

Potencia Reactiva: del despacho óptimo al cobro de tarifas - PARTE B

Reactive Power: from the optimal dispatch to electrical rates - PART B

Gustavo Adolfo Gómez-Ramírez¹

Fecha de recepción: 12 de junio de 2018

Fecha de aprobación: 6 de setiembre de 2018

Gómez-Ramírez, G. Potencia Reactiva: del despacho óptimo al cobro de tarifas - PARTE B. *Tecnología en Marcha*. Vol. 32-2. Abril-Junio 2019. Pág 30-42.

DOI: <https://doi.org/10.18845/tm.v32i2.4347>

¹ Profesor, Escuela de Ingeniería Electromecánica, Instituto Tecnológico de Costa Rica. Costa Rica. Correo electrónico: ggomez@tec.ac.cr
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9195-072X>



Palabras clave

Tarifas eléctricas; cobro de potencia reactiva; precios de potencia reactiva.

Resumen

Hoy día los sistemas eléctricos han evolucionado desde ofrecer un servicio básico de electricidad hasta brindar servicios con las más estrictas normas de calidad del suministro eléctrico pues hoy día estos tienen un mayor valor agregado para con los clientes. En el caso de Costa Rica, se rigen bajo la normativa establecida por la ARESEP, tanto para los parámetros de calidad del servicio y los precios, en el caso de la calidad se requiere regulación y control de las variables de la frecuencia-tensión. La presente investigación propone un modelo de tarifa diferenciado, el cual hace suponer una baja sustancial a las tarifas eléctricas hoy día establecidas y se utiliza como referencia lo desarrollado en *parte-A* de la investigación. Por esta razón, buscando la reducción de los costos de electricidad, se ha desarrollado una optimización lineal para realizar un despacho económico de la potencia reactiva, dándole valor a esta. Se propone un modelo tarifario que contempla lo anteriormente mencionado a fin de solucionar los problemas de costos de electricidad para con los clientes, en el cual, a través de los mecanismos correctos, estos serán los más beneficiados a partir de una tarifa diferenciada.

Keywords

Electric rates; reactive power charging; reactive power prices.

Abstract

Nowadays, electricity systems have grown from offering basic electricity services to giving highest quality standards facilities. Today customers have an added value, in Costa Rica's case, they are regulated by ARESEP. This institution supervises parameters of quality, service and prices, it is therefore necessary a control and regulation of frequency-voltage variables. This investigation proposes a new rate model from its own research begun *part-A* that is used as a reference. Looking for electricity's cost decrease, a linear optimization is the solution to carry out an economic dispatch of the reactive power and through the correct mechanisms, customers will take advantage of a segregated rate.

Introducción

El establecimiento del monto a pagar por las tarifas eléctricas solamente comprende la componente de potencia de la potencia activa pues cobra en todos los casos la energía y en algunos la demanda. Por esta razón, las compañías eléctricas deben asegurar las condiciones operativas del SEP tanto para la tensión como la frecuencia y de esta manera se cuantifican aspectos técnicos que contribuyen en la regulación y control de las variables anteriormente mencionadas, de esta manera se presenta una oportunidad de mejora para la reducción de las tarifas eléctricas, considerando la potencia reactiva según su uso y por lo tanto poder estratificar los rubros que componen la fórmula de la tarifa de este servicio. Debido a lo anteriormente indicado, en este artículo se propone un nuevo modelo de tarifas con un despacho de potencia reactiva optimizado, tal y como se desarrolló en parte A de la investigación.

Teoría

Mercados Eléctricos

La operación de un SEP está orientada al despacho económico de las diversas fuentes de generación de electricidad, por esta razón, las transacciones entre las diferentes compañías implican el intercambio de la energía eléctrica al bajo costo, no obstante, debido a que comprar electricidad en otros sistemas de potencia puede resultar más económico que producirla, una compañía A con generación eléctrica disponible deberá tener una producción de energía menos costosa comparada con lo que costaría generar con la compañía B. Dicha compra de la energía a la compañía eléctrica A debe ser a un precio inferior comparado al que, si lo desea producir, obteniendo de esta manera un beneficio económico y por su puesto colocando energía ociosa para satisfacer el consumo de las cargas del sistema [1] [2]. El SEP debe tener la capacidad de generación para suplir la demanda máxima del conjunto pues debido a que la red eléctrica es variada y diversa en su configuración, se espera que exista exceso de generación para colocar la potencia eléctrica, al ser posible instalar unidades de generación de mayor tamaño se obtiene un mayor beneficio, lo cual será llamado economía de escala, en la figura 1 se muestra un esquema de un mercado eléctrico.

