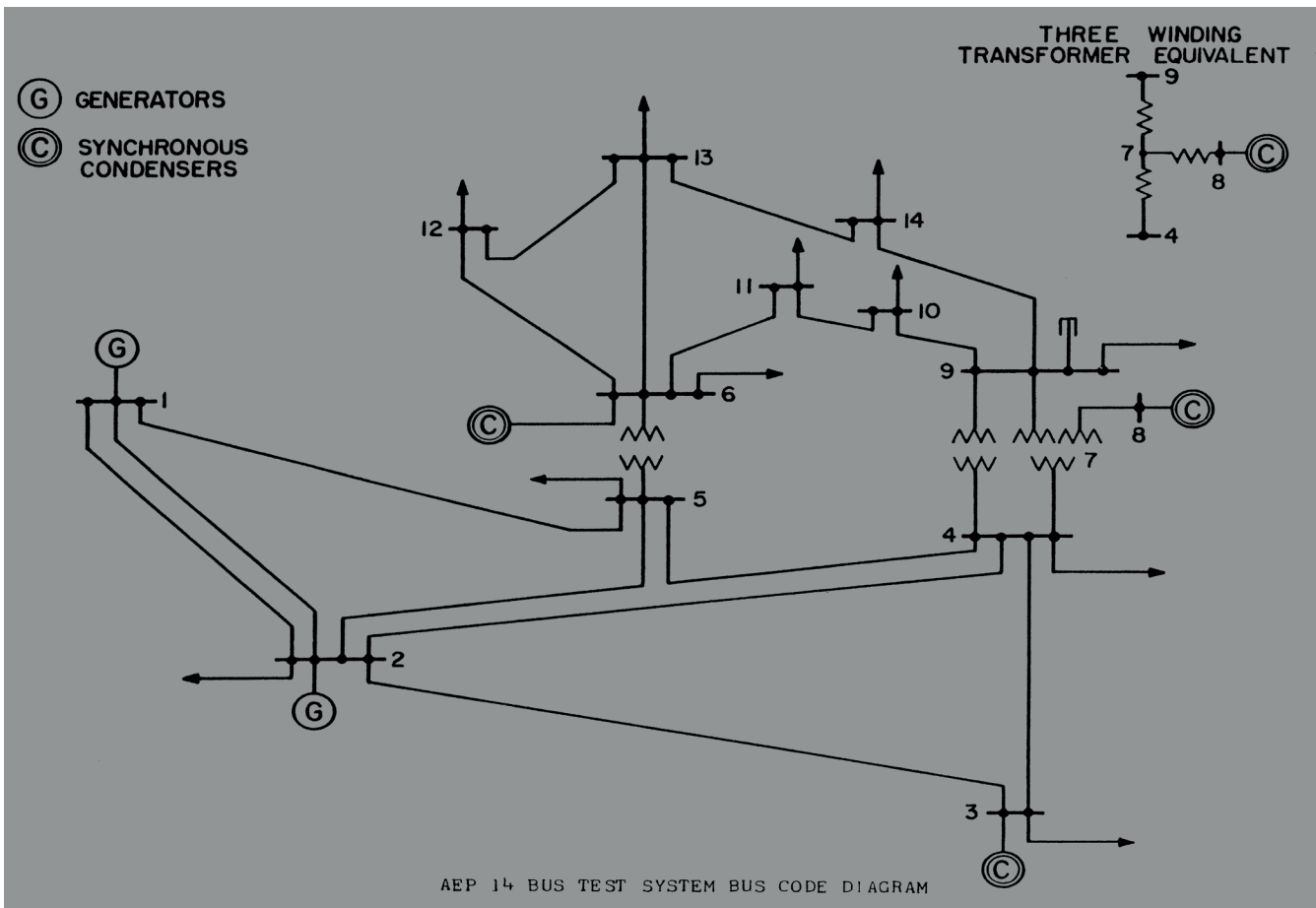
Para el caso de estudio se ha planteado como escenario de prueba una red IEEE de 14 nodos y se

ha tomado como parámetro de desempeño de la red los cambios en los niveles de tensión de los nodos, que no deberán superar los 1,05 en p.u. (tensión por unidad) para cada nodo al realizarse la oferta de desconexión propuesta por el agente integrador.

Detalles de la red tomada como escenario de prueba se observan en la Figura 1.

Algunos datos relevantes de la red de prueba se muestran a continuación en las Tablas 1 y 2.

