

**OPTIMIZACIÓN DE TARIFAS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA PARA UNA
RESPUESTA A LA DEMANDA POR MEDIO DE PROGRAMACIÓN LINEAL**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
OPTIMIZACIÓN DE TARIFAS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA PARA UNA
RESPUESTA A LA DEMANDA POR MEDIO DE PROGRAMACIÓN LINEAL**

**AUTOR:
ANDRÉS FERNANDO ARTIEDA CADENA**

**DIRECTOR:
EDWIN MARCELO GARCÍA TORRES**

Quito, Noviembre 2017

Andrés Fernando Artieda Cadena

**OPTIMIZACIÓN DE TARIFAS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA PARA UNA
RESPUESTA A LA DEMANDA POR MEDIO DE PROGRAMACIÓN LINEAL**

Universidad Politécnica Salesiana
Ingeniería Eléctrica

Breve reseña historia e información de contacto:



Andrés Fernando Artieda Cadena (Y'1992-N'11). Realizó sus estudios secundarios en el Colegio Liceo John Dalton, se graduó de Físico Matemático. Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en la optimización de tarifas para respuesta a la demanda.
aartiedac@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Edwin Marcelo García Torres (Y'1978-SM'10). Se graduó de Ingeniería eléctrica en la Universidad Politécnica Salesiana y de Master en Gestión de Energía en la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2016. Actualmente se encuentra trabajando para su doctorado en Ingeniería con la Universidad Pontificia Bolivariana. Área de interés: respuesta a la demanda, sistemas de automatización – Scada, microgrids, sistemas de energía renovable, generación distribuida y Smart grid. Actualmente miembro de Girei (Grupo de Investigación en redes Eléctricas Inteligentes – Smart Grid Research Group).
egarcia@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS
RESERVADOS
©2017 Universidad
Politécnica Salesiana
QUITO-ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo, Edwin Marcelo García Torres declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación “Optimización de tarifas de la energía eléctrica para una respuesta a la demanda por medio de programación lineal” realizado por Andrés Fernando Artieda Cadena, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, Noviembre 2017

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Edwin M. García Torres', is written over a horizontal dotted line.

Edwin Marcelo García Torres

Cédula de identidad: 1803087400

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Andrés Fernando Artieda Cadena, con documento de identificación N° 1715757496, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor/es del trabajo de grado/titulación intitulado: “Optimización de tarifas de la energía eléctrica para una respuesta a la demanda por medio de programación lineal”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Firma



Nombre: Andrés Fernando Artieda Cadena

Cédula: 1715757496

Fecha: Quito, Noviembre del 2017

ÍNDICE GENERAL

Resumen	1
1. Introducción.....	2
2. Marco teórico.....	6
2.1. Modelo ARIMA	6
2.2. Mercados eléctricos	7
2.3. Mercado tipo Pool	7
2.4. Bolsa de energía.....	7
2.5. Contratos bilaterales físicos.....	7
2.6. Despacho económico.....	8
2.7. Costos por transmisión	9
2.7.1. Esquema de precios encerrados – Método estampilla postal	10
2.7.2. Esquema de precios encerrados – Método de trayectoria contractual.....	10
2.7.3. Esquema de precios encerrados – Método MW-milla.....	10
2.8. Costos por distribución.....	12
2.8.1. Regulación por tasa de retorno o costos de servicio.....	12
2.8.2. Regulación por ingreso máximo y precio máximo.....	13
2.8.3. Regulación por competencia por comparación	13
2.9. Costos por capacidad	14
2.9.1. Por costo de inversión	14
2.9.2. Por indicadores de confiabilidad	14
2.10. Problema.....	15
3. Modelamiento.....	15
3.1. Estimación de demanda.....	15
3.2. Generación y Transmisión.....	15
3.3. Distribución y comercialización.....	17
3.4. Capacidad y confiabilidad	17
3.5. Pérdidas	17
3.6. Pseudocódigo.....	18
4. Resultados.....	18
4.1. Caso de estudio.....	18
4.2. Resultados y análisis.....	19
5. Conclusiones.....	22
6. Referencias	22
6.1. Estado del Arte	27

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Variación dinámica de tarifas eléctricas	6
Figura 2. Flujograma modelos ARIMA	6
Figura 3. Variación de costos con respecto a densidad poblacional.	12
Figura 4. Diagrama unifilar de red para caso de estudio	19
Figura 5. Estimación de la demanda.....	19
Figura 6. Despacho económico lunes.....	20
Figura 7. Tarifas por estrato lunes	20
Figura 8. Detalle de costos para estrato 1 lunes	20
Figura 9. Despacho económico miércoles.....	21
Figura 10. Tarifas por estrato miércoles.....	21
Figura 11. Detalle de costos para estrato 1 miércoles.....	21
Figura 12. Despacho económico domingo.....	21
Figura 13. Detalle de costos para estrato 1 domingo.....	21

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Leyenda para estimación de demanda.....	12
Tabla 2: Costos tipo, centrales eléctricas.....	16
Tabla 3: Costos tipo, líneas de transmisión	16
Tabla 4: Costos tipo, distribución eléctrica por Estrato	17
Tabla 5. Características de líneas de transmisión	19
Tabla 6: Potencias mínimas y máximas de las centrales de generación	19
Tabla 7: Leyenda para estimación de demanda.....	19
Tabla 8: Leyenda para despacho económico.....	20
Tabla 9: Leyenda para tarifas por estrato.....	20
Tabla 10: Leyenda para detalle de costos.....	20
Tabla 11. Detalle de costos estrato 1	21

OPTIMIZACIÓN DE TARIFAS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA PARA UNA RESPUESTA A LA DEMANDA POR MEDIO DE PROGRAMACIÓN LINEAL

Resumen

En este documento se desarrolla un modelo de optimización de tarifas, para la respuesta a la demanda analizando los costos generados por cada etapa para la entrega de energía a los consumidores finales, priorizando la recuperación de costos asociados al sistema, transfiriéndolos a los clientes por medio de tarifas con el sistema de respuesta a la demanda “real time pricing”, apoyado en modelos ARIMA, se estimará la posible demanda que tendrá el sistema durante el siguiente día, con esta demanda se realiza un despacho económico considerando los costos por generación, transmisión, distribución, comercialización, confiabilidad y pérdidas; siendo la finalidad el cálculo de tarifas óptimas a ser aplicadas a diferentes clientes de distintos estratos. Estas tarifas serán calculadas diariamente y varían dependiendo el comportamiento del consumo de los clientes en días anteriores y los datos históricos del sistema, fomentando el cambio en consumo eléctrico para beneficio de los clientes y del sistema.

Palabras Claves: Respuesta a la demanda, tarifas eléctricas, reducción de costos, series de tiempo, modelo ARIMA

Abstract

This paper develops a tariff optimization model for demand response by analyzing all costs generated by each stage for delivery energy to final consumers, prioritizing the recovery of all costs associated with the system, transferring it to customers by rates for demand response system "real time pricing", ARIMA models are used to estimate the possible demand that the system will have during the next day, with this demand an economic dispatch is made considering the costs for generation, transmission, distribution, commercialization, reliability and losses, optimal rates to be applied to different customers of different zones, is the purpose, these rates will be calculated daily and vary depending on the behavior of customer consumption in previous days and the historical data of the system, encouraging the change in electricity consumption for the benefit of customers and the system.

Keywords: Demand response, electric rates, cost reduction, time series, ARIMA model.

1. Introducción

El costo de la energía eléctrica y su variación a través del tiempo es tan cambiante como la demanda misma. Puede verse afectado por múltiples factores; economía, patrones de comportamiento de una familia, cantidad de ocupantes dentro de un inmueble, clima, entre otros, lo que podrían aumentar o disminuir la cantidad de energía requerida [1]. Mientras mayor sea la demanda energética, mayor será el costo marginal, por el ingreso de generadores con costos de producción elevados, para abastecer la demanda [1], [2].

El suministro de energía al mejor precio para los productores y consumidores es un objetivo claro, haciendo que las dos partes se vean beneficiadas. La libre competencia y participación del sector privado, en generación, da cabida a nuevas tecnologías o tecnologías ya existentes, a menores costos obligando a mejorar el desempeño de todos los involucrados en la generación eléctrica [3], [4]. El ingreso de generadores eléctricos renovables dentro del sistema disminuyen el costo de la energía, al no consumir combustibles fósiles para producción de la misma, además de los costos por combustibles de las centrales térmicas, también existe un costo extra por los perjuicios que causan a la atmósfera al generar gases de efecto invernadero, la disminución del uso de centrales térmicas es fundamental para disminuir la contaminación en el planeta siendo esto de interés para todos [2], [5], [6]. Por otro lado a pesar de la reducción en costos y beneficios ecológicos, la conexión de energías renovables, solar y eólica, crea un gran problema dentro del sistema eléctrico, afectando el desempeño del mismo, por la dificultad que presenta el anticipar los cambios en cantidad de radiación y viento[6]–[9].

La respuesta a la demanda (RD) da como resultado el cambio en el comportamiento de consumo eléctrico por parte de los consumidores, gracias a estructuras tarifarias o pago de incentivos, da como resultado un sistema más confiable y reservas en generación aumentadas disminuyendo los problemas que podrían generar las energías renovables antes mencionadas [6], [10], [11]. La RD puede clasificarse en dos tipos, basados en incentivos y basados en precios [12], [13]. En los basados en incentivos podemos nombrar los siguientes: Interrumpibles, son aquellos clientes que realizan RD recibiendo un incentivo económico inicial o reducción en sus tarifas mensuales; previamente se comunica a los abonados que deberán disminuir su consumo a valores fijados previamente, de no cumplir se podrá imponer multas dependiendo el tipo de contrato que se haya firmado con la empresa prestadora del servicio [12], [13]. Control directo, desconecta los aparatos eléctricos de los abonados que hayan accedido a prestar este servicio en cuanto se requiere, los equipos principales a controlar son aires acondicionados, calefacción y calentadores de agua [12], [14]. Licitación por demanda o recompra, realiza ofertas de parte de los clientes sobre cantidad de carga que puede ser desconectada en horas pico, tomando en cuenta la demanda que podría tener el sistema al siguiente día, puede ser considerado el programa de respuesta a la demanda más eficiente para realizar un aplanamiento de la curva de demanda [12], [15], [16]. Respuesta por emergencia, es la última línea de defensa antes de ocurrir un colapso total de la red, generalmente causado por eventos climáticos, se propone tener clientes preparados a separar su carga del sistema, especialmente edificios y centros de datos, los cuales