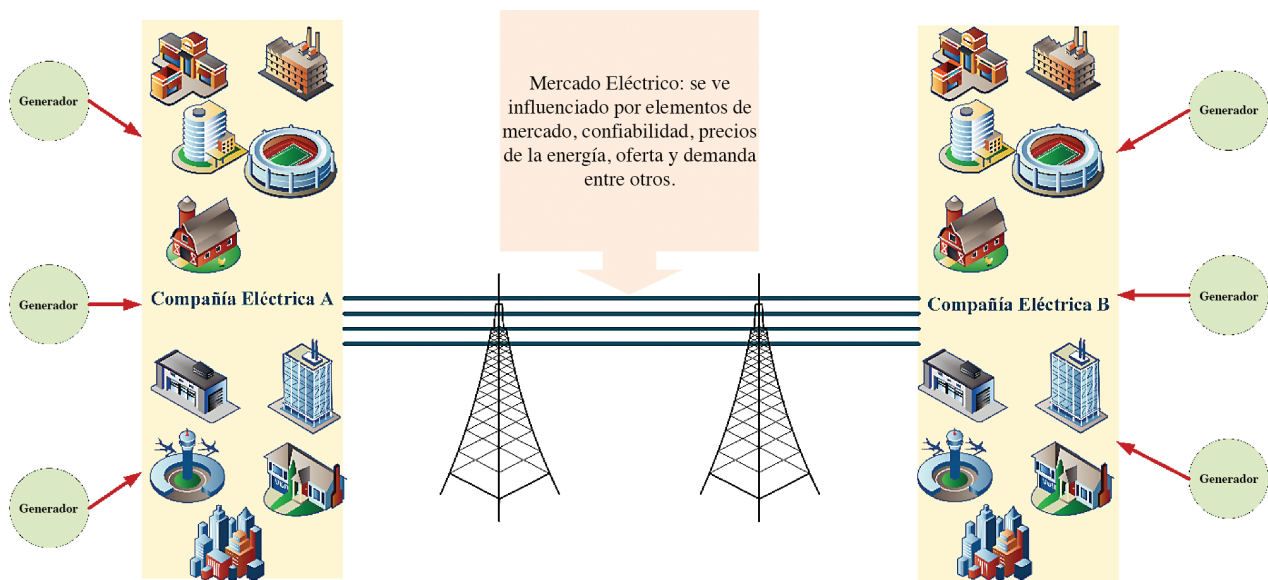


Figura 1. Estructura Básica de un Mercado Eléctrico basado en [1].

Precios de los bienes y servicios

El *precio* es la cantidad monetaria en la que se vende un artículo, considerando que quién lo compra está de acuerdo en pagar por el mismo [3]. De acuerdo con la oferta y demanda de los productos o bienes y servicios, estos variarían y será afectados por factores externos como los precios de la divisa, situaciones políticas, innovación y sustitución de productos entre otros. Entre las omisiones para fijar los precios según *Izar* son: estar muy orientados con un enfoque a los costos, hacia el mercado, no llevar un pulso adecuado a los precios de la competencia, fijar los precios de manera separada a las estrategias de mercadeo. El precio de un bien o servicio puede ser fijado por dos métodos: *los basados en el costo* y *los basados en el mercado*. En la figura 2 se muestra un esquema de los métodos de fijación de precios.

Métodos basados en el costo

Entre los métodos comunes para establecer precios se tienen los siguientes tipos de acuerdo con Izar Landeta son:

- El *método basado en el costo más el margen de ganancia*, toma en cuenta los costos de los bienes fabricados, por esta razón tendrá los siguientes tres componentes principales: materia prima, mano de obra y los gastos indirectos.
- El *método basado en el margen de ganancia* este es un método común para fijar precios y contabiliza el costo del producto y le suma el margen de beneficio.
- El *método de maximización de ganancias* es muy útil cuando la demanda es elástica y esta es afectada por la modificación de los precios.
- El *método de ajuste por inflación* es de utilidad si se tiene un precio anterior y este debe ser actualizado debido a la inflación.

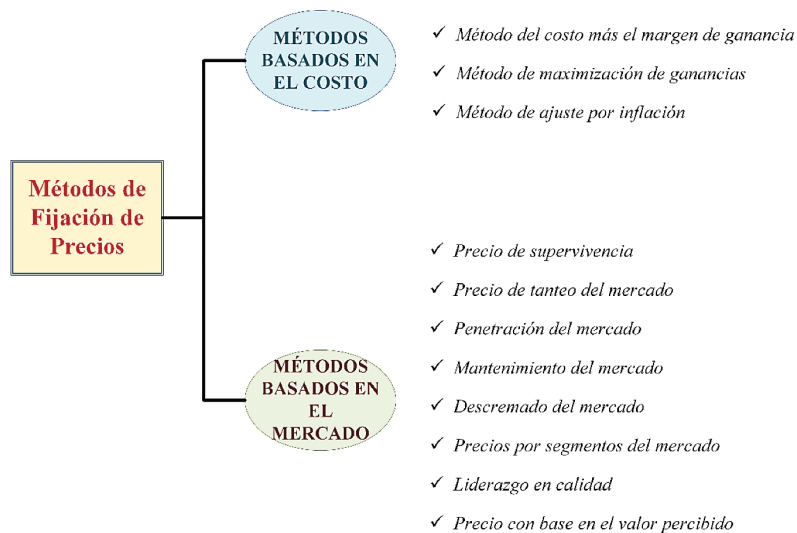


Figura 2. Métodos para fijación de precios basado en [3]

