



Revista Energética



un

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
SEDE MANIZALES
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

ISSN 0120-9833 (impreso) ISSN 2357 - 612X (en línea)

43

Junio de 2014



Publicación de la
Universidad Nacional de Colombia
Sede Manizales

Facultad de Ingeniería y Arquitectura
Universidad Nacional de Colombia
Sede Manizales

energetica_nal@unal.edu.co
<http://www.revistas.unal.edu.co/energetica>

Licencia 02126, junio 21 de 1988 las opiniones aquí expresadas, son responsabilidad de sus autores.

ISSN 0120-9833 (impreso)
ISSN 2357 - 612X (en línea)



Publicación semestral editada por el Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación de la Facultad de Ingeniería y Arquitectura de la Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales; fundada en 1987 con el fin de promover el avance y la difusión de nuevo conocimiento relacionado con la energía y sus tópicos. Energética está orientada a la publicación de artículos originales basados en resultados de investigación y ensayos relacionados con: aplicaciones industriales, política energética, energía y economía, energía y sociedad, energía y ambiente.

Asistente Editorial
Nataly Arenas Vargas

Diseño y Diagramación
Paula Bibiana Mejía Pinzón

Impresión
Editorial Blancolor
Manizales - Caldas
Julio 2014

Directora - Editora

Dra. Belizza Janet Ruiz Mendoza,
Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales

Comité Editorial

Dra. Beatriz Helena Aristizábal Zuluaga,
Dr. Juan Bernardo Gómez Mendoza,
Mg. Carolina Salazar Marulanda,
Dr. Eduardo Antonio Cano Plata,
Dr. Jorge Julián Vélez Upegui
Mg. Santiago Ruiz Herrera
Universidad Nacional de Colombia
Sede Manizales.

Comité Científico

Sonia Rosa Briceño Vilorio, Universidad Nacional Autónoma de México.	Julio Del Valle Jeldres, Universidad de Santiago de Chile.	Pedro Jaime Pineda Parra, Universidad de la Salle Colombia.
Rafael Almanza, Universidad Nacional Autónoma de México.	Enrique San Juan, Universidad Santiago de Chile.	Luz Dinora Vera Acevedo, Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín.
Víctor Rodríguez Padilla, Universidad Nacional Autónoma de México.	Humberto Verdejo Fredes, Universidad de Santiago de Chile.	Oscar Gonzalo Manrique Díaz, Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín.
Erik Alexánder Blanco Guillén, Universidad Don Bosco, El Salvador.	Ingeborg Mahla, Universidad Santiago de Chile.	Giovanni Franco Sepúlveda, Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín.
Esperanza de la Caridad Ayllón Fandiño, Instituto Superior Politécnico JAE, Cuba.	Sebastián Ríos Marcuello, Pontificia Universidad Católica de Chile.	Farid Chejne Janna, Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín.
Conrado Moreno Figueredo, Instituto Superior Politécnico JAE, Cuba.	Waldy Anibal Riveros Saavedra, Universidad Nacional de Itapúa, Paraguay	Gustavo Agredo Cardona, Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales.
Dr. Guillermo Ribeaux Kindelán, Universidad de Oriente, Cuba.	Osvaldo Añó, Universidad Nacional de San Juan, Argentina.	Dr. Eduardo Antonio Cano Plata, Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales.
Cristian Campos Fernández, Universidad de Costa Rica.	Nicolás Di Sbroiavacca, Fundación Bariloche, Argentina.	Sandra Ximena Carvajal Quintero, Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales.
Juan Matos, Instituto Venezolano de Investigaciones Científicas, Venezuela.	Hilda Dubrovsky, Fundación Bariloche, Argentina.	Dr. Javier Fontalvo Alzate, Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales.
Manuel Peláez, Universidad de Cuenca, Ecuador.	Dr.-Ing. Mauricio Eduardo Samper, Universidad Nacional de San Juan, Argentina.	Jorge Fernando Gutiérrez, Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales
Estela de la Gracia Assueira Espinoza, Pontificia Universidad Católica del Perú.	José Cataldo, Universidad de la República de Uruguay.	Armando Jaime Ustariz, Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales.
Isabel Melina Balderrama Durán, Universidad Católica Boliviana "San Pablo", Bolivia.	Alberto Arce, Wageningen University, Holanda.	Camilo Younes Velosa, Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales.
Carlos Castro, Universidad Estadual de Campinas, Brasil.	Claudio A. Cañizares, University of Waterloo, Canadá	Gustavo Alejandro Schweickardt Universidad Tecnológica Nacional
Luiz Carlos Pereira Da Silva, Universidad Estadual de Campinas, Brasil.	José Luis García Moscoso, Old Dominion University, Estados Unidos.	Rolando Antonio Guevara Arróliga Universidad Nacional de Ingeniería, Nicaragua
Julieta Puerto Rico, Universidad de Sao Paulo, Brasil	Tania Isabel Jiménez, Universidad Tecnológica de Bolívar Colombia	
Enrique San Juan Urrutia Universidad Santiago de Chile	Gustavo López Álvarez, Universidad EAFIT, Colombia.	
	Jhon Jairo Pérez Gelves, Universidad de la Salle Colombia.	

CONTENIDO

04 Editorial

Artículos de investigación

05 Incentivos en cargos de acceso a redes de transmisión eléctrica
Gustavo Schweickardt

23 Identificación de sistemas basado en re-muestreo de señales periódicas implementado en FPGA.
Jaime Paul Ayala

31 Sistemas de climatización solar de absorción. Barreras y perspectivas.
Yamile Díaz Torres; José Pedro Monteagudo.

45 Afectación hidrológica en las cuencas urbanas andinas-caso Manizales-Caldas-Colombia.
Gustavo Adolfo Agredo Cardona, Santo Trinidad Álvarez Ysabel.

59 Adaptación de herramientas de gestión para la estimación y seguimiento del material particulado en una caldera bagaceral.
María Isabel Gutiérrez López, Natalia Perea, Judith Rodríguez.

67 Estudio del efecto de la distorsión armónica de tensión sobre la operación del motor trifásico de inducción en estado estacionario.
Diego Fernando Valencia García, Enrique Ciro Quispe Oqueña, Vladimir Sousa Santos.

79 Modelo de optimización para definir subsidios intrínsecos en distribución eléctrica.
Gustavo Alejandro Schweickardt.

91 Filtro activo de potencia paralelo, descripción y relaciones de impedancia.
Odair Augusto Trujillo Orozco.

99 Discusión de la implementación en Colombia del servicio complementario capacidad de operación por islas.
Juan David Marín Jiménez, Sandra Ximena Carvajal Quintero, Adriana Arango Manrique.

CONTENT

04 Editorial

R Research articles

05 Incentives in charges of transmission electricity network access
Gustavo Schweickardt

23 System identification based on re-sampling of periodic signals implemented in FPGA.
Jaime Paul Ayala

31 Absorption solar cooling systems. Barriers and prospects.
Yamile Díaz Torres; José Pedro Monteagudo.

45 Hydrological involvement in Andean-case urban watersheds Manizales - Caldas - Colombia.
Gustavo Adolfo Agredo Cardona, Santo Trinidad Álvarez Ysabel.

59 Adaptation of management tools for estimating and monitoring of particulate matter in a bagasse boiler.
María Isabel Gutiérrez López, Natalia Perea, Judith Rodríguez.

67 Study of voltage harmonic distortion effect over three-phase induction motor operation on steady state condition.
Diego Fernando Valencia García, Enrique Ciro Quispe Oqueña, Vladimir Sousa Santos.

79 Optimization model to define intrinsic subsidies in electric distribution.
Gustavo Alejandro Schweickardt.

91 Shunt active power filter, description and impedance relationships.
Odair Augusto Trujillo Orozco.

99 Discussion of the implementation in Colombia ancillary service island operation capability.
Juan David Marín Jiménez, Sandra Ximena Carvajal Quintero, Adriana Arango Manrique.

EDITORIAL

Dra. Belizza Janet Ruiz Mendoza,
Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales

Las estructuras socio-económicas y políticas que se han construido alrededor de la energía, desde la revolución industrial en 1750, han otorgado una posición influyente a quienes han controlado las fuentes energéticas en los distintos segmentos de la cadena de productiva (explotación, transformación y uso). Esas esferas de poder extendieron, desde principios del siglo XX la infraestructura necesaria para explotar, transformar, transportar y usar intensivamente los recursos naturales, proporcionando confort, crecimiento económico, desarrollo y también problemas ambientales y socio-económicos.

Desde la perspectiva de la tecnología de la energía, las invenciones e innovaciones incrementales dinamizaron el transporte, impulsaron la industria, incentivaron el desplazamiento de masas poblacionales de vocación agrícola para desempeñar labores en otros ámbitos de la actividad productiva, permitieron el uso de nuevos energéticos, motivaron la creación de procesos de mayor eficiencia, entre otras iniciativas. En esta misma dirección, la termodinámica también empezó a ser una herramienta para el análisis de

los economistas, dando origen a la economía ecológica y la economía de la energía.

En la actualidad, los impactos positivos y negativos sobre la sociedad y el ambiente derivados del uso de la energía son cada vez más evidentes, las consecuencias nos confrontan, particularmente, en relación al planeta que estamos dejando para las generaciones futuras, sabiendo que la energía es un bien social y fundamental, que podría contribuir en la solución de problemas relacionados con el desarrollo de las naciones.

Estos acontecimientos, entre muchos otros, de carácter social, tecnológico, económico, ambiental y político relacionados con la energía han sido objeto de reflexión e investigación en los diferentes campos del conocimiento, desde los cuales han emergido diversas soluciones. Entendiendo la importancia de mostrar las reflexiones y los resultados de investigación en esta materia, la Facultad de Ingeniería y Arquitectura, de la Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales, retomó la revista Energética con el fin de posicionarla a nivel nacional como el medio por excelencia para fortalecer la comunidad científica de la energía en Colombia.



Incentivos en cargos de acceso a redes de transmisión eléctrica

Incentives in charges of transmission electricity network access

Gustavo Schweickardt^{a*}

Recibido: febrero 26 de 2014
Recibido con revisión: marzo 12 de 2014
Aceptado: marzo 12 de 2014

^{a*}Universidad Tecnológica
Nacional, Facultad Regional
Concepción del Uruguay,
Ing. Pereira 676 - 3260,
Concepción del Uruguay, Argentina
Tel.: +(54) 3442 423898
gustavoschweickardt@conicet.gov.arg

Energética 43, junio (2014), pp. 5-22

ISSN 0120-9833 (impreso)
ISSN 2357 - 612X (en línea)
www.revistas.unal.edu.co/energetica
© Derechos Patrimoniales
Universidad Nacional de Colombia



RESUMEN

En el presente trabajo se describe un modelo para incentivar la participación de generadores cuyas fuentes primarias de energía son renovables, en un sistema de transmisión eléctrica. Se considera especialmente el recurso hidroeléctrico, sin pérdida de generalidad, que requiere del emplazamiento de las unidades de generación donde el recurso está localizado geográficamente. Para ello, se propone una función virtual de producción, cuyos insumos y productos virtuales resultan apropiados conforme el objetivo pretendido. Su tratamiento comparativo se continúa con un modelo *Data Envelopment Analysis*/Análisis Envoltante de Datos, que arroja eficiencias tales que permiten obtener factores de afectación aplicables a los cargos de acceso a las redes de transmisión, incentivando, con menores costos, a las unidades hidroeléctricas. Se presentan resultados desde la aplicación del modelo sobre un sistema real de transmisión.

PALABRAS CLAVE

Análisis Envoltante de Datos; producción virtual; energía renovable; transmisión eléctrica; peajes.

ABSTRACT

In this work, a Model to incentive the participation of renewable primary energy sources in generation market on the transmission network system, is presented. The hydro resource is especially considered, without loss of generality in the concepts exposed along the work, because the plants must be installed in the place where the hydro resource is located. For this objective, is introduced a Virtual Production Function, with virtual inputs and outputs, in a DEA (**Data Envelopment Analysis**) Model which efficiencies will allow to obtain a vector of factors, that change the access network fees in the direction of desired incentives. In this way, the hydroelectric plants will have lowers access fees respect to their originals costs. An application of Model on a real transmission system is finally presented.

KEYWORDS

Data Envelopment Analysis; virtual production function; renewable primary energy sources; transmission networks; access fees.

1. INTRODUCCIÓN

En el estado del arte, las diversas metodologías que adscriben al Paradigma Marginalista, concebidas a los efectos de identificar responsabilidades de los agentes generadores en el uso de las redes de transmisión eléctrica, exhiben dos inconvenientes:

a) Al aplicar, como método más reconocido y de soporte base, la denominada Remuneración Marginalista, sustentada en el Principio del Costo Marginal, se demuestra que la misma no es capaz de recuperar todos los costos en los que incurre el propietario o incumbente de la red, y debe apelarse a un Cargo Complementario, cuyos métodos son de discutible concepción teórico-metodológica, y **b)** no consideran incentivos provenientes de la renovabilidad de las fuentes primarias de energía empleadas. Respecto del punto **a)**, en este trabajo se propone, sin brindar rigurosos detalles técnicos específicos relativos a su desarrollo, una solución para asignar los cargos de acceso a los agentes generadores que deja de lado una remuneración sustentada en el costo marginal. Tal solución intenta estimar la responsabilidad que les compete a dichos agentes en concepto de precio de acceso al sistema de redes, por medio del su uso físico, resultando, en consecuencia, un costo medio de acceso, absolutamente consistente con las leyes electrotécnicas del problema de los flujos de potencia que discurren en las redes. Respecto del punto **b)**, que será el más desarrollado como objetivo principal en el presente trabajo, existe una razón teórica, que puede abonar el actual proceder, refiriéndose a la ausencia de incentivos para los agentes generadores cuyas energías primarias son de carácter renovable: la valoración económica de la variable ambiental, sobre la que tales generadores impacten, debería ser considerada aguas arriba de la transmisión, como un costo de operación de las unidades en el proceso de despacho económico. Si bien es cierto, el despacho económico eléctricoambiental, tampoco está claramente resuelto en el estado del arte y, por caso, puede consultarse una interesante propuesta en [Muela et. al., 2007], que confronta, metodológicamente, a la imposición de los denominados permisos transables de emisión.

Los mismos, supuestamente, sustentan el valor del medioambiente a través de la creación de un mercado de emisiones de gases de significativo impacto ambiental (por caso, el CO₂ – dióxido de carbono, causante del efecto invernadero).

No obstante, en la práctica, se observa una tendencia a introducir, mediante menores costos de acceso a las redes, las energías primarias renovables. Es posible que tal enfoque complemente o sustituya su consideración en el despacho económico, pero la realidad es que pretenden proporcionarse incentivos por este mecanismo.

En el presente trabajo, se presenta un Modelo de Incentivos, en la dirección descrita, para un sistema de transmisión particular, atendiendo al caso de estudio considerado. No se pierde, por ello, en modo alguno generalidad en las ideas soporte de su desarrollo, a efectos de su aplicación sobre otros sistemas. Se trata de un sistema de transmisión radial, cuyo centro de carga o baricentro de demanda se encuentra en el extremo oriental, con los generadores fósiles muy próximos a las demandas, y los múltiples aprovechamientos hidroeléctricos y eólicos emplazados en el extremo occidental, muy alejados las mismas.

Por la estructura tarifaria vigente, se intenta valorizar el uso extensivo de las redes, perjudicando de manera notable a los emplazamientos de energías primarias renovables, que requieren de grandes distancias eléctricas para llegar a la demanda. Esta situación ocurre en la red de transporte del sistema panameño.

La ideas aquí propuestas recurren al Análisis Envoltante de Datos (DEA), considerando que cada unidad de generación es una unidad de decisión, DMU. Se define una Función Virtual de Producción, en la que las mismas “toman” ciertos insumos y “producen” ciertos productos, ambos, por tanto, virtuales. A partir de las eficiencias obtenidas, se desarrolla un vector de factores de afectación de sus costos de acceso, cuyos elementos actúan sobre los mismos, incentivando, por reducción de los cargos a sufragar, a las DMUs de mayor eficiencia. El modelo resultante será referido como IDEA (Incentivos por Análisis Envoltante de Datos – DEA).

El trabajo está dividido en cuatro secciones:

En la **SECCIÓN I**, se introduce una breve descripción del estado del arte en términos de la remuneración marginalista y sus diferentes métodos de asignación de cargos complementarios, refiriendo sus inconvenientes tanto teórico-metodológicos como de implementación. Luego se describe el método propuesto, que genera un costo medio de acceso a las redes, referido como Modelo de Seguimiento Eléctrico (MSE). En la **SECCIÓN II**, se describe la metodología DEA así como los modelos elegibles, orientándose hacia el más conveniente para su empleo en esta aplicación. La **SECCIÓN III**, demuestra el desarrollo del vector de factores de incentivos IDEA contando con los elementos teóricos del MSE, empleado para determinar los cargos de acceso a ser afectados. Finalmente, la **SECCIÓN IV** presenta una aplicación real sobre el sistema de transmisión con las características referidas.

2. DESARROLLO

2.1 Sección I: La remuneración marginalista y los principales métodos de asignación del cargo complementario. Introducción del MSE para la formación del cargo de acceso a las redes de transmisión.

2.1.1 La remuneración marginalista

La utilización de los costos marginales como base fundamental para definir la estructura de un mercado de electricidad, fue propuesta en [Schweppe, et al., 1988]. El sistema de precios de tal

modo obtenido, exhibe, conforme tal referencia, la virtud de enviar a los agentes individuales señales óptimas en el corto plazo. Desde la aplicación de tales costos, es obtenido directamente un ingreso para la red de transmisión, referido como Ingreso Variable del Transporte (IVT). Tal remuneración ha tenido estudios deficientes en su profundidad debido a que, entre otras razones, la misma se establece en un nivel ubicado muy por debajo de las necesidades reales, en términos los ingresos requeridos para cubrir la totalidad de los costos. Los ingresos que podrían percibirse por este medio, constituyen un orden aproximado del 20%-30% de los costos anuales totales que deben ser sufragados por el agente que opera la red. Este método de recuperación de costos de la red de transporte es conocido como Remuneración Marginalista.

La propuesta de utilización de los costos marginales de corto plazo en los sistemas de suministro de energía eléctrica, y en el segmento de transmisión, en particular, se debe principalmente a Fred Schweppe y su equipo del MIT, tal como se dijo. Su método supone el establecimiento de los costos marginales como el elemento vertebrador del mercado eléctrico. En la visión de Schweppe, el costo marginal del producto electricidad debía ser el medio por el que se relacionaran productores y consumidores. El establecimiento dinámico de los niveles de producción y consumo, guiados por las respectivas curvas de costos de producción y de beneficio a los consumidores, lleva al sistema a su punto de óptimo funcionamiento económico. Esto convierte a los precios nodales o de barra¹, en la señal óptima de corto plazo para todos los agentes. Estas señales óptimas, que dirigen el comportamiento de los agentes individuales, también constituyen un medio para remunerar el servicio eléctrico de generación y transmisión.

Los costos marginales de corto plazo resultan del equilibrio entre la oferta y la demanda. Tal aseveración puede ser refrendada, cuantitativamente, mediante la resolución de un problema de optimización en el que se maximice el beneficio social neto, BSN, actuando sobre dos variables de control: la demanda y la generación de cada barra en el sistema. La función objetivo y sus restricciones, pueden ser formulados como sigue:

Maximizar, en las variables d_i , g y para el conjunto de barras (1..nb) y de líneas (1..nl):

$$BSN = \sum_i (BC_i(d_i)) - \sum_j (CG_j(g_j)) \quad (1)$$

Sujeto a:

$$p_i(f) + g_j = d_i \quad (2)$$

$$GMin_j \leq g_j \leq GMax_j \quad (3)$$

$$|f_k(g_j, d_i)| \leq FMax_k \quad (4)$$

$$d_i \geq 0 \text{ y } g_j \geq 0 \quad (5)$$

¹ Por barra o nodo, se entiende un elemento ficticio, representativo de un lugar en el que físicamente los generadores inyectan su potencia y/o las demandas la retiran para su consumo. Todo sistema de transmisión eléctrica, se compone, en una visión simplificada, tal como la que se emplea en este tipo de estudios, de barras y líneas que las interconectan. Por las líneas, fluye la potencia/energía desde/hacia las barras, y se producen pérdidas (de potencia/energía).

Otras restricciones adicionales de seguridad y control (perfil de tensiones, etc.) son, en general, incorporadas. No obstante, para la descripción que intenta brindarse, pueden ser omitidas.

El significado de las variables y parámetros del programa de optimización es el que sigue: BC_i es el beneficio que obtiene el consumidor de la barra i por la energía que consume; CG_j es el costo de producción del generador j ; d_i es la demanda del consumidor de la barra i ; g_j es la producción del generador de la barra j ; $p_i(f)$ es la potencia inyectada en la barra i por el conjunto de líneas que están conectadas a dicha barra. Es una función que depende de los flujos del sistema (f). En esta función, están incorporadas las pérdidas de cada línea de forma que se cumple la ecuación de balance:

Generación total = demanda total + pérdidas del sistema; f es el flujo de potencia que discurre por la línea k ; $GMin_j$ y $GMax_j$ son, correspondientemente, las *generaciones mínimas y máximas operativamente permisibles* en la barra j ; $FMax_k$ es el *flujo máximo de potencia que puede circular por la línea k* . nb es el número de barras y nl el número de líneas del sistema, cuyos índices genéricos se han indicado como i (demanda), j (generación) y k (línea), respectivamente.

El costo marginal en una barra está definido por la variación de los costos de generación respecto a la variación de la demanda de la barra. En general, todas las barras tienen generación y demanda, así pues, su expresión es la siguiente: ($\delta f / \delta x$ indica la derivada parcial de una función f respecto de cierta variable x):

$$\rho_j = (\delta \text{Costo de Operación} / \delta d_j) = (\delta CG_j / \delta d_j) \quad (6)$$

Este costo marginal, ρ_j , es el correcto cuando la expresión anterior se calcula en el punto óptimo de funcionamiento del sistema, es decir, cuando a variación del costo se refiere al costo óptimo de operación para una demanda determinada. El valor del costo marginal se obtiene como un subproducto del proceso de optimización correspondiente debido a que son iguales a los conocidos como precios sombra (variables duales de las restricciones), en este caso, provenientes de la restricción de balance de energía, ecuación (2). Derivando la función objetivo respecto a la demanda de un nodo o barra se obtiene la siguiente expresión o condición de optimalidad:

$$\delta B D_j / \delta d_j = (\delta \text{Costo de Operación} / \delta d_j) = 0 \quad (7)$$

Implica que:

para alcanzar el óptimo, es necesario que la demanda de cada barra adapte su nivel de j consumo de forma que su beneficio marginal (en ese nivel) sea igual al costo marginal de producción en tal barra. Este es el punto

de equilibrio referido anteriormente entre la oferta y la demanda. La desagregación espacial de estos costos, a sufragar por los agentes generadores y, por tanto, visto como precios marginales o precios de nodo, produce un ingreso automático para la red de transmisión. La cantidad de tal ingreso que le corresponde a la red, aparece al valorar la energía de cada barra del sistema a su costo marginal. Esto puede comprenderse si se piensa que una línea es un “agente” del sistema que compra una determinada potencia en una barra o nodo a un precio ρ_e y vende una potencia menor (debida a las pérdidas) en otra barra o nodo a otro precio. Imagínese que, en cierta barra e vinculada con otra s , se “compra” pe unidades a un precio ρ_e , y se vende ps unidades a un precio ρ_s . La expresión de los *IVT* de esa línea, resulta, entonces, la siguiente:

$$IVT = ps \times \rho_s - pe \times \rho_e \quad (8)$$

Este *IVT* normalmente es positivo, aunque también puede ser negativo o nulo. Un ingreso variable negativo se puede dar cuando se produce una transferencia de energía entre una zona de precios caros a otra de precios más baratos. No es una situación habitual en la mayoría de los casos, pero puede darse. Los precios nodales de la electricidad tienen todas las ventajas requeridas en cuanto a la optimalidad de las señales que envían a los agentes en el corto plazo.

Adicionalmente, no resultan difíciles de calcular y, a efectos del *IVT* pueden aplicarse, aunque el mercado eléctrico no esté organizado en torno a ellos. Sin embargo, su principal inconveniente es el de no llevar a la recuperación completa de los costos de la red. Puede demostrarse, cuestión que excede los desarrollos del presente trabajo, que vía *IVT*, sólo se recuperan entre el 20% y 30%, dependiendo de las condiciones de operación, y del tipo de costos en tecnología en los que incurre el agente que opera la red. Los objetivos de remuneración total de la misma, sólo se consiguen en condiciones muy concretas establecidas por la teoría, imposibles de observar en la práctica. Las condiciones teóricas requieren una igualdad entre los costos de corto y de largo plazo para garantizar la remuneración completa de las instalaciones de la red de transmisión. De modo que los *IVT* requieren de un complemento para la recuperación de los costos asociados a la red de transmisión. Existen, en la literatura especializada, diversas propuestas sobre cómo complementar los *IVT* que se obtienen de la aplicación de los precios nodales. Entre las mismas puede destacarse las siguientes:

- *Utilización de términos aditivos o multiplicativos*: Se trata de elevar la recaudación de los precios nodales a través de la alteración de los mismos, utilizando términos aditivos o multiplicativos. No son muy recomendables porque alteran en exceso la señal óptima de corto plazo

conferida a dichos precios, dado el escaso nivel de recuperación alcanzado con los *IVT*.

- *Precios Ramsey*: Es un método más complejo que el anterior y que sigue el mismo modelo de alteración para llegar a la remuneración completa. Sin embargo, en este caso, los precios se modificarían atendiendo a la elasticidad de cada demanda, de forma que el comportamiento óptimo no se altere. Como resultado, se aumentan los precios de las demandas más inelásticas y se mantienen igual los de las demandas más elásticas. Este procedimiento tiene el inconveniente de requerir una información muy completa, de la que no se suele disponer normalmente, lo que hace al método muy complejo de implementar.

- *Métodos de Asignación de un Cargo Complementario*: ya referido y aplicado en la práctica. El Cargo Complementario es definido como la diferencia entre la cantidad con la que hay que remunerar anualmente a la red y los *IVT* producto de la aplicación de los precios nodales. El Cargo Complementario debería ser asignado mediante un procedimiento que trate de distorsionar lo menos posible el comportamiento deseable de los agentes. Para este fin se utilizan diversos métodos. Cabe destacar, sin embargo, que los mismos, por definición, pueden utilizarse para repartir la totalidad de los costos de la red entre los agentes (generadores y demandas, conforme se establezca regulatoriamente), en vez de sólo una parte. Por lo tanto, podrían abandonarse las bondades supuestas de las señales conferidas a los *IVT*, mediante los precios nodales, contemplando que, en cualquier caso, la mayor parte de la recuperación de los costos de la red de transmisión, se realizará a través de tales cargos. Adicionalmente, la mezcla de componentes marginales y medios en los cargos finales, obtenidos mediante la aplicación de esta metodología, persigue sostener un sistema de señales eficientes cuya “bondad teórica” (propiciada por los costos marginales) es cuestionable. Y como aspectos inherentes de la red a considerar, estos métodos de cálculo adoptan validez en la medida que la demanda no se encuentre concentrada en ciertos lugares específicos del sistema de transmisión analizado (lo mismo para la generación) y la topología exhiba un elevado grado de mallado (escaso grado de radialidad). Resultaría razonable pensar que, más que un modelo metodológicamente fundado, los *IVT* + *Cargo Complementario*, constituyen un esquema de remuneración para el costo de las redes de transmisión, que adscribe a cierto paradigma (el marginalista). Dadas estas fuertes limitaciones, aún así la Remuneración Marginalista ha sido considerada en buena parte de los países latinoamericanos, en los cuales el mercado eléctrico sostuvo un proceso de apertura a la competencia, y que explotan redes de transmisión con un alto grado de radialidad, con generación/demandas concentradas. Se mencionan, como casos particulares: Argentina, Chile y Panamá.

2.1.2 Métodos más difundidos para la asignación del cargo complementario

2.1.2.1 Los criterios considerados

Para realizar una revisión crítica de los diversos métodos que aparecen en la literatura [Schweickardt, 2012], es preciso fijar una

serie de requisitos deseables que los mismos debieran cumplir, siempre desde el enfoque que propicia el paradigma marginalista. Son necesarios para que el método formulado pueda aplicarse en un contexto de mercados eléctricos abiertos a la competencia. Se constituyen, de tal modo, en cualidades exigibles o criterios para la formación ideal de los Cargos Complementarios, y pueden dividirse en dos categorías: a) conceptuales: integran aquellas características que un método debe cumplir para que sea aplicable a un esquema competitivo de mercado y b) operativas: reúnen aquellas características que hacen que el método pueda ser implementado en la práctica. Se exponen brevemente a continuación:

a) Criterios Conceptuales: a-1) *Objetividad*: el método debería estar basado en el comportamiento real de los sistemas eléctricos, evitando excesivas simplificaciones, respetando las leyes físicas que determinan el comportamiento de los flujos de potencia en el sistema de redes, las pérdidas y límites de capacidad de transporte de las líneas, entre otros aspectos; a-2) *Eficiencia Económica*: las tarifas acceso a las redes que se deriven de la aplicación del método, deben proporcionar señales económicas adecuadas a los agentes del sistema, propiciando su comportamiento óptimo y evitando introducir distorsiones; a-3) *Equidad*: el método debe tratar a todos los agentes por igual. Dos agentes en idéntica situación deben sufragar los mismos costos. El resultado de aplicar el método no debe ser discriminatorio.

b) Criterios Operativos: b-1) *Sencillez y Transparencia*: El método debe ser lo más sencillo posible, de forma que cualquier agente del sistema pueda acceder a su cálculo con la finalidad de analizar situaciones futuras. También debe ser transparente, lo cual supone que los datos utilizados sean conocidos y fácilmente verificables por todos los agentes; b-2) *Escasa Volatilidad de los 5 Precios*: los precios del servicio de transmisión, derivados de la utilización del método adoptado, deben ser estables y no deben fluctuar de forma innecesaria. A partir de estas consideraciones, se conciben diferentes métodos tales como el Método del Itinerario Acordado, el Método del MW Km., el Método ICRP (*Investment Cost Relating Pricing*), que pueden ser consultados en [Schweppe, et al., 1988]. En el presente trabajo, se han seleccionado, para su descripción, dos de los métodos más difundidos y considerados en los países latinoamericanos referidos. El primero de se sustenta en un uso medio y el segundo en un uso incremental del sistema de redes de transmisión. Se discuten en los siguientes epígrafes.

2.1.2.2 Método de sello de correos (Postage Stamp) o estampilla

El método del sello de correos no es más que la aplicación de una sencilla tarifa basada en el costo medio. Para su cálculo se toma el costo total del servicio acceso a las redes de transmisión, y se lo divide por una medida del uso asociada a la inyección total de los agentes generadores. Existen formas muy diversas de medir tal uso. Se puede utilizar la potencia (MW) generada en una determinada barra y en un determinado momento, o también se puede utilizar la energía (MWh) efectivamente transitada. La aplicación natural del método del sello de correos, utiliza la potencia inyectada

por los generadores, en un momento particular del funcionamiento del sistema, que se considere apropiado con respecto a los fines que se persiguen. El método del sello de correos ha sido en su concepción ampliamente utilizado en los EE.UU., adoptando, como medida de uso, la potencia inyectada en cada barra del sistema en el momento que se produce la máxima demanda. Su nombre proviene de que la tarifa es totalmente independiente del lugar en el que se inyecte la potencia. Es indistinto si la inyección de potencia se realiza cerca o lejos de los centros de consumo, porque a cada (MW) se le impone un peaje que es igual para todas las barras del sistema. La principal ventaja de este método es su sencillez. La principal desventaja estriba en que no considera referencia alguna al suministro de señales adecuadas a los agentes. Esto es así porque las tarifas de acceso de tal modo concebidas, no tienen una discriminación geográfica que pueda dar señales adecuadas de localización, necesarias para que los agentes, que toman decisiones de forma individualizada, sean inducidos a tomar las que son óptimas para el conjunto del sistema. Por caso, no se le puede dar una misma señal del costo del servicio de transmisión, a un generador situado a 10 Km. del centro de consumo, que a si lo está a 100 Km.

Sin embargo, aunque desde el punto de vista cualitativo (cumplimiento de las características enunciadas anteriormente) este método no es aceptable, sí puede serlo desde el punto de vista cuantitativo. Esto es:

Si la señal óptima de localización es muy débil en un determinado sistema (debido a que está ya muy desarrollado y no se prevén fuertes inversiones), utilizar un método con esta formulación puede justificarse. Más aún: es uno de los más empleados en la práctica, no obstante el sistema no exhiba un importante grado de desarrollo, apelando a su sencillez. El inconveniente más importante en términos de las señales referidas, puede observarse en que sólo cuantifica el uso intensivo de las redes por parte de los generadores. Esto significa, por unidad de potencia (energía) transitada, desde la inyección (generador) correspondiente. No cuantifica el uso extensivo de aquellas, es decir, el uso por extensión o kilómetros de línea por los que tal inyección discurre. A los efectos de formalizar el método, se proporciona la siguiente expresión: si AC (u\$/año) es la anualidad del costo complementario a los IVT , que debe recuperarse en concepto de inversión más operación y mantenimiento del sistema, con la tasa de rentabilidad pactada regulatoriamente, y PT es la potencia (MW) total transitada en el sistema de redes, para el momento pertinente (por caso, de máxima demanda), entonces el Cargo Complementario anual por unidad de Potencia Inyectada (Cargo Estampilla), ca^P , resulta (\$/MW-año):

$$ca^P = AC/PT \quad (9)$$

De modo que para cierta inyección P_i desde un generador, G_i , corresponde el cargo (\$/año):

$$ca_{G_i} = ca_p \times P_i = (AC \times P_i) / PT \quad (10)$$

2.1.2.3 El método de las áreas de influencia

El método de las áreas de influencia [Agurto, 1992], pertenece a la categoría denominada incremental. El uso del sistema de redes de transmisión se define mediante el cálculo de la influencia que un incremento de inyección, proveniente de cierto generador, tiene sobre los flujos que discurren por la red de transmisión. Tal influencia, para un agente generador dado, se obtiene calculando la variación en el flujo de potencia que discurre por las líneas, que se produce al aumentar su inyección en 1 (MW), respecto de el caso de operación base. Ese MW se incrementa a lo largo del periodo de estudio que se considere necesario. Habitualmente corresponde a un año de operación del sistema. Una vez obtenida la variación de flujo de cada una de las líneas, para todos los escenarios seleccionados, se puede calcular un valor que proporcione una medida del uso eléctrico intensivo-extensivo. El mismo proviene de la suma de los productos de la variaciones positivas de flujo en cada línea por la potencia inyectada desde el agente generador cuyo cargo se analiza, extendida a todos los escenarios. El resultado para cada escenario, es ponderado por la duración del mismo. Para cada escenario, se considera la suma de las participaciones que un determinado generador tiene sobre cierta línea del sistema de redes. La misma se divide por la suma de todas las participaciones que, sobre tal línea, tienen la totalidad de los generadores, obteniéndose, de tal modo, la proporción del cargo complementario que le es asignado al generador bajo estudio en términos del uso de la línea considerada. Finalmente, el cargo complementario total a asignar a dicho agente generador, resultará de las asignaciones parciales obtenidas para cada una de las líneas del sistema de transmisión. Las Áreas de Influencia imputables a cierto generador, resultarán ser aquellas líneas en donde la variación de flujo referida, es positiva.

Este método se utiliza, con algunas variantes, en los sistemas eléctricos de Argentina, Chile y Panamá, entre otros. En Argentina y en Panamá su aplicación está claramente especificada en la regulación vigente (no sucede así en Chile).

Para formalizar el método y las expresiones empleadas, puesto que son de pertinencia respecto de la propuesta para asignar los cargos de acceso introducida en este trabajo, se tienen los siguientes pasos, tomando como referencia su aplicación en Panamá, conforme las sugerencias realizadas por quien escribe [Schweickardt, 2012], en el marco del proyecto que dio lugar al presente

trabajo. En el caso de Panamá, cuyo sistema es considerado en la simulación presentada, la regulación establece un modelo de Limitación de Ingresos (*revenue cap*), y $AC \equiv$ Ingreso Máximo Permitido anual, $IMPA$. Adicionalmente, cabe destacar que la regulación panameña emplea este método para asignar todos los costos, prescindiendo de los precios nodales. Es decir que no lo emplea como método de cargo complementario, sino como cálculo del cargo total de acceso, característica referida en 2.1.1. Si el método en cuestión se emplease bajo la Remuneración Marginalista, se calcula la fracción del $IMPA$ que no fue recuperada vía IVT , y se lo refiere en las expresiones desarrolladas más abajo, como $IMPA_{acc}$.

Paso 1) se cuenta con el $IMPA$, como costo anual a recuperar del sistema de transmisión. Por tanto, el período pertinente de evaluación es 1 año, y el costo a recuperar de la red de transmisión, será referido como IMP ; Paso 2) se definen los escenarios, para dicho período (ne), cuya diversificación proviene de las variaciones en los regímenes hidrológicos, habida cuenta del importante aporte de potencia desde los generadores hidroeléctricos. Se tienen así, un escenario de hidrología alta, otro de hidrología media y un tercero de hidrología baja. Se computan sus duraciones, dhe , en *meses del año*, conforme estadísticas, obteniendo dha , dhm y dhb respectivamente. Luego, como la suma ($dha + dhm + dhb$) = 12 meses, se calculan los ponderadores por duración de escenarios: $pha = dha/12$, $phm = dhm/12$ y $phb = dhb/12$; Paso 3) para cada escenario, suponiendo que se cuenta con los datos correspondientes al estado de máxima demanda del sistema, se procede de la siguiente forma:

3-a) se escoge una barra de referencia en el sistema; 3-b) se simula un flujo de potencia en corriente continua (Arrillaga et. al., 1991) que es la herramienta más simple para obtener una aproximación de los parámetros que identifican el estado del sistema, particularmente en cuanto a los flujos de potencia que discurren por sus líneas. Tal simulación, se realiza en un estado referido como estado base, para el escenario considerado. Se guardan sus resultados; 3-c) desde el conjunto compuesto por nG generadores, se toma el primero, $i=1$ en ($1..nG$), y se incrementa su inyección en 1 (MW) en la barra correspondiente a la que está conectado; 3-d) se incrementa también en 1 (MW) la demanda de la barra de referencia, a efectos de compensación; 3-e) se corre, nuevamente, un flujo de potencia en corriente continua para el nuevo estado incremental; 3-f) se computan las variaciones positivas del flujo de potencia, en cada línea j en ($1..nL$) del sistema, para el generador G_i , entre el estado incremental y el estado base del sistema, $|f_{G_i}^j, L_j^{Incremental} - f_{G_i}^j, L_j^{Base}|$, para todo j hasta nL , guardando los resultados obtenidos; 3-g) se retorna al punto 3-c), escogiendo otro generador, y se repiten los puntos hasta 3-f), completando el número nG de generadores; 3-h) se pasa al escenario siguiente, y se repiten todos los puntos, desde 3-b) a 3-g), hasta completar los escenarios establecidos.

Cumplidos estos pasos, se procede a calcular, para cada escenario, en cada una de líneas del sistema en el conjunto ($1..nL$) y para cada generador en el conjunto ($1..nG$), el cociente entre la variación positiva de flujo computada y flujo que discurre por ella en el caso

base. Así se concibe una medida incremental de uso extensivo del generador considerado sobre cada línea. Luego, se conoce el $IMP(L_j)$ imputable como costo de inversión y operación y mantenimiento para cada línea j -ésima en el conjunto $(1..nL)$. Si para el escenario e en el conjunto $(1..ne)$, resulta en cada línea L_j un factor de uso por Áreas de Influencia correspondiente al generador G_i , $f_{AI}^e(G_i, L_j)$, definido como:

$$f_{AI}^e(G_i, L_j) = |f_{G_i, L_j}^{Incremental} - f_{G_i, L_j}^{Base}| / \sum_{(i=1..nG)} (|f_{G_i, L_j}^{Incremental} - f_{G_i, L_j}^{Base}|) \quad (11)$$

Entonces el cargo complementario por áreas de influencia asignado al generador por el uso de la línea L_j , resulta:

$$IMP_{AI}^e(G_i, L_j) = IMP(L_j) \times f_{AI}^e(G_i, L_j) \times phe \quad (12)$$

Y extendiendo el cómputo al sistema completo de $(1..nL)$ líneas:

$$IMP_{AI}^e(G_i) = \sum_{(j=1..nL)} (IMP_{AI}^e(G_i, L_j)) \\ = \sum_{(j=1..nL)} (IMP(L_j) \times f_{AI}^e(G_i, L_j) \times phe) \quad (13)$$

Entonces, el cargo complementario por áreas de influencia asignado al generador G_i para todos los escenarios $(1..ne)$, será, expresado en (\$/año):

$$IMP_{AI}(G_i) = \sum_{(e=1..ne)} (IMP_{AI}^e(G_i, L_j)) \quad (14)$$

Para referir el uso intensivo (inyección de G_i) y extensivo (extensiones de red empleadas por la unidad i -ésima), se divide (14) por la potencia inyectada desde G_i al sistema en el escenario e , $PG_i^{(Iny, e)}$, obteniéndose:

$$IMP_{AI}^P(G_i) = \sum_{(e=1..ne)} (IMP_{AI}^e(G_i) / PG_i^{(Iny, e)}) \quad (15)$$

Expresado en (\$/MW-año). Volviendo sobre las ecuaciones precedentes, se observa la recuperación de los costos de la red:

$$\sum_{(i=1..nG)} (IMP_{AI}^P(G_i)) = IMP \quad (16)$$

2.1.3 El modelo propuesto para definir los cargos de acceso a redes de transmisión: seguimiento eléctrico (MSE)

Desde los diversos métodos para identificar los cargos por el uso de la red de transmisión aplicados a los agentes generadores, se introduce aquí uno novedoso, cuya propuesta primigenia fue presentada en [Reta & Vargas, 2001] y sobre la cual se han realizado modificaciones que lo mejoran [Schweickardt, 2012], fundamentalmente en términos de los incentivos IDEA. Se lo refiere como Modelo de Seguimiento Eléctrico (MSE). El MSE aquí descrito, tiene impacto en la definición de una de las entradas en la Función de Producción Virtual que empleará el Modelo DEA adoptado. Por ello, se describirán sus principales fundamentos, sin ingresar, por limitaciones de espacio y para favorecer, en lo posible, la claridad de presentación, sobre los cálculos que se suceden a fin de definir los cargos de acceso a redes. Estos serán considerados,

para los desarrollos IDEA siguientes, como un dato. El principio en que sustenta el MSE, asume que cada barra del sistema de transmisión, actúa como un “mezclador perfecto” de flujos inyectados/retirados, de modo que resulte imposible conocer “qué electrón particular” se dirige en “qué dirección particular”, fluyendo por las líneas. De tal modo, el modelo acuerda con el sentido

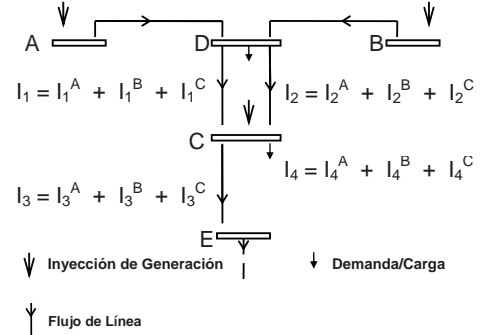
físico implícito en los circuitos, y generalmente aceptado, referido a que la electricidad es

indistinguible, condición destacable, porque ha sido el punto débil observado para otros métodos existentes en el estado del arte, que han intentado “medir” el uso físico bajo estas consideraciones. El MSE determina la contribución de la potencia inyectada por cada generador para cada carga, a través de cada flujo de línea en la red, considerando, eventualmente, las pérdidas individualmente originadas por aquellos.

Se proporcionarán, como fue dicho, los lineamientos electrotécnicos generales para la formalización y justificación del método. A los efectos del Modelo IDEA, no es de vital importancia comprender la estructura de cálculo, y puede disponerse de las expresiones finales correspondientes a los cargos de acceso obtenidos. Los términos técnicos que se utilizan, pueden consultarse en la bibliografía de sistemas de potencia, tal como [Arrillaga, et al., 1991].

El MSE se sustenta en dos elementos: **1)** la Ley Kirchhoff (de las Corrientes o Intensidades de un Circuito Eléctrico) y **2)** Las transformaciones de un circuito eléctrico a su equivalente lineal, aplicando el principio de superposición. En general se asume que la intensidad en cada punto de inyección de la red, puede fluir a través de todas las líneas y, de tal modo, alcanzar a todas las demandas. En tal sentido, si se considera el esquema de la Figura 1, la intensidad que fluye a través de la línea C-E, indicada como I_3 , tiene componentes que provienen desde los puntos de inyección A, B y C, que se indican, correspondientemente, como I_3^A , I_3^B e I_3^C .

Figura 1. Composición de Intensidades de Barra



Fuente: Reta & Vargas, 2001, y elaboración propia

Cada una de esas componentes son magnitudes desconocidas del problema (algunas componentes, pueden resultar, lógicamente, nulas). En consecuencia, el número de magnitudes (intensidades) incógnitas, resultará ser:

$$n_i = (n_l + n_c) \times n_g \quad (17)$$

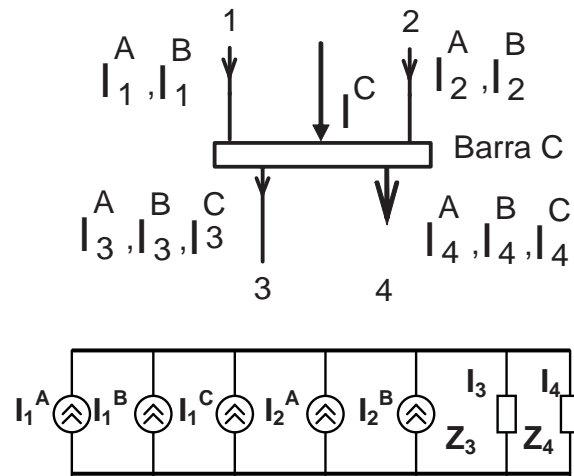
Donde:

n_l es el número de líneas de la red; n_c el número de barras de carga o demanda y n_g el número de puntos de inyección. Cada magnitud incógnita, representa la intensidad que fluye desde una barra, la cual discurre a través de una línea o se dirige hacia una demanda/carga, y proviene de cierto punto de inyección en el sistema. De modo que cada intensidad incógnita, estará compuesta por las contribuciones desde cada inyección proveniente de una línea, hacia una barra, y cuyo origen resulta cierto generador. Para calcular las componentes de tal intensidad, se aplica el siguiente procedimiento, integrado por los pasos que se enumeran a continuación:

Paso 1) se calcula el estado eléctrico del sistema mediante la simulación de un flujo de potencia en corriente alterna, herramienta similar a la referida en el método de las áreas de influencia, sólo que de mayor complejidad; Paso 2) se escoge una barra cuyas componentes de la corriente inyectada, sean conocidas. En la primera iteración, las únicas barras que satisfarán este requisito, serán aquellas cuyas componentes de intensidad provienen de un generador; Paso 3) se reemplazan las componentes de la intensidad inyectada a la barra, por fuentes de corriente constante, cuyas magnitudes son obtenidas desde los resultados del flujo de potencia simulado en el Paso 1); Paso 4) se reemplazan aquellas líneas cuyas intensidades son conocidas y que fluyen desde la barra considerada, por impedancias equivalentes cuyos valores son calculados como una función del voltaje de barra y de la intensidad en cada línea. La invariabilidad de las intensidades y de los voltajes de barra confirman la validez de estas sustituciones desde el punto de vista de la Teoría de Circuitos; Paso 5) se aplica, entonces, el principio de superposición para cada circuito equivalente (uno por barra). De esta manera, es posible conocer la composición de cada intensidad fluyendo desde una barra por cada línea o hacia una carga/demanda; Paso 6) se retorna al Paso 2), recursivamente, repitiéndose el resto de los pasos hasta finalizar el procedimiento para todas las barras del sistema.

En la Figura 2 se presenta un ejemplo ilustrativo del algoritmo anterior, mostrando la barra c representada en la Figura 1 y su circuito equivalente.

Figura 2. El Esquema Circuital Equivalente de la Barra C.



Fuente: Reta & Vargas, 2001, elaboración propia.

Cada incógnita que proviene de una barra N , puede ser, entonces, expresada como sigue:

$$I_i^j = \sum_{(k=1..n_e)} (Z_{equivN}/Z_i) \times I_k^j \quad (18)$$

En donde los subíndices (i) indican la línea o carga/demanda a través/hacia la cual la intensidad fluye, mientras que los superíndices (j) indican desde cuál punto de inyección proviene tal intensidad, esto es: i es el índice de las cargas/demandas o líneas cuyas intensidades fluyen desde la barra N ; k es el índice de las líneas cuyas intensidades fluyen hacia la barra N ; j es el índice de los puntos de inyección, y n_e es el número de intensidades inyectadas en la barra N (provenientes desde líneas o generadores). Además, por propiedades de los circuitos eléctricos trifásicos:

$$Z_i = V_N / (3^{(1/2)} \times I_i) \quad (19)$$

$$Z_{equivN} = 1 / (\sum_{(i=1..n_s)} (1/Z_i)) \quad (20)$$

Siendo:

n_s el número de demandas/cargas o líneas cuyas intensidades fluyen desde la barra N ; V_N el voltaje de la barra N e I_i la Intensidad total a través de la línea i . El conjunto de ecuaciones que se presenta desde la expresión (18), es un sistema lineal de ecuaciones. El término que contiene la intensidad I_k^j para $j = N$, es un término conocido (la intensidad del generador localizado en la barra N , a la que se referirá como I^G), y que resulta un término independiente del sistema de ecuaciones. Si los coeficientes ($Z_{EQUIV N}/Z_i$) son indicados como c , entonces se obtiene la siguiente expresión matricial para tal sistema:

$$(C) \times (I) = (c \times I^G) \quad (21)$$

Donde:

(C) es una matriz cuyos elementos son los coeficientes c , de orden

$n_i \times n_i$; (I) es el vector de las componentes de las intensidades incógnitas y $(c \times I^G)$ es el vector de términos independientes. Aplicando de forma recursiva los Pasos anteriores, (1) a (6) , pueden obtenerse dos resultados muy importantes: a) las componentes de Intensidad inyectadas por cada generador i -ésimo, G_i , en el conjunto considerado, $(1..nG)$, circulando por cada línea del sistema, hasta el abastecimiento de una demanda, y b) cuáles generadores abastecen, y con qué componente de intensidad, a cada demanda del sistema. Se analizan estos dos puntos.

El punto a), resuelve un nuevo concepto de Áreas de Influencia, pues determina por cuáles líneas discurre el flujo aportado por un generador del sistema. Este concepto presenta ventajas múltiples respecto del incremental, utilizado en la Remuneración Marginalista para componer los cargos de acceso a redes. La más destacable, es que estas nuevas Áreas de Influencia, son topológicamente continuas, situación que no se presenta en el método incremental, generando inconsistencia en el uso de líneas, dado que el flujo incremental discurre de modo discontinuo. Esto es: sigue una línea, se discontinúa, y aparece en otra sin conectividad física con la primera. De manera que se dispondrá de las Áreas de Influencia MSE, correspondientes a cierto generador G_i en $(1..nG)$ sobre $(1..nL_i)$, conjunto de líneas del sistema por las que discurren las componentes de G_i , topológicamente continuas, expresadas mediante la terna de componentes:

$$AIG_i^{MSE} = \{I_i^j, L_j, km_j\}, \text{ con } i \text{ en } (1..nG), j \text{ en } (1..nL_i) \quad (22)$$

La terna $\{I_i^j, L_j, km_j\}$ corresponde, en ese orden, a la componente (módulo) inyectada por G_i , circulando por la línea L_j , cuya longitud en (Km) es km_j . Entonces: si se conoce el IMP (anualidad del costo) definido regulatoriamente para una línea L_j , $IMP(L_j)$, el costo que debe sufragar el generador G_i por el uso físico intensivo-extensivo de tal línea, $IMP(G_i, L_j)$, será el cociente entre su componente de intensidad por ella discurrendo, I_i^j , dividida la componente total, $\sum_{(i=1..nG)} (I_i^j)$, multiplicado por el $IMP(L_j)$, considerando, por simplicidad y sin pérdida de generalidad, un único escenario. A tal cociente o prorrata de módulos de intensidades, se lo referirá como Factor de Uso Extensivo MSE (se supone, implícitamente, que es también intensivo, por su formación), fue^{MSE}, del generador G_i , sobre la línea L_j . Es decir:

$$fue^{MSE}(G_i, L_j) = I_i^j / \sum_{(i=1..nG)} (I_i^j) \quad (23)$$

y se tendrá, como cargo de acceso MSE para G_i por el uso de la línea L_j :

$$IMP_{MSE}(G_i, L_j) = IMP(L_j) \times fue^{MSE}(G_i, L_j) \quad (24)$$

El cargo de acceso que debe sufragar un generador individual, G_i , vendrá dado por la sumatoria de los cargos de acceso en su área de influencia AIG_i^{MSE} expresado en (\$/año):

$$IMP_{MSE}(G_i) = \sum_{(j=1..nL)} (IMP(L_j) \times fue^{MSE}(G_i, L_j)) \quad (25)$$

Y para obtener una medida explícita de uso intensivo-extensivo, expresada en (\$/MW-año):

$$IMP_{MSE}(G_i)^P = \{ \sum_{(j=1..nL)} (IMP(L_j) \times fue^{MSE}(G_i, L_j)) \} / PG_i^{Iny} \quad (26)$$

Es claro que los factores (23) permiten la recuperación de todos los costos de la red de transmisión, si se extienden las sumatorias como sigue:

$$IMP = \sum_{(j=1..nL)} (IMP(L_j)) = \sum_{(j=1..nL)} (\sum_{(i=1..nG)} (IMP(G_i, L_j) \times fue^{MSE}(G_i, L_j))) \quad (27)$$

Adicionalmente, desde la terna correspondiente al Área de Influencia MSE del generador i -ésimo, es obtenida la Distancia de Seguimiento Eléctrico Total, asociada a G_i , $km(G_i)$, sumando los km_j para todas las líneas por donde sus componentes discurren (su AIG_i^{MSE}):

$$km(G_i) = \sum_{(j=1..nL)} (km_j); \text{ con } km_j = 0 \text{ si } I_i^j = 0 \quad (28)$$

El punto b), resuelve el vínculo entre generadores del sistema y las demandas que son abastecidas por cada uno, individualmente. Este resultado, cuyo conjunto de valores se indicará mediante la notación: $\{IG_i, DN_b\}$, componente del generador i -ésimo que abastece a la demanda DN_b ubicada en la barra N_b , permite definir una de las salidas virtuales de la función de producción para el Modelo IDEA aquí propuesto. Por ello su importancia así como la del MSE.

2.2 Sección II: Generalidades sobre el método DEA. Modelos.

2.2.1 Contexto histórico de los desarrollos sobre los métodos de fronteras de eficiencia.

El interés por el análisis de las fronteras de eficiencia económica ha crecido rápidamente desde sus planteos primigenios, en la década de 1950/60, existiendo numerosas publicaciones con metodologías y aplicaciones relativas a su estimación/determinación. En forma general, pueden referirse dos metodologías principales desarrolladas para medir la eficiencia:

- a) aquella sustentada en técnicas econométricas y
- b) aquella que recurre a la programación matemática.

En ambos casos, la eficiencia de una determinada empresa/unidad productiva, proviene de una medida relativa de distancia respecto a una frontera que se asume como límite práctico máximo de eficiencia. En el enfoque econométrico, se especifica una determinada formulación para la función de producción, la cual caracteriza a la unidad productiva evaluada. Luego, la eficiencia está representada por el valor del error en la aproximación, que la empresa arroja en su producción,

respecto de la forma funcional propuesta. Cuando la metodología de análisis es estocástica, el alejamiento respecto a la frontera de eficiencia se considera producto tanto de la ineficiencia como del azar (por caso, de una mala medición), por lo que el error especificado en la función de producción se compone de dos términos, solidarios a sendas fuentes: un error que representa la ineficiencia y un error completamente aleatorio. Para medir tal ineficiencia, se separan estas dos componentes del error total, imponiendo supuestos específicos relativos a la función de distribución de cada una de ellas. Un proceso complejo, como se observa. Por el contrario, el *enfoque de programación matemática*, no impone una estructura determinada para la frontera y cualquier desviación respecto de la misma es considerada como una ineficiencia atribuible a la empresa en estudio. En cuanto a la opción metodológica más pertinente de estimación, ésta no ha estado al margen de polémicas. Algunos investigadores adhieren a los métodos econométricos, mientras que otros propugnan por la aplicación de la *programación matemática*. Los métodos econométricos se han criticado por confundir potenciales estimaciones de eficiencia con los errores de especificación, sumado a su complejidad. Por otra parte, el asumir una forma imputable a la función de producción, constituye otro de los cuestionamientos fuertes, puesto que en tal procedimiento existe, en general, una adhesión al paradigma económico Neo-Clásico. Es frecuente observar funciones del tipo Cobb- Douglas, típicamente Neo-Clásicas, y luego relevar que el comportamiento de las unidades productivas, no respeta sus supuestos, generalmente vinculados a los rendimientos a escala no crecientes (en rigor, para la función referida, constantes). La programación matemática, por otro lado, es no-paramétrica y así menos susceptible a los errores de especificación. No requiere de suponer, a priori, una forma de la frontera solidaria a la función de producción en cada unidad productiva. Se objeta, en cambio, que no es capaz de considerar la posibilidad de desviaciones que cada unidad productiva pueda presentar respecto a la frontera eficiente, imputables a razones puramente aleatorias. Este hecho ha demostrado, en la amplitud y difusión del método, constituir una cuestión menor, resoluble con modernas técnicas de tratamiento de la incertidumbre, aún la no estocástica. En el análisis basado en programación matemática se obtienen estimaciones puntuales de eficiencia, sin que se pueda analizar la precisión de la estimación. Por tanto, en la comparación entre unidades, no es posible saber si la diferencia se debe exclusivamente a errores en los datos, generando un problema de fiabilidad de estimación. Para corregir estas deficiencias, se han propuesto variadas alternativas de análisis a efectos de determinar la sensibilidad de las estimaciones. Una de la más aceptadas es la realizada a partir de un método adaptado para aproximar la distribución del estimador de eficiencia, y es referido como metodología

DEA - Análisis Envolvente de Datos (*Data Envelopment Analysis*). Se sustenta en la *programación lineal*. Más allá de todas estas discusiones, es innegable la *facilidad relativa de implementación* del DEA y su *versatilidad*, tal y como se la emplea, desde un enfoque novedoso, en el presente trabajo. Por ello se han dejado de lado sus críticas y se han aprovechado sus ventajas.