Figura 1. Red IEEE de 14 nodos. Escenario de prueba para caso de estudio



Fuente: elaboración propia.

Tabla 1. Parámetros de los generadores de la red IEEE 14 nodos utilizada como escenario de pruebas

Generador	Tipo de Bus	Voltaje en p.u.	Capacidad mínima MVA	Capacidad Máxima MVA
Generador 1	Slack	1,060	N.A.	N.A.
Generador 2	PV	1,045	-40,0	50,0
Generador 3	PV	1,020	-50,0	24,0
Generador 6	PV	1,015	-50,0	50,0
Generador 8	PV	N.A	-100,0	100,0

Fuente: elaboración propia.

Tabla 2. Parámetros de las cargas de la red IEEE 14 nodos utilizada como escenario de pruebas

Carga	Bus	S (MVA)
Carga 1	Bus 01	2.0
Carga 2	Bus 02	2.1
Carga 3	Bus 03	5
Carga 4	Bus 04	1.5
Carga 5	Bus 05	1
Carga 6	Bus 06	1.3
Carga 7	Bus 07	1.0
Carga 8	Bus 08	0.9
Carga 9	Bus 09	3
Carga 10	Bus 10	1.2
Carga 11	Bus 11	0.7
Carga 12	Bus 12	0.8
Carga 13	Bus 13	0.6
Carga 14	Bus 14	1.1

Fuente: elaboración propia.

3.2. Actores en el programa de RD

En primer lugar, se tienen los usuarios que poseen cierta cantidad de potencia gestionable. Las cantidades de potencia que cada usuario puede disminuir durante un determinado día, en el marco del trabajo durante la operación de un mecanismo de RD, son representadas por un vector P_i , ecuación (1):

$$P_i = [P_1, P_2, P_3, \dots, P_N] \quad (1)$$

Donde

$P_1, P_2, P_3, \dots, P_N$ Corresponden a las cantidades de potencia gestionable con que cada usuario i puede participar en el servicio de disminución de consumo durante un determinado día.

El agente integrador de RD agrupa a los usuarios y sus recursos de potencia gestionable. Este agente integrador recibe demandas de desconexión de ciertas cantidades de potencia de parte de un operador de la red. Para atender dichas demandas de disminución de potencia el agente integrador cuenta con el recurso de potencia gestionable de cierto número de usuarios agrupados a través de una plataforma de acceso en la web, [6].

Por último, se cuenta con el operador de la red de distribución quien realiza un pedido al agente integrador de RD para que este coordine la disminución de consumo de energía de cierto número de usuarios para el día siguiente al recibo del pedido,

[10], [9]. El pedido de disminución de energía se estructura a través de un vector de disminución de potencia en kW para cada hora del siguiente día, a manera de ejemplo, se ilustra la forma del vector, ecuación (2), que se denominará en adelante vector de demanda de disminución horaria D_h .

$$D_h = [D_1, D_2, D_3, \dots, D_{24}]^T \quad (2)$$

Donde

D_1, D_2, \dots, D_{24} son las demandas de disminución de potencia para cada hora del día.

4. Estructura del aplicativo web de RD

Figura 2. Interfaz gráfica del aplicativo Web para el programa de RD



Fuente: elaboración propia.

El aplicativo para integración de usuarios en el programa de RD tiene una interfaz gráfica que puede verse en la Figura 2.

El primer acceso permite que se instancie la plataforma Web donde los usuarios pueden llevar a cabo su registro, tal y como se ve en la Figura 3. Los usuarios ingresan datos relacionados con la potencia gestionable, las horas en las que pueden participar y el costo por kWh para cada hora.

Como puede observarse, el usuario001 con una potencia instalada de 2MVA ha pactado dejar como gestionable 0.8 MVA y participar en las siguientes horas: 5:00 a.m., 6:00 a.m., 2:00 p.m., 4:00 p.m. y 10:00 p.m. Seguido, ha pactado costos de desconexión.