Métodos basados en el mercado

Entre los métodos comunes para establecer precios se tienen los siguientes tipos de acuerdo con Izar Landeta:

- *Supervivencia*: muy utilizados en empresas que se encuentran en estado de crisis y se establecen precios para subsistir a corto plazo.
- *Tanteo del mercado*: es muy utilizado para incursionar en nuevos segmentos de mercado y posicionarse con los bienes y servicios.
- *Penetración del mercado*: las empresas requieren de esta estrategia a fin de ganar un mercado de manera temporal.
- *Mantenimiento del mercado*: las empresas utilizan esta manera de establecer precios debido que desean mantener su cuota de participación en el mercado.
- *Descremado del mercado*: es muy utilizada cuando se desea segmentar una parte del mercado en la cual los clientes están dispuestos a pagar un precio mayor por un bien y servicio.

- *Segmentos del mercado:* aquí las empresas establecen precios de acuerdo con distintos segmentos de mercado.
- *Liderazgo en calidad:* se ofrece un bien o servicio de muy alta calidad y los clientes están dispuestos a pagar un precio mayor por ello.
- *Con base en el valor percibido:* las empresas establecen el precio de acuerdo con la percepción de los clientes por el bien y servicio.

Resultados

Importancia de asignación de costos de potencia reactiva para la reducción de las tarifas eléctricas

De acuerdo a lo planteado en la parte A del artículo, los beneficios de una metodología serán plantear una modificación a la tarifa actual cobrada para el caso de Costa Rica [4] [5], debido que esta posee componentes económicos en la tarifa que afectan directamente los clientes del servicio eléctrico, muchos de los cuales, han sido ampliamente cuestionados por el sector industrial principalmente y abogan por una baja sustancial en los costos de la electricidad cobrada. Los tres sectores eléctricos más importantes son los siguientes: *residencial, comercial e industrial*. A continuación, en la figura 3 se muestra un esquema de la participación de los sectores en el SEP:

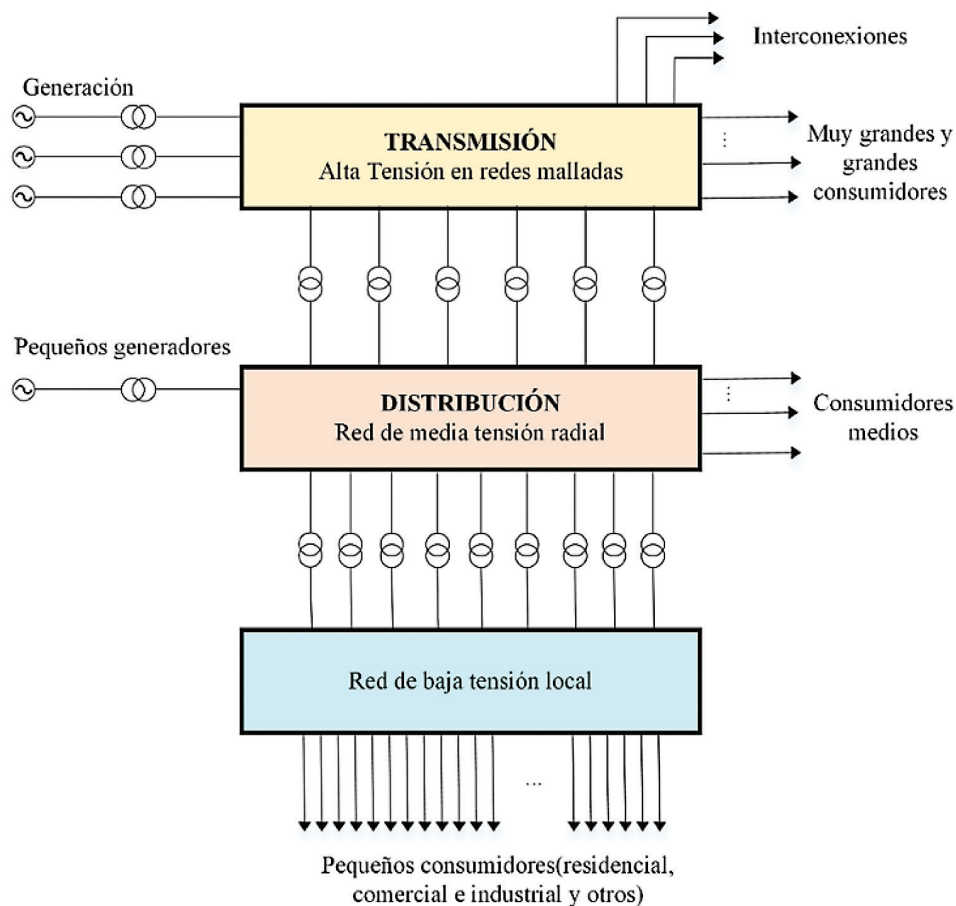


Figura 3. Participación de los componentes sectoriales de la Industria Eléctrica basado en [6].