podrían abastecerse de manera autónoma hasta resolver la emergencia, los abonados tendrán una compensación económica al realizar este tipo de RD [12], [13], [15]. Capacidad de mercado, los clientes dispuestos a realizar esta RD, reducirán una cantidad de carga pre-especificada por contingencias del sistema, los participantes reciben información de cómo desea que actúe su carga, con un día de anticipación, de no responder serían sancionados según lo estipule el contrato firmado previamente [12]. Mercado de servicios auxiliares, permite a los clientes una participación activa dentro del mercado, enviando sus propuestas de reducción de carga para ser utilizada como reserva dentro de la operación, de ser aceptadas las ofertas, los clientes son remunerados por estar en espera a ser desconectados [12]. Los programas de respuesta a la demanda basados en precios variarán con respecto al tiempo y costo de la electricidad, la principal característica de estos es pasar carga de horas pico a horas valle, alterando así la curva de demanda [12], [17]. Time of use (TOU), puede cambiar el comportamiento de consumo de los abonados, el cambio dependerá de la cantidad de periodos de tiempo que se desee incluir, cada periodo tendrá una tarifa por energía diferente, las tarifas de cada periodo serán proporcionales al costo en el mercado mayorista [17]. Precio en pico crítico, el principio de funcionamiento de este método es la introducción de muy altos precios durante horarios específicos, los clientes serán informados de estos cambios para que puedan responder dependiendo sus necesidades, la intención es que reduzcan su consumo eléctrico a estas horas, esperando que un exceso de carga no ingrese en horas pico y al contrario sea conectada durante horas con consumos medios o bajos [18]. Día extremo CPP, se fijan

precios en días donde el abastecimiento a la demanda no se podrá completar y se necesitará que salga carga del sistema, son precios extremadamente altos por contingencias los cuales serán por un número de días limitados, hasta resolver el problema de abastecimiento [12], [13]. Precio por día extremo, mantiene un precio extremadamente alto durante las 24 horas del día, solo por un día [12]. Real time pricing (RTP), es un sistema en el cual el consumidor tiene hora a hora un precio proporcionado por el distribuidor, informado un día antes, se afirma que este método ayuda a los consumidores a reducir el precio en sus facturas, además de crear mercados de electricidad competitivos [12], [13]. Con el uso de sistemas como TOU o RTP el precio de la energía eléctrica que cada cliente deberá pagar será proporcional al tiempo específico que se realice el consumo, en horas pico tendrá un precio superior, directamente proporcional con la cantidad de demanda en dicho momento y el tipo de centrales que abastezcan la misma, mientras que el precio será menor cuando el consumidor solicite energía en horas de bajo consumo energético, ya que esta demanda podría ser abastecida por las centrales con bajo costo de producción [1], [19], [20]. El diseñar un nuevo sistema tarifario para los clientes, representa un análisis total de los costos asociados los cuales se deben cobrar y bajo qué circunstancias hacerlo, TOU es predecible y brinda estabilidad para crear tarifas considerando aspectos importantes como época del año, horas del día y demanda de días similares anteriores, aunque obliga a que los precios sean fijados ex ante durante días, semanas o meses [12], [21]. Por otro lado RTP brinda las mismas características que TOU y tiene una ventaja considerable, cambia los precios por horas, estos son calculados

y conocidos solo un día antes para el día siguiente brindando una mayor exactitud [12], [13], [20].

La motivación para aplicar cualquiera de los dos métodos sea TOU o RTP es que la mayoría de consumidores se disponen a disminuir su demanda en horas pico cambiando su comportamiento o trasladando sus consumos a horas en las cuales los costos serían menores [20], [22]–[24]. Los clientes con mayor consumo eléctrico, podrán ser los que mayormente realicen desplazamiento de carga a horas con baja demanda o disminuyan su consumo eléctrico, dependiendo su tipo de flexibilidad y adaptándose a los precios establecidos por el sistema, mientras que los clientes con bajos consumos aportarán poco o nada a la respuesta a la demanda, debido a que sus cargas no son representativas dentro del sistema [22]. Los clientes flexibles, son aquellos dispuestos a cambiar su demanda, adelantando o atrasando su consumo a horas en las cuales los precios sean menores, esto hace que el pico de demanda se vea disminuido, reubicando la carga en diferentes puntos del día, especialmente en horas valle, por otro lado los clientes inflexibles, son aquellos que no cambian su consumo o lo varían de marea muy pequeña, pudiendo incluso afectar la demanda máxima, aumentando el consumo energético en horas pico, por último los clientes optimizadores, son aquellos que tratan de disminuir la cantidad de dinero que pagan por energía, en este caso se exagera el cómo actúan ante estímulos económicos, conectando su carga solo en horas de precios bajos [25]. Se debe considerar que dentro de los consumidores conectados a una red van a existir los tres tipos de clientes, siendo superior la cantidad de consumidores flexibles [26]–[28].

RD además de favorecer a la red eléctrica ganando estabilidad, da la opción a los proveedores del servicio, de considerar los costos totales por producción de energía y cargarlos a los clientes, los cuales pueden verse beneficiados por la disminución del cargo monetario en facturas por cambiar sus hábitos de consumo aprovechando las horas con tarifas bajas [2], [19], [29]. La aplicación de precios variables basados en tiempo es útil en mercados con grandes picos en determinadas horas, y cargas bajas en otras, esto podría brindar hasta un 10% de reducción en el costo de la energía tanto para los proveedores como los consumidores [19], [30].

Para el uso de sistemas como TOU o RTP, se debe considerar que la infraestructura de medición para tarifas fijas aplicada en la mayoría de sistemas de la actualidad, no es útil al momento de implementar tarifas variables, esto supone el ingreso de medición inteligente para mantener un control riguroso de la demanda, su comportamiento e incluso presentar a los clientes las tarifas por horas o para el día siguiente [3], [12], [19]

Al realizar el cálculo del costo de la energía eléctrica, se deben considerar todos los gastos que pudieran afectar directa o indirectamente al sistema [2], [31]. Empezando por la generación de energía, donde se debe pensar en costos fijos elevados, por la inversión que representa el instalar la infraestructura tecnológica, la amortización de la inversión, costos de operación, mantenimiento y de ser el caso, costos por combustibles; siguiendo con la transmisión, donde mientras mayor sea la capacidad el costo de inversión será superior. Tomando en cuenta lo anterior los sistemas de transmisión dentro de los mercados eléctricos son considerados monopolios naturales por sus características, costos de infraestructura elevados y costos

marginales bajos, el costo por cada kW transmitido es inversamente proporcional al costo de inversión para el sistema de transmisión [2], [32]–[34]. Además los costos asociados a la distribución que son: inversión para infraestructura, mantenimiento, operación de la red de distribución y anualmente se debe considerar un valor de reemplazo, para poder adaptar las instalaciones a la demanda [35]. Dentro de los costos por comercialización, se consideran: los gastos por inversiones de infraestructura, salarios y todos los gastos relacionados al servicio al cliente. Son conocidos también como valor agregado de distribución VAD [35], [36]. Costos por pérdidas, surgen del extravío energético técnico y no técnico, costo por racionamiento o energía no suministrada (ENS). Se da por no poder abastecer a la demanda, costo de servicio disponible, que se paga a los generadores por tener su planta lista para despachar energía y, por último, costos por capacidad y confiabilidad.

El crear un sistema con gran capacidad de generación, transmisión y distribución hace que se necesite una inversión mayor, aumentando los costos en infraestructura y el interés que se tuviese que pagar al capital, todo esto influenciando en la confiabilidad del sistema, pues mientras mayor sea la inversión mayor será la confiabilidad. Estos costos van sumando entre cada etapa, desde la generación hasta la distribución, y deben ser considerados todos ellos para la aplicación de las tarifas y recuperación de los gastos [2]. Para crear una aproximación de la demanda del día que se desee calcular las tarifas, los modelos ARIMA son bastante precisos al analizar series de tiempo, teniendo datos históricos con una cantidad considerable de mediciones [37]–[39].

Dentro de otros estudios, se desarrolla un modelo de optimización de tarifas

residenciales cuando existe un desplazamiento de carga por RD [1]. Se crea un sistema donde se presentan costos específicos a diferentes tipos de cargas flexibles sin afectar a cargas inflexibles, dando como resultado que los clientes sin cargas flexibles no se vean afectados por los cambios tarifarios [40]. Se plantea una programación lineal iterativa basada en formular problemas de optimización, minimizando la cantidad de energía consumida por los abonados ajustando el precio de la electricidad, garantizando una ganancia a las empresas [22]. En sistemas eléctricos de potencia se utiliza ARIMA para estimar la demanda [37], [38]. Sistemas auto regresivos se han usado para predecir los precios semanales en el sistema noruego [39].

El presente trabajo analiza los costos asociados al consumo eléctrico para realizar el cálculo de la óptima tarifa de la energía eléctrica a ser aplicada para RD, considerando los costos por generación, transmisión, distribución, comercialización, confiabilidad, capacidad y pérdidas. Se utiliza el sistema RTP para dar al usuario noventa y seis tarifas diferentes durante el día [41], [42].

Basados en datos históricos de consumos eléctricos de días similares al que se desee calcular las tarifas, se realizará una estimación de la demanda mediante modelos ARIMA, buscando los costos más bajos de cada etapa para abastecer la demanda estimada. Las tarifas serán calculadas cada quince minutos por la suma de los costos por kW de cada etapa. El cálculo de las tarifas beneficiará al usuario final, disminuyendo sus pagos por consumos al transferir sus cargas a horas con tarifas bajas y a las empresas involucradas, recuperando los costos totales de sus servicios.

El presente trabajo se estructura de la siguiente manera: la sección 2

desarrolla el marco teórico; la sección 3 detalla el modelo matemático y el algoritmo utilizado para obtener los resultados a discutirse en la sección 4, por último en la sección 5 se presenta las conclusiones que arrojo el caso de estudio.



Figura 1. Variación dinámica de tarifas eléctricas

2. Marco teórico

Por lo general una función de costos puede ser descrita por una relación entre insumos, productos y otros factores que pudieran afectar al sistema, alcanzando a ser expresada con la ecuación (1).

$$C = f(Y, P, O) + e \quad (1)$$

Donde:

C : Costo total de la función de gastos de operación más el costo del capital.

Y : Vector de gastos totales.

P : Vector de los precios por insumos.

O : Vector de otros factores los cuales podrían afectar el costo.

e : Errores probables en los factores.

La ecuación (1) describe el costo considerando la hipótesis de minimización de costos, se consideran vectores los términos Y, P, O , ya que los valores podrían variar en el tiempo, alterando el costo total de la función en cada momento. Con (1) y ayudada por una estimación de la demanda hecha por modelos ARIMA, se puede entregar una tarifa eléctrica en la cual estén considerados todos los aspectos de la misma [2].

2.1. Modelo ARIMA

El modelo ARIMA analiza series temporales tomando en cuenta las correlaciones que existen entre los datos de una determinada muestra.