2.2.2 Modelos formales DEA

2.2.2.1 Modelos base DEA

El DEA constituye una técnica de optimización construida para medir la eficiencia productiva (conjunto mínimo de insumos requeridos para la producción, con cierta tecnología considerada la mejor disponible) relativa, de un grupo de unidades productivas. En las mismas, referidas mediante el acrónimo DMU (del inglés, *Decision Making Units*), la presencia de múltiples insumos (entradas) y productos (salidas), torna dificultosa la comparación de sus desempeños. En tal sentido, DEA proporciona un método para comparar la eficiencia (se omite, de aquí en más, que es productiva) sin el conocimiento de la función de producción, es decir, sin necesidad de conocer una relación funcional entre entradas y salidas. El resultado, eficiencia, Ef , en presencia de múltiples entradas y salidas se define como el cociente entre la suma ponderada de las salidas, SPS , y la suma ponderada de las entradas, SPE :

$$Ef = SPS/SPE \quad (29)$$

Asumiendo que existen n DMUs en el conjunto de estudio, cada una con E entradas y S salidas, el resultado de eficiencia relativa de una DMU individual, $DMU0$, se obtiene resolviendo el siguiente *modelo fraccionario* propuesto por Charnes, Cooper y Rhodes [Charnes, et. al., 1978]:

$$\text{Max:} \\ h_0 = \left\{ \sum_{(r=1..S)} (v_r y_r) \right\} / \left\{ \sum_{(i=1..E)} (u_i x_i) \right\} \quad (30)$$

$$\text{Sujeto a:} \\ h_0 = \left\{ \sum_{(r=1..S)} (v_r y_r) \right\} / \left\{ \sum_{(i=1..E)} (u_i x_i) \right\} < 1; j \text{ en } (1..n) \quad (31)$$

$$u_i, v_r \geq 0 \quad (32)$$

Siendo, para cada unidad de toma de decisión j , DMU_j , y la de estudio, $DMU0$: y_r y x_i constantes que representan las cantidades observadas en la r -ésima salida y en la i -ésima entrada, correspondientemente; v_r y u_i factores ponderadores que permiten obtener la medida escalar de eficiencia buscada; h_0 , que satisface la condición: $0 \leq h_0 \leq 1$, representa el valor de eficiencia correspondiente a la $DMU0$. Si $h_0 = 1$, se tiene eficiencia máxima; luego un valor de $h_0 < 1$ indica el grado de ineficiencia de la unidad $DMU0$. Por otra parte, h_0 resulta invariante respecto de las unidades de medida empleadas en las variables de entrada/salida. Es importante observar que el modelo (30)-(32) puede no tener solución, dado que los denominadores pueden hacerse cero, indefiniendo las cantidades en el mismo. Por otra parte, si v^* y u^* son solución, entonces también lo son $(k \times v^*)$ y $(k \times u^*)$,

para cualquier $k > 0$. Para excluir las múltiples soluciones y los inconvenientes del *programa fraccionario* (30)-(32), el mismo puede convertirse en un modelo de programación lineal empleando la siguiente transformación:

$$\text{Max:} \\ \{ \sum_{(r=1..S)} (v_{r0} x y_{r0}) \} \quad (33)$$

$$\text{Sujeto a:} \\ \{ \sum_{(r=1..S)} (v_{rj} x y_{rj}) \} - \{ \sum_{(i=1..E)} (u_{ij} x x_{ij}) \} \leq 0; j \text{ en } (1..n) \quad (34)$$

$$\{ \sum_{(i=1..E)} (u_{i0} x x_{i0}) \} = I \quad (35)$$

$$u_i, v_r \geq 0 \quad (36)$$

La solución de este modelo (33)-(36), proporciona los ponderadores de entrada y de salida que maximizan el resultado de eficiencia de la DMU0 en evaluación. Para encontrar la eficiencia relativa de todas las DMUs, el problema (33)-(36) debe resolverse n veces. Tal solución satisface la denominada condición de optimalidad de Koopmans [Koopmans, 1951]: *una combinación factible de entrada y salida es técnicamente eficiente, si es tecnológicamente imposible aumentar alguna salida y/o reducir alguna entrada, sin reducir simultáneamente al menos otra salida y/o aumentar al menos otra entrada*. El modelo (33)-(36) tiene una *orientación de salidas* dado que la búsqueda de eficiencia se realiza encontrando los ponderadores que maximizan la salida de la DMU0, llamada, *de prueba* o *referencia*, mientras se mantiene fija la cantidad total de entrada, mediante la imposición de la segunda restricción. Análogamente, puede plantearse un modelo DEA con *orientación de entradas*, es decir, los ponderadores deberán minimizar la cantidad de entradas, utilizadas para obtener la misma salida. El modelo resultará, en tal caso:

$$\text{Min:} \\ \{ \sum_{(i=1..E)} (u_{i0} x x_{i0}) \} \quad (37)$$

$$\text{Sujeto a:} \\ \{ \sum_{(r=1..S)} (v_{rj} x y_{rj}) \} - \{ \sum_{(i=1..E)} (u_{ij} x x_{ij}) \} \leq 0; j \text{ en } (1..n) \quad (38)$$

$$\{ \sum_{(r=1..S)} (v_{r0} x y_{r0}) \} = I \quad (39)$$

$$u_i, v_r \geq 0 \quad (40)$$

Los modelos DEA expresados en (33)-(36) y (37)-(40) son referidos como *Modelos de Multiplicadores*. Por otro lado, a efectos de comparar eficiencias, la metodología DEA también puede identificar el *grupo de referencia eficiente* sobre cierto conjunto de DMUs en estudio. Las DMUs eficientes, en tal caso, se encuentran resolviendo el *problema dual* de los modelos (33)-(36) y/o (37)-(40).

El *problema dual* de (33)-(36) se expresa formalmente como sigue:

$$\text{Min:} \\ \{ \theta_0 \} \quad (41)$$

Sujeto a:

$$\{ \sum_{(j=1..n)} (\lambda_j x x_{ij}) \} \leq \theta_0 x x_{i0}; j \text{ en } (1..n), i \text{ en } (1..E) \quad (42)$$

$$\{ \sum_{(j=1..n)} (\lambda_j x y_{rj}) \} \geq y_{r0}; j \text{ en } (1..n), r \text{ en } (1..S) \quad (43)$$

$$\lambda_j \geq 0; \quad (44)$$

En este problema, la DMU0 en evaluación se compara con todas las DMUs (*combinación lineal de entradas y salidas*) que produzcan lo mismo o más, consumiendo lo mismo o menos, respectivamente, que la DMU0. De esta manera, si la DMU0 es eficiente, el modelo de programación no ha encontrado entre las DMUs, una combinación de cantidades de entradas y de salidas con las que se produzca lo mismo o más, y se use lo mismo o menos que la DMU0 y, por tanto, *impone a θ_0 el valor uno*. Por el contrario, si la DMU0 es *ineficiente*, el modelo de programación ha identificado un conjunto de DMUs cuya combinación de entradas y de salidas definen una DMU *ficticia* o *compuesta*, que produce lo mismo o más, y emplea lo mismo o menos que la DMU0. De esta manera, las unidades implicadas en la construcción de la DMU *compuesta*, pueden utilizarse como máximos de referencia para definir mejoras de eficiencia de la DMU0.

De forma similar, el *problema dual* correspondiente al modelo (37)-(40), se formula en los siguientes términos:

$$\text{Max:} \\ \{ \beta_0 \} \quad (45)$$

$$\text{Sujeto a:} \\ \{ \sum_{(j=1..n)} (\lambda_j x x_{ij}) \} \leq x_{i0}; j \text{ en } (1..n), i \text{ en } (1..E) \quad (46)$$

$$\{ \sum_{(j=1..n)} (\lambda_j x y_{rj}) \} \geq \beta_0 x y_{r0}; j \text{ en } (1..n), r \text{ en } (1..S) \quad (47)$$

$$\lambda_j \geq 0 \quad (48)$$

En forma análoga a la descripción correspondiente al *modelo dual* (41)-(44), puede establecerse el mecanismo por el cual el modelo (45)-(48) consigna el grado $\beta_0 = I$ de *eficiencia* o impone algún *grado de ineficiencia* a la DMU0. Los modelos (41)-(44) y (45)-(48), son referidos como *Modelos Envolventes*.

2.2.2.2 Las eficiencias fuerte y débil en los modelos DEA

Los modelos anteriores proporcionan un resultado de eficiencia para la unidad en evaluación, sosteniendo

la misma escala en cada entrada o salida considerada. De esta manera, resulta posible que en los resultados aparezcan unidades consignadas como eficientes (en el modelo (41)-(44), por caso, $\theta_0 = 1$), las cuales, sin embargo, podrían tomar *menos de alguna entrada*, situación indicada mediante una *holgura* h_i^- , o *producir más de alguna salida*, situación indicada mediante una *holgura* h_r^+ , en comparación a su correspondiente DMU compuesta (que es la *óptima* del conjunto). La situación se refleja mediante tales *valores de holgura* en las desigualdades correspondientes a los *modelos duales*. Surge, entonces, el concepto de *ineficiencia de holgura*. Por tal motivo, los *Modelos Envolventes* (41)-(44) y (45)-(48), son caracterizados como de *eficiencia débil*. Para concebir, como contraparte, un modelo orientado a una *eficiencia fuerte*, se plantean igualdades en lugar de *desigualdades*, a través de la incorporación de *variables de holgura o slacks* asociadas a cada entrada/salida, en los modelos envolventes. Adicionalmente, la reducción de eficiencia por efecto de una holgura no nula, se establece incorporando un término que resta el producto entre un escalar, $\varepsilon > 0$, y la sumatoria de las variables *slacks* solidarias a cada entrada/salida, respectivamente. Típicamente el valor adoptado para este escalar, es $\varepsilon = 10^{-6}$. El modelo (41)-(44) orientado a *eficiencia fuerte*, se formula, entonces, en los siguientes términos:

$$\text{Min:} \\ \{ \theta_0 - \varepsilon x (\sum_{(i=1..E)} (h_i^-) + \sum_{(r=1..S)} (h_r^+)) \} \quad (49)$$

$$\text{Sujeto a:} \\ \{ \sum_{(j=1..n)} (\lambda_j x x_{ij}) - \theta_0 x x_{i0} + h_i^- = 0; j \text{ en } (1..n), i \text{ en } (1..E) \} \quad (50)$$

$$\{ \sum_{(j=1..n)} (\lambda_j x y_{rj}) - y_{r0} - h_r^+ = 0; j \text{ en } (1..n), r \text{ en } (1..S) \} \quad (51)$$

$$\lambda_j, h_i^-, h_r^+ \geq 0 \quad (52)$$

Análogamente, puede ser formulado un modelo equivalente *orientado a eficiencia fuerte* para el modelo (45)-(48). No obstante, luego de diversas pruebas, el modelo (41)-(42) adopta, en este trabajo, un interés particular, por ser uno de los que arrojó mejores resultados, conforme los incentivos pretendidos. La consideración de una *eficiencia fuerte*, no generó variaciones notables, si bien fue simulada.

2.2.2.3 La consideración de los rendimientos a escala en los modelos DEA

Los modelos vistos anteriormente permiten medir la eficiencia puramente técnica o productiva, eliminando la influencia que pudiera tener la existencia de *economías de escala*, en la evaluación de las DMUs. En efecto, la

medida de eficiencia de una unidad, *puede estar condicionada no sólo por la gestión de la misma, sino también por la escala en la que opere*, y los modelos anteriores suponen tácitamente la existencia de *rendimientos constantes a escala*, (*Constant Returns to Scale - CRS*). Esto significa que todas las unidades se comparan como si estuvieran sometidas a rendimientos constantes y no se contempla la posibilidad de existencia de ineficiencias debidas a las diferencias entre las escalas operativas en cada DMU. En [Banker, et al., 1984] se propone incorporar una restricción adicional al tipo de modelo CRS, de manera de acotar la búsqueda de la DMU compuesta más eficiente, sobre la *envolvente convexa* definida para el conjunto de las DMUs. Con ello, la *comparación se realiza entre DMUs con características operativas similares*. El modelo resultante se conoce como *modelo DEA con rendimientos variables a escala*, (*Variable Returns to Scale - VRS*). Extendiendo tales consideraciones al modelo (41)-(44), por su importancia y simulaciones realizadas para los objetivos del presente trabajo, se formulan, los siguientes:

A) DEA VRS Orientado a Eficiencia Débil:

$$\text{Min:} \\ \{ \theta_0 \} \quad (53)$$

$$\text{Sujeto a:} \\ \{ \sum_{(j=1..n)} (\lambda_j x x_{ij}) \leq \theta_0 x x_{i0}; j \text{ en } (1..n), i \text{ en } (1..E) \} \quad (54)$$

$$\{ \sum_{(j=1..n)} (\lambda_j x y_{rj}) \geq y_{r0}; j \text{ en } (1..n), r \text{ en } (1..S) \} \quad (55)$$

$$\sum_{(j=1..n)} (\lambda_j) = 1; j \text{ en } (1..n) \quad (56)$$

$$\lambda_j \geq 0 \quad (57)$$

B) DEA VRS Orientado a Eficiencia Fuerte:

$$\text{Min:} \\ \{ \theta_0 - \varepsilon x (\sum_{(i=1..E)} (h_i^-) + \sum_{(r=1..S)} (h_r^+)) \} \quad (58)$$

$$\text{Sujeto a:} \\ \{ \sum_{(j=1..n)} (\lambda_j x x_{ij}) - \theta_0 x x_{i0} + h_i^- = 0; j \text{ en } (1..n), i \text{ en } (1..E) \} \quad (59)$$

$$\{ \sum_{(j=1..n)} (\lambda_j x y_{rj}) - y_{r0} - h_r^+ = 0; j \text{ en } (1..n), r \text{ en } (1..S) \} \quad (60)$$

$$\sum_{(j=1..n)} (\lambda_j) = 1; j \text{ en } (1..n) \quad (61)$$

$$j, h_i^-, h_r^+ \geq 0 \quad (62)$$

A este tipo de modelos VRS, se los suele referir como BCC, atendiendo a las iniciales de sus autores [Banker, et al., 1984]. Del mismo modo, a los anteriores, que consideran *rendimientos constantes a escala*, se los suele referir como CCR [Charnes, et al., 1978].

Desde los modelos presentados, se enfatiza que los modelos envolventes orientados a salidas y eficiencia débil, con rendimientos constantes y variables a escala, según las simulaciones de cálculo, resultaron ser los más apropiados conforme los incentivos pretendidos para los cargos de acceso a las redes de transmisión. Es decir los modelos (41)-(44) y (53)-(57).

2.3 Sección III: Introducción de incentivos a las energías renovables sobre los cargos de acceso a las redes de transmisión. Modelo IDEA (Incentivos DEA)

2.3.1 Cálculo general de los factores IDEA

En la sección anterior, han quedado formalizados los *modelos candidatos* para la aplicación que aquí se desarrollará. Por tanto, quedan establecidos los programas de optimización solidarios.

En este apartado, son introducidas las consideraciones específicas para el desarrollo de los Factores IDEA. La identificación y formación de las entradas y salidas virtuales del Modelo IDEA propuesto, se realizará conforme las características del sistema real considerado. No obstante, la creación de los Factores IDEA puede generalizarse. Para ello se suponen conocidos:

a) el *IMP* total del sistema que debe ser remunerado mediante los cargos de acceso, b) los cargos de acceso individuales obtenidos por el modelo MSE y c) las eficiencias del Modelo DEA elegido como pertinente para el objetivo pretendido. Lo que se busca es afectar el $IMP_{MSE}(G_i)$, expresión (25), con el Factor IDEA correspondiente a cada generador G_i , con i en $(1..nG)$, de manera que se siga cumpliendo la ecuación (27), referida al balance o recuperación exacta de los costos de la redes.

Los pasos para la formación de los Factores IDEA, son los siguientes:

Paso 1) Se simula el Modelo DEA *envolvente*, formulado en (41)-(44). Se obtiene un Índice de Eficiencia, $0 \leq \theta_i \leq 1$, para cada generador G_i del Sistema, con i en $(1..nG)$; *Paso 2)* En el caso que el Índice de Eficiencia más bajo, θ_i , genere distorsiones, por ejemplo costos exageradamente altos en sentido contrario al objetivo pretendido, se acota a un mínimo, relacionado con el máximo costo de acceso a sufragar por (MW-año), para cada generador G_i del Sistema. Esta situación, de hecho, se presentó en todos los casos simulados. De modo que al programa de optimización solidario al modelo (41)-(44), se le incorporó la restricción $\theta_i \geq \theta_{Min}$; *Paso 3)* Si el Vector de Eficiencias es, entonces, (θ) , se procede de la siguiente forma:

3-a) se calculan los valores recíprocos de cada eficiencia:

$$\beta_i = 1/\theta_i \quad (63)$$

3-b) si los cargos resultantes para cada generador del sistema, son $IMP_{MSE}(G_i) = CG_i$, y su sumatoria: $\sum_{(i=1..nG)}(CG_i) = CG = IMP$, se calculan las proporciones:

$$\alpha_i = CG_i/CG \quad (64)$$

3-c) se calculan los productos y la sumatoria:

$$\delta_i = \alpha_i \times \beta_i \quad (65)$$

$$\Omega = \sum_{(i=1..nG)}(\delta_i) \quad (66)$$

3-d) así son calculados los ponderadores de afectación de los cargos MSE, individualmente sufragados por cada generador G_i :

$$\kappa_i = \delta_i / \Omega \quad (67)$$

3-e) dichos cargos se modifican mediante la expresión:

$$CG_i^M = CG \times \kappa_i \quad (68)$$

Se cumple la invariancia del cargo total sufragar por los generadores, IMP, puesto que:

$$\sum_{(i=1..nG)}(\kappa_i) = \sum_{(i=1..nG)}(\delta_i / \Omega) = 1, \text{ y:}$$

$$\sum_{(i=1..nG)}(CG_i^M) = \sum_{(i=1..nG)}(CG \times \kappa_i) = CG = IMP$$

Entonces los Factores IDEA buscados, se formularán (desde (25)) como:

$$f_{IDEA}^{MSE}(G_i) = CG \times \kappa_i / \sum_{(j=1..nL)}(IMP(L_j) \times fue^{MSE}(G_i, L_j)) \quad (69)$$

cumpliéndose la ecuación de balance en la recuperación de los costos del sistema, ya que:

$$\sum_{(i=1..nG)}(IMP(G_i) \times f_{IDEA}^{MSE}(G_i)) = IMP \quad (70)$$

2.3.2 Definición del modelo IDEA aplicado. Formación de las entradas y salidas virtuales en la función de producción.

Para el Modelo IDEA se ha empleado el término Función Virtual de Producción. La razón estriba en que la misma no toma insumos reales para obtener productos reales, como en una cadena insumo producto. El *vector de insumos o entradas virtuales*, (E) , se compone de índices o magnitudes requeridas, por parte de las DMUs, para lograr beneficiar al sistema. Este beneficio es ponderado comparativamente, a través de un vector de productos o salidas virtuales, cuyos elementos son parámetros que miden los impactos positivos que cada generador-DMU tiene sobre el sistema de transmisión. Las entradas y salidas virtuales, dependerán del tipo de fuente primaria renovable que se considere. Al efecto de poder avanzar con el Modelo IDEA, se lo asocia, sin pérdida de generalidad, a las características del sistema panameño, considerado en el estudio de caso o

simulación presentada en la **Sección IV**. De tal modo, las entradas definidas para comparar los procesos virtuales de producción, están dadas por el vector ($k \equiv$ miles de):

$(E) = \{\text{Costo de Capital por tipo de central (k\$/MWh); Costo Total, incluyendo combustible, operación y mantenimiento (k\$/MWh); Porcentaje del Costo Total en Moneda Extranjera (k\$/MWh)}\}$. Una aclaración: la potencia, (MW), refiere la capacidad del sistema puesta a disposición, mientras que el producto electricidad, se corresponde con la energía, (MWh).

Todos los componentes del vector de entradas virtuales (E), constituyen indicadores económicos, que incorporan aspectos que diferencian a las centrales de combustible fósil de las centrales hidroeléctricas, tomadas éstas últimas como representativas de aquellas cuya energía primaria es renovable. La conformación del vector (E), se sustenta en los siguientes indicadores:

- 1) Costo de Generación, en ($\$/MWh$): refiere el *costo del consumo de combustible importado*.
- 2) $\{(MWh) \text{ Hídricos medios generados/Demanda de Energía}\}$: es la *participación de la generación hidro en la demanda total* y proporciona una idea de la *renovabilidad de la oferta eléctrica*.
- 3) Factor de Planta Medio: refiere a las horas de utilización (valor medio) de las plantas hidroeléctricas, y proporciona una idea sobre si la central es de *pasada o de embalse* y, por lo tanto, el verdadero aporte de este tipo de generación visto como su *capacidad de regular la potencia, para que se disponga de la misma en el momento que el sistema la requiera*.
- 4) $\{\text{Antigüedad/Vida útil}\}$: proporciona una idea del *grado de obsolescencia del parque de generación*, y por lo tanto de *su sustentabilidad futura y de su eficiencia*.
- 5) $\{\text{Participación del Costo del Capital/MW instalado}\}$, en ($\$/MW$): se refiere al *costo total del sistema*, y permite tener una *referencia del costo de inversión directo de cada tecnología utilizada*.
- 6) $\{\text{Participación del Costo de O\&M}^2 /MWh\}$ en el *costo total sistema*, en ($\$/MWh$): idem al anterior, pero referido a los *costos de operación y mantenimiento de las distintas centrales y adoptando como referencia el producto electricidad*.
- 7) $\{\text{Insumos locales/MWh generados}\}$, en ($\$/MWh$): intenta captar la *utilización de recursos locales para la producción de electricidad; nuevamente se adopta la energía transitada como variable de referencia más pertinente*.

2 Operación y Mantenimiento.

8) Precio final de la Generación por tecnología, en ($\$$): refiere al *precio compuesto entre el costo del capital invertido y el asociado a la operación y mantenimiento de cada unidad generadora, por tipo de tecnología*.

9) Participación del Costo de la Electricidad en el costo total de producción (industria): mide el *impacto en la estructura de costo del sector eléctrico*. Corresponde, ahora, analizar el *vector de salidas virtuales (S)*, el cual tiene *dos salidas*:

$(S) = \{\text{Energía con Factor Renovable y de Escala (MWh); Participación en Abastecimiento de Demanda con Factor Renovable y de Escala}\}$.

A continuación se describe cada una:

a) la *primera salida*, refiere la *energía que cada unidad entrega, afectada de dos índices*. El *primero*, un factor de impacto que pondera la *renovabilidad de la fuente primaria empleada*, siendo un multiplicador menor que uno para las unidades de producción basadas en combustibles fósiles. El *segundo*, un factor de escala de producción, y que surge de simular un modelo DEA BCC (con rendimientos no constantes a escala). El *primer índice* es un ponderador subjetivo, relacionado con las emisiones en equivalente de CO_2^3 promedio. El *segundo índice*, surge de comparar grupos de eficiencias similares, según un proceso productivo con rendimientos variables a escala, situación que contempla específicamente el modelo DEA BCC, orientado a *eficiencia débil*, ecuaciones (53)-(57). Como se anticipó, el modelo de DEA BCC orientado a *eficiencia fuerte*, ecuaciones (58)-(62), no produjo resultados con variaciones importantes, siendo más complejo de implementar.

b) la *segunda salida*, constituye factor que mide la *participación que cada unidad de producción (generador) tiene en el abastecimiento diversificado de la demanda*. Mientras mayor sea el número de demandas en las cuales cierto generador participe con una componente de su inyección, mayor será tal factor. Pretende reflejar el *emplazamiento inamovible del recurso energético primario renovable*, por caso el agua. El agua está en donde está, y la central hidroeléctrica no puede, sino, instalarse allí. No ocurre lo mismo con las *centrales fósiles, que tienen posibilidad de elegir su emplazamiento*. Diferencia la racionalidad de los agentes, pues los generadores hidroeléctricos, no tienen opciones de emplazamiento respecto del centro de demanda del sistema, mientras que los fósiles sí. De hecho, estos últimos están muy próximos a dicho centro en el sistema panameño, para el cual se desarrolló el Modelo IDEA. Además, los recursos hídricos están en el extremo occidental del sistema, y por su ubicación topológica, las centrales que los explotan participan, con alguna componente de intensidad, en todas las demandas. Al incorporar esta salida, *se favorece o incentiva la participación que las mismas tienen en el abastecimiento de las demandas, frente a un alto cargo por uso extensivo de las redes, respecto de las centrales fósiles*. De igual modo que para la primera entrada,

3 Emisiones Equivalentes en Dióxido de Carbono, emitidas por cada unidad de generación, causantes del impacto ambiental por efecto invernadero.

participan, en el mismo sentido explicado, *el factor de impacto que pondera la renovabilidad de la energía inyectada y el factor de escala de la planta.*

Los cálculos se sustentan en el MSE, evaluando *cuál componente activa de intensidad discurre desde cada unidad generadora, a cada punto de abastecimiento o demanda.* Se calcula, por prorrateo, un *factor de participación en el abastecimiento* (referido en los cálculos como Factor de Abastecimiento, *FA*) de cada *generador* sobre cada *demandas*. Luego se multiplica tal factor por el número de demandas abastecidas, para dar una idea de *diversificación del abastecimiento de cada generador en la red de transmisión.* Para determinar el *FA* de cada Generador, se ha empleado la siguiente nomenclatura: G_i , indica el generador que se está evaluando; $Ire\{G_i, DNb_j\}$, indica la *componente real de la intensidad*, expresada en (pu) (por unidad, referida a cierta intensidad base adoptada), que discurre desde el generador G_i , a través del sistema, hasta la barra de demanda DNb_j . $FA\{G_i, DNb_j\}$, indica, entonces, el Factor de Abastecimiento del generador G_i , sobre la demanda DNb_j ; $IreGTotal_j$ corresponde a la suma de las

componentes reales de las intensidades de todos los generadores del sistema que aportan al abastecimiento de la demanda DNb_j . Entonces, $FA\{G_i, DNb_j\}$, se calcula como:

$$FA\{G_i, DNb_j\} = Ire\{G_i, DNb_j\} / IreGTotal_j \quad (71)$$

cumpliéndose que, siendo nNb el número total de barras de demanda del sistema:

$$\sum_{(i=j..nNb)} (\sum_{(i=1..nG)} (FA\{G_i, DNb_j\})) = 1 \quad (72)$$

Se está, entonces, en condiciones de calcular el Factor de Abastecimiento Total de cada Generador para todas las demandas vinculadas con el mismo, $FA\{G_i\}$, que es la *segunda salida* a considerar en el Modelo IDEA. Para ello, se extiende la sumatoria de los *FA* para cierto generador i -ésimo, en la totalidad de las demandas DNb_j a las que llegan sus componentes reales de intensidad; luego, tal sumatoria, a los efectos de proporcionar *medida de la diversificación del abastecimiento*

Cuadro 1. Entradas, Salidas y Eficiencias CCR y CCR Restringidas.

DMU	E1	E2	E3	S1	S2	θ (CCR)	θ (CCR) Restr
1-H	57.26	59.26	71	495.22	801.56	0.513	0.513
2-H	57.26	59.26	71	495.22	801.56	0.513	0.513
3-H	57.26	59.26	71	495.22	801.56	0.513	0.513
4-H	57.26	59.26	71	600.42	1305.39	0.835	0.835
5-H	57.26	59.26	71	232.94	1215.61	0.778	0.778
6-H	57.26	59.26	71	283.34	1215.61	0.778	0.778
7-H	57.26	59.26	71	824.52	434.31	0.782	0.782
8-H	57.26	59.26	71	824.52	434.31	0.782	0.782
9-H	57.26	59.26	71	824.52	434.31	0.782	0.782
10-TV	37.54	158.51	96	2.16	30.66	0.029	0.100
11-TV	37.54	158.51	96	2.16	30.66	0.029	0.100
12-TV	37.54	158.51	96	2.16	30.66	0.029	0.100
13-CC	48.25	128.58	94	189.22	2.59	0.213	0.213
14-M	25.71	154.22	97	4.76	2.57	0.010	0.100
15-CC	25.71	154.22	97	33.57	2.59	0.070	0.100
16-C	25.71	154.22	97	5.57	6.79	0.011	0.100
17-H	57.26	59.26	71	59.34	1215.61	0.778	0.778
18-H	57.26	59.26	71	113.44	1215.61	0.778	0.778
19-H	57.26	59.26	71	1053.6	1562.19	1.000	1.000
20-H	57.26	59.26	71	972.80	1562.19	1.000	1.000
21-CC	48.25	128.58	94	187.09	4.64	0.210	0.210
22-H	57.26	59.26	71	119.03	1305.39	0.835	0.835
23-H	57.26	59.26	71	227.67	838.92	0.537	0.537

Fuente: Elaboración Propia.

Cuadro 2. Costos de Acceso MSE, Vectores de Formación de los Factores IDEA, Costos de Acceso con Incentivos IDEA, Factores IDEA y Costos Medios por MW

DMU	CA ^{MSE}	[β]	[α]	[δ]	[ε]	CA ^{MSE} _{IDEA}	fIDEA ^{MSE}	IMP(Gi) ^P
1-H	3403.22	1.949	0.106	0.207	0.091	2944.19	0.865	29.44
2-H	3403.22	1.949	0.106	0.207	0.091	2944.19	0.865	29.44
3-H	3403.22	1.949	0.106	0.207	0.091	2944.19	0.865	29.44
4-H	6477.59	1.197	0.202	0.242	0.107	3441.02	0.531	28.67
5-H	1181.06	1.285	0.037	0.047	0.021	673.73	0.570	13.03
6-H	1370.22	1.285	0.043	0.055	0.024	781.64	0.570	13.03
7-H	505.49	1.278	0.016	0.020	0.008	286.75	0.567	3.30
8-H	505.49	1.278	0.016	0.020	0.008	286.75	0.567	3.30
9-H	499.68	1.278	0.016	0.019	0.008	283.45	0.567	3.30
10-TV	176.42	10.000	0.006	0.055	0.024	783.11	4.438	26.94
11-TV	176.42	10.000	0.006	0.055	0.024	783.11	4.438	26.94
12-TV	176.42	10.000	0.006	0.055	0.024	783.11	4.438	26.94
13-CC	979.96	4.692	0.031	0.143	0.063	2041.24	2.082	26.28
14-M	163.33	10.000	0.005	0.051	0.022	724.99	4.438	13.54
15-CC	534.07	10.000	0.017	0.166	0.074	2370.69	4.438	56.01
16-C	178.40	10.000	0.006	0.055	0.024	791.91	4.438	15.68
17-H	246.72	1.285	0.008	0.009	0.004	140.74	0.570	13.03
18-H	494.19	1.285	0.015	0.019	0.008	281.91	0.570	13.03
19-H	1585.86	1.000	0.050	0.049	0.021	703.96	0.443	39.60
20-H	792.89	1.000	0.025	0.024	0.011	351.96	0.443	39.60
21-CC	2586.57	4.746	0.081	0.383	0.170	5449.11	2.106	36.33
22-H	1360.27	1.197	0.042	0.050	0.022	722.60	0.531	28.67
23-H	1808.91	1.862	0.057	0.105	0.091	1495.24	0.826	28.53
Σ	32009.60		1.00	2.25	1.00	32009.60		

Fuente: Elaboración Propia

que puede imputársele a cada generador G_i , se multiplica por el número de puntos de abastecimiento o demandas nDG_i . Por cuestiones internas del cómputo en los Programas Lineales iterativos que requiere el DEA, se multiplica este factor, $FA\{G_i\}$, por un factor de escala, por ser algunos valores pequeños y de tratamiento computacional difícil en el logro de una convergencia para los Programas Matemáticos. Esa constante de escala, K , se ha adoptado como $K=100$. Entonces se tiene, finalmente, la expresión para la segunda de las salidas del Modelo IDEA, en cada generador G_i :

$$FA\{G_i\} = nDG_i \times K \times \sum_{(i=j..nNb)} (FA\{G_i, DNbj\}) \quad (73)$$

y, desde (71), se cumplirá que:

$$(1/K) \times \sum_{(i=1..nG)} (FA\{G_i\}) = 1 \quad (74)$$

2.4. SECCIÓN IV: Simulaciones y resultados y discusión sobre el modelo IDEA

2.4.1 Simulaciones y Resultados

Los resultados para el Modelo IDEA desarrollado, se presentan en el Cuadro 1 y 2.

2.4.2 Discusión

El sistema considerado para la simulación del Modelo de Incentivos DEA, se corresponde, como se dijo, con la red de transmisión de 500 (kV) de la República de Panamá. Los incentivos IDEA deben direccionarse a las *centrales hidroeléctricas*, cuyo recurso se emplaza, casi en su totalidad, en occidente, limitando con Costa Rica. Es imposible aquí presentar tanto el esquema unifilar del sistema de transmisión, como el resto de los datos y cálculos electrotécnicos que requieren las simulaciones, mediante las que se obtienen los cargos de acceso MSE. Lo mismo ocurre con las simulaciones que conducen a la salida virtual Factor de Abastecimiento Total, $FA\{G_i\}$, de cada generador, expresión (73), pues dependen de los cómputos en el MSE. Tampoco es necesario, a efectos de mostrar la aplicación del Modelo IDEA propuesto, pues sólo basta con comparar cómo se alteran tales cargos para cada generador, antes y después de su aplicación.

De los modelos DEA presentados en la **Sección II**, el que mejor satisfizo el objetivo pretendido, agregando simplicidad, fue el Modelo CCR orientado a *eficiencia débil* expresado en (41)-(44). Los rendimientos son considerados Constantes a Escala, pues se introduce el Factor de Escala BCC, como se explicó, en el cálculo de la *segunda salida* de la Función Virtual de Producción. De modo que se presentan los siguientes resultados: **Cuadro 1: Entradas, (E1, E2, E3), y Salidas, (S1, S2)**, por cada DMU-generador, y *Eficiencias CCR, $\theta(\text{CCR})$* , y CCR Restringidas por $\theta_i \geq \theta_{\text{Min}} = 0.1$, **$\theta(\text{CCR})$ Restr.** No pueden darse los nombres reales de las empresas generadoras, DMUs, por razones de protección de datos; **Cuadro 2: Costos de Acceso MSE, CA^{MSE} (\$/año) = $\text{IMP}(G_i)$** , Vectores de Formación de los Factores IDEA, **(β), (α), (δ), y (ϵ).** Costos de Acceso con Incentivos IDEA, **$\text{CA}^{\text{MSE}}_{\text{IDEA}}$ (\$/año) = $\text{IMP}(G_i) \times f_{\text{IDEA}}^{\text{MSE}}(G_i)$** , Factores IDEA, **$f_{\text{IDEA}}^{\text{MSE}}$** y Costos Medios por MW, **$\text{IMP}(G_i)^{\text{P}}$ (\$/año-MW)**. En la primera columna de ambos **Cuadros**, se agrega al acrónimo DMU, separado de un guión, otro acrónimo que indica el tipo de unidad de generación de que se trata, atendiendo a su fuente primaria combustible. Así se tienen: **H:** Hidro, **TV:** Turbo Vapor, **CC:** Ciclo Combinado y **M:** Motores (nombre propio para máquinas de combustible fósil reversibles, como se las denomina en el país de referencia).

3. CONCLUSIONES

1ra) Se ha presentado un novedoso Modelo de Incentivos, sustentado en una aplicación DEA, para modificar los Cargos de Acceso a Redes de Transmisión Eléctrica, obtenidos por un método, también novedoso: el Modelo de Seguimiento Eléctrico, MSE propuesto como alternativa teórico- metodológica más fundada respecto de la Remuneración Marginalista con su Cargo Complementario. El MSE, tiene la particularidad de definir Áreas de Influencia alternativas a las del método incremental homónimo, con claras ventajas. Se continúa, tanto en la definición de los Cargos de Acceso MSE como su afectación por incentivos IDEA, con la dirección hacia un cambio de paradigma, abandonando las supuestas “bondades” del Paradigma Marginalista. Se observa que los costos son *medios, no marginales, la utilización económica es la física*, y la Función de Eficiencia o Producción, si bien *virtual, mide aspectos que benefician al conjunto de usuarios del sistema de transporte, introduciendo parámetros que no han sido considerados por otros modelos de incentivos a las fuentes renovables, adscritos al paradigma marginalista*. Ellos tratan con el *mercado de permisos transables de emisión*, como se dijo.

2da) El desarrollo completo del Modelo Teórico, es complejo, pero su aplicación es *simple*. Pueden establecerse otros *vectores virtuales* de Entradas y Salidas, conforme la información que se tenga disponible en términos de los incentivos a otros tipos de fuentes de energía primaria renovables.

3ra) El Modelo IDEA aplicado sobre los Cargos de Acceso a las redes de Transmisión, *puede sustituir o complementar un despacho económico eléctrico-ambiental*. Sería interesante profundizar las líneas de investigación que *permitan acoplar modelos de despacho y de cálculo de cargos de acceso, de manera que resulten*

complementarios. La explotación de fuentes primarias renovables es costosa. Su introducción en el mercado requiere bien de subsidios, o bien de una base teórico - metodológica que favorezca sus beneficios ambientales y de sustentabilidad energética. Aquí se ha intentado proponer una alternativa teórico - metodológica, relativa al acceso a redes.

4ta) Existe un vastísimo campo de investigación asociado a los Modelos DEA que podrían resultar apropiados para este tipo de aplicaciones. *Una línea muy interesante para abordar, sería la de un Modelo IDEA que permita ponderar tanto las entradas como las salidas, según juzguen los agentes del sistema y la autoridad regulatoria, incorporando incertidumbres no estocásticas en las preferencias. Los modelos dejarían de ser determinísticos, para pasar a ser difusos, y su solución numérica requiere, cuanto menos, de una programación iterativa cuadrática en lugar de lineal.* Este enfoque, investigado en pequeña escala el autor del presente trabajo, ha producido muy buenos resultados cuando las soluciones de los modelos de programación no lineal (cuadrática, por caso) son resueltos mediante *metaheurísticas*.

5ta) Por último, el Modelo MSE + IDEA, está siendo implementado como ensayo por el Ente Regulador de la República de Panamá. Por ello los datos presentados, así como los resultados obtenidos, pertenecen al sistema de transporte panameño.

REFERENCIAS

- Agurto, R. (1992). Cargos por uso de la transmisión en Chile: Análisis del concepto de Áreas de Influencia. 6º Congreso de América Latina y el Caribe sobre Economía de la Energía Eléctrica.
- Arrillaga, J. A., & Harker, B. J. (1991). Computer Modelling of Electrical Power System. USA: John Wiley & Sons.
- Banker, R. D., Charnes, A., & Cooper, W. W. (1984). Some models for estimating technical and scale inefficiencies in data envelopment analysis. *Management Science*, 30(9), 1078-1092.
- Charnes, A., Cooper, W. W., & Rhodes, E. (1978). Measuring the efficiency of decision making units. *European Journal of operational Research*, 2(6), 429-444.
- Koopmans, T. C. (1951). An Analysis of Production as an Efficient Combination of Activities. 1-65.
- Muela, E., Schweickardt, G., & Garcés, F. (2007). Fuzzy possibilistic model for medium-term power generation planning with environmental criteria. *Energy Policy*, 35(1), 5643-5655.
- Reta, R., & Vargas, A. (2001). Electricity Tracing

and Loss Allocation Methods Based on Electric Concepts. IEE Proc., Gener., Transm., & Distrib, 148(6), 518-522.

Schweickardt, G. (2012). Modelos Para la Identificación de los Cargos de Acceso a Redes de Transmisión de Energía Eléctrica con Incentivo a la Generación mediante Fuentes Primarias de. Revista de la escuela de perfeccionamiento en investigación operativa(33).

Schweppe, F. C., Caramanis, M. C., Tabors, R. D., & Bohn, R. E. (1988). Spot Pricing of Electricity. Power Electronics and Power Systems.

Identificación de sistemas basado en re-muestreo de señales periódicas implementado en fpga

System identification based on re-sampling of periodic signals implemented in FPGA

Jaime Paúl Ayala -Taco^{a*}, Carlos Paúl Bernal - Oñate^a, Susset Guerra - Jiménez^b, Alexander Fernández - Correa^b

Recibido: enero 29 de 2014
Recibido con revisión: mayo 23 de 2014
Aceptado: junio 15 de 2014

^{a*}Universidad de las Fuerzas Armadas-ESPE,
Av. Gral. Rumiñahui S/N Sangolquí,
Sangolquí, Ecuador,
Tel.: + (593) 0059323989400,
jpayala@espe.edu.

^bEscuela Politécnica de la Universidad de Sao Paulo.

RESUMEN

En éste artículo se propone una nueva metodología para obtener el conjunto de datos entrada-salida de un sistema en lazo abierto, los mismos que se emplean dentro de un proceso de identificación paramétrica mediante métodos recursivos dentro y fuera de línea y su implementación en una FPGA ESPARTAN 3E (*Field Programmable Gate Array*). Este método es aplicable a sistemas con tiempos de estabilización relativamente largos y que se encuentran operando a una alta frecuencia, lo que dificulta el inyectar una señal de excitación dentro del funcionamiento normal del sistema.

PALABRAS CLAVE

Identificación de parámetros; datos entrada-salida; DAQ-FPGA.

ABSTRACT

This paper proposes a new methodology to obtain the set of input-output data of an open loop system, the same as those used in a process of parametric identification using recursive methods in line and offline and its implementation in an FPGA ESPARTAN 3E. This method is applicable to systems with relatively long stabilization time and are operating at a high frequency, making it difficult to inject an excitation signal in the normal operation of the system.

KEYWORDS

Identification of parameters; input-output data; DAQ-FPGA

Energética 43, junio (2014), pp. 23-29

ISSN 0120-9833 (impreso)
ISSN 2357 - 612X (en línea)
www.revistas.unal.edu.co/energetica
© Derechos Patrimoniales
Universidad Nacional de Colombia



1. INTRODUCCIÓN

Los modelos matemáticos que representan la dinámica de sistemas son de gran importancia en muchas aplicaciones, entre las cuales se destacan [Hunt, 1989]:

- La cuantificación de las características más relevantes del comportamiento de un sistema.
- Predicción del comportamiento futuro del sistema.
- Diseño de sistemas de control mediante el empleo de técnicas analíticas que requieren un modelo del sistema.
- Diagnóstico de fallos en sistemas complejos.
- Simulación de sistemas y entrenamiento de operadores con el objetivo de no actuar sobre la planta real.

El proceso que determina ese modelo matemático en función de un conjunto de datos entrada - salida se conoce como identificación [Aguado, 2000; Diniz, 2008]. Una adecuada identificación, depende sobremanera de la calidad del set de datos entrada - salida, en consecuencia el primer paso es el correcto diseño de la señal de entrada que se aplicará al sistema. Ésta señal debe cumplir con una serie de requisitos [Ljung, 2007] que aseguren la adecuada excitación del sistema a identificar.

1. Con el enfoque de error de predicción, las propiedades asintóticas de las estimaciones (desvío y varianza) dependen del espectro de la entrada y no de la forma de onda de la misma. La señal de entrada debe contener el mayor número de frecuencias (señal persistente) que permitan la excitación de las dinámicas de interés para la identificación.
2. La amplitud de la señal de excitación debe estar dentro de ciertos límites con el fin de no excitar las no linealidades del sistema a identificar.
3. Existen ciertas ventajas en las entradas que son periódicas.

Teóricamente, la mejor señal de entrada para excitar las dinámicas de un sistema a identificar es el ruido blanco; sin embargo ésta es una señal irrealizable prácticamente, considerándose además que su aplicación a un sistema real probablemente produciría daños en el sistema físico. Las señales pseudoaleatorias poseen la ventaja de que su amplitud puede ser muy pequeña, reduciéndose por tanto el grado de perturbación que se introduce a la planta objeto de identificación. Por otra parte éstas señales son factibles de ser superpuestas a los valores nominales de la variable de entrada, independientemente de las variaciones de ésta, sin que se afecte el proceso de identificación [Aguado, 2003] conforme se presenta en (1).

$$\begin{aligned} u(t) &= u_n(t) + r(t) \\ y(t) &= y_u(t) + y_r(t) \end{aligned} \quad (1)$$

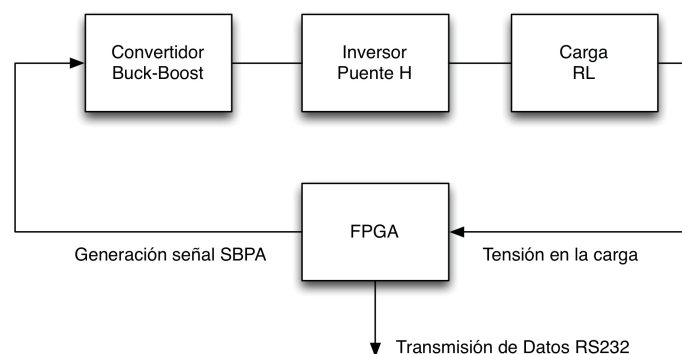
Donde, $u_n(t)$ corresponde a la entrada en operación normal de la planta, $r(t)$ es la señal de excitación superpuesta, y $y_u(t)$, $y_r(t)$ son respectivamente las respuestas del sistema a $u_n(t)$, $r(t)$. Como se señaló anteriormente, el ruido blanco es una señal deseable para ser empleada en el proceso de identificación debido a que su espectro de frecuencias es infinito [Diniz, 2008]. Sin embargo si se genera una señal que disponga del ancho de banda lo suficientemente grande en relación al ancho de banda del sistema a identificar, se puede considerar el comportamiento de ésta señal cercana al ruido blanco y para efectos de identificación con errores despreciables. Desde el punto de vista del tiempo, esto significa que la función de autocorrelación de ésta señal de excitación debe aproximarse lo suficiente al Delta de Dirac [Aguado, 2003] En la literatura se presentan dos tipos de señales que poseen éste comportamiento:

- Ruido analógico
- Secuencia Binaria Pseudoaleatoria - SBPA

Éste trabajo se centra en la SBPA como señal de excitación y su generación por medio de una FPGA (*Field Programmable Gate Array*), pudiéndose extender el método a otro tipo de señales con las adaptaciones necesarias.

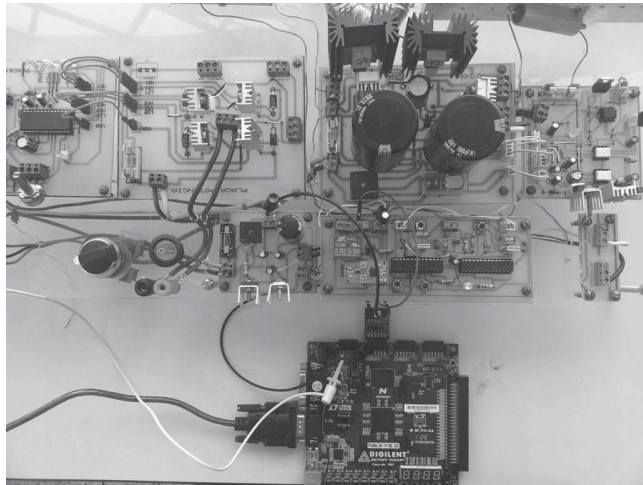
Las FPGA actualmente tienen importantes campos de aplicación en la industria como el control de convertidores estáticos, sistemas de energía renovable, filtros activos, etc [Nascimento, et al., 2012; Chu, 2008]. Las ventajas de su empleo radican fundamentalmente en el paralelismo que involucra su arquitectura, y en consecuencia la ejecución simultánea de algoritmos, lo que ha permitido hablar de una ejecución en tiempo real. Es precisamente por éstas ventajas que se ha considerado el empleo de una **FPGA ESPARTAN 3E** como un instrumento que permite la generación de la señal pseudoaleatoria y a la vez la captura del conjunto de datos entrada-salida que posteriormente son procesados mediante un algoritmo de mínimos cuadrados recursivos para obtener los parámetros de la planta a ser identificada. Todos estos procesos ejecutados en línea y en tiempo real. El esquema del experimento se presenta en la Figura 1 y una fotografía del circuito implementado se expone en la Figura 2.

Figura 1. Esquema del experimento



Fuente. Elaboración propia

Figura 2. Circuito experimental



Fuente: Elaboración propia

2. EL PROBLEMA DE IDENTIFICACIÓN Y LA SBPA

Una señal binaria pseudoaleatoria SBPA es periódica con integral de autocorrelación cercana a la función Delta de Dirac (Graupe, 1976], (Aguado, 2003]. La SBPA se obtiene mediante (2) empleando secuencias de ceros y unos, obtenidos mediante m registros. Los parámetros que describen completamente las características de éste tipo de señales son:

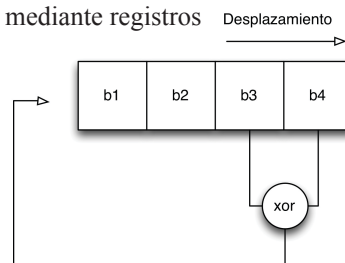
1. Ancho de pulso más corto T_c
2. Probabilidad de cambio p
3. Duración del experimento T_t
4. Amplitud del pulso a

$$r(t) = a_m D^m r(t) \oplus a_{m-1} D^{m-1} r(t) \oplus \dots \oplus a_1 D r(t) \quad (2)$$

Donde:

D es el operador de retardo, tal que: $D^m r(t) = r(t-m)$ a_{m-i} son los coeficientes binarios. Una manera simple de obtener una secuencia pseudoaleatoria es mediante el empleo de registros, Figura 3. Dependiendo del número de registros que forma la palabra inicial o semilla se realiza una suma en módulo 2 entre determinados elementos para obtener un nuevo elemento que desplazará a los registros hacia la derecha (Aguado, 2003]. La longitud de la señal SBPA generada será de 2^m-1 . La señal así generada se encuentra en cualquiera de las columnas representadas por $a_1 \dots a_m$.

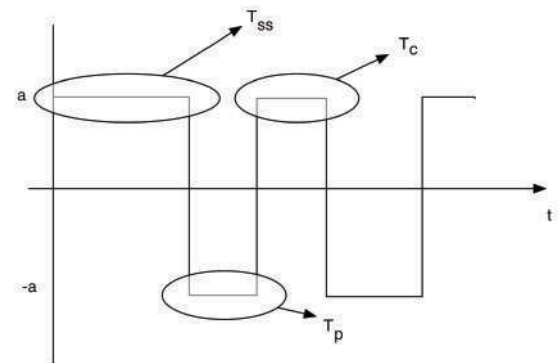
Figura 3. Generación SBPA mediante registros



Fuente. Elaboración propia

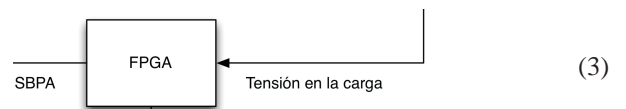
En la Figura 4, se presenta una SBPA generada a partir de una palabra de 3 bits. Dentro del proceso de identificación, el tiempo más corto de la SBPA T_c debe ser al menos la mitad del τ , y el tiempo más largo de la SBPA T_{ss} debe ser mayor o igual al tiempo de establecimiento del sistema a ser identificado t_s (Ljung, 2007].

Figura 4. SBPA de longitud 7.



Fuente. Elaboración propia

De la Figura 4 podemos representar la forma de onda de tal manera que:



Siendo que $a \in \{-1, 1\}$, de tal forma que también varían los tiempos en alto y en bajo, y de esta manera se pueda representar la presencia o ausencia de dicha señal. En base a lo expuesto se resume el problema de identificación como sigue:

Se tiene un sistema físico que tiene como fuente de alimentación una señal cuadrada de frecuencia f del orden de los kHz y amplitud A . El tiempo de la dinámica más rápida es τ del orden de unidades de milisegundos y el tiempo de establecimiento t_s es mucho mayor que τ . Conforme la teoría (Ljung, 2007], el periodo de muestreo tanto de la señal de entrada al sistema como de la respuesta esta dado por (4) para cumplir con el criterio de Nyquist-Shannon.

$$t_{ms} \leq \frac{\tau}{2} \quad (4)$$

El periodo de la señal de alimentación del sistema $T=1/f$ es pequeño comparado con τ por lo que no es posible el superponer la señal pseudoaleatoria a los valores nominales de la variable de entrada.

La arquitectura de la FPGA se presenta en la Figura 5 desarrollada en VHDL [Kilts, 2007] con la aplicación

ISE v14. Se proponen 2 partes: generación de señal, y la segunda la adquisición y tratamiento de datos. La generación de señal se encuentra constituida por las siguientes partes:

1. Módulo de generación de onda cuadrada de 30 kHz (*ModCap*)
2. Módulo de generación de señal pseudoaleatoria (*ModTX*)

El módulo identificado como *disparo* permite eliminar el rebote del pulsador que inicia el funcionamiento de la pseudoaleatoria, la captura de datos, el procesamiento de los mismos y finalmente la transmisión; a más de generar un *Reset* para todo el sistema. Para el caso de la adquisición y tratamiento de señal, la arquitectura se encuentra constituida por:

1. Módulo de captura de datos entrada-salida
 - a) Definición del PMOD ADC para adquirir datos por dos canales independientes a razón de 33 microsegundos por muestra.
 - b) Acumulación de 60 datos por canal y almacenamiento en RAM.
2. Módulo de tratamiento de datos
 - a) Cálculo del promedio de datos por canal para

- obtener un dato válido cada 2 milisegundos.
- b) Sincronización de datos para transmisión RS232.
- c) Transmisión de datos via RS232.

3. PROPUESTA DE SEÑAL DE EXCITACIÓN

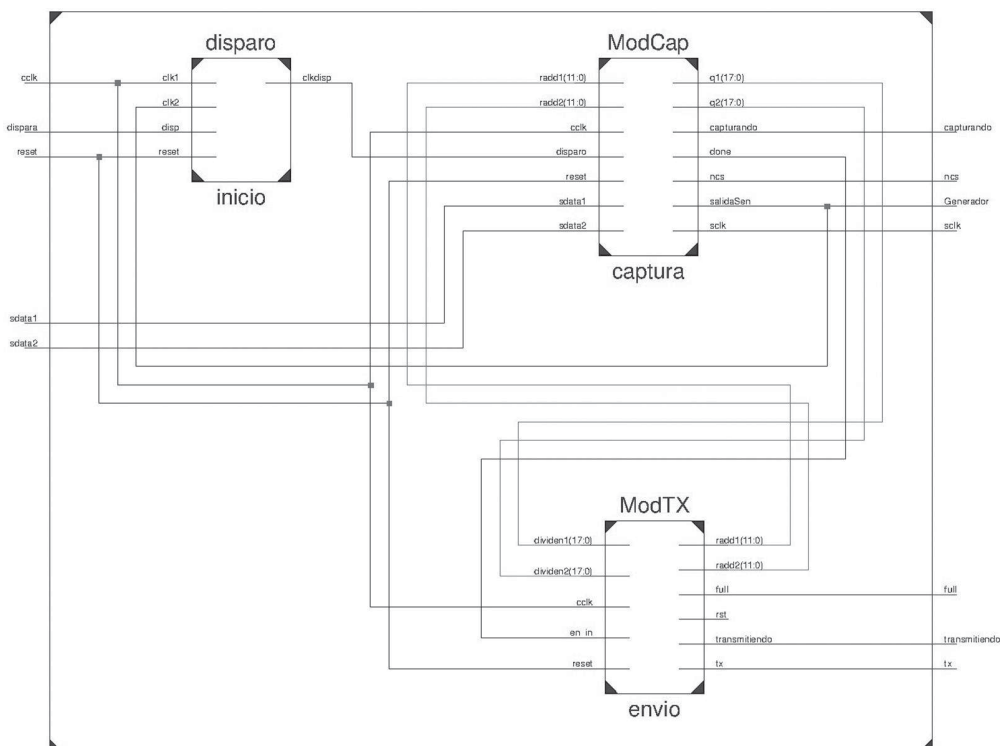
Para resolver el caso planteado, se parte de la señal de entrada, en la cual se mantendrá la frecuencia de operación f , sin embargo se variará el ciclo de trabajo D entre dos valores que representen las cotas máxima y mínima de la SBPA con el fin de obtener un valor medio, y considerando que en ambientes reales es imposible obtener funciones completamente cuadradas, partiremos de hacer una aproximación a una función de densidad de probabilidad uniforme del tipo continuo dado por:

$$f_X(x) = \frac{1}{b-c} \quad (5)$$

Donde b y c son los límites superior e inferior de la función de densidad de probabilidad uniforme, podemos calcular su media como $m_x = E(x) = \int_c^b x f_X(x) dx$, llevando en consideración que entre más puntos se tengan mejor será la aproximación dando como resultado:

$$m_x = \frac{1}{2}(b+c) \quad (6)$$

Figura 5. Arquitectura de la FPGA



Fuente. Elaboración propia

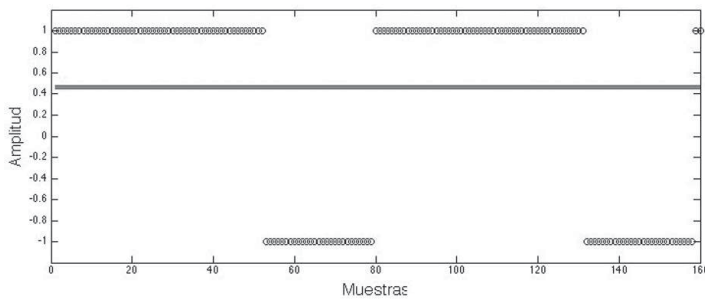
De igual forma podemos calcular su potencia como $E(x^2) = (b - a)^2 / 3$ y la respectiva varianza del mismo $\sigma_x^2 = (b - a)^2 / 12$, de tal forma que podríamos hacer analogía con el caso discreto representado por periodo dados N puntos (4), como se observa en la Figura 6.

$$V_{im} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N a_i \tag{7}$$

Donde:

V_{im} representa el valor medio y a_i son las diferentes amplitudes de la señal durante el periodo de existencia de la señal, existiendo una concordancia con las aproximaciones de tal forma que podemos considerar un proceso estocástico estacionario para esos intervalos de interés.