Figura 3. Interfaz gráfica para ingreso de datos de un usuario participante en el programa de RD

Nombre de Usuario Asignado

Contraseña Asignada

Potencia Instalada MVA
 Potencia Gestionable MVA
 Presenta GD
 Tipo de GD
 Potencia Instalada GD MW

Horas de desconexión
 Tiene un máximo de desconexión de 8 horas

<input type="checkbox"/> 1 am - 2 am	<input type="checkbox"/> 2 am - 3 am	<input type="checkbox"/> 3 am - 4 am	<input type="checkbox"/> 4 am - 5 am
<input checked="" type="checkbox"/> 5 am - 6 am	<input checked="" type="checkbox"/> 6 am - 7 am	<input type="checkbox"/> 7 am - 8 am	<input type="checkbox"/> 8 am - 9 am
<input type="checkbox"/> 9 am - 10 am	<input type="checkbox"/> 10 am - 11 am	<input type="checkbox"/> 11 am - 12 pm	<input type="checkbox"/> 12 pm - 1 pm
<input type="checkbox"/> 1 pm - 2 pm	<input checked="" type="checkbox"/> 2 pm - 3 pm	<input type="checkbox"/> 3 pm - 4 pm	<input checked="" type="checkbox"/> 4 pm - 5 pm
<input type="checkbox"/> 5 pm - 6 pm	<input type="checkbox"/> 6 pm - 7 pm	<input type="checkbox"/> 7 pm - 8 pm	<input type="checkbox"/> 8 pm - 9 pm
<input type="checkbox"/> 9 pm - 10 pm	<input checked="" type="checkbox"/> 10 pm - 11 pm	<input type="checkbox"/> 11 pm - 12 pm	<input type="checkbox"/> 12 pm - 1 am

Precio de desconexión
 Por normativas el precio máximo del kWh es de \$ 100 COP

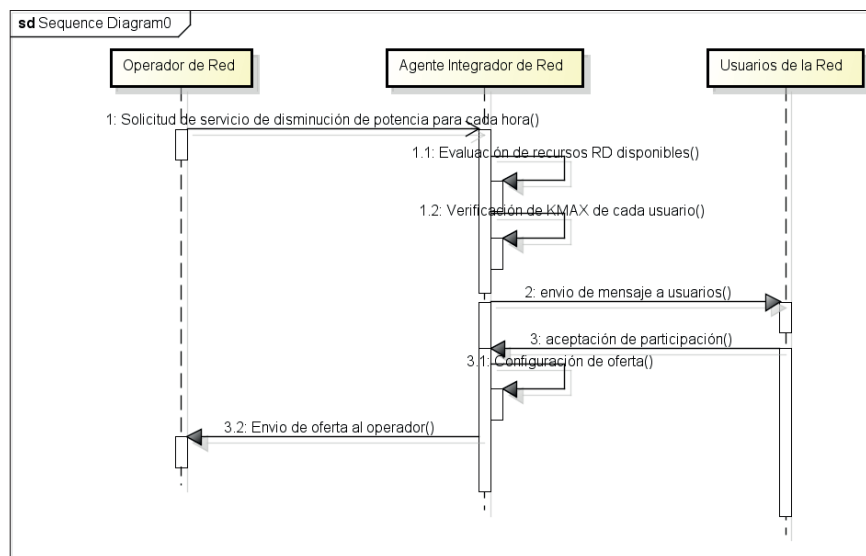
1 am a 7 am	<input type="text" value="98"/> \$/Kwh
8 am a 1 pm	<input type="text" value="95"/> \$/Kwh
2 am a 7 pm	<input type="text" value="75"/> \$/Kwh
8 pm a 1 am	<input type="text" value="100"/> \$/Kwh

Fuente: elaboración propia.

5. Operación del agente integrador de RD

En la Figura 4 se muestra el diagrama de secuencia que se da para la petición del servicio de desconexión por parte del operador de red y al que da respuesta el agente integrador.

Figura 4. Diagrama de secuencia de la operación del agente integrador con los demás actores en el programa de RD



Fuente: elaboración propia.

Como se observa en el diagrama de secuencia, el operador de la red realiza el pedido de disminución de potencia para cada hora del periodo de día que el agente integrador esté en disposición de atender. Una vez es recibido este pedido el agente integrador de RD verifica que tiene los recursos disponibles para cada hora, revisando las restricciones de potencia y energía respectivas para la participación de cada usuario en función a la potencia gestionable de cada usuario y el número de veces que ha pactado poder llegar a desconectarse durante el tiempo de servicio de desconexión solicitado.

El agente integrador de RD envía un aviso de notificación a los usuarios de que van a desconectar parte de su potencia gestionable. Una vez se da la confirmación de aceptación de participación, el agente de integración de RD configura la oferta del servicio que será presentada ante el operador de la red, que la solicito. La oferta que envía el agente integrador tiene en cuenta las funciones de costo de cada usuario y se orienta al mínimo costo del servicio.