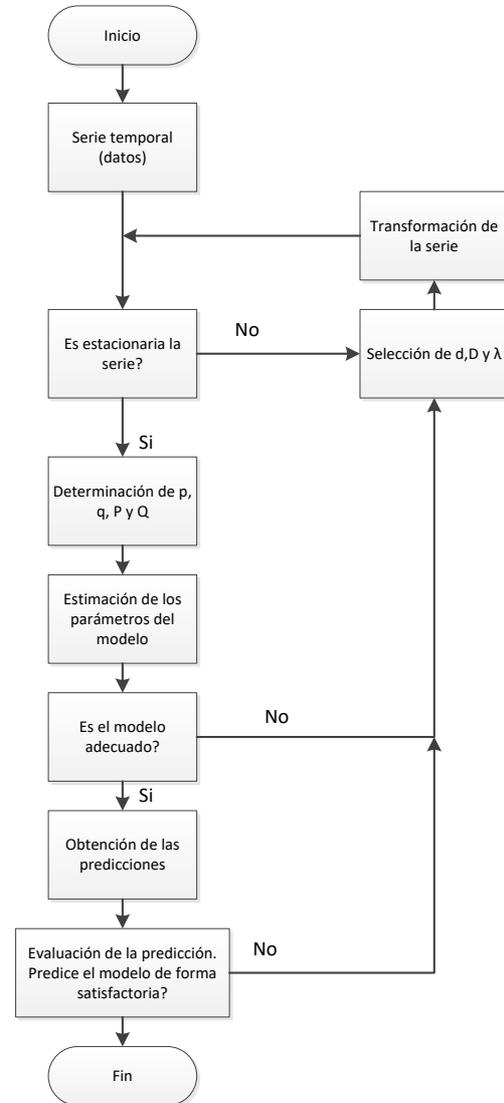


Figura 2. Flujograma modelos ARIMA

Este modelo estima el futuro por medio de datos pasados, a diferencia de otros que lo hacen por variables independientes.

ARIMA, es calificado como uno de los métodos más flexibles para análisis de series de Tiempo, al trabajar con pautas de datos variadas, que pueden ser Auto-Regresivas (AR), de media móvil (MA) o la combinación de ambas auto regresivas de media móvil (ARMA) simples y estacionarias [43],[44].

Los modelos ARIMA pueden ser representados como se muestra en (3) y siguiendo el patrón mostrado en el flujograma de la figura 2 se llega a una estimación correcta [45],[46].

$$\begin{aligned} & (1 - \phi_1 B - \phi_2 B^2 - \dots - \phi_p B^p)(1 - B)^d X_t \\ & = (1 - \nu_2 B - \phi_2 B^2 - \dots - \phi_q B^q) a_t \end{aligned} \quad (3)$$

2.2. Mercados eléctricos

Los mercados eléctricos son sistemas para compra y venta de energía por medio de ofertas a corto plazo, por lo general se pacta los pagos con contratos en los cuales las dos partes se comprometen a intercambiar una serie de cantidades monetarias en fechas futuras, en caso de realizar operaciones de compra o venta a largo plazo, se realizan contratos como transacciones bilaterales privadas. Los precios por energía son fijados con los principios de oferta y demanda, como cualquier otro producto. Al momento en diversas partes del mundo existen diferentes estructuras de mercados eléctricos los más aplicados son, tipo pool, por bolsa de energía o por contratos bilaterales físicos, estos ayudan a generar competencia dentro del sistema para mantenerlo en óptimo funcionamiento [47], [48].

2.3. Mercado tipo Pool

Este modelo hace que las empresas y los consumidores no establezcan relaciones directas entre sí, las compras y ventas son llevadas a cabo por un operador de mercado (OM) el cual realiza una optimización de los costos del sistema, para ello las empresas y los consumidores entregan ofertas o curvas de costos al OM. Una vez conseguida la optimización se plantea una estrategia para hacerlo y se lo entrega al operador del sistema (OS), quien se asegura que sea técnicamente factible hacer lo que expone el OM. Si el plan del OM requiere hacer cambios el OS realizará

los cambios necesarios al plan de operación y establece los servicios auxiliares que sean necesarios. Todo esto tiene fechas y horarios los cuales los participantes están obligados a cumplir [47]–[50].

2.4. Bolsa de energía

El sistema de Bolsa de energía (BE) es una especie de regulador que recibe ofertas por compra y venta de energía y las enlaza entre sí. El sistema BE puede ser integrado con diferentes estructuras de mercado, y también puede ser considerada dentro del sistema tipo Pool realizando las funciones de OM con características bien definidas como se expresa a continuación [47], [49], [51]. La energía que comercializa una BE es estandarizada, esto permite que el proceso de ofertas sea más sencillo y el cálculo del precio de mercado también, las BE no están obligadas a participar en una transacción en el sistema si lo consideran prudente, tampoco toman en cuenta aspectos técnicos relevantes como capacidad, congestión o servicios complementarios, además no decide el despacho de las centrales de generación, las BE se enfocan en comercializar la energía, más no en mantener una operación económica y segura del sistema, esto hace que sea necesario mantener un OS para mantener una correcta operación del sistema.

2.5. Contratos bilaterales físicos

Los mercados basados en contratos bilaterales físicos dan la posibilidad a los consumidores y los suministradores a establecer relaciones comerciales directas basadas en intercambios rectos entre los participantes del mercado.

Este método se caracteriza por la relación directa entre el despacho y la carga. Por los contratos de abastecimiento de energía la empresa que suministra el servicio se compromete a mantener una potencia especificada hacia el sistema en su plan de operación, por otra parte las cargas

administradas por el consumidor deben ser orientadas a consumir la potencia en el plan de operación del suministrador. Las funciones del OS y el OM se hacen de forma simultánea y es realizado generalmente por una sola entidad encargada de los dos operadores. Es así que en base a criterios técnicos de seguridad y confiabilidad el operador del sistema determina la viabilidad del contrato y los servicios de red requeridos para que se realice la transacción pactada [47].

2.6. Despacho económico

El realizar un despacho económico tiene por finalidad minimizar el costo por cada kW de energía producida, abasteciendo la demanda. Esto se logra analizando los costos fijos y variables de cada central eléctrica, utilizando siempre las más económicas como base (primeras en despachar energía) y continuando con las de mayores precios hasta abastecer la demanda [52]. Al existir varios tipos de tecnologías de generación eléctrica se crea dos tipos de despachos: el preferencial y el despacho económico, fomentando así el crecimiento en generación y creando generadores económicos [53]. Las tecnologías que ingresan a despacho preferente son las energías renovables no convencionales como solar y eólica, que no dispongan de almacenamiento con baterías, estas tienen contratos para ser despachadas con la potencia que estén generando a cada instante, se paga un costo fijo en dólares por cada kilovatio (\$/kW) producido y despachado [53]–[55].

Las tecnologías que no ingresan en el despacho preferencial deben competir dentro del despacho económico para poder vender su energía. Para conocer cual es el despacho económico es imperativo tener conocimiento de cuál es el costo de producción (\$/h) por cada unidad de potencia (MW), este análisis de costos puede ser lineal cuadrático o discreto, dependiendo la tecnología de la

central de generación y generalmente es expresada en forma de una relación cuadrática como se muestra en la ecuación (4) [53]–[55].

$$C_i = \frac{a_i}{2} * P_i^2 + b_i * P_i + c_i \quad (4)$$

Donde:

C_i : Costo de generador i en [\$/h].

P_i : Potencia producida por el generador i en el momento.

a_i, b_i, c_i : Constantes características de cada generador i .

La derivada de la ecuación (4) con respecto a la potencia nos entrega la función del costo unitario por cada kilovatio hora (\$/kWh), esta es conocida como función de costo incremental (λ_i) que representa el costo marginal de producir un kW [54], [53].

$$\lambda_i = \frac{d\lambda_{gi}}{dP_{gi}} = a_i * P_{gi} + b_i \quad (5)$$

La ecuación (4) y (5) ayudan a resolver el problema para una sola central de generación pero se debe considerar que dentro del despacho económico ingresan varias centrales a participar y cada una de ellas tendrá su costo marginal y costo por cada unidad de potencia, dependiendo el tipo de tecnología utilizada para generar energía.

El planteamiento del despacho económico considera que si un generador (G1), entrega una determinada cantidad de kW a un costo (λ_1) y otro generador (G2) entrega otra cantidad de kW a un costo (λ_2), sabiendo que $\lambda_2 > \lambda_1$, la central 2 debería reducir su producción de energía y la central 1 aumentar la suya hasta abastecer la demanda al menor costo, cumpliendo que $\lambda_1 = \lambda_2$ [53], [54]. Sabiendo esto, el óptimo despacho económico se puede representar como la igualdad del costo incremental de cada unidad de generación (λ_i), entonces se puede expresar de la siguiente manera

$\lambda_1 = \lambda_2 \dots = \lambda_N$. Una vez calculado el costo incremental igualitario para las centrales generadoras se obtiene la potencia de salida que despachará cada central operando y despejando (P_i) de la ecuación (5), como se muestra en la ecuación (6).

$$P_{gi} = \frac{\lambda_i + b_i}{a_i} \quad (6)$$

Si la ecuación (6) supera los límites superior o inferior de potencia que pudiera entregar una de las centrales, se establece esta como potencia máxima o mínima dependiendo el caso, y se realiza un nuevo cálculo de λ_i para los generadores restantes. Dentro del despacho económico se considera una restricción importante, la sumatoria de las potencias entregadas por las centrales de generación debe ser igual a la suma de toda la potencia demandada (P_{carga}), esto se puede ver en la ecuación (7) [53]–[55].

$$\sum_{i=1}^N P_{gi} = P_{carga} \quad (7)$$

Con el despacho económico se obtienen los costos por generación, esto es una parte importante para realizar un cálculo de las tarifas las cuales deberían ser impuestas a los clientes aplicando el sistema RTP. Posterior a la generación de energía esta debe ser llevada hasta los consumidores por medio de líneas de transmisión.

2.7. Costos por transmisión

La transmisión dentro de los mercados eléctricos constituye un factor fundamental, permitiendo el ingreso de nueva generación y el abastecimiento de los centros de consumo. Como se explicó anteriormente la transmisión es un monopolio natural, esto hace que deba ser regulado para mantener un grado de competencia y dé señales económicas

para la operación del sistema, recuperando así las grandes inversiones que deben hacerse en el sistema (líneas, transformadores, equipos de compensación reactiva y capacitiva, entre otros). En la mayoría de mercados el sistema de transmisión se toma como un beneficio público, esto hace que los organismos de regulación asignen costos base a la estructura de precios. En la asignación de estos precios se debe considerar la recuperación de los costos cubriendo gastos de inversión, operación, mantenimiento y la ganancia para los oferentes del servicio, motivando un uso eficiente, dando incentivos para la utilización del sistema de una manera adecuada [56].

Al realizar el cálculo de costos por transmisión son varios métodos los aplicables pero pueden dividirse en dos grupo, esquema de precios encerrados y esquema de precios incrementales [57]

Los esquemas de precios encerrados toman en consideración todos los costos de transmisión incluyendo costos por infraestructura existente, infraestructura nueva o de expansión, y costos totales por operación y mantenimiento, se llaman encerrados porque se suman (encierran) los costos dentro de un solo valor. El valor calculado es dividido entre los abonados del sistema de transmisión, incluyendo clientes propios de la empresa de transmisión [58], [59].

Los esquemas de precios incrementales, solo consideran costos de transmisión por clientes nuevos que ingresan al servicio de transmisión, los costos del sistema antes del ingreso de un nuevo cliente seguirán siendo asumidos por los clientes anteriores; este sistema promueve una economía eficiente, sin embargo la implementación de estos esquemas presenta varios inconvenientes como: aproximaciones para la expansión del sistema, no existe una relación entre costos incrementales o marginales de corto y largo plazo lo que dificulta el

saber las necesidades de expansión del sistema [58], [59].

2.7.1. Esquema de precios encerrados – Método estampilla postal

Se asigna un valor monetario a cada transacción basándose en el costo fijo total que se desea recuperar y la potencia transferida en la transacción, matemáticamente se puede expresar como se muestra en la ecuación (8).

$$R_{(u)} = Cf_T * \frac{P_{(u)}}{P_{pico}} \quad (7)$$

Donde

$P_{(u)}$: Potencia activa [MW], en la transacción u .

P_{pico} : Demanda pico del sistema [MW].

Cf_T : Costo fijo del sistema de transmisión.

Este es el método con mayor aceptación, por su fácil aplicación y por la recuperación total del costo fijo de la red, sin embargo no considera la escasez de elementos de transmisión y el uso real de cada cliente en la red por esto es económicamente ineficiente [53], [57].

2.7.2. Esquema de precios encerrados – Método de trayectoria contractual

Considerando que la red de transmisión tiene varias rutas las cuales pueden conectar dos puntos, este método plantea la posibilidad de trazar un problema de transporte a la utilización del sistema de transmisión. Se establece un camino específico entre envío y recepción (contrato por trayectoria) de mutuo acuerdo entre la compañía de transmisión y el usuario, estos caminos no toman en consideración flujos de potencia. Se consideran los límites máximos de operación de la red y se establece el camino para que llegue del punto A al punto B toda la energía

requerida sin exceder los límites de la red [53], [57].

2.7.3. Esquema de precios encerrados – Método MW-milla

Calcula el costo para cada usuario dentro de la transacción realizada basándose en la potencia y distancia entre los puntos de entrega y recepción de energía [60]. Siendo $Z(P)$ el costo óptimo del sistema que satisface todas las exigencias de trayectorias carga/generación de los participantes P y $Z(p - u)$ el costo por transmisión que se deberá cobrar si un participante u es removido del sistema. Entonces la proporción de cada participante es el impacto discreto sobre los costos de transmisión $\Delta Z = Z(P) - Z(P - u)$.

$$R_{(u)} = Z(P) * \frac{\Delta Z_{(u)}}{\sum_S^P \Delta Z_{(S)}} \quad (8)$$

La ecuación (8) brinda incentivos económicos para que los participantes se mantengan integrados al sistema y asegura que los costos por capital se recuperen, considerando que cada trayectoria es balanceada, la salida de un participante de la red puede simularse sin afectar a los demás agentes conectados. La variación $\Delta Z_{(u)}$ puede obtenerse del estudio de flujos donde las cargas y variaciones son netamente del participante u , como se puede ver en la ecuación (9) [53], [60], [61].

$$\Delta Z_{(u)} = \sum_{l=1}^{N_l} Cu_l * f_l(u) * L_l \quad (9)$$

Donde:

$f_l(u)$: Flujo a través del circuito l por la transacción carga/generación u .

L_l : Longitud del elemento [km]

Cu_l : Costo unitario anual del circuito l [USD/(km-MW-año)]

N_l : Total de elementos de transmisión en el sistema

$$Cu_l = \frac{C_l}{L_l * fnom_l} \quad (10)$$

Donde:

$fnom_l$: Flujo nominal a través del circuito l [MW]

L_l : Longitud del elemento [km]

C_l : Costo total anual del circuito l

En el sistema de MW-milla podemos tener flujos con valores negativos y para saber cómo tratar con ellos se presentan tres diferentes alternativas para el pago por transporte de energía, estos criterios serán aplicados dependiendo el mercado en el cual se aplique.

Criterio 1: considera flujos en ambos sentidos, el cálculo de los costos generados por cada transacción se puede apreciar en la ecuación (11).

$$R_{(u)} = \sum_{l=1}^{N_l} C_l * \frac{f_l(u)}{\sum_{s=1}^P f_l(s)} \quad (11)$$

Este criterio permite que una transacción u que reduce los flujos de la red tenga cargos bajos e incluso negativos, haciendo que otras transacciones tengan que pagar cargos más altos para compensar.

Criterio 2: considera que los flujos positivos y negativos deben pagar cargos por el uso de la red, en función de valores absolutos del flujo de potencia, este modelo no presenta motivación para reducir flujos a través de la red como se puede ver en la ecuación (12).

$$R_{(u)} = \sum_{l=1}^{N_l} C_l * \frac{|f_l(u)|}{\sum_{s=1}^P |f_l(s)|} \quad (12)$$

Criterio 3: los flujos negativos no presentan cargos motivando la reducción de flujos, lo que hará que los clientes que si los tengan deban pagar por los que reducen los mismos como se puede ver en la ecuación (13).

$$R_{(u)} = \sum_{l=1}^{N_l} C_l * \frac{Max\{0, f_l(u)\}}{\sum_{s=1}^P \{0, f_l(s)\}} \quad (13)$$

2.7.4. Esquemas de precios de transmisión incrementales

La teoría de precios de transmisión incrementales es bastante aceptada por basarse en estudios teóricos sólidos, consiste en evaluar el costo marginal entre dos nodos, siendo la diferencia entre los costos marginales del nodo de envío y el nodo de recepción, el costo a pagar por la transferencia de energía, puede ser calculado matemáticamente por medio de la ecuación (14).

$$R_{(u)} = \left[\sum_{i \in r} \gamma_{pi} - \sum_{m \in e} \gamma_{pm} \right] * \omega * P_{(u)} \quad (14)$$

Donde:

γ_{pi} : Costo marginal de potencia activa en el nodo i .

γ_{pm} : Costo marginal de potencia activa en el nodo m

r : Conjunto de nodos de recepción (cargas) relacionados con la transacción u .

e : Conjunto de nodos de envío (generaciones) relacionados con la transacción u .

ω : Factor de conversión para que $R_{(u)}$ éste en \$/año:

$P_{(u)}$: Magnitud de la potencia de la transacción u

Este método genera inconvenientes si se tiene costos marginales similares en los nodos de recepción y envío ya que la tarifa se reduce y hace poco probable la recuperación de los costos fijos, es por esto que esta metodología puede ser complementada con algún esquema de precios encerrados, para lograr la recuperación total de los costos fijos [53], [57].

2.8. Costos por distribución

Dentro de los costos por distribución se considera costos por capital, que son equivalentes a la depreciación de las instalaciones más el interés del capital invertido, costos por operación y mantenimiento que considera los gastos a realizar para mantener disponible el servicio conservando un nivel de calidad adecuado, estos costos dependen directamente de la densidad de carga que puede ser calculada con (15) y puede ser dividida en seis estratos [62].

$$\delta = \frac{P}{S} \quad (15)$$

Donde:

δ : Densidad [MW/km²].

P : Potencia [MW].

S : Superficie [km²].

- Estrato 1: Sector urbano de alta densidad $\delta > 4,00$
- Estrato 2: Sector urbano de media densidad $4,00 \geq \delta > 2,50$
- Estrato 3: Sector urbano de baja densidad $2,50 \geq \delta > 1,50$
- Estrato 4: Sector urbano rural $1,50 \geq \delta > 0,50$
- Estrato 5: Sector rural de media densidad $0,50 \geq \delta > 0,25$
- Estrato 6: Sector rural de baja densidad $\delta \geq 0,25$

Es decir el costo promedio para las zonas rurales será mayor que para las zonas urbanas ya que la distancia entre clientes en zonas rurales es mayor, esto considerando la misma confiabilidad para los diferentes tipos de zonas [62].

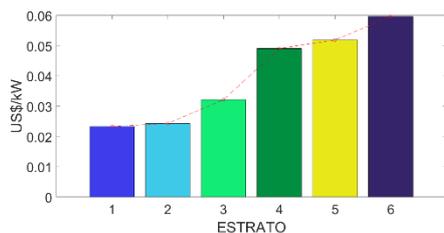


Figura 3. Variación de costos con respecto a densidad poblacional.

Tabla 1: Leyenda para estimación de demanda.

Descripción	Color
Estrato 1	Blue
Estrato 2	Light Blue
Estrato 3	Green
Estrato 4	Dark Green
Estrato 5	Yellow
Estrato 6	Dark Purple

Las empresas de distribución son monopolios naturales, esto hace que cada región tenga diferentes precios dependiendo la empresa de distribución a la cual esté conectado el abonado y como se calculen sus costos [57], [59], [62].

2.8.1. Regulación por tasa de retorno o costos de servicio

Este método de cálculo de costos por distribución consiste en fijar tarifas que serán iguales al costo medio estimado más los costos de las empresas por prestar el servicio a los clientes, esto hace que los costos por distribución sean completamente transferidos a los clientes. Toma en cuenta costos de operación y mantenimiento, demanda del capital remunerable y la tasa de retorno, pudiendo ser calculado con la ecuación (16) [62].

$$CS = COyM + D + K + T - I \quad (16)$$

Donde:

CS : Costo del servicio.

$COyM$: Costo por operación y mantenimiento.

D : Depreciación del período.

K : Costo anual del capital.

T : Impuestos.

I : Ingresos no directamente relacionados con venta de energía eléctrica.

Para realizar el cálculo del costo anual del capital, se debe calcular la inversión neta remunerable (INR), la cual incluye el valor por propiedad e instalaciones en uso no depreciadas más el activo circulante, luego de calcular la inversión

netamente remunerable se aplica una tasa de retorno (TR) tomando en cuenta factores como tasa libre de riesgo, riesgo de la industria y riesgo país. El cálculo del costo anual del capital (K) se calcula por medio de la ecuación (17) [62].

$$K = INR * TR \quad (17)$$

La depreciación de los bienes habitualmente es realizada de manera lineal aunque también pueden aplicarse métodos de depreciación acelerada [62].

2.8.2. Regulación por ingreso máximo y precio máximo

La regulación por ingreso máximo limita los ingresos totales de la empresa distribuidora, calculados por medio de la ecuación (18).

$$R_t = (R_{t-1} + CGA * \Delta Cli) * (1 + I - X) \pm Z \quad (18)$$

Donde:

R_t : Ingresos autorizados a la empresa distribuidora en el período t.

CGA : Factor de ajuste por crecimiento de clientes [\$/cliente].

ΔCli : Cambio anual en el número de clientes.

I : Índice de inflación.

X : Factor de productividad.

Z : Ajuste por aspectos no tomados en cuenta.

En (18) se puede ver que se realiza una corrección de acuerdo al número de clientes, la inflación y un índice de productividad el cual es determinado por el ente regulador, con esto la empresa se ve incentivada a reducir sus costos para así aumentar su ganancia. En la ecuación antes mencionada Z añade un factor por eventos no planificados como cambio en impuestos, tasas ambientales, cambios en regulaciones entre otros.

Por otro lado el sistema de precios tope limita los precios sin imponer máximos

a los ingresos de la empresa distribuidora lo cual puede ser calculado con la ecuación (19) [62].

$$P_t = P_t * (1 + I - X) \pm Z \quad (19)$$

Donde:

P_t : Precio máximo para el período t.

P_{t-1} : Precio máximo en el período t-1.

La ecuación (19) relaciona los precios aplicados en un año con respecto a los del período anterior con cambios por inflación e índices de productividad sin dejar de lado los posibles cambios en el entorno con el factor Z .

En los dos esquemas previamente descritos las empresas distribuidoras buscan maximizar su beneficio, en el esquema de ingresos máximos la empresa tratará de producir menor cantidad a un precio más alto, mientras que el esquema de precio máximo la intención es maximizar las ventas hasta que el ingreso marginal sea igual al costo marginal.

2.8.3. Regulación por competencia por comparación

Es una comparación entre empresas de características similares, se fija tarifas basándose en costos de producción representativos de las empresas, considerando un grupo de empresas N similares, misma topología, similar densidad de clientes, similar nivel de consumo, y se podría calcular mediante la ecuación (20) [62].

$$P_i = \bar{c} \quad \text{siendo} \quad (20)$$

$$\bar{c} = \sum_{i=1}^{N-1} \frac{1}{N-1} c_i \quad \forall j \neq i$$

Donde:

P_i : Precio fijado para la empresa i.

\bar{c} : Costo promedio de los demás concesionarios comparables.

N : Número de empresas comparables.

c_i : Costo de la empresa i.

Si las empresas no son similares hace que sea bastante complicado el compararlas, para esto se aplican metodologías econométricas que corrigen las diferencias entre ellas. Otra opción es crear una empresa con un modelo eficiente para así iniciar las comparaciones con las demás.

Una vez asignados los precios a cada empresa, estas tienen la oportunidad de mejorar su eficiencia disminuyendo sus costos en comparación con las demás N empresas consideradas dentro del cálculo [62].

2.9. Costos por capacidad

2.9.1. Por costo de inversión

Se deberá determinar las inversiones a realizarse en cada una de las etapas del sistema, generación, transmisión distribución y servicio al cliente, estimando la demanda de los consumidores para saber en que aspectos realizar inversiones.

Los valores a considerar por inversiones deben ser llevados a valor presente con la ecuación (21).

$$P = S * \frac{1}{(1+i)^n} \quad (21)$$

Donde:

P : Valor presente.

S : Costos de capital en el año n .

i : Tasa de oportunidad del capital.

n : Número de años.

Una vez calculados los valores de inversiones en cada una de las etapas se deberán sumar los valores presentes, ya que la vida útil de cada una de las inversiones realizadas será diferente. Con este valor se procede al cálculo por inversión por kW de la demanda incremental, calculado con la ecuación (22).

$$Z = \frac{\sum_{t=1}^m P(t)}{Din} \quad (22)$$

Donde:

Din : Demanda incremental.

Una vez obtenido Z se realiza la anualización de los pagos por las inversiones, con un tiempo igual a la vida útil de cada inversión, aplicando la ecuación (23) [63].

$$R = Z \left| \frac{i * (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right| \quad (23)$$

Donde:

R : Anualidad en [\$/kW].

n : Vida útil de la inversión.

2.9.2. Por indicadores de confiabilidad

El LOLP es un indicador de los sistemas eléctricos, que representa la probabilidad de no satisfacer la demanda en un determinado momento. Para analizarlo se debe considerar la probabilidad de funcionamiento de cada central conectada al sistema y las probabilidades que éstas tienen de fallar y cómo afectaría esto al abastecimiento de la demanda [49], [64].

El indicador SAIDI nos entrega la duración promedio de las interrupciones suscitadas en el sistema por cada cliente y se puede calcular con la ecuación (24), el resultado se mide en hora/año [65].

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \quad (24)$$

Donde:

$U_i N_i$: Duración de interrupciones de cada consumidor.

$\sum N_i$: Total de consumidores servidos. SAIFI es el indicador de frecuencia de interrupción media del sistema el cual indica el número medio de cortes de energía por cada cliente al año, y puede ser calculado con la ecuación (25) [65].

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \quad (25)$$

Donde:

$\lambda_i N_i$: Total de consumidores afectados.

$\sum N_i$: Total de consumidores servidos.

2.10. Problema

Las tarifas eléctricas actuales son iguales en todo momento del día, sin importar los costos para abastecer la demanda. El cliente no ve una diferencia en sus facturas, manteniendo sus hábitos de consumo, los cuales pueden afectar la red y la economía de las empresas prestadoras del servicio.

Las tarifas propuestas en este estudio comprenden todos los costos para entregar el servicio eléctrico, el cálculo de la tarifa se realiza en intervalos de quince minutos, de manera que se recuperen todos los gastos generados.

El cálculo se realiza por medio de programación lineal y optimizando los costos para reducir las tarifas, sin dejar de lado la recuperación total de los costos.

3. Modelamiento

Para realizar el análisis matemático y económico que implica el calcular los costos totales por consumo eléctrico que los abonados deberían afrontar, se debe considerar un estudio de todos los costos detallados anteriormente, considerando la optimización de tarifas para llegar a una respuesta a la demanda. Para esto utilizaremos el mecanismo de respuesta a la demanda RTP descrito anteriormente, la tarifa que se plantea considera el cobrar a los clientes por generación, transmisión, distribución, comercialización, además de valores monetarios por pérdidas, calidad y confiabilidad, esto puede ser expresado matemáticamente por la ecuación (26).

$$Cu = G + T + D + C + R + PR \quad (26)$$

Donde:

Cu : Costo por el servicio.

G : Costo por generación.

T : Costo por transmisión.

D : Costo por distribución.

C : Costo por comercialización.

R : Costo por capacidad y confiabilidad.

PR : Costo por pérdidas.

Cada uno de los costos se calculará para posteriormente tener la tarifa a cobrar por energía eléctrica, esto se detalla a continuación.

3.1. Estimación de demanda

Para estimar la demanda se toma como base datos reales de demanda adquiridos cada 15 minutos, para diferentes días de la semana, fines de semana y feriados, con diferentes tipos de cargas, residenciales, comerciales e industriales. Los datos históricos utilizados pertenecen al alimentador número uno de la subestación Cumbaya de la ciudad de Quito. Estos datos serán utilizados para estimar el crecimiento o disminución de la demanda, utilizando Modelos ARIMA como se explicó anteriormente. Para estimar la demanda de un día, los parámetros para la calibración del modelo ARIMA son consideradas 94 mediciones diarias, por el intervalo de tiempo de los datos históricos disponibles.

3.2. Generación y Transmisión

Para encontrar la potencia que cada generador deberá entregar al sistema y los costos que producirán, este estudio toma varios tipos de generadores dentro del sistema, cada uno con diferente tecnología, costos fijos y variables, como se describe en la tabla 2.

Para conseguir las potencias y precios óptimos de cada central, disminuyendo los costos y abasteciendo la demanda, lo más adecuado es realizar un despacho económico. Con los costos que se dispone en la tabla 2 y considerando potencias mínimas y máximas de las centrales del sistema, se puede realizar el despacho teniendo como función objetivo (27) y restricciones (28), (29), (30), además se considera que la central

solar solo entregará energía durante el tiempo que esta recibe radiación.

Tabla 2: Costos tipo, centrales eléctricas [66], [67].

Tipo	Costo fijo [Cent/kWh]	Costo variable [Cent/kWh]
Térmica de carbón	0.48	0.053
Térmica a gas	0.20	0.127
Biomasa	1.27	0.048
Eólica	0.46	0
Solar	0.27	0
Hidroeléctrica	0.2	0
Almacenamiento en baterías	1.09	0.092

$$\min CT_g = \sum_{i=1}^n (PG_i * Cf_i) + (PG_i * Cv_i) + (PG_i * Ct_i) \quad (27)$$

$$PG_i \leq Pmax_i \quad (28)$$

$$PG_i \geq Pmin_i \quad (29)$$

$$\sum_{i=1}^n PG_i = D \quad (30)$$

Donde:

CT_g : Costo total por generación.

PG_i : Potencia despachada del generador i .

Cf_i : Costo fijo del generador i .

Cv_i : Costo variable del generador i .

$Pmin_i$: Potencia mínima del generador i .

$Pmax_i$: Potencia máxima del generador i .

D : Demanda.

Basados en las potencias de cada central se debe calcular el costo por transmisión de energía desde el punto de generación hasta la subestación de distribución, este dependerá de que cantidad de potencia se desee transportar y la distancia entre los dos lugares. Asentados en esto consideramos que la transmisión tiene

costos tipo por longitud de líneas, número de circuitos y voltaje al cual se transportará la energía, estos costos se pueden ver en la tabla 3. Para calcular el costo total de la inversión a realizarse se utiliza la ecuación (31).

$$In_i = Cl_i * d_i \quad (31)$$

Donde:

In_i : Inversión para la línea i .

Cl_i : Costo por kilómetro de línea i .

d_i : Longitud de la línea i .

Tabla 3: Costos tipo, líneas de transmisión [68].

Numero de circuitos	\$/km	Voltaje
1	21357,98	220
2	245123,34	220
2	266017,97	400

Para realizar el cálculo de cuánto se deberá cobrar por unidad de potencia transportada por cada línea, es necesario obtener los costos anuales que se ha de generar para recobrar la inversión, considerando en esto un margen de ganancia, esto puede ser calculado con la ecuación (32), a esto se suman los costos por operación y mantenimiento que son considerados el 6% de la inversión total de la línea. Sumados estos costos por medio de la ecuación (33) se realiza el cálculo para el costo por cada kW transmitido.

$$An_j = \frac{In_j * i}{1 - (1 + i)^{-n}} \quad (32)$$

Donde:

An_j : Anualidad para la línea j .

In_j : Inversión de la línea j .

i : Tasa de recuperación.

n : Número de periodos.

El número de períodos considerados generalmente es la vida útil de la línea de transmisión (30 años).

$$Ct_i = \frac{An_i + (In_i * 0,06)}{P_i * 8760 * 0,68} \quad (33)$$

Donde:

An_i : Anualidad para la línea i .

In_i : Inversión de la línea i .

Ct_i : Costo de por transmisión de la línea i [\$/kWh].

P : Potencia máxima que transmitirá la línea i .

Las líneas de transmisión al igual que las centrales generadoras tienen potencias máximas a las cuales pueden operar creando una restricción extra a la función objetivo (27) que se expresa en (34).

$$PG_i \leq PLTmax_i \quad (34)$$

Donde:

$PLTmax_i$: Potencia máxima de transmisión de la línea i .

Una vez calculados los costos para generación y transmisión se calculará los costos por distribución.

3.3. Distribución y comercialización

En los costos por distribución se debe considerar los estratos a los cuales se realizará la entrega de energía, para el análisis del sistema se utiliza costos tipo relacionados con diferentes estratos como se muestra en la Tabla 4.

Tabla 4: Costos tipo, distribución eléctrica por Estrato [69].

Estrato	VAD [\$/kWh]	Costo fijo mensual [\$/]
1	0.02331	6.402
2	0.02429	8.62
3	0.03213	10.803
4	0.04905	14.096
5	0.05187	15.16
6	0.05963	15.425

Estos costos toman en cuenta las inversiones realizadas, costos por operación, mantenimiento y comercialización de la energía, considerando un margen de ganancia para el distribuidor.

3.4. Capacidad y confiabilidad

Los costos por confiabilidad y capacidad incentivan la inversión en centrales eléctricas, asegurando el abastecimiento de la demanda. El método adoptado esta basado en la probabilidad de abastecimiento, se calcula la probabilidad de falla del sistema y el costo por dejar de abastecer a los clientes. Este pago depende de la probabilidad de pérdida de carga (LOLP), y el costo de la energía no suministrada (CENS), y puede ser calculado por (35).

$$CC = LOLP * (CENS - CM) \quad (35)$$

Donde:

CC : Costo por capacidad.

$LOLP$: Probabilidad de pérdida de carga.

$CENS$: Costos de energía no suministrada.

CM : Costo marginal.

Para el cálculo del LOLP se considera una matriz de estados para todas las centrales, con todas las posibles combinaciones, la probabilidad de que funcione (estado 1) o no (estado 0), cada una de las probabilidades se acumularán en la probabilidad de estado, que no es más que la multiplicación de la probabilidad de que falle o funcione cada una de las centrales en dicho momento. La probabilidad de estado será considerada para el LOLP siempre y cuando la suma de la generación de las centrales del estado sea menor a la demanda del sistema en el momento del cálculo.

3.5. Pérdidas

Para este cálculo se consideran pérdidas en generación de 2%, en transmisión de 3,5% y en distribución de 8%, del total de potencia despachada para el sistema [70].

3.6. Pseudocódigo

El modelo matemático descrito puede ser desarrollado bajo cualquier plataforma de análisis numérico, es por esto que se describe el pseudocódigo a continuación:

Algoritmo de Simulación

Paso 1: Importar datos históricos, costos tipo y definición variables de entrada.

$C_{centrales}$ → Costos tipo de centrales eléctricas.

C_{dis} → Costos por distribución y comercialización.

DR → Demanda residencial.

DI → Demanda industrial.

DC → Demanda comercial.

PQ → Promedio de caudal mensual.

$PHeol$ → Promedio de viento mensual.

$PFoto$ → Promedio de radiación solar.

$Profalla$ → Probabilidad de falla de una central.

E_i → estado inicial

E_f → estado final

To → matriz de transición

DT → Demanda total

$CPgen_i$ → Costo por pérdidas en generación.

$CPtra_i$ → Costo por pérdidas en transmisión.

$CPdis_i$ → Costo por pérdidas en distribución.

SG_i → Generación disponible para el estado i .

Es → Matriz de estados.

PE → Probabilidad de estado.

$Pmax_j$ → Potencia máxima de la central j .

PrF → Probabilidad de falla.

$Pdef$ → Déficit de potencia.

$Ccap$ → Costo por capacidad.

$Cmarg$ → Costo marginal.

$CEns$ → Costo energía no suministrada.

$Cu_{i,j}$ → Costo por kW para cada estrato

Paso 2: Estimación de la demanda.

$$MDL = \text{arima}(0, 1, 96, 'MALags', 3, 'SMALags', 96)$$

$$D = \text{estimate}(Mdl, (DR + DC + DI))$$

Paso 3: Despacho Económico, costos en generación y transmisión.

$$Ct_i = \frac{An_i + (In_i * 0,06)}{P_i * 8760 * 0,68}$$

$$\min CT_{gt} = \sum_{i=1}^n (PG_i * (Cv_i + Cf_i + Ct_i))$$

$$\sum_{i=1}^n PG_i = D_i$$

$$PG_i \leq Pmax_i$$

$$PG_i \leq PLTmax_i$$

$$PG_i \geq Pmin_i$$

$$Cgen_i = \frac{PG_i * (Cv_i + Cf_i)}{D_i}$$

$$Ctra_i = \frac{PG_i * Ct_i}{D_i}$$

Paso 4: Costos por pérdidas.

$$CPgen_i = Cgen_i * 0.02$$

$$CPtra_i = Ctra_i * 0.035$$

$$CPdis_i = Cdis_i * 0.08$$

Paso 5: Costos por capacidad.

FOR $i = 1: 2^{N_{centrales}}$

$$SG_i = 0; PE_i = 1$$

FOR $j = 1: N_{centrales}$

$$SG_i = SG_i + (Pmax_j * Es_{i,j})$$

IF $Es_{i,j} = 0$

$$PE_i = PE_i * PrF_j$$

else

$$PE_i = PE_i * (1 - PrF_j)$$

END IF

END FOR

END FOR

FOR $i = 1: 96$

$$LOLP = 0$$

FOR $j = 1: 2^{N_{centrales}}$

$$Pdef = SG_i - DT_i$$

IF $Pdef < 0$

$$LOLP_i = LOLP_i + PE_i$$

else

$$LOLP_i = LOLP_i$$

END IF

END FOR

END FOR

$$Ccap = LOLP * (CEns - Cmarg)$$

Paso 6: costo total considerando 6 estratos.

FOR $i = 1: 96$

FOR $j = 1: 6$

$$Cu_{i,j} = Cgen_i + Ctra_i + Cdis_j + Ccap_i + CPdis_j$$

END FOR

END FOR

Paso 7: Finalización.

4. Resultados

En esta sección del trabajo se presenta un caso experimental al cual se aplica el modelo anteriormente descrito y se analizan los resultados que el mismo entrega.

4.1. Caso de estudio

Para el análisis de costos y el cálculo para las nuevas tarifas, el sistema que se ha considerado dispone de siete diferentes generadores, en una red radial como se muestra en la figura 4, que responden a los costos descritos en la Tabla 2. Cada una de las centrales estan

conectadas a la carga por líneas de transmisión con diferentes distancias, número de circuitos y voltajes, las cuales son descritas en la tabla 5 y tienen potencias máximas y mínimas de operación descritas en la tabla 6.

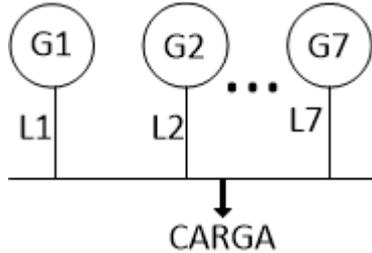


Figura 4. Diagrama unifilar de red para caso de estudio

TABLA 5. Características de líneas de transmisión

Tipo	Distancia [km]	Potencia máxima [kW]	Número de circuitos / Voltaje [kV]
Térmica de carbón (G1)	60	950	1/220
Térmica a gas (G2)	70	1300	2/220
Biomasa (G3)	85	1500	1/220
Eólica (G4)	110	2300	1/220
Solar (G5)	90	2100	1/220
Hidroeléctrica (G6)	150	6300	2/400
Almacenamiento de baterías (G7)	20	300	1/220

TABLA 6: Potencias mínimas y máximas de las centrales de generación

Tipo	Potencia mínima [kW]	Potencia máxima [kW]	Probabilidad de falla [%]
Térmica de carbón (G1)	10	950	10
Térmica a gas (G2)	10	1200	8
Biomasa (G3)	0	1300	7
Eólica (G4)	0	2300	8
Solar (G5)	0	2100	10
Hidroeléctrica (G6)	0	6300	8
Almacenamiento de baterías (G7)	0	200	3

baterías (G7)

Para la demanda del sistema se usa datos históricos de una empresa de distribución de la ciudad de Quito tomados durante todo un mes con intervalos de quince minutos, con cargas de tipo residencial, industrial y comercial, en días laborables, feriados y fines de semana.

4.2. Resultados y análisis

El modelo desarrollado calcula las tarifas óptimas para días siguientes, es así que se estima la demanda para 3 días, dos días laborables (lunes, miércoles) y un día en el fin de semana (domingo), para realizar una comparación entre ellos. Se puede ver las estimaciones y las demandas históricas reales en la figura 5.

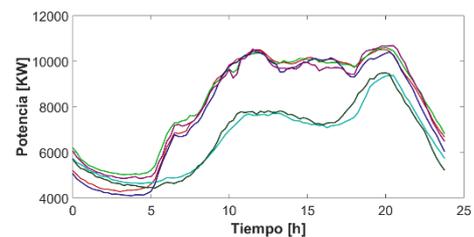


Figura 5. Estimación de la demanda.

Tabla 7: Leyenda para estimación de demanda.

Descripción	Color
Estimación lunes	Rojo
Estimación miércoles	Verde
Estimación domingo	Cian
Demanda lunes	Púrpura
Demanda miércoles	Magenta
Demanda domingo	Naranja

Una vez estimada la demanda, se realiza el despacho económico considerando la minimización de los costos como se mostró en (27). La figura 6 muestra como la demanda del día lunes es cubierta la mayoría del día, excepto en el pico de la demanda que va desde las 18h00 hasta las 20h45 donde existe energía no suministrada (ENS), se puede ver que empieza al momento que sale del sistema la central de energía solar causando un aumento del costo de la energía.

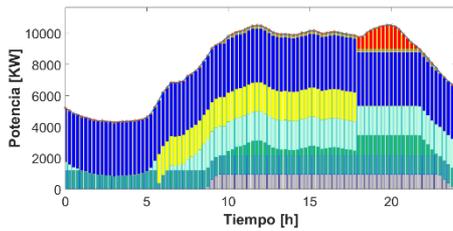


Figura 6. Despacho económico lunes.

Tabla 8: Leyenda para despacho económico.

Descripción	Color
Carbón	Grey
Gas	Green
Biomasa	Light Green
Eólica	Yellow
Solar	Orange
Hidroeléctrica	Blue
Baterías	Purple
ENS	Red

Realizado el despacho económico se calculan los costos por generación, transmisión, distribución, comercialización, pérdidas, capacidad y confiabilidad, la suma de estos costos da como resultado la tarifa final por estrato, a ser aplicada para una RD como se aprecia en la figura 7.

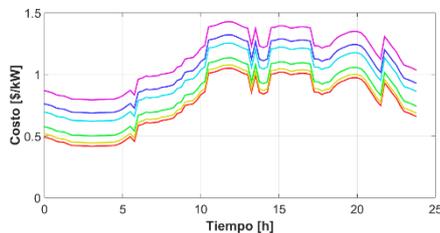


Figura 7. Tarifas por estrato lunes

Tabla 9: Leyenda para tarifas por estrato.

Descripción	Color
Tarifa estrato 1	Red
Tarifa estrato 2	Yellow
Tarifa estrato 3	Green
Tarifa estrato 4	Cyan
Tarifa estrato 5	Blue
Tarifa estrato 6	Magenta

Las tarifas por estrato de la figura 5 varían por el tipo de energía que se utiliza en cada momento, como se puede ver los costos más bajos se encuentran en horas con baja demanda donde la potencia requerida es abastecida por las centrales hidroeléctrica y solar; a medida

que la demanda aumenta ingresan centrales más costosas para abastecer la demanda. Los costos por energía aumentan y a mayor potencia aumentan las pérdidas, por esto se puede apreciar que a mayor demanda las tarifas son superiores. Las variaciones de tarifas entre estratos se generan por lo explicado previamente.

Para analizar los costos se considera la tarifa aplicada en el estrato 1; en el detalle de costos se puede apreciar cambios bruscos en la tarifa, en las horas donde la ENS empieza y termina, 18h00 y 20h45, estos son momentos en los cuales el costo por ENS no rebasa el costo por capacidad, que desaparece cuando no existen reservas de energía, pero a medida que aumenta la ENS la tarifa se vuelve a incrementar. Los otros cambios importantes en la tarifa se pueden observar con el aumento de la demanda. El costo por capacidad aumenta drásticamente a las 6h00, este es el punto donde el LOLP aumenta por la menor cantidad de reservas que existen para abastecer la demanda. Esto puede ser apreciado en la figura 8, donde también se ve que los costos más altos son por generación y transmisión lo cual era de esperarse por las altas inversiones que representan.

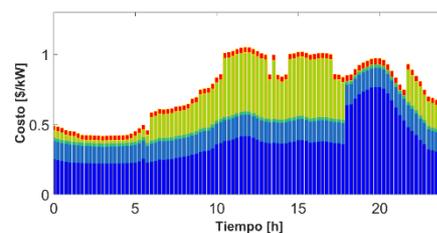


Figura 8. Detalle de costos para estrato 1 lunes

Tabla 10: Leyenda para detalle de costos.

Descripción	Color
Generación	Blue
Transmisión	Light Blue
Distribución	Green
Comercialización	Purple
Capacidad	Orange
Pérdidas	Red

Para comparar las tarifas con los otros días estimados se procede a realizar los mismos pasos antes descritos.

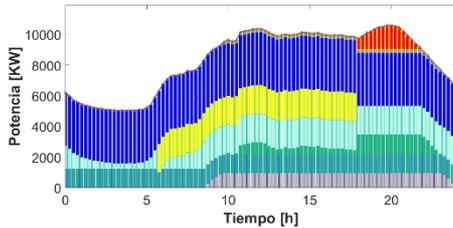


Figura 9. Despacho económico miércoles.

El despacho económico del día miércoles se ve en la figura 9, donde al igual que en el despacho del día lunes no se cubre toda la demanda y se ve ENS en las horas pico. Las tarifas para cada estrato en este día se pueden apreciar en la figura 10, se ve que son similares a las tarifas del día lunes por ser días laborables con demandas similares. Es así que el detalle de costos no tiene grandes diferencias, como se ven en la figura 11.

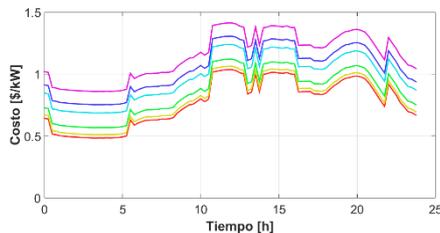


Figura 10. Tarifas por estrato miércoles.

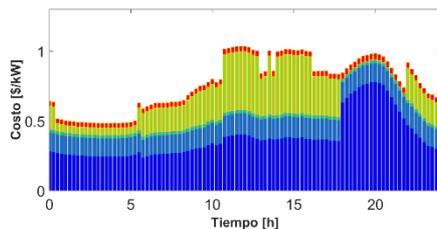


Figura 11. Detalle de costos para estrato 1 miércoles.

Ahora se muestra el despacho económico para el día domingo que se ve en la figura 12, donde se aprecia que la demanda es menor a los días laborables y es abastecida de manera más completa, a pesar de ser una demanda menor aún existe un aumento drástico del costo por capacidad, pero la hora del cambio se ve desplazada a las 8h45, esto por la

diferencia de potencia y el cálculo del LOLP.

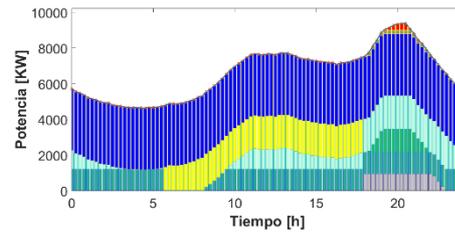


Figura 12. Despacho económico domingo.

El detalle de los costos para el despacho del día domingo se puede apreciar en la figura 13, donde es claro que los costos son menores por la demanda y que existen menor cantidad de variaciones esto por la ENS.

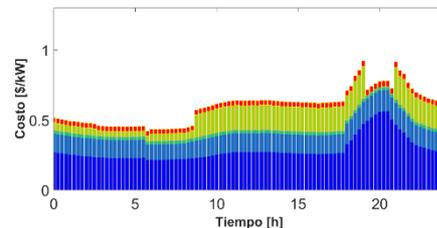


Figura 13. Detalle de costos para estrato 1 domingo.

Tabla 11. Detalle de costos estrato 1

Tipo	Lunes [\$/kW]	Miércoles [\$/kW]	Domingo [\$/kW]
Generación	0.7682	0.777	0.5408
Transmisión	0.1344	0.1337	0.1526
Distribución	0.0232	0.0232	0.2329
Comercialización	0.0022	0.0022	0.0022
Capacidad y confiabilidad	0	0	0
Pérdidas	0.0449	0.0410	0.0410
Total	0.9732	0.9818	0.7601

Para comparar las tarifas que serán aplicadas en los tres días antes mencionados, se presenta cada costo asociado a la entrega de energía en la hora pico 19h45, estos costos están descritos en la tabla 11. Se puede ver que en los días laborables la tarifa no tiene grandes diferencias, pero al compararla con la tarifa a ser aplicada el día

domingo, donde la demanda es inferior, la tarifa baja sustancialmente, aunque el costo por transmisión es más alto que los días laborables, el costo por generación es menor lo cual compensa y mejora la tarifa.

Se puede ver claramente que a medida que la demanda sube las tarifas también, no solo porque existe ENS sino también por el costo de las centrales utilizadas para abastecer los puntos críticos del sistema. Estas tarifas impuestas motivarán a realizar un cambio en los hábitos de consumo de los clientes, aplanando la curva de demanda por medio de RD, para que las facturas a pagar no se incrementen e incluso disminuir el valor a pagar.

5. Conclusiones

El análisis de costos realizado en este estudio, satisface los objetivos planteados, optimiza las tarifas fomentando una respuesta a la demanda, permitiendo que los clientes se involucren en el funcionamiento del sistema activamente con la respuesta a la demanda, mejorando el comportamiento del sistema técnica y económicamente.

La variación del consumo energético de los clientes dependerá estrictamente de como respondan a las tarifas trazadas, se espera que la curva de demanda se aplane resultando así en un decremento en las facturas a pagar por los clientes.

Por otro lado, las tarifas planteadas para cada estrato permiten recuperar los costos totales del sistema, manteniendo la calidad del servicio en cualquiera de ellos; considerando un aumento de potencia en generación se lograría un abastecimiento total de la demanda, evitando costos por ENS, dependiendo la tecnología y los costos por generación, podría incluso disminuir las tarifas a ser aplicadas.

6. Referencias

- [1] A. M. Ithal, H. S. Rajamani, and M. K. Jalboub, "Optimization of electricity tariffs for peak load balancing

at the domestic level," *J. Electr. Eng.*, 2012.

- [2] M. Greer, *Electricity Marginal Cost Pricing*. 2012.
- [3] C. Triki and A. Violi, "Dynamic pricing of electricity in retail markets," *4OR*, pp. 21–36, 2009.
- [4] E. M. Toro Nesterenko, Edgar Alexander, García Torres, "Óptima Respuesta a La Demanda Basado En La Localización De Recursos En Redes Eléctricas Inteligentes Aisladas." 2017.
- [5] N. Augustine, S. Member, S. Suresh, P. Moghe, and K. Sheikh, "Economic Dispatch for a Microgrid Considering Renewable Energy Cost Functions," *Innov. Smart Grid Technol.*, 2012.
- [6] S. R. K, L. K. Panwar, B. K. Panigrahi, and R. Kumar, "Optimal Demand Response Allocation in Resource Scheduling with Renewable Energy Penetration," *Power Syst.*, 2016.
- [7] M. H. A. E. F. El-saadany, "Comparative study on impacts of wind profiles on thermal units scheduling costs," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 5, no. July 2009, pp. 26–35, 2011.
- [8] P. Meibom, C. Weber, and H. Brand, "Operational costs induced by fluctuating wind power production in Germany and Scandinavia," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 3, no. 1, 2008.
- [9] M. Ortiz and E. M. Garcia, "Pronóstico de la demanda eléctrica residencial basado en el modelo de regresión adaptativa multivariante spline (MARS)," Universidad Politecnica Salesiana, 2015.
- [10] C. Vivekananthan, S. Member,