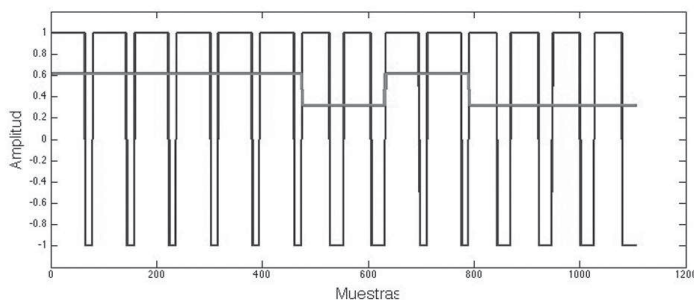
Figura 6. Valor medio con variación del ciclo de trabajo.



Fuente. Elaboración propia

Si se mantiene la señal de la Figura 6 por K periodos, el valor medio también se mantendrá durante esos K periodos. Si posteriormente se varía el ciclo de trabajo D y se mantiene esa señal durante Q periodos, el valor medio cambiará y se mantendrá durante esos Q periodos, construyéndose de ésta manera una señal SBPA que se puede emplear en el proceso de identificación conforme se puede observar en la Figura 7.

Figura 7. Obtención señal SBPA de longitud 7



Fuente. Elaboración propia

El siguiente paso es determinar el número de periodos de la frecuencia de trabajo que son necesarios para establecer la duración del ancho del pulso más corto de la SBPA, que debe cumplir con (5) para que no se produzca una distorsión en el valor medio.

$$N_{cn} = \frac{T_c}{T}, N_{cn} \in \mathbb{Z}^+ \tag{8}$$

La duración del ancho del pulso más corto se constituye en la base de tiempo de la generación de la SBPA [Aguado, 2003]. Se define q como el número de muestras a partir de las cuales se calculará el valor medio en función del ciclo de trabajo de la señal de entrada en cada pulso de la SBPA. Tomando como ejemplo la duración del ancho del pulso más corto, se tienen N_{cn} periodos de la señal de entrada a la frecuencia de operación f y se desean obtener q muestras para calcular el valor medio durante ese pulso. Entonces:

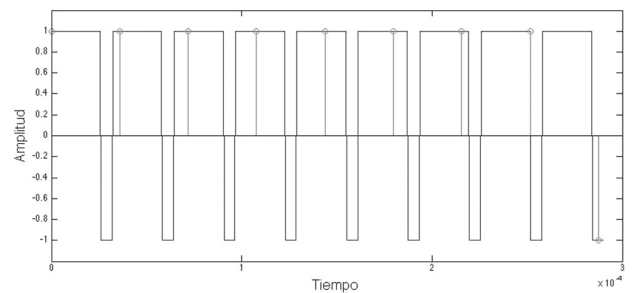
$$t_{s^*} = T \left(\alpha + \frac{1}{q-1} \right) \tag{9}$$

Donde:

t_{s^*} , es el tiempo de muestreo de la pseudoaleatoria en el sistema a identificar $\alpha \in \mathbb{Z}^+$, corresponde a la periodicidad para la toma de muestras, es decir si $\alpha=1$ se toman muestras a periodos consecutivos de la señal de entrada, si $\alpha=2$ se salta un periodo para la toma de muestras y así sucesivamente.

Se puede observar un muestreo de 9 datos para obtener el valor medio durante un pulso de la pseudoaleatoria, para el caso de $\alpha=1$ en la Figura 8. Además es necesario, para el siguiente pulso el reiniciar el muestreo. En la aplicación desarrollada en la FPGA se han tomado 60 periodos conforme (9)

Figura 8. Obtención de muestras para cálculo del valor medio



Fuente. Elaboración propia

Esta utilización de pocos datos de muestreo se lo puede establecer del principio de muestreo de Nyquist de que una señal continua en el tiempo se la puede muestrear como:

$$x_s(t) = \sum_{n=-\infty}^{+\infty} x_c(nT) \delta(t - nT) \tag{10}$$

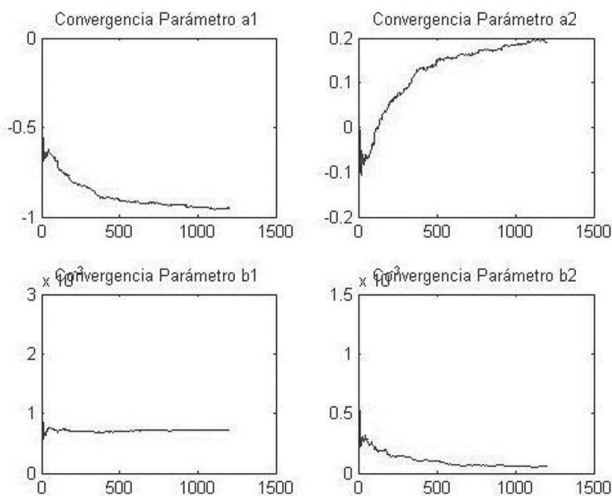
Donde:

T es el periodo de muestreo de dicha señal.

4. RESULTADOS

El método propuesto se aplicó a un sistema constituido por un convertidor CD-CD Buck-Boost y un inversor en configuración de puente H, cuyo modelo es de segundo orden conforme la estructura de la ecuación (11) con dos polos y un cero. La carga aplicada fue resistiva-inductiva, se conoce el τ del sistema, lo que permite establecer el T_c de la SBPA. Se aplicó un algoritmo de identificación por mínimos cuadrados recursivos (*recursive least square* RLS) al conjunto de datos entrada-salida (Diniz, 2008]. La convergencia de los cuatro parámetros de la estructura escogida al aplicarse el algoritmo RLS se presentan en la Figura 9.

Figura 9. Convergencia de los parámetros del modelo.



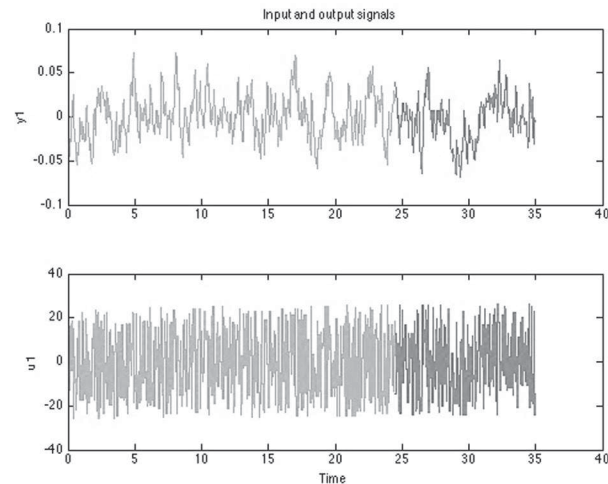
Fuente. Elaboración propia

$$G(z) = \frac{b_1 z + b_2}{z^2 + a_1 z + a_2}$$

$$G(z) = \frac{0,00072z - 0,0000624}{z^2 - 0,9502z + 0,1913} \quad (11)$$

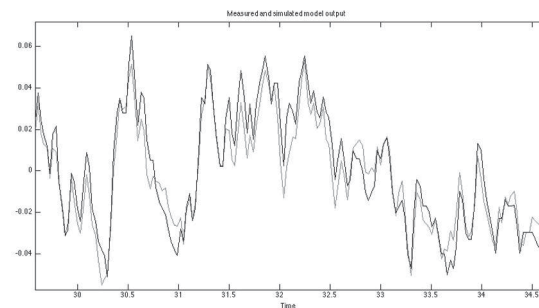
Conforme se indica en la Figura 10, el conjunto de datos entrada-salida, de un total de 1200 se han dividido en los primeros 800 datos (color celeste) para el proceso de identificación y 400 datos (color morado) para la validación del modelo obtenido. El tiempo de muestreo es de 2 milisegundos. En la Figura 11 se puede observar la validación del modelo obtenido empleando el conjunto de datos destinados a la validación (Ljung, 2007]. En la parte superior de la Figura 10, se presentan los datos de salida correspondientes a la entrada de excitación persistente, parte inferior, aplicada conforme el método propuesto.

Figura 10. Conjunto de datos para identificación y validación



Fuente. Elaboración propia

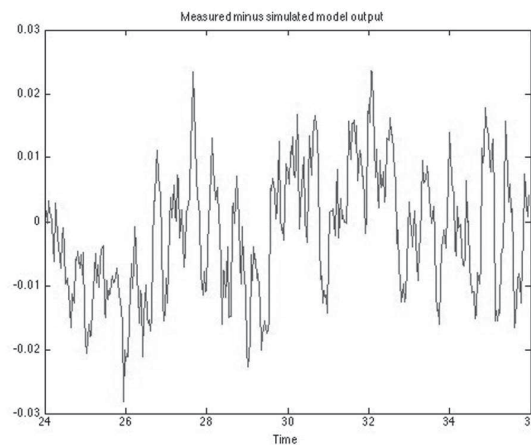
Figura 11. Validación del modelo identificado



Fuente. Elaboración propia

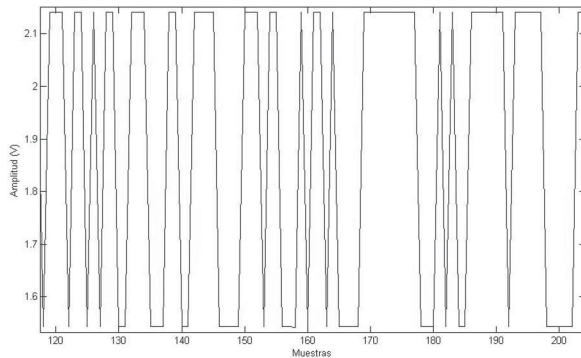
En la Figura 12, se presenta el comportamiento del error entre la salida simulada del sistema y la salida para el conjunto de datos de validación. Se observa que el error no va más allá del 3 %, lo que se considera una identificación de los parámetros adecuada en función del tipo de aplicación (Micchi & Pannocchia, 2008]. Para el conjunto de datos se han removido las medias y tendencias, pero no se han eliminado los outliers (Pearson, 2005].

Figura 12. Error en la salida del modelo identificado.



Fuente. Elaboración propia

Figura 13. Captura de señal SBPA generada por el método propuesto.



Fuente. Elaboración propia

En la Figura 13, se indica la captura de la señal generada por la FPGA Spartan 3E obtenida al realizar una conexión física entre la salida de la generación de la onda cuadrada pseudoaleatoria de longitud 7 y la entrada analógica A0 del PMOD ADC. Esto permite corroborar la validez del método en cuanto a la generación y captura de la señal SBPA propuesta.

5. CONCLUSIONES

- Se ha propuesto una señal de excitación persistente orientada a la identificación de sistemas dinámicos en base al cambio del ciclo de trabajo y su implementación en una FPGA.
- Es posible el obtener los niveles de la SBPA de excitación de un sistema mediante el cálculo del valor medio de la señal de entrada en base a los cambios de su ciclo de trabajo.
- Se ha planteado el emplear una señal periódica con cambio en el ciclo de trabajo con el objetivo de construir una señal de excitación persistente a ser empleada en la identificación paramétrica de sistemas físicos.
- Los resultados obtenidos del proceso de identificación paramétrica empleando la señal de excitación persistente permiten obtener un modelo que representa adecuadamente al sistema real.
- El empleo de una FPGA como fuente de generación de señal tanto de funcionamiento como de excitación, a más de la captura de datos entrada-salida para la identificación paramétrica del sistema permite disminuir el error en la adquisición de datos debido al paralelismo en la ejecución de instrucciones.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen las facilidades prestadas en el laboratorio de Control Industrial, así como el equipamiento instrumental de la Universidad de las Fuerzas Armadas - ESPE del Ecuador que han servido para el adecuado desarrollo del presente trabajo.

REFERENCIAS

- Aguado Behar, M. I. (2003). *Identificación y Control Adaptativo*. Prentice Hall.
- Chu, P. P. (2008). *FPGA Prototyping Using Verilog Examples*. WileyInterscience.
- Diniz, P. S. (2008). *Adaptive Filtering Algorithms and Practical Implementation* (2da ed., Vol. vol. 1.).
- Graupe, D. (1976). *Identification of Systems*. Krieger Pub Co.
- Hunt, K. J., (1989). Stochastic optimal control theory with application in selftuning control. *Lecture Notes in Control and Information Science, 117*.
- Kilts, S. (2007). *Advanced FPGA Design: Architecture, Implementation, and Optimization*. J. W. Sons.
- Ljung, L. (2007). *System Identification Theory for the User* (Vol. 2nd ed.). Prentice Hall.
- Micchi, A., & Pannocchia, G. (2008). Comparison of input signals in subspace identification of multivariable ill-conditioned systems. *Journal of Process Control, col. 18*(no. 6), 582-593. Obtenido de <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959152407001497>
- Nascimento, P. B., de Souza, H. P., Neves, F. S., & Domingues, M. O. (2012). FPGA design methodology for DSP industrial applications - A case study of a three-phase positive-sequence detector. *Integrated Circuits and Systems Design (SBCCI)*, 1-6.
- Pearson, R. K. (2005). *Mining Imperfect Data*. SIAM.

Sistemas de climatización solar de absorción. Barreras y perspectivas

Absorption solar cooling systems. Barriers and prospects

Yamile Díaz - Torres^{a*}, José Pedro Monteagudo - Yanes^a

Recibido: febrero 25 de 2014
Recibido con revisión: mayo 20 de 2014
Aceptado: junio 6 de 2014

^{a*}Centro de Estudio de
Energía y Medio Ambiente
(CEEMA), Universidad de
Cienfuegos “Carlos Rafael
Rodríguez”, Cienfuegos, Cuba,
Carretera Rodas Km1/2, Cuatro
caminos, Municipio Cienfuegos,
Provincia Cienfuegos.Cuba
Tel.: 53-43-500137
e-mail: ydortres@ucf.edu.cu

RESUMEN

Climatizar mediante el uso de fuentes de energías renovables, como la energía solar, contribuye a la búsqueda de soluciones frente a los problemas energéticos y ambientales que azotan a la humanidad. Este documento ofrece una visión sintetizada de una variante de “frío solar”, la climatización por absorción. En el mismo se explican los fundamentos termodinámicos, características de sus elementos principales, análisis de mercado, los costos actuales y prospectivos. Además se exponen barreras que impiden el crecimiento de esta tecnología. Por último se hace alusión a ejemplos prácticos de instalaciones en algunos países.

PALABRAS CLAVES

Climatización por absorción; frío solar; barreras.

ABSTRACT

Weatherize by using renewable energy sources such as solar energy contributes to finding solutions to energy and environmental problems plaguing mankind. This document provides a synthesized view of a solar cold alternative, the absorption cooling. In the same are explained: thermodynamic fundamentals, characteristics of its main elements, market analysis, current and prospective costs. Also barriers to the growth of this technology are presented, and finally are made referring to practical examples of installations in some countries.

KEYWORDS

Absorption cooling; solar cooling; barriers.

Energética 43, junio (2014), pp. 31-43

ISSN 0120-9833 (impreso)
ISSN 2357 - 612X (en línea)
www.revistas.unal.edu.co/energetica
© Derechos Patrimoniales
Universidad Nacional de Colombia



1. INTRODUCCIÓN

Hoy en día, las necesidades de confort térmico en edificaciones generan un fuerte incremento en el consumo de electricidad así como el impacto ambiental directo e indirecto que acarrear los sistemas de acondicionamiento de aire por compresión de vapor. El crecimiento de la demanda es atribuible al aumento de la temperatura ambiente, mayores expectativas de confort, la percepción que el enfriamiento contribuye a una mayor productividad, y el aumento de las cargas internas de los equipos electrónicos. En este escenario, la refrigeración por absorción accionada a través de fuentes de energía renovable, representa una alternativa interesante frente a las técnicas convencionales de generación de frío. Estos sistemas presentan como ventajas: [SOLCASA, 2010], [Agencia andaluza de la energía consejería de economía, innovación y ciencia, 2011].

- Que las épocas de mayor demanda térmica coinciden con las de mayor recurso solar
- Ahorros notables en el consumo de energía primaria y reducción de emisiones de CO_2
- La disminución de la demanda de la red eléctrica pública, tanto en términos de energía pico como de electricidad, contribuyendo a la estabilización de la red.
- La utilización del calor solar combinado para calentar, refrigerar y obtener agua caliente sanitaria, permitiendo una alta utilización del sistema térmico solar durante todas las estaciones.
- La no utilización de refrigerantes peligrosos para el medio ambiente.
- La reducción de ruidos y vibraciones comparadas con las tecnologías clásicas de compresión de vapor.

Las tecnologías de refrigeración solar utilizan este recurso como energía motriz para ejecutar un circuito abierto o un ciclo termodinámico cerrado para producir frío. De las mismas se distinguen: la de secante como circuito abierto y de absorción o adsorción en un circuito cerrado. En la actualidad los sistemas que predominan son las enfriadoras de absorción [Zhai, et al., 2011]. Estudios realizados sobre la base los resultados de la Solar [International Energy Agency, 2010] dió a conocer la existencia en operación de alrededor de 600 instalaciones en todo el mundo [Mugnier, 2011]. Además [Fong, et al., 2010] mostró que el proceso de secante sólido y líquido consume más energía primaria que en el proceso de absorción junto con los colectores planos. Por lo tanto este estudio se centrará especialmente en la tecnología de absorción solar.

Sin embargo, el frío solar o refrigeración solar, aunque es una tecnología ya madura, su nivel de introducción en el mercado y su aceptación por parte del público son más bien bajos [Solco, 2009]. Esto es debido al número

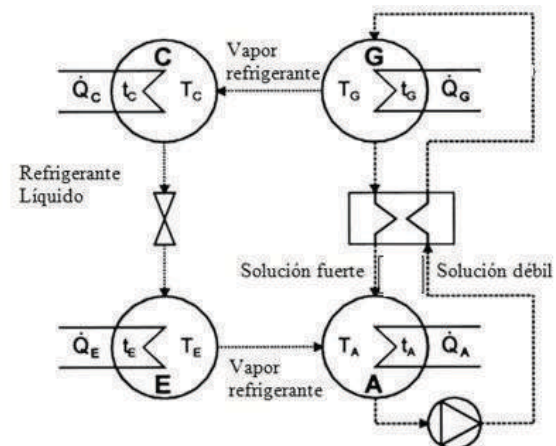
de barreras no tecnológicas a las que tiene que hacer frente. Una de esas barreras es el desconocimiento y la falta de divulgación por lo que el objetivo de este trabajo es ofrecer una visión sintetizada de la climatización por absorción asistida por energía solar y contribuir a la cultura general del uso y ventajas de esta tecnología.

2. SISTEMAS DE ABSORCIÓN

Los equipos de absorción, al igual que los de compresión de vapor, se basan en el principio de condensación y evaporación de un refrigerante para la obtención de frío o calor. La principal diferencia entre estos ciclos reside en el proceso en el cual dicho fluido se trasvasa desde la zona de baja presión a la zona de alta presión. Los sistemas de absorción es una de las tecnologías más antiguas de refrigeración, siendo la primera evolución iniciada en el siglo XVIII. Se observó que en presencia del H_2SO_4 (ácido sulfúrico) se podía fabricar hielo a través de la evaporación de agua pura dentro de un recipiente. En 1859, un ingeniero francés llamado Ferdinand Carré diseñó una instalación que utilizaba como fluido de trabajo el par amoníaco / agua ($\text{NH}_3/\text{H}_2\text{O}$). En 1950, un nuevo sistema se introdujo el par bromuro de litio / agua ($\text{H}_2\text{O}/\text{LiBr}$), como fluido de trabajo con fines comerciales [Zhai, et al., 2011].

Tal y como se ha comentado anteriormente, en el caso de los ciclos de compresión de vapor dicho trasvase se debe a la acción mecánica de un compresor. En el caso de un sistema de absorción, el refrigerante vaporizado en la zona de baja presión es absorbido por una solución que tiene afinidad fisicoquímica a dicho fluido y es conocido como absorbente. La mezcla líquida resultante es bombeada a la zona de alta presión, donde el refrigerante es extraído de nuevo de la solución mediante la aportación de calor. En la figura 1 se muestran los 4 circuitos principales que componen una enfriadora de absorción de simple efecto con la sustancia de trabajo $\text{LiBr}-\text{H}_2\text{O}$. [Albert, et. al, 2008] G generador, A absorbedor. E evaporador, C condensador,

Figura 1. Esquema general de circulación de una máquina de absorción de simple efecto.



Fuente. [Albert, et. al, 2008]

El fluido caliente proveniente de una fuente térmica Q_G produce la ebullición de la solución de $\text{LiBr-H}_2\text{O}$ y posteriormente conduce el vapor de agua generado (refrigerante) hacia el condensador. En el condensador, el vapor es enfriado y condensado por el agua de la torre con temperaturas de entre 24 y 31 °C. La torre extrae el calor tanto del condensador como del absorbedor (Q_C). El refrigerante condensado, es dirigido en forma líquida al evaporador a través de una válvula de expansión que mantiene la baja presión en el evaporador y el absorbedor, lo que provoca que el agua evapore a baja temperatura.

Por otro lado, la corriente de agua a enfriar entra al evaporador a temperaturas entre 6 y 12 °C, lo que constituye un gradiente de temperatura suficiente para evaporar el refrigerante procedente del condensador; a la vez que se provoca el enfriamiento de la corriente de agua que pasa por el evaporador (Q_E). De forma simultánea, la solución en el absorbedor procedente del generador atrapa el vapor de agua y se obtiene una solución diluida de $\text{LiBr-H}_2\text{O}$ que es llevada por medio de una bomba al generador. Posteriormente pasa a través de un intercambiador de calor que tiene la función de enfriar la solución procedente del generador y calentar la solución que va hacia el generador, con lo que se obtiene una integración energética interna. Finalmente, la solución diluida llega al generador para iniciar de nuevo el ciclo.

Cuando en las mezclas de trabajo el absorbente es relativamente volátil como sucede con Amoníaco-Agua ($\text{H}_2\text{O-NH}_3$), es necesario emplear un rectificador ubicado entre el generador y el condensador, para evitar que lleguen gotas de agua al condensador y al llegar a la válvula de expansión se congelen e inhabiliten dicha válvula [Hassan & Mohamad, 2012].

2.1 Mezclas de trabajo para las máquinas de absorción

El funcionamiento y la eficiencia de los ciclos de absorción están directamente correlacionados con las propiedades químicas, termofísicas y termodinámicas de los fluidos de trabajo. El margen de miscibilidad en la fase líquida dentro del alcance de temperatura operativa del ciclo de absorción es uno de los requerimientos

fundamentales para la combinación refrigerante/absorbente. Esta elección es determinada por varias propiedades necesarias o deseables. [Herold et al., 1996] las resume en su libro de la siguiente manera: “para el refrigerante; alto calor latente, presión de vapor moderada, baja temperatura de congelación y baja viscosidad. Para el absorbente: baja presión de vapor y baja viscosidad. Para la mezcla: no llegar a solidificarse, baja toxicidad y alta afinidad entre refrigerante y absorbente”. Los pares absorbente-refrigerante más utilizados en la tecnología de absorción son $\text{LiBr-H}_2\text{O}$ y $\text{H}_2\text{O-NH}_3$, aunque también se pueden encontrar otras mezclas $\text{LiCl-H}_2\text{O}$, $\text{LiNO}_3\text{-NH}_3$, $\text{NH}_3\text{-NaSCN}$, etc

2.2 Coeficiente de funcionamiento (COP) de los ciclos de absorción.

La eficiencia del ciclo de absorción puede ser mejorada si a la configuración básica se le añaden uno o más componentes a presiones o concentraciones distintas. De acuerdo al número y al tipo de componentes, los equipos de absorción pueden clasificarse de acuerdo al número de efectos y etapas. El número de efectos hace referencia al número de intercambiadores que se utiliza para generar vapor refrigerante. Si la máquina es de simple efecto, solo tiene un generador, si es de doble efecto, tiene dos generadores, y así sucesivamente. Por otro lado, el número de etapas hace referencia a la cantidad de absorbedores que tiene. Si la máquina es de simple etapa, significa que solo tiene un absorbedor, si es de doble etapa, tiene dos absorbedores. La Tabla 1 presenta la variación del COP para enfriadoras de absorción de efecto mitad, simple efecto, doble efecto, triple efecto, en dependencia de la temperatura de activación y el par refrigerante utilizado.

Uno de los atractivos de los sistemas de absorción es que pueden utilizar cualquier fuente de energía térmica para activar el sistema. Se usa el calor residual, el calor

Tabla 1. Variación del COP para diferentes enfriadoras de absorción.

Parámetro/ Fluido	LiBr-H ₂ O				H ₂ O-NH ₃		H ₂ O-LiCl	NH ₃ -LiNO ₃
	Simple	Doble	Triple	Mitad	Simple	GAX ¹	Simple	Simple
Rango de temperatura generador (°C)	70-120	120-170	200-250	50-70	70-140	150-220	65-110	80-110
COP	0.6-0.75	1.1-1.3	1.4-1.7	0.3-0.35	0.5-0.7	0.7-0.9	0.6-0.7	0.6-0.7
GAX ¹ : Este ciclo no es más que una mejora del ciclo de simple efecto H ₂ O- NH ₃ que trata de aprovechar el solapamiento de temperaturas entre generador y absorbedor cuando la temperatura del primero es lo suficientemente alta, para transferir energía desde la parte caliente del absorbedor hacia la parte fría del generador, reduciendo así la necesidad de aporte energético exterior y mejorando el rendimiento del ciclo								

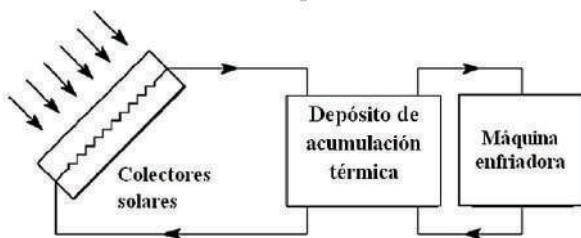
Fuente. Larbus & Corona, 2013.

procedente de la producción combinada de calor y energía mecánica o eléctrica (cogeneración) y el calor solar [Sarbu & Sebarchievici, 2013].

3. SISTEMA DE CLIMATIZACIÓN POR ABSORCIÓN ASISTIDO CON ENERGÍA SOLAR

Una instalación típica de climatización solar térmica, Figura 2, consta del campo de captadores solares, depósito de acumulación térmica, unidad de control, tuberías, bombas y una máquina enfriadora accionada térmicamente. Las enfriadoras son el núcleo de la instalación. Si los captadores solares suministran la energía de entrada necesaria (agua caliente), las enfriadoras son las máquinas capaces de producir agua fría.

Figura 2. Esquema de un sistema de climatización solar térmica.



Las principales características de las máquinas existentes en el mercado son dadas en la Tabla 2.

La mayoría de las máquinas de absorción disponibles en el mercado requieren de una bomba para el transporte de la solución diluida desde el absorbedor hasta el generador. El consumo eléctrico de esta bomba

es aproximadamente de un 1-5 % de la potencia de refrigeración total.

Con el fin de acomodar las variaciones de la oferta y demanda de climatización y permitir el uso de estos sistemas cuando se haya acabado la disponibilidad solar, se requiere el almacenamiento de energía. El depósito de acumulación de agua caliente ubicados entre el campo solar y la máquina permite almacenar la energía adicional proveniente del campo solar y estabiliza el funcionamiento del sistema, además el mismo permite la integración de un sistema de apoyo.

El almacenamiento térmico de agua fría también es otra opción, sus ventajas fundamentales radica en la reducción de la capacidad de las máquinas enfriadoras instaladas, el funcionamiento eficiente y mayor flexibilidad de operación. En este caso para ser económicamente justificable, los costos anuales necesarios para cubrir los gastos operativos y de capital para un tanque frío (y los sistemas relacionados) deben ser inferiores a los costos a la máquina que suministre igual carga de servicio [Ehyaei, et. al, 2010].

3.1 Colectores solares.

La correcta elección del tipo de colector solar depende principalmente de la temperatura de trabajo deseada y de las condiciones climáticas debido a que el rendimiento de los colectores disminuye a medida que la temperatura del fluido aumenta o disminuye la radiación disponible [Lorenzini, 2010]. Existen diversos tipos de captadores solares que, dependiendo de su tecnología y la temperatura de salida del fluido, se pueden clasificar en:

Captadores para aplicaciones de baja temperatura [inferior a 100°C) Sin cerramiento o cubierta de vidrio: para las instalaciones destinadas exclusivamente a la producción de agua caliente sanitaria. Con cerramiento o cubierta de vidrio, del tipo:

- Planos (FPC): es el tipo de colector más sencillo que se utiliza

Tabla 2. Características principales de las actuales enfriadoras térmicas en el mercado.

Proceso	Enfriadora de absorción	
Etapas	Simple efecto	Multi efecto
Alimentación	Agua caliente o sobrecalentada	Agua o vapor sobrecalentado
Disponibilidad en el mercado	< 35 kW mercado incipiente 35 kW-100 kW algunos fabricantes >100 kW amplio mercado	> 100 kW amplio mercado
Fabricantes	Climatewell, Sonnenklima, Schuco, Yazaki, Broad, EAW, Carrier, Trane, York, LG Machinery, Sanyo-McQuay, Entropie, Thermax,...	
Colectores solares utilizados	Colectores planos de superficie selectiva Tubos de vacío CPC (con concentrador cilindro-parabólico compuesto)	PTC (colectores cilindro-parabólicos)

Fuente. Instituto para la diversificación de la energía. (2011). Evaluación del potencial de climatización con energía solar térmica en edificios.

para transformar la energía solar en calor. El fluido que circula por el interior del absorbedor es generalmente agua (a menudo con aditivos anticongelantes), aunque es posible utilizar otros fluidos (e incluso vapor), dependiendo de la aplicación y la temperatura de operación necesaria. En un intento de controlar al máximo las pérdidas, estos colectores incorporan diferentes tecnologías: Absorbedores de superficie selectiva y cubierta simple /doble; barreras de convección.

- De vacío (ETC): Como su nombre indica, los colectores de tubo de vacío están formados por hileras de tubos de cristal conectados en paralelo a una tubería de cabecera. En cada uno de estos tubos se ha realizado el vacío a fin de reducir al máximo las pérdidas de calor. Su geometría tubular es necesaria para soportar la diferencia de presión entre la atmósfera y el vacío del interior. Los colectores de tubos de vacío se pueden clasificar en dos grandes grupos: Tubos de flujo directo: el fluido caloportador fluye por el interior del absorbedor. Tubos tipo heat pipe: la transferencia de calor entre el absorbedor y el fluido caloportador se realiza mediante un fluido de trabajo, siguiendo el principio del heat-pipe.

Captadores para aplicaciones de media (entre 100 oC y 400 oC) y alta temperatura.

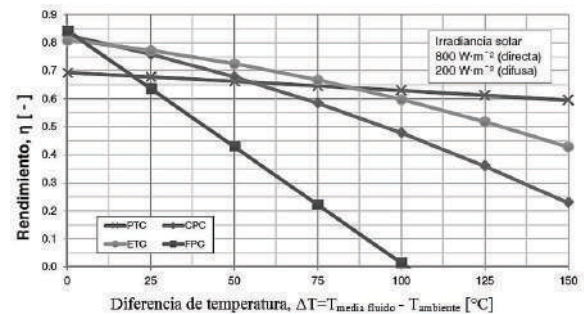
- Captador parabólico compuesto (CPC): Estos sistemas buscan reducir las pérdidas del captador solar disminuyendo el área del absorbedor con respecto del área de captación. Esto es posible gracias a que las pérdidas de calor son proporcionales al área del absorbedor, pero no a la de captación (apertura). La mayor concentración de radiación se obtiene mediante el uso de reflectores que, después de una o más reflexiones, fuerzan la radiación incidente dentro de un cierto ángulo (llamado ángulo de aceptación) en la dirección del absorbedor.
- Captadores cilindro-parabólicos (PTC): Se clasifican en función de cómo realizan el seguimiento del sol: Seguidores de un solo eje con foco lineal, que pueden seguir la trayectoria del sol únicamente a lo largo de su ángulo de elevación sobre el horizonte. Seguidores de dos ejes con foco puntual (discos parabólicos, heliostatos y hornos solares) los rayos solares son siempre perpendiculares a la superficie del colector. Los sistemas con un foco puntual son utilizados únicamente en aplicaciones que requieran temperaturas superiores a 400 °C.

El sistema de energía solar térmica, se puede diseñar con distintos tipos de colectores solares, entre estos, es preferible optar por los de placa plana o los de tubos al vacío debido a que tienen mayor presencia en el mercado y son los más económicos. El rendimiento de los captadores solares está estrictamente relacionado con la temperatura de operación del sistema.

En la Figura 3 se ha representado la variación del rendimiento de cuatro captadores solares en función de la diferencia de temperatura media del fluido y la temperatura ambiente. Se ha asumido que el valor de la irradiancia directa es igual a 800 W/m² mientras que la difusa es igual a 200 W/m². Se observa que el rendimiento pico de los captadores parabólicos compuesto (CPC), tubos de vacío

(ETC) y de placa plana (FPC) es superior al rendimiento pico del captador cilindro parabólico (PTC). A medida que la diferencia de temperaturas (ΔT) aumenta, las pérdidas de calor se incrementan en los captadores sin seguimiento y por tanto, el rendimiento disminuye.

Figura 3. Rendimiento instantáneo de diferentes tipos de colectores.



Fuente. Instituto para la diversificación de la energía. (2011). Evaluación del potencial de climatización con energía solar térmica en edificios.

3.2 Metodología para el diseño de una instalación de frío solar.

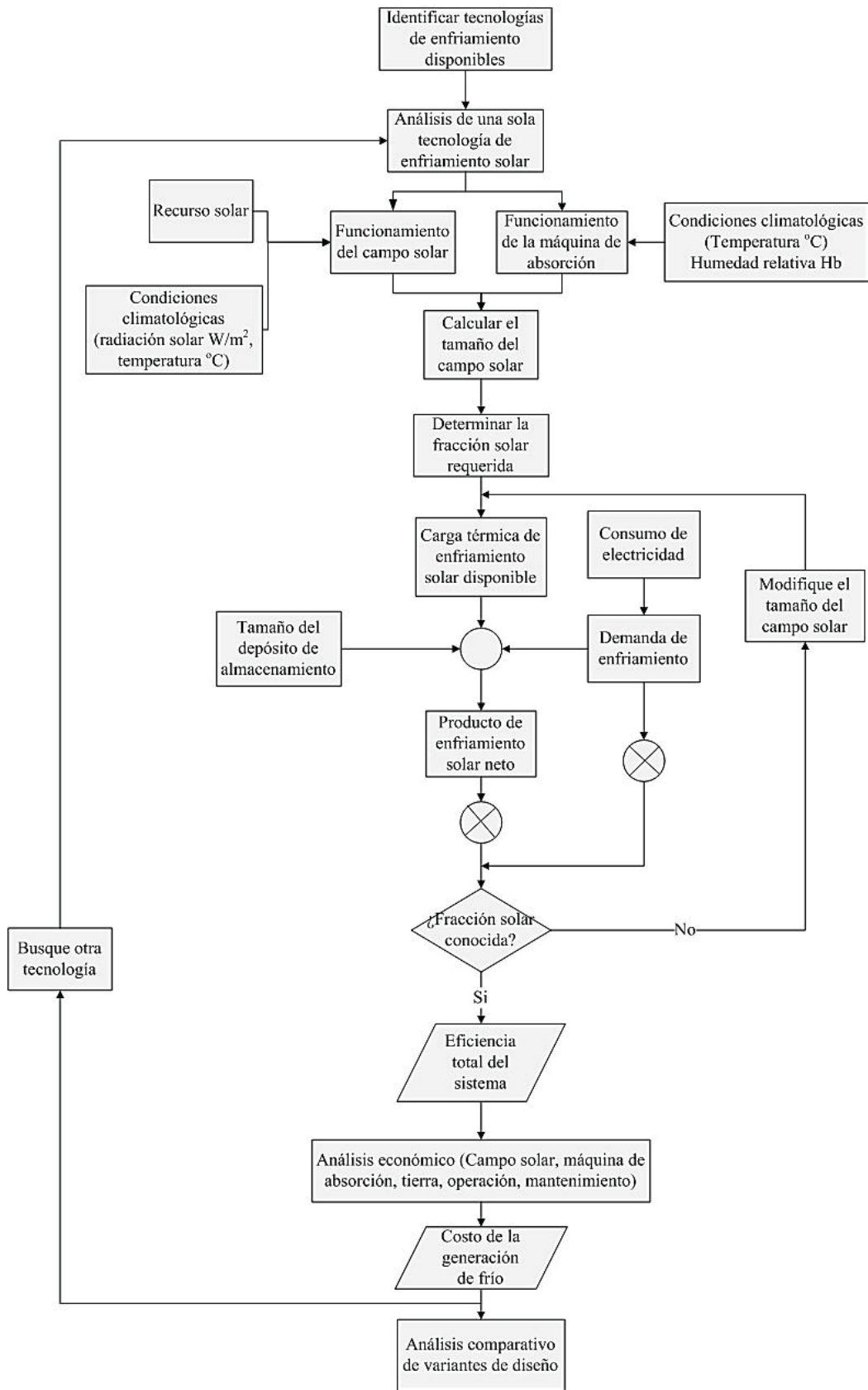
Para el dimensionamiento de las instalaciones de energía solar térmica debe tenerse en cuenta como dato de partida, las cargas térmicas a vencer, descripción del edificio, características ocupacionales y funcionales (caracterización energética, patrones de consumo etc). Disponer de datos meteorológicos fiables, condiciones tecnológicas del equipamiento seleccionado, cobertura solar, costos y concluyendo con un [Mokhtar, et. al, 2010] confeccionó un procedimiento a seguir en el cálculo y dimensionamiento de un sistema de frío solar, que se muestra en la Figura 4:

Este algoritmo permite simular el rendimiento del sistema de refrigeración solar por hora a lo largo de un año para las tecnologías a considerar, teniendo en cuenta las variaciones de la oferta de refrigeración solar y la demanda a suplir (carga térmica de la instalación a climatizar). A través de la simulación, los tamaños requeridos para el campo solar se evalúan en base a la fracción solar estipulada y los supuestos de almacenamiento térmico. Además valora diferentes combinaciones de sistemas de climatización solar.

3.3 Costos de instalaciones de climatización solar.

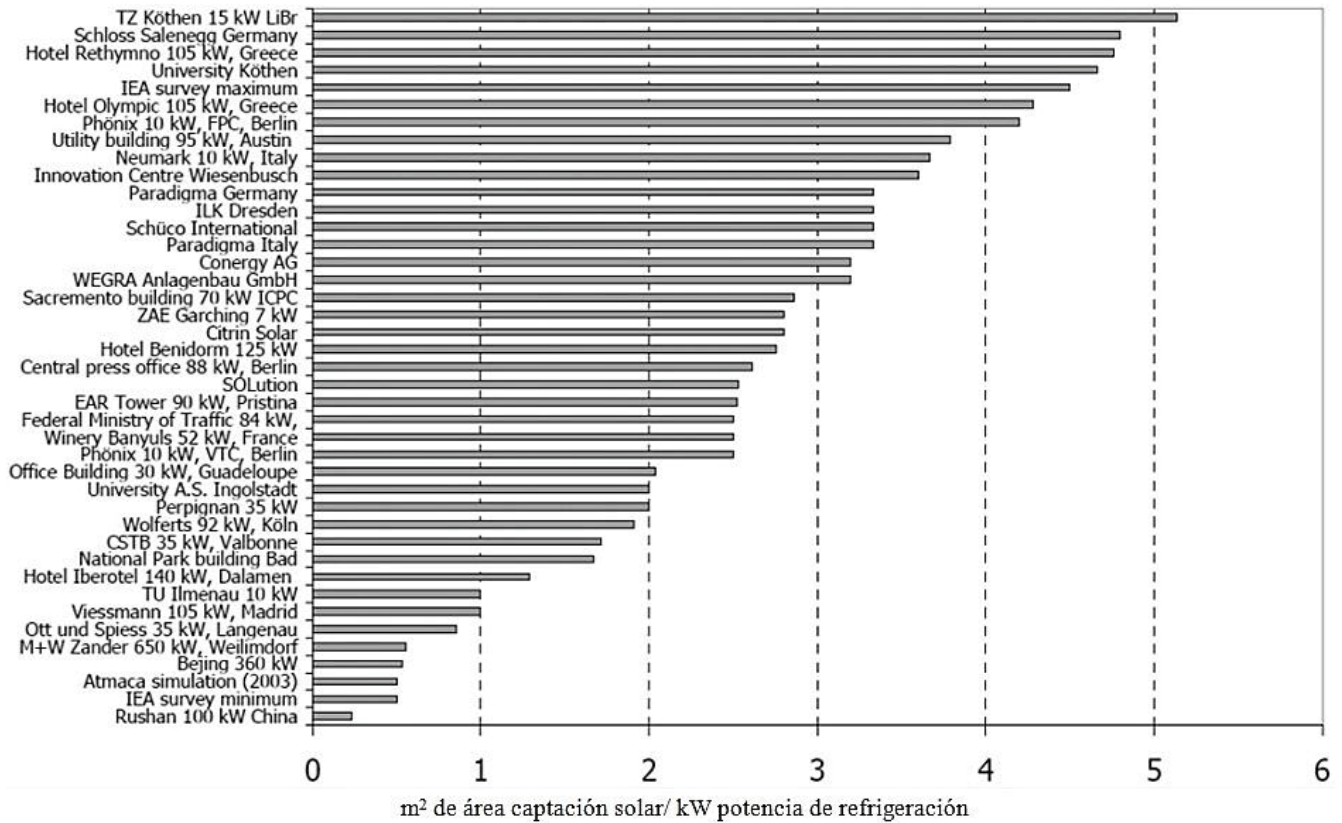
El costo de una instalación de absorción está en función directa del diseño de todo el sistema, las condiciones meteorológicas de la región y la elección de la tecnología [Larbus, et al., 2013], variando constantemente al cambiar las relaciones entre la superficie de colectores

Figura 4. Algoritmo utilizado en la evaluación de las tecnologías de refrigeración solar.



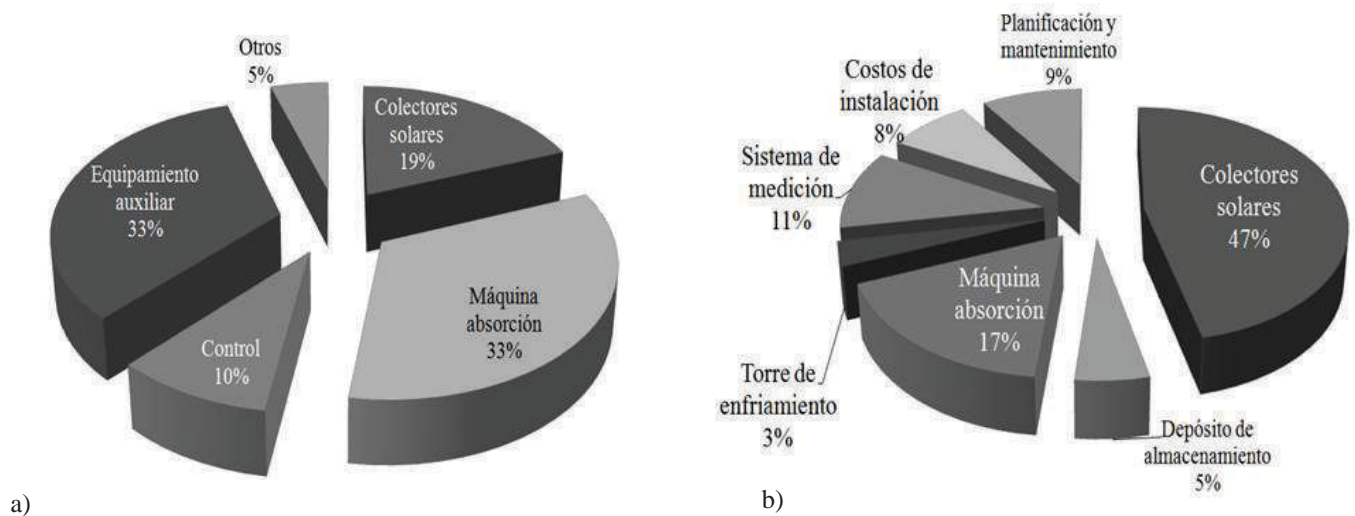
Fuente. Mokhtar M. et al., 2010.

Figura 5: Superficie del colector por kW de potencia de refrigeración en varios proyectos de demostración.



Fuente. Eicker & Pietruschka, 2009.

Figura 6. Distribución de los costos en sistemas de refrigeración por absorción asistidos por energía solar.
 a) Instalaciones menores 15 kW b) Instalaciones mayores



Fuente. Larbus, Bruno & Coronas, 2013. (Navarro & Ehrismann, 2012]

solares y carga de climatización, o volumen de almacenamiento como se observa en la Figura 5.

Las tecnologías que utilizan energía solar se caracterizan generalmente por altos costos iniciales y bajos costos de operación

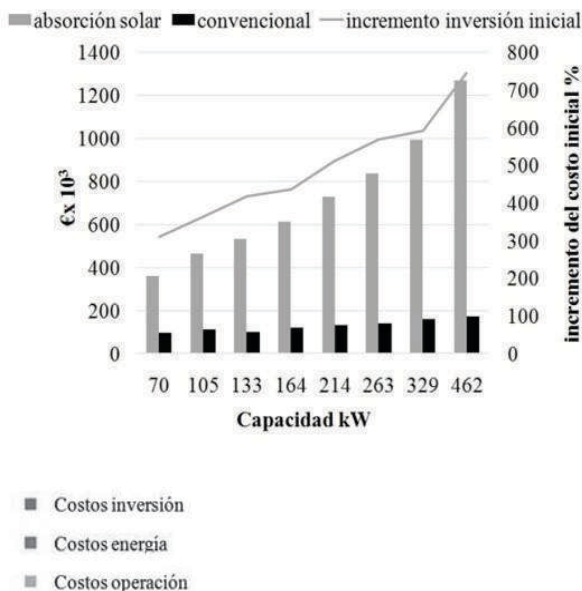
[Tsoutsos, et al., 2010]. Convirtiéndose en un obstáculo importante para su amplio despliegue. En promedio, la inversión de capital representa más del 85% de los costos de generación de frío. Las contribuciones de los principales componentes del costo de capital

determinada por estudios de diversos casos para instalaciones menores de 15 kW [Larbus, et. al, 2013], [Rococo project final report, 2008] y para instalaciones mayores [Climasol, 2005], [Navarro & Ehrismann, 2012] como se muestran en la Figura 6.

Una de las dificultades de las instalaciones de pequeñas escala es la escasa presencia de máquinas de pequeñas potencia en el mercado, el costo de estas unidades de frío disminuyen con el incremento de su capacidad [Rococo project final report, 2008]. No así en otras donde el mayor peso recae en el campo de captación solar debido a las grandes potencias caloríficas que demanda la máquina de absorción. Aunque el costo específico decrece con el incremento de la capacidad como puede observarse en la Tabla 3.

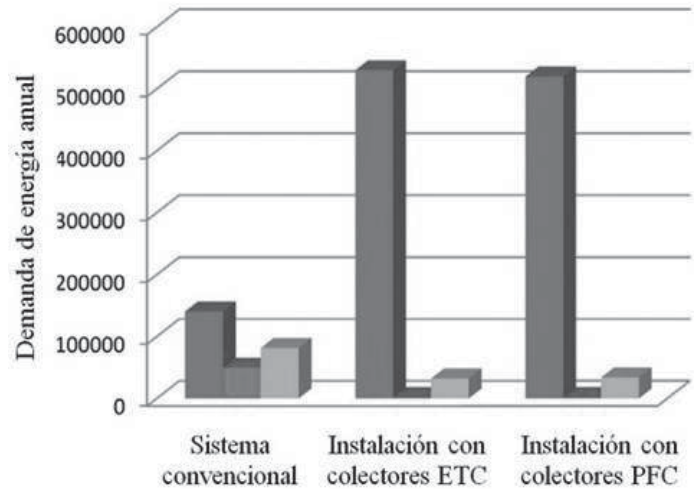
En comparación con los sistemas convencionales de refrigeración, estos sistemas son caros, tal y como se observa en las Figuras 7 y 8, siendo desfavorables en términos de costo-efectividad. Como resultado, es muy difícil promover los sistemas de refrigeración solar fuera del sector público y los proyectos deben centrarse e los beneficios ambientales del uso de la energía solar más que en la rentabilidad. [Rococo project final report, 2008], [Ghaith & Abusitta, 2014]

Figura 7. Comparación de los costos de inversión de instalaciones de absorción solar vs plantas convencionales.



Fuente. [Rococo project final report, 2008]

Figura 8. Comparación de los costos generales de instalaciones de absorción vs planta convencional x.



Fuente. Ghaith & Abusitta, 2014.

3.3.1 Evolución esperada de los costos de generación

Como se aprecia en la Tabla 4, en la tecnología solar térmica se espera una reducción de los costos de generación de entre un 20 y un 25% en los años del 2010-2030, dependiendo del escenario de reducción de costos que a su vez depende en gran medida del grado de desarrollo del sector. (Instituto para la diversificación de la energía. Evolución tecnológica y prospectiva de costos de la energías renovables. 2011].

Tabla 4. Evolución de los costos en la producción de calor y frío.

Tamaño de la instalación	Costo medio de la producción (c€2010/kWh)		
	2010	2020	2030
10 kW	17.5-18.6	14.3-15.1	11.5-12.1
300 kW	12.7-14.7	10.4-11.8	8.3-9.4

Fuente. Elaboración propia.

Los principales incentivos para la reducción de costos en el sector de la energía solar térmica están dados en:

- Aumento del tamaño de las instalaciones con la consiguiente disminución del costo de inversión por efecto de la escala.
- Reducción del costo de los captadores y del campo de captación por ajuste de márgenes, desarrollo tecnológico y mejoras en el diseño.
- Reducción del costo del sistema de bombeo e intercambio y de regulación y control por la bajada de márgenes debido al desarrollo del mercado y al desarrollo tecnológico.

La evolución por sistemas sería [Instituto para la diversificación de la energía. Evolución tecnológica y prospectiva de costos de la energías renovables. 2011]: Reducción del 20% del costo del captador y del campo de captación. Entre el 10-20% en el sistema de acumulación de las instalaciones, siendo esta reducción de un 10% para instalaciones más pequeñas (~10 kW) y de un 20%

Tabla 3. Resumen de los costos de inversión de instalaciones de climatización por absorción y colectores de placa plana.

Capacidad instalación kW	70	105	133	164	214	263	329	462
Áreacaptación solar m ²	210	315	400	493	642	789	987	1 386
Costos de inversión €	362 089	463 136	531 062	612 962	727 269	835 605	994 003	1 268 039
Incremento relativo * %	311	362	417	436	511	568	591	745
Costo específico (colectores solares) €/m ²	1 724	1 470	1 328	1 243	1 133	1 059	1 007	915
Costo específico (instalación solar) €/kW	5 173	4 411	3 983	3 730	3 398	3 177	3 021	2 745
* Incremento relativo en planta de refrigeración solar: comparación entre los costes de inversión de una instalación de climatización por absorción solar y una planta convencional								

Fuente. (Rococo project final report, 2008)

para instalaciones más grandes (~100 kW). Entre el 10-20% en el sistema de bombeo e intercambio de las instalaciones, siendo esta reducción de un 10% para instalaciones más pequeñas (~10 kW) y de un 20% para instalaciones más grandes (~100 kW). De un 5 hasta el 15% en el costo de la obra civil de las instalaciones, siendo esta reducción de un 5% para instalaciones más pequeñas (~10 kW) y de un 15% para instalaciones más grandes (~100 kW). Por último se esperan reducciones aproximadamente del 5% en los sistemas de regulación y control.

3.4 Ventajas medioambientales

Los impactos ambientales más importantes, producidos por los sistemas frigoríficos utilizados en climatización, son la destrucción del ozono atmosférico y el incremento del efecto invernadero.

La capacidad destructora de ozono de un refrigerante se evalúa a través de un parámetro adimensional relativo característico de cada refrigerante, denominado Potencial Destructor del Ozono (PDO), [McLinden, et. al, 2014]. También el Potencial de Efecto Invernadero Directo (PEID) generado por un sistema frigorífico

durante la vida del sistema es una característica propia del refrigerante. En la tabla 4 se tiene el PDO y el PEID en varios horizontes temporales de los refrigerantes utilizados en climatización, tomando como referencia el refrigerante CFC11. Hay que enfatizar que esto es solo en caso de que escapen a la atmósfera ya que en general las instalaciones de climatización son circuitos cerrados de alta hermeticidad en los que no debería de haber fugas.

Se deduce que la sustitución de los refrigerantes CFC's utilizados en compresión mecánica supone un importante paso para proteger el ozono estratosférico. Los sistemas de absorción de H₂O/BrLi y NH₃/H₂O no producen efecto invernadero directo. Siendo buenos candidatos para sustituir al CFC11 y CFC12 en climatización, pero también a sus sustitutos.

También los sistemas frigoríficos utilizados en climatización contribuyen al incremento de efecto invernadero de nuestro planeta de dos formas: por

Tabla 5. Potencial destructor del ozono y Potencial de efecto invernadero directo.

Refrigerante	Vida media estimada (años)	PDO	PEID 20 años	PEID 100 años	PEID 500 años
R11 (CFC 11)	45	1	6 330	4 680	1.400
R12 (CFC 12)	100	0.82	10 340	10 720	4.100
R22 (HCFC 22)	12	0.034	4 200	1 780	552
R123 (HCFC 123)	1.3	0.012	257	76	24
R134a (HFC)	14	~0	3 370	1 320	410
R-141b	9.3	0.086	2120	713	222
R-152a	1.4	~0	411	122	38
NH ₃		~0	<1	<1	<1
H ₂ O		0	0	0	0

Fuente. Calm, 2006.

un lado, con el PEID y por otro con el Potencial de Efecto Invernadero Indirecto, generado por el dióxido de carbono producido al quemar el combustible fósil necesario para generar la electricidad que consume la instalación de compresión mecánica. Este último suele tener un impacto mucho mayor. El Potencial Total de Efecto Invernadero es la suma de ambos efectos.

[Bukoski, et. al, 2014] realizó la evaluación del ciclo de vida a una instalación de climatización solar compuesta por un chiller de doble efecto y a una instalación convencional de compresión de vapor (CV). Se investigaron cuatro categorías de impacto: el potencial de efecto invernadero directo para 100 años, potencial de acidificación, potencial eutrofización, y el potencial de agotamiento de recursos abióticos. Los resultados arrojaron una reducción de estos parámetros en un 25,8; 40,1; 33,6 y 37,7 %, respectivamente, en comparación con los del sistema de CV. Se demostró además que los mayores ahorros de la climatización solar están en la fase de no-uso (extracción de materias primas, refinación, fabricación unidad, transporte y disposición final), y por lo tanto el sistema se encuentra en una posición más ventajosa para el medio ambiente.

3.5 Barreras que afectan la climatización solar por absorción

Hoy en día la tecnología de frío solar no es ni tan conocida ni está tan extendida como debería estarlo. Esta tecnología todavía no está introducida de forma significativa en el mercado del aire acondicionado. Diversas instituciones han identificado y verificado barreras de mercado [Mokhtar, et. al, 2010; Ehrismann, 2013]. A continuación se ofrecen algunas:

- Costos excesivos de los equipos de refrigeración por absorción, especialmente en los niveles de potencia relevantes para su aplicación al sector de la edificación.
- Falta de disponibilidad comercial de máquinas de absorción apropiadas para aplicaciones solares (alimentadas por agua) en el rango de potencias relevantes para las aplicaciones de climatización en el sector de la edificación.
- Desarrollo de mejores tecnologías que aumente el COP térmico y eléctrico global de las máquinas de absorción. Optimizar los ciclos, el sistema de refrigeración, y los sistemas de almacenamiento.
- Desarrollo de colectores solares que cubran el diferencial de temperatura actual entre 100°C y 250°C.
- Dependencia de la torre de refrigeración para disipar la energía residual de las máquinas de absorción en la mayoría de las aplicaciones. En varios países se está restringiendo de las mismas debido a enfermedades como la Legionela.
- Falta de disponibilidad de una caracterización

experimental adecuada de las actuaciones de la máquina de absorción en condiciones distintas a las de diseño y a carga parcial. Sólo unas pocas estaban monitorizadas y como resultado hay información limitada sobre su funcionamiento.