Costa Rica cuenta con 8 compañías eléctricas, las empresas eléctricas pueden ser clasificadas de acuerdo con su capacidad de potencia generada, vendida, niveles de tensión de su sistema eléctrico, área de cobertura eléctrica, número de clientes entre otros factores. En la figura 4 según su naturaleza un mercado eléctrico puede tener los siguientes componentes: *Distribución, Transmisión, Generación y Comercialización*. No obstante, se deben tomar en cuenta otras tres perspectivas de análisis para considerar la potencia reactiva para valorar las diversas opciones de optimización de la tarifa eléctrica, estas son las siguientes: *el cliente, la compañía eléctrica y el regulador de servicios públicos*. A continuación, se describe y analiza cada una de ellas.

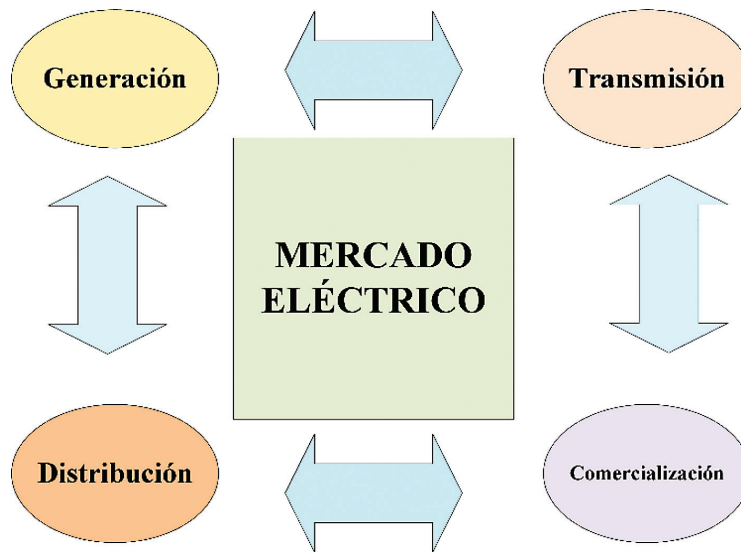


Figura 4. Componentes de un Mercado Eléctrico basado en [1].

Perspectiva del Cliente Electrointensivo

ARESEP actualmente cobra las tarifas [4] [5] para los clientes *electro-intensivos* de Costa Rica y acorde a los requerimientos energéticos, estos se dividen de acuerdo con la naturaleza de su servicio prestado en los siguientes: *residenciales, comerciales e industriales*. Cada uno de ellos, a partir de su capacidad instalada, tipo de empresa entre otros se ajustará a los requerimientos de tarifas, acorde a lo ofrecido en Costa Rica. Por esta razón, las tarifas ofrecidas a los clientes se muestran en el cuadro 1.

De acuerdo con el cuadro 1, se puede observar que las principales tarifas para los clientes electro-intensivos son:

- a) T-AP: Tarifa de Alumbrado Público
- b) T-RE: Tarifa Residencial
- c) T-CO: Comercios y Servicios
- d) T-IN: Tarifa Industrial
- e) T-MT: Tarifa de Mediana Tensión
- f) T-A: Tarifa de Acceso
- g) T-SD: Ventas al servicio de Distribución

Cuadro 1. Cuadro Comparativo de Tipos de Tarifas en Costa Rica al año 2018.

Tipo de Tarifa	Compañía Eléctrica							
	CNFL	COOPE-ALFARORUIZ	COOPE-GUANACASTE	COOPE-LESCA	COOPE-SANTOS	ESPH	ICE	JASEC
T-AP: Alumbrado Público	X	X	X	X	X	X	X	X
T-CO: Comercios y Servicios	X	X	X	X	X	X	X	X
T-CS: Preferencial	X				X	X	X	X
T-IN: Industrial	X	X	X	X	X	X	X	X
T-MT: Mediana Tensión	X		X	X	X	X	X	X
T-MTb: Mediana Tensión							X	
T-PR: Promocional	X							
T-RE: Residencial	X	X	X	X	X	X	X	X
T-REH: Residencial Horaria	X							
T-TA: Tarifa de Acceso	X	X	X	X	X	X	X	X
T-SD: Ventas al servicio de Distribución			X	X	X	X	X	X
T-CB: Ventas a ICE							X	
T-UD: Ventas usuarios directos							X	

Las cinco primeras tarifas son las principales para los clientes residenciales, comerciales e industriales. La tarifa f) y g) son tarifas especiales, la primera se refiere a clientes que conectan por primera vez y requieren servicio temporal. La tarifa g) es una tarifa en la cual los cogeneradores venden electricidad al sistema de distribución.

Perspectiva de las Compañías Eléctricas

Las tarifas eléctricas en Costa Rica tienen una ecuación compleja que contempla muchas variables, entre las principales se pueden mencionar:

- a) Inversiones (INV) en SEP como subestaciones nuevas, infraestructura eléctrica, líneas de transmisión y distribución,
- b) Mantenimiento y mejoras (MyM) al sistema eléctrico.
- c) Costos por Mano de Obra (MO), estos costos pueden ser directos e indirectos. Los costos directos son del personal de operación y mantenimiento. Los costos indirectos corresponden a la estructura administrativa de las empresas eléctricas.

d) Depreciación (DEP) de los equipos e instalaciones

Por lo tanto, la ecuación final para tarifas eléctricas comprende las siguientes componentes:

$$\text{Precio}_{TARIFA} = INV + MyM + MO + DEP$$

Por lo tanto, la tarifa deberá contemplar aspectos técnicos necesarios para los servicios complementarios tales regulación y compensación de potencia reactiva, flujo de potencia reactiva entre otros y todo lo necesario para mantener la estabilidad de tensión en las barras del sistema eléctrico. Así mismo, todo el referente para el trasiego de potencia activa como lo necesario para que esta se encuentre disponible a lo largo del SEP. Con respecto a las principales tarifas (residenciales, comerciales e industriales), el tipo de tarifa de cobro es el siguiente:

- a) *T-RE Tarifa Residencial*: se cobra por bloques de Energía (KWH) durante un periodo determinada, normalmente mensual solamente, no es estacional ni horaria.
- b) *T-CO Comercios y Servicios*: se cobra por bloques de Energía (KWH) y la potencia activa pico (KW) es cobrada de acuerdo con el máximo del periodo de cobro, no es estacional ni horaria.
- c) *T-IN Tarifa Industrial*: se cobra por bloques de Energía (KWH) y la potencia activa pico (KW) es cobrada de acuerdo con el máximo del periodo de cobro, no es estacional ni horaria.
- d) *T-MT Tarifa de Mediana Tensión*: se cobra por bloques de Energía (KWH) y la potencia activa pico (KW) es cobrada de acuerdo con el máximo del periodo de cobro, es horaria acorde a la hora de consumo.

Por esta razón, cada compañía eléctrica dispondrá de valores diversos costos de tarifa para cada cliente en particular.

Perspectiva del Regulador de Servicios Públicos

Uno de los aspectos más importantes para las compañías es mantener la ventaja competitiva sobre sus similares [7]. Por esta razón y emulando las buenas prácticas de otras empresas exitosas a nivel mundial, se deben establecer objetivos estratégicos a fin de afianzar la posición de éstas ante la competencia. A pesar que las empresas en cierta manera son monopolios naturales en sus áreas de concesión, es necesario que estas amplíen su portafolio de opciones para con los clientes debido a amenazas externas como lo será a futuro la generación distribuida (generación eléctrica para autoconsumo) en los sectores residencial, comercial e industrial y por lo consiguiente cada vez, una pérdida de los ingresos por la energía que no se coloca.

Una de las razones de ser del regulador de servicios públicos será la de buscar optimizar el servicio que las compañías ofrezcan, tales como combustibles, agua, electricidad entre otros. Con respecto al tema de electricidad, en el presente trabajo de investigación se plantea un despacho económico de potencia reactiva al menor costo en un SEP. Cabe destacar, en Costa Rica se establecen tarifas diferenciadas para cada uno de los sectores eléctricos. Tanto la generación, transmisión y distribución tiene sus tarifas diferenciadas de acuerdo con su consumo y capacidad instalada [4]. En la mayoría de los casos es cobrada tanto por el consumo de la energía (kilowatt-hora, KWH) y por la demanda máxima que se tenga en un periodo de cobro.

De la misma manera esta es estacional porque depende de si es en periodo de verano o invierno, es decir en periodos donde hay escasez o abundancia de agua para la generación de electricidad, sobre todo a que Costa Rica posee una malla energética donde cerca del 80%

de la generación es hidráulica [8]. De esta manera la ecuación general para el cobro de tarifas contiene las siguientes componentes:

$$\text{Costo}_{TARIFA} = (kWH_{periodo}) * \left(\frac{\$}{kWH} \right) + (kW_{m\acute{a}x}) * \left(\frac{\$}{kW} \right)$$

Ecuación 1. Ecuación General Actual de Costos

donde

$kWH_{periodo}$ = Cantidad de Energía Eléctrica consumida en un periodo determinado [KWH]

$kW_{m\acute{a}x}$ = Demanda máxima del periodo [kW]

$\frac{\$}{kWH}$ = Tarifa por consumo de energía del periodo [dólares/KWH]

$\frac{\$}{kW}$ = Tarifa por demanda del periodo [dólares/KW]

Tal y como se mencionó anteriormente, a nivel residencial (T-RE) solamente se cobra el consumo de energía del periodo en cuestión. No obstante, para el resto de las tarifas (T-CO, T-IN, T-MT) la tarifa contiene otra variable: la demanda eléctrica. A la demanda eléctrica máxima (kW) del periodo se multiplica por un factor de cobro y en algunas tarifas se hace seccionada con la finalidad de no sobrepasar cierto valor. Esto estimula una buena utilización de la energía eléctrica, se trata de hacer más plana la curva de demanda y exigir lo menos posibles las fuentes de generación del SEP.