De parte del operador, se espera que se dé la aceptación de la oferta. El operador de la red deberá evaluar si la oferta de desconexión del agente integrador resulta admisible desde el punto de vista técnico, es decir, no ocasiona que ocurra un desbalance de potencias en la red o una desviación del perfil de tensión en los nodos que resulte inadmisibles. En el presente trabajo se ha decidido limitar el alcance al

análisis de las desviaciones en los perfiles de tensión. Para la formulación matemática del problema completo se ilustra en las ecuaciones (3), (4), (5) y (6) la función objetivo correspondiente a la sumatoria de costos fijos y variables para cada usuario y con la cual se determinará el costo total del servicio de desconexión que se oferte al operador de la red, y sus restricciones respectivas.

$$\min \sum_h^T \sum_i^N [CF_i + CV_{ih} * P_{ih}] \quad (3)$$

S.a.

$$\sum_{i=1}^N P_{ih} \geq D_h \quad (4)$$

$h = 1, 2, 3, \dots, T$ Horas del día.

$i = 1, 2, 3, \dots, N$ Número de usuarios

$$0 \leq P_{ih} \leq P_i * Z_{ih} \quad (5)$$

$$\sum_{h=1}^T Z_{ih} \leq KMAX_i \quad (6)$$

A continuación, se explican brevemente los elementos tenidos en cuenta en la formulación del problema de optimización orientado a la obtención del menor coste en el servicio de RD que oferta el agente integrador.

Parámetros:

CF_i Es el costo fijo por gestionar al usuario i para cada día, dado en USD

CV_{ih} Es el costo variable que tendrá el servicio ofertado por el usuario i para cada hora del día. USD/kW.

D_h Es la demanda de potencia en kW para cada hora. Es la potencia que el operador de red le solicita al agente integrador de RD desconectar (o disminuir) en cada hora del día. En kW para cada hora.

P_i Es el valor de potencia gestionable que cada usuario pacta con el agente integrador de RD llegar a disminuir parcial o totalmente durante algunas horas del día. Se da en kW

$KMAX_i$ Número máximo de veces en el día que un usuario puede participar en atención a una demanda de servicio de disminución de potencia. Este parámetro también es pactado entre el usuario y el agente integrador de RD.

Variables:

P_{ih} Es el valor de potencia que desconecta cada usuario en una hora determinada, su rango se encuentra desde cero hasta el máximo de potencia gestionable del usuario, dada en kW.

Z_{ih} Variable de tipo binario sus valores pueden ser los siguientes:

$$Z_{ih} = \begin{cases} 0, & \text{si no se utiliza recurso del usuario } i \text{ en la hora } h \\ 1, & \text{si se utiliza recurso del usuario } i \text{ en la hora } h \end{cases}$$

$i = 1, 2, 3, \dots, N$ Es el número de usuarios

$h = 1, 2, 3, \dots, T$ Las horas del día

Z_{ih} es el valor que indica si un usuario participa o no en un servicio de desconexión de RD, este valor es anunciado por el usuario para cada día y por un número limitado de horas que la fija y en las cuales puede ser llamado. Para el ingreso de datos de cada usuario en la base de datos del agente integrado este valor será ingresado a través de una matriz de asignación de tipo binario donde se indica con un "1" si el usuario participa en determinada hora y con "0" sino participa. El agente integrador recibe el pedido de desconexión de parte del operador de red, evalúa los recursos disponibles para atender dicha demanda y luego realiza el cálculo de la mejor opción económica para ofertar el mínimo costo al operador. Para la evaluación del programa de optimización el aplicativo web utiliza el software GAMS.

6. Operación del operador de red

El operador de red al igual que los usuarios y el agente integrador tiene acceso al aplicativo Web. Dentro de las funcionalidades específicas del operador se tienen: realización de pedidos de desconexión al agente integrador, recibo de ofertas de parte del agente integrador y evaluación técnica del cumplimiento de los niveles establecidos para los parámetros de la red de prueba. En la Figura 5 se muestra en detalle la interfaz gráfica con que cuenta el operador de red dentro del aplicativo Web.

Figura 5. Interfaz gráfica del operador de red dentro del aplicativo Web para el programa de RD



Fuente: elaboración propia.