- Carencia de concienciación por parte de los usuarios potenciales (hoteles, hospitales y otros) sobre las posibilidades y beneficios de utilizar instalaciones de refrigeración solar.
- La mayoría de los técnicos (diseñadores, instaladores, personal de mantenimiento) no están familiarizados con la tecnología de refrigeración solar y por lo tanto no las ofertan a los usuarios potenciales. El bajo grado de estandarización y la falta de *know-how* en el diseño del sistema son obstáculos adicionales.
- Falta de criterios de integración arquitectónica durante el montaje de instalaciones solares, que minimicen el impacto visual.
- La reducción de impuestos y otros incentivos financieros para sistemas de energía solar térmica son limitados y claramente no suficientes para promover esta tecnología.
- Escasa penetración de Empresas de Servicios Energéticos (ESE). El potencial usuario tiene que afrontar largos periodos de amortización, asumiendo las incertidumbres sobre la rentabilidad del proyecto, sin ser necesariamente un especialista en instalaciones de producción de energía.

3.6 Ejemplos prácticos

El uso de enfriadoras térmicas activadas por energía solar ha sido analizado en el marco de varios proyectos durante los últimos 20 años tanto para refrigeración de edificios como para procesos industriales. Este es un mercado joven pero creciente. Actualmente en diferentes configuraciones y en una gran variedad de condiciones climáticas se pueden encontrar en todo el mundo. En la tabla 6 se exponen ejemplos reales de instalaciones.

4. CONCLUSIONES

Las opiniones de diversos actores, dadas en las consultas bibliográficas del presente trabajo, permiten concluir que la climatización por absorción asistida por energía solar es posible, fiable y económica.

Se pone de manifiesto que es una tendencia a nivel mundial el uso de la energía solar térmica para refrigeración como una vía idónea dada su eficiencia y bajo impacto ambiental para satisfacer las necesidades de aire acondicionado donde las condiciones climatológicas lo posibiliten.

A pesar de las ventajas expresadas son pocas las instalaciones en funcionamiento y bajo el nivel de introducción de la tecnología en el mercado.

Las barreras que más atentan al desarrollo y masificación de esta tecnología son los altos costos de las instalaciones y la falta de incentivos financieros y gubernamentales, resulta por ello vital el incremento de las labores de divulgación y aprendizaje en esta área del conocimiento.

Las instalaciones que han demostrado mayor efectividad son las

Tabla 6. Instalaciones de frío solar por absorción

Ubicación	Máquina de absorción (kW)	Captación solar (m ²)	Comentario
Universidad Carlos III de Madrid, España. Nave de Ingeniería Térmica y de Fluidos	LiBr/H ₂ O SE 35 kW	49.9 m ² FPC	en operación desde año 2000 Costo inversión 56000€, Subvención de 20000 €.
Escuela superior de ingenieros de Sevilla España	LiBr/H ₂ O SE 35kW	151,2m ² FPC	En operación desde 2001 Caldera auxiliar gas 50 kW Costo inversión 152 000 € Subvención de : 132 823€ Produce anualmente 42 MWh de energía frigorífica Emisiones de CO ₂ evitadas :18 ton/año
España Edificio Fundacional de Inditex	LiBr/H ₂ O SE 170 kW	1 626 m ² FPC	En operación desde 2003, Costo inversión 900000€ Subvención de :400 000 € Ahorra una media de 565 MWh anuales (15% del total de la energía consumida en la planta).
Turquía Hotel Iberotel Sarigerme Park	H ₂ O/LiBr DE 140kW	180 m ² PTC	En operación desde :2004 COP a plena carga de 1.30 , pero alcanza un COP 1.50 cuando trabaja a carga parcial La planta de refrigeración solar podría cubrir las necesidades completas de frío en el hotel pero debido al rendimiento del sistema, el suministro de energía solar óptimo está entre 40 y 80 % . Reduce el consumo de electricidad en un 30% al año. Reduce el consumo de gas natural en un 60% . El ahorro anual:200000 €
Nicosia, Chipre Panadería L' Amor Rouge	LiBr/H ₂ O SE 70.3 kW	120m ² ETC	En operación desde 2006 Porcentaje de autonomía superior al 59% Costo Inversión 134489 €. Subvención del 40% (53796 €) Payback: 8,1 años. La fracción solar estimada fue de 59,34% . Ahorro global de energía primaria anual:63,4MWh Emisiones de CO ₂ evitadas 22.44 ton
Saint Pierre Francia instituto tecnológico PIMENT Laboratory	LiBr/H ₂ O SE 30 kW.	90 FPC SCHUCO	Puesta en marcha :2006 COP en frío:0.41 Presenta dos tanques de acumulación térmica de capacidad de 1500 l agua caliente y 1000l agua fría. Los mismos provienen a la máquina 45 minutos de autonomía. No tiene sistema auxiliar Problemas ocurridos Sustitución de dos bombas de solución, el chiller recibió tratamiento anticorrosivo. la instalación no trabaja durante el invierno, durante este periodo el agua caliente no es útil
Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Sevilla. España	LiBr/H ₂ O DE 174 kW	16 módulos de espejos reflectantes 352 m ² Captador Fresnel	Puesta en marcha: 2008. COP: 1,34. Sistema auxiliar: quemador de gas natural Porcentaje de refrigeración cubierto mediante la instalación de refrigeración solar: 41.86 % Emisiones de CO ₂ evitadas : 34 ton anuales Problemas detectados dilataciones en el captador solar y estanquidad en el circuito hidráulico. Elevadas inercias de la máquina de absorción que requieren la utilización del quemador de gas.

Long Island City EE.UU Fábrica de pianos Steinway & Sons	H ₂ O/LiBr DE 348kW	533 PTC PT-1	Puesta en marcha 2009 COP : 1.39 Este sistema permite climatizar y deshumidificar la fábrica. La configuración de esta planta también permite la producción de vapor de agua para utilizarlo en procesos industriales Este proyecto recibió financiación del Instituto de Investigación y Desarrollo del Estado de Nueva York (NYSERDA) para analizar la eficiencia de este tipo de sistemas en zonas de latitud alta (radiación solar baja).
Gurgaon India Solar Energy Center	H ₂ O/LiBr TE100 kW	288 m ² PTC	Puesta en marcha 2011 Planta experimental El sistema cuenta con depósitos de almacenamiento de agua caliente, agua fría y un sistema basado en materiales de cambio de fase
Canadá Oxford Gardens	H ₂ O/LiBr SE 105kW	526.3 m ² ETC	Puesta en marcha 2010 Es la instalación más grande de Canadá. Diseñada para District Heating and Cooling (Calefacción y refrigeración urbana). Se utiliza para climatización de piscina, agua caliente sanitaria, y climatización. Garantiza el ahorro del aire acondicionado hasta un 40%, o aproximadamente \$ 20,000 por año, para el ahorro de calor, hasta un 60% o aproximadamente \$ 40.000 por año.
Hermanidad Farmacéutica del Sureste, Hefame. Murcia. España	El proyecto desarrollará una instalación con 2,2 MW para calor y 1,53 MW para frío	3600 m ² ETC	El proyecto comenzó el verano del 2011 y se prolongará hasta el verano de 2014. El mismo valida un nuevo sistema de refrigeración por frío solar que logrará satisfacer más del 70% de las necesidades energéticas de grandes instalaciones de almacenamiento. El presupuesto del proyecto es de 6 700 000 €. La instalación permitirá ahorrar 794.827 kWh al año. Evitará la emisión de 186 toneladas de CO ₂ anuales
Qatar estadio Lusail Iconic Stadium	H ₂ O/LiBr DE750 kW	1408m ² Captadores lineales Fresnel	Destinado a ser uno de los escenarios de la Copa Mundial de Fútbol 2022 El agua fría producida por esta máquina será almacenada en tanques eutécticos colocados bajo el campo de juego para su uso nocturno en Unidades de Tratamiento de Aire (UTA). Las UTAs serán del tipo ruedas desecantes y serán los sistemas encargados de controlar la temperatura y humedad del estadio (gradas y campo de fútbol).

Fuente. Ehrismann, 2013 - Consejería de Economía y Hacienda; Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, 2011.

de media y gran capacidad, al igual que las que han combinado eficazmente sus ventajas térmicas. Las mismas ayudan a cerrar la brecha entre el hoy y un futuro orgánico, limpio, y energéticamente sostenible.

Los próximos años serán decisivos para el éxito de estos sistemas que dependen del estímulo y planes de promoción ofrecido por los encargados de formular políticas, del esfuerzo realizado por los fabricantes para el desarrollo de mejores tecnologías, más eficiente a menor costo.

AGRADECIMIENTOS

Al colectivo del CEEMA en especial al Dr. Juan J. Cabello por las enseñanzas impartidas.

REFERENCIAS

- Albert, J., Kunt, A., Petersen, S., & Ziegler, F. (2008). Control of absorption chillers by insight: the characteristic equation. *Czasopismo Techniczne*, 1-12.
- Bukoski, J., Gheewala, S. H., Mui, A., Smead, M., & Chirattananon, S. (April de 2014). The life cycle assessment of a solar-assisted absorption chilling system in Bangkok,

- Thailand. (Elsevier, Ed.) *Energy and Buildings*, 72, 150-156.
- Calm, J. M. (August de 2006). Comparative efficiencies and implications for greenhouse gas emissions of chiller refrigerants. *International Journal of Refrigeration*, 29(5), 833-841.
- Climasol. (2005). *Guideline for solar cooling feasibility studies & Analysis of the feasibility studies*. Obtenido de www.raee.org/climasol
- Consejería de Economía y Hacienda; Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid. (2011). *Guía del Frío Solar. Ahorro y eficiencia energética con refrigeración solar*. Obtenido de <http://www.fenercom.com/pages/publicaciones/publicacion.php?id=159>
- Ehrismann, B. (23 de 07 de 2013). *Collated and updated list of solar cooling installations in participating countries. Task Report 5.3.1*. Obtenido de http://www.estif.org/fileadmin/estif/content/projects/QAiST/QAiST_results/QAiST%20D5.3%20TR5.3.1%20List%20of%20solar%20cooling%20installations.pdf
- Ehyaiei, M. A., Mozafari, A., Ahmadi, A., Esmaili, P., Shayesteh, M., & Sarkhosh, M. (December de 2010). Potential use of cold thermal energy storage systems for better efficiency and cost effectiveness. *Energy and Buildings*, 42(12), 2296-2303.
- Eicker, Ú., & Pietruschka, D. (2009). Optimization and Economics of Solar Cooling Systems. (T. F. Online, Ed.) *Advances in Building Energy Research*, 3(1), 45-81.
- Fong, K. F., Chow, T. T., Lee, C. K., Lin, Z., & Chan, L. S. (2010). Comparative study of different solar cooling systems for buildings in subtropical city. *Solar Energy*, 84(2), 227-244.
- Ghaith, F. A., & Abusitta, R. (February de 2014). Energy analyses of an integrated solar powered heating and cooling systems in UAE. (Elsevier, Ed.) *Energy and Buildings*, 70, 117-126.
- Hassan, H. Z., & Mohamad, A. A. (2012). A review on solar cold production through absorption technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(7), 5331-5348.
- Herold, K. E., Radermacher, R., & Klein, S. (1996). *Absorption Chiller and Heat Pumps*. CRC Press.
- Instituto para la diversificación de la energía. (2011). *Evaluación del potencial de climatización con energía solar térmica en edificios. Estudio técnico 2011-2020*. Obtenido de www.absorsistem.com
- Instituto para la diversificación de la energía. (2011). *Evolución tecnológica y prospectiva de costos de la energías renovables. Estudio técnico 2011-2020*. Obtenido de http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_11227_e2_tecnologia_y_costes_7d24f737.pdf
- International Energy Agency. (2010). *Technology Roadmap: Solar Heating and Cooling*. Paris: IEA.
- Larbus, J. M., Bruno, J. C., & Coronas, A. (2013). Review on absorption technology with emphasis on small capacity absorption machines. *Thermal Science*, 739-762.
- Lorenzini, G. (2010). *Solar thermal and biomass energy*. London: WIT Press.
- McLinden, M. O., Kazakov, A. F., Brown, J. S., & Domanski, P. A. (February de 2014). A thermodynamic analysis of refrigerants: Possibilities and tradeoffs for Low-GWP refrigerants. *International Journal of Refrigeration*, 38, 80-92.
- Mokhtar, M., Ali, M., Bräuniger, S., Afshari, A., Sgouridis, S., Armstrong, P., & Chiesa, M. (2010). Systematic comprehensive techno-economic assessment of solar cooling technologies using location-specific climate data. *Applied Energy*, 87(12), 3766-3778.
- Mugnier, D. (2011). *IEA Task 48. Quality assurance and support measures for solar cooling*. Obtenido de <http://task48.iea-shc.org/>
- Navarro Rivero, P., & Ehrismann, B. (2012). *Durability issues, maintenance and cost of solar cooling systems. Task report 5.3.2. Quality Assurance in Solar Heating and Cooling Technology*. Obtenido de http://www.estif.org/fileadmin/estif/content/projects/QAiST/QAiST_results/QAiST%20D5.3%20TR5.3.2%20Durability%20issues%20maintenance%20and%20costs%20of%20solar%20cooling%20systems.pdf
- Rococo project final report: "Reduction of costs of Solar Cooling systems", (2008). Disponible http://cordis.europa.eu/projects/rcn/85644_en.html
- Sarbu, I., & Sebarchievici, C. (December de 2013). Review of solar refrigeration and cooling systems. *Energy and Buildings*, 67, 286-297.
- SOLCASA, P. (2010). *Instituto para la diversificación y ahorro de la energía*. (E. E. Instalador, Ed.) Obtenido de www.idae.es
- SOLCO. (2009). *Frío solar. Descripción y recomendaciones*. Obtenido de www.solcoproject.net
- Tsoutsos, T., Aloumpi, E., Gkouskos, Z., & Karagiorgas, M. (2010). Design of a solar absorption cooling system in a Greek hospital. *Energy and Buildings*, 42(2), 265-272.
- Zhai, X. Q., Qu, M., Li, Y., & Wang, R. Z. (December de 2011). A review for research and new design options of solar absorption cooling systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(9), 4416-4423.

Afectación hidrológica en las cuencas urbanas andinas-caso Manizales - Caldas - Colombia

Hydrological involvement in Andean-case urban watersheds Manizales - Caldas - Colombia

Gustavo Adolfo Agredo - Cardona^{a*}, Santo Trinidad Álvarez - Ysabel^b

Recibido: enero 19 de 2014
Recibido con revisión: abril 29 de 2014
Aceptado: junio 10 de 2014

^{a*} Universidad Nacional de Colombia,
Sede Manizales.
Facultad de Ingeniería y Arquitectura,
campus el cable,
Avenida Lindsay # 23-1 a 23:-99,
Manizales, Caldas, Colombia,
Tel.: +(57) 8879300 ext. 51105,
gaagredoc@unal.edu.co

^b Universidad Politécnica de Cataluña.

RESUMEN

El siguiente artículo forma parte de la investigación doctoral titulada **La cuenca urbana como unidad territorial para la planificación del desarrollo sostenible en ciudades de media montaña del trópico andino**, cuyo planteamiento y propósito ha sido desarrollado en la Universidad Politécnica de Cataluña en Barcelona, y busca establecer una metodología basada en un nuevo concepto de ordenamiento del territorio en el cual defina su planificación por cuencas urbanas, como un proceso para afrontar los diferentes retos que presenta la media montaña andina, desde las actuaciones antropogénicas hasta los fenómenos naturales de un suelo geológicamente inestable en la zona de la Media Montaña Andina. El estudio se desarrolla en la Ciudad de Manizales, en el Departamento de Caldas (Colombia, Suramérica). Se ha realizado un análisis multitemporal basado en imágenes de aerofotografía y cartografía aplicado a la zona de estudio (1851 a 2012). Los autores tratan de establecer las relaciones existentes entre el proceso de urbanización, la pérdida de cobertura vegetal y la disminución de la estructura hídrica, tomando en cuenta el contexto de la sostenibilidad humana como reto para enfrentar los desafíos que presentan las ciudades intermedias andinas.

PALABRAS CLAVES

Cuencas urbanas; ciudades intermedias; territorio; planificación; trópico andino; sostenibilidad; patrimonio hídrico; hidrología.

ABSTRACT

The following article take part in a PhD Dissertation entitled **urban watershed as unit territorial planning guide for sustainable development in the tropical middle andean mountain**. The methodology have been developed at the Catalonia Technical University of Barcelona, whose scope try to establish the urban watershed as unit territorial concepts in the cities urbanization and land use planning-guide, focused in the anthropogenic activities and the unstable natural geological phenomena in the Middle Andean Mountain. The study took place in the Manizales City, a Municipality (County-land) belonging to Caldas Department (Columbian, South-America). Aero-photographic images and cartographic mapping were used for the multi-temporal analysis (from 1851 to 2012). Authors try to establish the relationships between the land use in the urbanization process, the vegetation losses and the water resources decreased, taking the human sustainability context as a task to learn and cope with theses challenger in the Middle Andean Cities.

KEYWORDS

Urban watershed; intermediate cities; territory planning; tropic andino; sustainability; water heritage; hydrology.

Energética 43, junio (2014), pp. 45-57

ISSN 0120-9833 (impreso)
ISSN 2357 - 612X (en línea)
www.revistas.unal.edu.co/energetica
© Derechos Patrimoniales
Universidad Nacional de Colombia



1. INTRODUCCIÓN

Recientemente del 13 al 16 de enero de este año se celebró en Zaragoza, España, la conferencia anual de ONU-Agua titulada “Alianza para mejorar el acceso, la eficiencia y sostenibilidad del agua y la energía” con el objetivo principal de preparar el Día Mundial del Agua 2014, que tendrá lugar el 22 de marzo del presente año. Mediante este programa el Organismo elabora una serie de notas informativas, siendo una de ellas la titulada “Garantizar el acceso al agua y la energía”, en la que exponía la presión sobre los recursos naturales y los problemas de escasez que conlleva el progreso material haciendo que más tarde o temprano, los países descubran la necesidad de cambiar el modo en que gestionan sus recursos y empiecen a valorar los beneficios de la conservación de los ecosistemas hídricos así como los valiosos servicios que estos producen para las personas, la economía y los ecosistemas de los que dependen los dos primeros del tercero. Argumentaron que el agua y la energía son indispensables para mejorar las condiciones de salud y de educación, garantizar la seguridad alimentaria y para la construcción de infraestructuras [UN-Water Annual International Conference Zaragoza, 2014].

Cerca de 2,5 mil millones de personas tienen poco o ningún acceso confiable al agua y la electricidad. Por tendencia general, es probable que aumenten el consumo de la energía y electricidad en los próximos 25 años en todas las regiones del mundo, con mayor incidencia en los países no pertenecientes a la OCDE. En 2035, el consumo de energía aumentará en un 35%, lo que incrementará el consumo del agua en un 85%. La energía hidroeléctrica suministrará alrededor del 20% de la electricidad mundial, proporción que se ha mantenido estable desde la década de los 90's. Los requerimientos de energía para el bombeo de las aguas superficiales son, por lo general, un 30% más bajo que para el bombeo subterráneo, esperándose que esta última actividad sea cada vez más intensiva en su uso a medida que las capas freáticas desciendan en varias regiones del mundo. A nivel global, el agua de riego destinada a la producción de biocombustibles se estima en 44 km³, o el 2% de toda el agua de riego, lo que precisa de un promedio de alrededor de 2,500 litros de agua (unos 820 litros de agua de riego) para producir 1 litro de biocombustible líquido (la misma cantidad que se necesita en promedio para la producción de alimentos para una persona en un día) [World Bank, 2012 & 2013 & 2014].

Todos los organismos en general, y en particular los seres humanos, necesitan degradar energía y utilizar materiales para mantener la vida y la de los sistemas que los soportan, por lo que se pasa por ir articulando esta degradación energética y la transformación de los materiales sobre el único flujo energético renovable que se recibe, el procedente del Sol y sus derivados, por lo que se mantiene un reciclaje completo de los ciclos

materiales [Rueda, 1999; Tobasura, 2008]. Sin embargo, la explosión industrial y demográfica actual requiere altas concentraciones de energía por parte del hombre y sus maquinarias que contrastan de forma amplia y diluida con los campos de energía luminosa procedente del sol. Esta explosión industrial y demográfica fruto de la aceleración de consumo de combustibles fósiles, teniendo lugar a más en las áreas urbanas, demanda una gran concentración de energía por unidad de superficie comparativamente a un campo de cultivo o un ecosistema natural. Las magnitudes correspondientes a estos nuevos flujos de potencia han empezado a tener suficiente envergadura para alterar los contrapesos y equilibrios del sistema en cualquier lugar donde se encuentren [Rueda, 1999].

Una de las mayores dificultades del mundo actual es el acceso al agua. El agua y la energía están intrínsecamente conectadas. Pero esta no se limita a su abastecimiento o captación, sino que su potabilización y suministro la convierten en un sistema dependiente de energía, por lo que a su vez, puede generar un problema o deficiencia energética. Esta situación es el resultado de acciones antrópicas y del desarrollo tecnológico asociado a los procesos de urbanización que van deteriorando los ecosistemas [Rueda, 1999; Tobasura, 2008; WWAP, 2009; World Bank, 2013 & 2014].

La relación directa entre la pérdida de la cobertura vegetal y la disminución de las fuentes de hídricas se presenta en el siguiente ejemplo como un estudio de caso en la Ciudad Intermedia del Trópico Andino, Manizales (Caldas-Colombia). El análisis multitemporal de la cartografía existente más los procesos de Sistema de Información Geográfica (SIG) realizado en la Universidad Politécnica de Cataluña (Barcelona, España) dan a conocer cómo la disminución de las fuentes de agua en las cuencas urbanas es un proceso de deterioro de la estructura verde resultado de la actividad humana y la ocupación territorial paulatina cercana a las fuentes hídricas.

2. MATERIALES Y MÉTODOS

El área de estudio es la ciudad de Manizales, según Censo del año 2005 concentraba cerca del 40% de la población del Departamento de Caldas. La cifra de sus habitantes ascendía a 382,182 en un área de 439.36 km² o 43,936 ha [DANE, 2005]. Se trata de una población que demanda el aprovisionamiento de recursos que se producen en su entorno rural (dependencia de los seres humanos a la naturaleza), tales como alimentos, agua, energía, vestido, producción de oxígeno, materias primas para la construcción, espacios para la disposición de residuos sólidos y líquidos, entre otros [DANE, 2005; Tobasura, 2008].

Al hablarse de la ciudad, se considera para su análisis los elementos urbanos y las estructuras que la conforman, como sus edificaciones, áreas verdes, fuentes hídricas y las infraestructuras viales que la conectan. Por lo tanto, es común agrupar los componentes naturales como verdes, vegetal, forestal, boscosa o selvática, etc., en una palabra que se le denomina como “Estructura Arbolada” o “Estructura Verde”. Estructura Hídrica es la que agrupa elementos del agua, como ríos y acuíferos. La Estructura Construida se

refiere a todo lo urbanístico o edificado, mientras que la Estructura Circulatoria conforma la infraestructura de movilidad [Boada & Toledo, 2003]. Con base en lo anterior se emplean aerofotografías y cartografía de la ciudad de Manizales, que mediante procesos de SIG (Sistema de Información Geográfica) se estudia en las cuencas urbanas de Manizales, la transformación de la estructura verde en espacio-multitemporal y su impacto en la pérdida de la estructura hídrica.

3. ANÁLISIS ESPACIAL COMPARATIVO ENTRE “LA ESTRUCTURA VERDE” Y “LA ESTRUCTURA CONSTRUIDA” PARA DEFINICIÓN DE PÉRDIDA HÍDRICA.

Como una cuenca hidrográfica presenta múltiples variables, para el proceso de modelado que tienen las cuencas en el área de estudio (Manizales en la media montaña del trópico andino) se han analizado las características más relevantes para estudio de caso a fin de determinar su dinamismo a través del tiempo, considerándose:

El área de la cuenca.

El área de las zonas construidas.

La longitud actual de los drenajes.

Para la última característica (longitud de los drenajes) se han tomado los datos obtenidos de registros disponibles hasta 2012, precisamente por no encontrarse los registros históricos de los drenajes.

A continuación se presenta una nueva cartografía, basada en aerofotografías de foto-control del Instituto geográfico Agustín Codazzi de Colombia (IGAC), con las coordenadas geográficas o respectivos puntos seleccionados para la obtención de mapas, los cuales se digitalizaron para la restitución de imagen para un mejor detalle cartográfico. Actualizada la cartografía, se procede al análisis a través de programas informáticos (SIG) con manejo de imágenes vectoriales, permitiendo la actualización de los mapas antiguos y las aerofotografías de la época.

Posteriormente, las imágenes son llevadas a una aproximación de la realidad en diferentes épocas, complementándose con los drenajes de las cuencas urbanas de la ciudad, obteniendo como resultado el inventario del sistema hídrico o natural para el año 2012. Todo este proceso ha tenido como base de información los presentes archivos del laboratorio de aerofotogrametría de la Universidad Nacional de Colombia (Sede Manizales). El contenido de imágenes fotográficas y de mapas cartográficos consta de un período en años que se enumera a continuación.

Según la investigación doctoral realizada en la UPC titulada “La Cuenca Urbana como Unidad Territorial para la Planificación del Desarrollo Sostenible en Ciudades de Media Montaña del Trópico Andino”,

se proponen quince (15) cuencas urbanas para el ordenamiento territorial de la ciudad de Manizales (Caldas, Colombia) de manera que esto permita definir los drenajes y su influencia respecto a la comparación que se realiza con la Estructura Verde. Este nuevo modelo de ordenamiento permite realizar la simulación multitemporal en cada cuenca propuesta.

Para la realización del presente análisis se tomaron los datos cartográficos cuantitativos (isolíneas) que incluyen información de coberturas verdes, e inclusive, precipitación y radiación solar, para los años de 1851, 1930, 1949, 1970, 1989 y 2012. Con los anteriores periodos de tiempo se procedió a cuantificar las variables combinándose y cumplimentándose con la información procedente de las aerofotografías desde el año 1949 y las informaciones derivadas de las estaciones meteorológicas del Instituto de Estudios Ambientales de la Universidad Nacional de Colombia con sede en Manizales (IDEA-UNAL). Una vez compilados o cargados los datos, se realiza la modelación espacial para el procesamiento de los mismos a través del software informático SIG. Completado este proceso se obtienen los resultados esperados en las temáticas siguientes:

La Estructura Verde.

La Estructura Hídrica.

La Estructura Construida

La información toponímica se ha conseguido ajustando la información con datos actualizados y con los diferentes periodos históricos, mediante lo siguiente:

Tabla 1. Estructura verde vs estructura construida año 1851, según cartografía.

Cuenca Año 1851	Estructura verde AREA (m2)	Estructura construida AREA (m2)
Qda El Bosque	1,816	
Qda El Tablazo	394,548	
Qda El triunfo	1,399,613	
Qda La Alcancia Chisperos	232,399	
Qda La Calera	514	
Qda La Francia	1,285,658	
Qda La Linda	44,396	
Qda Los Caracoles EL Águila	293,274	
Qda Manizales Río Chinchiná	12,326,601	
Qda Manzanares La Maruja	142,127	
Qda Menores	312,045	
Qda Minitas	3,780,897	
Qda Olivares	7,779,161	71,247
Qda San Luis	6,798,810	12,872
Río Chinchiná	108,812	
TOTAL	34,900,671	84,119

Fuente. Elaborado por los autores. Marzo de 2013.

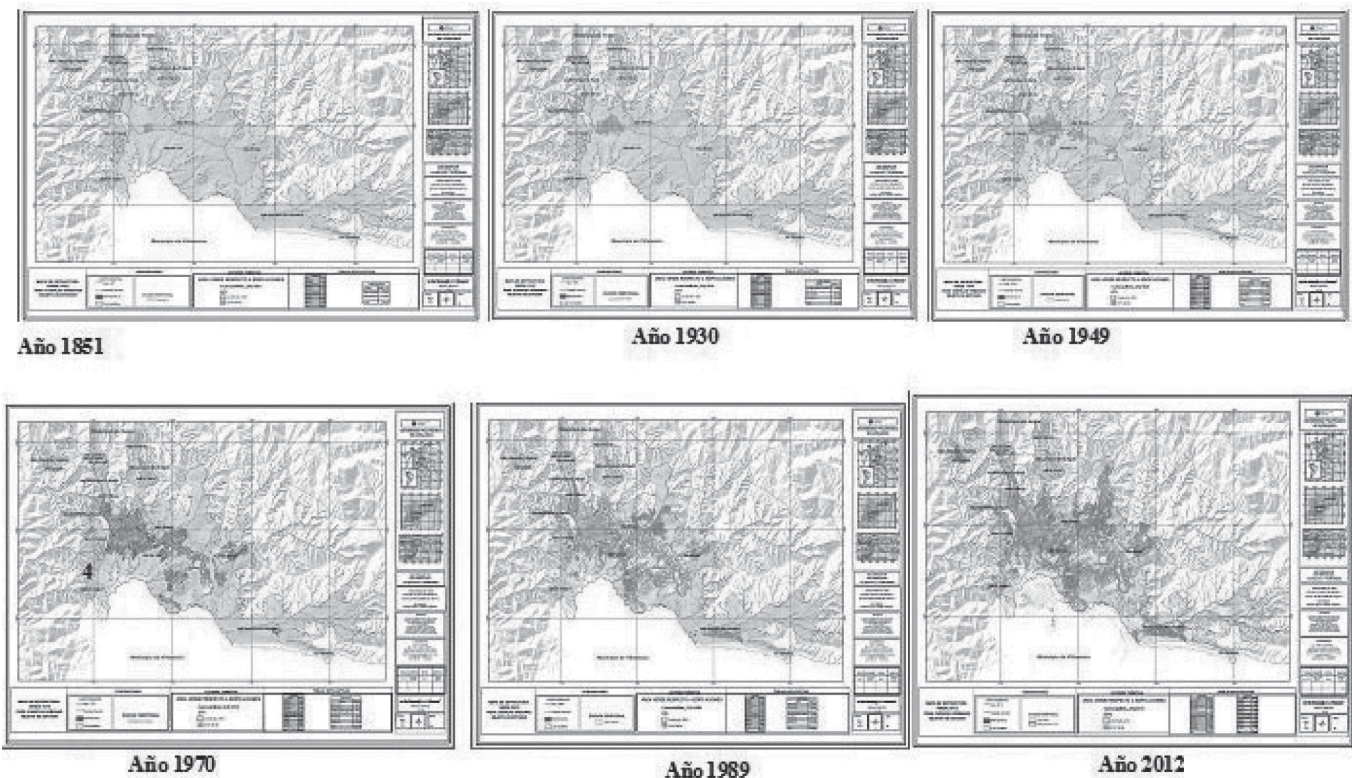
Nota: Qda es la abreviatura para Quebrada.

Tabla 2. Clasificación de Cuencas urbanas, considerando la cuenca del Río Cauca como de primer orden, se definen las cuencas urbanas y sus órdenes para la ciudad, con sus perímetros y porcentajes de áreas construidas y verdes de Manizales, ciudad intermedia en la montaña del trópico andino.

CUENCA	ORDEN	Perímetro	Área m2	% Construido	% verde
Qda El Bosque	Cuarto	4,504	872,074	0.00%	0.21%
Qda El Tablazo	Cuarto	10,800	4,320,414	0.00%	9.13%
Qda El triunfo	Quinto	15,146	4,425,389	0.00%	31.63%
Qda La Alcanfía Chisperos	Cuarto	12,468	7,231,594	0.00%	3.21%
Qda La Calera	Cuarto	6,846	2,046,480	0.00%	0.03%
Qda La Francia	Cuarto	16,194	8,117,524	0.00%	15.84%
Qda La Linda	Cuarto	8,794	2,075,690	0.00%	2.14%
Qda Los Caracoles	Cuarto	16,498	10,965,135	0.00%	2.67%
EL Águila					
Qda Manizales Río Chinchiná	Terceero	37,367	35,682,609	0.00%	34.55%
Qda Manzanares	Terceero	9,359	3,442,680	0.00%	4.13%
La Maruja					
Qda Menores	Cuarto	7,447	1,624,453	0.00%	19.21%
Qda Minitas	Quinto	26,817	22,484,888	0.00%	16.82%
Qda Olivares	Cuarto	21,079	13,784,223	0.52%	56.44%
Qda San Luis	Terceero	17,778	7,956,333	0.16%	85.45%
Río Chinchiná	Segundo	18,831	4,228,672	0.00%	2.57%

Fuente. Elaborado por Gustavo Adolfo Agredo Cardona, ampliado por Santo Trinidad Álvarez Ysabel. Agosto de 2013.

Figura 1. Cartografía sobre los diferentes periodos de la evolución de la ciudad de Manizales, la transformación urbanística y la pérdida de cobertura vegetal en la ciudad intermedia en la montaña del trópico andino.



Fuente. Elaborado en LA CUENCA URBANA COMO UNIDAD TERRITORIAL PARA LA PLANIFICACIÓN DEL DESARROLLO SOSTENIBLE EN CIUDADES DE MEDIA MONTAÑA DEL TRÓPICO ANDINO, Gustavo Adolfo Agredo Cardona. 2013.

- La cartografía antigua se reconstruye sucesiva y consecuentemente para crear nuevas imágenes, en procesos digitales de manera que se define la Estructura Verde y la Estructura Construida para cada época, actualizándose paulatinamente la información disponible a través del proceso de modelización generada.
- Aplicando la metodología antes descrita para la Tabla 1, se obtienen los porcentajes con respecto al área de la cuenca. Además, de acuerdo a la clasificación dada en esta investigación, se asumieron las cuencas con el orden propuesto y se incorporaron los datos de sus respectivos perímetros, teniendo los valores mostrados en la Tabla 2.

Al incorporar la cartografía actual de la ciudad de Manizales mediante el proceso de modelado digital, ayudó a que se incluyera el inventario de drenajes correspondientes a las cuencas objeto de estudio, definiendo de esta manera la longitud de los drenajes. De este proceso de modelado digital cartográfico realizado a cada cuenca de estudio se han obtenido los resultados que se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Según la clasificación propuesta para las cuencas urbanas de Manizales, ciudad intermedia, en la media montaña del trópico andino, se relaciona la longitud de sus drenajes.

DRENAJES ACTUALES	
CUENCA	LONGITUD (m)
Qda El Bosque	3,757
Qda El Tablazo	20,426
Qda El triunfo	15,841
Qda La Alcancía Chisperos	30,428
Qda La Calera	5,279
Qda La Francia	41,546
Qda La Linda	12,160
Qda Los Caracoles EL Águila	51,142
Qda Manizales Río Chinchiná	136,374
Qda Manzanares La Maruja	25,142
Qda Menores	5,329
Qda Minitas	92,800
Qda Olivares	45,304
Qda San Luis	18,043
Rio Chinchiná	24,946
TOTAL	528,517

Fuente. Elaborado por Gustavo Adolfo Agredo Cardona, ampliado por Santo Trinidad Álvarez Ysabel. Agosto de 2013.

Dentro del mismo proceso de modelado el siguiente paso ha sido obtener la Densidad de Drenaje (Dd), el cual nos indica la relación entre la longitud total de los cursos de agua (efímeros, intermitentes o perennes) de una cuenca (Li) y el área total de la misma (A). Valores altos de densidad reflejan una cuenca que drena rápidamente y que responde muy prontamente al influjo de la precipitación; es decir, que las precipitaciones influirán inmediatamente sobre las descargas de las redes de drenajes o cursos hídricos de las cuencas hidrográficas [Landa, et al., 1987; Chow & Maidment, 1994].

De acuerdo con Chow, aludiendo a la fórmula planteada por Horton, se ha utilizado la expresión para con la Densidad de Drenaje (Dd) descrita más abajo:

$$Dd = Li / A \quad (1)$$

Dónde:

- Dd = Densidad de Drenaje, en km/km
- Li = Longitud total de los cursos de agua, en km
- A = Área de la cuenca, en km.

Algunos autores como [Monsalve, 1999], refieren que es usual que Dd tome los valores siguientes:

- Entre 0.5 km/km² para hoyas hidrográficas con drenaje pobre.
- Hasta 3.5 km/km² para hoyas excepcionalmente bien drenadas.

Tomando en cuenta los valores anteriores como base, las áreas verdes fueron afectadas gradualmente por las edificaciones, por una determinada nueva tecnología constructiva (hormigón o concreto), por lo que fue desapareciendo el tradicional bahareque y que repercutió en la ciudad en los incendios del año 1930. Como resultado de este proceso constructivo basado en el concreto, hubo implicaciones en el dinamismo, flujo y aportaciones de caudal de dichas cuencas en el medio urbano, al reducirse el área verde y que fue ocupada por las nuevas edificaciones basadas en este sistema constructivo.

Las áreas de las estructuras verdes se compararon con las aéreas construidas y posteriormente se relacionaron con la longitud del cauce. Para observar el comportamiento que mostrarían cada una de las cuencas urbanas en la referida zona de estudio, se ha procedido a la realización del cálculo con la expresión:

Las áreas de las estructuras verdes se compararon con las aéreas construidas y posteriormente se relacionaron con la longitud del cauce. Para observar el comportamiento que mostrarían cada una de las cuencas urbanas en la referida zona de estudio, se ha procedido a la realización del cálculo con la expresión:

$Dd: AV-AC / \sum Li$ (2)

Dónde:

- AV: Área Verde
- AC: Área Construida
- Li: Longitud de los cauces

Es de anotar que pueden existir múltiples factores que también juegan un papel importante en las transformaciones de la ciudad y sus características ambientales, tales como los usos de los suelos (producción de café y plátano por ejemplo), el tipo de suelo (material volcánico, arcilloso, arenoso), variabilidad de pendientes, rugosidad del cauce, intensidad de las precipitaciones, entre otros [Muñoz & Rodríguez, 2005; Chow, et al., 1994; Gómez, et al., 2009]. Sin embargo, el presente análisis resulta práctico para ilustrar sobre la fórmula anterior, cómo pueden ser estudiados casos similares que ponen en evidencias los cambios o incidencias del proceso urbanístico en la estructura hídrica a través las herramientas y la metodología empleadas.

Con tiempos de concentraciones cortos existe una mayor y marcada ocurrencia de tener avenidas o crecidas repentinas (crecidas relámpagos) [Aparicio, 2010; Gregory & Walling, 1973; Gómez et al., 2009], también aguaceros atípicos que incrementan los cauces que conforman las redes de drenajes de estas cuencas, eventos muy característico y frecuente en estas regiones (andes colombianos) o trópico andino [Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales., Colombia, Ministerio de Educación Nacional., 1936].

Considerar el efecto de la vegetación o de la Estructura verde resulta primordial a la hora de realizar estudios hidrológicos e hidráulicos en cuencas hidrográficas y más si en ellas existe un elevado nivel o porcentajes de áreas o superficies edificables (Estructura Construida), pues no tomarlas en cuenta limitaría la confiabilidad de estos estudios, pues cuanto mayor cobertura vegetal se disponga en la cuenca, menor será la respuesta hidrológica y, consecuentemente, los tiempos de concentración (T_c) y de rezago (T_r) también se harán mayores [Gómez et al., 2009; Poveda, et al., 2007; Vélez & Botero, 2007].

Es por ello que muchos autores la incluyen en sus ecuaciones para este cálculo aunque sea indirectamente, de manera que se refleje el efecto y sus resultados dentro de los valores que reflejan respuestas hidráulicas más rápidas, explicando la componente urbana (Estructura Construida) dentro de la componente o variables hidrológicas.

4. RESULTADOS

Se presentan los resultados obtenidos de las variaciones

temporales de la cartografía estudiada de manera que el proceso represente una alternativa o un medio donde puedan ser actualizados los datos de las ciudades en forma continua. Disponer de un banco de información que pueda definir los posibles escenarios futuros, puesto que por lo general los procesos ambientales son cíclicos, y al ser estudiados con su registro histórico se pueda trabajar sobre la conservación ambiental del territorio, sus componentes verdes e hidrológicos y un valor adicional que es la cultura de la prevención, en la gestión del riesgo. El análisis aplicado a todas las épocas referidas arrojó la siguiente información mostrada en la Tabla 4:

Al analizar los resultados de las cuencas entre los años 1851 hasta 1970 en la ciudad de Manizales, se observa que esta presentaba un desarrollo urbano que conservaba la proporción entre lo verde y lo construido, aproximándose al modelo ambiental equilibrado y una tendencia lineal y constante.

Pero después de la década de los 70's se observa un comportamiento con un ascenso drástico (tendencia logarítmica) como se representa en la Figura 2, con marcadas tendencias al cambio y donde se evidencia que la ciudad perdió el concepto de paralelismo en las densidades de drenajes. Un cambio entre Estructura Verde y Estructura Construida (Natural vs lo Urbanístico), alterando el comportamiento de las cuencas y cambiando el sistema circulatorio de las aguas superficiales de su entorno.

Tomando este estudio como referente pueden deducirse otros estudios para comprobar si dichos cambios influyeron en la inestabilidad de taludes para aquella época, algunos deslizamientos o movimientos de masa ocurridos durante los años 1970 y 1980 afectando barrios como Galán, Marmato en Manizales. De esta forma los resultados obtenidos pueden ser tomados como un "parámetro muestral o referencial", para definir la localización de los nuevos asentamientos urbanos que puedan ser construidos y evitar zonas con cierto potencial de riesgo [Ayala, 2006].

Una mirada más a fondo a la Gráfica 4 nos muestra que la ciudad cambió drásticamente las proporciones del crecimiento urbanístico, por lo que la planificación del municipio para el año 1970 debe ser cuestionado. Los resultados de los excedentes de la actividad comercial del café [Morales, 1987] que permitieron un aumento en la Estructura Construida, por lo que los valores Dd 's tienden a dispararse. Mientras que en marcado contraste respecto al resto de las cuencas urbanas antes señaladas, los valores de densidades de los drenajes las cuencas urbanas La Quebrada-El Bosque y La Quebrada-La Calera Figura 3 destacan muy notoriamente por presentar un comportamiento distinto: tendencias de Dd 's decrecientes (a la baja), siendo el período 1989 a 2012 un caso atípico.

5. DISCUSIÓN

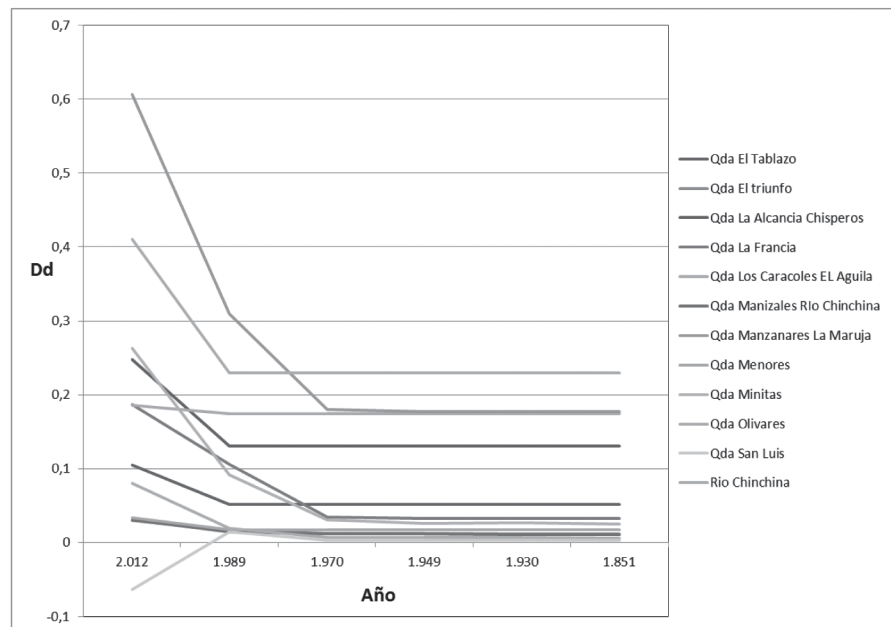
Las razones propicias que se dan para presentar este comportamiento atípico en torno a las densidades de drenajes en las cuencas urbanas con tendencia creciente de la estructura construida son las siguientes:

Tabla 4. Resultados obtenidos para la densidad de drenajes, partiendo de las variables de las estructuras verde, construida y longitud de cauces, para las cuencas urbanas de Manizales objeto de estudio.

CUENCA	AÑO					
	2,012	1,989	1,970	1,949	1,930	1,851
Qda El Bosque	0	2.06903721	2.06903721	2.06903721	2.06903721	2.06903721
Qda El Tablazo	0.10513316	0.05176985	0.05176985	0.05176985	0.05176985	0.05176985
Qda El triunfo	0.02982097	0.01759877	0.01284888	0.01226585	0.01131778	0.01131778
Qda La Alcancia Chisperos	0.24721664	0.13093071	0.13093071	0.13093071	0.13093071	0.13093071
Qda La Calera	0	10.2709847	10.2709847	10.2709847	10.2709847	10.2709847
Qda La Francia	0.18682812	0.10583361	0.03486773	0.03279908	0.03231533	0.03231533
Qda La Linda	5.46502541	0.27389138	0.27389138	0.27389138	0.27389138	0.27389138
Qda Los Caracoles EL Águila	0.18621863	0.17438225	0.17438225	0.17438225	0.17438225	0.17438225
Qda Manizales Río Chinchiná	0.03101308	0.01462563	0.01171862	0.01126247	0.01117244	0.01106337
Qda Manzanares La Maruja	0.60620157	0.30961422	0.17967272	0.17689534	0.17689534	0.17689534
Qda Menores	0.03353471	0.01707885	0.01707885	0.01707885	0.01707885	0.01707885
Qda Minitas	0.26306301	0.09195468	0.03026758	0.02566238	0.02685415	0.02454457
Qda Olivares	0.07975021	0.01963492	0.00701615	0.00669602	0.00652802	0.00587755
Qda San Luis	-0.06376503	0.01457912	0.00356815	0.00325293	0.00273894	0.00265888
Río Chinchiná	0.41056887	0.22925932	0.22925932	0.22925932	0.22925932	0.22925932

Fuente. Elaborado por Gustavo Adolfo Agredo Cardona, ampliado por Santo Trinidad Álvarez Ysabel. Agosto de 2013.

Figura 2. Densidades de los drenajes en las cuencas urbanas de Manizales, proceso comparativo según los años de la información cartográfica.



Fuente. Elaborado por Gustavo Adolfo Agredo Cardona, ampliado por Santo Trinidad Álvarez Ysabel. Agosto de 2013.

a) Qda El Bosque: La cantidad tanto unitaria como en porcentaje representativo, comparativo y proporcional respecto a ambas estructuras es considerablemente muy bajo y lejos de generar un impacto negativo se genera todo lo contrario: un impacto positivo, de muy bajas concentraciones en torno a los porcentajes (%) de

Estructura construida vs. Estructura verde.

b) Consecuentemente, se debe señalar en el caso de esta cuenca urbana que las distancias mínimas requeridas son respetadas. Las estructuras construidas aquí se apegan a la normativa vigente respecto a la separación

Figura 3. En las cuencas de las Quebradas el bosque y la calera, se observa una situación atípica.

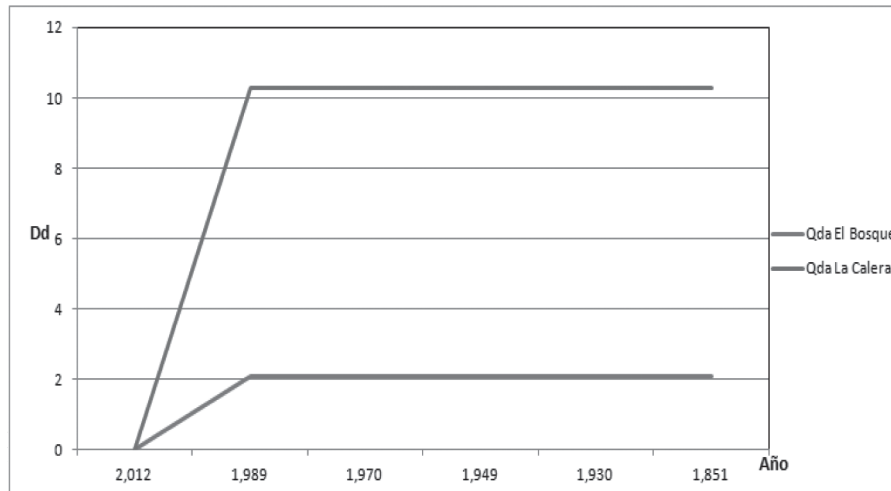
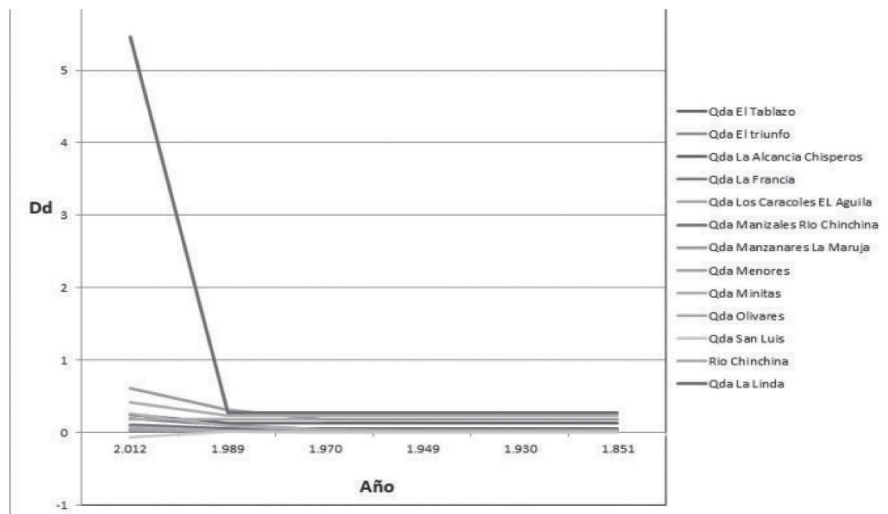


Figura 4. En las cuencas urbanas de Manizales, objeto de estudio, se observa que el comportamiento hídrico es paralelo desde 1851 y las variaciones drásticas surgen a partir del año 1989.



Fuente. Elaborado por Gustavo Adolfo Agredo Cardona, ampliado por Santo Trinidad Álvarez Ysabel. Agosto de 2013.

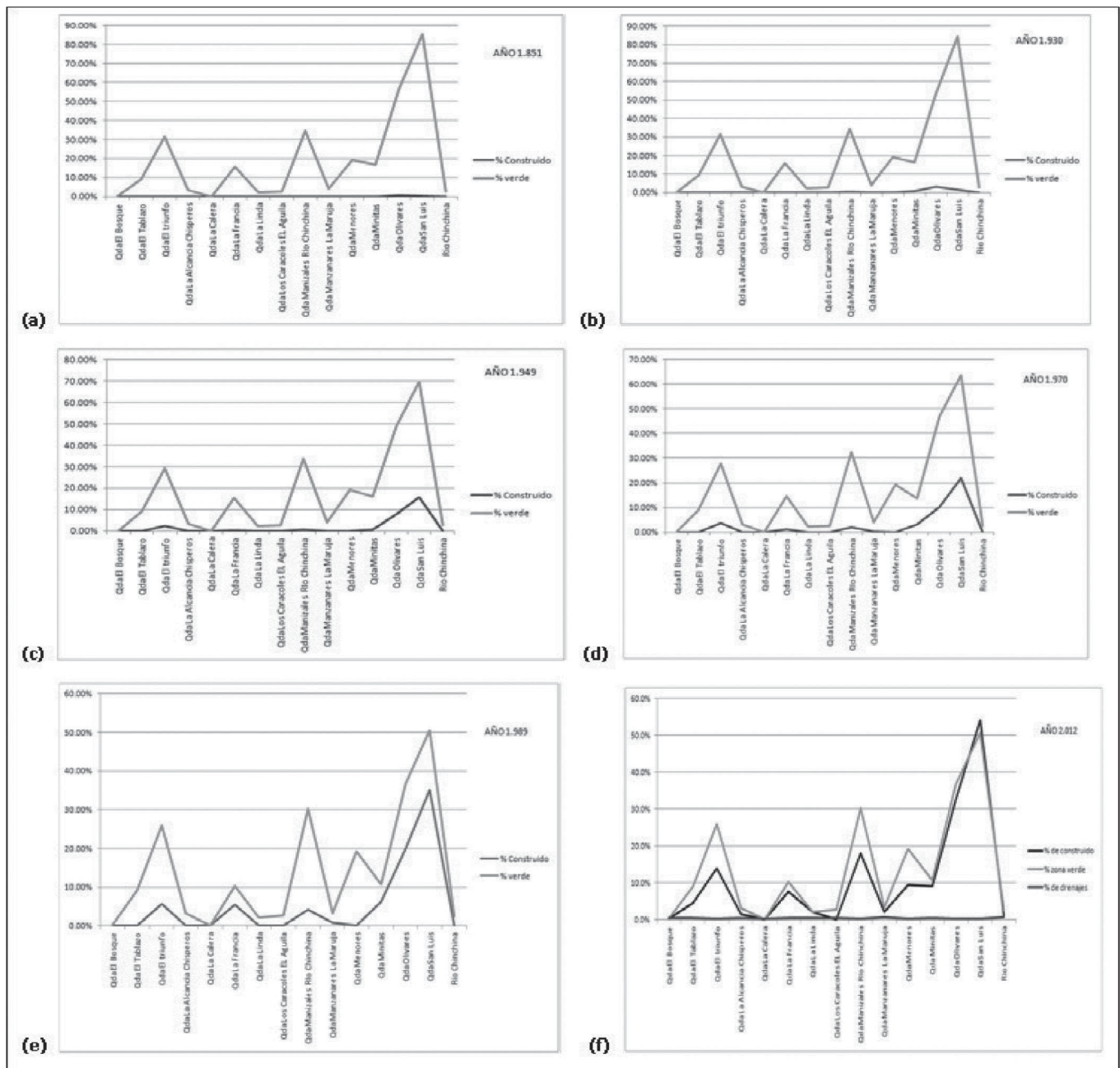
longitudinal de las distancias mínimas requeridas que deben cumplir las edificaciones respecto al curso hídrico [Rodríguez, et al., 2006].

c) Qda La Calera: Esta cuenca presenta valores inferiores (nulos o ceros) respecto a la Qda. El Bosque y con mayor acierto prima los puntos anteriores descritos en los apartados “a” y “b”. Realizado el análisis para estas cuencas y a manera de síntesis, las anomalías que presentan para el referido período se deben a la buena conservación de cobertura vegetal, su bajo grado de estructura construida y crecimiento poblacional, su bajo

grado de crecimiento urbanístico y su cumplimiento en acatar las distancias mínimas requeridas que deben cumplir las edificaciones respecto a los cursos hídricos dentro de lo establecido por la normativa vigente, como son la Ley 99 de 1993, el Decreto Ley 216 de 2003 y el Decreto 3266 de 2004, entre otros de la jurisprudencia colombiana.

El desarrollo urbano con ubicado hacia la zona oriental y según podemos constatar en la cartografía, infiere que el efecto sobre el sector La Linda es de baja influencia. La razón es que permanecen las características bioclimáticas que conservan la estructura hidrológica, las cuales guardan una relación con las características

Figura 5. (De izquierda a derecha y sentido de las manecillas del reloj): “Análisis de la estructura verde vs construido” para los años: (a) 1851; (b) 1930; (c) 1949; (d) 1970; (e) 1989; (f) 2012.



Fuente. Elaborado por Gustavo Adolfo Agredo Cardona, ampliado por Santo Trinidad Álvarez Ysabel. Agosto de 2013.

geomorfológicas al ejercer una restricción para el desarrollo urbanístico.

Se observa que es la única cuenca que posee la mayor densidad de drenaje dentro de todas las cuencas consideradas en este estudio, conservando para un Dd por valor de 5.5. Este hecho hace que sobresalga respecto al resto de las cuencas urbanas sometidas al modelado conservando valores Dd's muy deseables para el período comprendido entre 1989 a 2012.

En la Figura 5 (desde (a) hasta (f)), se relaciona el comportamiento

de las áreas verdes vs áreas construidas para el periodo correspondiente a los años 1851 a 2012. Para el período 1851 Figura 5a se observa que el porcentaje de “la estructura construida” es relativamente muy baja para todas las cuencas urbanas objeto de análisis (valores inferiores al 1%) respecto a la “estructura verde”, cuyos porcentajes reflejan valores muy superiores al 15% para la mayoría de las cuencas y cuyos valores aumentan a los casi 90% para las cuencas de Olivos, San Luis y Chinchiná. El área de ocupación urbanística, está presente de forma casi imperceptible, tanto que la

estructura construida no refleja incidencias o efectos negativos sobre la estructura verde, lo que pone de manifiesto el escaso impacto sobre las fuentes hídricas y el equilibrio ambiental de la ciudad para aquella época.

Para el período correspondiente a 1930 Figura 5b se observan tanto para “la estructura construida” como “la estructura verde” valores porcentuales muy similares para las cuencas urbanas consideradas y con tendencias porcentuales muy bajas (valores inferiores al 1%) respecto a la “estructura verde” comparados con los valores porcentuales superiores al 15% para la mayoría de las cuencas.

Sólo se observa una ligera diferencia incremental respecto a la estructura construida en torno al 5% y cuyos valores porcentuales de la estructura verde se mantienen alrededor del 90% para las cuencas de Olivares, San Luis y Chinchiná. A los aproximadamente 80 años a partir del inicio de la serie de datos (1851-1930) tomados para este estudio puede apreciarse que ambas tendencias se mantienen. Se evidencia el impacto o cambio notorio en la cuenca Olivares de la estructura construida el cual coincide con la zona del inicio fundacional de la ciudad y que concentraba el mayor número de población y por ende, mayor número de estructura construida o edificadas Figura 5b.

Para el período correspondiente a 1949 Figura 5c y a tan solo 20 años después del período anterior se empiezan a notar cambios significativos en las tendencias estructurales tomadas en consideración para este estudio. Los cambios que se observan tanto para “la estructura construida” como “la estructura verde” son valores porcentuales con tendencias dispares u opuestas en estas cuencas urbanas. Es decir, que mientras la “estructura construida” tiende a incrementarse en torno a valores porcentuales de entre el 3% y 5% para las (desde el Bosque hasta Menores) la “estructura verde” conserva sus niveles porcentuales sin percibirse niveles decrecientes.