Propuesta de cobro tarifario

Una vez analizada la situación anterior se plantea una mejora sustancial a la ecuación final de cobro, con la idea de reducir los costos de energía eléctrica cobrados a los clientes del sistema eléctrico. Apegados al principio del *buen uso y la eficiencia* de la energía eléctrica se propone la siguiente fórmula:

$$\text{Costo}_{TARIFA} = \left[(kWH_{periodo}) * \left(\frac{\$}{kWH} \right) + (kW_{m\acute{a}x}) * \left(\frac{\$}{kW} \right) \right] + \left[(kVArH_{periodo}) * \left(\frac{\$}{kVArH} \right) + (kVAr_{m\acute{a}x}) * \left(\frac{\$}{kVAr} \right) \right]$$

Ecuación 2. Ecuación General de Costos Propuesta para Cobro de Tarifas

donde

$kVArH_{periodo}$ = Cantidad de potencia reactiva consumida en un periodo [KVArH]

$kVAr_{m\acute{a}x}$ = Potencia Reactiva máxima del periodo [kW]

$\frac{\$}{kVArH}$ = Tarifa por consumo de potencia reactiva [dólares/KVArH]

$\frac{\$}{kVAr}$ = Tarifa por Potencia Reactiva del periodo [dólares/KVAr]

Análisis de Escenarios de la propuesta de cobro de potencia reactiva

Conforme a lo establecido en ecuación 1, se plantea un análisis de calor para el cobro de tarifas el cual incluye la componente de potencia activa y reactiva. Esto se ve en la figura 5 que se muestra y a continuación se dará una explicación de las condiciones planteadas.

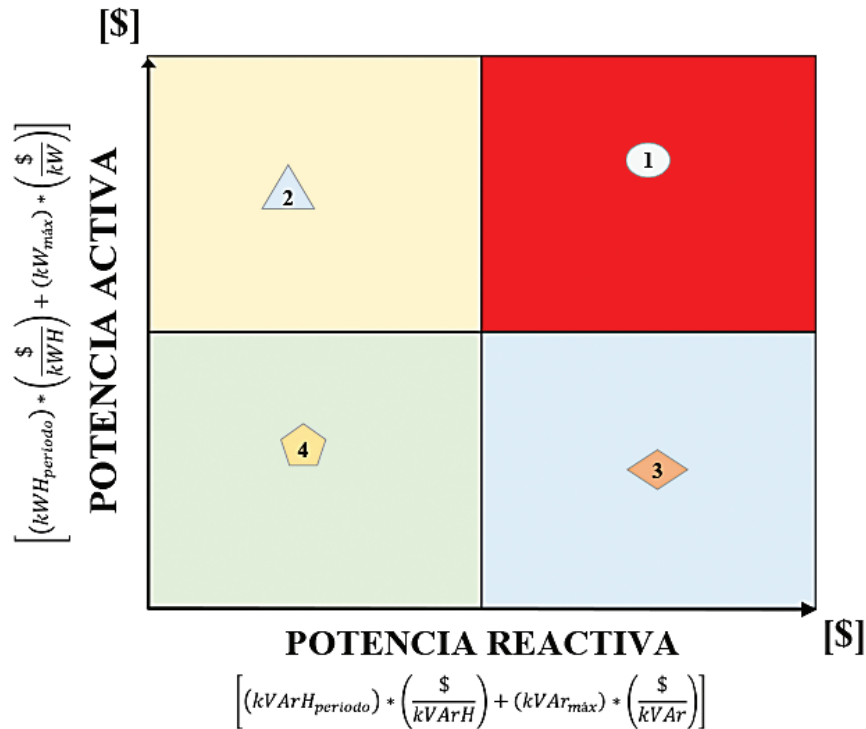


Figura 5. Análisis de Calor para el Cobro de Tarifas Eléctricas Propuesto basado en datos de esta investigación.

Por esta razón y de acuerdo con los planteado en ecuación 2 se modela de manera general la siguiente ecuación de costos de la electricidad al cliente final:

$$Costo_{tarifa} = [E_{kW} + D_{kW}] + [E_{kVAr} + D_{kVAr}]$$

Ecuación 3. Modelo Genérico de Tarifas Eléctricas

donde

$[E_{kW} + D_{kW}]$ = Costo de tarifa por potencia activa en unidades monetarias.

$[E_{kVAr} + D_{kVAr}]$ = Costo de tarifa por potencia reactiva en unidades monetarias.

E: Energía, es un término para indicar el consumo de potencia en función del tiempo.

D: demanda eléctrica, es un término para indicar el valor máximo de potencia en un periodo determinado.

A continuación, se hace un análisis del modelo propuesto en figura 5 y acorde a ecuación 3, para el costo de las tarifas eléctricas:

- a) Condición 1: Es escenario en el cual se tiene un alto costo de $\uparrow E_{kW}$ y $\uparrow D_{kW}$ para la *potencia activa*; con respecto a la *potencia reactiva* $\uparrow E_{kVAr}$ y $\uparrow D_{kVAr}$. Por lo tanto, el $Costo_{tarifa}$ será muy alto comparado en todas las demás combinaciones del modelo.