- Y. Mishra, G. Ledwich, and S. Member, "A Novel Real Time Pricing Scheme for Demand Response in Residential Distribution Systems," *Ind. Electron. Soc.*, pp. 1956–1961, 2013.
- [11] D. T. Nguyen, L. B. Le, and S. Member, "Risk-Constrained Profit Maximization for Microgrid Aggregators with Demand Response," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 1, pp. 135–146, 2015.
- [12] P. Faria, Z. Vale, J. Soares, J. Ferreira, and P. Porto, "Management in Power Systems Using Particle Swarm Optimization," *IEEE Intell. Syst.*, vol. 28, 2013.
- [13] M. H. Albadi, S. Member, and S. Member, "Demand Response in Electricity Markets : An Overview," *Power Eng. Soc. Gen. Meet.*, 2007.
- [14] D. Tasinchana and E. M. Garcia, "Predicción con series de tiempo para la optimización de la demanda eléctrica residencial," Universidad Politecnica Salesiana, 2015.
- [15] Y.-C. Li and S. H. Hong, "Real-Time Demand Bidding for Energy Management in Discrete Manufacturing Facilities," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 64, no. 1, 2016.
- [16] B. Oña and E. M. Garcia, "Uso eficiente del consumo de energía eléctrica residencial basado en el método Montecarlo," Universidad Politecnica Salesiana, 2015.
- [17] A. Ashfaq, S. Yingyun, and A. Z. Khan, "Optimization of Economic Dispatch Problem Integrated With Stochastic Demand Side Response," *Intell. Energy Power Syst.*, pp. 116–121, 2014.
- [18] J. Andruszkiewicz, J. Lorenc, A. Michalski, and W. Borowiak, "Opportunities of demand flexibility bidding in result of critical peak pricing implementation for low voltage customers in Polish power system," *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, vol. 2016–July, no. August 2015, 2016.
- [19] S. Hatami and M. Pedram, "Minimizing the Electricity Bill of Cooperative Users under a Quasi-Dynamic Pricing Model," *Smart Grid Commun.*, pp. 421–426, 2010.
- [20] E. Çelebi and J. D. Fuller, "A Model for Efficient Consumer Pricing Schemes in Electricity Markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 1, pp. 60–67, 2007.
- [21] R. D. S. Ferreira *et al.*, "Time-of-Use Tariff Design Under Uncertainty in Price-Elasticities of Electricity Demand : A Stochastic Optimization Approach," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, no. 4, pp. 2285–2295, 2013.
- [22] S. Datchanamorthy, S. Kumar, Y. Ozturk, and G. Lee, "Optimal time-of-use pricing for residential load control," *2011 IEEE Int. Conf. Smart Grid Commun. SmartGridComm 2011*, pp. 375–380, 2011.
- [23] S. Zhao and Z. Ming, "Modeling demand response under time-of-use pricing," *POWERCON 2014 - 2014 Int. Conf. Power Syst. Technol. Towar. Green, Effic. Smart Power Syst. Proc.*, no. Powercon, pp. 1948–1955, 2014.
- [24] M. Simbaña and E. M. Garcia, "Optimización mediante el método de Montecarlo de la

- demanda eléctrica residencial,” Universidad Politecnica Salesiana, 2015.
- [25] D. S. Kirschen, G. Strbac, P. Cumperayot, and D. P. De Mendes, “Factoring the elasticity of demand in electricity prices,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, no. 2, pp. 612–617, 2000.
- [26] A. A. M. Zin, M. Moradi, A. Khairuddin, A. Naderipour, and A. H. Khavari, “Estimation of Elasticity of Electricity Demand in Iran : New Empirical Evidence Using Aggregate Data,” *Res. Dev.*, pp. 710–715, 2015.
- [27] S. Widergren, K. Subbarao, D. Chassin, J. Fuller, and R. Pratt, “Residential real-time price response simulation,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, 2011.
- [28] G. Ayala and E. M. Garcia, “Respuesta de la demanda eléctrica basado en el modelo Markoviano,” Universidad Politecnica Salesiana, 2016.
- [29] P. Faria, Z. Vale, and D. P. Price, “Demand response in electrical energy supply : An optimal real time pricing approach,” *Energy*, vol. 36, no. 8, pp. 5374–5384, 2011.
- [30] B. Mozafari, “A SCUC-based approach to Determine Time-of-use Tariffs,” *Environ. Electr. Eng.*, 2012.
- [31] L. Barragan and E. M. Garcia, “Modelo multiobjetivo de planificación de transmisión bajo incertidumbre basado en una optima respuesta de la demanda,” Universidad Politecnica Salesiana, 2016.
- [32] D. E. L. Bienestar and F. D. E. Mercado, “Principios de organización industrial y regulación.”
- [33] P. E. Zablotsky, “Economía de los Negocios,” pp. 1–4.
- [34] E. M. Garcia, “Diagnóstico de la demanda de consumo de energía eléctrica en un smart home, enfocado en el sector residencial de Quito, durante el año 2015, Barrió la Kennedy. Caracterización y optimización del consumo de energía eléctrica,” Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, 2016.
- [35] D. E. E. Eléctrica and P. El, “Definición de la fórmula tarifaria de energía eléctrica, para el próximo periodo tarifario,” *Complex, Intelligent, Softw. Intensive Syst.*, 2015.
- [36] G. Adjunta, T. Divisi, and G. Junio, “Proceso de Cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD) y Cargos Fijos,” 2017.
- [37] G. Gross and F. D. Galiana, “Short-term load forecasting,” *Proc. IEEE*, vol. 75, no. 12, pp. 1558–1573, 1987.
- [38] M. Nilsson, S. Ab, M. T. Hagan, and S. M. Behr, “Integrating Load Management with Supply-Side Operations . A Case The Time Series Approach to Short-Term Load Forecasting Implementation and Integration of Air Conditioner Cycling at Southern California Edison,” no. August, 1987.
- [39] O. B. Fosso, A. Gjelsvik, A. Haugstad, B. Mo, and I. Wangensteen, “Generation scheduling in a deregulated system. the norwegian case,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 1, pp. 75–80, 1999.
- [40] D. T. Nguyen, H. T. Nguyen, S. Member, L. B. Le, and S. Member, “Dynamic Pricing Design for Demand Response Integration in Power Distribution Networks,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no.

- 5, pp. 3457–3472, 2016.
- [41] E. M. Garcia, A. Águila, I. Isaac, J. W. González, and G. López, “Analysis of Voltage Profile to determine Energy Demand using Monte Carlos algorithms and Markov Chains (MCMC),” in *51st International Universities’ Power Engineering Conference*, 2016, no. Mcmc.
- [42] P. Moreno and E. M. Garcia, “Respuesta a la Demanda para Smart Home Utilizando Procesos Estocásticos,” *I+D Tecnológico*, 2016.
- [43] A. J. Conejo, J. M. Morales, S. Member, L. Baringo, and S. Member, “Real-Time Demand Response Model,” vol. 1, no. 3, pp. 236–242, 2010.
- [44] J. Olaya, “Un modelo spline para el pronóstico de la demanda de energía eléctrica,” *Rev. Colomb. Estadística*, no. 2, pp. 187–202, 2007.
- [45] R. de Arce, *Modelos arima*. 2012.
- [46] B. Isabel and Z. Hepp, “Pronóstico de demanda desagregado para una empresa de productos de consumo masivo,” 2015.
- [47] L. S. Vargas, R. Palma-behnke, L. V. D, and R. P. B, “Mercados eléctricos y bolsas de energía: aspectos críticos para su implementación en Chile,” 2017.
- [48] T. M. Gabriel García, Michael Papapetrou and R. Garde, “European Regulatory and Market Framework for Electricity Storage Infrastructure.” 2013.
- [49] L. E. Ruff, *From Regulation to Competition From Regulation to Competition: New frontiers in electricity markets*. 1994.
- [50] W. W. Hogan, “Coordination for competition in an electricity market.” 1995.
- [51] T. Alvey, D. Goodwin, D. Streiffert, and D. Sun, “E electric1,” *IEEE Trans. Power Syst.*, 1998.
- [52] W. D. S. J. JOHN J. GRAINGER, *ANALISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA*. 1985.
- [53] T. O. J. Duncan J. Duncan Glover Glover, Mulukutla S. Sarma, *Power system analysis and design*. 2008.
- [54] D. S. jarrin Vinueza, “Gestión energética para una óptima respuesta a la demanda en micro redes inteligentes.” Ingenius, Quito, 2017.
- [55] A. Kovacs, “Bilevel Programming Approach to Optimizing a Time-variant Electricity Tariff for Demand Response,” *Smart Grid Commun.*, 2016.
- [56] S. Kilyeni, O. Pop, C. Craciun, and C. Barbulescu, “Distribution Factors with AC Power Flow for Electric Energy Transmission Cost Allocation,” *Comput. Cybern. Tech. Informatics*, 2010.
- [57] I. Power and O. A. Experience, “International power system transmission open access experience,” *IEEE Trans. Power Syst.*, 1995.
- [58] C. Dale, “Minimization of the cost of an electric transmission line system,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, 1976.
- [59] D. J. Bottaro and M. L. Baughman, “Electric power transmission and distribution systems: costs and their allocation,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, 1976.
- [60] C. C. E. MONTES, “Remuneración de los servicios de transmisión,” 2001.

- [61] R. Aquino, Erik Piña, Gustavo Romero, “Costos de transmisión por medio de la metodología flujo dominante,” 2008.
- [62] A. D. Lira, *Distribución eléctrica*. 2008.
- [63] F. Garcia, “Metodología para el cálculo de los costos marginales de distribución urbana,” 1981.
- [64] O. de E. Económicos, “Mercados de Capacidad y Confiabilidad en el Sector Eléctrico : Aspectos Conceptuales y Experiencias Internacionales.” pp. 16–22, 2014.
- [65] J. Zaruma Diego Blacio, J. Luis Zaruma Villamarín Diego Armando Blacio Loaiza, and I. Modesto Salgado, “Análisis de confiabilidad del sistema de distribución de la empresa eléctrica regional centrosur,” 2012.
- [66] S. B. Botero, “Análisis de los costos de capital (o inversión) en la generación de energía y su impacto en los mercados eléctricos de América latina,” 2007.
- [67] D. Barbosa, “Coste y Precio de las Diferentes Fuentes de Energía,” 2013. [Online]. Available: <http://www.eoi.es/blogs/danielbarbosa/2013/11/19/coste-y-precio-de-las-diferentes-fuentes-de-energia/>.
- [68] “Costo por kilómetro de líneas de transmisión de 230 y 400 kV utilizando torres autoportadas,” 2013. [Online]. Available: http://www.catalogoprecios.cre.gob.mx/Documentos/CATPRE_09.pdf. [Accessed: 07-Sep-2017].
- [69] “Proceso de cálculo del valor agregado de distribución (VAD) y cargos fijos,” 2014. [Online]. Available: <http://www2.osinerg.gob.pe/Resoluciones/pdf/2014/Informe-No.0328-2014-GART.pdf>.
- [70] Dirección de planificación CONELEC, “Estadística del sector eléctrico ecuatoriano,” 2012. [Online]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/11/Folleto-Resumen-Estadísticas-2011.pdf>.