No obstante, no ocurre lo mismo para las cuencas urbanas desde Minitas hasta Chinchiná donde se aprecian niveles porcentuales de la estructura construida del orden del 15%, donde se presentan valores que se triplican con relación tanto al ritmo de crecimiento del resto de cuencas urbanas como al ritmo de crecimiento comprendido/hasta 1930. Es aquí donde, por igual, se evidencia la tendencia decreciente en términos porcentuales (cerca de 15%) respecto a la estructura verde. Esto significa que se ha producido una notable reducción de la estructura verde, la que incluye cobertura vegetal, tales como pastos y selva secundaria. Esto se presenta en las cuencas urbanas de Minitas hasta Chinchiná para un período correspondiente de solo 20 años.

Estas cuencas son las que llegan a tener más grado de afección hídrica. Tan solo 20 años después, 1970 Figura 5d la línea de tendencia de valores porcentuales se mantienen con igual ritmo, aunque evidenciándose más notablemente para ambas estructuras las líneas de tendencias crecientes y menguantes en torno al 22% (estructura construida) y 64% (estructura verde). Estos valores acentúan aun más la tendencia negativa en cuestiones hídricas que experimentan las cuencas urbanas más afectadas, con un notable impacto en la estructura construida (Cuencas Minitas, Olivares y San Luis).

Para el período comprendido entre 1971 a 1989 Figura 5e la estructura construida tiende a incrementarse en torno a valores porcentuales bajos (5%) para las cuencas urbanas (desde el Bosque hasta Menores) y con igual tendencia desacelerada para la “estructura verde” con pérdida de su cobertura vegetal pastos y bosque secundario en torno al 5%. Sin embargo, se tiene un marcado contraste para las cuencas urbanas de Minitas hasta Chinchiná donde logra alcanzar niveles porcentuales en torno al 35% de estructura construida (aumento de +13% durante 20 años) y una rápida disminución de la cobertura vegetal cuyos niveles porcentuales rondan el 50% (-15% para mismo período).

Para el caso de las cuencas de las quebradas la Francia, la Linda y la Calera a 1989 estas sufren un acelerado proceso de crecimiento urbanístico tan pronunciado con relación al período anterior (más de la mitad de su cobertura vegetal) tan drástico y parecido al crecimiento que experimentan las Qdas Minitas-Chinchiná que, de seguir la misma línea de tendencia, casi se igualarán tanto en las estructuras construida y la estructura verde Figura 5e. Esto significa que de entre todas las cuencas urbanas consideradas en este estudio estas son las que alcanzan mayores niveles de desequilibrio ambiental como puede inferirse en la comparativa de sus estructuras tanto construidas como verdes.

Para el último período comprendido entre 1989 a 2012 tomando por igual una serie de 20 años de data Figura 5f las tendencias respecto a valores porcentuales como estructuras consideradas ejercen marcado contrastes dispares, pues la estructura construida llega a alcanzar sus mayores valores porcentuales. Tanto es así que en su línea de tendencia acelerada e incremental casi llega a igualar a la estructura verde en las zonas más afectadas por la ausencia de cobertura vegetal. Son las cuencas correspondientes a las Qdas. Francia, La Linda y Calera, Minitas-Chinchiná las que presentan pocos puntos porcentuales respecto a la estructura verde (cerca del 2%). Las Estructuras construida y verde sufren una tendencia como si fuesen a traslaparse; como si el incremento de lo urbanístico estuviese absorbiendo las áreas verdes Figura 5f.

Aunque existen porcentajes menores en la línea de tendencia relativa para ambas estructuras para el resto de cuencas urbanas estos no dejan de ser significativos y, de seguir su trayectoria, alcanzará niveles parecidos a las cuencas más destacadas en esta consideración cuyos niveles de desequilibrio ponen en evidencia el marcado grado de afección que produce la estructura construida sobre la estructura verde provocando que esté sometida a un gran estrés hídrico tanto por la pérdida considerable de su cobertura

vegetal como sus altos niveles de Dd's.

El proceso de crecimiento urbanístico de las ciudades intermedias andinas y propiamente las ubicadas en la montaña tropical como es el caso de la ciudad de Manizales ha sido el resultado de un asentamiento paulatino que ha tomado los mejores suelos para cimentar la edificación [Maskey, 1998], trayendo en consecuencia una drástica disminución en los aportes de caudales de las fuentes hídricas superficiales (aguas naturales) provenientes de las partes altas de las cuencas hidrográficas de la región debido a la disminución de la estructura vegetal.

Esta disminución en la cobertura vegetal (selva primaria y secundaria) actualmente solo está disponible y puede ser localizada en las periferias de la ciudad. Por lo general, en las zonas de mayor pendiente y de menor posibilidad urbanizadora. Las fuentes hídricas que se originan como resultado del ciclo hidrológico y que tienen en la selva andina la mayor posibilidad de captura y retención del agua precipitable que envuelve a este ciclo, como son las lluvias, el rocío, las infiltraciones y evapotranspiraciones [Cárdenas, et. al, 2000], se han visto afectadas al romperse o desestabilizar el proceso natural con que este ciclo se mueve en estas regiones con sus consecuentes repercusiones y desequilibrios ambientales en los diferentes cursos y etapas del imparable ciclo hidrológico y sus redes circulantes.

Las gráficas derivadas de este análisis multitemporal presentan una mayor acción urbanística en las cuencas Minitas, Olivares, San Luis y río Chinchiná. El cambio más notorio se presenta en drásticamente en las cuencas urbanas cuando a partir en el año 1970 se lleva a cabo el Primer Plan de Desarrollo para la ciudad de Manizales [Universidad Nacional de Colombia, 1970], donde se muestra el incremento urbanismo de la ciudad reflejando la pérdida que la Estructura Verde, la desecación de algunas fuentes hídricas o corrientes de agua, dieron paso a las nuevas edificaciones [Hermelin, 2007].

EL análisis y modelización empleado en este estudio muestra cómo que es posible determinar líneas de tendencias para determinados períodos (análisis de serie multitemporal) relacionado a la comparativa del crecimiento entre “estructuras construidas” y “estructuras verdes” de las ciudades ubicadas en el trópico andino. Este proceso de modelado puede realizarse en otras áreas de las cuencas andinas en Latinoamérica. Bastará con emplear buenos insumos que reflejen las coberturas tanto boscosas como edificables a través de buenos juegos de imágenes y aerofotografías que apoyen el análisis cartográfico.

Con esto como base permitirá deducir y obtener valores apreciativos respecto al grado o niveles de desequilibrio ambiental o bien ecológico si así se planteara el análisis. Esto pudiera acontecer en regiones andinas, sobre todo en zonas tropicales de media montaña. Los resultados bien podrían arrojar datos que reflejen el grado de afección que produce la estructura construida sobre la estructura verde, así como el estrés hídrico en la que podrían estar sometidas o encontrarse estas ciudades. Si se toma en cuenta ciertas características de las cuencas existentes en la

región, tales como clima, pendientes, intensidades de precipitaciones, y la relación entre la vegetación y textura así como sus densidades de drenajes, se puede inferir que las Dd's afectan al tipo de escorrentía superficial que discurren en las cuencas urbanas.

El resultado es que a mayores niveles de densidad de drenaje, mayor será la escorrentía asociada a las cuencas. Presentarán a su vez un mayor tiempo de concentración o respuesta hidrológica de la cuenca por no disponer de un suelo provisto de cobertura vegetal suficientemente bueno como para infiltrar y retener el agua precipitable, aumentando las probabilidades de ocurrencia de eventos de erosividad, crecidas o inundaciones torrenciales [Horton, 1962]. Esto pone en evidencias la importancia que tiene disfrutar de una buena y bien distribuida “estructura verde” que ayude a amortiguar los efectos negativos y tan repentinos que causan las crecidas al atravesar áreas urbanas (“Estructura Construida”).

Los procesos de urbanización conllevan al desarrollo de infraestructura vial pero la misma afecta las concentraciones de drenaje generadas de lluvias, presentando menores grados de infiltración en el suelo por pérdida de Estructura Verde, especialmente cobertura vegetal como pastos y arbustos. Mientras que los depósitos de aguas residuales aumentan en la medida que la ciudad se expande urbanísticamente, proceso histórico que se evidencia en los datos de la cartografía y en los resultados de las variaciones de los drenajes naturales.

6. REFLEXIONES

La energía es consustancial al funcionamiento de los sistemas. El consumo de los sistemas urbanos depende de los modelos de movilidad, de las tipologías edificatorias, de la eficiencia de las tecnologías y del modelo de ciudad del cual dependen y, a su vez, de las modalidades de los servicios urbanos, tales como agua, residuos, redes, etc. El consumo de las ciudades y la densidad de las infraestructuras en el área o superficie donde estas descansan pueden afectar el equilibrio natural del calor, pues el generado por el uso de energía, incluyendo automóviles, combinado con el calor diurno atrapado por las estructuras urbanas y la liberación más lenta durante la noche del calor almacenado (efecto isla de calor) puede elevar las temperaturas en una ciudad de entre 5° a 10° C., pudiendo agravarse en temporadas calientes (verano). Las inversiones térmicas son comunes en las áreas urbanas, atrapando las emisiones industriales y los productos de la quema de combustibles y contribuyendo a la formación del nocivo smog fotoquímico [Tobasura, 2008].

Mientras que ONU-Agua indica que los nexos entre el acceso al agua y la energía responden a los mismos

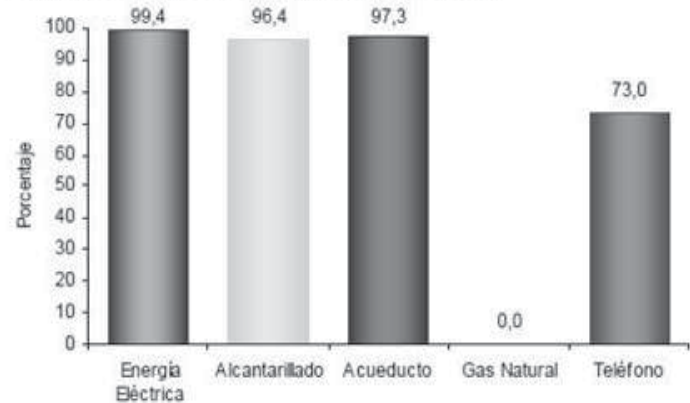
factores determinantes, tales como la demografía y el crecimiento económico. Enfatiza que los dos problemas se deben enfrentar mutuamente y que si no se resuelven simultáneamente, los intentos de solución de uno de ellos podría agravar el otro. Argumenta que la oferta de agua y energía descansa, de un modo u otro, sobre infraestructuras hidráulicas, razón por la que el desarrollo energético puede añadir presión sobre los recursos hídricos. Según sus estimaciones, se espera que más del 70% de la nueva demanda de energía eléctrica se cubra con combustibles fósiles tradicionales que aumentan significativamente la demanda de agua para refrigeración. Continuando sus argumentos, este organismo enfatiza que la demanda de energía eléctrica en las ciudades más dinámicas del mundo en desarrollo requiere de nuevas infraestructuras en lugares cada vez más distantes y menos poblados que aun disponen de oportunidades para nuevos emprendimientos hidroeléctricos, obras que podrían causar efectos negativos considerables sobre las cuencas hidrográficas (ríos) y todos los ecosistemas asociados a ellas. Como reflejan las cifras mostradas en este artículo por parte de estos organismos internacionales y sus dependencias, sus pronósticos indican que el consumo de agua y energía aumentará como consecuencia no solo del crecimiento demográfico, sino también agrario, lo que resultará en una mayor competencia por unos recursos cada vez más insuficiente [WWAP, 2009 & 2012; World Bank, 2013 & 2014].

En el estudio sobre el cálculo de la huella ecológica practicado a la ciudad de Manizales presentado por Tobasura (2008) analiza por medio a una matriz de productos requeridos y espacio físico necesario para garantizar los consumos per cápita, para estimar el consumo energético, espacios y servicios públicos y vivienda, llegando a la siguiente conclusión argumental: “Manizales cuenta con una buena dotación de captura de CO₂, provisión de agua y generación hidroeléctrica. No obstante, la ciudad es deficitaria en espacio para viviendas, espacios públicos por habitante que, añadido el factor topográfico donde se ubica la ciudad, imposibilita la expansión de la ciudad a niveles mínimos, estando dentro de las ciudades con menor espacio físico por habitante en Colombia. Aunque tiene buen potencial de generación hidroeléctrico y recursos hídricos, el crecimiento demográfico y demanda de servicios en todos los usos (públicos, domésticos, industriales, etc.) requerirá de una mayor oferta para satisfacer tales necesidades energéticas [Tobasura, 2008].

Como puede apreciarse de la comparativa de los datos de este autor y los del DANE (2005) mostrados en la figura nº6, la ciudad de Manizales disfruta de buena cobertura de los servicios derivados entre el nexus “agua y energía”; exceptuado por el suministro gasífero intradomiciliario. El que se lleven a cabo estudios y

Figura 6. Servicios con que cuentan las viviendas en la ciudad de Manizales, Caldas.

Servicios con que cuenta la vivienda



Fuente. DANE, 2005.

la adopción de medidas y políticas que permitan determinar las necesidades de demanda espacio (territorio), recursos hídricos (agua) y suministro energético a la ciudad bien sea por estos rubros o por otros (eólica, gas, geotérmico, etc.) que puedan mejorar el estado actual y futuro de los habitantes ante las demandas que así lo ameriten [WWAP, 2009 & 2012; World Bank, 2013 & 2014].

REFERENCIAS

- Aparicio M., F.J. Fundamentos De Hidrología De Superficie. LIMUSA-México, 2010.
- Ayala Carcedo, F. (2006). *Riesgos naturales y desarrollo sostenible: Impacto, predicción y mitigación.*
- Boada i Junca, M., & Toledo, V. M. (2003). *El planeta, nuestro cuerpo: La ecología, el ambientalismo y la crisis de la modernidad.* México, D.F.: Fondo de Cultura Económica.
- Cárdenas Támara, F., Cordero Pérez, H., Devia Castillo, C., Arenas Salazar, H., Herrera Barrera, J. C., & Díaz Marín, D. (2000). *Desarrollo sostenible en los andes de Colombia : (provincias del norte, Gutiérrez y Valderrama) (Vol. 1).* Boyacá, Colombia: Fundación cultural javeriana de artes gráficas.
- Chow, V. T., & Saldarriaga, J. G. (1994). *Hidráulica de canales abiertos.* Santafé de Bogotá, Colombia: McGraw-Hill.
- Chow, V. T., Maidment, D. R., & Ways, L. W. (1994). *Hidrología Aplicada (Vol. 584).* Santafé de Bogotá, Colombia: McGraw-Hill Interamericana.
- Dane, 2005.
- Gómez Valentin, M., Macchione, F., & Russo, B. (2009). Comportamiento hidráulico de las calles durante lluvias extremas en zonas urbanas. *Ingeniería hidráulica en México, 24*, 51-62.
- Gregory, k. J., & Walling, D. E. (1973). *Drainage Basin Form and Processes. A Geomorphological Approach.* London.
- Hermelin, M. (2007). *Entorno natural de 17 ciudad de Colombia (1 ed.).* Medellín, Colombia: Fondo editorial universidad EAFIT.
- Horton, R. E. (1932). Drainage-basin characteristics. *Transactions of the American Geophysical Union, 13*(1), 350-361.

- Horton, R. E. (1962). Erosional development of streams and their drainage basins; Hydrophysical Approach to Quantitative Morphology. *Bulletin of the Geological Society of America*(56).
- Landa, E. R. (1987). History of Hidrology. *American Geophysical Union*, 3.
- Maskey, A. (1998). *Navegando entre brumas: La aplicación de los sistemas, de información geográfica al análisis de riesgos en América latina.* . Lima: Intermediate Technology Development Group, ITDG. .
- Monsalve Sáenz, G. (1999). *Hidrología en la ingeniería.* Santafé de Bogotá, Colombia: Alfaomega.
- Morales Benítez, O. (1987). *Liberalismo: Destino de la patria.* Bogotá, Colombia: Plaza & Janés.
- Muñoz Carpena, R., & Rodríguez Ritter, A. (2005). *Hidrología agroforestal.* Madrid.
- Rodríguez, G., Londoño Toro, B., & Herrera Carrascal, G. J. (2006). *Perspectivas del derecho ambiental en Colombia.* Bogotá, Colombia: Universidad del Rosario.
- Rueda Palenzuela, S. (1999). *Modelos e Indicadores para ciudades más sostenibles.* Departamento de Medio Ambiente de la Generalidad de Catalunya. , Barcelona, España.
- Tobasura, A. I. (2008). Huella Ecológica y Biocapacidad: Indicadores Biofísicos para la Gestión Ambiental. El caso de Manizales, Colombia. *Revista Luna Azul*, 12.
- Universidad Nacional de Colombia, C. (1970). *Fondo Nacional de Proyectos de Desarrollo (Colombia), & Manizales (Colombia).* Departamento de Planeación Municipal., Plan de desarrollo urbano Manizales., Bogotá.
- UN-Water Annual International Zaragoza Conference 2014. (13-16 de enero de 2014). Recuperado el . Zaragoza, España, de Preparing for World Water Day 2014: Partnerships for improving water and energy access, efficiency and sustainability.: http://www.un.org/waterforlifedecade/water_and_energy_2014/
- Vélez Upegui, J. J., & Botero Gutiérrez, A. (2010). Estimación del tiempo de concentración y tiempo de rezago en la cuenca experimental urbana de la quebrada de san luis, Manizales. *Dyna*, 78(165), 58-71.
- World Bank, the. (2012). Obtenido de Strengthen, Secure, Sustain. World Bank Water Partnership Program (WPP): http://www.zaragoza.es/ciudad/medioambiente/onu/en/detallePer_Onu?id=479
- World Bank, the. . (2013). Obtenido de Thirsty Energy. World Bank Water and Sanitation Program: http://www.zaragoza.es/ciudad/medioambiente/onu/en/detallePer_Onu?id=749.
- World Water Assessment Programme. (2012). *United Nations World Water Development Report 4.* Obtenido de Volume 1: Managing Water under Uncertainty and Risk.: http://www.zaragoza.es/ciudad/medioambiente/onu/en/detallePer_Onu?id=71

Adaptación de herramientas de gestión para la estimación y seguimiento del material particulado en una caldera bagacera

Adaptation of management tools for estimating and monitoring of particulate matter in a bagasse boiler

María Isabel Gutiérrez-López^{a*}, Natalia Perea^b, Judith Rodríguez^b

Recibido: febrero 23 de 2014
Recibido con revisión: junio 5 de 2014
Aceptado: junio 20 de 2014

^{a*} Universidad Nacional de Colombia,
Sede Palmira,
Cra 32 B/Chapinero-Vía Candelaria,
Palmira, Colombia
Tel.: +(57) 286 88 88, ext. 35746
migutierrezl@unal.edu.co

^b Universidad Nacional de Colombia,
Sede Palmira.

Energética 43, junio (2014), pp. 59-65

ISSN 0120-9833 (impreso)
ISSN 2357 - 612X (en línea)
www.revistas.unal.edu.co/energetica
© Derechos Patrimoniales
Universidad Nacional de Colombia



RESUMEN

El material particulado, es el contaminante más significativo en la generación de vapor, en calderas bagaceras. Con el fin de realizar un seguimiento permanente de este contaminante, se adaptaron herramientas estadísticas del Modelo de Gestión Integral de la Energía para estimar las emisiones de material particulado de una caldera bagacera, asociándolo a variables como la humedad, la materia extraña y el clima. A partir del uso de factores de emisión se logró determinar las emisiones diarias de material particulado y, aplicando las herramientas del Modelo de Gestión Integral de la Energía se determinó la tendencia y comportamiento de las emisiones asociando las variables mencionadas. Los niveles de material particulado encontrados están dentro de los valores reportados en la bibliografía, y, se determinó que el 39,49% de los días presentan tasas de emisión por encima de la tendencia encontrada y el 23,6% de las emisiones diarias no están asociadas a la generación de vapor, significando un sobreconsumo de combustible. Además, las variables estudiadas presentaron una relación directa frente a la tendencia de material particulado, mostrando que el Modelo de Gestión Integral de la Energía es una herramienta viable para la toma de decisiones en el contexto económico y ambiental del proceso de generación de vapor.

PALABRAS CLAVE

Caldera bagacera; material particulado; modelo de gestión integral de la energía; gestión energética.

ABSTRACT

Particulate matter emissions are the most significant pollutant from steam generation process in bagasse boilers. In order to make a permanent monitoring of particulate matter, statistical tools from the Model Integral Energy Management were adapted to estimate particulate matter, emissions in a bagasse boiler, associating variables such as moisture, foreign matter and climate. Using emission factors it was determined day-to-day Particulate Matter emissions, and by Model Integral Energy Management tools the tendency and behavior of emission was determined combining with the mentioned variables. Particulate matter levels found are within the values reported in the literature, and it was determined that 39.49% of the days emission rates are above the tendency and the 23.6% of the daily emissions are not associated with the generation of steam, meaning fuel overconsumption. In addition, the variables studied showed a direct relation against the tendency of particulate matter, showing that Model Integral Energy Management is a viable tool for decision-making in the economic and environmental context of process steam generation.

KEYWORDS

Bagasse boiler; particulate matter; integrated management system of energy; energetic management.

1. INTRODUCCIÓN

El material particulado (MP) es un conjunto de partículas sólidas y líquidas (a excepción del agua) generado por una gran variedad de fuentes naturales y antropogénicas, que presenta características diferentes de densidad y granulometría, agrupándose en tres categorías: material particulado total, [García, 2006; Rodríguez, 2010; Aldabe, 2011].

La presencia en la atmósfera de este contaminante ocasiona variedad de impactos a la vegetación, materiales y el hombre, entre ellos, la disminución visual en la atmósfera, causada por la absorción y dispersión de la luz, y en la salud, está asociado con el incremento del riesgo de muerte por causas cardiopulmonares en muestras de adultos [Arciniegas, 2012; Aguirre, 2010].

El proceso de combustión del bagazo, es una fuente antropogénica que genera como principal contaminante atmosférico el MP, proveniente principalmente de cenizas y del carbono de las partes fibrosas del bagazo que no se logra quemarse completamente. La mayor producción de MP está asociado a un aumento en la cantidad de combustible utilizado, al contenido de materia extraña (ME) y humedad en el bagazo [Orellana, et al., 2009; Vásquez, et al., 1999; Golato, 2008].

La ME en el bagazo corresponde al material mineral proveniente del suelo principalmente silicio, magnesio, calcio, sodio y potasio, y al material vegetal residual de cosecha como hojas, cogollos y cepas. Mientras, que la ME vegetal por su menor contenido de humedad mejora la eficiencia de la combustión, la ME mineral aumenta las cenizas, genera daños en los equipos de extracción de jugo previos al proceso fabril causando ineficiencias que generan un bagazo con alto contenido de humedad. Por otro lado, un alto contenido de humedad en el bagazo incide en el poder calorífico inferior (PCI) de este, que es el calor efectivo entregado por el combustible. Así, a mayor humedad, será menor el calor generado por el combustible y consecuentemente, su consumo será mayor. Estas variables pueden verse afectadas principalmente en las temporadas con un alto régimen de lluvias, ya que se presenta una mayor cantidad de suelo adherido en la caña durante la cosecha [Garcés & Martínez, 2007; Larrahondo, 1995].

Existen dispositivos de amortiguamiento para mitigar las emisiones de MP, ubicados a la salida de los gases, como filtros, ciclones, lavadores de gases, precipitadores electrostáticos, entre otros [Aroca & Peña, 2011]. Mientras que, para el control y monitoreo del MP se realiza un muestreo isocinético que por su alto costo y método complejo restringe la frecuencia de las mediciones para la generación de datos, lo que impide establecer medidas de control efectivas sobre este proceso.

Respondiendo a esta necesidad se presenta un método de estimación que permite dar una aproximación a las emisiones de MP, como lo ha propuesto la EPA con los Factores de Emisión donde se relaciona la actividad o proceso con un índice de emisividad. Sin embargo, aunque este método brinda gran cantidad de información para el seguimiento, no es suficiente para hacer gestión en pro de mitigar las emisiones de MP, este puede ser integrado a herramientas de gestión energética, lo cual permitiría no solo estimar emisiones de MP, sino también tomar decisiones inmediatas y preventivas para su mitigación. Por otro lado, se puede asociar el MP como indicador energético ya que su formación está relacionada con ineficiencias en el proceso, por lo que su monitoreo es pertinente para determinar efectividad de medidas de gestión para disminución de consumos energético y optimización del proceso.

El objetivo de este estudio es integrar a las actuales herramientas de gestión del MGIE con el indicador de emisiones de MP de la EPA y determinar el impacto de la humedad y material extraño, analizando su incidencia de acuerdo al comportamiento climático que se presenta en el Valle Geográfico del río Cauca, donde se presenta la concentración de la industria azucarera en Colombia.

2. METODOLOGIA

2.1. Descripción del área de estudio.

El estudio se llevó a cabo en una caldera de un ingenio azucarero ubicado en el Valle geográfico del Río Cauca. Esta es una caldera acuatubular marca Distral de 350 psi y una capacidad de 150.000 L vapor/h, la cual opera generalmente las 24 horas de los 7 días de la semana, exceptuando las paradas eventuales de mantenimiento y reparaciones, que se realiza anualmente en un tiempo no superior a 48 horas. El vapor generado abastece los procesos de producción de azúcar y un turbogenerador.

Los gases generados por la combustión del bagazo van al sistema de control de partículas de la caldera, que consta de un multiciclón. Posteriormente pasa a un decantador de ceniza por vía húmeda y luego los gases pasan a través del ducto de la chimenea con ayuda de un ventilador para llegar a otro sistema de filtración (lavador de gases), y finalmente los gases filtrados son expulsados a la atmósfera.

2.2. Estimación Material Particulado

Se estimaron las emisiones diarias de MP de la caldera para el año 2011, a partir del método indirecto del factor de emisión (FE) de 8,4 lb M vP/ton bagazo, el cual corresponde a la tasa de emisión de una caldera de combustión con ciclones como dispositivos de control de MP [US.EPA, 1995].

$$MP = A \times FE \times \left[1 - \left(\frac{ER}{100} \right) \right] \quad (1)$$

Donde:

E: Estimado de emisión para la fuente

A: Nivel de actividad
 FE: Factor de emisión.
 ER: Eficiencia del equipo de control.

Se aplicó método de los mínimos cuadrados relacionando las emisiones de MP estimadas en función de la producción de vapor generado en cada periodo de tiempo para determinar la ecuación lineal que correlaciona estas variables, y obtener una ecuación de tipo:

$$MP = mP + MP_0 \quad (2)$$

Donde:

MP: Emisiones de material particulado

P: Producción asociada en el período seleccionado.

m: Pendiente de la recta que significa la razón de cambio medio de las emisiones de MP respecto a la producción.

MP₀: Intercepto de la línea en el eje y que significa las emisiones no asociadas a la producción.

2.3. Monitoreo de las emisiones de MP

Se utilizó el gráfico de tendencia o sumas acumulativas (CUSUM) para monitorear la tendencia de las emisiones, con respecto a la ecuación de la línea base estimada [UPME, 2008]. Para la construcción de este gráfico se realizó la diferencia entre las emisiones estimadas del periodo 2011 (MP), y la tendencia de las emisiones a partir de la expresión de la línea base (MP) y luego se realizó la suma acumulativa, para ser graficada en función del tiempo.

El gráfico se realiza en un sistema de coordenadas x, y, donde la x es el periodo o tiempo de monitoreo y en el eje y el valor de la suma acumulativa.

2.3.1. Indicador de eficiencia Base 100 (IB100)

Se generó el indicador de gestión para monitorear el comportamiento de las emisiones con respecto al valor de emisión alcanzable (tendencia). Para lo cual, se adaptó el indicador de eficiencia Base 100 (IB100) del MGIE. Este indicador se calculó a partir de la relación de las emisiones calculadas de la ecuación de la línea base con respecto a las estimadas [UPME, 2008]:

$$IB100 = \frac{MP_{tendencia}}{MP_{estimado}} \times 100 \quad (3)$$

El valor obtenido representa las emisiones esperadas de MP respecto a las emisiones reales (estimadas) para el mismo valor de producción. Entonces para días en los cuales el indicador resulta ser menor a 100 se considera presentaron ineficiencias que contribuirán a aumentar las emisiones de MP, ya que los datos medidos sobrepasan la tendencia establecida. Mientras que valores mayores a 100, son días en los cuales se presentaron sucesos que mitigaron las emisiones de MP.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 Estimación de material particulado

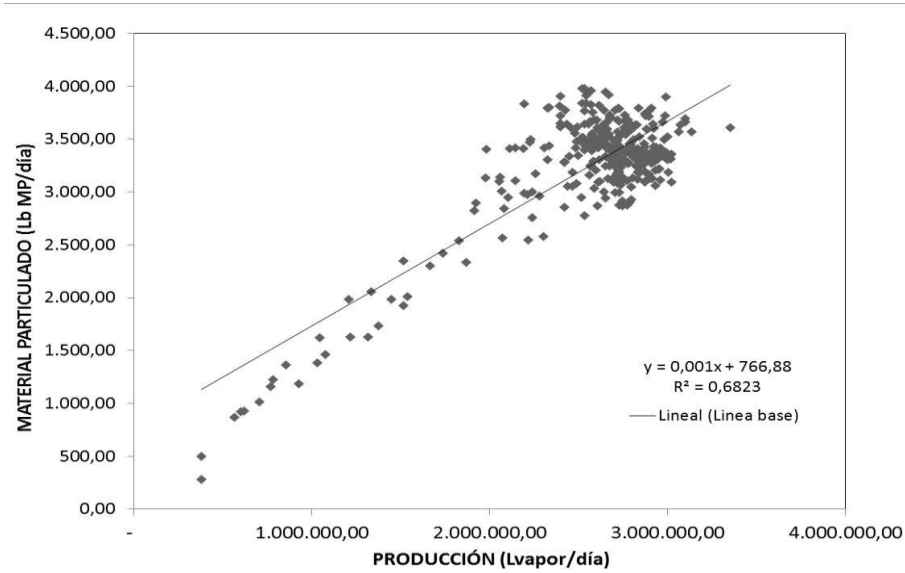
Aplicando el FE se pudo estimar el MP diariamente, para los registros presentados para el 2011. El promedio de MP obtenido fue 3249,40 lb MP/día con una desviación estándar de 559,87, y se alcanza un valor mínimo de emisiones de 282,85MP/día y un máximo en las tasas de emisión de 3979,59MP/di. Estudios reportados por [Orellana, et al., 2009], el cual encontró para una caldera de igual capacidad las emisiones son alrededor de 5554,41 lb MP/día.

La ecuación lineal de la figura 1, representa la función para estimar las emisiones de MP del proceso de generación de vapor para un determinado valor de producción del mismo. La función representa una explicación del 68,23% de los datos graficados, debido a que existe una variabilidad significativa entre las emisiones y la producción evaluada, es decir que para una producción de vapor determinada se presentan diferentes tasas de emisión de MP.

Se encontró que la emisión de MP que no proviene del nivel de producción de vapor es 766,65 lb MP/ton bagazo, que representa el 23,6% de las emisiones promedio en un día. En condiciones ideales el total de MP generado se relaciona con la capacidad de generación de vapor de la caldera [Vas, et al., 2010]. Este es producto de elementos inertes en el combustible, que no se combinan con el comburente (oxígeno) y pasan directamente a los residuos de la combustión [Calle & Ulloa, 2010]. En el bagazo los elementos inertes, según la composición química, son las cenizas que varía al cambiar de una región a otra, incluso entre la misma región, así como entre variedades de caña [Rosales et al., 2008]. Por lo tanto, las emisiones no asociadas a la producción son producto de un bajo rendimiento en la combustión a una quema ineficiente de bagazo.

Por lo tanto, será necesario un exceso de bagazo para obtener la energía que mantenga el nivel de producción de vapor que requiere el ingenio. La relación de sobrecosumo de bagazo con la cantidad de MP emitido, está dada que por cada kg de MP se dejan de aprovechar 4 kg de bagazo [EEAOC, 2004], es decir, se están desperdiciando 507,71 toneladas de bagazo al año, una cantidad significativa que podría significar una oportunidad económica y ambiental para la optimización del proceso.

Figura 1. Emisiones de Material Particulado vs Producción de Vapor



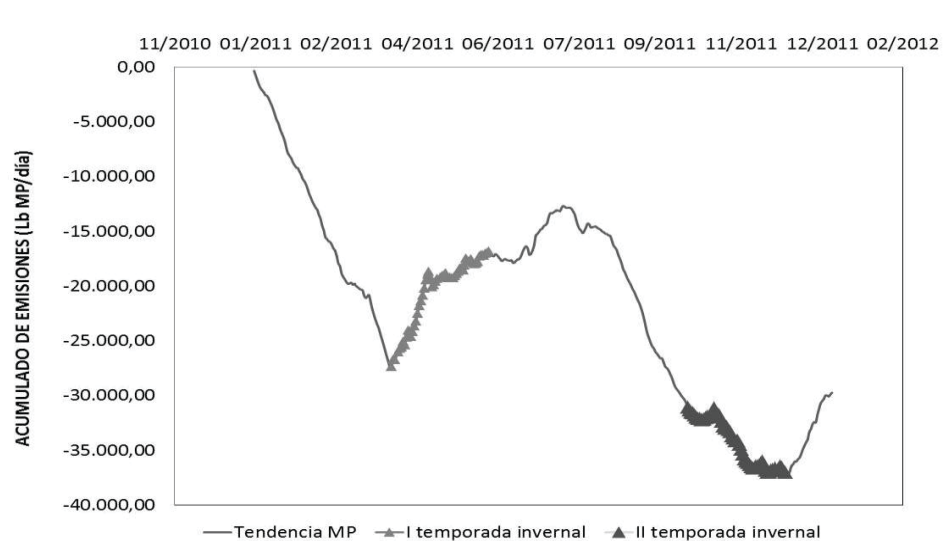
Fuente. Elaboración propia

Tabla 1. Información del gráfico 4.

Ecuación Lineal	$E = 0,001P + 766,65$
Índice de correlación	0,6823
Emisiones de material particulado no asociado a la producción (lb MP/día)	766,65

Fuente. Elaboración propia

Figura 2. Tendencia – CUSUM



Fuente. Elaboración propia

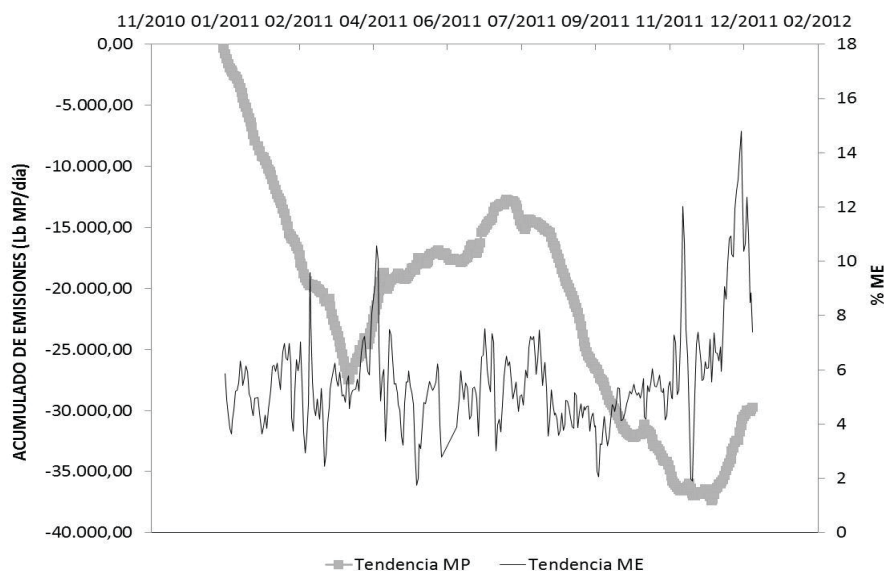
3.2. Monitoreo de las emisiones de MP

El análisis del comportamiento de MP en el tiempo, se obtiene por el método de sumas acumulativas (cusum) (Figura 2), asociándolo a las temporadas de invierno establecidas en la región por el Centro de Investigación de la Caña de Azúcar en Colombia (Cenicaña) [Cortés & Barrios, 2010].

Se encontró un comportamiento no uniforme en las emisiones de MP, presentando una variación considerable en la tasa de emisión a lo largo del año. Desde enero hasta los primeros días de marzo se observa una tendencia a la disminución de MP emitido, debido a las operaciones de mantenimiento que se realizan al inicio del año.

A partir de marzo hasta finales del mes de junio aumentaron las emisiones de MP; comportamiento esperado para la primera temporada de lluvia (abril-mayo), ya que bajo regímenes de lluvia los inquemados por el alto contenido de ME mineral en el bagazo. De julio a noviembre el MP tiende a disminuir, contrario a lo que se esperaría para la segunda temporada de lluvias (octubre-noviembre) del año. Por el contrario, los últimos días del año el incremento de las emisiones es considerable, esto asociado a que a finales de 2011 y principios de 2012, se registraron condiciones extremas de precipitación en el valle geográfico del río Cauca, producto del fenómeno de La Niña [Asocaña, 2013].

Figura 3. Comportamiento de la materia extraña



Fuente. Elaboración propia

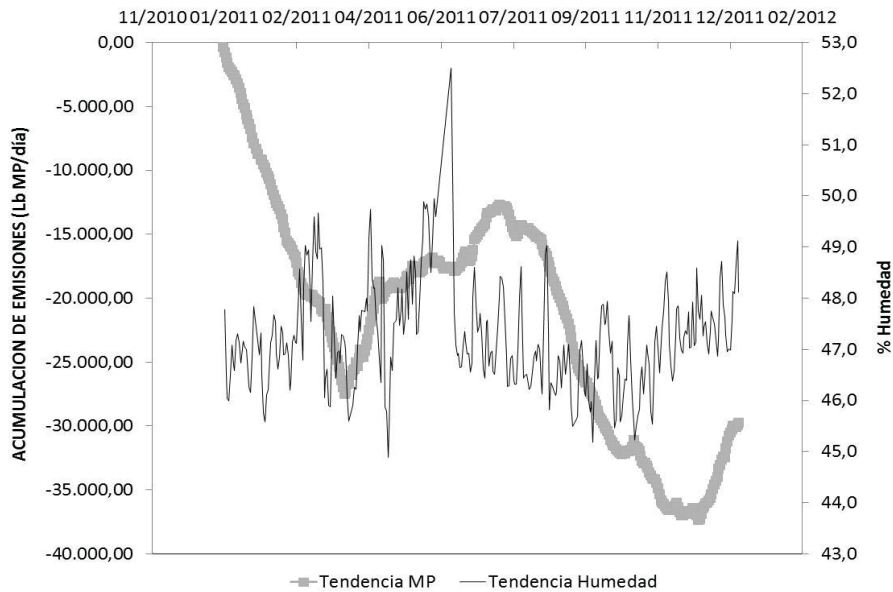
Se encontró una relación entre el contenido de ME del bagazo y la tendencia de emisiones de MP, en donde un incremento de MP esta precedido de un aumento en los contenidos de ME del bagazo. En las dos temporadas de invierno la ME tiende a aumentar significativamente, lo que es esperado ya que se presenta una mayor cantidad de suelo adherido en la caña durante la cosecha por el alto grado de humedad del terreno, como se explicó anteriormente. [Garcés & Martínez, 2007; Larrahondo, 1995; Aroca & Peña, 2011].

Aunque el aumento de ME no está solamente asociado a las dos temporadas de lluvias establecidas, si se observa una relación directa con las emisiones de MP, presentando los valores más altos de ME en las dos épocas de invierno, y los últimos días de año donde las condiciones de precipitación fueron extremas.

Se observa que los valores de ME se encuentran entre 2 y 14%, manteniéndose la tendencia a valores entre 5 y 7%, un valor que la industria considera manejable para el proceso de elaboración, pero

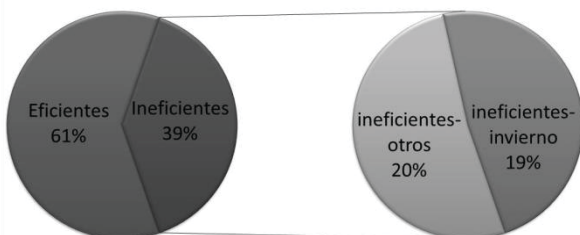
que impacta considerablemente las emisiones de MP, disparando las tasas de emisión en valores por encima de 10% como se observa en los dos últimos meses del año.

En la figura 4 se observa que la humedad se relaciona directamente con las emisiones de MP. Durante el mes de junio se presentan los valores más altos de humedad lo que se refleja en las máximas emisiones de MP alcanzadas en el año. De igual manera, hacia el final del año (noviembre- diciembre) el aumento de humedad se relaciona con el aumento de las emisiones, asociado a las condiciones extremas de precipitación ya mencionadas para estos últimos meses del año. Según [Trujillo, 2011], el incremento de las tasas de emisión es debido a la presencia de material incombusto ya que cuando el bagazo tiene una humedad muy alta, la temperatura de combustión no es suficientemente elevada como para completar las reacciones químicas del proceso.

Figura 4. Comportamiento de la humedad

Fuente. Elaboración propia

Asociando la humedad a las temporadas de lluvia se observa una relación entre estos dos parámetros, la humedad tiende a aumentar en regímenes de lluvia, aunque la relación directa de este parámetro se asocia con el proceso de molienda ya que depende de la cantidad de agua de imbibición empleada para retirar la sacarosa y de la eficiencia de los molinos del ingenio, especialmente el último, en el cual se realiza la extracción final de jugo al bagazo que posteriormente es enviado a la caldera. Se observa que los niveles de MP no bajan de 44%, un valor aceptable para la industria en el proceso de elaboración, pero que afecta altamente el proceso de generación, por las pérdidas de energía y aumento de las tasas de MP, estableciéndose que una reducción de la humedad hasta el 40% aumenta el PCI en un 19% y disminuye un 22% el bagazo quemado en el horno [Paz & Cárdenas, 1999], lo que se traduce en un descenso de las emisiones de MP para una producción igual de vapor. Por lo tanto los valores de humedad manejados en este estudio, no son viables energéticamente ni ambientalmente.

Figura 5. Porcentaje de datos eficientes e ineficientes.

Fuente. Elaboración propia

Se determinó que el 39,49% de los días se encontraron como ineficientes (emisiones por encima de la tendencia) un valor alto que sugiere un proceso con altos costos ambientales y económicos. De estos el 19,03% de los días pertenecen a las dos temporadas anuales de lluvia que se han establecido en el Valle del Cauca, validando la relación existente de la precipitación con el proceso de generación, a partir del modelo. Es importante mencionar que debido al cambio climático los regímenes de precipitación han variado considerablemente en especial por fenómenos climáticos como La Niña, que afecta temporal y espacialmente la ocurrencia de la precipitación por lo que las temporadas establecidas presentan un grado de incertidumbre. Sin embargo el modelo puede responder a esta variabilidad ya que se realiza dando respuesta a estos eventos como se observó en los últimos días del año en donde se presentaron precipitaciones extremas, atípicas en esta época.

4. CONCLUSIONES

La estimación de emisiones de MP a partir de las herramientas de gestión se encuentra dentro de los valores de emisiones de MP reportados por otros autores. Un resultado aceptable para realizar un análisis aproximado de la tendencia de las emisiones asociadas a la producción de vapor, influenciada por la humedad y ME del bagazo. Se encontró una relación directa entre estos parámetros y el MP, las variables afectan significativamente la producción de este contaminante llevando a valores pico de emisión como respuesta a un incremento en los valores de humedad y ME.

El modelo tuvo una respuesta positiva siendo una alternativa viable económicamente y logísticamente para el seguimiento y monitoreo de esta variable ambiental tan sensible y regulada, en los ingenios azucareros, que representa impactos en el ambiente y en su proceso de elaboración. Se encontró que el 23,6% de las

emisiones no están asociadas a la producción de vapor, lo que indica una pérdida de 507, 71 ton de bagazoal año, pérdidas asociadas a la calidad del bagazo y condiciones operacionales.

El clima como un factor determinante en la industrialización de la caña de azúcar y la generación de MP en este proceso, presenta una relación directa en cuanto su incidencia en las tasas de emisión, aunque solo el 19,03% de las emisiones están asociadas a las épocas de invierno establecidas, el cusum muestra la relación por el aumento del MP en los últimos meses del año donde se presentaron altos índices de precipitación.

El MP se puede establecer como un indicador ambiental asociado a la eficiencia energética del proceso, que empleándolo como una herramienta de gestión de la energía contribuye a la reducción de costos por consumo de energía y costos asociados a la mitigación de impactos ambientales por emisiones, debido a reducción de las mismas por optimización del proceso.

REFERENCIAS

- Aguirre, A. I. (2010). Estudio de series temporales y composición química del material particulado atmosférico en distintas áreas del país vasco.
- Aldabe Salinas, J. (2011). Caracterización Físico-química del Material Particulado en la Comunidad Foral de Navarra.
- Arciniegas, C. A. (2012). DIAGNÓSTICO Y CONTROL DE MATERIAL PARTICULADO: PARTÍCULA SSUSPENDIDAS TOTALES Y FRACCIÓN RESPIRABLE.
- Aroca Delhi, R., & Peña Estrella, J. (2011). Análisis de recubrimientos duros para molinos de caña de azúcar. Repositorio de la Escuela Superior Politécnica.
- Asocaña. (2013). Aspectos generales del sector azucarero 2012-2013.
- Calle, J., & Ulloa, S. (2010). Funcionamiento de una central térmica a vapor utilizando biomasa. Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana.
- Cortés B, E. &, & Barrios P, C. (2010). Nuevo calendario de temporadas secas y lluviosas en el Valle del río Cauca.
- EEAOC. (2004). Eficiencia energética en el sector azucarero. Proyecto "Incremento de la eficiencia energética y productiva en la pyme argentina".
- Garcés, R. V., & Martínez, S. V. (2007). Estudio del poder calorífico del bagazo de caña de azúcar en la industria azucarera de la zona de Risaralda. Trabajo de grado para optar por el título de Tecnólogas químicas.
- García, H. M. (2006). Evaluación del riesgo por emisiones de partículas en fuentes estacionarias de combustión. Estudio de caso: Bogotá.
- Golato, M. A. (2008). Metodología del cálculo de la eficiencia térmica de generadores de vapor. Revista Industrial y Agrícola de Tucumán.
- Larrahondo, J. E. (1995). Calidad de la Caña de Azúcar.
- Orellana, J. L., Rivas, J. R., & Vélez, J. (2009). Aplicación de un modelo de dispersión de material particulado generado en calderas bagazeras. El Salvador: Facultad de Ingeniería y Arquitectura. Universidad Centroamericana "Jose Simeon Canas".
- Paz, D., & Cardenas, G. J. (1999). SECADERO DE BAGAZO O ECONOMIZADOR: ANÁLISIS COMPARATIVO DE SU INFLUENCIA EN EL RENDIMIENTO ENERGÉTICO NETO DE UNA CALDERA BAGACERA. Industrial y Agrícola de Tucumán.
- Rodríguez, A. (2010). Modelación de la generación de material particulado en función de la composición del combustible.
- Rosales, A. M., Larrahondo, J., & Castillo, E. F. (2008). Determinación del poder calorífico y las cenizas en bagazo de caña de azúcar por espectroscopia de infrarrojo cercano.
- UPME. (2008). Herramientas para el análisis de caracterización de la eficiencia energética. Bogotá D. C: Unidad de Planeación Minero Energética.
- UPME. (2008). Sistema de Gestión Integral de la Energía. Guía para la implementación. Bogotá D. C: ISBN 978-958-8123-43-1.
- US.EPA. (1995). Compilation of Air Pollution Emission Factors, United States Environmental Protection Agency, Office of Air Quality Planning and Standards. Research Triangle Park, NC: AP-42, 5th ed.
- Vas, C. M., Stamile, S. M., & O, D. S. (2010). Sistema para tratamiento de agua de ceniza de lavado de gases de caldera.
- Vásquez, H., Calero, L., & Calero, C. X. (1999). Control de Emisiones de Chimeneas: el caso del Ingenio Mayaguez.



Estudio del efecto de la distorsión armónica de tensión sobre la operación del motor trifásico de inducción en estado estacionario

Study of voltage harmonic distortion effect over three-phase induction motor operation on steady state condition

Diego Valencia^a, Enrique Quispe^{b*}, Vladimir Sousa^c

Recibido: abril 15 de 2014
Recibido con revisión: junio 3 de 2014
Aceptado: junio 17 de 2014

^aUniversidad
Autónoma de Occidente, Cali.
dfvalencia@uao.edu.co

^{b*}Universidad Autónoma de Occidente,
Calle 25 # 115-85, Cali, Colombia,
Tel.: +(57) 23188000 Ext 11856.
ecquispe@uao.edu.co

^cUniversidad de Cienfuegos, Cuba
vsousa@ucf.edu.cu

Energética 43, junio (2014), pp. 67-77

ISSN 0120-9833 (impreso)
ISSN 2357 - 612X (en línea)
www.revistas.unal.edu.co/energetica
© Derechos Patrimoniales
Universidad Nacional de Colombia



RESUMEN

Se presenta una metodología para cuantificar el efecto de la distorsión armónica de tensión sobre la eficiencia, el factor de potencia y la potencia del motor trifásico de inducción. La metodología usa un circuito equivalente modificado del motor de inducción que permite calcular su operación ante frecuencias armónicas. Las ecuaciones del modelo se resuelven usando el principio de superposición y son simuladas mediante el software MATLAB. La metodología fue aplicada a un motor de jaula de ardilla de 3 HP. Se observa que el factor de potencia y la eficiencia del motor disminuyen respecto a la magnitud y el orden del contenido armónico del sistema de alimentación, por lo tanto la metodología permite determinar la desclasificación de la potencia del motor.

PALABRAS CLAVE

Armónicos de tensión; circuito equivalente; desclasificación de la potencia; eficiencia; factor de potencia; motor de inducción.

ABSTRACT

This paper presents a methodology to quantify the effect of voltage harmonic distortion over efficiency, power factor and output power of three-phase induction motors. The methodology uses a modified induction motor equivalent circuit which allows estimating motor operation under harmonic frequencies. The equations obtained by the model are solved using superposition principle and these are simulated in MATLAB. The methodology was applied on a 3 HP squirrel cage induction motor. It is observed that motor's power factor and efficiency are reduced as a function of the magnitude and order of harmonic content; therefore, the methodology allows determining the derating of the motor.

KEYWORDS

Voltage harmonics; equivalent circuit; derating; efficiency; power factor; induction motor.

1. INTRODUCCIÓN

El incremento de cargas no lineales conectadas al sistema eléctrico ha provocado distorsiones de la forma de onda de tensión que da lugar a una problemática de armónicos alimentando los equipos de uso final, lo cual tiene consecuencias como interferencias en las telecomunicaciones, pérdidas de confiabilidad para los usuarios del sistema de potencia, incremento de los costos de operación, sobrecalentamiento de equipos, mediciones imprecisas de potencia y energía y fallas u operación inadecuada en transformadores, capacitores y motores eléctricos [Ramírez & Cano, 2003; Hossam & Hasan, 2006].

Los motores eléctricos de inducción constituyen los dispositivos de accionamiento más empleados en el mundo, con un mayor impacto en procesos industriales, sector en el cual consumen aproximadamente el 68% de la energía eléctrica total empleada [Waide & Brunner, 2013], de ahí que su eficiencia y la confiabilidad de operación son aspectos relevantes para mejorar la eficiencia energética en la industria y reducir los costos de producción [Quispe, 2003].

Un sistema de alimentación con contenido armónico puede perjudicar las características de operación del motor como son la eficiencia y confiabilidad, al incrementar las pérdidas, elevar la temperatura y disminuir la potencia nominal y el tiempo de vida de la máquina [Honsinger, 1980; Murphy & Honsinger, 1982; Vamvakari, et al., 2001; Mistry, et al., 2010, Sousa & Gómez, 2013].

El efecto de la distorsión de la onda de tensión sobre el motor de inducción ha sido objeto de estudio desde inicios del siglo XX, pero tuvo mayor relevancia con el creciente uso de la electrónica de potencia en procesos productivos. Se han publicado desde entonces estudios experimentales enfocados a identificar el impacto sobre el tiempo de vida [Arora, et al., 2012], el desempeño de los motores alimentados con formas de onda no sinusoidales [Chalmers & Sarkar, 1968; Raj, et al., 2006] y mediante convertidores de potencia [Bassi, et al., 2012], que demuestran que estas características se reducen si las tensiones de alimentación tienen forma no sinusoidal, en proporción al orden de los armónicos presentes.

Se han propuesto igualmente métodos de predicción o estimación del efecto de las tensiones armónicas sobre la operación del motor inducción, basados en estudios analíticos [Boglietti, et al., 2010; Romero, et al., 2012], muchos de estos empleando la aproximación del circuito eléctrico equivalente [Klingshirn & Jordan, 1968; Sen & Landa, 1989; Pedra, et al., 2006]. Se han planteado igualmente modificaciones del circuito equivalente

del motor de forma que se obtenga una mayor sensibilidad a la variación de la forma de onda de alimentación, dando como resultado estimaciones más precisas de su operación [Honsinger, 1980; Murphy & Honsinger, 1982; Vamvakari, et al., 2001; Papazacharopoulos, et al., 2002; Phumiphak & Chat-Uthai, 2008].

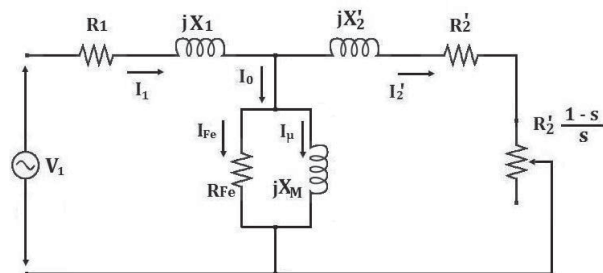
Este artículo presenta una metodología que emplea una modificación del circuito eléctrico equivalente del motor de inducción para estimar los efectos de la distorsión armónica de tensión sobre su factor de potencia, eficiencia y potencia de salida. La metodología se fundamenta en la determinación experimental de los parámetros del circuito equivalente convencional a frecuencia fundamental.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Circuito Equivalente del Motor de Inducción Incluyendo Tensiones Armónicas

El circuito eléctrico equivalente convencional del motor de inducción es ilustrado en la Figura 1; este representa la operación de una fase del motor alimentado por un sistema de tensiones trifásico, simétrico y con forma de onda sinusoidal [Cochran, 1989].

Figura 1. Circuito eléctrico equivalente del motor de inducción en condiciones sinusoidales.



Fuente. Elaboración propia

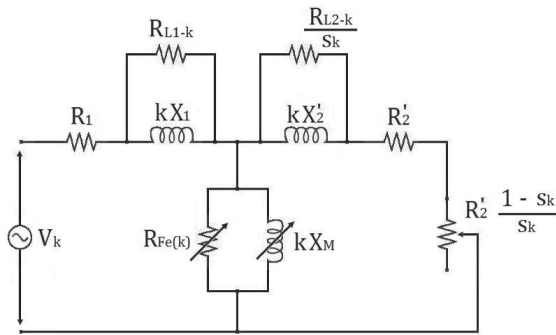
En el modelo convencional las pérdidas en el núcleo del estator son representadas por el resistor R_{Fe} y las pérdidas adicionales son generalmente despreciadas. Sin embargo, un sistema de alimentación con tensión no sinusoidal incrementa los flujos dispersos en el motor que hacen a las pérdidas adicionales igualar, o superar, a las pérdidas nominales en el núcleo del estator según sea la frecuencia [Murphy, 1982], de ahí que bajo condiciones no sinusoidales las pérdidas adicionales no pueden ser despreciadas.

De igual forma, los parámetros del circuito equivalente deben ser expresiones dadas en función de la frecuencia, por lo que el uso del modelo convencional del motor de inducción de la Figura 1 resulta inviable debido a su representación invariante ante la frecuencia de alimentación.

Se propone entonces modificar el circuito equivalente convencional para tener en cuenta los efectos individuales de cada armónico

temporal sobre las fases del motor y determinar la operación del mismo mediante principio de superposición. La Figura 2 muestra el circuito eléctrico equivalente del motor de inducción para su operación con una tensión con frecuencia armónica k incluyendo la fundamental [Honsinger, 1980; Vamvakari, et al., 2001; Valencia & Quispe, 2013].

Figura 2. Circuito equivalente modificado del motor de inducción para una tensión de alimentación del armónico k .



Fuente. Elaboración propia

Los flujos magnéticos que ocasionan las pérdidas en el núcleo del estator están representados por la reactancia de magnetización X_M , por lo tanto, la representación de estas pérdidas se hace en la figura 2 mediante una resistencia $R_{Fe(k)}$ acoplada en paralelo a X_M , la cual debe variar en función de la frecuencia de alimentación, a diferencia del circuito equivalente convencional de la figura 1 en el que se considera constante.

De igual forma, los flujos magnéticos que causan pérdidas adicionales son representados por las reactancias de dispersión X_1 para el estator y X_2 para el rotor. Las pérdidas adicionales se representan entonces en sus componentes del estator y del rotor, ilustrados en la figura 2 como las resistencias R_{L1-k} y R_{L2-k}/s_k acopladas en paralelo a las reactancias de dispersión del estator y rotor respectivamente y variables frente a cambios de la frecuencia [Honsinger, 1980]. Adicionalmente, la resistencia de pérdidas adicionales en el rotor depende del deslizamiento s_k propio de cada frecuencia armónica presente en la alimentación [Murphy & Honsinger, 1982].

Se presenta a continuación la metodología de cálculo de los parámetros del circuito equivalente incluyendo armónicos temporales. En este estudio se consideran a las resistencias de pérdidas en el cobre del estator R_1 y del rotor R_2 como constantes ante la variación de la frecuencia.