- b) Condición 2: Es un escenario en el cual se tiene un costo medio de $\uparrow E_{kW}$ o $\uparrow D_{kW}$ para la *potencia activa*; con respecto a la *potencia reactiva* $\downarrow E_{kVAr}$ y $\downarrow D_{kVAr}$. Por lo tanto, el Costo_{tarifa} será alto comparado en todas las demás combinaciones del modelo.
- c) Condición 3: Es un escenario en el cual se tiene un costo medio de $\downarrow E_{kW}$ y $\downarrow D_{kW}$ para la *potencia activa*; con respecto a la *potencia reactiva* $\uparrow E_{kVAr}$ o $\uparrow D_{kVAr}$. Por lo tanto, el Costo_{tarifa} será alto comparado en todas las demás combinaciones del modelo.
- d) Condición 4: Es un escenario en el cual se tiene un bajo costo de $\downarrow E_{kW}$ y $\downarrow D_{kW}$ para la *potencia activa*; con respecto a la *potencia reactiva* $\downarrow E_{kVAr}$ y $\downarrow D_{kVAr}$. Por lo tanto, el Costo_{tarifa} será muy bajo comparado en todas las demás combinaciones del modelo.

Cabe destacar, cuando se requiera de consumir potencia reactiva, se debe aplicar metodología de despacho óptimo y con esto se despacharía potencia a un bajo costo para el cliente final y por esta razón, se tendrían sistemas eléctricos más eficientes con tarifas diferenciadas de acuerdo con el uso de la potencia eléctrica al bajo costo. Igualmente, se buscaría de mayor manera que los clientes eléctricos industriales compensen con bancos de capacitores las instalaciones eléctricas a fin de consumir el mínimo de potencia reactiva y de esta forma solamente pagar por la componente de potencia activa, la cual sería mucho menor a la actual pues no incluiría los servicios auxiliares de regulación de tensión, despacho de potencia reactiva, peajes entre otros.

De la misma manera las compañías eléctricas y los clientes del servicio eléctrico tendrán un *desempeño excelente y cadenas de Valor en ventajas competitivas*, ya que, si se alinean a sus objetivos estratégicos en la búsqueda de la excelencia en sus procesos, implicaría una baja en los costos de producción y por lo tanto servicios más económicos para las personas. Una buena estrategia aunada a una buena ejecución supondrá una buena dirección [7]. Así mismo se fomentará una creciente conciencia de desarrollar estrategias orientada al aumento de la *productividad y la baja de costos* como lo son las siguientes de acuerdo con lo planteado por Thompson y otros:

- a) *Estrategias de bajos costos*
- b) *Estrategias de diferenciación amplia*
- c) *Estrategias centradas en bajos costos*
- d) *Estrategias centradas en diferenciación*
- e) *Estrategias de mejores costos del proveedor*

Es importante mencionar que una baja de los costos de electricidad será un *impulsor de los costos* pues logrará bajar los costos de producción de las empresas y por su puesto una mayor rentabilidad de las empresas ante sus competidores. A mayor escala, si Costa Rica realiza una baja de los costos de electricidad hará que los bienes y servicios prestados por las empresas seas más diferenciados con respecto a la región o a nivel internacional.

Las empresas eléctricas deben *generar opciones estratégicas para mejorar su posición y esto se logrará no sólo con calidad sino con bajos costos*, pues se contribuye a fomentar una creciente industria y comercios locales en las áreas de concesión de estas. Por ello, una *eficiente estructura de costos competitiva y propuestas de valor* a los clientes deben ser el norte de las compañías eléctricas a fin de mantener la supervivencia ante mercados que, a pesar de ser monopolistas, están bajo la tutela de ARESEP y está ante una mala gestión está en la facultad de quitar la posibilidad de brindar el servicio.

Para finalizar, es importante mencionar que, ante una futura Ley de Electricidad, posiblemente se abra el mercado interno de ventas de electricidad y se fomente la libre competencia de las empresas eléctricas, tal y como se investigó en las entrevistas de los expertos técnicos en

anexo 1, por lo tanto, los clientes eléctricos podrían escoger su proveedor de electricidad y solamente estos debería pagar los peajes de electricidad, debido al trasiego de la potencia por las líneas de distribución y transmisión.

Esto supondría una baja importante de los costos de electricidad pues obliga a las empresas eléctricas a vender al bajo costo. Aquí la metodología propuesta cobra trascendencia pues una tarifa diferenciada con un despacho de potencia óptimo *beneficiará grandemente el cliente eléctrico tanto económica como en calidad del servicio*.

Discusión Final

Una propuesta de metodología de asignar costos de potencia reactiva en un sistema eléctrico puede ser lograda con un despacho óptimo al menor costo, por esta razón identificar los costos más importantes y de peso en el sistema de potencia. Aplicar conceptos de la administración para la toma de decisiones y buscar soluciones a un problema técnico como el trasiego y despacho de potencia eléctrica es hoy día un tema relevante y que debe ser tomado en consideración para la minimización de los costos de la electricidad.

Por esta razón, se requiere que las tarifas sean diferenciadas y cobradas acorde a su uso tal y como se plantea en este artículo. En este contexto, en la actualidad el cobro de tarifas solamente contempla la demanda y la energía que se consume, por lo tanto, el cobro diferenciado hará que los clientes electro-intensivos solamente paguen por los costos que realmente estos demanden debido al uso de la energía eléctrica.

Un cliente residencial pagaría energía (kWh) debido a que las cargas que se tienen consumen solo este tipo de potencia, mientras un cliente comercial consumirá en alguna medida la potencia reactiva acorde a los equipos que tenga instalados, por último, un cliente industrial consumirá la potencia reactiva, en la medida que su sistema lo requiera y no se encuentre acorde a los requerimientos técnicos establecidos (mejoramiento de factor de potencia) y de esta manera pagará por el uso que demande de esta y cuando se le requiera será despacha a un bajo costo si se aplica la metodología planteada también. Para finalizar, es importante mencionar que el concepto de aplicar tarifas diferenciadas traerá consigo un cambio total del paradigma de tarifas eléctricas manejado en Costa Rica durante muchos años.

Agradecimientos

Agradezco a la Escuela de Ciencias de la Administración y al Posgrado en Administración de Negocios de la UNED por las herramientas y conocimientos gerenciales adquiridos para realizar este proyecto de investigación.

Lista de Abreviaturas

ARESEP: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos

MER: Mercado Eléctrico Regional

SEN: Sistema Eléctrico Nacional

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia

KVAr: kilo Voltio Amperios reactivos

kVArH: kilo Voltio Amperios reactivos-hora

IEEE-14: Sistema Eléctrico de Potencia de prueba de 14 barras

Referencias

- [1] A. Gómez Expósito, J. L. Matínez Ramos, J. A. Rosendo Macías, E. Romero Ramos and J. M. Riquelme Santos, *Sistemas Eléctricos de Potencia*, Madrid: PEARSON, 2003.
- [2] J. D. Daniels , L. H. Radebaugh and D. P. Sullivan, *Negocios Internacionales*, México: PEARSON, 2013.
- [3] J. M. Izar Landeta, *Gestión y Evaluación de Proyectos*, México: CENGAGE Laerning, 2015.
- [4] ARESEP, "[https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiY2I2YTM1MzEtYzlmYS00NmE1LWFIM2QtYWM2YTZyY-TEzMmFlliwidCI6IjBkNzIzOGY4LWI3ODQtNDk2MC1iZGUyLTZIMzM1MWQyNDcwZCIsImMiOjR9,"](https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiY2I2YTM1MzEtYzlmYS00NmE1LWFIM2QtYWM2YTZyY-TEzMmFlliwidCI6IjBkNzIzOGY4LWI3ODQtNDk2MC1iZGUyLTZIMzM1MWQyNDcwZCIsImMiOjR9,) 12 abril 2018. [Online]. Available: www.aresp.go.cr.
- [5] ARESEP, *AR-NT-POASEN-2015*, San José, 2016.
- [6] M. Eremia and M. Shahidehpour, *Handbook of Electrical Power System Dynamics*, New Jersey: WILEY, 2013.
- [7] A. A. Thompson, M. A. Peteraf, J. E. Gamble and A. Strickland III, *Administración Estratégica*, México: McGraw-Hill, 2015.
- [8] CEPAL, *Energía Sustentable-Perspectiva para los Países del SICA*, San José, San José: CEPAL, 2013.
- [9] A. Carbajo, "Los mercados eléctricos y los servicios de ajuste del sistema," *Red Eléctrica de España*, pp. 55-62, 2007.
- [10] V. M. Doña and A. N. Paredes, "Reactive power pricing in competitive electric markets using the transmisión losses function," in *2001 IEEE Porto Power Tech Conference*, Porto, Portugal, 2001.
- [11] C. Hsu and M.-S. Chen, "Reactive Power Planning and Operation in the Deregulated Power Utilities," in *Electricity Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies 2000*, London, England, 2000.
- [12] R. Kumar and A. Kumar, "Real and Reactive Power Price of Generators to Load in Pool Based Electricity Market Model," in *Energy Economics and Environment (ICEEE), 2015 International Conference on*, Noida, India, 2015.
- [13] J. I. S. Macías and P. C. Pérez, "Regulación de las tarifas de acceso a las redes y liberación del sector eléctrico español," *Revista de Economía pública*, pp. 61-83, 2003.
- [14] ARESEP, *Ley que Autoriza la Gneración Eléctrica Autónoma o Paralela*, San José, 1995.
- [15] ARESEP, *Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y mediana tensión*, San José, 2016.
- [16] ARESEP, *Reglamento Sectorial de Sectores Eléctricos*, San José, 2001.