7. Resultados

Inicialmente el operador de red realizó una evaluación del flujo de carga en la red de prueba sin la aplicación del programa de RD, con el fin de tener indicadores para comparación de las situaciones

antes y después de aplicar el programa de RD. En la Tabla 4 se observan los resultados de los perfiles de tensión en los diferentes puntos de la red de prueba. Para evaluar el flujo de carga en la red fue utilizado el software DIGSILENT 15.1 adquirido por el proyecto curricular de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas.

Como puede verse sombreados los buses 0001, 0007, 0009(carga4) y 0010(carga5) se encuentran en niveles que sobrepasan el criterio admisible de p.u. que fue fijado en 1,05 para el incremento de tensión en los buses y cargas de la red. Este escenario base no tiene aplicado el programa de RD. A manera de ejemplo de prueba el operador de red realizo una demanda de desconexión de servicio dentro del programa de RD expresada a continuación en la Tabla 5.

La forma como el agente integrador configura la respuesta ante los requerimientos del operador de red se ve en la Tabla 6. A manera de ejemplo se ilustra en qué forma los usuarios participan en el servicio de desconexión durante las 12 primeras horas.

Tabla 4. Niveles de tensión en p.u. para las diferentes cargas de la red de prueba antes de aplicar el programa de RD

NODO	Voltaje en p.u.	Usuario	
Bus001	1.05		
Bus002	1.04	Carga 10	Empresa O
Bus003	1.03		
Bus004	1.02887	Carga 9	Edificio
Bus005	1.02571	Carga 8	Conjunto
Bus006	1.03	Carga 7	Fabrica W
Bus007	1.04875		
Bus008	1.03		
Bus009	1.05875	Carga 4	Estadio
Bus010	1.05287	Carga 5	Universidad
Bus011	1.04032	Carga 6	Centro Medico
Bus012	1.03085	Carga 1	Restaurante X
Bus013	1.0325	Carga 2	Centro comercial
Bus014	1.04625	Carga 3	Teatro

Fuente: elaboración propia

Tabla 5. Demanda de desconexión que envía el operador de red

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Potencia (kW)	706	533	580	290	302	775	140	761	814	709	450	414
Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Potencia (kW)	863	790	374	962	871	560	950	364	525	767	540	234

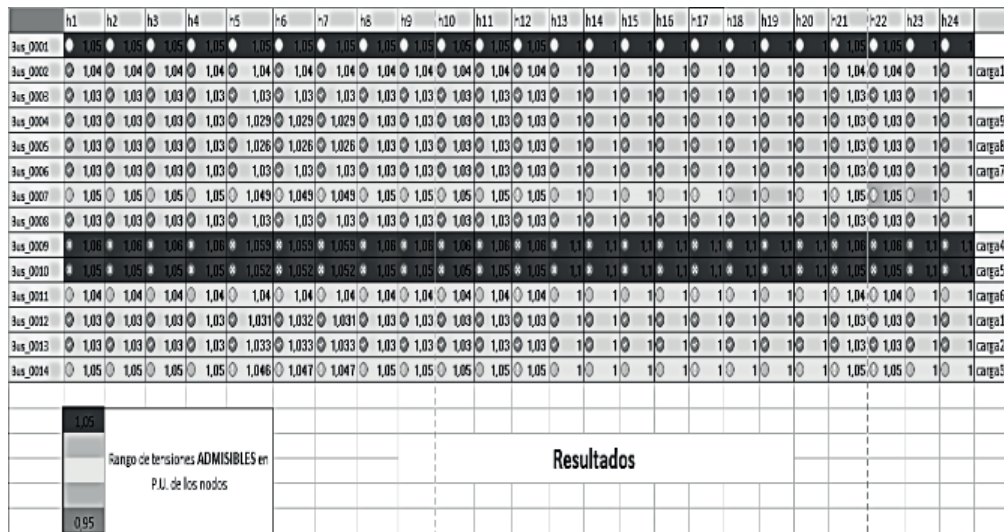
Fuente: elaboración propia.

Tabla 6. Respuesta de desconexión de los usuarios para las primeras 12 horas

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Usuario001	300		80	90	12		100			290	150	
Usuario002		533						300				200
Usuario003	406					400		300	200		100	
Usuario004				200					200			
Usuario005						200		100		200		
Usuario006			200		20				200			14
Usuario007						100		61		200		
Usuario008					200				200		100	
Usuario009						75	40				100	
Usuario010			300		70				14	29		200

Fuente: elaboración propia.