2.1.1 Deslizamiento en presencia de armónicos

En condiciones sinusoidales el deslizamiento del motor de inducción representa la diferencia porcentual entre la velocidad sincrónica del campo magnético giratorio del entre hierro y la velocidad angular en el eje; esta se expresa como:

$$s = \frac{n_s - n}{n_s} \quad (1)$$

Donde:

n_s es la velocidad sincrónica y n es la velocidad angular del eje del motor, ambas en rpm.

Una tensión a frecuencia armónica alimentando el motor provocará una variación de la velocidad de giro del campo magnético del entre hierro proporcional al orden del armónico, de forma que el deslizamiento s_k para un armónico k se expresa, en p.u. Según (2).

$$s_k = \frac{(k \cdot n_s) \mp n}{(k \cdot n_s)} \quad (2)$$

Que en función del deslizamiento a frecuencia fundamental es:

$$s_k = \frac{k \mp (1-s)}{k} \quad (3)$$

Donde el signo \pm depende de la secuencia de fases del armónico k . El signo es negativo para armónicos de secuencia positiva ($3n+1$); $n = 0,1,2,\dots$ Es positivo para armónicos de secuencia negativa ($3n+2$). Los armónicos de secuencia cero ($3n$) producen un campo pulsante que no afecta las interacciones electromagnéticas estator-rotor, por lo que no se tienen en consideración.

Los armónicos de secuencia negativa generan flujos magnéticos giratorios en el entre hierro con dirección contraria al flujo a frecuencia fundamental y al giro del eje del motor, por lo que producen un deslizamiento armónico mayor que la unidad [Klingshirn & Jordan, 1968].

2.1.2 Reactancias de dispersión y magnetización del circuito con armónicos.

La reactancia inductiva como representación del flujo magnético se expresa en función de la frecuencia de acuerdo a (4).

$$X_L = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L \quad (4)$$

Donde f es la frecuencia en Hz y L la inductancia en H.

De esta forma, la reactancia de dispersión del estator en función de la frecuencia y su respectiva variación ante el armónico k es:

$$X_{1(k)} = 2 \cdot \pi \cdot (k \cdot f) \cdot L_1 = k X_{1(1)} \quad (5)$$

Igualmente se expresan las reactancias de magnetización y de flujos dispersos en el rotor:

$$X_{M(k)} = 2 \cdot \pi \cdot (k \cdot f) \cdot L_M = k X_{M(1)} \quad (6)$$

$$X_{2(k)} = k X_{2(1)} \quad (7)$$

2.1.3 Resistencias de pérdidas adicionales.

Las pérdidas adicionales en el estator a frecuencia fundamental son determinadas a partir del circuito equivalente de la figura 2 según (8).

$$P_{L1-1} = I_{L1-1}^2 R_{L1-1} \quad (8)$$

Donde I_{L1-1} es la corriente que circula por la resistencia R_{L1-1} a frecuencia fundamental, expresada por:

$$I_{L1-1} = I_{1(1)} \left(\frac{X_{1(1)}}{\sqrt{R_{L1-1}^2 + X_{1(1)}^2}} \right) \quad (9)$$

Remplazando (9) en (8) con $I_{I(1)}$ como la corriente de entrada a frecuencia fundamental en amperes, se obtiene:

$$P_{L1-1} = \frac{I_{1(1)}^2 R_{L1-1}}{1 + \left(\frac{R_{L1-1}}{X_{1(1)}} \right)^2} \quad (10)$$

Adicionalmente, las pérdidas adicionales en el estator por fase son expresadas como una fracción λ de la potencia de salida [Honsinger, 1980]. Esta fracción puede obtenerse mediante el criterio de la norma IEC 60034-2-1 de estimación de pérdidas adicionales (IEC, 2007).

$$P_{L1-1} = \lambda P_{sal} = \lambda \eta V_1 I_{1(1)} \cos \phi_1 = \lambda \eta I_{1(1)}^2 \bar{r}_{eq} \quad (11)$$

Donde V_1 es la tensión de alimentación en volts del circuito equivalente a frecuencia fundamental, $\cos \phi_1$ es el factor de potencia en p.u., η es la eficiencia en p.u. y \bar{r}_{eq} es la resistencia de entrada equivalente del motor en ohm dada por:

$$\bar{r}_{eq} = \frac{V_1}{I_{1(1)}} \cos \phi_1 \quad (12)$$

Al igualar (10) y (11) se obtiene:

$$\lambda \eta \bar{r}_{eq} = \frac{R_{L1-1}}{1 + \left(\frac{R_{L1-1}}{X_{1(1)}} \right)^2} \quad (13)$$

Resolviendo para R_{L1-1} se obtiene:

$$R_{L1-1} = \frac{X_{1(1)}^2 I_{1(1)}}{2 \lambda \eta V_1 \cos \phi_1} \left[1 + \sqrt{1 - \left(\frac{2 \lambda \eta V_1 \cos \phi_1}{I_{1(1)} X_{1(1)}} \right)^2} \right] \quad (14)$$

Se define entonces σ como:

$$\sigma = \frac{2 \lambda \eta V_1 \cos \phi_1}{I_{1(1)} X_{1(1)}} \quad (15)$$

Con lo que (14) se simplifica como:

$$R_{L1-1} = \frac{X_{1(1)}}{\sigma} \left(1 + \sqrt{1 - \sigma^2} \right) \quad (16)$$

Utilizando los parámetros del circuito equivalente a frecuencia fundamental y empleando las expresiones (15) y (16) se estima la resistencia de pérdidas adicionales en el estator a frecuencia fundamental. Como en condiciones sinusoidales las pérdidas adicionales en el rotor son pequeñas respecto a una alimentación con armónicos, se asume que su resistencia asociada a frecuencia fundamental R_{L2-1} es igual a su homóloga en el estator.

$$R_{L1-2} = R_{L1-1} \quad (17)$$

Con ello, los valores de estas resistencias con el circuito alimentado con un armónico de orden k son:

$$R_{L1-k} = R_{L1-1} \cdot k \cdot \left(\frac{1 + f \cdot \gamma}{1 + k \cdot f \cdot \gamma} \right) \quad (18)$$

$$R_{L2-k} = R_{L2-1} \left(\frac{s_k \cdot k}{s} \right) \left(\frac{1 + s \cdot f \cdot \gamma}{1 + s_k \cdot k \cdot f \cdot \gamma} \right) \quad (19)$$

Donde s_k es el deslizamiento armónico en p.u. dado en (3), f es la frecuencia fundamental de operación, γ es el cociente entre el coeficiente de pérdidas por histéresis k_H y el coeficiente de pérdidas por corrientes de eddy k_E . Estas últimas se asumen como iguales, por lo que la constante γ es igual a la unidad [Vamvakari, et al., 2001].

2.1.4 Resistencia de pérdidas en el núcleo del circuito con armónicos.

En condiciones sinusoidales las pérdidas en el núcleo del estator varían aproximadamente con la frecuencia de excitación ω y el cuadrado de la densidad de flujo ϕ [Vamvakari, et al, 2001].

$$P_{Fe} = k_H \cdot f \cdot \phi^2 + k_E \cdot f^2 \cdot \phi^2 \quad (20)$$

La representación de estas pérdidas se realiza en el circuito equivalente de la figura 2 como la rama en paralelo o de magnetización. En este modelo se asume que $R_{Fe} \gg X_M$, de ahí que:

$$I_M^2 R_{Fe} = \left(\frac{V_M}{R_{Fe}} \right)^2 \cdot R_{Fe} = \left(\frac{k_H}{f} + k_E \right) \cdot f^2 \cdot \phi^2 \quad (21)$$

Donde I_M es la corriente de magnetización del circuito equivalente a frecuencia fundamental y V_M la tensión sobre R_{Fe} .

Resolviendo para R_{Fe} se obtiene:

$$R_{Fe} = \frac{1}{\left(\frac{k_H}{2\pi f} + k_E\right)} \quad (22)$$

Con ello, la resistencia de pérdidas en el núcleo del estator para una excitación con frecuencia kf es:

$$R_{Fe(k)} = \frac{1}{\left(\frac{k_H}{2\pi(kf)} + k_E\right)} \quad (22)$$

3 MATERIAL Y MÉTODOS

3.1 Supuestos

Para simplificar la construcción del modelo matemático del motor de inducción alimentado con tensiones distorsionadas, se harán las siguientes consideraciones [Quispe & Patiño, 1995]:

1. Los bobinados del estator y del rotor son trifásicos y están distribuidos simétricamente en el espacio.
2. Las superficies del estator y del rotor se consideran superficies coaxiales y por consiguiente el entre hierro es constante.
3. La distribución espacial de la densidad de flujo magnético es sinusoidal, es decir, no hay armónicos espaciales de campo magnético.

3.2 Materiales y equipos

El circuito eléctrico equivalente de la figura 2 se utiliza para determinar el efecto de la distorsión de la forma de onda de alimentación sobre la operación del motor de 3 HP, 220 V de la figura 3 con datos de placa dados en la Tabla 1.

Figura 3. Motor seleccionado para pruebas.



Fuente. Elaboración propia

Tabla 1. Datos de placa del motor de prueba

Parámetro	Valor o Característica
Potencia	3 HP (2235 W)
Frecuencia	60 Hz
Tensión	220 V – 240 V
Corriente	9,0 A
Clase de aislamiento	F
'Frame'	182T
Diseño	B
Código	K
'Rating'	40.C
SF	1,25
Eficiencia nominal NEMA	84.0 %
Velocidad nominal	1745 RPM

Fuente. Elaboración propia

El estudio se centra en cuantificar la variación de la eficiencia, el factor de potencia y la potencia del motor con base en los parámetros de los circuitos equivalentes con armónicos, el principio de superposición y el criterio de pérdidas equivalentes en el cobre [Quispe, 2012; Quispe, et al., 2013].

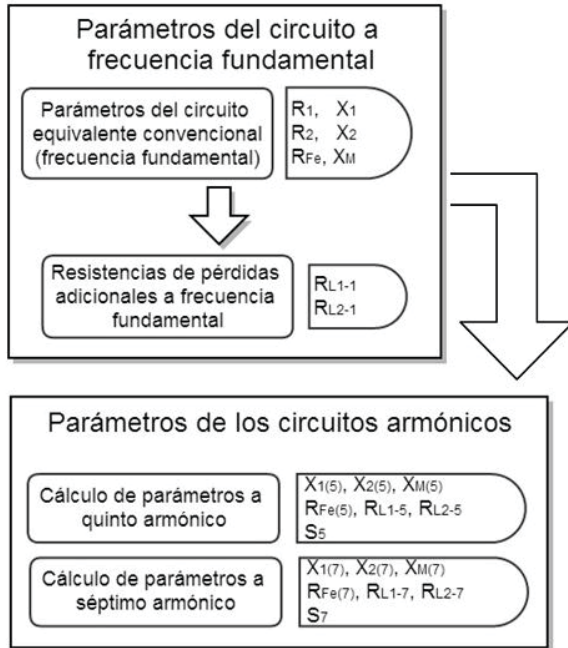
Se usa para el estudio un sistema de tensiones trifásico con contenido de quinto y séptimo armónico representando los efectos de los armónicos de secuencia positiva y negativa respectivamente. Las magnitudes de estos armónicos se presentan en valores porcentuales en la Tabla 2.

3.3 Metodología

El procedimiento a seguir se ilustra en la figura 4, en la que los parámetros del circuito a frecuencia fundamental permiten calcular tanto las nuevas resistencias de pérdidas adicionales del circuito modificado, como los parámetros de los respectivos circuitos con armónicos.

Con los parámetros de los circuitos equivalentes armónicos y a frecuencia fundamental se determinan la eficiencia, el factor de potencia y la potencia correspondientes a cada circuito y se comparan estas variables entre la operación con alimentación sinusoidal y con armónicos.

Figura 4. Procedimiento para determinar los parámetros de los circuitos equivalentes



Fuente. Elaboración propia

3.3.1 Parámetros del circuito equivalente a frecuencia fundamental

Los parámetros del circuito eléctrico equivalente del motor de inducción a frecuencia fundamental se obtienen mediante las pruebas propuestas en la norma IEEE 112 (2004). Estos ensayos aplicados a temperatura ambiente de 25 °C, permiten obtener los parámetros del circuito equivalente convencional, Tabla 3.

Tabla 3. Parámetros del circuito equivalente a frecuencia fundamental.

Parámetro	Magnitud
R_1	2,33 Ω
R_2	0,748 Ω
$R_{Fe(1)}$	620,132 Ω
$X_{1(1)}$	1,001 Ω
$X_{2(1)}$	1,494 Ω
$X_{M(1)}$	20,731 Ω
s (plena carga)	0,0305 p.u.

Fuente. Elaboración propia

Tabla 2. Contenido armónico de las formas de onda a simular

Forma de onda	Contenido de quinto armónico	Contenido de séptimo armónico
Fundamental	0 %	0 %
Número 1	15 %	10 %
Número 2	20 %	15 %

Fuente. Elaboración propia

3.3.2 Resistencias de pérdidas adicionales a frecuencia fundamental.

Se utilizan (15) y (16) para determinar la resistencia de pérdidas adicionales en el estator de acuerdo a los parámetros calculados y a la estimación del factor λ de pérdidas adicionales igual al 1% [IEC, 2007]. Con ello se obtiene:

Tabla 4. Resistencias de pérdidas adicionales a frecuencia fundamental

Parámetro	Magnitud
R_{1L-1}	10,54 Ω
R_{2L-1}	10,54 Ω

Fuente. Elaboración propia

3.3.3 Parámetros del circuito equivalente con armónicos

A partir de los parámetros a frecuencia fundamental, se calculan los parámetros del circuito equivalente de la figura 2 para el quinto y séptimo armónico teniendo en cuenta las expresiones (5), (6) y (7) para la variación de las reactancias, (18), (19) y (23) para la variación de las resistencias y (3) para la variación del deslizamiento.

La resistencia de pérdidas adicionales en el rotor depende de los deslizamientos definidos por la frecuencia fundamental y por la frecuencia de los armónicos de tensión, por lo que su efecto sobre la operación estimada del motor está definido según la carga en estudio.

La Tabla 5 condensa los parámetros del circuito equivalente con armónicos para los sistemas de alimentación a quinto armónico, séptimo armónico y a frecuencia fundamental.

3.3.4 Cálculo del factor de potencia con armónicos

El factor de potencia es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente; la potencia activa en condiciones de armónicos es la suma algebraica de las potencias consumidas a cada frecuencia, mientras que la potencia aparente está determinada por la suma efectiva de los productos entre tensiones y corrientes [Quispe y Aguado, 2002], según:

$$FP = \frac{\sum [V_{(k)} \cdot I_{1(k)} \cdot \cos(\phi_k - \varphi_k)]}{\sqrt{[\sum V_{(k)}^2] \cdot [\sum I_{1(k)}^2]}} \quad (24)$$

Donde $V_{(k)}$ es la tensión de alimentación en volts del circuito equivalente de la figura 2 para el armónico k , $I_{I(k)}$ es la corriente en amperes del estator al armónico k y el término $(\phi_K - \phi_K)$ es el factor de potencia determinado para cada armónico.

3.3.5 Cálculo de la eficiencia con armónicos

La eficiencia es la relación entre la potencia que el motor entrega y la potencia que absorbe de la red; en condiciones no sinusoidales se calcula mediante el análisis por superposición de los circuitos armónicos con el cociente entre la suma algebraica de potencias desarrolladas internamente en el eje con cada armónico y la suma algebraica de las potencias que cada frecuencia armónica absorbe de la red, así:

$$\eta = \frac{\sum P_{mi(k)}}{\sum P_{(k)}} \quad (25)$$

Donde $P_{mi(k)}$ es la potencia mecánica interna en watt generada para cada armónico de orden k , entendida como la potencia disipada por la resistencia de carga del circuito de la figura 2 y $P_{(k)}$ es la potencia de entrada en watt para cada armónico k del circuito de la Figura 2.

3.3.6 Cálculo de la potencia con armónicos

El estudio de la potencia del motor de inducción en condiciones no sinusoidales se centra en estimar la potencia máxima que este puede entregar sin comprometer su operación y vida útil, pues cuando opera en condiciones no sinusoidales las corrientes de fase y la temperatura son mayores que bajo una operación con tensiones sinusoidales [Quispe, et al., 2013]. Este análisis lleva a determinar un factor de desclasificación de la potencia del motor según sea la distorsión armónica de excitación, de forma que se limite el incremento de temperatura hasta su valor nominal [Quispe, 2012].

El criterio de la corriente equivalente nominal para la desclasificación de la potencia en motores de inducción ha demostrado adecuados niveles de confiabilidad para estimar este factor [Quispe, et al., 2013]. El criterio consiste en considerar que la máxima potencia que el motor puede entregar se da cuando las

pérdidas en los devanados del estator en condiciones no sinusoidales son iguales a las pérdidas producidas en estos en operación sinusoidal, es decir:

$$\sum P_{1(k)} = \sum P_{1(1)} \quad (26)$$

Donde $P_{(k)}$ es la potencia en watt disipada en las resistencias del estator de la figura 2 con un armónico de orden k y $P_{(1)}$ es la potencia en watt disipada en las resistencias del estator de la figura 2 a frecuencia fundamental.

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se realiza una simulación en MATLAB de la operación en condiciones no sinusoidales del motor de 3 HP de la figura 3 empleando el circuito equivalente de la figura 2 con los parámetros determinados en la tabla 5. Se determina entonces la variación de la eficiencia y factor de potencia y se estima un factor de desclasificación de la potencia bajo las condiciones de operación mencionadas.

4.1 Efecto de los armónicos sobre el factor de potencia

Utilizando los parámetros de los circuitos equivalentes de la tabla 5 y el principio de superposición a través de (24) se estiman las variaciones del factor de potencia del motor bajo excitación no sinusoidal, con contenido armónico listado en la Tabla 2. La variación del factor de potencia en función de la carga del motor para cada contenido armónico se observa en la Figura 5.

La Figura 5 ilustra variaciones limitadas pero existentes en el factor de potencia en operación con armónicos de tensión respecto a su operación en condiciones sinusoidales. Se ilustra en la Figura 6 estas variaciones enfocadas en la operación con cargabilidad cercana al 100%.

Tabla 5. Parámetros del circuito equivalente con armónicos

Parámetro	Valor a frecuencia fundamental	Valor a quinto armónico	Valor a séptimo armónico
$X_{I(k)}$ [Ω]	1,001	5.005	7.007
$X_{2(k)}$ [Ω]	1,494	7.50	10.50
$X_{M(k)}$ [Ω]	20,731	103.7	145.1
$R_{Fe(k)}$ [Ω]	620.132	620,78	620,88
R_{1L-k} [Ω]	10,54	10,68	10,71
R_{2L-k} / s_k [Ω]	Depende del deslizamiento		
s_k [p.u.] (plena carga)	0.0305	1.1939	0.8615

Fuente. Elaboración propia

La Figura 6 evidencia la variación del factor de potencia del motor de inducción en condiciones no sinusoidales. Esta variable disminuye conforme aumenta la magnitud de los armónicos, con mayor impacto para armónicos de orden cercano a la fundamental.

4.2 Efecto de los armónicos de tensión sobre la eficiencia

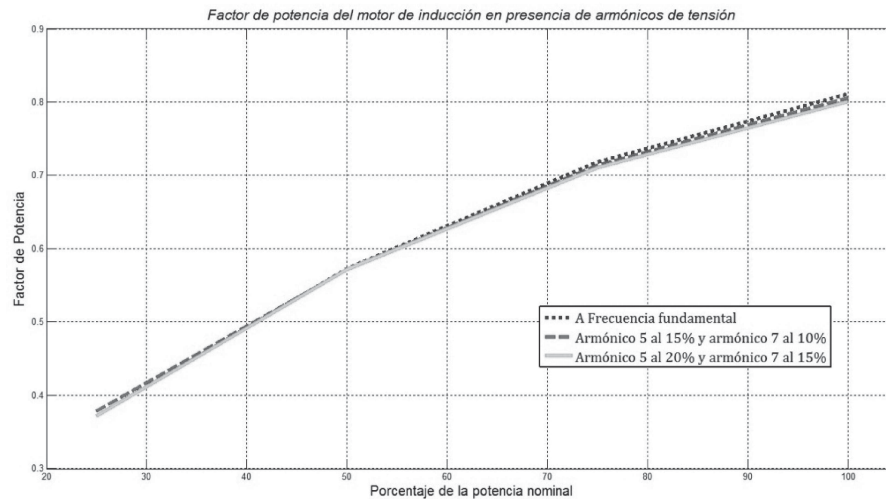
A partir del mismo procedimiento realizado con el factor de potencia, involucrando los parámetros del circuito equivalente con armónicos y (25) se estiman las variaciones de la eficiencia del motor bajo excitación no sinusoidal, con contenido armónico listado en la Tabla 2. La Figura 7 muestra la variación de la eficiencia en función de la carga del motor de 3 HP para cada contenido

armónico de tensión con la misma magnitud equivalente al 15% de la tensión a frecuencia fundamental. Así mismo, la figura 8 muestra el efecto sobre la eficiencia considerando la combinación de dos armónicos a diferentes magnitudes.

Se realizan las siguientes observaciones de las figuras 7 y 8:

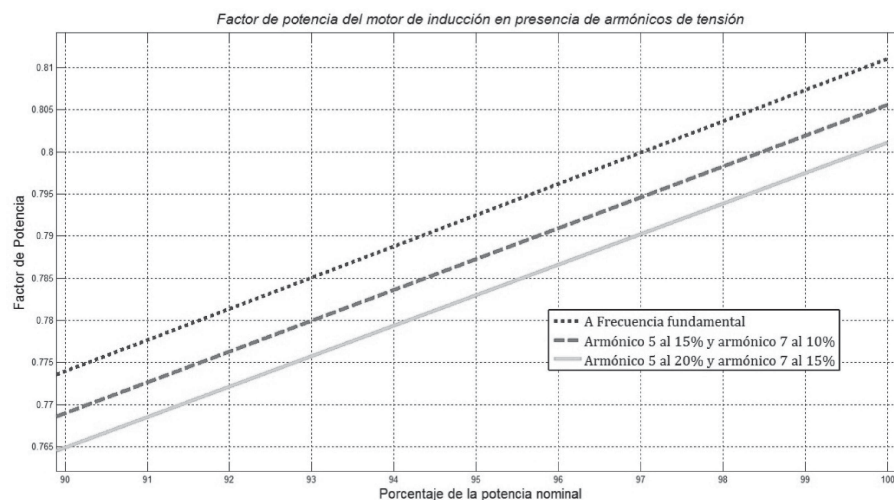
- La eficiencia del motor de inducción varía según el orden del contenido armónico del sistema de alimentación; cuando más cercano el orden del armónico a la componente fundamental, mayor impacto tiene este sobre la reducción de la eficiencia como se observa en la figura 7.
- La eficiencia disminuye acorde a la magnitud de los armónicos presentes. A mayor magnitud de cada armónico, menor es la eficiencia de la máquina.
- La distorsión armónica de tensión disminuye la eficiencia del

Figura 5. Variación del factor de potencia del motor de inducción alimentado con distorsión armónica de tensión.



Fuente. Elaboración propia

Figura 6. Variación del factor de potencia del motor de inducción alimentado con distorsión armónica de tensión – cargabilidad del 90% al 100%



Fuente. Elaboración propia

motor de acuerdo a la cargabilidad del mismo. Se presenta una variación mayor de la eficiencia en alimentación con armónicos para una baja cargabilidad.

- Analizando la alimentación del motor con la forma de onda número 2 de la tabla 2 respecto a la fundamental se observa que la reducción de la eficiencia es aproximadamente 5% a plena carga mientras que para una cargabilidad del 25% la eficiencia disminuye hasta un 8%.

4.3 Efecto de los armónicos sobre la potencia

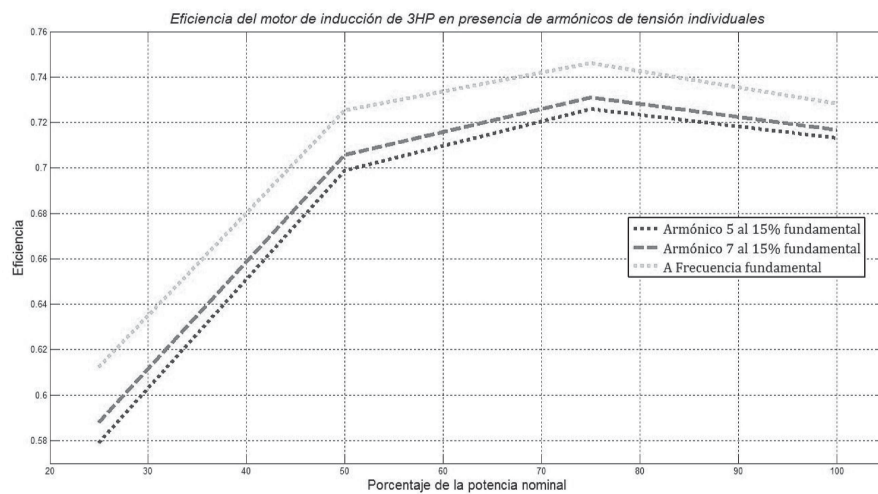
La variación de la potencia del motor de inducción se estudia con los parámetros del circuito equivalente y (26), permitiendo obtener determinados sistemas de alimentación con diferente contenido armónico la potencia que la máquina deberá entregar para no poner en riesgo su vida útil por incrementos de la corriente y la temperatura por encima de la nominal.

El estudio de la variación en la potencia de salida de la máquina de 3HP da lugar a proponer un factor de desclasificación de la potencia mostrado en la Figura 9

Los factores de desclasificación de la potencia propuestos en la figura 9 son consistentes con las variaciones de la eficiencia presentadas en la Figura 7 y 8, es decir, que a mayor magnitud de los armónicos presentes, menor debe ser la potencia de salida máxima que el motor entregue.

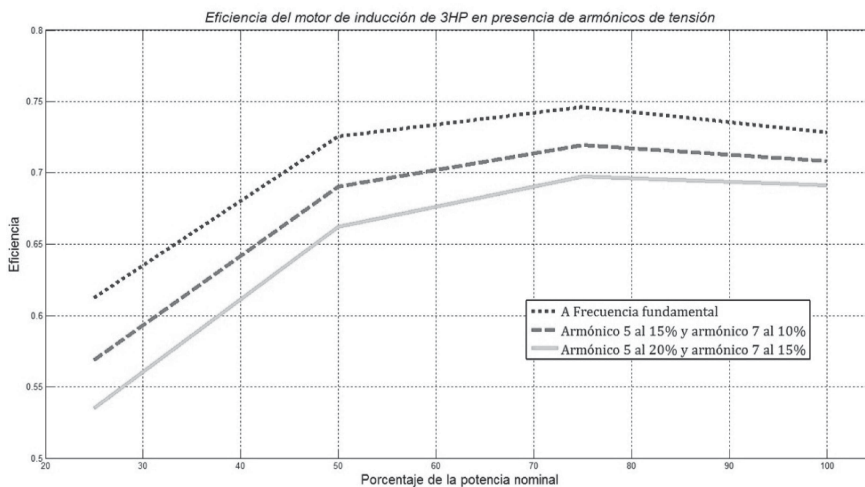
Se observa con esta simulación que la potencia del motor de 3 HP debe reducirse a aproximadamente 2,8 HP para una alimentación con contenido de quinto y séptimo armónico al 20% y 15% respectivamente.

Figura 7. Variación de la eficiencia del motor de 3 HP ante excitación con armónicos de tensión individuales con la misma magnitud respecto a la fundamental



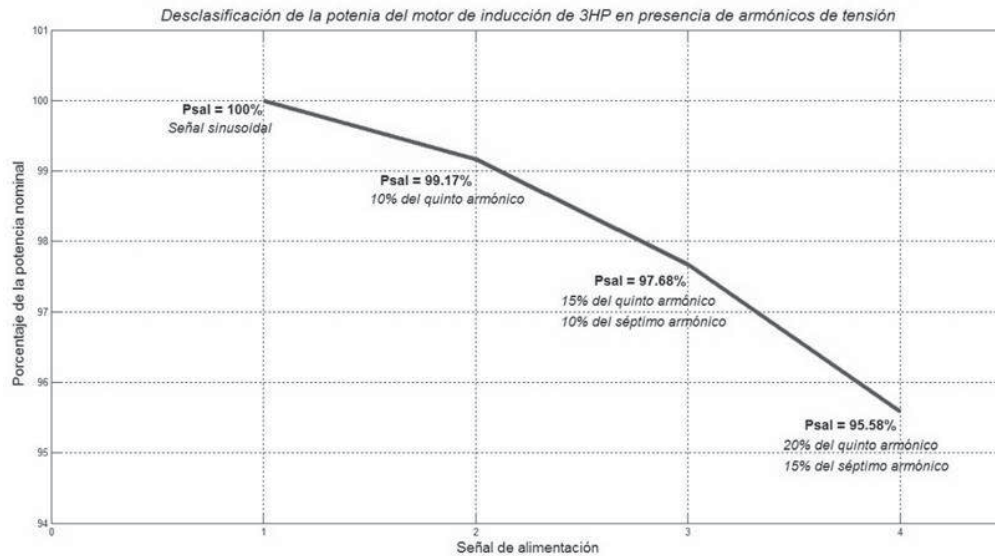
Fuente. Elaboración propia

Figura 8. Variación de la eficiencia del motor de 3 HP ante excitación con armónicos de tensión combinados a diferentes magnitudes.



Fuente. Elaboración propia

Figura 9. Factor de desclasificación de la potencia del motor de 3 HP según tensiones de alimentación con diferente contenido armónico.



Fuente. Elaboración propia

5. CONCLUSIONES

Se propone una metodología para determinar la operación del motor trifásico de inducción en estado estacionario cuando este es alimentado por un sistema de tensiones con forma de onda no sinusoidal. La metodología se aplicó en un motor de 3 HP estimando la variación en su eficiencia y factor de potencia ante las tensiones con componentes armónicos. De igual forma se propuso un factor de desclasificación de la potencia para la operación bajo diferentes distorsiones armónicas.

La metodología propuesta se fundamenta en una modificación del circuito eléctrico equivalente del motor de inducción para tener en cuenta la variación de la frecuencia al ser alimentado mediante tensiones con componentes armónicas. Este circuito plantea de igual manera cuantificar las pérdidas adicionales de la máquina a partir de dos resistencias adicionales en paralelo con las reactancias de dispersión del estator y rotor respectivamente. La variación de los parámetros con la frecuencia es estimada a partir de los parámetros a frecuencia fundamental, los cuales pueden ser determinados a partir de pruebas normalizadas por estándares internacionales. Las ecuaciones del modelo se resuelven usando el principio de superposición y son simuladas mediante el software MATLAB.

Con la metodología del circuito equivalente con armónicos se cuantificó la variación de la eficiencia de la máquina respecto a tensiones con diferente contenido armónico. Se demostró mediante simulaciones que la eficiencia disminuyó un 5% a plena carga y hasta un 8% a un 25% de su cargabilidad nominal; de ahí que la eficiencia del motor disminuye en presencia de

armónicos en relación con el orden y la magnitud de los armónicos presentes.

De igual forma se comprobó que el factor de potencia disminuye conforme aumenta la magnitud de los armónicos, con mayor impacto para armónicos de orden cercano al fundamental.

Finalmente, a partir de las variaciones en las pérdidas ocasionadas en el motor por los armónicos de tensión, fueron propuestos factores de desclasificación de la potencia según la magnitud y el orden de los armónicos presentes en el sistema de alimentación. Se concluye que ante contenidos de quinto y séptimo armónico la potencia del motor debe reducirse hasta un 95,6%.

6. AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen el apoyo del Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación – COLCIENCIAS y su programa de Jóvenes Investigadores e Innovadores 2013 por el soporte brindado durante el desarrollo de esta investigación. Igualmente agradecen a la Universidad Autónoma de Occidente por proveer de las instalaciones, laboratorios y personal necesarios para la culminación de este trabajo.

REFERENCIAS

- Arora, T. G., Aware, M. V., & Tutakne, D. R. (2012). Effect of pulse width modulated voltage on induction motor insulation. *7th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*, (pp. 2044-2048).
- Boglietti, A., Cavagnino, A., Ionel, D., Popescu, M., Staton, D., & Vaschetto, S. (2010). A General Model to Predict the Iron Losses in PWM Inverter-Fed Induction Motors. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 46 (5), 1882-1890.
- Chalmers, B. J., & Sarkar, B. R. Induction-motor losses due to nonsinusoidal supply waveforms. *Proceedings of the Institution*

- of Electrical Engineers IEEE, 1968, 115 (12), pp 1777-1782.
- Cochran, P. L. (1989). Polyphase Induction Motors. Analysis, Design, and Application. 33-96.
- Honsinger, V. B. (1980). Induction motors operating from inverters. *IEEE Industry Applications Society* , 1276-1285.
- Hossam, A., y Hasan R. M. (2006). Study of the effect of harmonics on measurements of the energy meters. *Power Systems Conference*. 2, pp. 547-550. MEPCON.
- IEEE. (2004). IEEE Standard 112-2004. In IEEE, *IEEE Standard Test Procedure for Polyphase Induction Motors and Generators*.
- International Electrotechnical Commission IEC. (2007). IEC 60034-2-1. In *Rotating Electrical Machines. Part 2-1: Standard methods for determining losses and efficiency from tests* (pp. 38-60).
- Klingshirn, E. A., Jordan, Polyphase Induction Motor Performance and Losses on Nonsinusoidal Voltage Sources. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* , 1968, 87 (3), 624-631.
- Murphy, J. M., Honsinger, V., Efficiency optimization of inverterfed induction motor drives. 13th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference, 1982, (pp. 544-552).
- Papazacharopoulos, Z. T. (2002). Dynamic induction motor model for non-sinusoidal supply. *IEEE 33rd Annual Power Electronics Specialists Conference*, 2, pp. 845-850.
- Pedra, L. S. (2006). Harmonic modeling of induction motors. *Electric Power Systems Research* , 76, 936-944.
- Phumiphak, P. y Chát-uthai (2008). Nonintrusive method for estimating field efficiency of inverter-fed induction motor using measured values. *IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies*, (pp. 580-583).
- Quispe, E. C. (2012). Efectos del desequilibrio de tensiones sobre la operación del motor de inducción trifásico. Énfasis en la caracterización del desequilibrio de tensiones y el efecto sobre la potencia nominal. In *Tesis de Doctorado en Ingeniería Eléctrica*.
- Quispe, E. C. (2009). Una Visión Integral para el uso Racional de la Energía en la Aplicación de Motores Eléctricos de Inducción. In *El Hombre y la Máquina* (pp. 52-59).
- Quispe, E. C., & Aguado, J. (2012). Conceptualización para la estimación de la potencia reactiva, incluyendo el efecto de los armónicos de tensión y corriente. In *El Hombre y la Máquina* (pp. 48-55).
- Quispe, E. C., Lopez Fernandez, X. M., Mendes, A. M., Marques Cardoso, A. J., & Palacios, J. A. (2013). Influence of the positive sequence voltage on the derating of three-phase induction motors under voltage unbalance. *IEEE International Electric Machines & Drives Conference (IEMDC)*, (pp. 100-105).
- Quispe, E. C., y Patiño, J. (1995). El generador de inducción autoexcitado. *Energía y Computación* , 4 (1), 46-52.
- Raj, C., Agarwal, P., & Srivastava, S. (2006). Performance Analysis of a Three-Phase Squirrel-Cage Induction Motor under Unbalanced Sinusoidal and Balanced Non-Sinusoidal Supply Voltages. *Power Electronics, International Conference on Drives and Energy Systems*, (pp. 1,4).
- Ramírez, S., y Cano, E. A. (2003). Calidad del Servicio de Energía Eléctrica. *Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales* , 3-5.
- Romero Rueda, M. A.-T., Mena, B. M., & Rojas, Y. G. (2012). Evaluación energética de motores asincrónicos ante armónicos y desbalance de voltaje en una empresa minera. *Minería Geol.* , 28 (1), 49-61.
- Sen, P. K., & Landa, H. A. (1989). Derating of induction motors due to waveform distortion. *36th Annual Petroleum and Chemical Industry Conference IEEE Industrial Applications Society*, (pp. 29-34).
- Sousa, V. V., & Gómez, J. (2013). Bacterial foraging algorithm application for induction motor field efficiency estimation under unbalanced voltages. *Measurement* , 47 (7), 2013.
- Valencia, D. F., & Quispe E. C. (2013). Methodology for Estimating the Influence of Voltage Harmonics on Efficiency and Power Factor of Three-Phase Induction Motors. *Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA)*.
- Vamvakari, A. K., & Tegopoulos, J. (2001). Analysis of Supply Voltage Distortion Effects on Induction Motor Operation. *IEEE Transactions on Energy Conversion* , 16 (3), 209-213.
- Waide, P., & Brunner, C. U. (2013). Energy-Efficiency Policy Opportunities for Electric Motors-Driven Systems. *International Energy Agency, Energy Efficiency Series, OECD/IEA* , 11-13.



Modelo de optimización para definir subsidios intrínsecos en distribución eléctrica

Optimization model to define intrinsic subsidies in electric distribution

Gustavo Schweickardt^{a*}

Recibido: febrero 26 de 2014
Recibido con revisión: abril 2 de 2014
Aceptado: abril 2 de 2014

^{a*}Universidad Tecnológica
Nacional, Facultad Regional
Concepción del Uruguay,
Ing. Pereira 676 - 3260,
Concepción del Uruguay, Argentina
Tel.: +(54) 3442 423898
gustavoschweickardt@conicet.gov.arg

Energética 43, junio (2014), pp. 79-90

ISSN 0120-9833 (impreso)
ISSN 2357 - 612X (en línea)
www.revistas.unal.edu.co/energetica
© Derechos Patrimoniales
Universidad Nacional de Colombia



RESUMEN

En el presente trabajo se desarrolla un modelo de optimización para identificar subsidios intrínsecos entre grupos de usuarios que exhiben características de consumo y distributivas diferentes, definiendo su costo de acceso a las redes de distribución eléctrica. Las características de consumo son traducidas por la elasticidad demanda-precio del servicio de acceso a redes. Las características distributivas se presentan desde un desarrollo auxiliar al modelo, que conduce a una variante de los denominados precios Ramsey, incorporando en su estructura un parámetro que traduce el impacto distributivo. La solución es tomada de forma indicativa para plantear el apartamiento “óptimo” del vector de precios en cada segmento del mercado residencial, respecto del costo propio de distribución (CPD). Al contrario de lo adoptado en la práctica regulatoria, un CPD constante, el modelo propuesto arrojará un Vector CPD, cuyos componentes difieren en los segmentos identificados, permitiendo subsidios entre los mismos atendiendo a las características mencionadas.

PALABRAS CLAVE

Optimización; distribución eléctrica; peajes; impacto distributivo; costo propio de distribución.

ABSTRACT

In this work a new optimization model to determine intrinsic subsidies to assign different network access prices in an electric distribution system (eds), to obtain access tariff for residential consumers, including distributive equity considerations, is presented. The optimization is based in an alternative approach of the Ramsey pricing, but the basic expression finally obtained is used only as indicative application in the model. Beside the demand-price elasticity, the distributive characteristics are introduced by mean of and distributive impact parameter, defined in the model construction. in the regulatory practice, for each eds the distribution cost (dc) is constant. From the model proposed, each segment of consumers that can be defined by its demand and distributive characteristics, results in a different dc. for this reason, the proposed approach has the capacity to define intrinsic subsidies between the segments of residential consumers that can be identified depending on structure of EDS in study.

KEYWORDS

Optimization; electric distribution system; network access prices; distributive impact; distribution Cost.

1. INTRODUCCIÓN

La formulación del problema de asignación de los costos de distribución eléctrica para establecer precios de acceso al sistema de redes correspondiente, desde el marco económico propiciado por el Paradigma Marginalista, hasta hoy dominante, constituye, operacionalmente, un problema cuya solución se aparta por completo de sus resultados teóricos, a efectos de ser posible su implementación. A partir de la búsqueda de soluciones de primero y segundo mejor, la metodología solidaria, apelando a modelos de optimización clásica, resulta en un precio óptimo de acceso. Este intenta valorizar el costo de oportunidad que el distribuidor-monopolista enfrenta, al permitir que un nuevo agente compita con él en la utilización del sistema de redes, considerado éste un *insumo esencial*. El competidor representa, en los actuales mercados abiertos a la competencia en el segmento de distribución, la figura de un *comercializador especializado o no natural*. Tal denominación es acuñada, históricamente, considerando los esquemas que integran verticalmente la cadena de producción eléctrica, en los cuales el monopolista (el Estado, generalmente) oferta tanto el servicio de red como de venta de energía de un modo *natural*. El nuevo agente *comercializador* compra *acceso a las redes del distribuidor como insumo*. Dicho de otro modo, son separados los servicios de distribución o venta de capacidad (Potencia instalada), otrora función específica del monopolista, y servicio de venta de energía, actualmente función tanto del monopolista, en un rol de *comercializador natural* (con separación contable de la prestación del servicio de redes), y de cualquier otro agente que desee competir en el mercado, en carácter de *comercializador especializado*.

Reconocida tal separación de servicios, se habla, entonces, de *precio de acceso*, puesto que las concepciones marginalistas que tratan este problema, suponen un agente que compite con el monopolista propietario del sistema de redes por el uso del mismo, para llegar a cierto segmento de mercado no regulado, con libertad de pactar con cualquier agente del mercado mayorista o minorista su compra de energía. En este marco, desde la literatura especializada [Schweickardt & Pistonesi, 2007] son propuestos, entre otros, diferentes enfoques a partir de la solución analítica primaria, referida como Solución de Precios Ramsey.

El presente trabajo está organizado como sigue: en la **Sección I** correspondiente al **desarrollo**, se discuten, en primer término, los lineamientos para la aplicación del Principio del Costo Marginal a la determinación de precios de eficiencia. Se describen los efectos de la introducción regulatoria en un monopolio (de redes, en este caso) y las soluciones de primero y segundo mejor que arroja el modelo de optimización clásico. Se aporta un desarrollo que sigue el Modelo Ramsey, pero intentado evidenciar

en él un aspecto no reconocido en su expresión, relacionado con las consideraciones de equidad distributiva de los usuarios, aquí referidas como *características distributivas*. Luego, desde los resultados de tal desarrollo, orientado específicamente al servicio de distribución eléctrica, se plantea la utilidad de la regla de apartamiento del vector de precios respecto del costo de distribución, como una forma indicativa para asignar la responsabilidad en tal costo, que tienen diferentes segmentos identificados, por caso, en el sector de consumo Residencial. En la **Sección II**, a partir de estos elementos, es propuesto el Modelo de Subsidios Intrínsecos en los costos de acceso por segmento, los cuales son directamente trasladables a la estructura tarifaria del sector. Luego, en la **Sección III**, se presenta una simulación con datos reales, que pone en evidencia el aporte y utilidad del Modelo, respetando las características de demanda y distributivas que cada segmento de usuarios tipificados como residenciales exhibe. Finalmente, son presentadas las conclusiones del trabajo.

2. DESARROLLO

2.1 Sección I: El principio del costo marginal aplicado a la determinación de precios de eficiencia

2.1.1 Efectos de la intervención regulatoria

El Principio del Costo Marginal aplicado a la determinación de precios de eficiencia, se deriva de las condiciones de primer orden que sirven a la determinación del Óptimo de Pareto.

De un modo general, recurriendo a la teoría económica de la regulación [Spulber, 1989], el problema que debe abordarse responde a la regulación de precios en presencia de un monopolio natural, conforme la óptica de la denominada economía del bienestar.

El marco teórico de referencia para este problema, supone un monopolio uniproducción que se encuentra inmerso en un contexto donde todos los mercados de bienes y factores responden, funcionalmente, a un modelo de competencia perfecta. La teoría del óptimo paretiano, afirma que cualquier acción regulatoria cuyo objetivo implique la eficiencia asignativa en los recursos, debería inducir a que el precio de venta del bien o servicio ofertado por el monopolista, sea fijado al nivel de su costo marginal de producción.

Esta situación implica que el valor de la productividad marginal de cada recurso se iguale con su precio de mercado, constituyendo las condiciones de primer orden para la eficiencia asignativa en dicho óptimo.

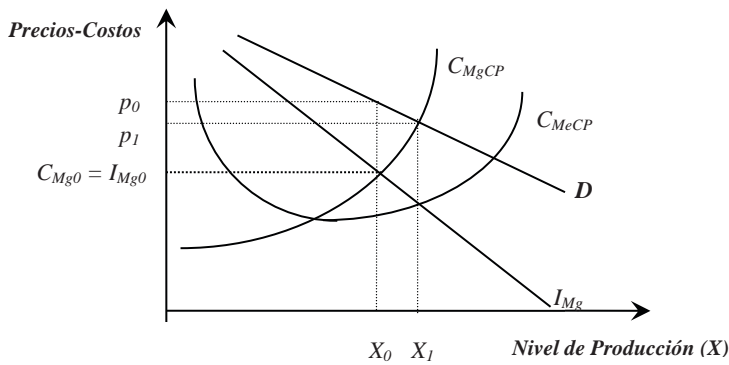
Por otra parte, la teoría del monopolio indica que la conducta óptima del monopolista implicaría maximizar su beneficio, estableciendo un nivel de producción tal que el costo marginal se iguale con el ingreso marginal. En esta situación, si tal nivel resultase X_0 , y CMg_0 e IMg_0 fuesen, respectivamente, el costo e ingreso marginal y p_0 el precio de mercado del bien o servicio, se cumplirá que:

$$CM_{g0} = IM_{g0} < p_0 \quad (1)$$

Bajo estas consideraciones, el precio de mercado del bien o servicio no reflejaría su costo marginal de oportunidad, permitiendo al monopolista la apropiación de las denominadas *cuasirentas monopólicas*.

En la Figura 1., se puede apreciar el efecto de la intervención regulatoria según el marco teórico de referencia adoptado. La situación es analizada, en primer término, para el *corto plazo*.

Figura 1. Optimización de la Conducta de un Monopolista e Intervención Regulatoria en el Corto Plazo.



Fuente. Elaboración propia.

Tal intervención implicaría fijar el precio de mercado al nivel $p_1 < p_0$, conforme un nivel de producción $X_1 > X_0$. Se observa, por efecto de la disminución de precio, una disminución de las cuasirentas apropiadas por el monopolista, así como un beneficio hacia los consumidores originado por el mayor nivel de oferta, $X_1 > X_0$.

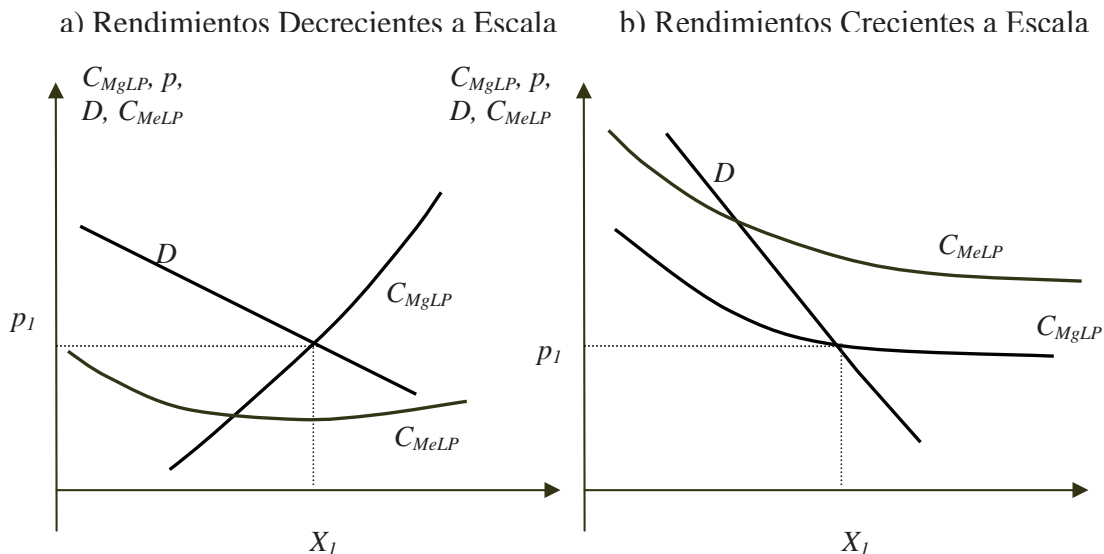
En consecuencia, la intervención regulatoria permitiría restituir las condiciones necesarias en la eficiencia asignativa, lo que redundaría en una mejora del bienestar social, asumiendo que el mercado en estudio es el único que se aparta del comportamiento paretiano (según el contexto definido para el problema).

Sin embargo, al tratar la cuestión en el *largo plazo*, la regulación del precio sobre la base estricta del costo marginal, puede o bien ser indeseable desde la perspectiva del bienestar social, o bien resultar insostenible desde la perspectiva del monopolista. Esta situación se analiza seguidamente, auxiliándose en las gráficas (a) y (b) que se presentan en la Figura 2.

Como se observa en la gráfica (a), ante la hipótesis de Rendimientos Decrecientes a Escala en la función de costos del monopolista, la disposición a pagar de los consumidores por el bien o servicio X, resulta mayor que los niveles de costo medio, dentro del alcance temporal relevante para el análisis. De modo que la fijación del precio al nivel del costo marginal, implicaría que el monopolista estaría apropiándose de parte del excedente del consumidor.

Por otra parte, en el caso de predominio de Rendimientos Crecientes a Escala, gráfica (b), la aplicación de este criterio regulatorio conduciría a que el monopolista incurra en un déficit financiero, pues la venta de su producción al precio fijado no le permitiría recuperar la totalidad de sus costos. Dicho de otra manera, en tal situación, la tarificación marginalista implicaría violar una restricción financiera de la empresa.

Figura 2. Inconvenientes de la Intervención Regulatoria en el Largo Plazo.



Fuente. Elaboración propia

La presencia de rendimientos crecientes a escala, constituye la condición suficiente para la existencia de un monopolio natural. Es, por otro lado, la situación más frecuente en ciertos eslabones de las cadenas energéticas, como el caso específico de la distribución eléctrica, particularmente en los segmentos de mercado caracterizados por una densidad (número de usuarios) tipificada como urbana o suburbana/sector residencial.

2.1.2 El Apartamiento óptimo de la solución paretiana. Solución de segundo mejor.

2.1.2.1 La Solución de Ramsey-Boiteux

La conocida regla de Ramsey-Boiteaux, o de apartamiento del precio del bien o servicio X , respecto de su costo marginal, que expresa el apartamiento óptimo del óptimo primero, o *solución de segundo mejor*, tal como fue referida en el epígrafe anterior, tiene como expresión:

$$((p_X - CM_{gX})/p_X) = (1/\varepsilon_X)(1 - 1/\lambda) \quad (2)$$

Siendo ε_X la elasticidad demanda-precio del bien o servicio X , y λ una constante que representa el costo de oportunidad de los fondos públicos transferidos al monopolista. Tales parámetros serán adecuadamente introducidos en los desarrollos siguientes. Lo que se quiere establecer al mencionar formalmente esta regla de fijación de precios, es que el apartamiento del precio respecto del costo marginal para el bien o servicio X , resulta inversamente proporcional a la elasticidad demanda- precio del bien o servicio X . Tal elasticidad, representa la reacción en la variación de su consumo (demanda) ante los cambios de precio que sufre el bien/servicio X : si la reacción es de indiferencia, ante cambios de precios importantes, no se producirán variaciones de consumo importantes. A un consumidor de tales características, se le conferirá una *demanda inelástica*; por el contrario, si los cambios de demanda fuesen, ante tales variaciones de precio, también importantes, se hablará de una *demanda elástica*. De modo que será cargado con un mayor precio, en relación al costo marginal de producción en el bien/servicio X , aquel consumidor (o segmento de consumidores) que exhiba una demanda más *inelástica*, respecto del que exhiba una demanda más *elástica*.

Para desarrollar el Modelo que pretende aportarse en el presente trabajo, se analizarán las condiciones del problema de optimización que conduce a tal regla, pero deteniéndose en algunos aspectos no considerados, a los efectos de poner de manifiesto su *carácter regresivo*, y desde allí, proponer un enfoque diferente, a partir de los mismos instrumentos metodológicos, basándose en [Schweickardt, 2003].

2.1.2.2 Desarrollo de la solución de ramsey-boiteux considerando impactos distributivos

Si se admite la situación donde la función de costos del monopolista exhibe Rendimientos Crecientes a Escala, se requiere de un apartamiento de la regla regulatoria basada en la optimalidad de Pareto. De modo que el problema a tratar es cómo definir apartamientos óptimos del costo marginal, al fijar el precio del bien o servicio ofertado por el monopolista. Al no ser posible la aplicación de la solución paretiana, u *óptimo primero*, debe buscarse un *óptimo segundo*. Por ello la denominación de *segundo mejor*, refiriendo un *apartamiento óptimo del óptimo primero*.

Existe un amplio tratamiento del tema, en el marco de la denominada Economía del Bienestar [Boiteux, 1956; Baumol & Bradford, 1970]. El objetivo de este apartado, es brindar una descripción simplificada para evidenciar los inconvenientes que una solución de esta naturaleza implica.

Sea X , tal como se indicó en las gráficas anteriores, la cantidad de el bien o servicio (se utilizarán ambos términos indistintamente) que produce el monopolio. Admítase, adicionalmente, el conjunto de hipótesis siguiente:

- Las *elasticidades - precio cruzadas de la demanda* de este bien, son nulas (este concepto refiere, de existir más de un bien ofertado, 1 y 2, los cambios en demanda de 1 al modificar el precio de 2, y recíprocamente);
- El bien no admite reventa entre consumidores;
- Los consumidores de ese bien, cuyas Funciones de Utilidad son conocidas, *han optimizado su comportamiento*. Esto implica que se ha resuelto el siguiente problema de optimización (3):

$$\text{Max } \{ U_k = U_k(X_k, Z^1_k, Z^2_k, \dots, Z^n_k) \} \quad (3-A)$$

$$\text{En } \{ X_k, Z^1_k, Z^2_k, \dots, Z^n_k \} \quad (3-B)$$

Sujeto a:

$$\{ p_X X_k + p_1 Z^1_k + \dots p_n Z^n_k = Y_k \}, i \text{ en } (1..n) \quad (3-C)$$

Siendo:

U_k : Función de Utilidad del consumidor k .

Z^i_k : cantidad del bien/servicio Z^i que consume el consumidor k , en la canasta de n bienes y servicios.

p_i : precio del bien Z^i .

X_k : cantidad del bien/servicio producido por el monopolista y consumido por el consumidor k , y cuyo mercado se analiza.

p_X : precio del bien producido por el monopolista.

Y_k : Ingreso del consumidor k .

Una vez resuelto el problema expresado por (3), en el óptimo y para cada consumidor, tanto X_k como las cantidades de los otros bienes Z^i_k , quedan en función de sus precios y del ingreso. De modo que vale la expresión:

$$U^{OPT}_K = U_K(P_X, P_1, P_2, \dots, P_N, Y_K) \quad (4)$$

Desde este problema de maximización, al plantear la Función de Lagrange, L :

$$L = U_k(p_X, p_1, p_2, \dots, p_n, Y_k) - \eta (p_X X_k + p_1 Z_k^1 + p_2 Z_k^2 + \dots + p_n Z_k^n - Y_k) \quad (5)$$

Se deduce que:

$$(\partial L / \partial p_X) = \partial U_k / \partial p_X - \eta X_k = 0 \quad (6)$$

y

$$\partial L / \partial Y_k = \partial U_k / \partial Y_k + \eta = 0 \quad (7)$$

Expresiones que conducen a:

$$\partial U_k / \partial p_X = -X_k (\partial U_k / \partial Y_k) \quad (8)$$

Puesto que la U_k^{opt} queda expresada en términos de p_X , incógnita a determinar, la optimización planteada en (3) ha sido resuelta paramétricamente respecto de tal incógnita.

Bajo estos supuestos puede, entonces, ser planteado el problema para la búsqueda del apartamiento óptimo del costo marginal de producción/prestación, al definir el precio p_X .

Si se considera la *Función de Bienestar Social*, la cual expresa la importancia de los diferentes miembros de la sociedad (consumidores) para el regulador, la misma quedará definida en términos de cada función de utilidad correspondiente a los m consumidores que integran el conjunto considerado. Esto es:

$$W = W(U_1, U_2, \dots, U_m) \quad (9)$$

Se supone que cada $U_k \equiv U_k^{opt}$, k en $(1..m)$, ya que existe una escala de preferencias en los hábitos de consumo de cada consumidor k , resultado de la optimización (3).

Formulada la Función de Bienestar Social, el problema debe enfocarse sobre la *maximización del beneficio social*, en términos del precio del bien monopolístico p_X , *sujeta a una restricción financiera*. La misma vendrá impuesta por la transferencia de fondos públicos auspiciada por el regulador, requerida para que el monopolista no incurra en un déficit financiero en el largo plazo, en presencia de Rendimientos Crecientes a Escala (Figura 2 (b)). Formalmente se tiene el programa matemático (10):

$$\text{Max } \{ W = W(U_1, U_2, \dots, U_m) \} \quad (10-A)$$

$$\text{En } \{ p_X \} \quad (10-B)$$

Sujeto a:

$$X p_X - C(X) + FP = 0 \quad (10-C)$$

Siendo:

W : Función de Bienestar Social.

X : cantidad del bien/servicio demandada al monopolista.

p_X : precio del bien correspondiente al nivel de oferta X .

$C(X)$: costo total de producción.

FP : fondos públicos transferidos – cantidad mayor o igual a cero, según el ingreso del monopolista sea inferior o iguale a su costo total de producción.

Entonces, partiendo de la Función de Lagrange, se tiene:

$$L(p_X, \lambda) = W(U_1, U_2, \dots, U_m) + \lambda (X p_X - C(X) + FP) \quad (11)$$

Donde todas las U_k y X dependen de p_X .

Las condiciones necesarias de óptimo serán:

$$\partial L / \partial p_X = \sum_k \{ (\partial W / \partial U_k) (\partial U_k / \partial p_X) + \lambda \{ X + p_X (\partial X / \partial p_X) - (\partial C(X) / \partial X) (\partial X / \partial p_X) \} \} = 0 \quad (12)$$

y:

$$\partial L / \partial \lambda = (X p_X - C(X) + FP) = 0 \quad (13)$$

Si se sustituye la expresión (8) en la (12), extrayendo factor común X , se obtiene:

$$\sum_k \{ (-1) (X_k (\partial W / \partial U_k) (\partial U_k / \partial Y_k)) + \lambda \{ 1 + (\partial X / \partial p_X) (p_X / X) - (\partial C(X) / \partial X) (1 / p_X) (\partial X / \partial p_X) (p_X / X) \} \} = 0 \quad (14)$$

Llamando:

$$W_k = (\partial W / \partial U_k) \quad (15)$$

$$\phi_k = (\partial U_k / \partial Y_k) \quad (16)$$

$$\epsilon_X = -(\partial X / \partial p_X) (p_X / X) \quad (17)$$

Considerando que, por definición:

$$\partial C(X) / \partial X = CMg_X \quad (18)$$

Y reordenando términos, se obtiene:

$$1 - (1/\lambda) \sum_k (X_k / X) W_k \phi_k = \epsilon_X (1 - (CMg_X / p_X)) \quad (19)$$

Por último, llamando:

$$R_X = \sum_k (X_k / X) W_k \phi_k \quad (20)$$

Se obtiene la expresión final:

$$(p_X - CMg_X) / p_X = (1/\epsilon_X) (1 - (R_X / \lambda)) \quad (21)$$

Expresión que define el apartamiento óptimo del precio p_X respecto del costo marginal de producción/prestación del bien/servicio considerado.

Si en (21), se fuerza a que $R_X = 1$, se tiene la expresión anticipada en (2), y que se repite por comodidad:

$$((p_X - CMg_X)/p_X) = (1/\varepsilon_X) (1 - 1/\lambda) \quad (22)$$

Expresión conocida en la literatura especializada como Regla de Ramsey-Boiteux. Conceptualmente, (22) debe interpretarse como sigue:

ε_X representa la elasticidad demanda-precio en valor absoluto del bien producido por el monopolista, mientras que el multiplicador de Lagrange λ expresa el valor de escasez o costo de oportunidad de los fondos públicos transferidos por el estado al monopolista (a los efectos de cubrir su déficit).

Formalmente:

$$\lambda = \partial W^*/\partial FP \quad (23)$$

Donde W^* representa el valor óptimo de W .

De modo que el apartamiento óptimo del precio p_X respecto del costo marginal de producción CMg_X , debe ser inversamente proporcional a la elasticidad demanda-precio, ε_X considerada en valor absoluto, del bien producido/servicio prestado (pues desde la expresión (17), se observa que $(\partial X/\partial p_X)(p_X/X)$, siempre resulta en un valor negativo).

La interpretación correcta de λ , implica suponer que por cada unidad monetaria de los fondos públicos transferidos, existe un valor adicional σ que expresa su costo de oportunidad. Es decir que $\lambda = 1 + \sigma$, con $\sigma \geq 0$. Entonces la expresión (22), se transforma en:

$$((p_X - CMg_X)/p_X) = (\sigma / (1 + \sigma)) (1/\varepsilon_X) \quad (24)$$

Si $\sigma = 0$, entonces no existiría costo de oportunidad para tales fondos públicos (lo que implica $FP = 0$), por lo que el óptimo segundo se reduce al óptimo primero, siendo $p_X = CMg_X$.

Se observa, entonces, que las expresiones equivalentes de la Regla de Ramsey-Boiteux, (22) y (24), constituyen un caso particular de la expresión (21) obtenida mediante los desarrollos aquí presentados, haciendo, como se indicó, $R_X = 1$. Tal condición, amerita un análisis sobre el significado del parámetro R_X , el cual soportará metodológicamente el Modelo propuesto en este trabajo.

2.1.3 Análisis del Impacto Distributivo de la Solución de Ramsey-Boiteux

El parámetro identificado como R_X , expresión (20), requiere de una interpretación conceptual. En tal expresión, considerando que se está determinando p_X y, con ello, que los precios y cantidades de otros bienes están definidos, $W_k = (\partial W/\partial U_k)$ refiere los cambios en la Función de Bienestar Social, respecto de la Utilidad

del consumidor k-ésimo. De modo que este parámetro puede interpretarse como una medida de la importancia con la que el Regulador considera al consumidor k-ésimo.

Por otro lado, el parámetro $\phi_k = (\partial U_k/\partial Y_k)$, indicado en (16), recibe el nombre de Utilidad Marginal del Ingreso para el consumidor k-ésimo. Implica cómo se modifica su utilidad con "la última unidad monetaria adquirida a partir de su ingreso" o bien, alternativamente, qué importancia le asigna el consumidor k-ésimo a la misma.

Assumiendo una posición en la que el Regulador atribuye a todos los consumidores la misma importancia, entonces se tendría:

$$W_k = C \quad \forall k \text{ en } (1..m), \text{ con } C \text{ constante} \quad (25)$$

De modo que, sustituyendo (25) en (20):

$$R_X = \sum_k (X_k/X) C \phi_k \quad (26)$$

Por otra parte, el cociente (X_k/X) representa la cantidad relativa del bien X que demanda el consumidor k . Se cumplirá que:

$$\sum_k (X_k/X) = 1 \quad (27)$$

Entonces asúmase la hipótesis de que la función ϕ , Utilidad Marginal del Ingreso, es decreciente, hipótesis propiciada por el Paradigma Marginalista; de manera que los consumidores con menores ingresos implicarán ϕ_k más altos que aquellos correspondientes a los consumidores con elevados ingresos. Adicionalmente, respecto de las características del bien/servicio X , pueden presentarse dos situaciones bien diferenciadas:

- El bien/servicio X abastece predominantemente necesidades básicas.
 - El bien/servicio X es "suntuario" (opuesto a la situación a)).
- Si se presenta la situación a), entonces los consumidores de menores ingresos, (MI), tendrán una demanda relativa (X_{MI}/X) que resultará en una proporción elevada del total, siendo, por lo dicho, sus ϕ_k también elevados.
 - Si se presenta la situación b), los consumidores serían predominantemente de elevados ingresos; se tendría, de tal modo, una demanda relativa (X_{MI}/X) que resultaría en una proporción baja respecto del total, al igual que los ϕ_k correspondientes a los consumidores de más bajos ingresos.

De modo que $R_{Xa}) > R_{Xb})$. Así se concluye en la siguiente interpretación:

El parámetro R_X traduce las características distributivas del bien/servicio X .

La Regla de Ramsey-Boiteux, supone la condición $R_X = 1$, lo cual conduce a la relación (fijadas las cantidades X_k y X , en (20)

o en (26)):

$$W_k \phi_k = 1, \text{ con lo que } W_k = 1/\phi_k \tag{28}$$

A los efectos de que sea posible satisfacer también (27).

Como $W_k = C$, conforme (26), se concluye en lo siguiente:

Para que el Regulador asigne la misma importancia a cualquier consumidor k , la hipótesis implícitamente asumida por esta regla, es que la utilidad marginal del ingreso sea constante para todo k , es decir, la misma para todos los consumidores:

$$\phi_k = 1/C = C_1 \tag{29}$$

De modo que *si fuese válida la hipótesis primeramente asumida sobre la utilidad marginal del ingreso decreciente, entonces la aplicación de la Regla de Ramsey-Boiteux supondría que el Regulador atribuye una mayor importancia a los consumidores de elevados ingresos (obviamente en detrimento de los consumidores de bajos ingresos)*. Tal condición surge de la expresión (28).

Es claro que se aproxima mucho más a la realidad, suponer valores de ϕ_k más elevados para los consumidores de muy bajos ingresos, que suponer $\phi_k = C1 = \text{Constante}$, $\forall k$ en (1..m). Tal condición, surge de la expresión (29).

Desde esta perspectiva, es posible afirmar que, en cuanto al *impacto distributivo, la Regla de Ramsey-Boiteux exhibe un carácter regresivo*.

Sin embargo, la expresión (21), repetida por comodidad no exhibe tal carácter, en tanto que *no se asuma $R_X = 1$* . Este aspecto constituye el centro del Modelo propuesto en el presente trabajo.

Antes de avanzar en los desarrollos del Modelo de Subsidios Intrínsecos en el Costo de Acceso a Redes de Distribución Eléctrica, procede, para clarificar ideas, plantear un pequeño ejemplo de carácter cualitativo, aplicando (21), a efectos de observar la incidencia del parámetro R_X .

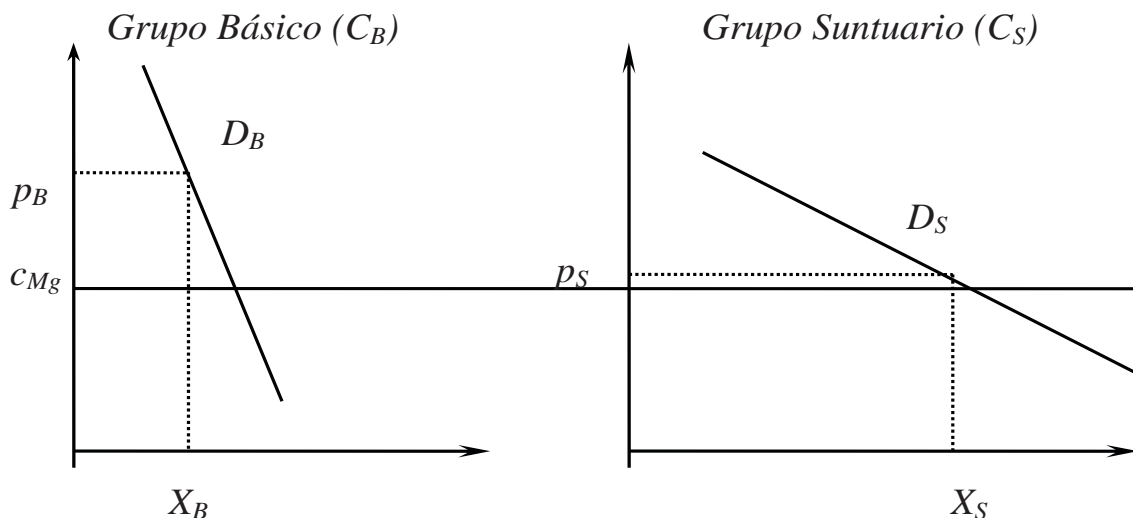
Considérese una empresa de Distribución Eléctrica, que abastece de este servicio a cierta región. Como hipótesis de contorno, admítase que existe *competencia perfecta* en los mercados de bienes y factores solidarios al mercado del servicio en estudio. Se pretende determinar las tarifas correspondientes al sector, por caso, Residencial. Para ello se aplica la tarificación marginalista y, en presencia de Rendimientos Crecientes a escala, el apartamiento de *segundo mejor* propiciado por la Regla de Ramsey-Boiteux.

Supóngase que, en el segmento considerado, existen dos grupos de consumidores: aquellos que emplean la energía para usos básicos, los cuales se identificarán mediante C_B y aquellos que la emplean en usos suntuarios, identificados como C_S .

Sean X_B y X_S las cantidades correspondientemente demandadas de potencia (capacidad instalada, (kW). Entonces, también admitiendo por simplicidad un mismo nivel en el costo marginal de abastecimiento para todo el segmento, c_{Mg} , y considerando que la elasticidad demanda – precio de los consumidores C_S resultará mayor que la correspondiente a los consumidores C_B ($\epsilon_S > \epsilon_B$), la solución *Ramsey*, desde las expresión (22):

$$((p_B - c_{Mg})/p_B) = (1/\epsilon_B) (1 - (1/\lambda)) \tag{30}$$

Figura 3. Precios Ramsey en el Segmento Residencial.



Fuente. Elaboración propia.

$$((p_S - c_{Mg})/p_S) = (1/\varepsilon_S) (1 - (1/\lambda)) \quad (31)$$

y se aprecia, cualitativamente, en la Figura 3. En cada gráfica se representa la función de demanda de cada grupo de consumidores, atendiendo a la relación entre las elasticidades.

Si, en cambio, se emplease en este ejemplo la expresión (21), en la cual $R_X \neq 1$, el apartamiento óptimo de los precios para cada grupo de consumidores respecto del costo marginal, resultaría:

$$((p_B - c_{Mg})/p_B) = (1/\varepsilon_B) (1 - (R_B/\lambda)) \quad (32)$$

$$((p_S - c_{Mg})/p_S) = (1/\varepsilon_S) (1 - (R_S/\lambda)) \quad (33)$$

Donde:

$$R_B = \sum_k (X_{Bk}/X) W_{Bk} \phi_{Bk} \quad (34)$$

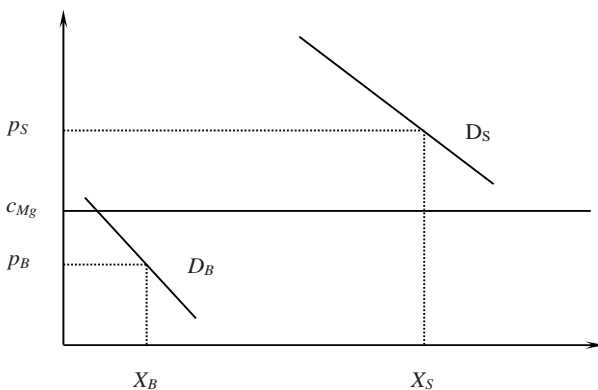
$$R_S = \sum_k (X_{Sk}/X) W_{Sk} \phi_{Sk} \quad (35)$$

Y según la caracterización de los grupos de consumidores C_B y C_S se cumplirá:

$$R_B \gg R_S \quad (36)$$

Bajo estas consideraciones, la solución buscada podría tener la estructura de precios de acceso que se representa en la Figura 4.

Figura 4: Posible Apartamiento Óptimo de los precios en el Segmento Residencial, con $R_X \neq 1$. Grupos Básico (C_B) y Suntuuario (C_S)



Fuente. Elaboración propia.

Dependiendo, en rigor, de la ponderación relativa dada por las desigualdades $R_B \gg R_S$ y $\varepsilon_S > \varepsilon_B$, p_B puede ubicarse por encima o por debajo del nivel de costo marginal, c_{Mg} . En cualquier caso, es importante destacar que una estructura de precios como la que se representa en la Figura 4, constituye una solución posible cuando $R_X \neq 1$, mientras que no lo es aplicando la Regla de Ramsey-Boiteux.

Bajo el modelo de tarificación $R_X \neq 1$, el mayor peso para contribuir al cumplimiento de la restricción financiera, recaerá sobre el grupo de consumidores que hacen un uso suntuuario del servicio.

Por último, a efectos de brindar un marco metodológico adecuado para el Modelo propuesto, también procede introducir, sucintamente, algunos conceptos que sustentan la generalización de la Solución Ramsey de Segundo Mejor para Monopolios Multiproducto.

En los desarrollos precedentes, se presenta y se ejercita la solución Ramsey de segundo mejor en condiciones simplificadas. Particularmente, en lo que respecta a considerar un Monopolio produciendo un único bien/prestando un único servicio (uniproducción/uniservicio) y a la suposición sobre *elasticidades cruzadas nulas*, concepto cuya definición se presenta en los desarrollos inmediatos. Si bien esta situación es aplicable a la tradicional explotación del mercado de distribución eléctrica, al introducir el acceso abierto a sus redes (propiedad de un único agente) la prestación del servicio puede diversificarse. Es este aspecto el que quiere tomarse como instrumento en el Modelo de Subsidios propuesto en este trabajo y que se desarrolla en el siguiente epígrafe. Por tal razón se presenta, también mediante un simple ejercicio, la estructura de precios Ramsey correspondiente a la prestación de dos servicios por parte del monopolista. El supuesto vinculado a la competencia perfecta en el resto de los mercados de bienes y factores, se mantiene. Pero se introduce un supuesto adicional a efectos de garantizar la *subaditividad en la función de costos*: a diferencia de las industrias uniproducción/uniservicio, en el caso multiproducto/multiservicio los Rendimientos Crecientes a Escala globales, no constituyen por sí solos, una condición suficiente para la subaditividad de la función de costos y, por tanto, para el monopolio natural. Sin embargo, si se admite la existencia simultánea de Rendimientos Crecientes a Escala específicos de cada producto/servicio, y de Economías de Alcance (la producción/prestación conjunta de los bienes/servicios, conduce a menores costos que suma de los costos de producción/prestación en forma individual), para todos los niveles de producción/prestación, se constituye una *condición suficiente* para la existencia de monopolio natural.

El segmento de distribución eléctrica que oferta, por caso, dos tipos de acceso a redes: a *usuarios regulados*, quienes compran acceso a la red y energía al monopolista, y a *usuarios libres*, quienes compran acceso a red al monopolista pero pueden pactar su compra de energía con otro agente comercializador especializado, exhibe tal propiedad: función de costos subaditiva-economías de alcance para ambos servicios de acceso a redes.

Entonces, se admite la presencia de este tipo de economías en los mercados de ambos accesos a redes. De modo que los precios aplicables a tales servicios, deben apartarse óptimamente de su correspondiente nivel de costo marginal (ya que el óptimo primero no es financieramente una solución factible en el largo plazo para el monopolista). El monopolio oferta dos servicios a redes (potencia, capacidad o (kW) cuyas cantidades se representan por X_1 y X_2 . Así, el problema que enfrenta el regulador en la determinación

de los precios de ambos servicios, podría plantearse formalmente mediante el programa matemático, similar a (11), dado por (37):

$$\text{Max } \{W = W(U_1 \dots U_m)\} \quad (37-A)$$

$$\text{En } \{p_1, p_2\} \quad (37-B)$$

Sujeto a:

$$X_1 p_1 + X_2 p_2 - C(X_1 X_2) = FP \quad (37-C)$$

En tal caso la forma de las soluciones sería la siguiente:

$$\left(\frac{(p_1 - c_{Mg1})}{p_1} \right) = \left\{ \frac{(\varepsilon_2 (1 - (R_1/\lambda)) + \rho_{21} (1 - (R_2/\lambda)))}{(\varepsilon_1 \varepsilon_2 - \rho_{12} \rho_{21})} \right\} \quad (38)$$

$$\left(\frac{(p_2 - c_{Mg2})}{p_2} \right) = \left\{ \frac{(\varepsilon_1 (1 - (R_2/\lambda)) + \rho_{12} (1 - (R_1/\lambda)))}{(\varepsilon_2 \varepsilon_1 - \rho_{12} \rho_{21})} \right\} \quad (39)$$

Donde:

ε_1 y ε_2 son los valores absolutos de las elasticidades precio de los servicios 1 y 2 respectivamente; $\rho_{12} = \varepsilon_{21} ((p_1 X_1)/(p_2 X_2))$; siendo ε_{21} la elasticidad cruzada de la demanda del servicio 2 respecto del precio del servicio 1, tomada en valor absoluto;

$\rho_{21} = \varepsilon_{12} ((p_2 X_2)/(p_1 X_1))$; siendo ε_{12} la elasticidad cruzada de la demanda del servicio 1 respecto del precio del servicio 2, tomada en valor absoluto;

De estas expresiones se concluye en que si ρ_{12} y ρ_{21} fuesen nulas, lo que supone $\varepsilon_{12} = \varepsilon_{21} = 0$, (es decir que los servicios 1 y 2 no tienen relación en demanda) las expresiones (38) y (39) adoptarían la forma ($I = B$ y $2 = S$), asumiendo que los servicios de acceso a redes tienen el mismo costo marginal de prestación.

2.2 Sección II: Modelo de optimización para definir subsidios intrínsecos en los costos de acceso a redes de distribución eléctrica

2.2.1 Antecedentes e hipótesis asumidas

Considerando, como se dijo en la introducción, la estructura que presenta la expresión (21), y el soporte de los desarrollos subsiguientes del epígrafe anterior, la propuesta es adoptarla. En ella están presentes características de consumo y distributivas posibles de aplicar a diferentes segmentos, a efectos de apartarse del CPD, no como una estructura de Precios Ramsey, sino como una expresión indicativa que intenta repartir los cargos de acceso a redes, entre los usuarios tipificados como de consumo Residencial, atendiendo a tales características. El hecho de que se trate del sector de consumo Residencial, responde a los datos disponibles para las simulaciones del Modelo, y, por tanto, el mismo no pierde generalidad.

Desde los desarrollos presentados, para plantear el Modelo de referencia propuesto, deben introducirse algunas hipótesis que, de hecho, subyacen en todos los enfoques para la determinación de

los costos propios de distribución (o de acceso a redes, ya que refieren únicamente la prestación del servicio de red, por parte del distribuidor, y no del servicio de venta de energía).

Lo primero que cabe resaltar, es que cualquier expresión para estimar el CPD, provenga ésta de la aplicación del principio del costo marginal, o se estime en base a los verdaderos costos de prestación, es decir, los costos medios, constituye una combinación de costos medios e incrementales. De forma tal que todas las expresiones que arroja la teoría económica de regulación aplicada, específicamente, al servicio eléctrico, son de carácter indicativo. Luego, se las adapta. Existe amplia bibliografía a este respecto y en [Schweickardt, 2003, 2007; Schweickardt & Pistonesi, 2007], puede consultarse un extenso listado, así como los aportes realizados en tal sentido. Es pertinente citar un trabajo [Recordón & Rudnick, 2002] en el que se intentan diferenciar costos de acceso a redes para los usuarios regulados y usuarios libres, cuya definición ha sido ya introducida, aplicando una regla que el entonces regulador de telecomunicaciones de Inglaterra, OFTEL, utilizó, sobre la base de precios Ramsey, pero para diferenciar costos de acceso entre un segmento regulado y otro competitivo en tal servicio. La referencia citada, extiende de forma poco indicativa el mismo esquema al servicio de distribución eléctrica, tratando sus precios como de apartamiento óptimo, tal y como si hubiesen resultado de una solución de segundo mejor. Se realiza, al respecto, una crítica en [Schweickardt & Pistonesi, 2007]. Por ello, se enfatiza que las expresiones desarrolladas en el epígrafe anterior, exhiben un carácter indicativo para el Modelo propuesto en el presente trabajo.

Lo segundo, se refiere a la estimación de las elasticidades demanda-precio. Si bien es cierto que se tienen fuertes dificultades operacionales para su estimación, siguiendo la definición proporcionada mediante (18), es posible apelar a un acopio de reacciones de incremento (o decremento) en la demanda de distintos usuarios, frente a los incrementos (decrementos) de precios en la energía medida ((kWh)), que toda empresa tiene en sus bases de datos y, en particular, para el sector Residencial, considerado en el Modelo. Estas pueden traducirse en variaciones incrementales de capacidad ((kW)), y así se ha procedido en las simulaciones presentadas en este trabajo, con datos reales de la distribuidora de la ciudad de San Carlos de Bariloche, provincia de Río Negro, Argentina.

El tercer aspecto tiene que ver con el parámetro que refiere el costo de oportunidad de los fondos públicos transferidos por el regulador al monopolista, λ . Este es un valor que no tiene efecto en el apartamiento de las componentes del vector de precios que se obtenga,

respecto del costo propio de distribución, CPD, pues en su estructura los afecta por igual. Por ello constituye un factor de escala que se termina compensando en la optimización.

El cuarto aspecto adoptado como hipótesis, tiene relación con las utilidades marginales del ingreso, definidas por la expresión (16), $\phi_k = (\partial U_k / \partial Y_k)$. Las funciones de utilidad exhiben un carácter altamente subjetivo para cada individuo, y más allá de su participación en los desarrollos precedentes que condujeron a las soluciones de segundo mejor, resultan del tipo ordinal y no cardinal. Por tal razón, ϕ_k no puede ser un dato sencillo para estimar e introducir en el Modelo. Lo que se plantea, siempre en la línea de las expresiones desarrolladas, es que el propio programa de optimización solidario al Modelo propuesto, sea quien las estime, imponiendo adecuadas restricciones al parámetro de impacto distributivo definido mediante la expresión (20), $R_X = \sum_k (X_k/X) W_k \phi_k$. La restricción principal, desde las indicaciones aportadas por los desarrollos precedentes y desde los datos observados sistemáticamente para el servicio de acceso a redes en distribución eléctrica, resulta en proponer una relación de proporcionalidad inversa entre este parámetro aplicado a un segmento determinado, k , y la elasticidad demanda-precio (en valor absoluto) del servicio de acceso a redes en el mismo segmento, definida por la expresión (17), $\varepsilon_X = -(\partial X / \partial p_X)(p_X/X)$.

El quinto y último aspecto, que se traduce también en hipótesis del Modelo propuesto, se refiere al parámetro $W_k = (\partial W / \partial U_k)$, definido en (15); éste representa, como se indicó, la importancia que el regulador asigna al usuario (segmento de mercado) k -ésimo. Se impondrá, por la misma razón explicada para asumir la hipótesis anterior, referida a las utilidades marginales del ingreso, que sea la optimización planteada en el Modelo quien lo estime, con la restricción, tal como corresponde, de que tenga un valor constante: $W_k = W = C$ (el regulador asigna la misma importancia a todos los usuarios en el mercado de acceso a redes bajo estudio).

Conforme las características observadas en los usuarios Residenciales y la identificación a la que apelan diferentes empresas distribuidoras para clasificarlos dentro de las categorías o segmentos de bajos, medios y altos ingresos, se proponen dos Modelos.

El más sencillo, supone que cada segmento tiene una capacidad instalada de corte, asociada a un valor de elasticidad demanda-precio constante. Por tanto, todos los usuarios que exhiban valores estimados próximos a tal elasticidad, ingresan en ese segmento como un único usuario equivalente, que tiene por capacidad instalada la de corte para el segmento considerado. Esto redundará en utilidades marginales del ingreso constantes para

cada segmento de corte. Será referido como Modelo con Utilidades Marginales de Ingreso Constantes por Segmento. Sobre éste, dada la disponibilidad de datos, pudo efectuarse una Simulación Real.

El más complejo, supone también que cada segmento tiene una capacidad instalada de corte, y está asociado a un valor de elasticidad demanda-precio constante, pero dentro del mismo, existen escalones crecientes de potencia instalada. En cada escalón, se tiene un cierto número de usuarios a los que se les imputa la elasticidad demanda-precio de corte, pero que exhibirán utilidades marginales del ingreso constantes por escalón, y variables por segmento de corte. Será referido como Modelo con Utilidades Marginales de Ingreso Variables por Segmento. Este Modelo se presenta como propuesta formal, a efectos de continuar su investigación y recopilar mayores datos para su simulación. Ambos son formulados en los epígrafes siguientes.

2.2.2 Formulación del modelo de optimización con utilidades marginales de ingreso constantes por segmento

Sean, entonces:

$\{CK\}$ el conjunto de $(1...nK)$ segmentos en los que se ha particionado el mercado de acceso a redes según la tipificación de consumo/capacidad instalada, referida como Residencial; (ε) , (p) y (ϕ) los vectores de elasticidades demanda-precio estimadas, precio de acceso a redes y de utilidad marginal del ingreso, correspondientemente, para $\{CK\}$, cuyas componentes se asumen constantes en cada segmento k -ésimo; de forma tal que ε_k , p_k y ϕ_k , representan correspondientemente, la elasticidad demanda-precio, el precio de acceso a redes ($$/kW$) y la utilidad marginal del ingreso, para todos los usuarios del segmento k -ésimo; $W_k = (\partial W / \partial U_k) = W = C$ (Constante) para $\{CK\}$, el parámetro que refiere la importancia que el regulador confiere a cada usuario en el segmento k -ésimo, la misma para todos los usuarios Residenciales; $R_k = \sum_{i=1}^{nu_k} (X_i/X_k)$ $W \phi_k$, el parámetro de impacto que traduce las características distributivas de los usuarios en el segmento k -ésimo para $\{CK\}$; X_k la capacidad instalada ((kW)) en el segmento k -ésimo para $\{CK\}$; X_T la capacidad instalada total ((kW)) en el sector de consumo Residencial; $\sum_k X_k = X_T$; nu_k el número de usuarios residenciales en el segmento k -ésimo para $\{CK\}$; CPD , ($$/kW$), el Costo Propio de Distribución, estimado a partir del Costo Incremental Promedio de Largo plazo o el Valor a Nuevo de Reemplazo, ya que ambos son estimadores del costo medio, independientemente de que se le confiera al primero un carácter "marginal" [Schweickardt, 2003], [Schweickardt & Pistonesi, 2007]; y λ el costo de oportunidad de los fondos públicos transferidos por el estado al monopolista; Entonces, formalmente se tiene el programa matemático dado por (40):

$$\text{Max } \{Z\} \quad (40-A)$$

$$\text{En } \{ (p), (\phi), W \} \quad (40-B)$$

Sujeto a:

(Restricciones de apartamiento del vector de precios de acceso a

redes respecto del CPD)

$\forall k \text{ en } \{CK\}$:

$$((p_k - CPD)/p_k) = (1/\varepsilon_k) (1 - (R_k/\lambda)) \quad (40-C)$$

$$R_k = \sum_{i=1}^{nuk} (X_i/X_k) W \phi_k = W \phi_k \text{ (pues } \sum_{i=1}^{nuk} (X_i/X_k) = 1) \quad (40-D)$$

(Restricciones del parámetro de impacto distributivo respecto de la elasticidad demanda-precio en cada segmento)

$\forall k \text{ en } \{CK\}$:

$$R_k = Z (1/\varepsilon_k) \quad (40-E)$$

(Restricción de balance o recuperación del CPD por parte del monopolista distribuidor)

$$\sum_{k=1}^K (p_k X_k) = CPD \sum_{k=1}^K X_k = CPD X_T \quad (40-F)$$

(Restricción de no negatividad en las variables de decisión)

$$W \geq 0 \quad (40-G)$$

$\forall k \text{ en } \{CK\}$:

$$p_k \geq 0 \quad (40-H)$$

$$\phi_k \geq 0 \quad (40-I)$$

Puede observarse que se tiene un Modelo de Optimización No Lineal.

2.2.3 Formulación del modelo de optimización con utilidades marginales de ingreso variables por segmento

Sean los mismos parámetros indicados en el Modelo (40) y las mismas consideraciones de carácter indicativo. Adicionalmente sean:

$\{Ck\}$ el conjunto de $(1...nek)$ escalones de capacidad o potencias instaladas por usuario en el segmento k-ésimo, cuyos elementos resultan $ne_1...ne_k$, número de escalones por segmento, teniéndose, así, un conjunto $\{Ck\}$ por segmento, para $\{CK\}$; $(Xe)_k$ el vector de Capacidades por escalón ((kW)) definido en el segmento k-ésimo, cuyos elementos resultan $Xe_{ne_1}...Xe_{ne_k}$, teniéndose un vector por escalón, $(Pe)_k$, en cada segmento para $\{CK\}$; $(nuek)$ el vector de número de usuarios por escalón de capacidad instalada, definido en el segmento k-ésimo, cuyos elementos resultan: $nu_1...nu_{ne_k}$, teniéndose un vector (nue_k) por escalón definido en cada segmento para $\{CK\}$; Entonces se formalmente se tiene el programa matemático dado por (41):

$$\text{Max } \{Z\} \quad (41-A)$$

$$\text{En } \{ (p), (\phi), W \} \quad (41-B)$$

Sujeto a:

(Restricciones de apartamiento del vector de precios de acceso a redes respecto del CPD)

$\forall k \text{ en } \{CK\}$ y $\forall i \text{ en } \{C_k\}$:

$$((pk - CPD)/pk) = (1/\varepsilon_k) (1 - (Rk/\lambda)) \quad (41-C)$$

$$R_k = W \sum_{j=1}^{nuk} \{ \sum_{i=1}^{nek} ((nu_{ik} Xe_{ik})/X_k) \phi_{ik} \} \quad (41D)$$

(41-D) modifica el Modelo (40) por escalón de potencia para cada segmento, teniendo utilidades marginales del ingreso constantes dentro de cada segmento y variables por segmento.

(Restricciones del parámetro de impacto distributivo respecto de la elasticidad demanda precio en cada segmento)

$\forall k \text{ en } \{Ck\}$:

$$R_k = Z (1/\varepsilon_k) \quad (41-E)$$

(Restricción de balance o recuperación del CPD por parte del monopolista distribuidor)

$$\sum_{k=1}^K \{ p_k \{ \sum_{i=1}^{nek} ((nu_{ik} Xe_{ik})) \} \} = CPD X_T \quad (41-F)$$

(Restricción de no negatividad en las variables de decisión)

$$W \geq 0 \quad (41-G)$$

$\forall k \text{ en } \{Ck\}$ y $\forall i \text{ en } \{C_k\}$:

$$p_k \geq 0 \quad (41-H)$$

$$\phi_{ik} \geq 0 \quad (41-I)$$

2.3 Sección III: Simulación

Para realizar una simulación del Modelo de Asignación de Costos Intrínsecos de Acceso a Redes, según una Optimización con Utilidades Marginales Constantes por Segmento, tal como se explicó, se han recopilado datos del año 2003, únicos disponibles, sobre las características históricas del segmento suburbano y urbano, que integran el sector de consumo tipificado como Residencial, desde la empresa de Distribución de Electricidad de San Carlos de Bariloche, Provincia de Río Negro, Argentina.

Han sido considerado 5 segmentos, para los cuales pudo estimarse la elasticidad de la forma cualitativamente descrita en 2.2.1, conforme los aspectos adoptados como segunda hipótesis. El vector de elasticidades demanda-precio obtenido, tiene sus componentes normalizadas,

Tabla 1. Resultados del Modelo de Optimización con Utilidades Marginales del Ingreso Constantes por Segmento.

Segmento k	$[\varepsilon_k]$	$[X_k]$ [kW]	$[\phi_k]$	$[p_k]$ [\$/kW]
1	0.175	3000	0.367	13.743
2	0.185	3500	0.347	16.985
3	0.195	4000	0.329	21.028
4	0.215	5500	0.299	32.668
5	0.230	7000	0.279	46.505
$CPD \{ \sum_{k=1}^5 X_k \} = CPD XT = \sum_{k=1}^5 \{ p_k X_k \} = 69000.000$ [\$]				

Fuente. Elaboración propia.

de modo que la suma de las mismas arrojan como resultado la unidad. Esta condición no tiene ningún efecto en el Modelo (en sus dos variantes), y sólo se realiza a efectos de tener comparaciones relativas de los valores de las elasticidades. Así se tienen los siguientes datos Generales: a) CPD = 30 (\$/kW); b) $\lambda = 0.250$ y c) XT = 23000 (kW). En la Tabla 1, se indican los vectores de elasticidad demanda-precio, el vector de capacidades, ambos datos, y el vector de utilidades marginales del ingreso y el vector de precios, resultados indicados en bastardilla, por segmento. El parámetro W resultó en $W = 0.8222$ y la variable $Z = 0.053$. Para la solución del programa matemático no lineal, se empleó la librería Solver Premium For EXCEL®.

3. CONCLUSIONES

Complementariamente a los desarrollos y conceptos vertidos a lo largo del trabajo, se establecen *tres conclusiones fundamentales*: **1ra)** Se ha presentado un Modelo para determinar los Costos de Acceso a Redes en el Sector de Consumo Residencial, sustentado de forma indicativa en la estructura de precios Ramsey, pero en una variante que no sólo considera las características específicas de consumo, a través de la elasticidad demanda-precio, sino las características distributivas, a través de un parámetro de impacto R_X , incorporado a tal fin desde los desarrollos; **2da)** En los resultados, presentados en la Tabla 1, puede apreciarse la coherencia del modelo conforme los componentes de los vectores de precios, capacidad instalada y utilidades marginales del ingreso resultantes para cada segmento; y **3ra)** Este enfoque resulta muy apropiado para asignar costos de acceso a redes en un mercado completamente abierto a la competencia, tal como el de Argentina, Perú y Chile, en Latinoamérica, mercados en los cuales se tienen múltiples inconvenientes para diferenciar la responsabilidad sobre el uso de las redes, que deben enfrentar los pequeños consumidores. Asimismo, proporciona un mecanismo automático para asignar subsidios entre segmentos, que sirvan también como indicativos al regulador, con el objeto de plantear

tarifas subsidiadas, volcando los CPD *diferenciados* a la estructura tarifaria, proceso de cálculo posterior al de la estimación del CPD. Cabe destacar que este Modelo está por ser propuesto al Ente Regulador Provincial de Entre Ríos, Argentina.

REFERENCIAS

- Baumol, W, and D Bradford. "Optimal Departures from marginal cost pricing." *The American Economic Review* 60 (June 1970).
- Boiteux, M. "Sur la Gestion des Monopoles Publics Restreints a L'Equilibre Budgetarie." *Econometrica*, 1956.
- Recordón, E, and H Rudnick. "Distribution Access Pricing: Application of the OFTEL Rule to a Yardstick Competition Scheme." *IEEE Transaction on Power Systems*, November 2002.
- Schweickardt, G. "Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica Económicamente Adaptados. Discusión y Propuestas Metodológicas." *Fundación Bariloche*. Bariloche, 2007.
- Schweickardt, G, and H Pistonesi. "Disputabilidad en los sistemas de Redes de Distribución Eléctrica. Un Análisis desde los Modelos de Telecomunicaciones en el Marco del Paradigma Económico Neoclásico." *Revista Energética*, Julio 2007: 39, 91-104.
- Schweickardt, G, and H. Pistonesi. "Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica Económicamente Adaptados. Discusión y Propuestas Metodológicas." *Revista Energética*, Julio 2007: 37, 53-66.
- Schweickardt, G. "Metodología para la Asignación Técnica de Transporte sobre el Mercado de Distribución." *Fundación Universidad Nacional de San Juan*. San Juan, 2003.
- Spulber, D. *Regulation and Markets*, 1989.

Filtro activo de potencia paralelo, descripción y relaciones de impedancia

Shunt active power filter, description and impedance relationships

Odair Trujillo - Orozco^{a*}

Recibido: abril 24 de 2014
Recibido con revisión: mayo 27 de 2014
Aceptado: junio 16 de 2014

^{a*} Universidad Nacional de Colombia,
Sede Manizales, Facultad de
Ingeniería y Arquitectura
Km. 7 Vía Aeropuerto, Edificio Q
Manizales, Caldas, Colombia
oatrujillo@unal.edu.co
Tel.: +(57) 3008907950

Energética 43, junio (2014), pp. 91-98

ISSN 0120-9833 (impreso)
ISSN 2357 - 612X (en línea)
www.revistas.unal.edu.co/energetica
© Derechos Patrimoniales
Universidad Nacional de Colombia



RESUMEN

El filtro activo de potencia paralelo es el filtro activo de potencia más extendido en la industria. sin embargo este tiene un pobre rendimiento cuando trata de compensar la corriente de una carga no lineal de baja impedancia, como por ejemplo rectificadores con capacitor electrolítico del lado DC. Esas cargas son las más usadas en la industria ya que usualmente son la primera etapa de los variadores de velocidad y otros dispositivos ampliamente extendidos hoy en día, basados en electrónica de potencia. además de describir el funcionamiento y composición general de un filtro activo paralelo, este artículo muestra las ecuaciones que revelan dichos problemas, y resultados de simulación que validan este enfoque analítico; mostrando también que bajo pobres condiciones de operación, este tipo de filtro no alcanza los niveles de ahorro de energía eléctrica esperado.

PALABRAS CLAVE

Relación de impedancia; efectos de la impedancia; filtro activo de potencia paralelo; ecuaciones de red.

ABSTRACT

The Shunt Active Power Filter is the most wide extended active power filter in the industry. Perhaps it has a poor performance when it is trying to compensate the current of a low impedance nonlinear load, such as rectifiers with smoot dc capacitor. These loads are the most used loads in industry, because are the first power step in adjustable speed drivers and other power electronics devices extended nowadays. Additionally to the description of the operation and general composition of a Shunt Active Power Filter, this paper shows the equations that reveal such issues, and simulation results that validate this analitical approach; also showing that under poor operation conditions, this kind of filter does not reach the expected electric energy savings.

KEYWORDS

Impedance relationship; impedance effects; shunt active power filter; network equations.

1. INTRODUCCIÓN

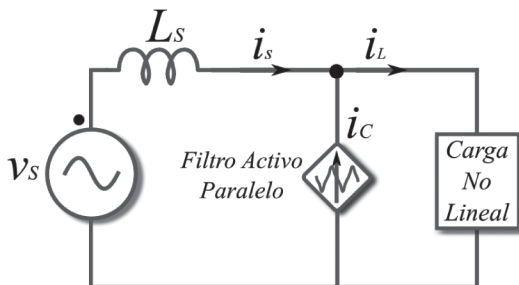
A nivel mundial, la industria ha migrado progresivamente hacia el uso de dispositivos de electrónica de potencia para reemplazar aquellos dispositivos voluminosos como transformadores, inductores de choque, capacitores y esquemas de accionamientos del tipo electromecánico; que se han encargado de realizar funciones de arranque, cambio de giro, variación de velocidad, entre otras.

Mucho se ha discutido sobre el efecto que tiene la operación de equipos basados en electrónica de potencia, sobre la calidad de las formas de onda que se entregan a la red de distribución [Arrillaga & Watson, 2003; Bollen & Gu, 2006; Ramírez & Cano, 2006; Cano & Tacca, 2008].

En esta dinámica, los filtros activos de potencia (FAP) basados también en electrónica de potencia, aparecen en el escenario como fuego contra fuego, para resolver el problema de la creciente contaminación armónica; en especial aquella producida por la industria. De ellos el FAP Paralelo o SAPF por sus siglas en inglés, ha sido el FAP más extendido debido a que su acople al punto de conexión común (PPC) es más simple; el flujo de potencia principal no circula a través de ninguno de sus elementos, lo que hace su dispositivo de acople mucho más pequeño que el de otras soluciones, como por ejemplo el Filtro Activo de Potencia Serie, en el cual todo el flujo de potencia debe circular por el dispositivo de acople del filtro, lo cual reduce la confiabilidad del sistema.

Algunos autores argumentan que los filtros activos pueden reducir los consumos tanto de potencia reactiva o no activa, como de potencia activa [Zhao, et al., 2011; Gurguiatu, et al., 2013], ya que eliminan las corrientes armónicas que circulan por los conductores y por los devanados de los transformadores; reduciendo el calor generado en los mismos. Sin embargo, esto no es del todo cierto, ya que como se demostrará a continuación, el FAP Paralelo puede llegar a tener grandes pérdidas de energía en sus elementos, debidas al efecto Joule.

Figura 1. Conexión del FAP Paralelo

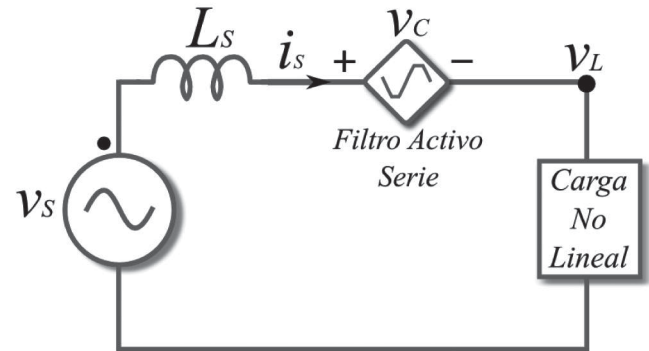


En las Figuras 1 y 2, se puede apreciar el esquema de

Fuente. Elaboración propia.

conexión de ambos tipos de FAP.

Figura 2. Conexión del FAP Serie



Fuente. Elaboración propia.

Sin embargo, a pesar de sus ventajas comparativas, el FAP Paralelo es muy dependiente de las condiciones de impedancia de la red, en especial con respecto al tipo de carga que se trata de compensar.

Las consideraciones expuestas por [Peng, 1998] demuestran este problema. Se pretende entonces desarrollar con mayor detalle el comportamiento del FAP Paralelo partiendo de una descripción detallada del mismo.

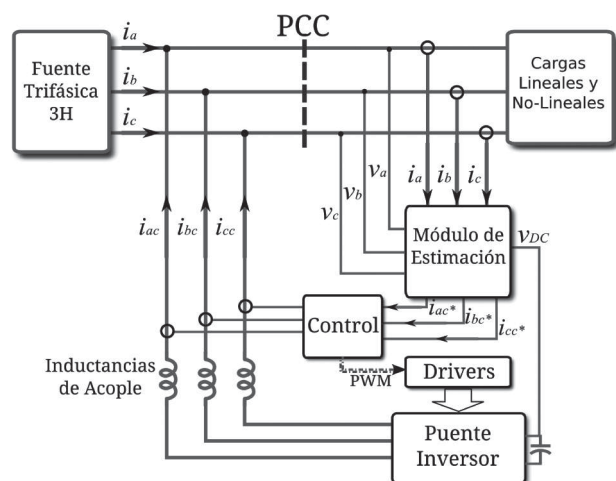
2. EL FILTRO ACTIVO DE POTENCIA PARALELO

A continuación se describirá la idea fundamental del filtro y el funcionamiento detallado de cada uno de sus módulos.

2.1 Esquema

En la Figura 3 se puede apreciar con claridad los módulos que componen el sistema completo en el que opera un FAP Paralelo.

Figura 3. Esquema general de un FAP Paralelo

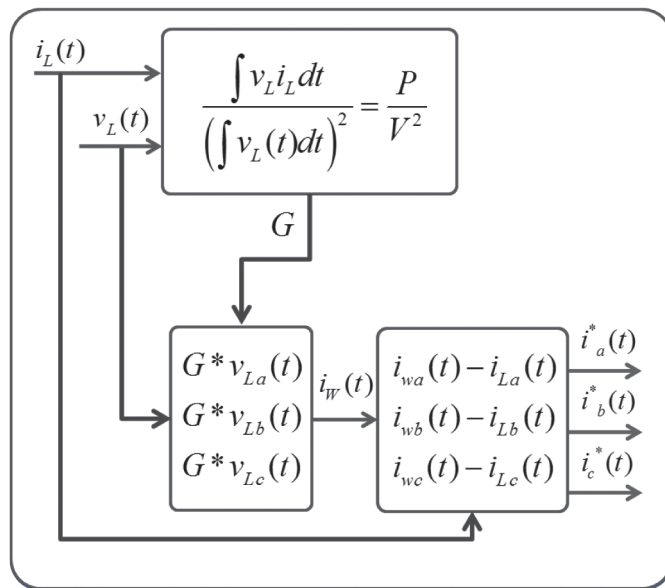


Fuente. Elaboración propia.

2.2 Módulo de Estimación

Es la parte encargada de determinar las funciones que el FAP cumple. Dependiendo de la función objetivo, en este módulo se programarán las estrategias de estimación que permitan alcanzarla. Este módulo producirá la corriente de referencia a unos pocos miliamperios, que luego tendrá que ser generada por el inversor para ser inyectada en el PCC.

Figura 4. Módulo de estimación - Fryze



Fuente. Elaboración propia.

En la Figura 4 se muestra la estrategia de estimación, extrayendo la corriente de referencia por medio de la teoría de potencia de Fryze [Karuppanan, et al., 2011], cuya función objetivo es obtener la corriente debida a la potencia activa que consume la carga, para luego restarla de la corriente total de la carga y así obtener la corriente debido a potencia no activa; lo que incluye las corrientes armónicas.

En los trabajos de [Montero, et al., 2007; Santos, et al., 2009] y, se puede encontrar mayor detalle sobre las estrategias de estimación más usadas.

2.3 Módulo de Control

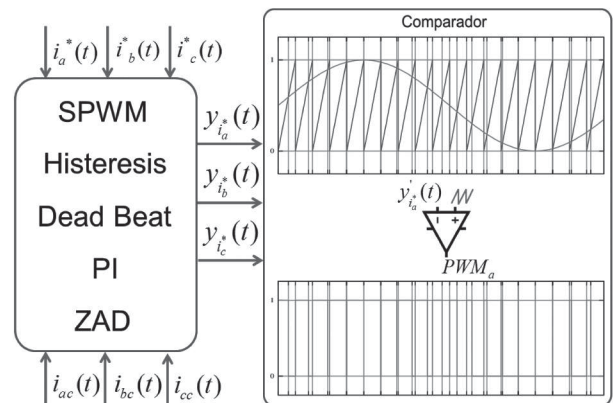
Se encarga de manejar el lazo de control del inversor, recibe la corriente de referencia que ha sido generada por el módulo de estimación y censa la corriente que genera el puente inversor después de sus bobinas de acople. Esta última es la corriente que se inyecta en el PCC.

Como se muestra en la Figura 5, es posible usar casi cualquier técnica de control disponible. Los trabajos realizados por [Caceres, et al., 2010; Zhang et al., 2010], tratan con mayor detalle estas técnicas y se realizan comparativos de gran utilidad.

Por tanto, este módulo se encargara de generar el

PWM que finalmente comandará la etapa de Drivers del puente inversor.

Figura 5. Módulo de control



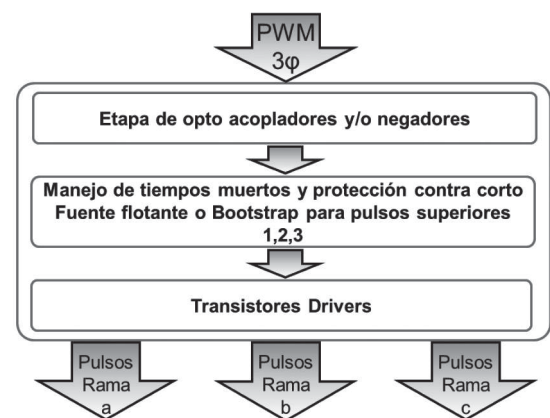
Fuente. Elaboración propia.

2.4 Etapa de Drivers

Cuando el módulo de control ha generado el PWM, todos los comandos necesarios para que el filtro realice su función objetivo, deben ser recibidos por los Drivers que en última instancia comandarán el encendido o apagado de los dispositivos de conmutación que componen el puente inversor.

En la Figura 6, se puede ver el flujo que deben seguir los comandos de conmutación para lograr el disparo adecuado de los dispositivos. Evitando en todo caso que halla solapamiento de la llave superior con la llave inferior en cada rama, para evitar cortos; esto se logra incluyendo tiempo muerto.

Figura 6. Etapa de drivers.

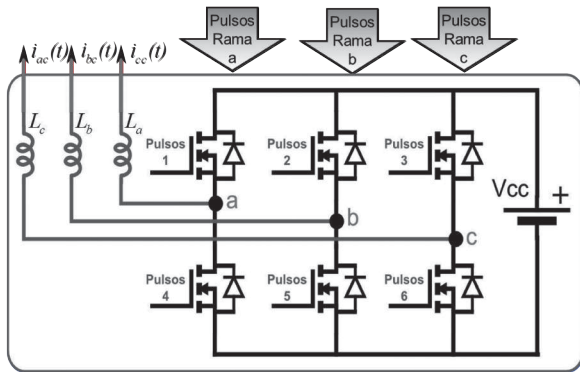


Fuente. Elaboración propia.

2.5 Punte Inversor

La corriente de referencia que se generó en el módulo de estimación, es una señal con la amplitud de la red en Voltios y apenas algunos microamperios, esta debe ser reproducida con la magnitud necesaria para equipararse a las corrientes que fluyen a través del PCC. En la Figura 7, se puede apreciar como los comandos entregados por la etapa de drivers, pueden hacer fluir una corriente a través de los inductores de acople hacia el PCC.

Figura 7. Inversor trifásico y acople inductivo



Fuente. Elaboración propia.

En esta imagen, la fuente V_{CC} puede ser un capacitor o una batería. En caso de ser un capacitor, es necesario agregar el control de la tensión en el mismo, en el módulo de estimación [Choi, et al., 2013]. Si es una batería, esta deberá estar alimentada desde una fuente externa de energía, como paneles foto voltaicos o aerogeneradores [Pontoriero & Mercado, 2001].

3. ECUACIONES

Si se modela el filtro activo como una fuente dependiente de corriente I_C , tal que su ganancia corresponda a la capacidad que tenga el mismo de generar la corriente de corrección adecuada, en la mayor sincronía posible con lo que sucede en el sistema; es posible encontrar ecuaciones sencillas en el dominio de $j\omega$, que describan la relación del filtro con el sistema que este trata de compensar.

$$I_C = I_L G \tag{1}$$

Aquí la ganancia G incluye el módulo de estimación y de control con los retardos inherentes al procesamiento digital de las señales y el retardo debido a la propia estrategia de estimación. Adicionalmente, existe un retardo en la respuesta de conmutación del puente inversor, ya que la tensión PWM que este genera debe ser transformada en corriente por los inductores de acople. Si la función objetivo es compensar armónicos, esta ganancia está definida con la siguiente ecuación.

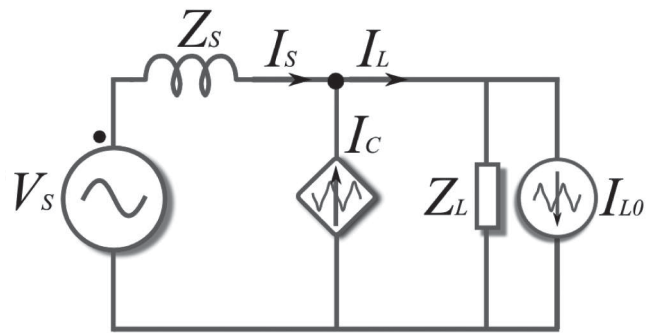
$$G = \begin{cases} |G|_f = 0 \\ |G|_h = 1 \end{cases} \tag{2}$$

De esta forma G extrae la corriente armónica y rechaza la corriente fundamental. Sin embargo, si la función objetivo del filtro requiere compensar reactivos, entonces el término $|G|_q = 1$ debe ser agregado a 2 y por ende tenido en cuenta en la estrategia de estimación usada

3.1 Con carga distorsionadora de corriente

El circuito equivalente para una carga distorsionadora de corriente, como por ejemplo un rectificador completamente controlado con inductor para filtrar el rizado de corriente DC; se muestra en la figura 8.

Figura 8. FAP con carga distorsionadora de corriente



Fuente. Elaboración propia.

Planteando la Ley de Corrientes de Kirchoff (LCK) en el PCC, se llega a 3, 4 y 5.

$$I_s = I_L - I_C \tag{3}$$

$$I_s = \frac{Z_L}{Z_s + \frac{Z_L}{1-G}} I_{L0} + \frac{V_s}{Z_s + \frac{Z_L}{1-G}} \tag{4}$$

$$I_L = \frac{\frac{Z_L}{1-G}}{Z_s + \frac{Z_L}{1-G}} I_{L0} + \frac{1}{1-G} \frac{V_s}{Z_s + \frac{Z_L}{1-G}} \tag{5}$$

Desde el punto de vista de los armónicos, de 4 se deduce que para llevar las corrientes armónicas de la fuente a cero ($I_{Sh} = 0$), es necesario que se cumpla la condición dada por la siguiente desigualdad.

$$\left| \frac{Z_L}{1-G} \right|_h \gg |Z_s|_h \tag{6}$$

De tal forma que Z_s sea despreciable. Y considerando lo dicho en 2; 4 y 1 se reducen a:

$$I_C \approx I_{Lh} \tag{7}$$

$$I_{sh} \approx (1-G)I_{Loh} + (1-G)\frac{V_{Sh}}{Z_L} \approx 0 \quad (8)$$

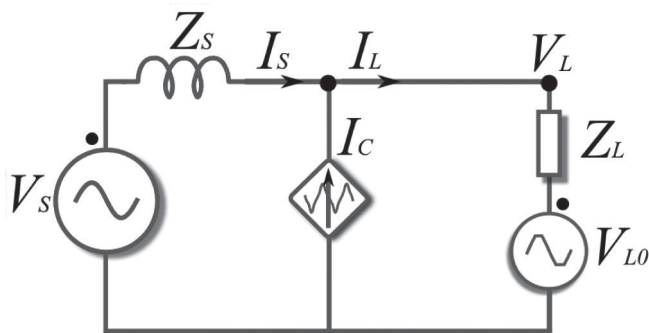
Para una carga distorsionadora de corriente, es fácil cumplir la condición dada en 6, ya que generalmente Z_L tiene un valor elevado y $|1 - G|$ se puede acercar a 0.1, ya que dependerá de la efectividad de la estrategia de estimación y la reducción de los retardos mencionados anteriormente. Así como del valor del inductor de acople.

Pero en la práctica, no se tiene una sola carga de este tipo, sino que se conectan otras cargas en paralelo que hacen que la impedancia Z_L se vea drásticamente reducida, lo que evitaría que 6 se cumpla, y debido los términos del lado derecho en 4 y 5, los armónicos de la fuente circulan por estas cargas adicionales y hagan entrar en resonancia los elementos pasivos de la red.

3.2 Con carga distorsionadora de tensión

El circuito equivalente para una carga distorsionadora de tensión, como por ejemplo un rectificador con capacitor electrolítico para filtrar el rizado de la tensión DC; se muestra en la Figura 9.

Figura 9. FAP con carga distorsionadora de tensión



Fuente. Elaboración propia.

Planteando la LCK en el PCC, se llega a 9,10 y a 11

$$I_s = I_L - I_c \quad (9)$$

$$I_s = \frac{V_s - V_L}{Z_s + \frac{Z_L}{1-G}} \quad (10)$$

$$I_L = \frac{V_s - V_L}{(1-G)Z_s + Z_L} \quad (11)$$

Desde el punto de vista de los armónicos, de 10 se deduce que para llevar las corrientes armónicas de la fuente a cero ($I_{Sh} = 0$), es necesario que se cumpla la condición dada por la siguiente desigualdad.

$$\left| Z_s + \frac{Z_L}{1-G_h} \right| \gg 1pu \quad (12)$$

De tal forma que el denominador en 10 sea proporcionalmente mucho mayor que el numerador. Y considerando lo dicho en 2; 10 y 1 se reducen a:

$$I_C \approx I_{Lh} \quad (13)$$

$$I_{sh} \approx 0 \quad (14)$$

En este caso cumplir la condición de 12 no es fácil, ya que generalmente para este tipo de carga $Z_L \approx 0$ y Z_S se encuentra al rededor de $0.1pu$. Por lo que las corrientes armónicas del filtro pueden fluir hacia la carga, lo que incrementaría los picos de corriente de la carga, así como los picos de corriente del filtro; haciendo necesario incrementar la capacidad en VA del FAP. En adición, el desempeño del filtro se ve drásticamente reducido, lo que se validará en la siguiente sección.