Figura 6. Niveles de tensión en p.u. para los buses y cargas de la red de prueba al aplicar el programa de desconexión por RD.



Fuente: elaboración propia.

Como ya indico el cálculo del coste de la oferta que realiza el integrador se realiza resolviendo el problema de optimización con el software GAMS. Para el caso de prueba el costo alcanzo los 1530 USD. Los resultados del flujo de carga para la red aplicando el programa de RD se pueden ver en la Figura 6.

Los resultados muestran que el nivel de tensión admisible y que corresponde a los 1,05 p.u. solo es sobrepasado en los buses 0001, bus0009 (carga 4) y bus 0010 (carga 5); habiéndose subsanado el exceso en el bus0007. Con lo cual el operador acepta la propuesta enviada por el agente integrador.

8. Conclusiones

La estrategia de despacho desconexiones de potencia gestionable apoyada en RD resulta ser de gran flexibilidad y puede acomodarse a escenarios con objetivos de gestión diversos desde el económico hasta el técnico, específicamente ligado a la confiabilidad en el suministro de energía.

La inclusión de un programa de RD puede mejorar los perfiles de tensión en nodos específicos de la red, adicional al hecho de que permite al operador de red aminorar los costos en que se vería obligado a incurrir ante un generador en aquellos casos de sobredemanda de energía.

El aplicativo web planteado permite un fácil acceso de los usuarios, una gestión económica y una evaluación técnica del impacto de un programa de RD en una red IEEE de 14 nodos, pero puede perfectamente extenderse a redes de 34 ó de mayor número de nodos.

9. Agradecimientos

Los autores del presente trabajo expresan su gratitud al equipo de colaboradores del grupo GCEM (Grupo de compatibilidad Electromagnética) de la Universidad Distrital Francisco Jose de Caldas por el apoyo en la realización de las pruebas y su aporte en el análisis del problema de optimización planteado.

Referencias

- [1] C. Pang, M. Kezunovic, and M. Ehsani, "Demand side management by using electric vehicles as Distributed Energy Resources," *2012 IEEE International Electric Vehicle Conference*, pp. 1–7, 2012. <https://doi.org/10.1109/IEVC.2012.6183273>
- [2] R. Entriken, R. L. Hu, R. Skorupski, and Y. Ye, "A Mathematical Formulation for Optimal Load Shifting of Electricity Demand," vol. X, no. X, pp. 1–46, 2015.
- [3] P. L. Langbein, "Demand response participation in PJM wholesale markets," *2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, ISGT 2012*, pp. 2011–2013, 2012. <https://doi.org/10.1109/ISGT.2012.6175794>
- [4] T. K. Wijaya, M. Vasirani, J. C. Villumsen, and K. Aberer, "An economic analysis of pervasive, incentive-based demand response," *2015 IEEE International Conference on Smart Grid Communications, SmartGridComm 2015*, pp. 331–337, 2016.
- [5] M. Parvania, M. Fotuhi-firuzabad, and M. Shahidehpour, "Optimal Demand Response Aggregation in Wholesale Electricity Markets," vol. 4, no. 4, pp. 1957–1965, 2013. <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2257894>
- [6] B. Hayes, I. Hernando-Gil, A. Collin, G. Harrison, and S. Djokić, "Optimal power flow for maximizing network benefits from demand-side management," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 4, pp. 1739–1747, 2014. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2298894>
- [7] O. H. Anuta, P. Taylor, D. Jones, T. McEntee, and N. Wade, "An international review of the implications of regulatory and electricity market structures on the emergence of grid scale electricity storage," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 38, pp. 489–508, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.06.006>
- [8] A. S. Dobakhshari, S. Azizi, and a. M. Ranjbar, "Control of microgrids: Aspects and prospects," *2011 International Conference on Networking, Sensing and Control, ICNSC 2011*, no. April, pp. 38–43, 2011. <https://doi.org/10.1109/ICNSC.2011.5874892>
- [9] A. Danandeh, L. Zhao, B. Zeng, and M. Abdollahian, "Optimal Job Scheduling with Day-ahead Price and Random Local Distributed Generation: A Two-stage Robust Approach," *Methods*, pp. 1–9, 2011.
- [10] A. G. Zamani, A. Zakariazadeh, and S. Jadid, "Day-ahead resource scheduling of a renewable energy based virtual power plant," *Applied Energy*, vol. 169, pp. 324–340, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.02.011>