4. SIMULACIÓN

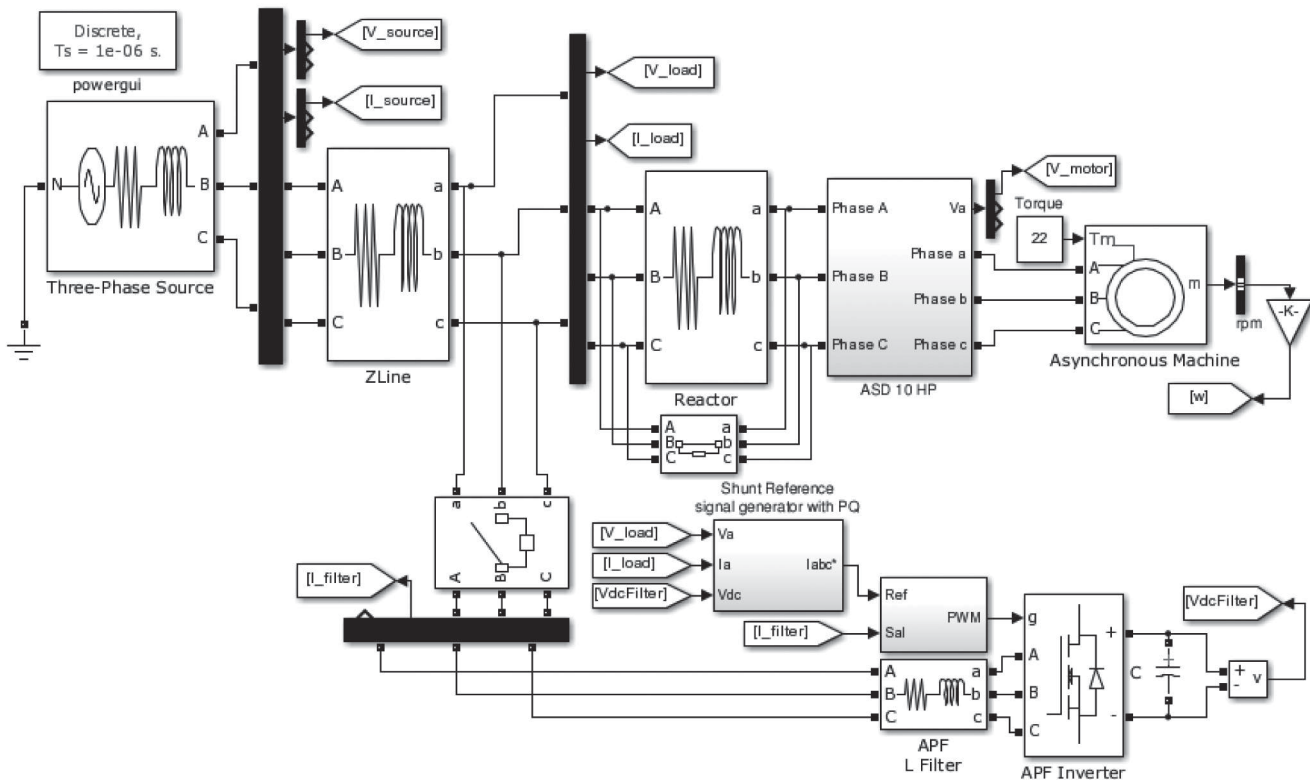
Debido al incremento de cargas no lineales del tipo de baja impedancia o correspondientes al modelo en fuente de tensión; o simplemente porque aquellas de alta impedancia generalmente se ven reducidas por la conexión de otras cargas en paralelo; la creciente situación es aquella que coincide con el comportamiento de una carga distorsionadora de tensión.

Por ello, se ha planteado la simulación de un variador de velocidad (ASD por sus siglas en inglés) de $10HP$; con un Filtro Activo Paralelo conectado en terminales del mismo, como se puede ver en la Figura 10. La impedancia del alimentador se ha incluido para enfocar la simulación a la carga y no a un conjunto de cargas conectadas al PCC. Los resultados de la Figura 10 se obtienen usando la estrategia de estimación con teoría PQ, control del bus DC por PID [Akagi, et al., 2007] y control de la corriente de referencia por Histéresis de frecuencia fija [Zhang, et al., 2010].

En la Figura 11, la tensión en el PCC (trazo azul) se ve distorsionada como es de esperarse para este tipo de carga. El filtro activo es encendido al cuarto ciclo de la onda. Desde este punto se puede apreciar como la corrección es inefectiva, la corriente de la fuente (trazo azul) aún no es sinusoidal, se siguen presentando fuertes picos y la tensión en bornes del variador (trazo verde) sigue distorsionada. De la misma forma, el filtro activo debe soportar grandes picos de corriente (trazo rojo) por sus elementos.

Se consideró la solución propuesta por [Peng, 1998], consistente en ubicar un reactor en el lado AC de la carga, de tal forma que 12 pueda estar al rededor de $3pu$, para que la corriente de la carga pueda ser sinusoidal y el FAP opere con picos de corriente menores, haciendo que su funcionamiento sea adecuado.

Figura 10. FAP compensando ASD de 10HP a 460VRMS



Fuente. Simulación Simulink

Dicho lo anterior, en el ciclo ocho de la simulación, el reactor del lado AC es conectado, con lo que la corriente de la fuente se torna sinusoidal; consiguiendo también que los picos de corriente del filtro activo se reduzcan casi en un 50%.

Es claro entonces, que ante cargas de baja impedancia, el FAP tiene un comportamiento poco adecuado. Por una parte, no logra corregir la distorsión de tensión, la corriente no alcanza una forma sinusoidal aceptable y las pérdidas por conmutación en el filtro se ven incrementadas, debido a los mayores valores de corriente que se presentan.

5. CONCLUSIONES

Se determinó analíticamente y mediante simulación, que el filtro activo paralelo es muy sensible a condiciones de baja impedancia de red, las cuales deterioran su funcionamiento.

El comportamiento poco favorable de este filtro ante cargas de baja impedancia o distorsionadoras de tensión, como lo son la mayoría de cargas no lineales modernas, trae consigo diversas consecuencias; entre ellas económicas, ya que si el filtro debe alcanzar

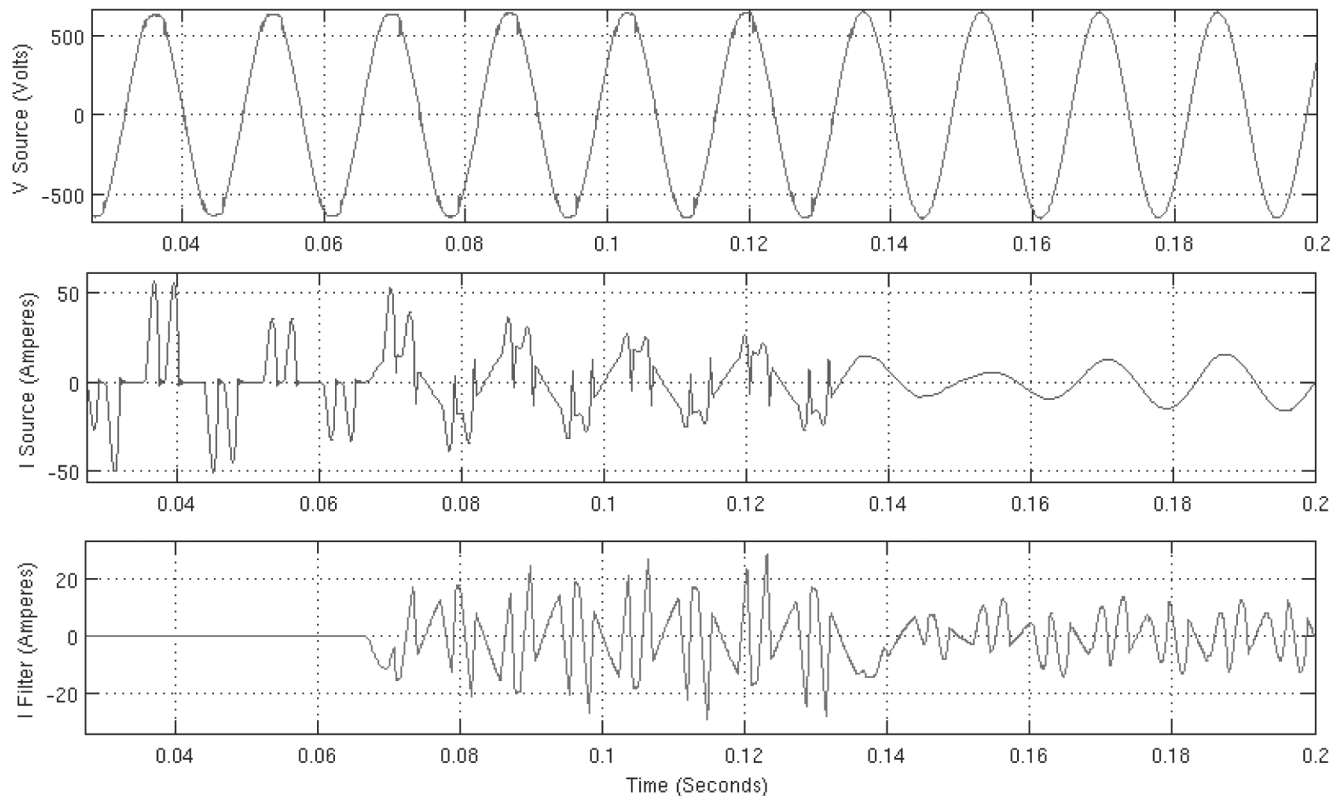
picos de corriente elevados, la potencia en VA del mismo deberá ser incrementada, con lo que los costos del equipo se elevan.

Las pérdidas de potencia por calentamiento del inductor de acople y de los elementos de conmutación, debido a su resistencia interna (R_L ; R_{Corte} y R_{Sat} de los mosfets o IGBT, que se presentan en cada ciclo de conmutación de los mismos); son un factor que impone la necesidad de incrementar costos en equipo adicional de refrigeración y una inversión en mayor potencia de los elementos. Por lo que el ahorro en pérdidas de potencia por circulación de armónicos o el ahorro al evitar penalización por reactivos, puede no presentarse debido al pobre rendimiento del filtro.

Conectar un reactor en serie con la carga es poco viable, ya que es un dispositivo voluminoso, incrementa las pérdidas de potencia por calentamiento y además, mas allá de incrementar la impedancia de la carga para cumplir con la condición en 12, modifica la naturaleza de la misma, de receptor de tensión a receptor de corriente; lo que naturalmente fuerza a la corriente a no cambiar abruptamente.

Es posible hacer uso del compromiso existente entre el valor del inductor de acople con la capacidad de seguimiento de la corriente de referencia; es decir, un valor menor del inductor de acople permitiría controlar mejor la forma de onda de corriente

Figura 11. Comportamiento del FAP frente a carga de baja impedancia



Fuente. Simulación Simulink

que entrega el filtro, realizando un seguimiento más veloz y una corrección más precisa, pero esto exigiría mayor potencia aparente de parte del filtro, lo que a su vez incrementaría las pérdidas de potencia del filtro.

Mejorar el comportamiento de este tipo de filtro frente a condiciones de baja impedancia desde el punto de vista del control, se convierte en una opción llamativa como trabajo futuro.

REFERENCIAS

- Akagi, H., Watanabe, E. H., & Aredes, M. (2007). *Instantaneous Power Theory and Application to Power*. Estados Unidos: Wiley & Sons.
- Arrillaga, J., & Watson, N. R. (2003). *Power System Harmonics*. Wiley.
- Bollen, M., & Gu, I. (2006). *Signal Processing of Power Quality Disturbances*. (Wiley, Ed.) IEEE Press Series on Power Engineering.
- Cáceres, G. A., Lizarazo, J. C., Villalobos, M. A., & Suarez, J. F. (2010). Active power filters: A comparative analysis of current control techniques. *Andescon, 2010 IEEE*, 1-6.
- Cano Plata, E. A., & Tacca, H. E. (2008). *Modelado y simulación en electrónica de potencia con ATP*. Bogota D.C., Colombia.: Centro de Publicaciones Universidad Nacional de Colombia, UNILIBROS.
- Choi, W.-H., Lam, C.-S., Wong, M.-C., & Han, Y.-D. (2013). Analysis of DC-Link Voltage Controls in Three-Phase Four-Wire Hybrid Active Power Filters. *Power Electronics, IEEE Transactions*, 28(5), 2180-2191.
- Gurguiatu, G., Balanuta, C., Munteanu, T., & Gaiseanu, M. (2013). Energy savings generated by installing active power filters in water pumping stations. *Electrical and Electronics Engineering (ISEEE)*, 1-5.
- Karuppanan, P., Mahapatra, K., Jeyaraman, K., & Viji, J. (2011). Fryze power theory with adaptive-hcc based active power line conditioners. *Power and Energy Systems (ICPS), 2011 International Conference on*, 1-6.
- Montero, M. I., Romero Cadaval, E., & Barrero Gonzalez, F. (2007). Comparison of Control Strategies for Shunt Active Power Filters in Three-Phase Four-Wire Systems. *Power Electronics, IEEE Transactions*, 22(1), 229-236.
- Peng, F. Z. (1998). Application issues of active power filters. *Industry Applications Magazine, IEEE*, 4(5), 21-30.
- Pontoriero, D. H., & Mercado, P. E. (2001). Network compensation with active power filters integrated to PV generation. *Power Tech Proceedings, IEEE*

Porto, 2, Conference 2001.

- Ramírez Castaño, S., & Cano Plata, E. A. (2006). *Calidad del Servicio de energía eléctrica*. Manizales, Colombia: Centro de Publicaciones Universidad Nacional de Colombia.
- Santos, T., Pinto, J. G., Neves, P., Goncalves, D., & Alfonso, J. (2009). Comparison of three control theories for single-phase Active Power Filters. *Industrial Electronics, 2009. IECON '09. 35th Annual Conference of IEEE*, 3637-3642.
- Zhang, S., Daheng, L., & Xu, W. (2010). Control Techniques for Active Power Filters. *Electrical and Control Engineering (ICECE), 2010 International Conference on 25-27 june*, 3493-3498.
- Zhao, W., Shangli, Z., & Luo, A. (2011). Novel injection type hybrid active power filter and its energy saving application. *Measuring Technology and Mechatronics Automation (ICMTMA), 2*, 694-700.

Discusión de la implementación en Colombia del servicio complementario capacidad de operación por islas

Discussion of the implementation in Colombia ancillary service island operation capability

Juan David Marín - Jiménez^{a*}, Sandra Ximena Carvajal - Quintero^b, Adriana Arango - Manrique^c

Recibido: marzo 27 de 2014
Recibido con revisión: junio 12 de 2014
Aceptado: junio 20 de 2014

^{a*} Universidad Nacional de Colombia,
Sede Manizales, Facultad de
Ingeniería y Arquitectura
Km. 7 Vía Aeropuerto, Edificio Q
Manizales, Caldas, Colombia
Tel.: +(57) 8879300,
jdmarinj@unal.edu.co

^b Universidad Nacional de Colombia,
Sede Manizales,
Manizales, Colombia.

Energética 43, junio (2014), pp. 99-108

ISSN 0120-9833 (impreso)
ISSN 2357 - 612X (en línea)
www.revistas.unal.edu.co/energetica
© Derechos Patrimoniales
Universidad Nacional de Colombia



RESUMEN

Los servicios complementarios son aquellos asociados a la generación, transporte y distribución de energía eléctrica que permiten establecer un determinado nivel de seguridad, calidad y eficiencia en el suministro. Los servicios complementarios en los sistemas desregulados de potencia son ofrecidos por grandes centrales de generación despachadas centralmente, sin posibilidad de ser ofrecidos por Recursos Energéticos Distribuidos.

Los recursos energéticos distribuidos han sido investigados como una posible solución para garantizar la seguridad en el suministro y calidad en el desarrollo de las redes eléctricas del futuro. En este artículo, se analiza una discusión en torno a la implementación del servicio complementario denominado capacidad de operación por islas, el cual es un servicio de soporte técnico proveniente de los recursos energéticos distribuidos que permite disminuir los tiempos de restablecimiento del sistema en caso de una desconexión total; disminuir el número de usuarios afectados por fallas en el sistema eléctrico de potencia; aumentar la confiabilidad en el suministro y las ganancias de los comercializadores debido a la disminución de la energía no suministrada.

PALABRAS CLAVE

Servicios complementarios; recursos energéticos; distribuidos; capacidad de operación por islas.

ABSTRACT

Ancillary services are those associated with the generation, transmission and distribution of electric power that allow establishing certain level of supply safety, quality and efficiency. Generally, such additional services in deregulated electric power systems are offered by major central centrally dispatched generation.

Distributed Energy Resources have been investigated as a possible solution to ensure security of supply and quality in the development of the electricity grids of the future. In this article, we analyze a discussion about ancillary service implementation called operation capacity by islands, which is a technical support service from distributed energy resources. This service would allow, reduce restoration times in the event of a blackout electrical power system, decrease the number of users affected by failures in a electrical power system; increase supply reliability and profits retailers due to the decrease in energy not delivered.

KEY WORDS

Ancillary services; distributed energy resources; island operation; capability.

1. INTRODUCCIÓN

El servicio complementario denominado *capacidad de operación por islas* COI, también conocido como capacidad del sistema para operar por Microrredes (μ R) es un servicio de soporte del sistema que proviene de los *Recursos Energéticos Distribuidos* RED, los cuales son definidos como el conjunto de tecnologías de Generación Distribuida, elementos de almacenamiento y demanda controlable [Sioshansi, 2011]. El servicio de COI puede ser ofrecido tanto al operador del sistema de distribución, como al operador del sistema de transmisión [Chowdhury & Crossley, 2009]; en ambos casos tiene diferentes objetivos de control [Carvajal Quintero, et al., 2012]. En el caso que el servicio COI sea ofrecido al operador del sistema de distribución, el objetivo de la μ R es garantizar una adecuada operación durante un mantenimiento programado o una falla del sistema de distribución manteniendo una flexibilidad en la operación y evitando que los usuarios incluidos en la μ R presenten una ausencia del servicio. En el caso que el servicio de COI sea ofrecido al operador de la red de transmisión, la μ R debe ser un participante activo en la coordinación con el servicio de arranque autónomo para permitir efectuar una serie de acciones de control y así restablecer el sistema en un menor tiempo [NYSERDA, 2010].

La operación por islas de sistemas eléctricos no era recomendada por estándares y debía ser evitada por medio de una serie de técnicas que permitieran desconectar los RED en caso de una falla sobre el sistema de distribución [IEEE Std, 2011]. En la actualidad, el paradigma de la operación de sistemas eléctricos de distribución donde los flujos de carga son unidireccionales, presenta un cambio debido a la instalación de RED sobre las redes de distribución. Este cambio incluye la operación por islas de sistemas eléctricos, esta operación ha sido estudiada por varios autores alrededor del mundo y han mostrado numerosos beneficios y aplicaciones de este tipo de operación [Mohamad, et al., 2011]. Incluso, empresas operadoras del sistema de energía en varios países reconocen el servicio de capacidad de operación por islas [DTI, 2005]. Existe dentro de la regulación barreras económicas y políticas, que impiden la prestación del servicio de COI. La regulación actual está diseñada bajo las características y esquemas tradicionales, que no consideran la inclusión de RED y una demanda que permita ser controlada por el operador, presentando un futuro incierto para los agentes y actores incluidos en la operación por μ R.

En este artículo se realiza una discusión sobre las condiciones las condiciones regulatorias que permitan incorporar el servicio complementario de capacidad de operación por islas en el mercado eléctrico colombiano. A continuación se estudian los servicios complementarios que se pueden proveer por la GD y se centra la

atención en el análisis del servicio de COI mediante experiencias internacionales y por último se presentan algunas recomendaciones y unas propuestas para la prestación del servicio complementario COI en el mercado eléctrico colombiano.

2. SERVICIOS COMPLEMENTARIOS PROVENIENTES DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

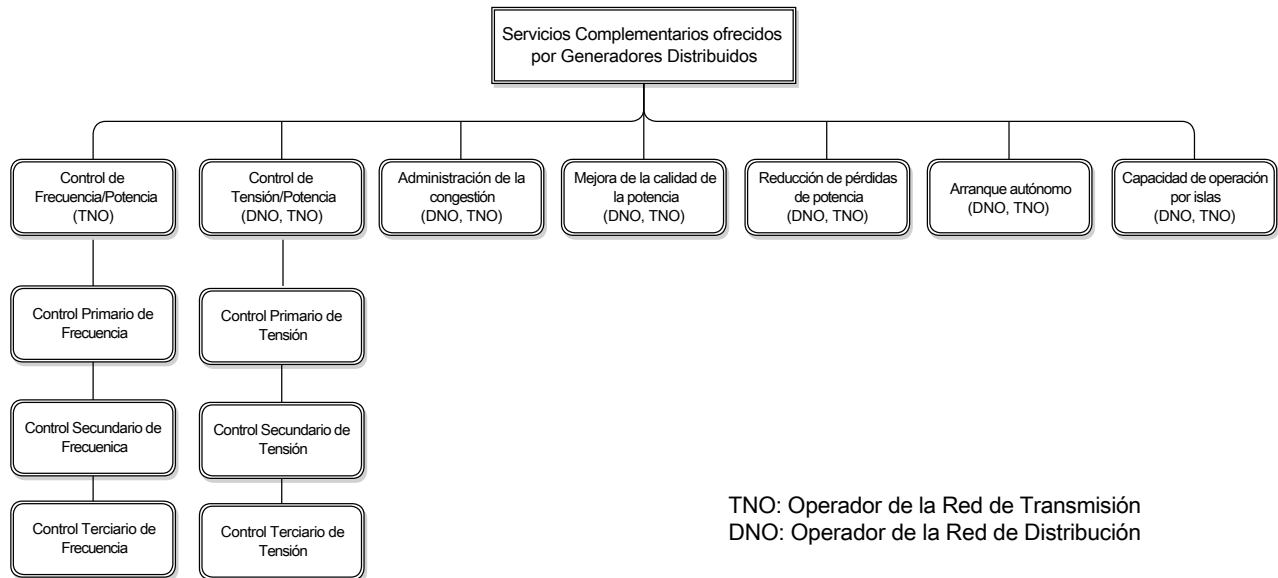
En la actualidad, los servicios complementarios son suministrados por grandes generadores despachados centralmente y según el mercado donde se presten, tienen diferentes remuneraciones e incluso algunos servicios deben ser prestados obligatorios [Rebours, et al., 2007].

La conformación actual del sistema eléctrico de potencia se basa en grandes generadores localizados a largas distancias de los centros de consumo controlados por el operador de red, los cuales se encargan de tener el sistema en rangos seguros y confiables, con la ayuda de elementos adicionales como compensación y servicios de soporte técnico como el control de frecuencia, control de tensión y arranque autónomo [Carvajal Quintero, et al., 2002]. Actualmente con la implementación de los proyectos de GD que se instalan directamente sobre la red de distribución, hacen que se cambie la operación pasiva del sistema de distribución en un elemento activo dentro de sistema de potencia gracias a la capacidad de prestación y soporte de servicios complementarios para garantizar el cumplimiento del objetivo de mantener la prestación del servicio de electricidad segura, confiable y con los estándares requeridos por la normatividad.

La GD puede ser instalada con varios propósitos técnicos y económicos (10), que con el complemento de un sistema eléctrico de distribución activo, permite que la GD pueda proveer servicios complementarios o de soporte al sistema de distribución e incluso al sistema de transmisión. En la Figura 1 se presenta una lista de futuros servicios complementarios ofrecidos por RED; dichos servicios complementarios son ofrecidos a operadores activos de la red de distribución y transmisión. La regulación vigente del mercado eléctrico colombiano solo contempla como servicio complementario la regulación secundaria de frecuencia o AGC (Automatic Generation Control) [CREG 064, 2000]. En la actualidad las definiciones y regulaciones del mercado eléctrico colombiano administrados por el operador del sistema de transmisión y ofrecidos por grandes centrales de generación no se encuentran armonizados con los conceptos de los actuales servicios complementarios ofrecidos por RED [Braun, 2007], es decir que no se puede comparar un control primario de frecuencia ofrecido por una central hidroeléctrica que un control primario de frecuencia ofrecido por una central de filo de agua. Por lo tanto, los conceptos no deben ser comparados dada las proporciones de la generación.

Los Servicios Complementarios “*futuros*” que se presentan en la Figura 1 pueden ser provistos por RED sin necesidad de implementar una *Smart Grid*, como es el caso del servicio de Control de Tensión/Potencia y Control Primario de Frecuencia, los

Figura 1. Clasificación de los Servicios Complementarios.



Fuente. Chowdhury, S. P., & Crossley, P. (2009). Microgrids and Active Distribution Networks. Institution of Engineering and Technology.

demás Servicios Complementarios requieren de la implementación de una *Smart Grid* dependiendo del grado de automatización del sistema de distribución.

La clasificación de los servicios complementarios presentada en la Figura 1, muestra los servicios complementarios o de soporte al sistema que son ofrecidos por fuentes de RED, cabe destacar que actualmente en algunos países son remunerados algunos de los servicios complementarios mostrados en la Figura 1 y que demuestra la importancia de instalar RED en el sistema. En Colombia, se reconoce el servicio de control secundario de frecuencia (AGC); sin embargo, solo pueden participar las plantas de generación con una capacidad mayor a 20 MW, es decir que el actual marco regulatorio, descarta la GD para la prestación del servicio de AGC.

Actualmente, en Europa el operador del sistema de transmisión es el responsable y único comprador de servicios complementarios sobre el mercado; los operadores del sistema de distribución son responsables únicamente de los servicios de compensación de energía y control de tensión. Se estima que en el 2015 en Europa los operadores del sistema de distribución sean responsable de la prestación de servicios complementarios que sean provistos por estructuras de μR e incluso algunos servicios complementarios puedan ser ofrecidos por operadores de GD directamente al operador del sistema de distribución [Research, 2012].

Una vez identificados los servicios complementarios ofrecidos por la GD; se estudia el servicio complementario de capacidad de operación por islas, dado que es una alternativa que permitirá dar un valor agregado a la operación de los actuales y futuros

proyectos de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) en Colombia y adicionalmente posibilita un aumento en la confiabilidad para los usuarios que se incluyan dentro de una isla o μR .

3. CAPACIDAD DE OPERACIÓN POR ISLAS

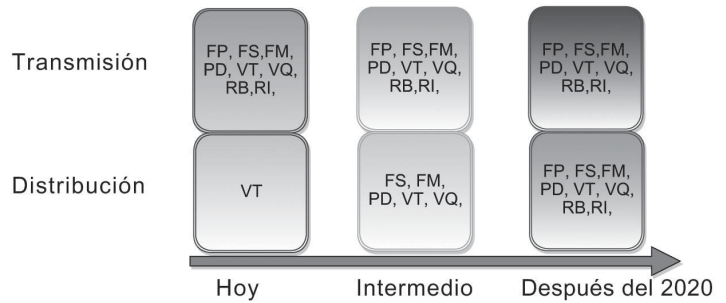
La capacidad de operación por islas es un servicio complementario que proviene de la GD, ofrecido al operador del sistema de distribución y al operador del sistema de transmisión. Consiste en la capacidad de un generador distribuido o en una μR debidamente configurada, para trabajar en modo aislado durante un largo periodo de tiempo cuando sea requerido, ya sean por señales del mercado, por fallas en la red de suministro, por mantenimiento o por una desconexión total.

El servicio de operación por islas prestado al operador del sistema de transmisión, es utilizado después de ocurrido un apagón general y conjuntamente con el servicio de arranque autónomo, permite a los operadores del sistema restablecer el servicio en menor tiempo; adicionalmente, consigue que los usuarios inmersos en el interior de la isla pasen inadvertidos ante la desconexión en algún lugar de la red y puedan continuar con un suministro constante [Peas Lopes, et al., 2005].

El servicio de operación por islas prestado al operador del sistema de distribución, es un servicio

Figura 2. Presente y futuro de los Servicios Complementarios en redes de T&D.

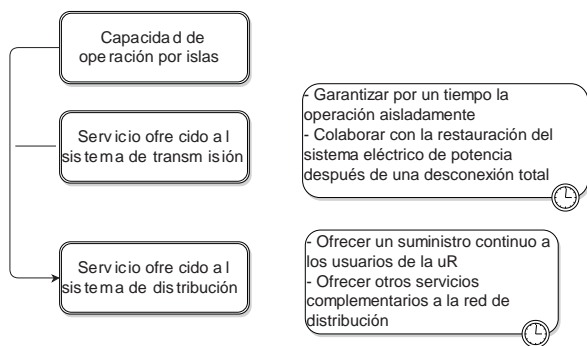
F - Estabilidad de Frecuencia	- Control Primario de Frecuencia (FP) - Control Secundario de Frecuencia (FS) - Reserva de Potencia (FM)
P - Balance de Potencia	- Despacho y programación de generación PD)
V - Estabilidad de Tensión	- Control de cambio del TAP (VT) - Control de potencia reactiva (VQ)
R - Restauración del Suministro	- Capacidad de arranque autónomo (RB) - Capacidad de operación por islas (RI)



Fuente. Advanced architectures and control concepts for more microgrids, 2007

complementario futurista, que se prestará cuando los sistemas de distribución que actualmente son pasivos, cambien de paradigma y se transformen en sistemas de distribución activos [Chowdhury & Crossley, 2009]. Por lo tanto, en el presente trabajo se orienta el estudio del servicio complementario de capacidad de operación por islas ofrecido como un servicio de soporte al sistema de transmisión; no obstante, para prestar efectivamente este servicio, es necesario que opere técnicamente y se realice la planeación de la viabilidad de la isla formada o μR , para que se valide su funcionamiento y pueda ser reconocido como un servicio de soporte al sistema.

Figura 3. Aplicaciones del servicio de Capacidad de Operación por Islas.



Fuente. Elaboración propia

En la Figura 3, se presentan las aplicaciones del servicio de capacidad de operación por islas, se describen los principales objetivos de cada aplicación. Sin embargo ambas aplicaciones pueden ser consideradas complementarias, dado que para garantizar la operación aisladamente por determinado tiempo, se requiere de una adecuada planeación que permita a los usuarios incluidos en la μR contar con un servicio con calidad. El servicio complementario de capacidad de operación por islas, se ha extendido por operadores de sistemas en países europeos, los cuales han mostrado un aumento

en la seguridad en el suministro a los respectivos usuarios. A continuación se presentan unas definiciones y descripciones de dicho servicio en algunos países.

3.1. Experiencias Internacionales de la capacidad de operación por islas

Croacia - La operación por islas es el servicio complementario que asegura 1/2 el establecimiento de operación por islas de parte del sistema de potencia en caso de fallas, en caso de mantenimientos mayores o trabajos de reconstrucción. El propósito de este servicio complementario es minimizar el tiempo de interrupción del servicio a los usuarios en circunstancias extraordinarias¹.

Serbia - En el mercado eléctrico de Serbia el servicio complementario de capacidad de operación por islas, no está definido independientemente y hace parte del servicio de arranque autónomo; es decir, el servicio complementario de arranque autónomo, se compone de dos elementos: (I) la capacidad de arranque autónomo del generador, y (II) la habilidad para trabajar en modo de operación aislado, por largo tiempo.

Suiza - En Suiza es reconocido el servicio complementario de capacidad de operación por islas, una unidad que está habilitada para la prestación de este servicio, si puede garantizar la estabilización de una red aislada por un determinado tiempo y asegurando los límites de los parámetros eléctricos según el código de transmisión².

República Checa - La capacidad de operación por islas, es la capacidad de una unidad de generación para suministrar energía a una parte aislada del sistema, también llamada isla. Cada unidad de generación debe tener una alta capacidad de regulación la cual es requerido para prevenir y si es necesario manejar un estado de emergencia³.

1 Fuente de información: Fuentedeinformación:<http://www.hep.hr/ops/en/services/System.aspx>
 2 Fuente de información: http://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/experts/ancillary_services/prequalification/D100412_test-for-black-start-capability_en.pdf
 3 Fuente de información: <http://www.ceps.cz/ENG/Cinnosti/Podpurne-sluzby/KategoriePpS/Pages/OP.aspx>

Implementar un Servicio Complementario en un mercado eléctrico desregulado requiere de un análisis detallado de la pertinencia, beneficios y desafíos para su implementación, que permitan determinar los beneficios en seguridad, calidad y confiabilidad para los usuarios finales. El Servicio Complementario de Capacidad de Operación por Islas, permite alcanzar numerosos beneficios para el sistema eléctrico donde se implemente. A continuación se enuncian determinados desafíos para la implementación del Servicio Complementario de Capacidad de Operación por Islas en Colombia.

3.2. Desafíos para la implementación del servicio complementario: Capacidad de Operación por Islas

3.2.1. Desafíos Técnicos

La prestación del servicio complementario de la capacidad de operación por islas, requiere de una adecuada planeación que permita considerar los diferentes estados de operación de la μR . Los desafíos para la prestación de este servicio complementarios son similares a los desafíos para la operación por μR , a continuación se mencionan dichos desafíos estudiados en [DTI, 2005],

- Cumplir con los límites regulatorios de la frecuencia y la tensión del sistema durante la desconexión, la operación aislada y la reconvenid de la μR .
- Llevar a cabo todas las conexiones de puesta a tierra, incluida la provisión de la puesta a tierra del neutro de la operación aislada.
- Adecuar el esquema de protecciones del sistema eléctrico de distribución, considerando los modos de operación.
- Establecer una adecuada sincronización durante los cambios de estado y evitar problemas de sincronismo.
- Controlar grandes salidas repentinas de carga.

Adicionalmente, las comunicaciones para el control y la trasmisión de información entre el operador del sistema de distribución y la μR son esenciales para lograr una mayor confiabilidad en la operación.

3.2.2. Desafíos de mercado

La economía de escala es una desventaja de la GD, dado que las ganancias de la generación centralizada es mucho mayor; en

el actual mercado colombiano, las plantas menores de generación, siempre salen despachadas según su disposición, no obstante el precio pagado es el precio de bolsa, lo que convierte a las plantas mayores en una inversión más rentable para los inversionistas. Por lo tanto, deben estudiarse posibles soluciones que aumenten la competitividad de la GD. Dado que no es viable que miles de generadores distribuidos participen en el mercado eléctrico mayorista, en la Figura 4 se presenta el esquema de la jerarquía de la consolidación de las unidades más pequeñas de electricidad que, lo que sugiere la apertura de un mercado descentralizado en μR .

3.2.3. Desafíos Regulatorios

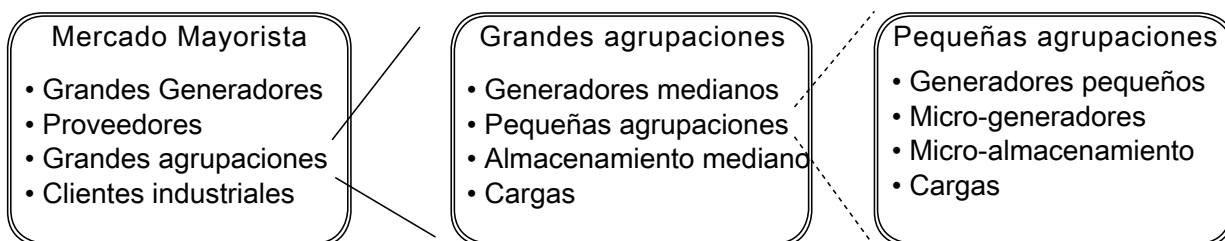
Un factor determinante que influye decisivamente sobre la viabilidad técnica y financiera de las μR , son los ajustes del mercado y la regulación aplicada. De hecho, la adaptabilidad de una política pública para μR , debido a la constante evolución tecnológica demostrará ser fundamental para la creación de un nivel adecuado tanto para los agentes del mercado existentes, como para los nuevos agentes (e.g. μR) [More MicroGrids, Advanced architectures and control concepts for more microgrids, 2009].

Existen, dos aspectos prioritarios de la influencia externa sobre una μR : esquema de precio y expectativa técnica. El esquema de precio se refiere al ajuste de como es el manejo de comprar y vender electricidad entre la μR y la red externa; esto se categoriza en cuatro criterios principales [More MicroGrids, Advanced architectures and control concepts for more microgrids, 2009],

1. Reconocimiento del consumo local;
2. Diferencia dirección de los precios (compra y venta);
3. Dependencia del tiempo del precio de la μR ;
4. Incentivos financieros, como sistemas de prima (FIT)

La expectativa técnica se refiere al aspecto potencial de la explotación de una μR y el componente despachable y controlable de la red aguas arriba, que

Figura 4. Jerarquía de la consolidación de las unidades más pequeñas de electricidad. (16)



Fuente. More MicroGrids, Advanced architectures and control concepts for more microgrids, 2005

fundamenta la posibilidad de la prestación de servicios complementarios de la μR para sobreponer al operador del sistema de distribución, pero también podría llegar a ser un desacuerdo económico debido a los costos adicionales de la medición, comunicación y control [More MicroGrids, Advanced architectures and control concepts for more microgrids, 2009].

Por lo tanto, es preciso que cada mercado eléctrico presente condiciones diferentes, no obstante se requiere que los entes reguladores armonicen conceptos de los servicios complementarios ofrecidos por la GD y puedan incluirse en los mercados de servicios complementarios provenientes de la generación centralizada [Chowdhury & Crossley, 2009].

3.3. Beneficios de la implementación del servicio complementario: Capacidad de Operación por Islas

A continuación se realiza un listado de los actores beneficiados en la implementación del servicio complementario de capacidad de operación por islas, los cuales son ampliados en [DTI, 2005]:

- Usuarios.
 - Industriales (públicos y privados).
 - Residenciales (urbanos y rurales).
 - Con respaldo de plantas de generación y UPS.
- Sociedad en general.
- Generadores de electricidad.
- Operadores del Sistema de Transmisión.
- Operadores de las redes de distribución.
- Desarrolladores de GD.
- Fabricantes de equipos y generadores.

Sin embargo, dependiendo de las condiciones sociales y del lugar de implementación, rigen nuevos beneficios que son necesarios estudiarlos detalladamente según el caso de estudio.

A continuación se presenta una propuesta técnica para la implementación del servicio complementario de la capacidad de operación por islas en Colombia; dicha propuesta está basada en datos de disponibilidad de GD en Colombia (ver Anexo de potencial de GD en Colombia), casos típicos de estudio que se pueden presentar y tendencias del mercado eléctrico colombiano.

4. PROPUESTA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SERVICIO COMPLEMENTARIO CAPACIDAD DE OPERACIÓN POR ISLAS PARA COLOMBIA

Se detecta que en Colombia existe un gran vacío

regulatorio y de mercado en lo referente al reconocimiento de la GD como una alternativa en la prestación del servicio eléctrico y aumento en el portafolio energético. Al día de hoy, el avance en instalaciones de GD ha sido muy reducido en comparación con el gran potencial conocido. En [CREG, 2009], se analizan tres barreras que impiden una masificación en proyectos de GD: (I) de costos, dado que no se ha masificado el desarrollo de proyectos de GD en Colombia, no se pueden alcanzar economías de escala, lo que no es una inversión atractiva para los inversionistas; (II) legales y regulatorios, existe una tendencia a privilegiar los esquemas de generación centralizados, los trámites de conexión para tecnologías renovables son muy dispendiosos e incluso los operadores de red no tienen reglamentos para la conexión de proyectos, adicionalmente no se cuenta con un marco legal para los productores independientes de electricidad (IPP); (III) operación del mercado, se presenta una falta de acceso a créditos y una inseguridad en el cumplimiento de los contratos de compraventa de energía y potencia (PPA) e largo plazo debido a trámites ambientales, adicionalmente se muestran deficiencias en habilidades técnicas, financieras y de negocios que crean incertidumbres en para nuevos proyectos de GD con tecnologías renovables, por otro lado la formula tarifaria establecida en la resolución CREG 119 de 2007, no permite aplicar costos preferenciales por la prestación de un servicio Premium con altos índices de calidad.

El Estado colombiano durante los últimos años ha emprendido estrategias dentro de un marco de política y normatividad para promover prácticas con fines de uso racional y eficiencia energética, reglamentado por la resolución 180919 de 2010 del Ministerio de Minas y Energía (MME) la cual establece un Plan de Acción Indicativo enmarcados en seis subprogramas estratégicos, en los cuales se incluyen: Promoción del uso de Fuentes No Convencionales de Energía y estrategia financiera e impulso al mercado. Dentro de los objetivos específicos del Plan de Acción Indicativo, se encuentra: “Facilitar la aplicación de normas relacionadas con incentivos, incluyendo los tributarios, que permitan impulsar el desarrollo de subprogramas y proyectos que hacen parte del PROURE”.

Así pues, se establece que dicho Plan de Acción Indicativo debe promover acceso fácil, oportuno y flexible a recursos para la ejecución de proyectos, mediante:

- Fondos de cofinanciación - Cooperación Técnica Internacional no Reembolsable;
- Diseño de esquemas financieros - Estructuración de líneas de crédito, empresas de servicios energéticos (ESCOS), financiación por terceros, entre otros;
- Incentivos Tributarios - Exclusión de IVA y deducción de renta líquida.

En la Figura 5 se presenta la evolución de las estrategias financieras e impulso al mercado a través de los últimos diez años, desde el año 2002 se ha iniciado la implementación de algunos incentivos tributarios; sin embargo, es a partir del año 2012 donde se ha dado claridad y se han articulado el Ministerio de Minas y Energía con

el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible para impulsar y dar mayor fluidez a los incentivos tributarios para proyectos de eficiencia energética y el uso de Fuentes No Convencionales de Energía en Colombia.

Una vez identificados los desafíos y posterior a la superación de cada desafío, es posible considerar que en Colombia se puedan implementar proyectos de μR ; no obstante, para la prestación del servicio complementario de capacidad de operación por islas, se requieren otros cambios en el mercado eléctrico que permitan la prestación de servicios complementarios provenientes de GD y μR .

A continuación se presenta una discusión técnica que permite orientar a los planeadores, diseñadores y empresas del sector eléctrico en la operación de sistemas eléctricos de distribución que contengan fuentes de GD, para habilitar y considerar la operación por μR y así permitir la prestación del servicio complementario de capacidad de operación por islas.

4.1. Posición comercial del operador de red

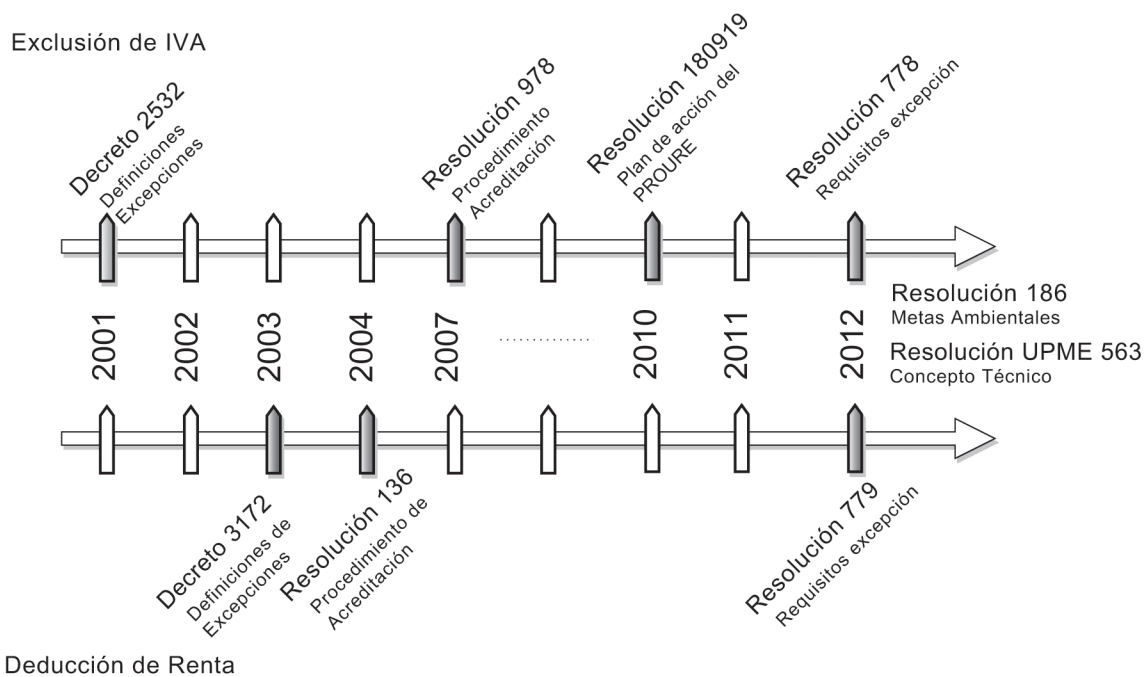
La regulación colombiana contempla medidas de calidad y confiabilidad en los sistemas de distribución por medio de diferentes regulaciones [CREG 065 de 2012, CREG 025 de 1995] que exigen a diferentes operadores de red a cumplir con unos índices de calidad y confiabilidad en la prestación del servicio. No obstante, la regulación colombiana no incentiva a los operadores de red a mejorar sus índices de confiabilidad, es decir que no se reconoce un precio especial a los operadores de red que presten un servicio continuo con altos índices de confiabilidad, así el

precio del kWh de un circuito con una disponibilidad por ejemplo de 99,4 % es el mismo precio del kWh de un circuito con una disponibilidad del 98,7 %. En este sentido, no se estimula a los operadores del sistema a aumentar su confiabilidad y por lo tanto, no es viable que las empresas del sector inviertan en la adecuación de los sistemas eléctricos de distribución para habilitarlos para operar por μR . Adicionalmente, la conformación actual de la fórmula tarifaria aplicada a los usuarios no permite un tratamiento diferente en cuanto a la tarifa de energía para usuarios que tengan las mismas condiciones o estratos socioeconómicos; es decir, la red de distribución puede formar una o varias μR , sin embargo no es posible cobrar tarifas diferentes por un aumento en la confiabilidad del sistema. Adicionalmente, el operador de la red de distribución no tendría poder de mercado cuando la μR opere aisladamente, lo que podría causar abusos en la tarifa de energía.

El operador del sistema de distribución (operador de red) no exhibe un reglamento claro para la conexión de proyectos de GD con tecnología de energía renovable, tampoco ha mostrado un conocimiento ni interés por la operación del sistema por μR ; estos vacíos pueden ser debidos a que aún no se ha presentado una demanda considerable en proyectos de GD, ni se han mostrado los beneficios inexplorados de la operación por islas en Colombia.

En la Tabla 1 se presentan las barreras técnicas, administrativas y económicas de los operadores de

Figura 5. Evolución Incentivos Tributarios - exclusión de IVA y deducción de renta líquida.



Fuente. Adaptado de Baez.

red, según las actuales condiciones del mercado. Para la prestación del servicio complementario de COI, estas barreras deben ser superadas y se requiere un estudio detallado de la normatividad de cada operador de red, dado que los operadores de red cuentan con una determinada independencia en sus reglamentos, amparados por el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica mediante la resolución CREG 070 de 1998. Por lo tanto, para superar las barreras mencionadas anteriormente, es necesario que el regulador del mercado adapte y modifique el Reglamento de Distribución conforme a la inclusión del servicio complementario de capacidad de operación por islas.

4.2. Posición del inversionista

Los inversionistas buscan estar protegidos con garantías financieras que permitan la seguridad en sus inversiones y un tiempo prudente para el retorno a la inversión, entre otros. Para prestar el servicio de capacidad de operación por islas a través de la GD existente, son grandes las inversiones iniciales relacionadas con la ganancia por la prestación del servicio complementario y el riesgo financiero y tecnológico asociado; adicionalmente en nuestro país se presentan unas barreras macroeconómicas ocasionadas por el Producto Interno Bruto (PIB), la inflación, seguridad para el inversionista, las cuales se han venido minimizando en los últimos años debido al aumento en la inversión extranjera.

En Colombia se han venido desarrollando proyectos de GD con energía renovable a través de Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL), los cuales contribuyen al costo final del proyecto y por ende alivian la inversión inicial. No obstante, es necesario que el Gobierno

implemente una política energética que tienda a una serie de incentivos o apoyos gubernamentales, como: exoneraciones tributarias; concesiones; despacho preferente; obligación de cuotas de generación; desarrollo de esquemas sostenibles; certificados verdes o subsidios que permitan una masificación de proyectos de DG con energía renovable y la implementación del servicio complementario de capacidad de operación por islas, que logre un beneficio económico adicional, aumente la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico de potencia.

4.3. Posición del operador de la Microrred

Para la implementación de una μR se requiere la instalación de una serie de equipos y elementos que permitan una adecuada operación; como se mencionó en el capítulo anterior, los equipos se determinan en cada caso en particular. Una vez implementada la μR y comprobada su correcta operación en todos los modos de operación, es posible que se realice la planeación para la prestación de servicios de soporte al sistema; son varios los servicios complementarios que el operador de la μR puede prestar al sistema de distribución y al sistema de transmisión (ver Figura 1); por lo tanto, se requiere determinar las necesidades del operador del sistema de distribución que permitan establecer un serie de servicios de soporte del sistema, y así obtener unas ganancias que agregan rentabilidad y lograr el aumento de la flexibilidad y seguridad en el suministro de energía.

4.4. Determinación del impacto de la Microrred

Las μR presentan diferentes impactos sobre la red de distribución en que se implementen y determinar el impacto es una tarea necesaria para iniciar el proceso de planeación y una posible prestación del servicio complementario de capacidad de operación por islas. Para determinar el impacto de la μR e iniciar el proceso de planeación y estudio de una posible operación por islas, se

Tabla 1. Barreras del operador de red para la implementación del servicio complementario capacidad de operación por islas.

Barrera del operador de red	
✓	Existe una incertidumbre en la forma de operar por islas en el sistema de distribución; se desconoce la afectación sobre la seguridad y confiabilidad en el suministro de energía en las empresas de distribución.
✓	El Operador de Red no cuenta con manuales ni reglamentos que determinen los requisitos para la conexión de tecnologías de energía renovable; no se dispone de exigencias a las fuentes de GD para la operación de islas.
✓	No se discrimina el valor del kWh según los índices de disponibilidad del servicio.
✓	No existe un incentivo comercial que conlleve a una inversión sobre la infraestructura de la red de distribución.
✓	La fórmula tarifaria no permite la inclusión de un costo por un servicio premium.
✓	Los actuales elementos de medición de los usuarios residenciales no permiten la participación del usuario en posibles programas de demanda activa.
✓	Pérdida de poder del mercado, cuando la μR opere aisladamente de la red de suministro.

Fuente. Diseño propio.

requieren conocer diferentes elementos, a continuación se presenta una lista de variables que se requieren determinar,

- Número de clientes afectados por una interrupción en la subestación principal;
- Número de salidas programadas y no programadas durante un año, en el circuito que sea posible la implementación de la μR ;
- Duración de salidas programadas y no programadas durante un año, en el circuito que sea posible la implementación de la μR ;
- Probabilidad que la GD esté disponible durante una falla del sistema; Capacidad de arranque autónomo de la GD disponible;
- Número de clientes incluidos durante la planeación para la operación por μR ;
- Características de los clientes, es decir, se debe realizar una segmentación de los clientes: residenciales, industriales y comerciales, y finalmente se requiere determinar los cargas controlables y no controlables.

Una vez identificados los anteriores elementos, es posible tener una idea del tamaño e impacto de la μR y su habilidad para prestar el servicio complementario de capacidad de operación por islas.

4.5. Síntesis

El servicio complementario de capacidad de operación por islas está determinado por la habilidad de una fracción del sistema de distribución para operar en forma de μR ; en el presente artículo fueron presentadas una serie de barreras y desafíos que se deben superar para que la operación por μR se de en el sistema eléctrico de Colombia. Fueron estudiados los desafíos y beneficios de la prestación del servicio complementario de COI y se evidencia que en la actualidad existen grandes vacíos regulatorios, técnicos y de mercado en Colombia, los cuales deben ser superados de manera efectiva con el fin de avanzar hacia la prestación de servicios complementarios desde el sistema de distribución que se encamina al aumento en la eficiencia, el uso óptimo de recursos energéticos distribuidos, el aumento en la confiabilidad y seguridad del sistema. La implementación de μR tiene la bondad de ofrecer una continuidad en el suministro y la utilización de tecnologías de información y comunicaciones con una participación activa de la demanda, permitiendo la evolución de los sistemas eléctricos a un nuevo concepto de operación flexible de los sistemas eléctricos de potencia.

Finalmente, en Colombia los objetivos de las leyes frente a la prestación y operación del servicio de electricidad, son muy claras en garantizar la calidad, confiabilidad, seguridad en el suministro y eficiencia en la prestación del servicio de electricidad a todos los habitantes. Teniendo en cuenta que las políticas regulatorias están basadas en eventos anteriores que consideraban tecnologías, que en la actualidad se consideran obsoletas, para garantizar los principios mencionados, se observa que no se cuenta con una política energética que esté encaminada al desarrollo de GD con tecnología de energía renovable y por lo tanto tampoco está dirigida a incentivar la operación por μR ; lo que ocasiona que se

estén subutilizando algunos beneficios de la GD, así como el desperdicio de recursos propios del país, por lo que no existen resoluciones que propendan por la inversión, integración y operación del sistema eléctrico colombiano en redes inteligentes, y mucho menos en μR . Así pues, los inversionistas que en la actualidad están desarrollando proyectos de GD con fuentes renovables, continuarán construyendo sus proyectos convencionalmente sin considerar la operación por μR debido a que el sobre costo incurrido no representa un beneficio económico en la actualidad. El servicio complementario de capacidad de operación por islas se presenta como una alternativa que permite aumentar la flexibilidad, seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico de potencia, al igual que presenta un beneficio económico para el operador de la μR por la prestación del servicio de soporte a la red.

Es necesario que los operadores de red en Colombia, inicien estudios de este tipo de operación y desarrollen proyectos pilotos que permitan determinar la viabilidad técnica en Colombia y logren establecer criterios técnicos para estudios de conexión que posiblemente se presentarán en el futuro.

REFERENCIAS

- Advanced architectures and control concepts for more microgrids.* (2007). Obtenido de Standards and Grid Code requirements for LV DG Devices, Europa: <http://www.microgrids.eu/documents/654.pdf>
- Baez, O. (s.f.). Incentivos para proyectos de eficiencia energética. *Seminario sobre procedimiento para acceder a beneficios tributarios.*
- Braun, M. (2007). Technological control capabilities of der to provide future ancillary services. *International Journal of Distributed Energy Resources*, 3(3), 191 - 206.
- Carvajal Quintero, S. X., & Marin Jimenez, J. D. (2013). Impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia colombiano: un enfoque dinámico. *Tecnura*, 17(35), 77-89.
- Carvajal Quintero, S. X., Marin Jimenez, J. D., & Arango Aramburo, S. (2012). Feasibility of intentional islanding operation with small hydropower plants. *Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA), 2012 Sixth IEEE/PES*, (págs. 1-6) Montevideo.
- Chowdhury, S. P., & Crossley, P. (2009). *Microgrids and Active Distribution Networks*. Institution of Engineering and Technology.
- CREG. (2009). La generación distribuida y su posible integración al sistema interconectado nacional. *Comisión Reguladora de Energía y Gas*. Bogotá, Colombia.
- DTI. (2005). *Islanded operation of distribution networks*. United Kingdom: Distributed Generation

- Programme in support of the Technical Steering Group.
- IEEE Std. (2011). IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems. En I. S. 1547.4-2011.
- Mohamad, H., Mokhils, H., Abu Bakar, A. H., & Wooi Ping, H. (Octubre de 2011). A review on islanding operation and control for distribution network connected with small hydro power plant. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(8), 3952 - 3962.
- More MicroGrids. (2005). *Advanced architectures and control concepts for more microgrids*. Obtenido de Regulatory Regimes for Supporting Development of MicroGrids: http://www.microgrids.eu/micro2000/delivarables/Deliverable_DG2.pdf
- More MicroGrids. (2009). *Advanced architectures and control concepts for more microgrids*. Obtenido de Evaluation of the system performance on power system operation: <http://www.microgrids.eu/documents/668.pdf>
- NYSERDA. (2010). Microgrids: An assesement of the value, opportunities and barriers to deployment in new york. *Center for Energy, Marine Transportation and Public Policy at Columbia University*. New York City.
- Peas Lopes, J. A., Moreira, C. L., & Resende, F. O. (2005). Control strategies for microgrids blackstart and islanded operation. *International Journal of Distributed Energy Resources*, 1(3), 241 - 261.
- Rebours, Y., Kirschen, D., & Trotignon, M. (2007). Fundamental design issues in markets for ancillary services. *Power Systems, IEEE Transactions*, 14, 1-32.
- Research, P. (2012). *Worldwide revenue from microgrids will reach \$17.3 billion by 2017*. Obtenido de PikeResearch, Boulder: <http://www.pikeresearch.com/newsroom/worldwide-revenue-from--microgrids-will-reach-17-3-billion-by-2017>
- Selim Ustun, T., Ozansoy, C., & Aladin, Z. (Octubre de 2011). Recent developments in microgrids and example cases around the world - a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(8), 4030 - 4041.
- Sioshansi, F. P. (2011). *Smart Grid: Integrating Renewable, Distributed & Efficient Energy*. Waltham: Academic Press.
- Stoft, S. (2002). Power system economics: Designing markets for electricity. *Wiley-IEEE 14*, 496.



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
SEDE MANIZALES
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA