



Revista Energética



Ingenierías
45
AÑOS
1970 - 2015

un

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
SEDE MANIZALES
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
INGENIERÍA ELÉCTRICA, INGENIERÍA INDUSTRIAL E
INGENIERÍA QUÍMICA

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

45

Junio de 2015



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)



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA
SEDE MANIZALES

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

Fotografía
Modelo hidráulico a escala - Laboratorio de Hidráulica
Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales

Impresión
Editorial Blanecolor
Manizales - Caldas
Junio de 2015



Director

Camilo Younes Velosa
Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales

Comité Editorial

Dra. Beatriz Helena Aristizábal Zuluaga,
Dr. Juan Bernardo Gómez Mendoza,
Dra. Belizza Janet Ruiz 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 Viloria,
Universidad Nacional Autónoma de México.

Rafael Almanza,
Universidad Nacional Autónoma de México.

Víctor Rodríguez Padilla,
Universidad Nacional Autónoma de México.

Erik Alexander Blanco Guillén,
Universidad Don Bosco, El Salvador.

Esperanza de la Caridad Ayllón Fandiño,
Instituto Superior Politécnico JAE, Cuba.

Conrado Moreno Figueredo,
Instituto Superior Politécnico JAE, Cuba.

Cristian Campos Fernández,
Universidad de Costa Rica.

Guillermo Ribeaux Kindelán,
Universidad de Oriente, Cuba.

Juan Matos,
Instituto Venezolano de Investigaciones
Científicas, Venezuela.

Manuel Peláez,
Universidad de Cuenca, Ecuador.

Estela de la Gracia Assueira Espinoza,
Pontificia Universidad Católica del Perú.

Isabel Melina Balderrama Durán,
Universidad Católica Boliviana "San Pablo",
Bolivia.

Carlos Castro,
Universidad Estadual de Campinas, Brasil.

Luiz Carlos Pereira Da Silva,
Universidad Estadual de Campinas, Brasil.

Julio Del Valle Jeldres,
Universidad de Santiago de Chile.

Enrique San Juan,
Universidad Santiago de Chile.

Humberto Verdejo Fredes,
Universidad de Santiago de Chile.

Ingeborg Mahla,
Universidad Santiago de Chile.

Sebastián Ríos Marcuello,
Pontificia Universidad Católica de Chile.

Waldy Anibal Riveros Saavedra,
Universidad Nacional de Itapúa, Paraguay

Osvaldo Añó,
Universidad Nacional de San Juan, Argentina.

Nicolás Di Sbrojavacca,
Fundación Bariloche, Argentina.

Hilda Dubrovsky,
Fundación Bariloche, Argentina.

Mauricio Eduardo Samper,
Universidad Nacional de San Juan, Argentina.

José Cataldo,
Universidad de la República de Uruguay.

Alberto Arce,
Wageningen University, Holanda.

Claudio A. Cañizares,
University of Waterloo, Canadá

José Luis García Moscoso,
Old Dominion University, Estados Unidos.

Gustavo López Álvarez,
Universidad EAFIT, Colombia.

Jhon Jairo Pérez Gelves,
Universidad de la Salle Colombia.

Pedro Jaime Pineda Parra,
Universidad de la Salle Colombia.

Luz Dinora Vera Acevedo,
Universidad Nacional de Colombia Sede
Medellín.

Oscar Gonzalo Manrique Díaz,
Universidad Nacional de Colombia Sede
Medellín.

Giovanni Franco Sepúlveda,
Universidad Nacional de Colombia Sede
Medellín.

Farid Chejne Janna,
Universidad Nacional de Colombia Sede
Medellín.

Gustavo Agredo Cardona,
Universidad Nacional de Colombia Sede
Manizales.

Dr. Eduardo Antonio Cano Plata,
Universidad Nacional de Colombia Sede
Manizales.

Dr. Javier Fontalvo Alzate,
Universidad Nacional de Colombia Sede
Manizales.

Jorge Fernando Gutiérrez,
Universidad Nacional de Colombia Sede
Manizales

Armando Jaime Ustariz,
Universidad Nacional de Colombia Sede
Manizales.

Camilo Younes Velosa,
Universidad Nacional de Colombia Sede
Manizales.

CONTENIDO

Artículos de investigación

- 05** **Adaptación económica y control regulatorio en sistemas de distribución. Un modelo posibilístico de optimización dinámica.**
Gustavo Schweickardt.
- 23** **Análisis energético urbano usando metodologías de gestión integral de energía: un caso de estudio en la ciudad de Pasto.**
Diego J. Gómez Ceballos, Richard G. Morán Perafán.
- 33** **Evaluación del impacto de la introducción de fuentes no convencionales de energía en el portafolio de generación de un generador.**
Juan Sebastián Guzmán Fera, Harley Francisco Suárez Bermúdez, Eduardo Alirio Mojica Nava, Henry Camilo Torres Valderrama.
- 41** **Efectos del control de Tensión y Frecuencia en una operación aislada por Micro-redes con Pequeñas Centrales Hidroeléctricas: Estabilidad Transitoria**
Juan David Marín J., Sandra X. Carvajal Q.
- 49** **Generación Undimotriz: Integración con la red y análisis de resonancia subsíncrona.**
Rubén Jaramillo Osorio, Alejandro Garcés Ruiz.
- 61** **Impacto energético y ambiental de la aplicación de la tecnología del tratamiento magnético en la industria.**
Guillermo Ribeaux Kindelán.
- 67** **Metodología para la identificación de soluciones energéticas sostenibles.**
Sandra Yomary Garzón Lemos.
- 83** **Optimización dinámica posibilística de un sistema de distribución mediante una hiperheurística basada en razonamiento con dominio en metaheurísticas x-pso multi-objetivo.**
Gustavo Schweickardt, Carlos Casanova.
- 95** **Política energética en Brasil: Implementación del componente renovable.**
Julieta A. Puerto Rico, Ildo Luis Sauer.
- 107** **Recursos naturales y energía. Antecedentes históricos y su papel en la evolución de la sociedad y la teoría económica.**
Melisa Pacheco Florez, Yormy Eliana Melo Poveda.
- 117** **Método de localización de fallas considerando el efecto de la carga, para sistemas de distribución de energía con Generación Distribuida.**
Laura Melissa Román, Juan Mora Florez, Sandra Pérez Londoño.

CONTENT

Research articles

- 05** **Economic Adaptation and Regulatory Control in Distribution Systems. A Possibilistic Model of Dynamic Optimization.**
Gustavo Schweickardt.
- 23** **Urban Energy Diagnosis Using Overall Management Methodologies: A Case Study in Pasto City.**
Diego J. Gómez Ceballos, Richard G. Morán Perafán.
- 33** **Impact Assessment of the Introduction of Non-Conventional Energy Sources in the Generation Portfolio of a Generator.**
Juan Sebastián Guzmán Fera, Harley Francisco Suárez Bermúdez, Eduardo Alirio Mojica Nava, Henry Camilo Torres Valderrama.
- 41** **Effects of Voltage-Frequency Control in a Microgrid Islanded Operation with Small Hydropower Plants: Transient Stability.**
Juan David Marín J., Sandra X. Carvajal Q.
- 49** **Wave Energy: Grid Integration and Sub-synchronous Resonances Analysis.**
Rubén Jaramillo Osorio, Alejandro Garcés Ruiz.
- 61** **Energy and Environmental Impact of the Implementation of the Technology of Magnetic Treatment in the Industry.**
Guillermo Ribeaux Kindelán.
- 67** **Methodology for Identification of Sustainable Energy Solutions.**
Sandra Yomary Garzón Lemos.
- 83** **Dynamic Optimization of a Distribution System by a Case Based Reasoning Hyperheuristic With X-Pso Multi-Objective Domain.**
Gustavo Schweickardt, Carlos Casanova.
- 95** **Energy Policy in Brazil: Implementation of Renewable Component.**
Julieta A. Puerto Rico, Ildo Luis Sauer.
- 107** **Natural Resources and Energy. Historical Background and its Role in the Evolution of Society and Economic Theory.**
Melisa Pacheco Florez, Yormy Eliana Melo Poveda.
- 117** **Fault Location Method Considering the Load Effect for Power Distribution Systems With Distributed Generation.**
Laura Melissa Román, Juan Mora Florez, Sandra Pérez Londoño.

Adaptación económica y control regulatorio en sistemas de distribución. Un modelo posibilístico de optimización dinámica.

Economic Adaptation and Regulatory Control in Distribution Systems. A Possibilistic Model of Dynamic Optimization

Gustavo Schweickardt^{a*}

Recibido: septiembre 03 de 2014
Recibido con revisión: abril 08 de 2015
Aceptado: mayo 29 de 2015

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

Energética 45, junio(2015), pp. 5-21

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



RESUMEN

El concepto de Sistema de Distribución Económicamente Adaptado, se sustenta en el Paradigma Económico Neo-Clásico, referido en el estado del arte como dominante. Se lo vincula sólo a la eficiencia productiva que implica la expansión y operación del sistema a mínimo costo. Ignora las incertidumbres o bien les confiere un carácter estocástico que no necesariamente exhiben. En este trabajo se presenta un modelo alternativo para evaluar el grado de desadaptación del sistema, en los períodos de control tarifario fijados regulatoriamente. El modelo, sustentado en la optimización dinámica multicriterio bajo condiciones de incertidumbres no estocásticas, es solidario a un paradigma diferente, desde la visión de Riesgo e Incertidumbre propuesta por el Pos-Keynesianismo. Se aportan, como resultados más relevantes, una marcada diferenciación entre la Optimización Estática, sustentada en los métodos clásicos asociados al Paradigma Dominante, respecto de la Dinámica no Estocástica propuesta en el Modelo Posibilístico, así como un completo y novedoso desarrollo teórico para su aplicación sobre un estudio de caso real.

PALABRAS CLAVE

Adaptación Económica; Control Regulatorio; Incertidumbres; Optimización Multicriterio Posibilística; Riesgo; Sistemas de Distribución.

ABSTRACT

The concept of Economically Adapted Distribution System, is based on the Neo-Classic Economics Paradigm. It is related only to the productive efficiency, which implies the expansion and operation of system with a minimum cost. It ignores the uncertainties, or it renders them a stochastic nature, which they do not necessarily show to have. In this work, a model to evaluate the De-adaptation System degree, in the regulatory control periods, is presented. The model, based in Multicriteria Optimization and non stochastic uncertainties, suggest a change of paradigm from the approach of Uncertainty and Risk proposed by Pos-Keynesianism. A strong difference between Static Optimization respect to Non Stochastic Dynamic, proposed in the Possibilistic Model, and a complete and new theoretical development, for application in a real Case of Study, are presented as important results and conclusions of this work.

KEYWORDS

Economic Adaptation; Regulatory Control; Incertainties; Possibilistic Multicriteria Optimization; Risk; Distribution Systems.

1. INTRODUCCIÓN

La definición de un Sistema de Distribución de Energía Eléctrica (SDEE) Económicamente Adaptado, es un concepto que la Autoridad Regulatoria Eléctrica, ha acuñado e introducido en las normativas de diferentes países. Entre ellos, Chile, Argentina, Colombia y Perú, en Latinoamérica, y España y Portugal, en Europa. Tal concepto sólo destaca la *eficiencia productiva* del sistema (expansión y operación a mínimo costo). Cualquier apartamiento de tal condición, una vez que su planificación está disponible, es juzgado como una *desadaptación del sistema* y, por tanto, penalizada. La *eficiencia asignativa*, requerimiento sustancial para conferirle a tal costo un carácter económico, se introduce como hipótesis o condición dada, y los diferentes productos que deben ser ofertados en la prestación del servicio (calidad eléctrica, calidad ambiental, eficiencia energética, entre otros) se suponen, de tal modo, valorizados a su costo social de oportunidad. La sola planificación, sustentada en métodos de optimización clásicos (afines con el paradigma económico dominante) no es suficiente para juzgar desadaptaciones. Esta aseveración se fundamenta, al menos, en cuatro razones [Schweickardt, 2007]: a) la planificación pretende determinar un costo mínimo, enfrentando un problema de optimización multicriterio, en el cual varios criterios carecen de valoración económica objetiva (la no-calidad eléctrica y/o ambiental, por caso); b) muchas de las variables de optimización involucradas en el problema exhiben incertidumbres de carácter no estocástico (situación ignorada por el paradigma dominante), cuyo tratamiento limita, metodológicamente, el empleo de modelos de optimización clásicos; c) bajo la suposición de que todos los criterios del problema tienen asociado un costo de oportunidad (valor económico) y se vinculan con variables determinísticas, excepcionalmente podrá juzgarse adaptado un sistema real al finalizar el período de control regulatorio, aún habiéndose partido de un diseño económicamente adaptado al comienzo; y, por último, d) no existe un criterio uniforme para juzgar las desadaptaciones (normalmente, se apela a un sobre-coste en el equipamiento existente, considerando que la demanda servida resulta menor que la pronosticada).

En este trabajo se presenta un modelo de solución formal para introducir el concepto de Adaptación Económica de un SDEE, intentando superar los inconvenientes metodológicos y operacionales expuestos.

Para abordar el desarrollo del Modelo Posibilístico propuesto, se recurre a un esquema de *tres etapas*. En la Etapa I, se parte de la información sobre las preferencias que los distintos criterios intervinientes en la optimización exhiben, comparándolos de a pares. Son consideradas sus incertidumbres de valor, de modo que la matriz asociada no es determinística. Se ha optado

modelar tales incertidumbres mediante Números Difusos, cuyas consideraciones básicas serán introducidas más adelante. Las preferencias resultarán, entonces, Distribuciones de Posibilidades, habida cuenta de la equivalencia entre las mismas y tales números [Dubois & Prade, 1980; Zadeh, 1971]. Se desarrolla un enfoque metodológico para lograr el conjunto de valores de preferencias más consistente y, finalmente, obtener el Vector de Prioridades sobre las mismas que resulte más representativo sobre los criterios de optimización. En la Etapa II, se aborda la planificación en el mediano/corto plazo del SDEE, en el marco propiciado por las técnicas de la Programación Dinámica Difusa. El modelo empleado arrojará un conjunto de trayectorias posibles de evolución, a las que se les confiere el carácter de satisfactorio, por encima de cierto umbral de riesgo que el planificador está dispuesto a enfrentar. La Etapa III, se enfoca en el Control de Adaptación del Sistema, sobre una trayectoria (escenario de riesgo) escogida y admitida como satisfactoria. Se concibe un Vector de Adaptación Dinámica del Sistema, solidario a una eventual sucesión de desequilibrios que tienen lugar en su evolución.

Este modelo conjunto pretende: a) desarrollar los aspectos teóricos requeridos para definir e introducir operacionalmente en el problema de decisión el Riesgo Intrínseco, asociado a cierta solución satisfactoria; y b) dar un tratamiento formal al concepto de Adaptación (Desadaptación) Económica del Sistema. Puede hablarse de un Modelo Posibilístico, dado que los conjuntos difusos empleados, también en los criterios de optimización, serán *normales* y *convexos*, que pueden considerarse como Distribuciones de Posibilidad.

2. ASPECTOS METODOLÓGICOS DEL PROBLEMA

2.1. Riesgo e incertidumbres no estocásticas en las variables de decisión

La corriente del pensamiento económico en la que se sustentan, metodológicamente, los esquemas regulatorios aplicados a los SDEE, no reconoce distinción entre las nociones de riesgo e incertidumbre [Lavoie, 1992]. Los procesos de toma de decisión, conforme el Paradigma Neo-Clásico, se establecen en un entorno de riesgo tal, que puede representarse por algún conjunto equivalente de situaciones de certeza. En última instancia, esto implica sostener que, en el Universo de Decisión, todos los estados de la naturaleza y las posibles alternativas, son susceptibles de modelar mediante alguna distribución de probabilidades.

El paradigma alternativo Post-Keynesiano [Lavoie, 1992; Schweickardt, 2007], destaca la siguiente caracterización de incertidumbre propuesta por Keynes:

Existe incertidumbre cuando la probabilidad de un resultado es desconocida, cuando el valor de un resultado es desconocido, cuando los resultados que posiblemente pueden ser consecuencia de una opción son desconocidos, o cuando el espectro de posibles opciones es desconocido. Se tienen, entonces, *dos tipos de incertidumbres*: 1) de probabilidad; y 2) la que se corresponde

caracterización dada, y que Keynes refiere como *incertidumbre fundamental*.

El riesgo se torna así en una medida de arrepentimiento por seleccionar; en un contexto de incertidumbre, aquello que se juzgó preferible, sin serlo en su ocurrencia.

Una alternativa metodológica para su representación, es mediante los Conjuntos Difusos. La misma resulta de plena conformidad con la Teoría de Posibilidades, para la cual se demuestra que un Número Difuso, conjunto difuso normal y convexo, constituye una distribución de posibilidades [Dubois & Prade, 1980]. Desde estas consideraciones, se hablará de un tipo especial de *incertidumbre fundamental*: la de valor.

El Modelo propuesto en este trabajo, considera que el entorno dinámico de decisión se compone de variables que pueden tener, en general, cualquier tipo de incertidumbres y, en particular, *incertidumbres fundamentales de valor*. El costo de la energía no suministrada como consecuencia de una falla del SDEE, constituye un buen ejemplo.

2.2. Planificación de los SDEE

Las metodologías más difundidas en el estado del arte, emplean una estrategia de planificación de dos etapas. Conforme a este enfoque, se plantean los elementos del modelo y las simulaciones aquí presentadas. La etapa inicial, corresponde al largo plazo, sobre un horizonte temporal de 10-15 años y se focaliza en la optimización espacial del sistema. La etapa final, corresponde al mediano/corto plazo, sobre un horizonte temporal de 5-7 años, y se focaliza en la optimización temporal del sistema [Schweickardt, 2007]. La planificación de mediano/corto plazo, cuyo Modelo se propone aquí, optimiza sobre el conjunto de variantes de equipamiento que arroja la planificación de largo plazo, enfatizando su vínculo temporal. Es la que se corresponde con los planes de inversión presentados en oportunidad de las revisiones tarifarias, fijadas regulatoriamente. La estrategia pretende, de tal modo, lograr un conjunto de trayectorias solución, admitidas como *satisfactorias*. Intervienen múltiples objetivos/restricciones, que se expresarán como *criterios* del sistema, y cuyos méritos serán evaluados para componer las mejores trayectorias de evolución del SDEE.

A continuación se desarrollarán los elementos teóricos para las tres Etapas del Modelo propuesto.

3. ETAPA I: PREFERENCIAS ENTRE CRITERIOS DE OPTIMIZACIÓN Y EL VECTOR DE PRIORIDADES ASOCIADO

3.1. Vector de Prioridades desde el Enfoque de los Procesos Analíticos Jerárquicos

La técnica de Procesos Analíticos Jerárquicos [Saaty, 1977], propone un método para establecer una escala de preferencias entre n criterios, a través de un vector denominado de Prioridades.

Se inicia formando una matriz de preferencias, indicada como MP_A , cuyas entradas, a_{ij} , se definen a partir de una escala de dominancia establecida sobre el intervalo $[1..10]$ de números enteros. Los criterios se comparan de a pares, siendo a_{ij} la preferencia del criterio i respecto del criterio j . De forma tal que MP_A resulta una matriz cuadrada de orden n (número de criterios), positiva y recíproca. Siendo a_{ij} un entero positivo en el intervalo $[1..10]$, entonces, formalmente:

$$MP_A = \begin{pmatrix} 1 & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & 1 & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & 1 \end{pmatrix} \begin{cases} a_{ij} > 0 \forall i, j = 1..n \\ a_{ji} = \frac{1}{a_{ij}} \end{cases} \quad (1)$$

El Teorema de Perron [Lax, 1997]. Garantiza, para tal matriz, la existencia de un autovalor dominante y positivo, λ_P , así como de su correspondiente autovector, V_P , cuyos componentes son también positivos. Se cumple que:

$$\lambda_P \geq n \quad (2)$$

y sólo si MP_A exhibe preferencias consistentes, resultará:

$$\lambda_P = n \quad (3)$$

La condición de consistencia expresada en [Saaty, 1977], establece que, en (1):

$$a_{ik} = a_{ij} \times a_{jk} \quad ; \quad \forall i, j, k = 1..n \quad (4)$$

La expresión (4), es introducida para establecer el denominado Índice de Consistencia de Saaty, IC_{Saaty} , el cual permite ponderar el grado de transitividad entre las preferencias sobre los n criterios para la optimización del sistema. Tal índice es definido como:

$$IC_{Saaty} = (\lambda_P - n)/(n-1) \quad (5)$$

Por otra parte el autovector de Perron, V_P , asociado a MP_A , satisface el Principio de Composición Jerárquica [Saaty, 1977], definido como (cuando $V = V_P$):

$$MP_A \times V = c \times V \quad (6)$$

si $c = \lambda_P$ y $V = V_P$.

V_P resulta ser el Vector de Prioridades en las preferencias sobre MP_A , entre los criterios del sistema.

3.2. Incertidumbres de Valor en las preferencias entre los criterios

En este punto se presenta un importante aporte del presente trabajo. Se desarrollará el procedimiento de cálculo hasta, arribar al Vector de Prioridades que represente mejor a las preferencias establecidas, bajo condiciones de *incertidumbre de valor*.

A) La Matriz de Preferencias Difusas: un enfoque realista sobre las preferencias entre los criterios de optimización, requiere considerar sus *incertidumbres de valor*. Su modelación es realizada mediante Números Difusos (ND). Un ND puede ser definido mediante el acoplamiento de un Segmento de Confianza y un Nivel de Certidumbre (variable α o α -corte) [Kaufmann & Gupta, 1985], indicando con los subíndices 1 y 2 los extremos inferior y superior, respectivamente, de tal segmento. Es decir, **pref** es un ND, expresado como:

$$\forall \alpha \in [0,1], \text{pref} = [\text{pref}_1(\alpha), \text{pref}_2(\alpha)] \quad (7)$$

En la Figura 1 se presenta una preferencia valuada mediante un Número Difuso Triangular (NDT). El sufijo *Izq*, refiere el *valor inferior*, 1, del Segmento de Confianza; *Der*, el *superior*, 2, y *MP* el *central* o de Máxima Posibilidad. Si pref_{ij} indica la preferencia difusa entre los criterios i y j , extendiendo al dominio difuso la expresión (1), se obtiene la Matriz de Preferencias Difusas:

$$\text{MPA}: \forall \alpha \in [0,1] \rightarrow$$

$$\begin{pmatrix} 1 & \text{pref}_{12} & \dots & \text{pref}_{1n} \\ 1/\text{pref}_{12} & 1 & \dots & \text{pref}_{2n} \\ \dots & \dots & \ddots & \dots \\ 1/\text{pref}_{1n} & 1/\text{pref}_{2n} & \dots & 1 \end{pmatrix} \quad (8-A)$$

Siendo:

$$1/\text{pref} = [1/\text{pref}_2(\alpha), 1/\text{pref}_1(\alpha)] \quad (8-B)$$

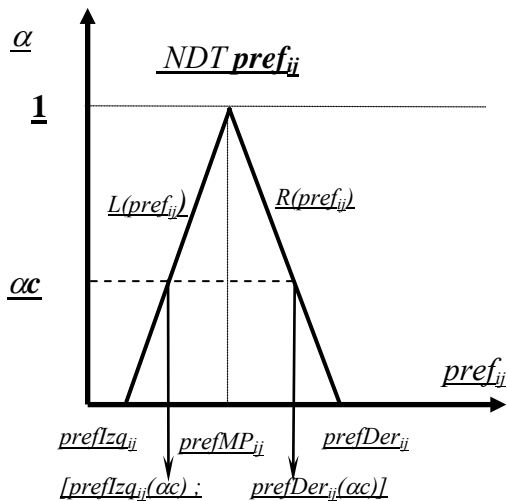


Figura 1: Una Preferencia Valuada mediante un NDT y su Segmento de Confianza para un Nivel de Certidumbre $\alpha = \alpha_c$.

Fuente: Elaboración propia.

Las incertidumbres de cualquier preferencia pref_{ij} y de su recíproca, pref_{ji} , son *dependientes*. Esto significa

que si se presentase una ocurrencia pref_{ij} en el segmento de confianza limitado por α , entonces: $\text{pref}_{ji}(\alpha) = 1/\text{pref}_{ij}(\alpha)$. Con ello se garantiza que cualesquiera sean las ocurrencias en sus entradas, $\text{MP}_A(\alpha)$ es *determinística*, puesto que es una instancia (α) de MP_A . $\text{MP}_A(\alpha)$ será referida como Matriz de Preferencias Colapsadas según el Nivel de Certidumbre (α). Se considerará, sin pérdida de generalidad, la matriz triangular superior. Establecidas las preferencias entre criterios, mediante (8), el objetivo es acotar las incertidumbres conforme cierto α -corte. Para obtener un Vector de Prioridades determinístico, que resulte el mejor representante de las preferencias difusas así acotadas, deberá reducirse cada segmento de confianza a un valor. Tal reducción, denominada en este contexto Colapso del ND [Schweickardt & Miranda, 2007]. En este trabajo, se emplea el criterio denominado Removal (R_v), según el cual el valor representativo del ND, por encima del α -corte establecido, $\alpha = \alpha_c$, considerando (9), resulta de la siguientes expresiones:

$$R_v[\text{pref}(\alpha_c)] = \text{pref}_{MP} + \frac{1}{2} \times [\text{IDer} - \text{IIzq}] \quad (9-A)$$

$$\text{IDer} = \int_{\text{pref}_{MP}(\pm c)}^{\text{pref}_2} R(\text{pref}) d\text{pref} \quad (9-B)$$

$$\text{IIzq} = \int_{\text{pref}_1(\pm c)}^{\text{pref}_{MP}} L(\text{pref}) d\text{pref} \quad (9-C)$$

R y L (ver Figura 1) son las funciones de pertenencia del ND a derecha e izquierda, respectivamente; pref es la variable real en el segmento establecido por α_c . Este colapso del ND, se referirá como $R_v(\alpha_c)$.

B) Las Ecuaciones de Consistencia en las Preferencias Matriz de Preferencias Difusas: si el valor representativo de las preferencias difusas para cierto (α_c), está dado únicamente por (9-A) (o alguna otra forma de colapso), no se estaría considerando la consistencia entre las mismas, según (4). Dentro del segmento de confianza fijado por (α_c), se requiere la búsqueda de aquellos valores tales, que la matriz $\text{MP}_A(\alpha_c)$ resulte lo más consistente posible. De modo que los valores representantes de las preferencias dentro del segmento ($\alpha = \alpha_c$), tendrán que cumplir dos objetivos: 1) que se aparten lo menos posible de su $R_v(\alpha_c)$ y 2) que satisfagan lo más posible las ecuaciones de consistencia, para el conjunto de expresiones que surjan, conforme las entradas establecidas en $\text{MP}_A(\alpha_c)$. Como se ha dicho, se considera la $\text{MP}_A(\alpha_c)$ triangular superior. De manera que, ordenando por filas, el Sistema de Ecuaciones de Consistencia, respetando la formulación (4), para n criterios (orden de la matriz $n \times n$), se expresa:

$$\text{Sea } C = \{ i [2..n-1]; j [i+1..n] \text{ y } k [1..i-1] \}$$

Entonces:

$$\{ \text{pref}_{ij}(\alpha_c) = \text{pref}_{kj}(\alpha_c) / \text{pref}_{ki}(\alpha_c) \} \quad (10)$$

Si (10) se satisficiera en todo el conjunto C , encontrando valores de preferencias en cada segmento de confianza fijado por (ac) , $MP_A(ac)$ resultaría *perfectamente consistente*.

C) La Solución de las Consistencias de las Preferencias Colapsadas en el Nivel de Certidumbre (ac) mediante Programación Lineal Bi-Objetivo: los dos objetivos según 1) y 2) en el punto B) anterior, pueden ser planteados en un Programa Lineal. Para ello, los errores (e) entre cada preferencia $pref_{ij}(ac)$ y su $Rv[pref_{ij}(ac)]$, y entre cada preferencia $pref_{ij}(ac)$ y su formulación consistente según (10), pueden introducirse como factores. Por caso, si se buscara la máxima consistencia en cierta ecuación de sistema (10) en C , se tendría:

$$pref_{ij}(ac) \cdot xec_{ij}^k = pref_{kj}(ac) / pref_{ki}(ac) \quad (11)$$

$siec_{ij}^k = 1$, entonces la consistencia resultaría perfecta. Se cumple $0 < ec_{ij}^k \leq 1$. Para el caso del apartamiento mínimo de $pref_{ij}(ac)$ respecto del $Rv[pref_{ij}(ac)]$:

$$pref_{ij}(ac) \cdot xerv_{ij} = Rv[pref_{ij}(ac)] \quad (12)$$

Con $0 < erv_{ij} \leq 1$, $\forall i \in [1..n-1]$ y $\forall j \in [i+1..n]$. En consecuencia, el modelo puede linealizarse en sus restricciones, empleando variables logarítmicas. Sus objetivos serían la minimización, respectivamente, de la sumatoria de los valores absolutos de los logaritmos de los errores ec_{ij}^k , $ALec_{ij}^k$ y erv_{ij} , $ALerv_{ij}$. En principio, la introducción de la operación valor absoluto (considerando que pueden existir errores logarítmicos menores que cero), parecería generar objetivos no lineales. Esta cuestión se resuelve con el agregado de restricciones de desigualdad, que relacionen las variables asociadas a los valores absolutos de los errores logarítmicos, con los errores logarítmicos. Ambos objetivos, pueden ponderarse creándose una única función a minimizar: el valor absoluto del error total ponderado, $ALerrT$. Este método es el comúnmente aplicado para la Programación Lineal Multi-Objetivo, donde existen sólo dos objetivos.

De modo que el problema de optimización lineal que resuelve el conjunto de preferencias más representativo en la matriz $MP_A(ac)$, se formula como sigue:

Min

$$\left\{ ALerrT = »_c \times \left(\sum_{i=2}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n \sum_{k=1}^{i-1} ALec_{ij}^k \right) + »_{rv} \times \left(\sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n ALrv_{ij} \right) \right\} \quad (13-A)$$

Sujeto a:

[Restricciones de Consistencia – Desde (10)]

Sea $C = \{ \forall i \in [2..n-1]; \forall j \in [i+1..n] \text{ y } \forall k \in [1..i-1] \}$,

Entonces, en C :

$$Lpref_{ij}(ac) + Lec_{ij}^k = Lpref_{kj}(ac) - Lpref_{ki}(ac) \quad (13-B)$$

[Restricciones de Valor Absoluto de los Errores Logarítmicos de Consistencia]

$$ALec_{ij}^k - Lec_{ij}^k \geq 0 \quad (13-C)$$

$$ALec_{ij}^k + Lec_{ij}^k \geq 0 \quad (13-D)$$

$$ALec_{ij}^k \geq 0 \quad (13-E)$$

[Restricciones de Apartamiento respecto de $Rv[pref_{ij}(ac)]$ - Desde (12)]

Sea $C1 = \{ i [1..n-1]; j [i+1..n] \}$, entonces, en $C1$:

$$Lpref_{ij}(ac) + Lerv_{ij} = LRv[pref_{ij}(ac)] \quad (13-F)$$

[Restricciones de Valor Absoluto de los Errores Logarítmicos de $Rv[pref_{ij}(ac)]$]

$$ALerv_{ij} - Lerv_{ij} \geq 0 \quad (13-G)$$

$$ALerv_{ij} + Lerv_{ij} \geq 0 \quad (13-H)$$

$$ALerv_{ij} \geq 0 \quad (13-I)$$

[Restricciones de Segmento de Confianza [1,2] al Nivel de Certidumbre (ac)]

$$Lpref_{ij}(ac) \geq Lpref_{ij}(ac)1 \quad (13-J)$$

$$Lpref_{ij}(ac) \leq Lpref_{ij}(ac)2 \quad (13-K)$$

Siendo: λ_c , λ_{rv} los ponderadores fijados para los objetivos ($\lambda_c + \lambda_{rv} = 1$); Lec_{ij}^k el logaritmo (en base e , por caso) del error multiplicativo ec_{ij}^k y $ALec_{ij}^k$ su valor absoluto; $Lerv_{ij}$ el logaritmo del error multiplicativo erv_{ij} y $ALerv_{ij}$ su valor absoluto; $Lpref_{ij}(ac)$ el logaritmo del valor de la preferencia $pref_{ij}(ac)$; $[Lpref_{ij}(ac)1; Lpref_{ij}(ac)2]$ el Segmento de Confianza logarítmico al nivel de certidumbre (ac) (ac es dato del modelo); $LRv[pref_{ij}(ac)]$ es el logaritmo del Removal aplicado sobre $pref_{ij}(ac)$; $ALerrT$ es el error logarítmico ponderado total en las $pref_{ij}(ac)$, por inconsistencias y apartamientos respecto sus colapsos $Rv[pref_{ij}(ac)]$. Resuelto este Programa Lineal, las preferencias son obtenidas por exponenciación de los valores logarítmicos según la base considerada. Si la base es el número e :

$$pref_{ij}(ac) = e^{Lpref_{ij}(ac)}, \text{ en } C1 \quad (14)$$

Resultando valores que no necesariamente son enteros en $[1..10]$. Tal especificación de escala, propuesta por Saaty, se torna carente de sentido al formular una *solución de preferencias difusas colapsadas, de mínima inconsistencia*.

D) La Solución del Vector de Prioridades: a los efectos de que el Vector de Prioridades VP resulte el mejor representante de las preferencias colapsadas en el segmento de confianza fijado por (ac) , se deberán satisfacer, lo más posible, las condiciones de consistencia en las prioridades, expresadas mediante:

$$pref_{ij}(ac) = vpi(ac) / vpj(ac), \text{ en } CI \quad (15)$$

Siendo $vpi(ac)$ y $vpj(ac)$ las componentes i -ésima y j -ésima del vector en cuestión. La dependencia de este vector respecto de (ac) , se sostiene al efecto de indicar que (ac) constituye un parámetro del modelo general para la Etapa I. Nuevamente, las incógnitas del modelo se relacionan mediante un cociente, expresión no lineal. Sin embargo, el problema resulta, al igual que el anterior y con los mismos artificios, linealizable. Antes de avanzar sobre su formulación, deben observarse dos situaciones: a) fuertes inconsistencias en las preferencias y b) segmentos de confianza al nivel (ac) , para alguna o varias preferencias, muy estrechos (amplitud pequeña). Se requiere de *tres programas lineales acoplados*, para arribar al Vector de Prioridades de mejor ajuste.

El 1er Programa define si el Vector de Prioridades tiene solución dentro de los segmentos de confianza fijados al nivel (ac) . Evaluará las *inconsistencias intervalares*. Se formula como sigue:

$$\min \left\{ Sum(Lh) = \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n (Lh_{ij}) \right\} \quad (16-A)$$

Sujeto a:

[Restricciones de Consistencia en las Prioridades]

$$Lvp_i(ac) - Lvp_j(ac) + Lecp_{ij} = Lpref_{ij}(ac), \text{ en } CI \quad (16-B)$$

[Restricción de referencia]

$$Lvp_1(ac) = 0 \quad (16-C)$$

[Restricciones de Valor Absoluto de los Errores Logarítmicos de Consistencia]

$$ALecp_{ij} - Lecp_{ij} \geq 0, \text{ en } CI \quad (16-D)$$

$$ALecp_{ij} + Lecp_{ij} \geq 0, \text{ en } CI \quad (16-E)$$

$$ALecp_{ij} \geq 0, \text{ en } CI \quad (16-F)$$

[Restricciones de Segmento de Confianza [1, 2] al Nivel de Certidumbre (ac)]

$$Lvp_i(ac) - Lvp_j(ac) + Lh_{ij} \geq Lpref_{ij}(ac)_1, \text{ en } CI \quad (16-G)$$

$$Lvp_i(ac) - Lvp_j(ac) - Lh_{ij} \leq Lpref_{ij}(ac)_2, \text{ en } CI \quad (16-H)$$

[Restricciones de Positividad para los Márgenes de los Segmentos de Confianza al Nivel (ac)]

$$Lh_{ij} \geq 0, \text{ en } CI \quad (16-I)$$

Siendo:

$Lvp_i(ac)$ y $Lvp_j(ac)$ los logaritmos de las variables $vpi(ac)$ y $vpj(ac)$ del Vector de Prioridades VP; $Lecp_{ij}$ el logaritmo del error multiplicativo ecp_{ij} y $ALecp_{ij}$ su valor absoluto; Lh_{ij} el logaritmo del margen multiplicativo h_{ij} en el que debería modificarse, eventualmente, el Segmento de Confianza logarítmico $[Lpref_{ij}(ac)_1; Lpref_{ij}(ac)_2]$; $Sum(Lh)$ es la suma de los márgenes logarítmicos.

El resultado $Sum(Lh) = 0$, implica que existe solución del Vector de Prioridades respetando los límites para cada segmento de confianza al nivel (ac) , en el que las preferencias han sido acotadas. Si $Sum(Lh) > 0$, se tendrá, en cada Lh_{ij} , el margen requerido para modificar el segmento respectivo, al efecto de que la solución tenga lugar. Una observación importante en este modelo, la constituye la restricción de referencia.

Nótese que se ha establecido en la expresión (16-C), que $vp_1(ac) = 1$ ($Lvp_1(ac) = 0$). Esta referencia es necesaria, puesto que las incógnitas del programa se presentan en la forma de cocientes. Por ello, se necesita fijar un valor (el más simple, aquí, es sobre el primer componente de VP e igual a la unidad), a efectos de evitar que el programa arroje infinitas soluciones.

El Vector de Prioridades es luego normalizado, y sus componentes finales no dependen del valor impuesto en esta restricción (tampoco depende, en rigor de la componente del VP a la cual se le impone la misma).

El 2do Programa busca minimizar las *inconsistencias de prioridades*, planteadas en el 1er Programa, ecuaciones (16-B), sobre el Vector VP. Adopta, como restricción adicional, la imposición de que la suma de los márgenes Lh_{ij} resulte igual a $Sum(Lh)$, obtenida desde el 1er Programa. De modo que, agregando tal restricción, sólo cambia el objetivo. La formulación resulta:

$$\min \left\{ ALerrcpT = \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n ALecp_{ij} \right\} \quad (17-A)$$

Sujeto a:

[Restricciones (16-B) a (16-I)]

[Restricción de Límite en los Márgenes de los Segmentos de Confianza al Nivel (ac)]

$$Sum(Lh) = \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n Lh_{ij} \quad (17-B)$$

Finalmente, el 3er Programa busca minimizar el máximo error de inconsistencia en las preferencias, individualmente consideradas,

sobre el Vector de Prioridades obtenido. Para ello se introduce una variable logarítmica adicional, $ALecMax$. El objetivo es la minimización de $ALecMax$. Tomando como referencia el 2do Programa, se tienen las mismas restricciones y se imponen, adicionalmente: a) restricciones que limiten cada error logarítmico, $ALecp_{ij}$, como máximo al valor $ALecMax$ y b) la sumatoria de los $ALecp_{ij}$ debe ser igual al valor objetivo obtenido en el 2do Programa, $ALerrcpT$. Su formulación resulta:

$$\text{Min } \{ALecMax\} \quad (18-A)$$

Sujeto a:

[Restricciones (16-B) a (16-I) y (17-B)]

[Restricción de Suma de Errores Logarítmicos por Inconsistencia en VP]

$$\left\{ ALerrcpT = \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n ALecp_{ij} \right\} \quad (18-B)$$

[Restricciones de Límite Máximo en los Errores Logarítmicos Individuales por Inconsistencia en VP]

$$ALecp_{ij} \leq ALecMax, \text{ en } CI \quad (18-C)$$

Luego, cada componente de VP resultará de la exponenciación (asumiendo como base el número e):

$$vp_i(ac) = e^{Lvp_i(ac)}, \text{ en } CI \quad (19)$$

Obtenido VP , para su normalización, $VP^{[N]}$, cada componente resulta del cociente entre la componente homónima de VP y la suma de las componentes de VP . El Vector Exponencial, $VP^{[E]}$ [Yager, 1977], tiene componentes que resultan de multiplicar cada componente de $VP^{[N]}$, por el número de criterios, n :

$$vp_i^{[E]}(ac) = n \times vp_i^{[N]}(ac), \text{ en } CI \quad (19)$$

Siendo $vp_i^{[E]}(ac)$ la componente i -ésima $VP^{[E]}$ y $vp_i^{[N]}(ac)$ la componente i -ésima de $VP^{[N]}$, en CI , definida como se dijo:

$$vp_i^{[N]}(\pm c) = vp_i(\pm c) / \sum_{i=1}^n vp_i(\pm c) \quad (20)$$

Puede, además, construirse un Índice de Inconsistencia que se empleará para la Etapa II. Procura una medida de representatividad del VP obtenido, respecto de la Matriz de Preferencias $MP_A(ac)$. Es propuesto como sigue:

$$I_{inc} = \left(1 - e^{-\beta \times [ALerrcpT + Sum(Lh)]} \right) \quad (21)$$

Siendo:

β una constante convenientemente elegida para adecuar la escala ($\beta = 0.02$); los sumandos del exponente, como se explicó, miden

los errores logarítmicos de inconsistencia total. Si $MP_A(ac)$ fuese perfectamente consistente, entonces $I_{inc} = 0$, caso contrario, I_{inc} aumentará en la medida que las *inconsistencias de prioridades y/o intervalares*, sean mayores.

4. ETAPA II: EL MODELO DE PLANIFICACIÓN DE MEDIANO/ CORTO PLAZO DEL SDEE MEDIANTE PROGRAMACIÓN DINÁMICA DIFUSA.

4.1. Planificación de mediano/corto plazo del SDEE mediante programación dinámica difusa.

A) Elementos Conceptuales de la Programación Dinámica Difusa (PDD): La PDD está basada en los principios de optimalidad propuestos por [Bellman & Dreyfus, 1962; Bellman & Zadeh, 1970]. Requiere la consideración de Conjuntos Difusos, asociados a los n criterios mediante los cuales se define la aptitud de cierto estado en la evolución del sistema. Los mismos permiten *mapear* cada variable asociada a cada uno de los n criterios, en el mismo *espacio difuso de decisión*. En el Modelo propuesto, con este fin, las variables no son integradas en forma directa [Schweickardt & Miranda, 2007]. Se introduce lo que aquí se referirá como *variables de apartamento*, u_i . Para cada criterio A_i , cuya variable asociada asume, en cierto estado, el valor ai , respecto de un valor de referencia pertinente, $airef$, queda definida como:

$$ui = |ai - airef| / airef \quad (22)$$

Y el correspondiente conjunto difuso A_i , solidario al criterio de optimización homónimo, con una función de pertenencia, $\mu_{A_i}(ui)$, tendrá la expresión simbólica:

$$A_i = \sum_{w=1}^w I_{A_i}(u_w); \forall u_w \in U \quad (23)$$

En tal expresión, empleando la notación propuesta en [Kaufmann & Gupta, 1985], la sumatoria refiere al *conjunto discreto Unión* de los w valores, en $[1..W]$, que adopta la función de pertenencia sobre el criterio i -ésimo. U es el dominio de la variable de apartamento, u_i . Si se tratase de un *conjunto continuo*, la sumatoria de (23) se reemplaza por un símbolo integral. Es decir: A_i se define por todos los pares $(u_w, i_{A_i}(u_w))$, $\forall u_w \in U$.

Definidos los Conjuntos Difusos, al efecto de modificar la importancia que, a través de $MP_A(ac)$, le corresponde a cada criterio de optimización, para (ac) , una *prioridad*, calculada mediante (19), desde $VP^{[E]}$.

B) Formalización de la PDD para el Modelo de Planificación del SDEE: En la Figura 2, se presenta la transición entre dos etapas $k-1$ y k en una Optimización Difusa “forward” o hacia adelante. D es el Conjunto Difuso de Decisión.

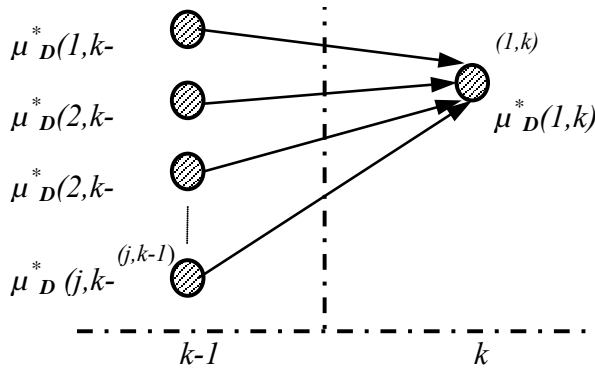


Figura 2. Transición entre las etapas $(k-1)$ y (k) en una Optimización Difusa “Forward” o “Hacia Adelante”

Fuente: Elaboración propia.

El criterio empleado para arribar óptimamente (entiéndase, del modo *más satisfactorio* posible) al único estado de la etapa k , es el de $\text{Max} \{ \text{Min} \{ \} \}$ de los valores que adoptan las funciones de pertenencia involucradas. El operador $\text{Min} \{ \}$ se aplica sobre el conjunto de vínculos posibles desde cada estado en la etapa $k-1$ y, de ellos, se elige el $\text{Max} \{ \}$. Este valor, $\mu_D^*(1, k)$, indica el nivel de satisfacción al maximizar la decisión adoptada en cuanto a la transición a seguir. Corresponde al Max en el Conjunto Difuso de Decisión, D . Tal proceso se indica como Principio de Optimalidad de Bellman – Zadeh. Si a cada función de pertenencia, $\mu_{A_i}(u_i)$, se la eleva al exponente dado por la correspondiente componente exponencial de $VP^{[E]}$ según (19), asociada a cada criterio i -ésimo, $vp_i^{[E]}(ac)$, el efecto sobre el conjunto difuso A_i resultará en una *contracción* ($vp_i^{[E]}(ac) > 1$) o una *dilatación* ($vp_i^{[E]}(ac) < 1$). La *contracción* realzará la importancia del criterio correspondiente en la toma de decisión, mientras que la *dilatación*, la atenuará. El operador $\text{Min} \{ \}$, resulta en la *intersección* de los conjuntos difusos, y el $VP^{[E]}$ generará *menores* o *mayores* valores de sus funciones de pertenencia, según aquellos se *contraigan* o *dilaten*. Si en la Figura 2 las transiciones son extendidas entre cada estado $[\forall e_j^{k-1} \in E^{k-1}]$ y cada estado $[\forall e_i^k \in E^k]$, donde E^{k-1} , E^k son los Vectores de Estado de las etapas $k-1$ y k , respectivamente, y llamando:

$\eta_{A_i} = [\eta_{A_i}(j, k-1); (i, k)]^{vp_i^{[E]}(\pm c)}$, con i en $[1..n]$, el Modelo Formal de Optimización Difusa puede expresarse como:

$$i_D^*(i, k) = \text{Max}_{[E^k]} \left\{ \text{Min}_{[E^{k-1}]} \left\{ \eta_{A_i}(j, k-1) \mu_D^*(j, k-1) \right\} \right\} \quad (24)$$

Con: $k = 1..N$

Sujeto a las restricciones:

ac constante en T^* (25)

$MP_A(ac)$ invariante en T^* (26)

$\Theta_{Ext} \geq [1 - \mu_D(T^*)] = \Theta_D$ (27)

El valor de la función de pertenencia, μ_D , es maximizado en el Conjunto Difuso de Decisión, D , para cada estado de (24), sobre un horizonte de N etapas.

$vp^{[E]}(ac)$, con $i = 1..n$, es el ponderador exponencial asociado al criterio i -ésimo; T^* es la trayectoria resultante; $\mu_D(T^*)$ es el nivel de satisfacción obtenido, mientras que el parámetro *externamente fijado*, Θ_{Ext} , recibirá el nombre de Riesgo Extrínseco. Por tal motivo, el valor $(1 - \mu_D(T^*))$ resultará ser el Riesgo Intrínseco de la Trayectoria resultante. Para introducir adecuadamente estos conceptos, se describen las restricciones del modelo: a) la restricción (25), establece que, una vez colapsadas las preferencias, el Nivel de Certidumbre fijado, (ac), *no se modifica para la trayectoria óptima*, T^* , obtenida. Las preferencias son así determinísticas, al igual que la trayectoria T^* . Sin embargo, como pueden definirse infinitos ac -cortes para las preferencias difusas, existirán infinitas trayectorias de evolución. De modo que $T^* = T^*(ac)$; b) (26) impone que las preferencias no se alteren entre sí, pues eso cambiaría el Vector de Prioridades y, con ello, la trayectoria T^* ; c) la restricción (27) se relaciona con las incertidumbres en los criterios: el operador de evolución dinámica en la PDD, $\text{Max} \{ \text{Min} \{ \} \}$, definirá un cierto valor $\mu_D(T^*)$, que resulta ser el Nivel de Certidumbre de la trayectoria óptima de evolución, $T^* \mu_D(T^*)$ tendrá también un valor el intervalo $[0, 1]$ y aceptar cierto valor *supone un riesgo*. Si se presentaran instancias de los valores en los criterios de optimización, comprendidos en un Segmento de Confianza cuyo Nivel de Certidumbre fuese menor, la trayectoria obtenida dejaría de ser óptima, pues sistema podría evolucionar en el tiempo conforme valores diferentes. Este riesgo, al ser una propiedad del sistema (incertidumbres en los criterios y preferencias, y operador de evolución en la PDD) se referirá como Riesgo Intrínseco. Resulta del complemento a 1 de $\mu_D(T^*)$, $[1 - \mu_D(T^*)] = \Theta_D$. Para introducir la *propensión (aversión) al riesgo* del tomador de decisiones, se define externamente un umbral, valuado en $[0, 1]$. Este valor se referirá como Riesgo Extrínseco, por oposición, Θ_{Ext} (27) impone que T^* , deberá tener un Riesgo Intrínseco menor o igual a la *propensión al riesgo* del planificador (Riesgo Extrínseco). A la trayectoria de evolución T^* que satisface todas las restricciones, se la referirá como Trayectoria Más Satisfactoria y se la indicará como $TMS(ac)$. De lo dicho, es posible introducir una *definición operacional* de aptitud de la $TMS(ac)$. Esta definición resultará *vectorial*, ya que tendrá *dos componentes*: a) el Índice de Inconsistencia en las preferencias entre criterios de optimización, I_{inc} , dado por (21) y b) el Riesgo Intrínseco de la $TMS(ac)$.

De tal forma es introducido en el Modelo Posibilístico, el Vector de Aptitud de la $TMS(ac)$:

$$V_{Ap}(TMS(ac)) = \begin{bmatrix} I_{inc} \\ \mu_D(T^*) \end{bmatrix} \quad (28)$$

5. ETAPA III: CONTROL DE LA DESADAPTACIÓN DINÁMICA DEL SISTEMA

A) La Razón de Desadaptación del Sistema: al sistema cuyo mérito o aptitud en la planificación, está dado por (28), se lo referirá como *sistema proyectado*. El objetivo de la Etapa III, estriba en medir la desadaptación que el *sistema real* exhibe, para cierto período, discretizado en años de control regulatorio, respecto del *sistema proyectado*. Este es el punto sin solución en el estado del arte, pues no se tienen métodos formales para este tipo de control [Schweickardt, 2007]. El control se realiza siempre al comienzo del período (estático) (por caso, quinquenal en Argentina), ignorándose que ocurrió con las incertidumbres en las variables consideradas para la planificación. El Modelo Posibilístico aquí propuesto, introduce una definición operacional para la *desadaptación dinámica del sistema*. Tendrá dos componentes, por ello será también *vectorial*. La *primera* intentará ponderar estrictamente cuánto se apartó el sistema real, en el año m , respecto del proyectado. La *segunda*, intentará evaluar qué capacidad tiene el sistema real, de seguir evolucionando, a partir del año m , por una trayectoria que no vulnere la restricción de Riesgo Extrínseco impuesta y satisfecha, según la $TMS(ac)$, por el sistema proyectado. En este apartado se trata la *primera*, referida como Razón de Desadaptación. Tal componente pondera la preservación de la consistencia del sistema real, respecto de su proyección, para el año de corte m . Para ello, primeramente, es introducido un Índice de Consistencia:

$$I_{con}(m) = \left(1 - e^{-\beta \times [ALerrcpT(m)]} \right) \quad (29)$$

Siendo: m el estado presente de control/año de corte; β la misma constante fijada en (21) y $ALerrcpT(m)$ es el error total logarítmico que se obtiene al calcular la representatividad del Vector de Prioridades relevado desde el estado m , $VP^{[E, m]}$, respecto de $VP^{[E]}$. En el cálculo de (29) es necesario conocer el $VP^{[E, m]}$. Para ello se introduce el aquí referido como Principio de Invariancia en la Aptitud Ponderada: de existir un cambio en las preferencias entre los criterios:

Si $\{A\}$ es el conjunto de criterios, entonces. $\forall Ai; i \in [1..n] \in \{A\}::$

$$\left[\mu(u_i)_{[m] Ai} \right] vp_i^{[E, m]}(ac) = \left[\mu(u_i)_{[k^*] Ai} \right] vp_i^{[E]}(ac) \quad (30)$$

Su aptitud (satisfacción) respecto de cada uno de ellos, ponderada a través de sus nuevos $vp_i^{[E, m]}(ac)$, no debería modificarse, siendo k^* el estado presente, por donde pasa la $TMS(ac)$ en la etapa o año de corte m . El valor del segundo miembro es conocido,

porque tanto las funciones de pertenencia para el estado k^* , como las componentes del $VP^{[E]}$, fueron calculadas en la Etapa II.

Desde (30), $VP^{[E, m]}$, tendrá las componentes:

$$vp_i^{[E, m]}(ac) = \left(vp_i^{[E]}(ac) \right) \times \frac{\log \{ \mu(u_i)_{[k^*] Ai} \}}{\log \{ \mu(u_i)_{[m] Ai} \}} \quad (31)$$

Considerando los siguientes casos particulares:

a) si $\mu(u_i)_{[m] Ai} = 1$, entonces se adopta:

$$vp_i^{[E, m]}(ac) = \left(vp_i^{[E]}(ac) \right) \times i(u_i)_{[k^*] Ai} \quad (32)$$

b) si $\mu(u_i)_{[k^*] Ai} = 1$ $\mu(u_i)_{[m] Ai} \leq 1$, se adopta:

$$vp_i^{[E, m]}(ac) = vp_i^{[E]}(ac) \quad (33)$$

Sin embargo, desde (33), nada garantiza que se cumpla la condición sobre los ponderadores exponenciales:

$$\sum_{i=1}^n vp_i^{[E, m]}(ac) = n \quad (34)$$

Como se observa en la ecuación (19), dado que *tal suma debe ser igual a 1*, por ser los componentes de $VP^{[N]}$ normalizados. Para ajustar óptimamente $VP^{[E, m]}$ conforme (34), se integran al Modelo los dos Programas Lineales acoplados siguientes: si ε_i es el error de ajuste en el ponderador i -ésimo, $A\varepsilon_i$ es su valor absoluto y $A\varepsilon_T$ es la suma de los mismos $\forall i \in [1..n]$, se tiene:

Programa A: Sea $C = \{\forall i \in [1..n]\}$, entonces:

$$\min \left\{ A\varepsilon_T = \sum_{i=1}^n A\varepsilon_i \right\} \quad (35-A)$$

Sujeto a:

[Restricción de Ponderadores Exponenciales]

$$\sum_{i=1}^n \left(vp_i^{[E, m]}(ac) + \varepsilon_i \right) = n \quad (35-B)$$

[Restricciones de Valor Absoluto de los Errores de Ajuste]

$$A\varepsilon_i + \varepsilon_i \geq 0, \text{ en } C \quad (35-C)$$

$$A\varepsilon_i - \varepsilon_i \geq 0, \text{ en } C \quad (35-D)$$

$$A\varepsilon_i \geq 0, \text{ en } C \quad (35-E)$$

[Restricciones de Efecto sobre los Conjuntos Difusos]: Se debe respetar en cada ponderador, el efecto de *contractor* o *dilatador* sobre el Conjunto Difuso solidario al criterio correspondiente. Esto es, en C :

$$\text{Si } \mathbf{vp}_i^{[E]}(ac) \leq 1, \text{ entonces } \mathbf{vp}_i^{[E,m]}(ac) + \varepsilon_i \leq 1 \quad (\text{efecto contractor o neutro}) \quad (35-F)$$

$$\text{Si no } \mathbf{vp}_i^{[E,m]}(ac) + \varepsilon_i \geq \text{MinVal} \quad (\text{efecto dilatador o neutro}) \quad (35-G)$$

$$\text{Si } \sum_{i=1}^n \mathbf{vp}_i^{[E,m]}(ac) < n, \text{ MinVal} = 1 \quad (35-H)$$

$$\text{Si } \sum_{i=1}^n \mathbf{vp}_i^{[E,m]}(ac) > n, \text{ MinVal} = \text{Min} \{ \mathbf{vp}_i^{[E,m]}(ac) \} \quad (35-I)$$

El caso neutro, se corresponde con la situación $\mathbf{vp}_i^{[E]}(ac) = 1$, o bien con la imposibilidad de la solución factible hallada, en el intento de preservar el carácter de $\mathbf{vp}_i^{[E,m]}(ac)$ (*contractor* ó *dilatador*), interviniendo MinVal .

Programa B: sea a $A\varepsilon_{\max}$ una cota de error, entonces:

$$\text{Min} \{ A\varepsilon_{\max} \} \quad (36-A)$$

Sujeto a:

[Restricciones (35-B) a 35-I)]

[Restricciones de Límite Máximo en los Errores Individuales por Ajuste en $\mathbf{VP}^{[E,m]}$]

$$A\varepsilon_i \leq A\varepsilon_{\max}; \text{ en } C \quad (36-B)$$

El Programa A, ajusta el vector $\mathbf{VP}^{[E,m]}$, para que sus componentes satisfagan la condición de ponderadores exponenciales en el sistema de preferencias, reconstruido a partir del *estado presente* (año de corte m). El Programa B, acota el error individual de cada componente ajustada, $\mathbf{vp}_i^{[E,m]}(ac) + \varepsilon_i$.

Éste se mantendrá inferior al error máximo, $A\varepsilon_{\max}$.

Luego, pueden determinarse los errores logarítmicos de inconsistencia en las prioridades para el *estado presente*, m , resolviendo las ecuaciones que siguen: sea $C = \{ \forall i \in [1..n-1]; \forall j \in [i+1..n] \}$, $Lpref_{ij}(ac)$ el logaritmo de la preferencia colapsada según (ac) , entre los criterios i y j , $Lvp_i^{[E,m]}(ac)$ el logaritmo de la componente i -ésima del Vector de Prioridades ajustado por los programas anteriores, y $Lecp_{ij}$ logaritmo del error de inconsistencia entre las prioridades, entonces, en C :

$$Lvp_i^{[E,m]}(ac) - Lvp_j^{[E,m]}(ac) + Lecp_{ij} = Lpref_{ij}(ac) \quad (37)$$

Dónde:

$$Lecp_{ij} = Lpref_{ij}(ac) + Lvp_j^{[E,m]}(ac) - Lvp_i^{[E,m]}(ac) \quad (38)$$

Si el error multiplicativo ecp_{ij} resultase 1, su logaritmo $Lecp_{ij} = 0$; significaría que no habría cambio en las prioridades entre los criterios (i, j) , pues su cociente (resta de logaritmos) conduce a la misma preferencia calculada para la Etapa I. Luego, el valor absoluto del logaritmo del error total por inconsistencias entre el vector de prioridades del *estado presente*, m y el *proyectado* en el mismo año de corte, k^* , resulta:

$$ALerrcpT(m) = \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n |Lecp_{ij}| \quad (39)$$

Se está, entonces, en condiciones de calcular el Índice de Consistencia dado por (29). Finalmente, la Razón de Desadaptación es definida mediante la expresión:

$$R_D(m) = \frac{\text{Max} \{ 0; [I_{con}(m) - I_{inc}] \}}{I_{inc}} \quad (40)$$

$$\text{Con: } R_D(m) = 0 \text{ si } I_{inc} = I_{con}(m) \quad (41)$$

Se observa que si $I_{con}(m) \leq I_{inc}$ el sistema se encuentra adaptado, dinámicamente, hasta la etapa de evaluación/año de corte, estado m . Por ello $R_D(m=0) \cdot I_{inc} = I_{con}(m)$ supone un sistema *perfectamente adaptado* en las consistencias de preferencias entre criterios. En cualquier otro caso, la *desadaptación aumentará en la medida que* $I_{con}(m) > I_{inc}$, siendo $R_D(m) > 0$.

Una breve digresión permitirá abonar sobre lo que se intenta captar mediante este concepto: la desadaptación dinámica del sistema, se produce como consecuencia de los cambios en las preferencias entre los criterios de optimización. Un ejemplo: supóngase que en un SDEE se tienen dos criterios, el Costo Global de Inversión en Redes (CG) y la Energía No Suministrada por Cortes (ENS). Si el segundo es más importante que el primero, se esperan inversiones que minimicen la frecuencia y duración de las interrupciones de energía. Se proyecta el sistema, y se reconocen esos costos de inversión a través de la tarifa. En cambio se decide no invertir. Cambian las preferencias (ENS tiene prioridad menor que CG), pues ahora, al tener menos inversiones, hay más cortes, y con mayor duración esperada. El SDEE sufrió una desadaptación respecto de su proyección, y el regulador debería arbitrar los medios de penalización pertinentes.

B) La Variación de Aceptación de la $TMS(ac)$: La *segunda componente*, como se dijo en el apartado anterior, intentará proporcionar una medida de la capacidad que tiene el sistema de evolucionar desde el estado presente de evaluación, m , en adelante, sin vulnerar la restricción de Riesgo Extrínseco. Ello requiere de calcular el Riesgo Intrínseco, $\Theta_D(m)$, en el estado m , como sigue: $\forall i \in [1..n]$

$$\mu_D(m) = \text{Min} \left\{ \left[\mu(u_i)_{[m]} \right]_{Ai} \right] \mathbf{vp}_i^{[E,m]}(ac) \right\} \quad (42)$$

$$\Theta_D(m) = 1 - \mu_D(m) \quad (43)$$

Y se propone el indicador:

$$\Delta\mu_D(m) = \text{Max} \left\{ 0; \frac{\{\Theta_D(m) - \Theta_{Ext}\}}{\Theta_{Ext}} \right\} \quad (44)$$

El cual se referirá como Variación de Aceptación en la trayectoria del sistema, desde el *estado de evaluación o presente*, m .

C) El Vector de Adaptación Dinámica del Sistema: Se introduce, entonces, el Vector de Adaptación Dinámica. A partir de (40), Razón de Desadaptación y de (44), Variación de Aceptación de la $TMS(ac)$, se tiene:

$$V^{Adap}_{Din}(m) = \begin{bmatrix} R_D(m) \\ \Delta\mu_D(m) \end{bmatrix} \quad (45)$$

$$V^{Adap}_{Din}(m) = \mathbf{0}, \text{ (vector nulo)} \quad (46)$$

Resulta la condición de Adaptación Dinámica Perfecta.

6. CRITERIOS A CONSIDERAR EN EL SDEE COMO ESTUDIO DE CASO

Los desarrollos precedentes se abordaron con abstracción del tipo de sistema objeto de estudio.

A efectos de completar el modelo aplicable a un SDEE, son considerados *ocho criterios*, con el objeto de generalizar los desarrollos expuestos. Se supone que el SDEE, se emplaza en una ciudad donde se controla la Calidad Ambiental, en particular, por Impacto Visual de las Redes. Este es el caso de una ciudad turística. Se ha adoptado como referencia, el Marco Regulatorio Eléctrico vigente en Argentina. Un aspecto que debe ser destacado, estriba en el hecho de que la regulación referida, penaliza monetizando el impacto negativo de casi la totalidad de los criterios de calidad. Entonces: porqué no aplicar, directamente, tales penalizaciones, sumándolas a los costos de inversión y de operación y mantenimiento planteando, como se realiza en la práctica, una optimización Mono-Objetivo que minimiza el costo total? La respuesta es que se trata, precisamente, de reconocer que los valores impuestos regulatoriamente como penalizaciones, exhiben una dudosa concepción, y no necesariamente representan el costo social de oportunidad atribuible a los aspectos de no calidad, en general. Por tanto, la incertidumbre de valor es introducida en el modelo, mediante los Conjuntos Difusos asociados a cada criterio no monetizable objetivamente. Luego, la dinámica es extendida al dominio difuso, tal como se presentó. Se establecerán los criterios A_i , y su Matriz de Preferencias Difusas, MP_A . Entonces se adopta un ac -corte, y se procede a colapsarlas, obteniendo, las componentes del Vector de Prioridades Exponenciales, $vp_i^{[E]}(ac)$. Para ello se recurre a los conceptos, ecuaciones y programas de optimización presentados en 3. Luego, para cada criterio, se define una variable y un valor de referencia pertinente. Así se construye la variable de apartamiento correspondiente, u_i , dada por (22). Son, luego

definidas las funciones de pertenencia de cada Conjunto Difuso asociado. Estas serán funciones exponenciales, cuya forma genérica se adoptó como:

$$\mu_{A_i}(u_i) = e^{-u_i \times vp_i^{[E]}(ac)} \quad (47)$$

En la cual se observa que se ha ponderado la importancia de cada Conjunto Difuso. Se aborda así la Etapa II de planificación, mediante los métodos desarrollados en 4. Los criterios y sus variables de apartamiento, son los que siguen. Se refieren a cada estado j de cada etapa k , $[j, k]$ ($k \equiv$ año de corte del horizonte de planificación) en el Espacio de Búsqueda para la PDD. Todos los desarrollos a continuación presentados, son propuestos por el autor del presente trabajo.

De modo que pueden ser propuestos otros criterios.

A) Costo Global (CG)[$k\$$ /año]

$$u_{CG[j,k]} = \frac{AC_{v[j,k]} - \text{Min} \left\{ AC_{v[j,k]} \right\}_{k-1}}{\text{Min} \left\{ AC_{v[j,k]} \right\}_{k-1}} \quad (48)$$

Donde:

$AC_{v[j,k]}$ es el costo anual de inversión más el costo anual de operación y mantenimiento del SDEE, correspondiente a la variante de equipamiento v , en el estado j de la etapa k ; $\text{Min} \left\{ AC_{v[j,k]} \right\}_{k-1}$ es el mínimo costo de transición, entre las etapas $k-1$ y k aplicando Programación Dinámica Clásica, y resulta ser el valor de referencia, CG_{Ref} para cada estado $[j, k]$.

B) Energía No Suministrada (ENS)[kWh]

$$u_{ENS[j,k]} = \text{Max} \left\{ 0; \frac{\left(ENS_{[j,k]} - ENS_{[k]}^{Ref} \right)}{ENS_{[k]}^{Ref}} \right\} \quad (49)$$

Donde:

$ENS_{[k]}^{Ref}$ es un límite externamente fijado para cada etapa k , función de la demanda pronosticada.

C) Índice de Interrupción del Servicio (FI)

$$u_{FI[j,k]} = \text{Max} \left\{ 0; \frac{\left(FI_{[j,k]} - FI_{[k]}^{Ref} \right)}{FI_{[k]}^{Ref}} \right\} \quad (50)$$

Donde:

$FI_{[k]}^{Ref}$ es un límite de número de interrupciones de servicio por semestre. Es externamente impuesto, para cada etapa k , por la autoridad regulatoria. Difiere

si se trata de zonas urbanas o rurales. La Frecuencia de Interrupción:

$$FI_{[j,k]} = \sum_{i \in NInt} \left(\frac{Q^{fs} CT_{i[j,k]}}{Q_{CTInst[j,k]}} \right) \quad (51)$$

Tiene una estructura de cálculo sustentada en exigencias regulatorias. Q refiere a la Carga o Energía interrumpida:

$$Q^{fs} CT_{i[j,k]}$$

Corresponde a cada Centro de Transformación, CT MT/BT (Media Tensión/Baja Tensión), que, se estima, saldrá fuera de servicio fs veces por semestre en el estado $[j, k]$; $NInt$, es el número total de CT MT/BT, que estarán fuera de servicio fs veces en el mismo semestre para $[j, k]$, y $Q_{CTInst[j,k]}$ corresponde a la asociada en el total de CT MT/BT instalados, para la variante de equipamiento correspondiente a $[j, k]$. La estimación se realiza sobre la base de los denominados Modelos de Confiabilidad del SDEE, de naturaleza Estocástico-Difusa fs es una *tasa estadística*, dato.

D) Índice de Tensión Fuera de Tolerancia (TF)

$$u_{TF[j,k]} = \text{Max} \left\{ 0; \frac{\left(ITF_{[j,k]} - ITF_{[k]}^{Ref} \right)}{ITF_{[k]}^{Ref}} \right\} \quad (52)$$

$ITF_{[k]}^{Ref}$ es un índice/valor límite, para cada etapa k , cuya construcción supone las siguientes consideraciones y pasos: **a)** existen penalidades impuestas por la autoridad regulatoria, para la Energía Suministrada en Malas Condiciones de Calidad, $ESMCC$. Dependen de dos factores: 1) Densidad de Distribución (Urbana, Ur, o Rural, Ru) y 2) Máxima Caída de Tensión en los alimentadores de la red de Media Tensión. Tal caída, por unidad, se define en términos relativos a la tensión nominal: $\Delta u^u = (u - u_{Nom}) / u_{Nom}$, siendo u la tensión registrada. En el Modelo propuesto, el perfil de tensiones, u , en los nodos, surge de simular un flujo de potencia. Las penalizaciones aumentan por escalones, definidos por rangos, según aumentan los apartamientos de u respecto de u_{Nom} ; **b)** a partir de tales penalizaciones, se construye un Índice de Referencia por área (Ur/Ru), y estado $[j, k]$. Pondera la $ESMCC$, en cada nodo ni , sobre un factor de valorización promedio, expresado mediante:

$$f_{[Ru/Ur]} = \frac{\$p_{[1erEsc][Ru/Ur]}}{\$p_{[1erEsc]Ru} + \$p_{[1erEsc]Ur}} \quad (53)$$

Siendo:

$\$p_{[1erEsc][Ru/Ur]}$ es la penalización aplicada para el

primer escalón, según el segmento Ur/Ru. Luego, si $nNTF_{[j,k][Ru/Ur]}$ es el número de nodos en área Ru o Ur, respectivamente, sobre los que se han detectado violaciones de tensión, $ESMCC_{[j,k][Ru/Ur]}^{ni}$ es la $ESMCC$ en cada uno de tales nodos y $E_{[j,k][Ru/Ur]}^{Total}$ es la energía total suministrada en el área respectiva, para el estado $[j, k]$, entonces:

$$ITF_{[j,k][Ru/Ur]}^{Ref} = f_{[Ru/Ur]} \times \frac{\sum_{ni=1}^{nNTF_{[j,k][Ru/Ur]}} ESMCC_{[j,k][Ru/Ur]}^{ni}}{E_{[j,k][Ru/Ur]}^{Total}} \quad (54)$$

c) con el mínimo de los índices obtenidos, según todos los estados j de la etapa k y para cada área, Ur/Ru, se compone el Índice de Referencia requerido en la ecuación (52). Entonces: $\forall j \in k$:

$$ITF_{[k]}^{Ref} = \text{Min} \left\{ ITF_{[j,k]Ur}^{Ref} \right\} + \text{Min} \left\{ ITF_{[j,k]Ru}^{Ref} \right\} \quad (55)$$

d) entonces, el Índice $ITF_{[j,k]}$ se compone siguiendo *dos pasos*: 1ro) Se consideran los nodos ni -ésimos, en cada área, Ur/Ru, su variación de tensión, $[\Delta u^u]_{ni}$ y la penalización correspondiente, $\$p_{[\Delta u^u]_{ni}[Ur/Ru]}$. Se calculan:

$$ITF_{[j,k]Ur} = \frac{\sum_{ni=1}^{nNTF_{[j,k]Ur}} ESMCC_{[j,k]Ur}^{Ref,ni} \times \$p_{[\Delta u^u]_{ni}Ur}}{E_{[j,k]Ur}^{Total} \times [\$p_{[1erEsc]Ru} + \$p_{[1erEsc]Ur}]} \quad (56)$$

$$ITF_{[j,k]Ru} = \frac{\sum_{ni=1}^{nNTF_{[j,k]Ru}} ESMCC_{[j,k]Ru}^{Ref,ni} \times \$p_{[\Delta u^u]_{ni}Ru}}{E_{[j,k]Ru}^{Total} \times [\$p_{[1erEsc]Ru} + \$p_{[1erEsc]Ur}]} \quad (57)$$

y 2do) se suman ambos Índices dados por (56) y 57):

$$ITF_{[j,k]} = ITF_{[j,k]Ur} + ITF_{[j,k]Ru} \quad (58)$$

Finalmente, mediante (54) y (58) se calcula (52). Puede observarse que son aceptadas, sin aplicación de penalidad, violaciones de tensión en el primer escalón.

Cada nodo tiene asociadas Curvas Típicas de Carga, como funciones horarias. Así se estima la $ESMCC^{ni}$.

E) Pérdidas Globales de Potencia (PG)[kW]

$$u_{PG[j,k]} = \frac{PG_{v[j,k]} - \text{Min} \left\{ PG_{v[j,k]} \right\}_{k-1}}{\text{Min} \left\{ PG_{v[j,k]} \right\}_{k-1}} \quad (59)$$

Donde:

$PG_{v[j,k]}$ son las Pérdidas Activas Globales del SDEE, correspondientes a la variante de equipamiento v , en el estado $[j, k]$; $Min\{PG_{v[j,k]}\}_{k-1}$ son las mínimas PG de transición, entre las etapas $k-1$ y k aplicando Programación Dinámica Clásica, y resulta ser el valor de referencia, PG_{Ref} para cada estado $[j, k]$.

F) Calidad Ambiental: Impacto Visual por Construcción de Líneas fuera del Típico Constructivo establecido según Zonas (IALin).

Aquí se asume que la regulación fija un Vector de Índices de Impacto. El mismo se compone de ponderadores lineales, asociados a una Matriz de Preferencias sobre impactos, para cada típico constructivo de las líneas aéreas. La hipótesis es que esa matriz es dato. Tal impacto es considerado según zonas, y se produce cuando se emplazan en las mismas, típicos constructivos de mayor impacto que el establecido en cada una. Un ejemplo de típico constructivo, consistiría en una línea aérea con postes de madera, pues todos los accesorios necesarios para su instalación, se definen por normas constructivas. Se consideran, a efectos de la simulación presentada, *cinco zonas*, y se tendrá un Vector de Índices de Impacto como el siguiente:

$$[p]_{IALin}^{[Z]} = \begin{bmatrix} [z,A] & [z,B] & [z,C] & [z,D] & [z,E] \\ p_L & p_L & p_L & p_L & p_L \end{bmatrix} \quad (60)$$

Si se define:

$$I_L^z = \left(\frac{\sum_{t=t_{Malmp}}^{t=t_{Melmp}} \left(p_L^{[z,t]} \times \frac{km^{[z,t]}}{km^{z}_{Totales}} \right) - p_L^{[z,Est]}}{p_L^{[z,Est]}} \right) \quad (61)$$

Es propuesto el siguiente Índice de Impacto Zonal:

$$I^z_{IALin} = Max\{0; I_L^z\} \quad (62)$$

Donde:

t_{Melmp} , t_{Malmp} : refieren los típicos constructivos de menor y mayor impacto en la zona z considerada, y son los límites entre los que varía el típico t ; $p_L^{[z,Est]}$ es el ponderador de impacto para el típico establecido para la zona z ; $p_L^{[z,t]}$ ídem para otro típico t , diferente; $km^{[z,t]}$ son los kilómetros de línea en la zona z , construidos con el típico t , y $km^{[z]}_{Totales}$ son la totalidad de los km de línea tendidos en la zona z . Se observa que si todos los tendidos de líneas en z , respetasen el típico establecido, no habría sumatoria y el Índice de Impacto Zonal resultaría nulo. Finalmente, el Índice Global de Impacto, resulta, calculando (61) en cada estado $[j, k]$: $\forall z \in Z$ (Z , es el número de zonas, cinco, en este caso):

$$I_{IALin}[j,k] = \sum_z I^z_{IALin}[j,k] = u_{IALin}[j,k] \quad (63)$$

Y tal índice se constituye, a su vez, en la variable de apartamiento para este criterio ($IALin$).

G) Calidad Ambiental: Impacto Visual por Construcción de Centros de Transformación (CT MT/BT) fuera del Típico Constructivo establecido según Zonas (IACT).

El desarrollo de este Índice Global de Impacto, es completamente análogo al anterior, reemplazando típicos constructivos de Líneas por típicos constructivos de Centros de Transformación, y kilómetros de tendido de líneas por cantidad de CT MT/BT, nCT . Se tiene:

$$[p]_{IACT}^{[Z]} = \begin{bmatrix} [z,A] & [z,B] & [z,C] & [z,D] & [z,E] \\ p_{CT} & p_{CT} & p_{CT} & p_{CT} & p_{CT} \end{bmatrix} \quad (64)$$

Entonces si:

$$I_{CT}^z = \left(\frac{\sum_{t=t_{Malmp}}^{t=t_{Melmp}} \left(p_{CT}^{[z,t]} \times \frac{nCT^{[z,t]}}{nCT^{z}_{Totales}} \right) - p_{CT}^{[z,Est]}}{p_{CT}^{[z,Est]}} \right) \quad (65)$$

Es propuesto el siguiente Índice de Impacto Zonal:

$$I^z_{IACT} = Max\{0; I_{CT}^z\} \quad (66)$$

Resultando el Índice de Impacto Global:

$$I_{IACT}[j,k] = \sum_z I^z_{IACT}[j,k] = u_{IACT}[j,k] \quad (67)$$

E) Flexibilidad del Sistema (FLX)[$k\$/año$]

El Criterio de Flexibilidad, es definido como la habilidad que tiene una variante de equipamiento de hacer frente a distintos escenarios.

La flexibilidad de una variante se sustenta en el cálculo de variación del costo total, debido a las desviaciones de demanda, respecto del mínimo costo en una condición adoptada como base (pronóstico de demanda medio), para cada estado del Espacio de Búsqueda. Se corresponde, entonces, con una variable de apartamiento, cuya referencia es el mínimo costo de estado y etapa $[j, k]$ en un escenario de demanda media, $S_D: Flex[j,k, S_D] \rightarrow u_{Flex}[j,k]$, de modo que, utilizando las definiciones dadas al desarrollar la variable de apartamiento CG , se tiene:

$$u_{Flex}[j,k] = \frac{AC_{v[j,k]} - Min\{AC_{v[j,k]}\}_{S_D}}{Min\{AC_{v[j,k]}\}_{S_D}} \quad (68)$$

7. SIMULACIÓN DEL MODELO POSIBILÍSTICO SOBRE UN SDEE REAL

7.1. Generalidades sobre el SDEE

La simulación se corresponde con el período de control tarifario 2003-2007, sobre un SDEE real, emplazado

en la Patagonia Argentina, en la ciudad de Bariloche, provincia de Río Negro, Argentina. Cobre, para los datos de ese quinquenio, un área de 350 [km²]. Sirve, aproximadamente, a 40000 usuarios cuya demanda es en su mayor parte comercial y residencial (80%). Es abastecido en 33 [kV] (Subtransmisión - SbT) y tiene tres subestaciones 33/13.2 [kV] (Media Tensión - MT). El sistema de Media Tensión, tiene cerca de 500 Centros de Transformación de 13.2/0.38 [kV] (Baja Tensión - BT). Esta ubicado en la punta del Sistema Interconectado Nacional y depende de una única línea de abastecimiento en 132 [kV]. Ante contingencias, se dispone de generación en reserva fría que cubre sólo el 40% de la demanda de punta. La misma es de unos 40 MW y resulta de carácter fuertemente estacional, como consecuencia del turismo invernal. Las condiciones climáticas locales son relativamente extremas (nieve, hielo y fuertes vientos). Estos aspectos son importantes al momento de considerar la calidad, tanto del servicio/producto técnico (criterios *ENS*, *FI* y *TF*), como ambiental (criterios *IALin* y *IACT*).

7.2. Datos y Resultados

En la Tabla 1, se presenta el Espacio de Búsqueda para las transiciones posibles entre estados.

El problema de optimización se divide en 5 *Etapas*. Las variantes de equipamiento por las que podría evolucionar el sistema, identificadas en el Corto/Mediano Plazo, surgen de una optimización de Largo Plazo. Se tiene: {Etapas I: Referencia, Etapa II: 5 variantes; Etapa III: 4 variantes; Etapa IV: 4 variantes; Etapa V: 3 variantes; Etapa VI: 1 variante (final)}.

Por *variante*, en este contexto, debe entenderse cierta topología de red y la aparamenta eléctrica asociada, cuyo diseño, en cierta etapa (año de corte del período de control tarifario), satisfaga con algún grado de aptitud los criterios propuestos. Los resultados obtenidos son presentados siguiendo la rutina de cálculo más clara a los fines de mostrar ciertos efectos que el Modelo Posibilístico es capaz de simular.

Esta presentación no puede, por limitaciones de espacio, desarrollar los modelos de las rutinas o problemas de optimización subordinados al Modelo en cuestión. Tales modelos, provenientes de herramientas cuyo nombre genérico es el de Análisis de Funcionamiento del Sistema y Análisis de Contingencias (Flujos de Potencia, Cálculos de Confiabilidad Estocástica, entre otros) son de naturaleza técnica específica de los SDEE, complejos, y no aportan claridad a la simulación. La variable de estado, se indica en cada columna de la segunda fila, mediante el acrónimo del criterio correspondiente. Las transiciones posibles, se indican como {Etapas Inicial (Ei), Estado Inicial (ei); Etapas Final

[Ei,ei; Ef,ef]	CG	ENS	FI	TF	PG	IALin	IACT	FLX
[I,1; II,1]	188	1705	0.7	0.04	185	0.71	0.55	169.2
[I,1; II,2]	193	7930	1.1	0.04	210	0.98	1.07	173.9
[I,1; II,3]	186	6919	1.0	0.04	150	0.32	0.98	168.1
[I,1; II,4]	177	14994	0.81	0.040	178	0.067	0.149	159.9
[I,1; II,5]	189	9144	0.50	0.039	190.65	0.299	0.542	170.4
[II,1; II,1]	137	9042	0.89	0.047	150.00	0.841	0.358	124.1
[II,1; II,2]	141	11656	0.98	0.039	178.65	0.426	0.155	127.3
[II,1; II,3]	149	17224	1.02	0.039	145.66	0.064	0.287	134.2
[II,1; II,4]	230	10196	0.89	0.038	201.54	0.633	0.073	207.6
[II,2; II,1]	141	13443	1.46	0.042	186.54	0.517	0.102	127.2
[II,2; II,2]	217	13117	0.64	0.040	170.65	0.634	0.210	195.5
[II,2; II,3]	150	9708	1.65	0.046	164.30	1.516	1.365	135.2
[II,2; II,4]	328	9083	0.66	0.040	180.43	0.467	0.429	295.89
[II,3; II,1]	172	17377	1.43	0.041	193.45	1.356	0.918	155.1
[II,3; II,2]	124	10094	0.94	0.044	158.69	0.454	0.059	111.9
[II,3; II,3]	204	9761	1.49	0.040	193.21	1.182	0.628	183.6
[II,3; II,4]	225	16849	1.31	0.037	154.68	0.951	0.859	202.6
[II,4; II,1]	133	10722	1.01	0.030	110.35	0.378	0.234	120.0
[II,4; II,2]	121	18284	0.57	0.052	175.34	0.563	0.259	108.9
[II,4; II,3]	186	18279	1.38	0.045	160.04	0.933	0.420	168.1
[II,4; II,4]	302	11088	1.60	0.048	165.98	0.662	0.285	271.9
[II,5; II,1]	98.9	18324	0.90	0.047	190.02	0.876	0.342	89.0
[II,5; II,2]	158	17852	0.79	0.042	201.54	0.421	0.642	142.4
[II,5; II,3]	190	14236	1.31	0.045	178.54	0.861	0.397	171.6
[II,5; II,4]	213	8451	1.62	0.039	164.66	0.788	1.447	192.4
[III,1; IV,1]	75.9	7059	1.24	0.045	180.02	1.213	1.201	68.3
[III,1; IV,2]	104	16356	1.56	0.047	125.43	0.640	1.324	93.6
[III,1; IV,3]	137	16652	1.32	0.046	150.08	0.550	1.047	123.9
[III,1; IV,4]	170	7119	1.04	0.052	135.98	0.350	0.256	153.0
[III,2; IV,1]	110	14618	1.60	0.051	115.64	1.406	0.268	99.6
[III,2; IV,2]	103	17963	1.57	0.047	105.66	1.199	1.135	93.1
[III,2; IV,3]	130	8184	0.97	0.051	121.45	0.358	0.621	117.8
[III,2; IV,4]	162	11248	0.80	0.048	140.08	0.370	0.732	146.2
[III,3; IV,1]	136	17822	1.07	0.048	109.12	0.522	0.599	122.6
[III,3; IV,2]	107	8612	0.87	0.049	135.08	0.849	0.486	96.8
[III,3; IV,3]	128	16485	0.93	0.052	127.41	0.548	0.822	115.3
[III,3; IV,4]	129	15456	1.48	0.053	140.09	0.272	0.101	116.3
[III,4; IV,1]	128	15233	1.33	0.049	112.10	0.966	1.268	115.6
[III,4; IV,2]	129	10873	1.45	0.044	101.23	0.360	0.109	116.3
[III,4; IV,3]	103.1	16075	0.67	0.046	120.09	0.514	0.100	92.8
[III,4; IV,4]	171.2	17967	1.11	0.047	123.80	0.767	1.044	154.1
[IV,1; V,1]	125.6	18489	1.39	0.057	165.05	0.116	1.297	113.1
[IV,1; V,2]	213.7	17949	2.14	0.059	170.09	1.680	0.749	192.3
[IV,1; V,3]	140.5	9343	0.87	0.055	163.23	0.456	0.280	126.5
[IV,2; V,1]	236.5	16607	0.89	0.062	155.44	0.680	0.095	212.9
[IV,2; V,2]	154.6	8797	1.62	0.052	151.02	1.219	0.390	139.1
[IV,2; V,3]	169.4	20180	1.93	0.056	155.43	1.409	0.457	152.4
[IV,3; V,1]	125.6	17531	1.31	0.055	180.98	0.956	0.892	113.0
[IV,3; V,2]	165.3	18050	1.94	0.054	185.03	0.525	1.719	148.8
[IV,3; V,3]	155.8	16699	1.43	0.054	170.41	0.593	0.895	140.2
[IV,4; V,1]	182.8	19675	1.25	0.058	165.79	0.598	0.756	164.5
[IV,4; V,2]	193.9	17445	0.94	0.060	159.65	0.184	0.632	174.5
[IV,4; V,3]	161.5	8552	1.50	0.058	180.10	1.283	0.873	145.4
[V,1; VI,1]	126.7	11404	1.56	0.064	289.14	0.542	1.513	114.1
[V,2; VI,1]	191.5	8429	1.70	0.058	245.35	1.599	0.407	172.4
[V,3; VI,1]	188.3	21474	2.21	0.061	268.57	1.614	0.586	169.4

Tabla 1. Espacio de Búsqueda: Transición entre las Etapas de la PDD

Fuente: Elaboración Propia

(Ef), Estado Final (ef) }. La Etapa se indica en números romanos y el Estado en números arábigos, por ejemplo: [I,1; II,2]. Se tiene un valor de la variable asociada a cada criterio, ai , con el que se arriba al Estado Final de la Etapa Final.

En la Tabla 2 se presentan las preferencias difusas, bajo la forma de números triangulares, NDT , (Izq , MP , Der), para la matriz triangular superior. También se presentan las preferencias colapsadas mediante el $Rv(ac)$, más consistentes, $prOpt(ac)$, para el segmento de confianza fijado en $ac = 0.25$, [$Izr(ac)$, $Der(ac)$], resueltas mediante el Programa Lineal (13), con $\lambda c = \lambda rv = 0.5$.

Segmentos de Confianza para $ac = 0.25$ y Solución del Problema Lineal Bi-Objetivo							
pr <i>ij</i>	Izq	MP	Der	Izq(ac)	Der(ac)	Rv(ac)	prOpt(ac)
pr12	1	2	3	1.25	2.75	2.00	1.25
pr13	1	3	4	1.50	3.75	2.77	1.50
pr14	2	4	6	2.50	5.50	4.00	2.50
pr15	2	5	7	2.75	6.50	4.77	2.75
pr16	3	5	7	3.50	6.50	5.00	3.50
pr17	3	4	5	3.25	4.75	4.00	3.25
pr18	4	5	6	4.25	5.75	5.00	4.25
pr23	5	6	7	5.25	6.75	6.00	5.25
pr24	4	7	8	4.75	7.75	6.53	4.75
pr25	2	5	7	2.75	6.50	4.77	3.81
pr26	3	5	8	3.50	7.25	5.23	5.23
pr27	3	6	9	3.75	8.25	6.00	6.86
pr28	2	6	8	3.00	7.50	5.53	7.50
pr34	1	4	7	1.75	6.25	4.00	1.75
pr35	3	6	9	3.75	8.25	6.00	3.75
pr36	3	5	6	3.50	5.75	4.77	4.33
pr37	4	6	7	4.50	6.75	5.77	5.77
pr38	2	3	4	2.25	3.75	3.00	3.75
pr45	5	6	7	5.25	6.75	6.00	5.25
pr46	3	4	5	3.25	4.75	4.00	3.25
pr47	4	6	8	4.50	7.50	6.00	4.80
pr48	5	6	7	5.25	6.75	6.00	6.00
pr56	4	5	6	4.25	5.75	5.00	4.25
pr57	1	2	3	1.25	2.75	2.00	1.80
pr58	2	3	4	2.25	3.75	3.00	2.25
pr67	3	4	5	3.25	4.75	4.00	3.25
pr68	2	3	4	2.25	3.75	3.00	2.25
pr78	1	2	3	1.25	2.75	2.00	1.25

Tabla 2. Espacio de Búsqueda: Transición entre las Etapas de la PDD

Fuente: Elaboración Propia

En la Tabla 3, se presentan los valores de referencia, en cada etapa EI...EVI. Los criterios {ENS, FI, TF, IALin e IACT}, siguen pautas regulatorias. En los criterios {CG, PG y FLX}, se indica con PDC que sus valores de referencia dependen de la evolución generada por una Programación Dinámica Clásica. Las filas, corresponden a los acrónimos de los criterios, TF requiere de sus Mínimos valores Ur/Ru (Min TF Ur/Ru). VI pre refiere el estado proyectado, a comparar con el presente, m, en la Etapa de Control de Adaptación del Modelo.

En el criterio FLX, se ha supuesto que el costo correspondiente al escenario de demanda media, es de un 90% del correspondiente al de demanda máxima. Este valor, 0.9, denota una propensión al riesgo baja por parte del planificador (sistema rígido) y, en la práctica, debería ser consensuado con la autoridad regulatoria. Las Tablas 4, 5 y 6 proporcionan los resultados del Modelo Posibilístico, para la simulación efectuada.

Las expresiones exponenciales, propuestas como funciones de pertenencia para cada variable de apartamento, solidaria a los diferentes criterios, dadas por (47), se afectan de un factor de escala, δ , que multiplica al exponente. De modo que (47) se

transforma en:

$$i_{Ai}(u_i) = e^{-u_i \times \delta \times vp_i^{[E]}(\acute{a}c)} \quad (69)$$

Para las simulaciones resultó apropiado $\delta = 0.5$.

En la Tabla 4 se presenta la Trayectoria Más Satisfactoria ($TMS(ac = 0.25)$) de evolución para el SDEE. El VP[E] calculado en la Etapa I del Modelo, al igual que en las Tablas 5 y 6, se indica denominando sus componentes, mediante los acrónimos de cada Conjunto Difuso solidario a cada criterio. Los valores de la función de pertenencia, ponderada exponencialmente, de cada criterio, en cada (Etapa, estado) de la TMS, son indicados, también mediante sus acrónimos. El valor de $\mu D(T^*)$ es indicado como DT*.

	EII	EIII	EIV	EV	EVI	VI Pre
ENS Ref	11826	12483	12921	13578	14673	14673
FI Ref	0.80	0.80	1.10	1.50	1.50	1.50
Min TF Ur	0.0205	0.0215	0.0228	0.0244	0.0261	0.0261
Min TF Ru	0.0175	0.0146	0.0173	0.0197	0.0253	0.0253
TF Ref	0.0381	0.0362	0.0401	0.0441	0.0515	0.0515
CG Ref	PDC	PDC	PDC	PDC	PDC	694.57
IALin Ref	0	0	0	0	0	0
IACT Ref	0	0	0	0	0	0
PG Ref	PDC	PDC	PDC	PDC	PDC	878.55
FLX Ref	PDC	PDC	PDC	PDC	PDC	625.11

Tabla 3. Valores de Referencia para las Variables de Apartamento solidarias a cada criterio

Fuente: Elaboración Propia

CGE	ENS	FI	TF		PG	IALin	IACT	FLX	
2.16	1.73	1.44	1.29		0.45	0.41	0.29	0.23	
E, e	D(T*)	CG	ENS	FI	TF	PG	IALin	IACT	FLX
I, 1	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
II, 3	0.82	1.00	1.00	0.82	0.87	1.00	0.94	0.87	1.00
III, 2	0.82	0.96	1.00	0.88	0.86	1.00	0.91	0.99	0.99
IV, 3	0.82	1.00	1.00	1.00	0.83	1.00	0.93	0.91	1.00
V, 1	0.78	0.89	0.78	1.00	0.85	0.98	0.82	0.88	0.98
VI, 1	0.78	1.00	1.00	0.97	0.85	0.98	0.89	0.80	1.00

Tabla 4. Cálculo de la $TMS(ac)$: $ac = 0.25$, $\delta = 0.5$ y $\Theta = 0$.

Fuente: Elaboración Propia

GE	ENS	FI	TF		PG	IALin	IACT	FLX	
2,08	2,08	1,19	1,19		0,52	0,39	0,27	0,26	
E, e	DT*	CG	ENS	FI	TF	PG	IALin	IACT	FLX
I, 1	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
II, 4	0.76	1.00	0.76	1.00	0.97	1.00	0.98	0.98	1.00
III, 1	0.76	0.92	1.00	0.86	1.00	1.00	0.93	0.97	0.98
IV, 2	0.76	1.00	0.76	0.78	0.90	1.00	0.88	0.83	1.00
V, 1	0.76	0.82	0.80	1.00	0.78	1.00	0.87	0.98	0.97
VI, 1	0.76	0.97	1.00	0.98	0.86	0.98	0.90	0.81	1.00

Tabla 5. Cálculo de la $TMS(ac)$: $ac = 0.00$, $\delta = 0.5$ y $\Theta = 0.35$.

Fuente: Elaboración Propia

La TMS, para la Tabla 4, está por debajo de un Riesgo Extrínseco fijado en $\Theta_{Ext} = 0.35$. Resultó $\mu D(T^*) = 0.778$, siendo el Riesgo Intrínseco $\Theta D = [1 - \mu D(T^*)]$

= 0.222 < 0.35. Se observa que la TMS($c = 0.25$) es: (Etapa, E, estado, e): [(I,1); (II,3); (III,2); (IV,3); (V,1); (VI,1)].

E,e	CG	ENS	FI	TF	PG	IALin	IAC	FLX
II,3	186.8	6919	1.02	0.05	150.0	0.33	0.98	168.1
III,2	311.2	10094	0.94	0.04	308.7	0.45	0.06	280.1
IV,3	442.2	8184	0.97	0.05	430.2	0.36	0.62	397.9
V,1	567.8	17531	1.31	0.06	611.2	0.96	0.89	511.0
VI,1	694.6	11404	1.56	0.06	900.3	0.54	1.51	625.1
VI(m)	853.5	16523	1.91	0.07	1025.3	0.150	0.450	768.1
VP	CG	ENS	FI	TF	PG	IALin	IAC	FLX
VPIIn	1.93	1.63	0.21	0.88	0.15	1.49	0.97	0.21
VPC	2.00	1.71	0.29	0.95	0.22	1.56	1.00	0.28
$\mu(m)$	0.79	0.91	0.96	0.85	0.98	0.89	0.79	0.97

Tabla 6. Cálculo de la TMS (αc): $\alpha c = 0.25$, $\delta = 0.5$ y $\Theta = 0.35$ y Control del Estado Presente m en la Etapa VI del Espacio de Búsqueda.

Fuente: Elaboración Propia

El Vector (fila) de Prioridades Exponenciales, resuelto mediante la aplicación de los tres Programas Lineales acoplados (15), (16) y (17), y la aplicación de (18), (19) y (20), resulta: $VP[E](\alpha c = 0.25) = [2.158, 1.726, 1.439, 1.295, 0.453, 0.411, 0.288, 0.230]$, cuyos componentes se ordenan según los acrónimos definidos en la primera fila. En la Tabla 5, se presentan los mismos resultados considerando un segmento de confianza en las preferencias difusas, al nivel $\alpha c = 0.00$. La TMS($\alpha c = 0.00$) cambia a [(I,1); (II,4); (III,1); (IV,2); (V,1); (VI,1)], con $\mu D(T^*) = 0.7564$ y un Riesgo Intrínseco más alto, $\Theta D = [1 - \mu D(T^*)] = 0.243$. Este constituye un primer efecto observable de la propagación de las incertidumbres inherentes a las preferencias entre criterios. En este caso, resulta: $VP[E](\alpha c = 0.00) = [2.084, 2.084, 1.191, 1.191, 0.521, 0.397, 0.272, 0.261]$, alterándose la importancia relativa entre criterios. En la Tabla 6, filas 1 a 6, se presentan los valores para la variable de cada criterio, según la TMS($\alpha c = 0.25$). Para el Índice de Inconsistencia, los valores de error logarítmico que arrojaron los Programas Lineales correspondientes a $VP[E](\alpha c = 0.25)$, grupo de expresiones (18) y (16), fueron: $Sum(Lh) = 8.405$ y $ALerrcpT = 8.896$. De modo que el Índice de Inconsistencia obtenido resultó ser, con $\beta = 0.02$, $I_{inc} = 0.293$. Se logra así el Vector de Aptitud para la TMS($\alpha c = 0.25$), dado por (25). Con ello se finaliza la Simulación para el Modelo Posibilístico, en las Etapas I y II. Corresponde tratar ahora con la Etapa III. Se consideró el SDEE en su condición real (estado presente, m) al final del periodo de control, Etapa VI. En la Tabla 6, fila 7, referida como $VI(m)$, se presentan los valores relevados para cada variable, según los criterios de optimización. Como fue dicho, se considera el mismo nivel de certidumbre, $\alpha c = 0.25$, conjuntamente con las mismas funciones de pertenencia de las variables de apartamiento solidarias a cada criterio. Resulta un $VP[E, m]$ cuyas componentes, no satisfacen el principio de consistencia dado por (34); por lo que, en la Tabla 6, el $VP[E, m]$ es referido, en la fila 9, como $VPIIn$

(preferencias en m , inconsistentes). Sumando los componentes, se observa que la sumatoria, $\sum_{i=1}^n vp_i^{[E, m]} \hat{a}c$, exigida por el principio de consistencia, resulta $7.450 < 8$. Para ajustar tal inconsistencia, se corren los Programas Lineales (35) y (36). Arrojan el error logarítmico de inconsistencia $ALerrcpT(m) = 37.658$. En la fila 10 de la Tabla 6, indicado como VPC , (preferencias en m , consistentes) se presenta el $VP[E, m]$ ajustado, cuya sumatoria de componentes es $n = 8$. Luego $I_{con}(m) = 0.529$ y $R_D(m) = 0.809$. Finalmente, en la fila 11 de la Tabla 6, se indican los valores de aptitud ponderada, según VPC , para cada criterio. Se obtiene el Riesgo Intrínseco del estado presente m , $\Theta D(m) = 1 - 0.793 = 0.207 < \Theta Ext = 0.35$, por lo cual $\Delta \mu_D(m) = 0$. De este modo, el Vector de Adaptación Dinámica sugiere que, si bien existe la posibilidad de que el sistema continúe evolucionando a partir del estado presente, mediante una trayectoria de riesgo menor que el Riesgo Extrínseco impuesto en la planificación, se presentan inconsistencias en las preferencias. Comparando el $VP[E]$, Tabla 4, con el $VP[E, m] \equiv VPC$, Tabla 6, se observa, fundamentalmente, una clara inversión de preferencias. Son sobrevalorados los aspectos de calidad ambiental en detrimento de la calidad eléctrica.

8. CONCLUSIONES

1ra) El concepto tradicional de Sistema de Distribución Económicamente Adaptado adscribe al Paradigma económico Neo-Clásico, refiriendo sólo la eficiencia productiva (expansión y operación del SDEE a mínimo costo). Por tanto, el riesgo o bien no existe, o se traduce en una certeza estocástica, cuyas consecuencias redundan en una segura desadaptación del sistema. El modelo propuesto implica, en tal contexto, un cambio de paradigma.

2da) El paradigma alternativo está caracterizado por la incertidumbre fundamental de Keynes y su Análisis de Riesgo. Se prefiere un conjunto de buenas soluciones (trayectorias de evolución para el sistema) y no una solución 'óptima', sustentada en un equilibrio estático que no puede sostenerse en la evolución del sistema.

3ra) En términos del grado de adaptación del sistema para cierto estado presente, se propone reconstruir el mejor vector representativo de las preferencias, cuyos valores fueron obtenidos en la etapa previa a la planificación. Desde el mismo, surgen dos indicadores: el primero capaz de evaluar inconsistencias por cambios en las preferencias entre criterios, y el segundo capaz de medir si la trayectoria del sistema podría evolucionar, tal vez por otros estados, sosteniendo el nivel de riesgo inferior al fijado externamente.

REFERENCIAS

- Bellman R., Dreyfus E., 1962: "Applied Dynamic Programming". Princeton University Press, 1962.
- Bellman R., Zadeh L., 1970: "Decision-Making in a Fuzzy Environment". Management Science, 17, pgs.141-164.
- Dubois D., Prade H., 1980: "Fuzzy Sets and Systems: Theory and Applications". New York, London, Toronto Press.

- Kaufmann A., Gupta M., 1985: "Introduction to Fuzzy Arithmetic. Theory and Applications". Van Nostrand Reinhold Electrical/Computer Science and Engineering Series.
- Lavoie M., 1992: "Foundations of PostKeynesian Economic Analysis". Edward Elgar Publishing.
- Lax P., 1997: "Linear Algebra". Wiley Interscience: New York.
- Saaty T., 1977: "A Scaling Method for Priorities in Hierarchical Structures". Journal of Mathematical Psychology, 15, 234-281.
- Schweickardt G., 2007: "Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica Económicamente Adaptados. Discusión y Propuestas Metodológicas", Bariloche, Río Negro, Argentina. Editorial Fundación Bariloche.
- Schweickardt G., Miranda V., 2007: "Un modelo de Planificación y Control orientado a la Adaptación Económica de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica". Revista de la Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa, 28, 30-49.
- Yager R., 1977: "Multiple Objective Decision Making using Fuzzy Sets". Intl. J. Man-Machine Studies. 9, 53-64.
- Zadeh L., 1971: "The Concept of a Linguistic Variable and its Application to Approximate Reasoning". Memorandum ERL-411, Berkeley.

Análisis energético urbano usando metodologías de gestión integral de energía: un caso de estudio en la ciudad de Pasto.

Urban Energy Diagnosis Using Overall Management Methodologies: A Case Study in Pasto City.

Diego J. Gómez - Ceballos^{a*}, Richard G. Morán - Perafán^a.

Recibido: agosto 30 de 2014
Recibido con revisión: abril 20 de 2015
Aceptado: mayo 14 de 2015

^{a*}Universidad Antonio Nariño,
Facultad de Ingeniería Mecánica,
Grupo de investigación:
Research in Energy and Materials REM
San Juan de Pasto, Colombia
Cra 22 B # 5 Sur A-15
Tel.: +(57) 2 7228570 / 7228574
diego.gomez@uan.edu.co
ricmoran_1@hotmail.com

RESUMEN

La investigación de carácter exploratorio llevada a cabo en la ciudad de San Juan de Pasto, pone a disposición de las prácticas tradicionales de la planificación urbana, nuevas herramientas cuantitativas y cualitativas de planeamiento de energía y conceptos de Energética Urbana, con el fin de ampliar la visión del desarrollo de la ciudad capital del Departamento de Nariño, en el suroccidente de Colombia, haciendo posible que la gestión de nuevos modelos urbanos como las soluciones a los problemas más importantes de la ciudad, puedan incorporar la variable energía, satisfaciendo las exigencias que imponen los novedosos escenarios energéticos futuros.

Para ello, se han implementado metodologías de tratamiento integral de energía ampliamente conocidas, como son el balance y diagnóstico energéticos, usadas corrientemente en otros ambientes, permitiendo caracterizar el valor energético de la ciudad, conformar la estructura de su balance energético, consolidar cuantitativamente las principales variables del mismo y plantear un diagnóstico energético inicial.

PALABRAS CLAVE

Balance Energético; Ciudad; Competitividad; Diagnóstico Energético; Energía; Sostenibilidad.

ABSTRACT

The exploratory research conducted in San Juan de Pasto, offers traditional practices of urban planning, new quantitative and qualitative energy planning tools and concepts of Energy Urbana, in order to expand the vision of development San Juan de Pasto city, capital of Nariño State, in south western Colombian, enabling the management of new urban models and the solutions to the most important problems of the city, to incorporate the energy variable, satisfying requirements imposed by novel energy scenarios of future decades.

To this end, widely known comprehensive energy treatment methodologies have been implemented, such as balance and energy diagnosis, currently used in other environments, enabling calculation of the energy value of the city, form the structure of its energy balance, consolidate quantitatively major of the same variables and propose an initial energy assessment.

KEYWORDS

Energy balance; City; Competitiveness; Energy diagnosis; Energy; Sustainability.

Energética 45, junio (2015), pp.23-31

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



1. INTRODUCCIÓN

El innegable protagonismo de la relación energía-ciudad como factor determinante del desarrollo de las urbes [Kalra P. & Shekhar R., 2006] origina serias inquietudes por parte de autoridades, académicos e investigadores, y no es difícil detectar varios argumentos que las soportan. Por un lado, pocos cuestionan que los escenarios energéticos que confluyen hacia el agotamiento del petróleo, y por tanto, el fin de la energía de bajos costos, modulan muchas de las variables urbanas, desde su diseño y expansión, hasta las costumbres de uso de la energía por parte de sus habitantes. Las previsiones demográficas apuntan por otro lado, que en los futuros años 50 de este siglo, el 89% de la población de Latinoamérica vivirá en las ciudades, [United Nations, 2007], continuando así con el paulatino despoblamiento de las áreas rurales, y suscitando en consecuencia mayores presiones sobre la gestión eficiente de las fuentes de energía de la ciudad. Se infiere por tanto, que la competitividad y sostenibilidad urbanas, son cada vez más dependientes de la gestión del insumo energía [United Nations, 2007], y exigen una visión que supere lo sectorial, por lo global. Estas declaraciones son las principales causas que motivan un mayor interés por los estudios de la relación energía-ciudad fundamentadas en metodologías más complejas e integrales, que en definitiva, ponderen en su verdadera magnitud el valor energético de las urbes.

Algunas singularidades acompañan el vínculo ciudad-energía: la elevada concentración de consumos, la presencia de dispares tecnologías en cada una de las etapas de la cadena de energía, la confluencia de todo tipo de flujos y transformaciones tanto de energías primarias como secundarias, la gran diversidad y sofisticación de las aplicaciones energéticas, el uso de infraestructuras complejas y centralizadas, la gestión de la energía desvinculada de visiones sistémicas, y por supuesto, la evidente presencia de problemas ambientales. No menos importantes son las influencias que el desempeño del sistema de energía urbano recibe, y de manera determinante, de las políticas energéticas nacionales, de su localización geográfica, de la calidad tecnológica de las infraestructuras, no solo energéticas, sino viales, urbanas y arquitectónicas, de la propensión social a adoptar corrientes de innovación, de las políticas de expansión urbana, de la madurez de la gestión pública y privada, del grado de conocimiento de la problemática energética local, de las costumbres de uso de la energía de los ciudadanos y sus estilos de vida, entre otras. En síntesis, la realidad energética “ciudadana” es una realidad compleja, derivada de un sistema energético igualmente intrincado, compuesto no solo de recursos e infraestructuras sino de una serie de actores con funciones e intereses diversos y contrapuestos, sean estos usuarios o clientes, empresas generadoras o distribuidoras, investigadores, entidades reguladoras,

organizaciones medioambientales, proveedores de tecnologías, etc. Todos con vínculos muy estrechos con variables económicas, políticas, sociales, tecnológicas y medioambientales.

Por su parte, el mundo académico no está de espaldas a la importancia de esta relación y ha gestado nuevas disciplinas de conocimiento, como la que hoy se identifica como “Energética Urbana” o “Urbanismo Energético”, [Páez, 2009], que intenta poner en su verdadera dimensión el papel de la energía en las ciudades y su relación con los retos y compromisos con la sostenibilidad y el desarrollo futuro de las mismas. Postula que lo urbano no puede desligarse de lo energético dado que la energía tiene una influencia definitiva en el desempeño de los sistemas urbanos vitales como el transporte y la movilidad, los sistemas productivos, el medio ambiente, la calidad de vida y confort de los ciudadanos, y adquiere a futuro, una especial relevancia en las políticas de expansión urbana y el urbanismo, dando origen a “la necesidad de integrar la planificación energética y la planificación urbana, potenciando el transporte público colectivo y peatonal, la reestructuración polinuclear de las actividades dentro de la ciudad y la integración del urbanismo espacial y climático”. Además, declara “la importancia de fortalecer el papel de los municipios en la resolución de los problemas energéticos, especialmente en la formulación y puesta en práctica de programas dirigidos al ahorro y uso racionalizado de la energía” y “la necesidad de que se presenten cambios en los estilos de vida”, para lo cual “la percepción social del tema de la energía es fundamental en el campo de la información y de la concientización ciudadana” [Páez, 2009].

En este sentido, poseer caracterizaciones y valoraciones cuantitativas de los flujos energéticos de la ciudad, y establecer relaciones de la variable energía con aspectos económicos, sociales o ambientales, es dar soporte a las pretensiones de la Energética Urbana de mejorar la competitividad y sostenibilidad de las ciudades de cara a los retos permanentes de los escenarios energéticos del futuro, nada amables, dadas las discontinuidades previsibles y sus múltiples impactos. En los núcleos urbanos colombianos, y es el caso de San Juan de Pasto, el planeamiento energético es dominado por la visión parcial y fragmentada de las empresas públicas y privadas, que operando en forma independiente, se encargan de dotar a la urbe de las diversas fuentes energéticas, dentro de la concepción de la prestación de los servicios públicos. Por tanto, las ciudades carecen de una perspectiva energética global tal como la propone la presente investigación, y se desconoce, por ende, su valor en relación con el planeamiento urbano.

Por fortuna, las visiones integrales de la energía poseen herramientas metodológicas bien consolidadas que pueden considerarse como metodologías genéricas. El balance energético, definido como una contabilidad de todos los flujos energéticos, y el diagnóstico energético, orientado a establecer la relación de la energía con variables de tipo económico, social, político, ambiental, tecnológico etc., son las más conocidas y desarrolladas y tienen aplicación práctica y rutinaria, pero a un nivel de mayor agregación al de la ciudad: a nivel de país. Por lo tanto, es habitual encontrar la elaboración de balances y diagnósticos energéticos en

diferentes estadios territoriales llámense nacionales, regionales o mundiales, siendo conocidos los esfuerzos que desde hace varias décadas realiza la Unidad de Planeamiento Minero Energético, UPME [UPME, 2010] en Colombia, organización que se encarga del planeamiento de energía del país; o los estudios sobre la misma materia que realiza la Organización Latinoamericana de Energía, OLADE [OLADE, 2004], que aplica estas metodologías, pero a nivel de la región; o las estadísticas que procesa la Agencia Internacional de la Energía, IEA [IEA, 2005], que estructura balances energéticos a nivel mundial.

La ciudad de San Juan de Pasto, objeto de aplicación del presente estudio, se encuentra localizada al sur-occidente de Colombia, en el sur-oriente del departamento de Nariño, del cual es su capital. Cuenta a 2011 con una población aproximada de 416.842 habitantes, de los cuales, el 82,5% habita en el área urbana [Concejo Municipal de Pasto, 2012] poniendo de manifiesto que se trata de un municipio eminentemente urbano. La densidad poblacional es de 352,9 habitantes/km². La ciudad tiene su enclave en la cordillera de Los Andes, en las faldas del Volcán Galeras, a una altitud de 2.527 msnm, una superficie de 1.181 km² y una temperatura media de 13,3 °C [Concejo Municipal de Pasto, 2012]. De acuerdo a estimaciones del Centro de Estudios Regionales, CEDRE, de la Universidad de Nariño, citadas en el Plan de Desarrollo [Concejo Municipal de Pasto, 2012] la ciudad respondía en 2010 por el 53,83% del PIB departamental y concentraba la cuarta parte de la población del departamento. En términos energéticos, San Juan de Pasto es un centro importante de distribución de energía, y desde su infraestructura de transformación de electricidad se exporta este energético al país del Ecuador. La importancia local como consumidor de energía es evidente, si se calcula que demanda el 42% de los recursos energéticos requeridos por el departamento. A una hora y media de la ciudad y por carretera, se accede a la frontera con el país del Ecuador.

2. MATERIALES Y MÉTODOS

El desarrollo de las primeras etapas de este estudio llevó a la conclusión que son desconocidas, o no están documentadas, las aplicaciones de las metodologías clásicas de tratamiento integral de energía en centros urbanos no solo en Colombia, sino en varios países latinoamericanos, otorgando a este estudio el carácter de exploratorio. Hasta donde se ha investigado, los estudios de energía en las ciudades generalmente se dirigen a formas particulares de utilización de energía, tales como el transporte, el uso doméstico de la electricidad, o la eficiencia en el uso de algún energético o sector de consumo [Ministerio de Minas y Energía, 2008], o de sostenibilidad [European Commission, 2007; Kennedy et al., 2005]. Como se mencionó, el estudio implementó herramientas de planeamiento energético que son consideradas genéricas, como son el balance de energía [OLADE, 2004] y el diagnóstico energético, las cuales fueron adaptadas a las características particulares de los flujos energéticos de la ciudad [Proyecto Empire, 2009].

Un balance de energía es una estructura de conteo para compilar y recolectar datos de la energía que entra, que sale, y que se usa dentro de un lugar específico como una empresa, una comunidad, una provincia, o un país durante un periodo de tiempo definido. El balance expresa todas las formas de energía en una unidad común de conteo y muestra las relaciones entre las entradas y las salidas de energía y sus transformaciones en los diferentes sectores pertenecientes a un lugar [United Nations, 1982]. La figura 1 presenta un diagrama en el que se pueden distinguir los cuatro elementos fundamentales del balance [Fundación Bariloche, 2009]: la energía primaria (EP), la cual se encuentra en la naturaleza sin ninguna transformación, la energía secundaria (ES), que es toda forma de energía que ha

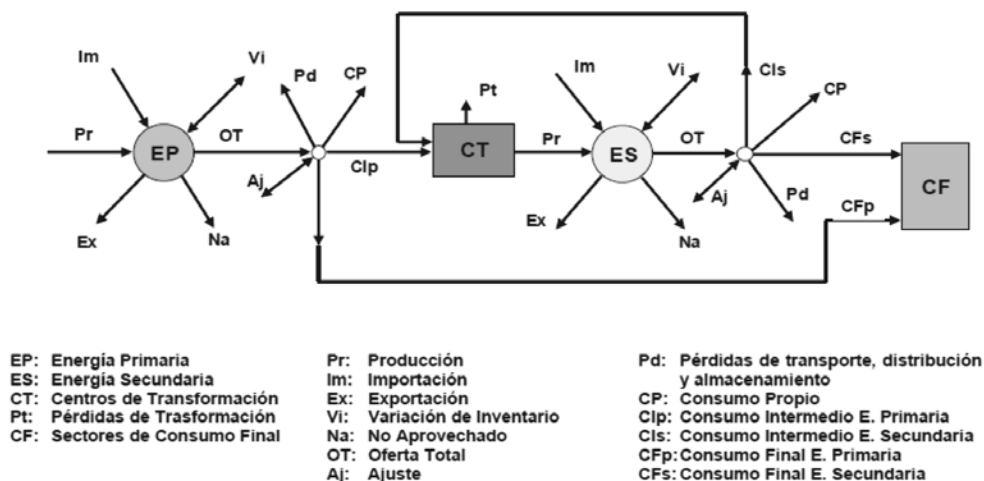


Figura 1. Esquema general de los flujos de energía presentes en un balance energético.

Fuente: Fundación Bariloche, 2009.

sufrido alguna transformación para ser útil, los centros de transformación (CT), que son los lugares donde se transforma energía primaria, y los sectores de consumo final (CF), que representan los usuarios de la energía, entre los que se distingue los usuarios de transporte, domésticos, industriales, comerciales, el sector agrícola y el sector de la construcción, principalmente. En este mismo esquema, se puede visualizar cuales flujos entran o salen: si la dirección de las flechas va hacia el sistema, es un flujo de entrada, y si sale del sistema, un flujo de salida.

En un balance de energía todos los flujos son contados y su construcción se fundamenta en la primera ley de la termodinámica, la cual establece que la cantidad de energía dentro de cualquier sistema cerrado es fija, y no puede ser incrementada o disminuida, a menos que haya un intercambio neto de entrada o salida con sus alrededores. Aplicando la primera ley de termodinámica al sistema de la figura 1, se pueden extraer algunas relaciones básicas. Para la energía primaria, por ejemplo, se tiene que la energía total que entra debe ser igual a la que sale, que en términos de ecuación quedaría así:

$$Im + Pr \pm VI = Ex + Na + OT \quad (1)$$

Que despejando para la energía ofertada total, OT, será:

$$OT = Im + Pr \pm VI - Ex - Na \quad (2)$$

El mismo procedimiento puede ser llevado a cabo para los centros de transformación, la energía secundaria y los centros de consumo final. Los datos característicos de los flujos de energía presentes en un sistema, son consignados en una matriz (figura 2), que es representativa del balance energético del lugar y el periodo específico en estudio.

Fuentes Primarias	Fuentes Secundarias	Total
Balance de Energía Primaria		
Centros de Transformación		Pérdidas
	Balance de Energía Secundaria	
Consumo Final por Sectores		Total

Figura 2. Matriz general de un balance energético.

Fuente: Fundación Bariloche, 2009.

Para efectos de la aplicación de esta metodología al caso urbano de San Juan de Pasto, fue necesario interpretar y adecuar algunas partes de la estructura de los balances energéticos generalmente propuestos y utilizados para analizar la realidad energética de un país, y así representar adecuadamente las realidades urbanas. En este orden de ideas, se observó que no era pertinente hablar de “exportaciones” o “importaciones” de energía, dado que en la realidad, las ciudades no llevan a cabo esas operaciones comerciales. Por tanto, se ha propuesto determinar en el balance los flujos de energía que “entran” y “salen” de una ciudad, situación que describe de mejor forma el movimiento de las corrientes de energía, ya sea incidiendo o llegando a la ciudad desde fuera de la misma, o aquellos flujos que por distintas razones (distribución, comercialización, etc.), salen de la ciudad hacia otros territorios.

Especial interés tuvo el tratamiento de la producción de energía. Se consideró como producción en el balance de la ciudad, la cantidad de energía producida por la totalidad de plantas generadoras, de cualquier tipo, situadas en el territorio de la ciudad (área urbana o rural). En el caso de San Juan de Pasto, existen dos pequeñas centrales hidroeléctricas cuya producción se destina a la urbe [Centrales Eléctricas de Nariño, 2012]. Estas consideraciones alrededor de la producción de energía en la ciudad, puede orientar particulares formas de análisis de temas relacionados con la estructura, la confiabilidad, la sostenibilidad ambiental, etc.

En el caso del consumo de energía, la matriz del balance se ha dividido para presentar en forma relevante tres tipos de consumo: transporte, consumo doméstico y consumo no doméstico. En transporte, se incluye los recursos consumidos en la movilidad rodada automotriz tanto de carácter pública como privada, considerando esta última, como aquella que utilizan las personas en forma particular. Esta consideración, lleva a identificar el tipo de transporte familiar como parte del consumo doméstico, cuestión que puede originar diferentes análisis en otras investigaciones.

El balance obtenido se presenta a nivel de energía final y se llevan a cabo estudios complementarios que permite avanzar a un conocimiento más desagregado, a nivel de energía útil. En cuanto a unidades de energía, se ha escogido el Barril Equivalente de Petróleo, BEP, como unidad de comparación, dado que permite que las cifras presentadas puedan ser captadas y comprendidas con facilidad, y relacionadas sin dificultad, con cifras de otros estudios, como por ejemplo, a nivel de la oferta o consumo del país. De esta forma, las unidades que generalmente acompañan los diferentes energéticos, (kw-h para la electricidad, kg. para el GLP, galones para combustibles líquidos, etc.), se han convertido a BEP, utilizando las tablas de conversión que la Organización Latinoamericana de Energía, OLADE, tiene para esos propósitos [OLADE, 2004].

Por su parte, el diagnóstico energético es una herramienta de análisis que se apoya en los datos consignados en un balance de energía para proponer relaciones de la energía producida, ofertada o consumida en un país, ciudad o sector, con variables económicas, sociales, tecnológicas, ambientales o urbanas, generando indicadores y caracterizaciones de consumo, de eficiencia, de

emisiones, etc. El diagnóstico permite mejorar el desempeño de un sistema energético y comparar el funcionamiento del sistema en estudio con otros de similares características, así como observar su evolución a través del tiempo.

Una de las etapas más interesantes de la metodología tiene relación con la recolección de información y proceso de datos. Por un lado, captar los datos necesarios para constituir el balance de energía por cada fuente, ha solicitado recurrir a informes de diferente naturaleza de las empresas comercializadoras locales, a fuentes gubernamentales de la ciudad y el departamento y a documentaciones de carácter nacional, incluidas bases de datos de entidades reguladoras de la prestación de los servicios públicos. Actividades de muestreo estadístico han acompañado el estudio a fin de configurar el estado de variables no documentadas, especialmente en el sector de biomasa y de los combustibles líquidos y gaseosos. Por otro lado, ha sido necesario cotejar los documentos de planificación de la ciudad, con los lineamientos del Urbanismo Energético a fin de encontrar los elementos de conexión entre ambos. En este aspecto, se llevaron a cabo acciones de investigación documental sobre los planes de desarrollo [Consejo Municipal de Pasto, 2008; 2012] de los últimos periodos, los planes de movilidad [Alcaldía Municipal de Pasto, 2009] y en medio ambiente [Alcaldía Municipal de Pasto, 2011], y el Plan de Ordenamiento Territorial [Consejo Municipal de Pasto, 2013].

3. RESULTADOS

La figura 3 presenta la estructura de oferta de la energía de la ciudad tomando en consideración si las fuentes son primarias o secundarias, siendo las primarias, marginales.

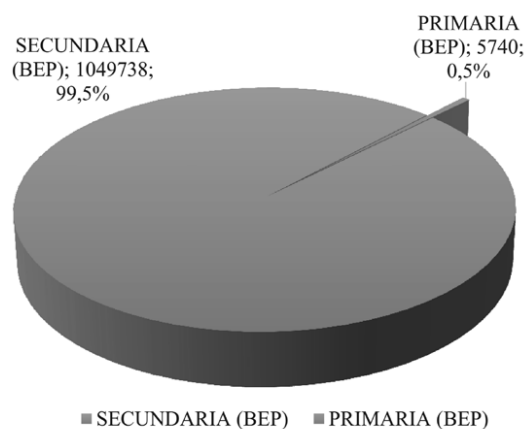


Figura 3. Estructura de la oferta de energía primaria y secundaria.
Fuente: Elaboración propia.

La tabla 1 compara algunos datos relevantes de consumo de la ciudad en 2011, con los de Colombia del año 2009, (debido a que no están disponibles información de años posteriores) donde se observa que la estructura energética urbana de San Juan de Pasto, difiere sensiblemente de los patrones nacionales, hecho que releva

los resultados de los estudios locales.

Segmento de Consumo	Colombia	San Juan de Pasto
Transporte	33,5%	52,07%
Residencial	19,40%	24,88%
Industrial, comercial y otros	34,4 %	7,76%

Tabla 1. Comparación de participaciones del consumo de la ciudad y el país.

Fuente: Elaboración propia.

La tabla 2 presenta la matriz correspondiente al balance de energía de la ciudad de San Juan de Pasto para el año 2011, en el cual los flujos de energía son expresados en BEP.

La figura 4 esquematiza la estructura de consumo energético de la ciudad, excluidas la pérdidas, desde el punto de vista de las principales fuentes secundarias. Se observa el predominio de los combustibles líquidos en un 66,59% y una estructura dominada por las fuentes derivadas del petróleo en un 84,57%. Las pérdidas ascienden a 34.330 BEP.

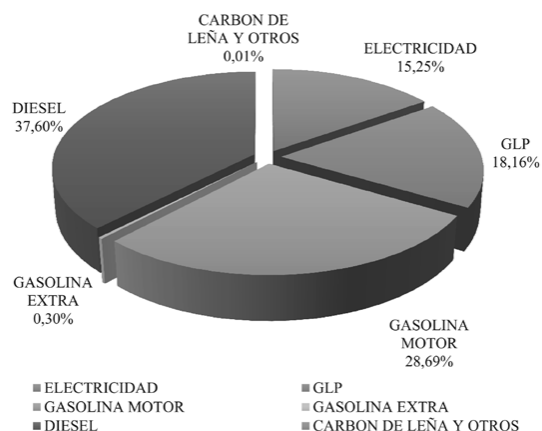


Figura 4. Estructura de consumos de energía por fuente secundaria.

Fuente: Elaboración propia.

La energía derivada de los combustibles líquidos empleados en la movilidad rodada automotriz es la principal aportante en la composición de la estructura de consumo. La figura 5 resume la participación de los mismos, siendo el combustible Diesel, el de mayor significación.

	ACTIVIDADES	ENERGÍA PRIMARIA						ENERGÍA SECUNDARIA						TOTAL	
		HE BEP	CM BEP	PT BEP	GN BEP	LE BEP	ENC BEP	EE BEP	GLP BEP	GM BEP	ACPM BEP	GE BEP	CL BEP	NE BEP	
FLUJOS DE ENTRADA	Producción	6.904	-	-	-	216	-	-	-	-	-	-	-	-	7.121
	Energía de entrada	-	-	-	-	-	-	575.642	276.213	275.057	364.175	2.956	-	-	1.494.042
	Energía de salida	-	-	-	-	-	-	391.039	98.283	-	-	-	-	-	489.322
	Variación de inventario	-	-	-	-	-	-	-	-	(5.953)	(4.285)	-	-	-	(10.238)
	Energía no aprovechada	1.380	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.380
	Oferta a la ciudad	5.524	-	-	-	216	-	184.602	177.930	281.010	368.460	2.956	-	35.847	1.056.545
FLUJOS A TRANSFORMACIÓN	Refinería	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Centrales hidroeléctricas	5.524	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.524
	Centrales térmicas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Subestaciones Eléctricas	-	-	-	-	-	-	184.602	-	-	-	-	-	-	184.602
	Autoprodutores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Centros de comercialización de gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Carboneras	-	-	-	-	216	-	-	-	-	-	-	-	-	216
	Coquería/Altos hornos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Destilería	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Otros centros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Transformación total	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Consumo propio	6	-	-	-	-	-	185	-	-	-	-	-	-	190
	Perdidas	55	-	-	-	160	-	738	-	-	-	-	-	-	954
	Ajuste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo para distribución y consumo	5.463	-	-	-	56	-	183.679	177.930	281.010	368.460	2.956	-	35.887	1.055.441	
CONSUMO FINAL	TOTAL TRANSPORTE	-	-	-	-	-	-	-	-	281.008	368.459	-	-	35.847	685.314
	Subtotal transporte público	-	-	-	-	-	-	-	-	125.023	93.907	-	-	-	218.930
	Transporte publico de pasajeros	-	-	-	-	-	-	-	-	121.104	50.599	-	-	-	-
	* Buses	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50.599	-	-	-	50.599
	*Taxis	-	-	-	-	-	-	-	-	82.069	-	-	-	-	82.069
	*Mototaxis	-	-	-	-	-	-	-	-	35.051	-	-	-	-	35.051
	*Intermunicipal	-	-	-	-	-	-	-	-	3.984	35.974	-	-	-	-
	Trasporte público de carga	-	-	-	-	-	-	-	-	3.919	7.334	-	-	-	11.253
	*Piagios	-	-	-	-	-	-	-	-	3.919	-	-	-	-	3.919
	*Camion sencillo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.188	-	-	-	5.188
	*Doble troque	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	*Tractomula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.146	-	-	-	2.146
	Subtotal Transporte privado	-	-	-	-	-	-	-	-	155.985	274.552	2.956	-	-	433.493
	*Vehiculos privados	-	-	-	-	-	-	-	-	97.385	274.552	2.956	-	-	374.893
	*Motos	-	-	-	-	-	-	-	-	58.600	-	-	-	-	58.600
	DOMESTICO	5.463	-	-	-	-	-	83.842	164.398	-	-	-	56	-	253.758
	NO DOMESTICO	-	-	-	-	-	-	65.620	13.532	-	-	-	-	-	79.152
	*Comercial	-	-	-	-	-	-	35.551	10.011	-	-	-	-	-	45.562
	*Industrial	-	-	-	-	-	-	7.936	3.521	-	-	-	-	-	11.457
	*Oficial	-	-	-	-	-	-	9.508	1	-	-	-	-	-	9.509
	*Alumbrado público	-	-	-	-	-	-	8.174	-	-	-	-	-	-	8.174
	*Otros	-	-	-	-	-	-	4.451	-	-	-	-	-	-	4.451
	CONSUMO TOTAL ENERGETICO	5.463	-	-	-	-	-	149.461	177.930	281.008	368.459	2.956	56	-	985.334
	CONSUMO TOTAL NO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35.847	35.847
	PERDIDAS DE DISTRIBUCIÓN	-	-	-	-	-	-	34.218	-	112	-	-	-	-	34.330
	CONSUMO TOTAL+ PERDIDAS	5.463	-	-	-	-	-	183.679	177.930	281.120	368.459	2.956	56	35.847	1.055.511

HE: Hidroelectricidad. CM: Carbón mineral. PT: Petróleo. GN: Gas natural. LE: Leña. ENC: Energías no convencionales. EE: Energía Eléctrica. GLP: Gas licuado de petróleo. GM: Gasolina motor. ACPM: Aceite combustible para motores. GE: Gasolina extra. CL: Carbón de leña. NE: No energéticos.

Tabla 2. Balance Energético de San Juan de Pasto. Año. 2011. BEP.

Fuente: Elaboración propia.

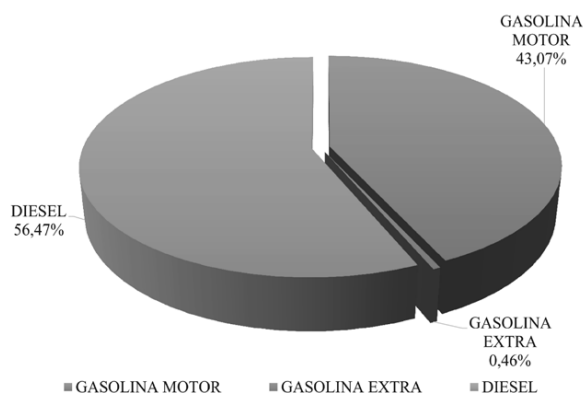


Figura 5. Participación en el consumo de energía para transporte de los combustibles líquidos.

Fuente: Elaboración propia.

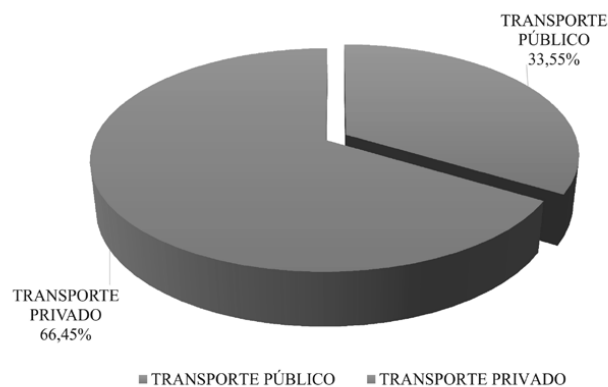


Figura 6. Reparto del consumo de energía en transporte privado y público.

Fuente: Elaboración propia.

La figura 6 reparte el consumo energético de los combustibles líquidos entre el parque público y privado de la ciudad, donde se pone de presente al transporte privado, como destino principal.

La figura 7 pone en relieve la importancia del consumo de energía en transporte por encima de la demanda de energía doméstica y no doméstica (industrial, comercial, oficial y otros)

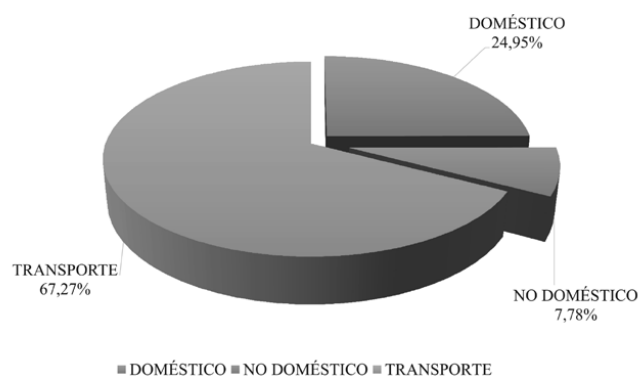


Figura 7. Estructura de consumo de energía, doméstico, no doméstico y transporte.

Fuente: Elaboración propia.

A continuación, como muestra del diagnóstico se presentan algunos indicadores que relacionan diferentes variables no energéticas con los resultados del estudio (Tabla 3).

Consumo per cápita. BEP/Hab	Intensidad energética. BEP/PIB (Millones de Pesos)	Consumo anual de Energía derivada del petróleo por habitante. BEP/Habitante	Consumo anual de energía de otras fuentes distintas de derivados del petróleo por habitante. BEP/Habitante
2,44	0,1546	1,96	0,49

Tabla 3. Algunos indicadores energéticos de la ciudad.

Fuente: Elaboración propia.

Así mismo, el estudio permitió caracterizar el sector de transporte de acuerdo al parque automotor de la ciudad. En cuanto al número de vehículos se observa que el parque privado, el cual incluye 57.438 motos, supera en siete veces el número de unidades del sector público. La tabla 4 ilustra esta situación y el reparto de consumos de energía de cada sector.

Tipo	Unidades (miles)	Consumo Energético (BEP)	Participación
Privado	39,6	369,1	57,1%
Público	14,0	218,9	33,9%
Motos privadas	57,4	58,6	9,0%
Total	111,1	646,8	100%

Tabla 4. Consumo energético de transporte público, privado y motos.

Fuente: Elaboración propia.

Como se había expresado anteriormente, el consumo energético privado derivado de combustibles líquidos supera el 64 % (privado y motos) y es casi el doble, del consumo del parque del transporte

público. [Urbina & Botina, 2011]. Existe 1 moto por cada 7 habitantes.

El diagnóstico puede enriquecerse con el cálculo y análisis correspondiente de diversos indicadores que relacionan la energía con otras variables, tal como se presentan a continuación.

Densidad Energética Territorial: 893,7 BEP/ km²

Consumo per cápita en transporte público: 1,13 BEP.

Consumo per cápita en transporte privado: 0,52 BEP.

Consumo doméstico medio per cápita: 0,60 BEP.

Consumo energético medio por hogar: 2,87 BEP.

Aporte al presupuesto municipal derivado de impuestos a combustibles líquidos: 13%.

Finalmente, y en una primera aproximación, los cálculos energéticos elaborados habilitan el cálculo de las emisiones de CO₂ producto del consumo de combustibles derivados del petróleo durante el año 2011. Estas ascienden a 191.947,32 toneladas de CO₂, lo que corresponde a 0,46 toneladas/habitante, bastante más bajo que el promedio nacional de 1,56 ton/habitante reportado por el Banco Mundial para el año 2009.

Por ser una aplicación inédita de las metodologías energéticas expuestas, no es posible la comparación de estos resultados con otros centros urbanos colombianos.

4. DISCUSIÓN

Las tareas y contenidos de la planeación convencional de la ciudad, están desligados de los postulados del urbanismo energético, si bien es cierto que la formulación de los planes que orientan el desarrollo de la ciudad no incluyen el potencial de intervención de la variable energía para lograr nuevos modelos de ciudad que sean fruto de consideraciones energéticas, en temas como el transporte en todas su modalidades, la arquitectura, la planeación urbana (el bioclimatismo, densidad urbana y ordenamiento territorial, etc.), el uso de fuentes de energía locales no convencionales, la eficiencia energética y las infraestructuras [Páez, 2009]. La explicación en buena medida, radica en que no existen estudios energéticos urbanos con carácter de integralidad.

La ausencia de investigaciones energético-urbanos con visión de globalidad podría explicarse desde dos ópticas: por un lado, las autoridades municipales han asumido un rol pasivo frente al conocimiento de esta temática, si se tiene en cuenta que las actuaciones más visibles en el sistema de energía se ubican con preferencia en el lado de la oferta, y más puntualmente, en las preocupaciones sobre el suministro oportuno y de calidad. Por otro lado, las empresas públicas o privadas que distribuyen los diversos energéticos consumidos en la urbe, orientan

todas sus capacidades institucionales a gestionar la cadena de valor del energético que administran. Cada empresa suministradora tiene una mirada importante, pero parcial, de una realidad energética, sin lugar a dudas, más compleja. Una consecuencia deducible de esta situación, es que la gestión de energía de la ciudad desde un punto de vista integral, carece de soporte institucional.

La presente investigación, novedosa en la aplicación de las metodologías de tratamiento integral de energía en una ciudad, se constituye en un esfuerzo inicial, pero importante, en la formación de capacidades institucionales en empresas y autoridades municipales para observar el sistema energético desde un enfoque de globalidad de fuentes, de flujos, de actores y de variables, más allá de lo energético y de lo técnico, enfoque que adecuadamente introducido en el marco convencional del planeamiento urbano, puede generar visiones novedosas del desarrollo de la urbe.

A continuación se resumen las principales resultados del estudio. La energía que entra a la ciudad se cuantifica en 1.494.042 Barriles Equivalentes de Petróleo, BEP, y es un centro importante de distribución de energía si se tiene en cuenta que el 32,75% de ese valor se envía a otros territorios, incluidos 32.695 BEP al país del Ecuador, en forma de electricidad. Los flujos son predominantemente externos y compuestos de energías secundarias, siendo la hidroelectricidad generada en dos pequeñas centrales y algo de biomasa, las únicas que aportan energía primaria al balance energético, apenas el 0,54% de la energía de entrada. Cabe anotar, que una de las fuentes primarias de energía de frecuente consumo en una ciudad, el gas natural, es inexistente en San Juan de Pasto.

Por otro lado, la matriz energética está dominada en su oferta y consumo por energías no limpias, derivadas del petróleo ya sea gasolinas, diesel y GLP. En efecto, los tres representan el 84,7% de la oferta total. Esta situación debe tener una importante repercusión en los problemas ambientales actuales y futuros de la ciudad. La energía consumida en combustibles líquidos para el transporte público y privado, es ampliamente superior al consumo de energía doméstica y no doméstica (67% frente al 33%). Adicionalmente, la energía que gasta el transporte privado es el doble que el público. Estas conclusiones permiten afirmar que, desde el punto de vista energético, el sector del transporte es el más importante, lo cual es congruente con el desempeño económico de la ciudad (sector industrial débil frente a otros sectores económicos como son el de servicios y el comercio). La investigación concluye que la energía derivada de innovaciones tecnológicas no convencionales o alternativas, son anecdóticas y no se encuentra plan alguno para su estudio e impulso.

Las únicas pérdidas de energía cuantificada, se reportan desde la fuente de electricidad. A nivel de la distribución y consumo se calcula una cantidad perdida, por diferentes razones técnicas y administrativas, del orden de 34.218 BEP.

Uno de los aportes más interesantes del estudio, consiste en presentar nuevos elementos de debate y de análisis de la competitividad, la productividad y la sostenibilidad urbanas. Si para los gobiernos la competitividad se logra creando ambientes favorables para la actividad económica y empresarial, y para las empresas no es otra cosa que la definición de estrategias que le permitan mantenerse exitosamente en el mercado, la energía es un campo inevitable de análisis para lograrla. La localización de las fuentes de energía que alimentan la urbe, la disponibilidad y confiabilidad del suministro, la estructura energética y el tipo de fuentes, la calidad de las infraestructuras energéticas, los precios de la energía, la gestión energética de los grandes y medianos consumidores locales, el ambiente de innovación empresarial, los problemas ambientales consecuencia del uso, y los hábitos de sus ciudadanos, son suficientes factores de peso para mirar con nuevos ojos las variables que inciden en la competitividad de una ciudad, y para extender el tema energético urbano hacia horizontes insospechados. Es evidente que la ciudad de San Juan de Pasto presenta debilidades competitivas, luego de los primeros análisis hechos en esta investigación.

Adicionalmente, el estudio orienta reflexiones más centradas sobre el tema de la sostenibilidad urbana si se tiene en cuenta que uno de sus resultados es la caracterización de los flujos de energía que componen el balance energético de la ciudad. Hoy por hoy, todas las observaciones llevan a concluir que la sostenibilidad en las ciudades depende en gran medida de sus consumos de energía [IEA, 2000]. En el caso de la ciudad de San Juan de Pasto, casi el 85% de ese consumo está constituido por fuentes secundarias derivados del petróleo, situación preocupante desde el punto de vista de la sostenibilidad ambiental. Así mismo, se puede afirmar que la insignificante oferta y consumo de energía derivada de fuentes alternativas, la insuficiente incorporación de tecnologías energéticas y otras no energéticas que alienten la eficiencia en los sistemas productivos, constructivos, de infraestructuras, de sistemas de movilidad y de gestión del medio ambiente, y una canasta energética sin gas natural para usos domésticos y movilidad rodada, son aspectos nada positivos para la sostenibilidad.

La investigación presenta suficientes elementos metodológicos para que sea replicado en otras ciudades y conocer así las particularidades urbano-energéticas de cada una, realidades que por ahora están veladas por los análisis de energía más agregados, a nivel de país. Así mismo, este primer estudio da pie al inicio de nuevas exploraciones energéticas en la ciudad. Las más evidentes se relacionan con estudios retrospectivos que permitan elaborar tendencias de los flujos energéticos en las últimas décadas. Por otro lado, los estudios de Planeamiento Energético Local facultarán cuantificar las solicitudes energéticas futuras, el desarrollo de las infraestructuras y la configuración de los problemas asociados a la oferta y el consumo. También se sugiere el impulso de originales estudios de Energética Urbana con el fin de incorporar la variable

energía en los planes de Desarrollo, de Movilidad, de Medio Ambiente y de Ordenamiento Territorial.

A manera de propuestas, es incuestionable que el sector de transporte por moto, vehículo de movilidad que se ha convertido en una solución importante, debe ser sujeto de planeación urbana y no de discriminación. Así mismo, el uso de la bicicleta debe pasar de ser considerado una forma de ejercicio físico a un auténtico medio de transporte, como sucede ya en muchas ciudades. Si de pérdidas de energía y de eficiencia energética se trata, el sector del transporte, que consume un altísimo porcentaje del consumo total de energía de la ciudad, debería ser foco prioritario de atención en estas materias, además de que es un sector dinámico que concentra un gran número de variables relacionadas con la energía, que van desde las costumbres de uso de sus habitantes, el diseño de las rutas y las modalidades del servicio, pasando por aspectos tecnológicos del parque automotor o el mejoramiento de infraestructuras viarias o la relocalización de servicios de semaforización.

Finalmente, el estudio ha tenido limitaciones en su realización. La inexistencia de referencias anteriores ha dilatado su tiempo de ejecución y ha impedido tener una visión retrospectiva con la cual se pudiese construir una “historia de la energía” de la ciudad y de su balance energético. Por otro lado, las empresas privadas guardan con celo su información y en algunos casos ha sido necesario acudir a estudios de oferta y demanda, propios de esta investigación, para conseguir los datos. Así mismo, los actores locales desconocen tanto la temática del estudio como los impactos que sobre la gestión urbana puede ofrecer una investigación de esta naturaleza.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece a la Universidad Antonio Nariño por la financiación de la investigación y a las entidades públicas, privadas y gremiales del orden internacional, nacional, regional y local que aportaron su información y orientaciones para llevarla a buen término.

REFERENCIAS

- Alcaldía Municipal de Pasto, 2009. *Plan de movilidad en el Municipio de Pasto*. Decreto No. 0734. San Juan de Pasto, Colombia.
- Alcaldía Municipal de Pasto, 2011. *Plan Decenal de Educación Ambiental en el Municipio de Pasto*. San Juan de Pasto, Colombia.
- Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P., 2012. *Informe de Gestión*. San Juan de Pasto, Colombia.
- Concejo Municipal de Pasto, 2000. *Plan de Ordenamiento Territorial del Municipio de Pasto*. Acuerdo 007. San Juan de Pasto, Colombia.
- Concejo Municipal de Pasto, 2008. *Plan de desarrollo, Queremos más-Podemos más*. Acuerdo 007. San Juan de Pasto, Colombia.
- Concejo Municipal de Pasto, 2012. *Plan de desarrollo, Transformación productiva*. Acuerdo 008. San Juan de Pasto, Colombia.
- European Commission, 2007. *Sustainable Urban Transport Plan*. Luxemburg.
- Fundación Bariloche, 2009. *Balances Energéticos. S.C. de Bariloche*. Rio Negro, Argentina.
- IEA-International Energy Agency, 2000. *Energy Conservation in Buildings and Community Systems. Advance Local Energy Planning. A Guidebook*. United Kingdom.
- IEA-International Energy Agency, 2005. *Energy Statistics Manual. Eurostat, I*. Luxemburg.
- Kalra, P. & Shekhar, R., 2006. *Urban energy management*. Kampur, 2006, pp 190-193.
- Kennedy, Miller, Shalabe, Maclean & Coleman 2005. The Four Pillars of sustainable urban transportations. *Transport Reviews*, vol 5, No 4, pp. 393-414.
- Ministerio de Minas y Energía, 2008. *Sistema de Gestión Integral de la Energía. Guía para la implementación*. Bogotá, Colombia.
- OLADE-Organización Latinoamericana de Energía, 2004. *Metodología para la elaboración de los balances de energía*. Quito, Ecuador.
- Páez García, Armando, 2009. *Sostenibilidad urbana y transición energética: Un desafío institucional*. Tesis de doctorado en arquitectura. Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). Distrito Federal, México. [consultado el 10 de septiembre de 2012]. Disponible en: <http://habitat.aq.upm.es/suyte/>
- Proyecto EMPIRE, 2009. *Eficiencia energética en proyectos de reestructuración urbana*. Unión Europea.
- UPME-Unidad de Planeación Minero Energética, 2010. *Boletín Estadístico de Minas y Energía 1990 – 2010*. Bogotá Colombia.
- United Nations. Department of International Economic and Social Affairs, 1982. *Concepts and methods in energy statistics, with special reference to energy accounts and balances*.
- United Nations. Habitat. ICLEI, 2007. *Sustainable urban energy planning. A handbook for cities and towns in developing countries*. Sec 1:7 pp. 9.
- Urbina, C. & Botina, F., 2011. *Diagnóstico Energético del Sector Transporte Público en San Juan de Pasto*. Tesis de pregrado. Universidad Antonio Nariño, San Juan de Pasto, Colombia.

Evaluación del impacto de la introducción de fuentes no convencionales de energía en el portafolio de generación de un generador

Impact Assessment of the Introduction of Non-Conventional Energy Sources in the Generation Portfolio of a Generator

Juan Sebastián Guzmán-Feria^{a*}, Harley Francisco Suárez-Bermúdez^a, Eduardo Alirio Mojica-Nava^a,
Henry Camilo Torres-Valderrama^a.

Recibido: agosto 08 de 2014
Recibido con revisión: mayo 05 de 2015
Aceptado: mayo 19 de 2015

^{a*}Universidad Nacional de Colombia,
Sede Bogotá
Carrera 45 No 26-85
Bogotá D.C. - Colombia
Tel.: + (+57) 4611399
jsguzmanf@unal.edu.co
hafsuarezbe@unal.edu.co

RESUMEN

El presente artículo evalúa un portafolio de generación de un generador convencional hidro-térmico en el cual se introduce una fuente no convencional de energía FNCE, para de esta manera analizar qué impacto produce este nuevo elemento sobre el valor esperado del ingreso por la producción de energía y el riesgo del mismo, modelados como la esperanza matemática y la varianza respectivamente.

PALABRAS CLAVE

Energía eólica; esquemas de remuneración; fuentes no convencionales; optimización; portafolio óptimo; predicción probabilística.

ABSTRACT

This paper evaluates a generation portfolio of a conventional hydro-thermal generator in which is introduced a non-conventional source of energy NCSE, to thereby analyze the impact produced by this new element in the expected value of the incomes due to the energy production, and the risk of the incomes, all this modeled as the mathematical expected value and the variance

KEYWORDS

Non-conventional sources of energy; optimal portfolio; optimization; pay schemes; probabilistic prediction; wind energy

Energética 45, junio (2015), pp.33-39

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



1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas de potencia son una infraestructura crítica, la cual tiene una fuerte incidencia sobre el desarrollo industrial de las naciones. El panorama actual de estos sistemas a nivel mundial evidencia nuevas tendencias para el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica, entre las cuales destacan especialmente la implementación de generación a través de fuentes no convencionales de energía y de sistemas de generación distribuida [Hammons & Styczynski, 2007]. A partir de estos nuevos paradigmas, surge la necesidad de estudiar sus comportamientos en el contexto colombiano, es decir mirar sus implicaciones desde el punto de vista técnico, económico, ambiental, entre otros.

El portafolio de generación actual en Colombia es básicamente hidro-térmico, según el informe de administración y operación del mercado para el año 2011 [XM, 2011], el 67% de la energía generada fue de origen hidroeléctrico y el 27% de origen térmico, el 6% restante provino de plantas menores y cogeneradores, esto implica que para el mercado eléctrico colombiano, la introducción de fuentes no convencionales de generación plantea un gran reto en diversos frentes, incluido el económico.

Con base en la investigación realizada acerca del panorama de las fuentes no convencionales de energía en Colombia se puede concluir que se dispone de un enorme y diverso potencial, para la introducción de estas en el mercado energético y en el mercado eléctrico nacional, entre las diversas fuentes se encuentran por ejemplo la energía solar, eólica, geotérmica, biomasa [Corpoema, 2010], cada una de estas con un grado mayor o menor de investigación y desarrollo en el país, así como con un potencial energético característico, a partir de lo cual se escoge la energía eólica como la fuente no convencional de energía a utilizar en este proyecto.

A pesar del poco grado de desarrollo y la poca promoción a través de políticas de gobierno de las fuentes no convencionales en el país, en la actualidad se puede apreciar cómo la energía eólica es la más ampliamente investigada en el país, así como la que mayor grado de desarrollo presenta, un claro ejemplo de esto es el proyecto Jepirachi en la guajira que cuenta con una capacidad instalada de 19,5 MW [Energética, 2010] el cual para el año 2004(año de instalación) y 2005 produjo 120GWh [Pinilla, 2009], por estas razones se decidió escoger la energía eólica como fuente representativa, pues además del gran potencial es una gran opción para el futuro energético del país.

Este artículo tiene cuatro objetivos principales, estos son:

1. Introducir los conceptos y fundamentos básicos de los esquemas de remuneración para FNCE

empleados en la actualidad, en el marco de los sistemas eléctricos.

2. Obtener un modelo de predicción probabilística que describa la generación de energía eólica en función de la velocidad del viento.
3. Plantear modelos matemáticos que describan los esquemas de remuneración de las FNCE.
4. Comparar los modelos planteados y analizar sus posibles impactos en el mercado eléctrico colombiano.

2. METODOLOGÍA

En la metodología empleada en el desarrollo del artículo se parte modelamiento de los esquemas de remuneración, esto a través del planteamiento microeconómico de ingreso, a partir de este se plantea la evaluación del ingreso esperado y el riesgo financiero de esto, a partir de la función de utilidad LMVUF, finalmente se optimiza matemáticamente esta función para cada uno de los modelos y de esta manera verificar los comportamientos de estos. La estructura planteada en el artículo se compone de cuatro partes, estas son:

- I. Predicción probabilística de la potencia eólica:** En esta parte se plantea el modelo matemático que describe la función de densidad de probabilidad de la producción de energía eólica en función de la velocidad del viento.
- II. Esquemas de remuneración:** Se hace una breve descripción de los esquemas de remuneración para FNCE en el marco de los sistemas eléctricos más usados alrededor del mundo
- III. Modelos de remuneración:** A partir de los esquemas descritos, se plantean tres modelos matemáticos de ingreso para los generadores que incluyan en su portafolio de generación FNCE.
- IV. Evaluación de los modelos, resultados y análisis:** A partir de herramientas estadísticas y matemáticas se realiza el análisis de optimización de los modelos planteados, y se muestran los resultados obtenidos a partir de estos.

3. PREDICCIÓN PROBABILÍSTICA DE LA POTENCIA EÓLICA

Para poder evaluar los impactos sobre los ingresos y los riesgos financieros de un generador asociados a la introducción de fuentes eólicas de energía es necesario modelar el comportamiento de esta, más exactamente de la cantidad de energía producida, pues estas fuentes presentan comportamientos estocásticos lo cual cambia por completo los ingresos [Morales, et al., 2014], por definición se tiene que:

$$\pi = P * Q \quad (1)$$

Dónde:

π : Ingreso

P : Precio

Q : Cantidad

La energía eléctrica de origen eólica es producida a través de una máquina sincrónica llamada aerogenerador, la cual presenta un comportamiento específico como se puede ver figura 1. [Hetzer & Bhattarai, 2008].

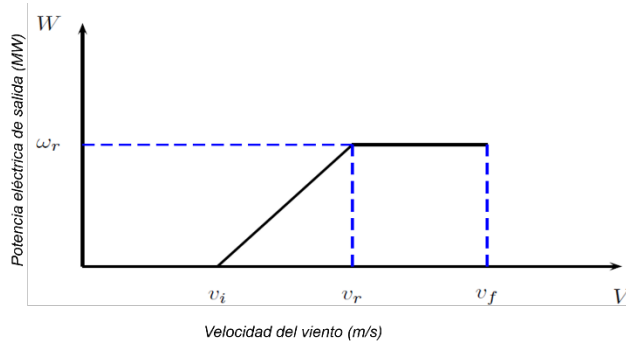


Figura 1. Curva típica de potencia eólica de un aerogenerador.
Fuente: “Elaboración propia”.

Matemáticamente este comportamiento está descrito por:

$$W(v) = \begin{cases} 0, & \text{si } V < v_i \text{ y } V > v_f \\ w_r \left(\frac{V - v_i}{v_f - v_i} \right), & \text{si } v_i \leq V \leq v_r \\ w_r, & \text{si } v_r \leq V \leq v_f \end{cases} \quad (2)$$

Dónde:

$W(v)$: Potencia eléctrica producida en función de un valor de velocidad del viento.

w_r : Potencia nominal de la máquina.

V : Velocidad del viento.

v_i : Velocidad de entrada en operación de la máquina.

v_r : Velocidad nominal de operación de la máquina.

v_f : Velocidad de desconexión de la máquina.

Como puede verse este comportamiento es dependiente de la velocidad del viento la cual es una variable estocástica que puede ser modelada a través de la función de densidad de probabilidad de Weibull [Hetzer, et al., 2008] 1, la cual está dada por:

$$f_v(v) = \left(\frac{\alpha}{\beta} \right) \left(\frac{v}{\beta} \right)^{\alpha-1} e^{-(v/\beta)^\alpha}, \quad 0 < v < \infty \quad (3)$$

Dónde:

α representa el parámetro de forma y β el parámetro de escala de la distribución de Weibull y v la velocidad del viento.

A partir de la función que describe a la máquina y la función que describe la velocidad del viento es posible establecer el comportamiento de la cantidad de energía eólica generada, esto se hace por medio de una función de densidad de probabilidad que lo describa, lo cual se logra haciendo una convolución entre estas dos funciones [Departamento de estadística, Universidad Nacional, 2014], dando como resultado:

$$f_w(w) = \begin{cases} 1 + e^{-\alpha v_f^\beta} - e^{-\beta v_i^\beta} & \text{si } w = 0 \\ \int_0^{w_r} f_v(w) dw & \text{si } 0 < w < w_r \\ e^{-\alpha v_r^\beta} - e^{-\alpha v_f^\beta} & \text{si } w = w_r \end{cases} \quad (4)$$

Ya con esta función que describe el comportamiento probabilístico de la energía eólica, se halla el valor esperado de la producción de energía eólica y la incertidumbre o riesgo asociada a este valor, esto a través de la esperanza y la varianza.

4. ESQUEMAS DE REMUNERACIÓN

Para poder describir el ingreso de los generadores con fuentes eólicas es necesario saber de qué manera se les pagará tanto las cantidades hidro-térmicas de energía como las cantidades eólicas, es decir cómo será su remuneración, para esto se asume que la energía de origen convencional se remunera por medio de ventas en el mercado mayorista, es decir por contratos y por ventas spot [CREG, 2008], mientras que la energía de origen eólico se puede remunerar de varias maneras, dando como resultado dos mecanismos generales y diferenciados que prevalecen alrededor del mundo, estas son:

1. Remuneración por pago fijo y regulado

Este esquema plantea la compra de toda la energía eólica generada, la cual es pagada a través de un precio fijo y regulado por la autoridad nacional competente, lo cual es el caso de Alemania [Saldías, et al., 2008], y la primera forma de remuneración establecida en el Real Decreto 661 de 2007 para el caso de España [Agencia Estatal. Boletín oficial del estado., 2007], en esencia este planteamiento describe la filosofía del esquema de remuneración *Feed in tariff* [Saldías, et al., 2008].

2. Remuneración a precio de mercado más bonificación

Este esquema plantea la entrada de la energía eólica al mercado convencional, promoviendo de esta manera la competencia y el fomento de esta, además de esto garantiza un bono de ingresos por la energía vendida en forma de bonos contra la emisión de contaminantes, cómo es el caso de Dinamarca [IRENA, 2012], este planteamiento básicamente expresa el funcionamiento del esquema de remuneración *Renewable Portfolio Standard* [Saldías, et al., 2008].

Estos esquemas de remuneración expuestos son el punto de partida para el planteamiento de los modelos de ingreso para los generadores con un portafolio de generación hídrico, térmico y eólico que se plantean en la siguiente sección.

5. MODELOS DE INGRESO

A partir de los esquemas anteriores se plantean tres modelos para describir el ingreso del generado, estos son:

1. Modelo 1(Feed in tariff)

$$\tilde{\pi} = \tilde{p}\tilde{Y} + P_E\tilde{Y}_E \quad (5)$$

Dónde:

$\tilde{\pi}$: Ingreso ¹

\tilde{p} : Precio ponderado de mercado.

\tilde{Y} : Cantidad de energía convencional (hidro-térmica)

P_E : Precio eólico (regulado)

\tilde{Y}_E : Cantidad de energía hídrica

1: Todas las variables denotadas como \tilde{x} denotan una variable estocástica, esto debido a la naturaleza de su comportamiento.

Como puede verse el ingreso es una variable estocástica, debido a que también lo son el precio ponderado, la cantidad de energía hidro-térmica y la cantidad eólica que es la variable de interés, cabe mencionar que para efectos de la evaluación del modelo, la diferenciación entre precio de contratos (fijo) y precio spot (estocástico) es irrelevante, razón por la cual se hace el ponderado de estos dos y se remunera la energía convencional a este precio ponderado (esto también se cumple para los otros dos modelos).

En este modelo la energía convencional se transa a precio de mercado y la energía eólica a un precio especial fijo y regulado es decir describe por completo la filosofía del esquema Feed in Tariff.

2. Modelo 2(Intermedio)

$$\tilde{\pi} = \tilde{p}[\tilde{Y} + \tilde{Y}_E(1 - h_E)] + P_E\tilde{Y}_E h_E \quad (6)$$

Dónde:

h_E : Porcentaje de energía eólica.

En este modelo un porcentaje de la energía eólica es vendido a un precio eólico fijo y los excedentes son comercializados en el mercado mayorista a precio ponderado del mercado.

3. Modelo 3(Renewable Portfolio Standard)

$$\tilde{\pi} = \tilde{p}(\tilde{Y} + \tilde{Y}_E) \quad (7)$$

En este modelo la energía convencional al igual que la eólica se transa a precio ponderado de mercado, es decir bajo una libre competencia, es decir describe la filosofía del esquema Renewable Portfolio Standard.

6. RESULTADOS, EVALUACIÓN DE LOS MODELOS Y ANÁLISIS

Tomando en cuenta los parámetros a evaluar en el portafolio (Ingresos y riesgo) y con el fin de lograr una evaluación conjunta de estos, se utiliza la función utilidad lineal de varianzas media LMVUF por sus siglas en inglés, la cual describe el comportamiento de un agente en un mercado con distintas preferencias al riesgo [Chavas & Pope, 1982], esta está dada por:

$$U(\tilde{\pi}) = E(\tilde{\pi}) - \gamma \text{Var}(\tilde{\pi}) \quad (8)$$

Dónde:

$U(\tilde{\pi})$: Utilidad del portafolio.

$E(\tilde{\pi})$: Valor esperado del ingreso.

$\text{Var}(\tilde{\pi})$: Riesgo del valor esperado del ingreso.

γ : Aversión al riesgo

El portafolio óptimo respecto a la energía eólica se obtiene optimizando la función de utilidad respecto a la variable \tilde{Y}_E , tomando en cuenta la condición de restricción dada por:

$$\bar{Y} + \bar{Y}_E = 1 = \bar{Y}_{TOTAL} \quad (9)$$

Dónde:

\bar{Y} : Valor esperado de la cantidad de energía convencional.

\bar{Y}_E : Valor esperado de la cantidad de energía eólica.

\bar{Y}_{TOTAL} : Valor esperado del total de energía

2: Todas las cantidades denotadas como \bar{X} significan valor esperado.

De esta manera se obtiene entonces para cada uno de los siguientes resultados:

1. Modelo 1(Feed in tariff)

La función de utilidad para este modelo está dada por:

$$U(\tilde{\pi}) = \tilde{P}\tilde{Y} + P_E\tilde{Y}_E - \gamma[\sigma_P^2\sigma_Y^2 + \sigma_P^2\tilde{Y}^2 + \sigma_Y^2\tilde{P}^2 + P_E\tilde{Y}_E^2\sigma_{Y_E}^2] \quad (10)$$

Dónde:

\tilde{P} : Precio ponderado esperado

σ_P^2 : Varianza del precio ponderado (%)³

$\sigma_{Y_E}^2$: Varianza de la cantidad eólica (%)

3: Todas las varianzas son vistas como un porcentaje dado a partir del coeficiente de variación el cual se define como: $CV = DV/\bar{X}$, donde DV es la desviación estándar, es decir $DV = CV * \bar{X}$, elevando al cuadrado esta expresión se obtiene: $\text{Var} = (CV)^2 * \bar{X}^2$, donde σ_X^2 (%) es la varianza vista como un porcentaje, es decir $\text{Var}(\bar{X}) = \sigma_X^2$ (%) * \bar{X}^2 la varianza depende del valor esperado al cuadrado multiplicada por una constante (Navidi, 2006).

Para llegar al óptimo de producción de energía eólica en el portafolio de generación se hace uso de la optimización de La Grange, empleando condiciones de restricción de Kuhn-Tucker por medio de:

$$\mathcal{L} = U(\tilde{\pi}) + \lambda(\tilde{Y} + \tilde{Y}_E - 1) \quad (11)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \tilde{Y}} = 0 \quad (12)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \tilde{Y}_E} = 0 \quad (13)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0 \quad (14)$$

De esta manera el óptimo de producción de energía eólica en el portafolio de generación para un esquema de remuneración como el del modelo 1 está dado por:

$$Y_E^* = \frac{\tilde{P}^2 A}{P_E^2 \sigma_{YE}^2 (\%) + \tilde{P}^2 A} \left(1 - \frac{\tilde{P} - P_E}{2\lambda \tilde{P}^2 A} \right) \quad (15)$$

Dónde:

$$A = (\sigma_p^2 \sigma_Y^2 + \sigma_p^2 + \sigma_Y^2) (\%) \quad (16)$$

La figura 2 ilustra gráficamente el óptimo para los valores específicos enlistados en la tabla I, los cuáles son seleccionados de manera arbitraria con el fin de expresar gráficamente los resultados de los óptimos de cada uno de los modelos.

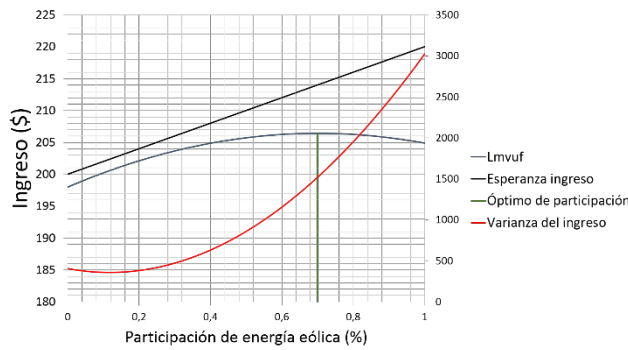


Figura 2. Óptimo de energía eólica para el modelo 1 (Ejemplo específico).

Fuente: Elaboración propia.

$P (\$)$	200
$P_E (\$)$	220
$\sigma_P^2 (\%)$	0.01
$\sigma_Y^2 (\%)$	6.25
$\sigma_{YE}^2 (\%)$	1
γ	0.005

Tabla 1. Valores utilizados para hallar el óptimo mostrado en el modelo 1

Fuente: Elaboración propia.

Como puede verse el óptimo depende de dos factores, uno de estos es el factor de variación de las cantidades estocásticas ponderado por los precios esperados al cuadrado, el cual está dado por:

$$\frac{\tilde{P}^2 A}{P_E^2 \sigma_{YE}^2 (\%) + \tilde{P}^2 A} \quad (17)$$

El otro factor es el factor de diferencia de precios dado por:

$$\frac{\tilde{P} - P_E}{2\lambda \tilde{P}^2 A} \quad (18)$$

La figura 3 ilustra el comportamiento del óptimo en función del precio eólico regulado, es decir ilustra la sensibilidad del punto óptimo de energía en función de la diferencia de precios, los valores utilizados para esta gráfica son los de la tabla 1.

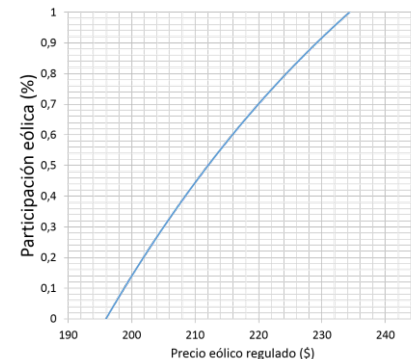


Figura 3. Sensibilidad del punto Óptimo de energía eólica en función de la diferencia de precios (Ejemplo específico).

Fuente: Elaboración propia.

En la anterior figura se aprecia el comportamiento de óptimo de energía eólica en el portafolio en función del precio eólico regulado, si este precio es menor a \$195 la participación se ve negativa, es decir no debe participar, si este precio es mayor a \$234 la participación es mayor a 1, es decir se debe generar el máximo posible con energía eólica.

1. Modelo 2 (Intermedio)

La función de utilidad para este modelo está dada por:

$$U(\pi) = \tilde{P}\tilde{Y} + (1 - h_E)\tilde{P}\tilde{Y}_E + \tilde{P}_E\tilde{Y}_E h_E - \lambda \left\{ \sigma_P^2 \sigma_Y^2 + \sigma_P^2 \tilde{Y}^2 + \sigma_Y^2 \tilde{P}^2 + (1 - h_E)^2 \left[\sigma_P^2 \sigma_{YE}^2 + \sigma_P^2 \tilde{Y}_E^2 + \sigma_{YE}^2 \tilde{P}^2 \right] + P_E^2 h_E^2 \sigma_{YE}^2 \right\} \quad (19)$$

Optimizando:

$$Y_E^* = \frac{\tilde{P}^2 A}{\tilde{P}^2 A + \tilde{P}^2 (1 - h_E)^2 B + P_E^2 h_E^2 \sigma_{YE}^2 (\%)} \left(1 - \frac{h_E (\tilde{P} - P_E)}{2\lambda \tilde{P}^2 A} \right) \quad (20)$$

Dónde:

$$A = (\sigma_P^2 \sigma_Y^2 + \sigma_P^2 + \sigma_Y^2) (\%) \quad (21)$$

$$B = (\sigma_P^2 \sigma_{PE}^2 + \sigma_P^2 + \sigma_{YE}^2) (\%) \quad (22)$$

En este modelo el óptimo al igual que en el modelo anterior está dado por los mismos dos factores mencionados anteriormente, estos están dados por:

$$\frac{\tilde{P}^2 A}{\tilde{P}^2 A + \tilde{P}^2 (1 - h_E)^2 B + P_E^2 h_E^2 \sigma_{YE}^2 (\%)} \quad (23)$$

$$\frac{h_E (\tilde{P} - P_E)}{2\lambda \tilde{P}^2 A} \quad (24)$$

Como se puede ver el factor porcentual h_E es el factor diferenciador respecto al modelo 1, pues este incide directamente sobre el óptimo, si $h_E=1$ esto indica que el 100% de la energía eólica se transa a precio eólico regulado, es decir no se comercializa nada en el mercado mayorista, lo cual indica que se regresa a este modelo. La figura 4 ilustra el óptimo para este modelo con la particularidad que se hace $h_E=1$ y con los mismos valores de la tabla I.

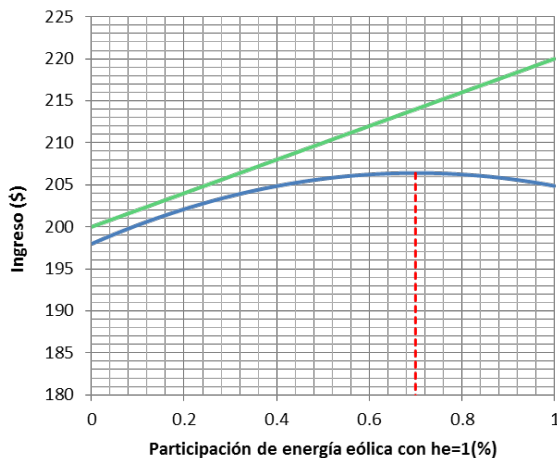


Figura 4. Comportamiento del óptimo de energía eólica para el modelo 2 (Ejemplo específico).

Fuente: Elaboración propia.

Como se ve claramente presenta el mismo comportamiento que en el modelo 1 por el hecho de que toda la producción eólica se comercializa a precio eólico regulado.

La figura 5 presenta el comportamiento del óptimo de energía eólica en el portafolio para el modelo 2 en función del porcentaje h_E , para el caso particular de los valores consignados en la tabla I.

De la anterior figura se aprecia como el factor h_E incide directamente sobre el óptimo de energía eólica en el portafolio, pues este parámetro al indicar los porcentajes remunerados a precio ponderado y a precio regulado incide de manera directa sobre la toma de decisiones, pues debido a los riesgos asociados a esta fuente de energía así mismo incide en el ingreso dependiendo de

qué cantidad se comercializa en el mercado mayorista, donde la competencia es abierta.

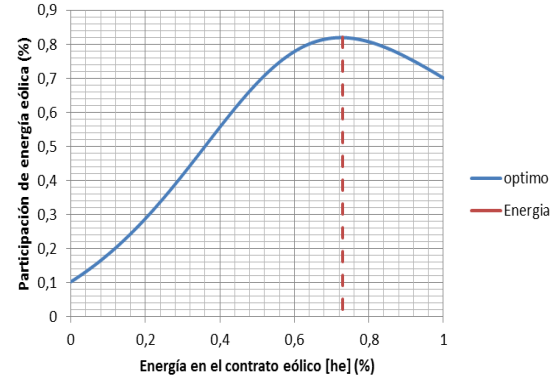


Figura 5. Participación óptima de la energía eólica respecto a la cantidad de energía eólica pagada a precio regulado.

Fuente: Elaboración propia.

1. Modelo 3(Renewable Portfolio Standard)

La función de utilidad para este modelo está dada por:

$$U(\pi) = \tilde{P}\tilde{Y} + \tilde{P}\tilde{Y}_E - \lambda \left\{ \sigma_P^2 \sigma_Y^2 + \sigma_P^2 \tilde{Y}^2 + \sigma_Y^2 \tilde{P}^2 + \sigma_P^2 \sigma_{YE}^2 + \sigma_P^2 \tilde{Y}_E^2 + \sigma_{YE}^2 \tilde{P}^2 \right\} \quad (25)$$

Optimizando:

$$Y_E^* = \left(\frac{A}{A+B} \right) * (1) \quad (26)$$

Dónde:

$$A = (\sigma_P^2 \sigma_Y^2 + \sigma_P^2 + \sigma_Y^2)(\%) \quad (27)$$

$$B = (\sigma_P^2 \sigma_{YE}^2 + \sigma_P^2 + \sigma_{YE}^2)(\%) \quad (28)$$

Para este modelo el óptimo únicamente depende de las varianzas de las cantidades estocásticas como factor incidente, pues como se mencionó anteriormente se presenta un esquema de libre competencia entre la energía eólica y las energías convencionales, es decir no existe algún otro factor que afecte el óptimo, pues la diferencia de precios desaparece, pues solamente se transa a un único precio ponderado del mercado.

La figura 6 ilustra el comportamiento del óptimo de energía eólica para el modelo 3, los valores tomados para el ejemplo en particular son los mismos consignados en la tabla I, claro está sin tomar el precio eólico regulado, pues en este modelo este valor desaparece.

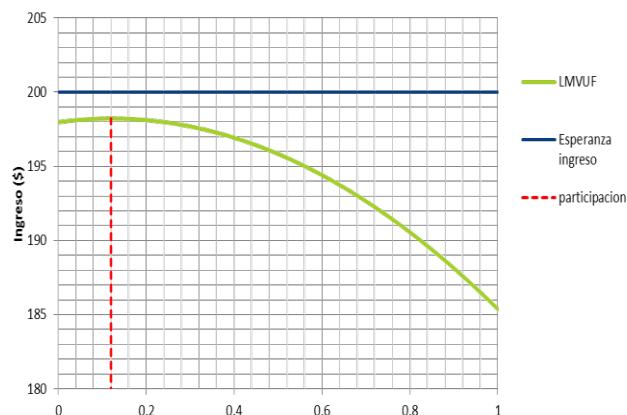


Figura 6. Participación óptima de la energía eólica para el modelo 3
Fuente: Elaboración propia.

7. CONCLUSIONES

A partir de los modelos desarrollados se puede concluir que el modelo 2 es el más versátil y el más indicado de los tres para ser implementado, pues a pesar de dar incentivos a la generación también promueve la libre competencia, por lo cual la participación aumenta en el portafolio.

El porcentaje óptimo de participación de la energía eólica en el portafolio está dado por la relación entre la varianza y el valor esperado de las potencias eléctricas, es decir son factores imprescindibles para la toma de decisiones.

La participación de energía eólica en el portafolio es totalmente depende en gran medida del esquema de remuneración utilizado, esto se explica debido a las variables que aparecen al optimizar el portafolio para cada uno de los tres esquemas, pues estas son diferentes.

A partir del modelo 1 se puede concluir que para garantizar la participación eólica es necesario asegurar un precio regulado eólico superior al precio del mercado mayorista, esto con el fin de hacer un equilibrio entre los precios y los riesgos asociados al ingreso, de esta manera se logra aumentar la participación.

A partir de los parámetros del óptimo se puede apreciar cómo el generador es sensible a pequeñas variaciones en la diferencias entre los precios ponderado y eólico, es decir se hace un factor de decisión muy importante para encontrar el porcentaje óptimo de participación.

A partir de modelo 2 se puede apreciar que es el general para la remuneración de energías no convencionales, pues a partir de este se puede llegar tanto al modelo 1 como al 3, haciendo el factor de energía firma (he) igual a cero e igual a 1 respectivamente.

AGRADECIMIENTOS

Nosotros, Juan Sebastián y Harley Francisco agradecemos a los profesores Eduardo y Camilo por su gran colaboración en el desarrollo de este proyecto, igualmente a las personas del grupo PAAS-UN, que en algún momento aportaron su conocimiento en pro de este trabajo.

REFERENCIAS

- Agencia Estatal. Boletín oficial del estado. (25 de Mayo de 2007). <https://www.boe.es/>. Obtenido de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2007-10556&lang=es>
- Chavas, J. P., & Pope, R. (1 de Julio de 1982). Hedging and production decisions under a linear mean-variance preference function. *Western Journal of Agricultural Economics*.
- Corpoema, C. E. (2010). *Formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia*. Bogotá, Colombia: UPME.
- CREG. (25 de Noviembre de 2008). *El mercado eléctrico colombiano*. Obtenido de <http://www.upme.gov.co/>: http://www.upme.gov.co/Eventos/Foro_Normalizacion/CREG_Regulacion.pdf
- Departamento de estadística, Universidad Nacional. (Mayo de 2014). *Predicción eólica*. Bogotá.
- Energética, U. N.-P. (2010). *Análisis y revisión de los objetivos de política energética colombiana de largo plazo y actualización de sus estrategias de desarrollo*. Bogotá: UPME.
- Hammons, T., & Styczynski, Z. (2007). *Europe: Impact of Dispersed Generation on Power System Structure and Secure Power System Operation*. Power Engineering Society General Meeting. IEEE.
- Hetzer, J., Yu, D., & Bhattacharai, K. (2 de Junio de 2008). An economic dispatch model incorporating wind power. *IEEE Transactions on energy conversion*, 3-4.
- IRENA-International Renewable Energy Agency. (2012). www.irena.org. Obtenido de https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/GWEC_Denmark.pdf
- Morales, J. M., Conejo, A. J., Madsen, H., Pinson, P., & Zugno, M. (2014). *Integrating Renewables in Electricity Markets. Operational Problems*. New York: Springer.
- Navidi, W. (2006). *Estadística para ingenieros y científicos*. México D.F.: Mc Graw Hill.
- Pinilla, Á. (13 de Junio de 2009). Buenos vientos para energía eólica en Colombia. *UN Periódico*.
- Saldías, H., Ulloa, H., Hugh, R., & Recordón, E. (2008). *Evaluación comparativa de centrales de generación de energías renovables mediante la aplicación de la nueva ley de energías renovables recientemente aprobada en Chile*. Santiago de Chile.
- XM. (2011). *Informe de administración y operación del mercado 2011*. Medellín.

Efectos del control de Tensión y Frecuencia en una operación aislada por Micro-redes con Pequeñas Centrales Hidroeléctricas: Estabilidad Transitoria

Effects of Voltage-Frequency Control in a Microgrid Islanded Operation with Small Hydropower Plants: Transient Stability

Juan David Marín - Jimenez^{a*}, Sandra X. Carvajal - Quintero^a.

Recibido: agosto 30 de 2014
Recibido con revisión: mayo 11 de 2015
Aceptado: mayo 19 de 2015

^{a*}Universidad Nacional de Colombia
Sede Manizales
Facultad de Ingeniería y Arquitectura
Km. 7 vía Aeropuerto, Edificio Q
Manizales, Colombia
Tel.: +57 8879300
jdmarinj@unal.edu.co
sxcarvajalq@unal.edu.co

Energética 45, junio (2015), pp.41-48

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



RESUMEN

Una Micro-red es una fracción del sistema eléctrico de distribución que puede operar de forma autónoma ya sea en paralelo o aisladamente con la red principal. La flexibilidad de una Micro-red reduce la vulnerabilidad del sistema de potencia al igual que previene costosos apagones. En Colombia se presenta un gran potencial para la creación de Micro-redes que utilizan generación de potencia por medio de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, las cuales se consideran como una tecnología de bajo impacto ambiental. Las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas actualmente están deshabilitadas para operar aisladamente, dado que no presentan los mecanismos requeridos para mantener unos niveles de estabilidad de tensión y frecuencia luego de la desconexión con el sistema interconectado. En este artículo, se propone la idea de planear una Micro-red usando datos reales del sistema de distribución que tiene instalado una Pequeña Central Hidroeléctrica que permita evaluar el comportamiento transitorio cuando se simulan perturbaciones. Diferentes estrategias del sistema de control son implementadas, con el objetivo de determinar el mejor desempeño.

PALABRAS CLAVE

Generación de Potencia Hidroeléctrica; Micro-red; confiabilidad; redes inteligentes.

ABSTRACT

A Microgrid is a part of an electrical distribution system that can operate autonomously either in parallel with the main grid or isolated from the main grid. The operational flexibility of a microgrid reduces the vulnerability of the power system and also helps to avoid costly blackouts. In Colombia there is great potential for the creation of microgrids that use power generated by small hydropower plants, which are considered as a low environmental impact technology. small hydropower plants are currently unable to operate in isolation as they do not have the mechanisms required to maintain stable frequency and voltage levels after disconnection from the interconnected system. In this paper, we propose the idea of planning a Microgrid using real data from a distribution system that has an small hydropower plant installed in order to evaluate its transitory behaviour when faced with disturbances. Different control strategies are implemented, with the aim of determining which system shows the best performance.

KEYWORDS

Hydroelectric power generation; Microgrid; Reliability; Smart grids.

1. INTRODUCTION

An intentional electrical island or MicroGrid (MG) is a contiguous section of the grid and its Distributed Energy Resources (DERs) that can operate as an independent electrical island disconnected from the rest of the grid [IEEE1547.4, 2011]. DERs technologies include Distributed Generation (DG), storage technologies and controllable loads [Chowdhury, 2009].

The DERs operating within a MG are under study at present, given that they promise numerous benefits in technical, economic, environmental and social scenarios [Chowdhury, 2009; Sioshansi, 2011]. The level of benefits is different in each MG, because each MG uses a different type and amount of DERs [Anastasiadis & Tsikalakis, 2010]. Typically, the MGs can reduce the blackouts, line losses, and interruption costs for the customer [Kroposki, et al., 2008]. Also, MGs may reduce greenhouse gases because the generation usage is smaller.

The operation of a MG resembles a small-scale operation of a traditional electric power system with advanced telecommunications [Sioshansi, 2011]. The most operative complications that occur in the electrical power system, may present in MGs [Lasseter, 2007]. Therefore, in a MG it is indispensable to have support services such as black start service, voltage control and frequency control [Dobakhshari et al., 2011].

To maintain an acceptable voltage profile within an intentional electrical island, MGs are equipped with control devices known as automatic voltage regulators (AVRs) that vary the excitation of rotating generation. Frequency is regulated via the control of generated active power through the modification of water flow entry into the corresponding turbine [Kundur, 1994].

MG which is part of this research uses Small Hydropower Plants (SHPs) installed over 50 years ago. Such plants generally use electromechanical controllers whose response times do not comply with the speed necessary to form a stable MG [Carvajal et al., 2012]. Currently, when final users become disconnected, generator speed becomes uncontrollable and therefore, the generator may explode [Weber, et al., 2003].

In this paper the performance of the control modes of the governor of a hydraulic turbine is analyzed, to enable operation by a MG in the local distribution system. Implement an operation in a distribution system that was not designed for that purpose has technical challenges that must be studied in detail. Comparisons between different systems of primary control (hydraulic turbine governor) were carried out, with the aim of analysing their behaviour when faced with tri-phase failures during the switch to isolated mode (MG formation) and

operating independently from the network. In the simulations, it was shown that the current behaviour of the control system (fixed control) and the governor for the hydraulic turbine were not efficient enough to be considered within the planning for the MG. Equally, it was found that the controller presented by Woodward PID demonstrated an adequate performance, and its technical characteristics are of simple implementation in the SHP of the case study.

This paper is organized as follows. In the second Section there is an overview of MGs and a SHP model is presented. In the third section, the control modes of the hydro-turbine governor are explained so that it can operate as a MG.

2. SUCCESSFUL MICROGRID OPERATION

A Microgrid is defined as being a part of an electric power system that is made up of distributed generation resources and controllable loads (with control options for both critical and non-critical loads) [Sioshansi, 2011]. It operates as a single autonomous grid, whether in parallel with or in isolation from the energy supply network. A very important factor is that the microgrid must be planned intentionally [IEEE1547.4, 2011]. Over the last few years, studies conducted on MG operation have found associated benefits such as an increase in the quality and reliability of the system [Zeineldin & Salama, 2005; Mathur, 2010], the decentralization of generation, a reduction in the cost of electricity (in terms of both transport and distribution), the optimization of the use of renewable energy technologies via the integration of MGs [Barker & Mello, 2000] and the use of MGs as a backup mechanism for preventing blackouts [Aghamohammadi & Shahmohammadi, 2012]. These benefits are stimulating an increased global demand for MGs. According to a report by PikeResearch [PikeResearch, 2012], the capacity of MGs around the world will experience a growth of more than 22% in the next five years, reaching 4.7 GW by 2012 and taking as a point of reference 140 modern projects that will amount to more than 1.1 GW combined across the world. So far MGs have been studied for medium voltage operation, but the same concept could be extended to include high voltage levels.

In regulation [IEEE1547.4, 2011], a series of recommendations are established that help network operators and small generators to design systems which take MGs and islanding into account.

The following is a summary of the most important points in the planning and operation of a MG [Bakar, et al., 2011]:

Operation and administration: A good planning strategy for the MG permits problem-free operation. Within this strategy, island detection techniques, MG operation when connected to the network and when operating in isolation and the mode of reconnection to the network should all be considered. Various strategies have been proposed for the operation of a MG [IEEE1547.4, 2011; Mathur, 2010].

Generator governor: The governor should be designed and

modelled for two operational modes: connected to the network and island operation. In isolated mode the governor should have the capacity to maintain power quality in the MG as well as keeping within the limits permitted by the system operator. In order to avoid a loss of synchronism during reconnection with the network, the SHP governor should be equipped with a control unit designed to regulate the frequency, voltage and phasor of the MG so as to remain close to network parameters.

Communication - Smart Grids: A fast and reliable communication link is required in order to transmit data and control information [Ropp, et al., 2000].

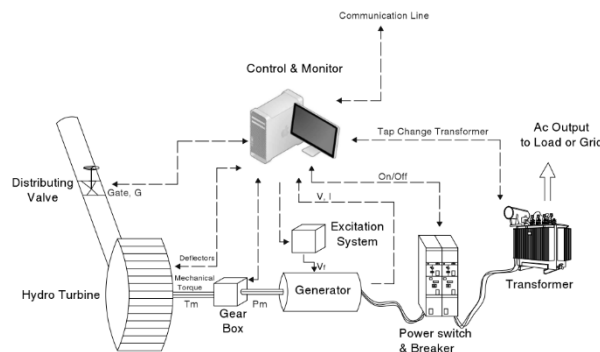


Figure 1. Operation of a modern Small hydro power plant.
Source: [Carvajal et al., 2012]

Integrating SHPs into a MG allows the frequency to be maintained within acceptable operational limits thanks to the use of synchronous generators, which are considered as a controllable technology. The control is carried out through the turbine governor. The operation of an SHP is shown in Figure 1.

Small Hydropower Plants Model

SHPs are comprised principally of a governor, a turbine and a generator to convert mechanic energy into electrical energy.

Linear Turbine/Generator Model:

The representation of this model is based upon the following considerations: (i) Hydraulic resistance is not considered; (ii) Water velocity is proportional to the position of the sluice gate; (iii) The turbine exhaust is proportional to the product of the addendum and the flow volume; and (iv) The walls of the pressure pipe are smooth and the flow of water is non-compressible.

The transfer function that relates torque increase and sluice gate variation is given by [Kundur, 1994].

$$\frac{\Delta P_m(s)}{\Delta G(s)} = \frac{(1 - sT_w)}{(1 + s0.5T_w)} \quad (1)$$

This linear model will be considered in the case study simulation.

3. HIERARCHICAL CONTROL OF MICROGRIDS

The operation of a MG requires an energy management system and classification of a control strategy [Palizban, et al., 2014]. The control strategy of MG should consider controlling the flow of active power, the resynchronization between the MG and system parameter settings voltage, the frequency in both modes of operation and the improved efficiency in the MG [Carrasco, et al., 2006; Guerrero, et al., 2011].

Levels of hierarchical control in a MG depend on the concepts and criteria used. Some authors define hierarchical level in three levels [Carrasco, et al., 2006; Katiraei, et al., 2008; Planas, 2013] and others define four levels [Guerrero, et al., 2011; Palizban, et al., 2014]. This paper adapts the definition of hierarchical control of four levels (zero to three) presented by the authors [Guerrero, et al., 2011; Palizban, et al., 2014]. Level zero is the inner control loop for controlling the output voltage and current from the sources. The reference value for the inner control loop is generated by primary control (level one). Then, secondary control in the next step monitors and supervises the system with different methods. Finally, the last level is tertiary control which manages the power flow and the interface between the MG and the main network.

The MG concept of the Consortium for Electrical Reliability Technology Solutions (CERTS) establishes that a key element of the monitoring design of MGs is that communication is unnecessary for microsources among basic MG operation [CERTS, 2002]. In this way, each MG controller must be able to respond effectively to system changes without requiring data from other sources or locations [Planas, 2013]. Droop methods are presented such as wireless monitoring techniques that satisfy this characteristic. Apart from this, many publications suggest that droop methods are the best option for controlling DERs in MGs [CERTS, 2002; Katiraei, et al., 2008; Chowdhury & Crossley, 2011]. Moreover, almost all the experimental MGs droop implemented methods [Lidula, 2007]. In order to analyse these control methods in greater detail, a study of these methods is presented in the droop subsection.

Internal control loop - Level Zero

The objective of this level of control is to manage the power of DG [Palizban, et al., 2014]. This control depends mainly on the type of DG to control and its technological capabilities. The technological capabilities should be analysed separately for the grid-coupling converter, as it is the entity which connects the DER unit to the grid and defines many of technological capabilities of the DER unit. This coupling device can be different for the same type of unit, e.g. a wind turbine can be connected to the network with an induction

generator, a double-feed induction generator, an inverter or a synchronous generator [Braun, 2008].

A synchronous generator uses Automatic Voltage Control (AVR) and turbine control [Guerrero, et al., 2011]. Although such devices are not designed with large contingences likely to take place in stressed condition, they still provide useful support in these conditions. This is particularly true for AVRs that regulate high side voltages of generator step-up transformers through compensation of their leakage reactance. The compensation AVR is more effective than other types because it regulates voltage closer to the loads [Kueck, et al., 2006]. In the case of DG non-controllable such as photovoltaic generation, Maximum algorithms Power Point Tracking (MPPT) can be used [Blaabjerg, et al., 2006].

Primary control

The purpose of this level control is to regulate the reference frequency and the voltage amplitude, given the voltage and current values changed by the zero level. The primary control must have a characteristic rapid response to changes in demand or generation (in the order of thousandths of a second) [Vásquez, et al., 2010]. DERs can work when disconnected or connected from and to the grid. When they work connected to the grid, real and reactive generated powers are controlled. In the case of several DERs working autonomously, some form of control is needed in order to avoid circulating currents between them and to establish the voltage and frequency of the formed grid. The proposed controls are classified basically in communications based techniques and droop methods [Planas, 2013].

Droop Methods: Droop Methods are based on the behavior of synchronous generators. The equivalent circuit of a synchronous generator connected to the grid is presented in Figure 2. The real power injected into the grid can be expressed as:

$$S = P + jQ \quad (2)$$

Where P and Q are the active and reactive powers respectively. In Figure 2. an impedance Z_θ between the network and the generator shown, this impedance is formed by the synchronous generator or internal impedance of the generator and the impedance between the generator and the grid.

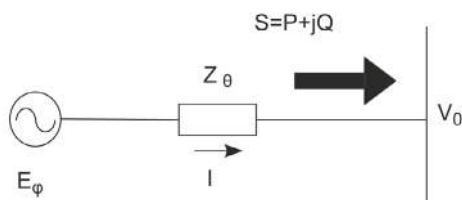


Figure 2. Equivalent between grid and synchronous generator

Source: own elaboration.

The impedance of the equivalent circuit is considered inductive, so the active and reactive powers can be expressed as:

$$P = \frac{EV}{X} \sin(\phi) \quad (3)$$

$$Q = \frac{EVCos(\phi) - V^2}{X} \quad (4)$$

It is considered that the difference of phase between E and V is small, thus $\sin \phi \approx \phi$ y $\cos \phi \approx 1$. Taking this into account and using the equations (2) and (3), it can be observed that P and Q depend primarily on ϕ y E , V respectively.

Secondary control

The objective of this level is to ensure that the variations of frequency and voltage are taken to zero, following the changes in demand and generation in the MG [Palizban, et al., 2014]. The secondary controls in the power systems serve to correct the variations of the frequency in the network and maintain the variations within the permitted limits according to the system operator.

The speed of this secondary control response is slower than that of the first level (primary control) by a matter of seconds. This level of control can be divided into centralised – named Microgrid Central Controller (MGCC) - and non-centralised, by independently using an intelligent control for each unit.

Tertiary control

The objective of this level of control is to manage the power flow via the regulation of the voltage and the frequency when the MG is operating in interconnected mode. This level of control is slower (by a matter of minutes) and ensures the optimum functioning of the MG, both technically and economically [Carrasco, et al., 2006].

In general, the control of the DG will be under droop control when it is operating in interconnected mode with the network. When the MG operates in isolated mode, a generator governor control will change it to isochronous mode whilst the rest of the DG will continue in droop or fixed power output mode [Majed, et al., 2011]. In this mode, it should be found that a MG will show at least a source of controllable generation (technologies with synchronised generators such as CHP, SHP, gas turbine etc.), thus guaranteeing efficient system performance when faced with unexpected changes in the demands or generation [Carvajal, et al., 2012].

4. CASE STUDY: TRANSIENT STABILITY OF A MG WITH SHP IN THE LOCAL DISTRIBUTION SYSTEM

The isolated operation of a MG is employed to prevent the interruption of the power supply to important loads and users during a system failure or maintenance schedule. In this way, levels of service reliability are increased for users located within the MG.

The following study examines a MG before a system failure and during isolated operation from the network. It will analyze frequency behavior and the actions of the controllers in the synchronous machine of the SHP.

System Characteristics

The local distribution system has voltages of 13.2 kV and 33 kV, is connected to the Colombian Electrical Power System by the 115 kV lines. This system is made up of more than 500 different elements such as generators, loads, transformers and subtransmission lines.

The topology of the studied network has the necessary conditions for a MG to be configured as a lateral island within it. As such, said network was used in this study and, using the definition set out in regulation 2011 [IEEE 1547.4, 2011] we proceeded to carry out the simulation and subsequent analysis of this operation.

The analysis of frequency behavior was conducted by incorporating a MG operation into the local distribution system.

Simulation Considerations

The model was constructed using real data about the distribution network that is connected to the three SHPs. This data was taken from the web page of the network operator

Electrical distribution system: The system was simulated in its entirety using the DiGSILENT tool. For the purpose of our case study, the formed MG was considered and transient stability were analyzed.

Control governor: (i) gov_HYGOVMmodif; (ii) gov_HYGOV: Hydro Turbine Governor; (iii) Woodward PID Hydro Governor and (iv) Currently controller were analyzed.

Automatic Voltage Regulator (AVR): AVR IEEE1: 1968 IEEE Type 1 Excitation System. SHP was equipped with an AVR controller that is part of the DiGSILENT Power Factory simulation tool. This is essential in order to have complete control of the steady state and transient state.

The simulation shows the response of the generators and the behavior of the MG when a number of contingencies were tested on the generating groups.

Simulation of the Model

The case study MG is presented in Figure 3 and was planned using the criteria of IEEE standard 1547:2011

In Figure 3, the diagram of the unifilar connection of the distribution substation 33000/13200V “Salamina” is shown. This substation possesses three feeders of Medium Voltage, named SLM23L12, SLM23L13 y SLM23L15. The feeder SLM23L12 is connected to a SHP of 0,5 MW. In this paper, we propose to study the transitional behaviour of the system when there is a failure in the Salamina substation and the SLM23L12 is isolated to operate in the form of an MG.

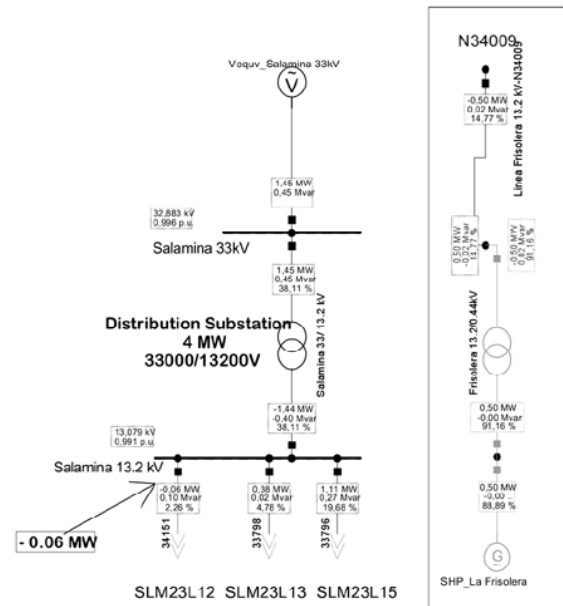


Figure 3. MG proposed simulation with SHP.

Source: own elaboration.

Results and Discussion

The results show that during an output event in a generating unit, the MG operates within stability limits so long as it has the kind of loads that can be disconnected in such an event, allowing a balance to be reached between the power generated and the power consumed. Disconnectable loads are known as non-critical loads and are defined as power system users that can be disconnected without risking the security of the country or incurring excessive costs as a result of a blackout (industrial users.)

For MG operation it is necessary to have controllable loads with the option to choose between critical and non-critical loads. In the case study, a range of possible contingencies within the MG were examined. Similarly, given that energy generated in the MG in islanding operation cannot be supplied to the rest of the network, it becomes necessary to disconnect certain loads in order to achieve a permanent state of stability in the MG.

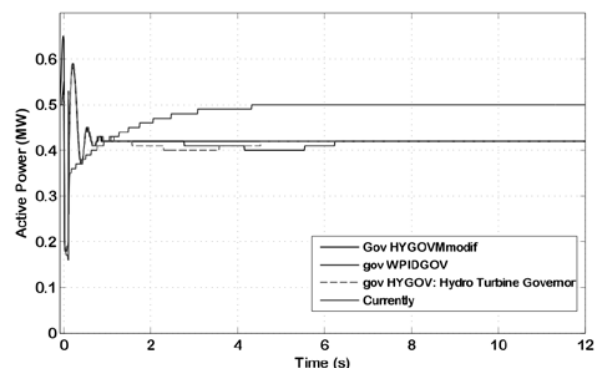


Figure 4. Transient Power of the SHP during the 3-phase Short-Circuit.

Source: own elaboration.

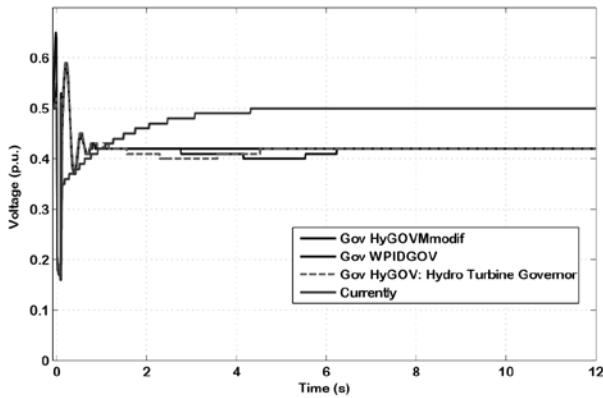


Figure 5. Transient Voltage of the SHP during the 3-phase Short-Circuit.

Source: own elaboration.

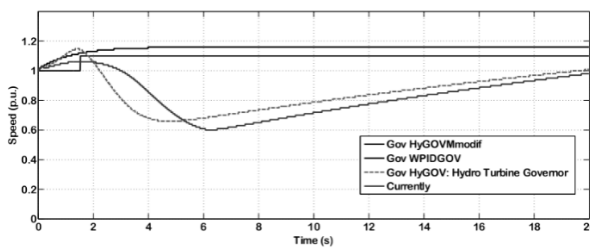


Figure 6. Transient Speed of the SHP during the 3-phase Short-Circuit.

Source: own elaboration.

A simulation of a 3-phase Short-Circuit in the bar of 13,2 kV of Salamina was carried out, followed by a clearance event and opening of the feeder SLM23L12 100ms afterwards. The previous events were simulated with the aim of observing the transitory behaviour during the MGs switch from interconnected mode to isolated mode.

The simulations show that when compared to different turbine governors, the Woodward PID governor shows an adequate performance, maintaining the electrical parameters within the recommended limits of the system operator [IEEE, 2008].

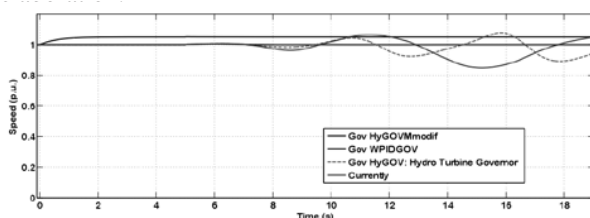


Figure 7. Transient Power of the SHP during the 3-phase Short-Circuit at 5s in islanded operation.

Source: own elaboration.

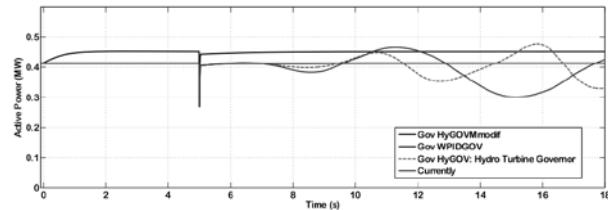


Figure 8. Transient Voltage of the SHP during the 3-phase Short-Circuit at 5s in islanded operation.

Source: own elaboration.

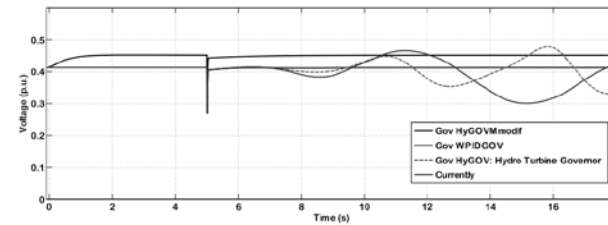


Figure 9. Transient Speed of the SHP during the 3-phase Short-Circuit at 5s in islanded operation.

Source: own elaboration.

In figures 7, 8, 9 a simulation of a system operating in isolated mode is carried out, simulating a tri-phase failure at 5 seconds, then a clearance event 100ms afterwards (5.1 seconds). The simulations show that the current conditions of the turbine governor HyGov (found in various SHP in the region) do not display a good level of performance. On the contrary, the Woodward PID and Modified HyGOV governors show unacceptable levels of performance for operating in the form of an MG.

5. CONCLUSION

An important element during the planning of a system to operate as a MG, is the analysis of the behaviour during the change to isolated mode and operating independently from the system. The analysis carried out in this paper shows that with a suitable choice of turbine governor, and when faced with failure events, the system manages to maintain within the permitted ranges and is able to stabilize itself within an acceptable time. However, during the reset time for the failure, depending on the established criteria by the network operator - which in our case was 100 ms - a drop in transitory voltage was shown that could cause system failure and prevent an adequate islanding operation. Thus, it is recommended that the SHP include within the basic MG planning, the capacity for autonomous start-up and ensures that it has synchronised devices.

For further research projects is proposed to make a regulatory frame work that include a set of principles, rules and incentives which addresses sensibly both technical and economic issues of DERs connections to microgrids. Technical issues encompass new standards of DG technologies, interconnection practices, protection schemes, environmental issues, ancillary services and metering. On the other hand, economic issues deal with various incentives and the internal market settings for MG.

REFERENCES

- Aghamohammadi M.R. and Shahmohammadi A.. Intentional islanding using a new algorithm based on ant search mechanism. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, 35:138{147, 2012}.
- Anastasiadis, A. G., Tsikalakis and Hatziargyriou N.D., Operational and environmental benefits due to significant penetration of microgrids and topology sensitivity. In *Power and Energy Society General Meeting*, 2010 IEEE, pages 1{8, July 2010}. doi: 10.1109/PES.2010.5590069. IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems, July 2011.
- Bakar A. H., Mohamad H., Mokhlis H. and Ping H. W.. A review on islanding operation and control for distribution network connected with small hydro power plant. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15:3952{3962, 2011}.
- Barker P. P. and Mello R. W. de, Determining the impact of distributed generation on power systems: part 1 - radial distributed systems. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, 3:1645{1656, 2000.
- Blaabjerg F., Teodorescu R., Liserre M., and Timbus A.V., Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, 53(5):1398{1409, Oct 2006}. ISSN 02780046. doi: 10.1109/TIE.2006.881997.
- Braun M., Reactive power supply by distributed generators. In *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008 IEEE, pages 1{8, July 2008. doi:10.1109/PES.2008.4596266.
- Carrasco J.M., Franquelo L.G., Bialasiewicz, J.T. E, Galvan, Guisado R.C.P., Prats Ma.A.M., Leon J.I., and N. Moreno-Alfonso. Power-electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: A survey. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, 53(4):1002{1016}, June 2006. ISSN 0278-0046. doi: 10.1109/TIE.2006.878356.
- Carvajal Quintero S., Marín Jiménez J.D., and Arango Aramburo S., Feasibility of intentional islanding operation with small hydropower plants. In *Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (TD-LA)*, 2012 Sixth IEEE/PES, pages 1{6, Sept 2012}. doi: 10.1109/TDC-LA.2012.6319066.
- Central Hidroeléctrica de Caldas. Centrales hidráulicas. Technical report, CHEC, 2012. URL <http://www.chec.com.co/drupal3/node/43>.
- CERTS, Consortium for Electric Reliability Technology Solutions. Integration of Distributed Energy Resources: The MicroGrid Concept. Technical report, 2002. URL <http://certs.lbl.gov/pdf/50829-app.pdf>.
- Chowdhury S. and Crossley P.. Microgrids and Active Distribution Networks. Taha Selim Ustun, Cagil Ozansoy, and Aladin Zayegh. Recent developments in microgrids and example cases around the world: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(8):4030 {4041, 2011}. ISSN 1364-0321. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.033>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032111002735>.
- Dobakhshari A.S., Azizi, S. and Ranjbar A.M., Control of microgrids: Aspects and prospects. In *Networking, Sensing and Control (ICNSC)*, 2011 IEEE International Conference on, pages 38{43, April 2011}. doi: 10.1109/ICNSC.2011.5874892.
- Guerrero J.M., Vasquez J.C., Matas J., Vicuña L.G. de, and Castilla M., Hierarchical control of droop-controlled ac and dc microgrids: A general approach toward standardization. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, 58(1): 158{172, Jan 2011. ISSN 0278-0046. doi: 10.1109/TIE.2010.2066534.
- Katiraei F., Iravani R., Hatziargyriou N., and Dimeas A.. Microgrids management. *Power and Energy Magazine, IEEE*, 6(3):54{65, May 2008}. ISSN 1540-7977. doi: 10.1109/MPE.2008.918702.
- Kroposki R., Lasseter, T. Ise, Morozumi S., Papatianassiou S., and Hatziargyriou N., Making microgrids work. *Power and Energy Magazine, IEEE*, 6(3):40{53, May 2008. ISSN 1540-7977. doi: 10.1109/MPE.2008.918718.
- Kueck John, Kirby Brendan, Rizy Tom, Li Fangxing, and Fall Ndeye. Reactive power from distributed energy. *The Electricity Journal*, 19(10):27 { 38, 2006. ISSN 1040-6190. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.tej.2006.10.007>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1040619006001291>.
- Kundur P., Power system stability and control. McGraw-Hill, London, 1994. Pike Research. Worldwide revenue from microgrids will reach \$17.3 billion by 2017. Technical report, Pike Research, 2012. URL <http://www.pikersearch.com/newsroom/worldwide-revenue-from-microgrids-will-reach-17-3-billion-by-2017>.
- Lasseter R. H., Microgrid and distributed generation. *Journal of Energy Engineering*, pages 1{7, 2007. N.W.A.
- Lidula and A.D. Rajapakse. Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(1):186{202, January 2011.
- Majed-Al S.I., Aramco S., and Kakimoto T., Gas turbine and generator controls: A user perspective. In *Petroleum and Chemical Industry Conference Europe Conference Proceedings (PCIC EUROPE)*, 2011, pages 1{6, June 2011.
- Mathur H. D., Enhancement of power system quality using distributed generation. In *Power and Energy (PECon)*, IEEE International Conference on, pages 567{572, 2010}.
- Palizban Omid, Kauhaniemi Kimmo, and Guerrero Josep M., Microgrids in active network management part i: Hierarchical control, energy storage, virtual power plants, and market participation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, (0):{, 2014. ISSN 1364-0321.

doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.016>.
 URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114000264>.

Planas E., Gil de Muro A., Andreu J., Iñigo Kortabarria, and Iñigo Martínez de Alegra. General aspects, hierarchical controls and droop methods in microgrids: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 17(0):147 {159, 2013}. ISSN 1364-0321. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.09.032>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112005333>.

Ropp M., Haigh J., Aaker K. and Sabbah N., Using power line carrier communications to prevent islanding. In *Proceedings of the 2000 IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pages 1675 {1678, 2000.

Sioshansi F. P., editor. *Smart Grid: Integrating Renewable, Distributed & Efficient Energy*. Academic Press, Waltham, 2011.

Vasquez J.C, Guerrero J.M., Miret J., Castilla M., and Vicuña L.G. de. Hierarchical control of intelligent microgrids. *Industrial Electronics Magazine, IEEE*, 4(4):23 {29, Dec 2010. ISSN 1932-4529. doi: 10.1109/MIE.2010.938720.

Weber H., Spreng S and Hladky M., Investigation of the dynamic behaviour of hydro power plants for restoration scenarios. *Electrical Power and Energy Systems*, 25:615 {621, 2003}.

Zeineldin H. and Salama M.A., Intentional islanding of distributed generation. *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2:1496-1502, 2005. *IET renewable energy series*. Institution of Engineering and Technology, 2009. ISBN 9781849190145. URL <http://books.google.com.co/books?id=x9MtBxSBadwC>.

Generación Undimotriz: Integración con la red y análisis de resonancia subsíncrona

Wave Energy: Grid Integration and Sub-synchronous Resonances Analysis

Rubén Jaramillo - Osorio^{a*}, Alejandro Garcés - Ruiz^a.

Recibido: julio 31 de 2014
Recibido con revisión: mayo 19 de 2015
Aceptado: mayo 25 de 2015

^{a*}Universidad Tecnológica de Pereira
Programa de Ingeniería Eléctrica
Pereira, Colombia
Cra. 27 N° 10-02
Tel.: + (57) 3165000 ext:11145
rdjaramillo@utp.edu.co,
alejandro.garces@utp.edu.co

RESUMEN

Este artículo presenta un estudio preliminar sobre la integración de un generador undimotriz tipo Archimedes Wave Swing en el sistema de potencia y su impacto sobre las oscilaciones de frecuencia. Diferentes casos son analizados teniendo en cuenta la posible ocurrencia de resonancias subsíncronas debido a las bajas frecuencias de oscilación de las olas, así como los problemas dinámicos causados en la red debido a la oscilación de la potencia extraída del oleaje marino. Las simulaciones sobre el sistema IEEE de 9 nodos demuestran que la integración de generación undimotriz a la red eléctrica puede presentar resonancias subsíncronas, caída inesperada de frecuencia y otros problemas dinámicos.

PALABRAS CLAVE

Archimedes Wave Swing, Convertidores *back-to-back*, Generación Undimotriz, Resonancia Subsíncrona.

ABSTRACT

This paper presents a preliminary study on the integration of a wave generator to the power system, and its impact on frequency oscillations. Different cases are analyzed taking into account possible sub-synchronous resonances due the low oscillations of waves and the dynamic problems caused in the power grid due to the oscillation of the power extracted from the waves. Simulations on the IEEE9 system demonstrate the integration of wave energy to power grid can present sub-synchronous resonances and frequency drop as well as other dynamic problems.

KEYWORDS

Archimedes Wave Swing, Back-to-back Converters, Wave Energy, Sub-synchronous Resonance.

Energética 45, junio (2015), pp. 49-59

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



1. INTRODUCCIÓN

La extracción de energía eléctrica a partir del oleaje marino, también llamada generación undimotriz, es un nuevo concepto de energía limpia y renovable con alto potencial de explotación. En el mundo, diferentes tecnologías de generación undimotriz han sido objeto de estudio. Este artículo estudia el sistema de conversión conocido como *Archimedes Wave Swing* (AWS), el cual consiste en una cámara cilíndrica hueca fija en el lecho marino, y un flotador que sirve como su tapa (ver figura 1). Dicho flotador se mueve verticalmente debido al paso del oleaje oceánico por sobre éste [Rademakers, et al., 1998]. Cuando una ola está justo sobre el flotador, el aumento del peso del agua hace que éste baje y comprima el aire que está dentro de la cámara; cuando la cresta de la ola pasa y sobre el flotador se encuentra el valle de la misma, la disminución en el peso del agua sobre el flotador y el aumento de la presión al interior de la cámara cilíndrica hacen que la boya se mueva hacia arriba. De este movimiento vertical continuo se extrae la energía eléctrica por medio de un generador síncrono lineal acoplado al AWS, el cual se detallará más adelante. La integración de este tipo de generadores a la red de potencia puede presentar algunas problemáticas que son estudiadas en este artículo.

Las bajas frecuencias de oscilación del oleaje marino hacen que la potencia eléctrica extraída por el AWS presente una frecuencia subsíncrona y que la frecuencia y la magnitud del voltaje en terminales varíen constantemente. Estas frecuencias pueden ocasionar resonancias con el eje de las máquinas eléctricas con las que cuenta el sistema eléctrico, fenómeno que requiere ser estudiado en detalle dado que pueden ocasionar inestabilidad en el sistema de potencia, así como vibraciones mecánicas que implican graves problemas estructurales en el conjunto mecánico del generador undimotriz o de otros generadores con los que cuenta el sistema.

La generación undimotriz tipo AWS viene siendo objeto de estudios, los cuales han estado enfocados principalmente en el diseño electromecánico de los sistemas de conversión [Rademakers, et al., 1998; Wu, et al., 2008; Polinder, et al., 2004]. En este artículo se hará un análisis preliminar de la generación undimotriz, enfocado en la integración directa del sistema generador a la red de potencia y en el fenómeno de resonancia subsíncrona que se podría presentar, debido a la baja frecuencia de oscilación del oleaje marino. Un estudio de este tipo hasta ahora no ha sido llevado a cabo, a pesar de las graves consecuencias que dicha contingencia representa para la estabilidad y seguridad del sistema de potencia.

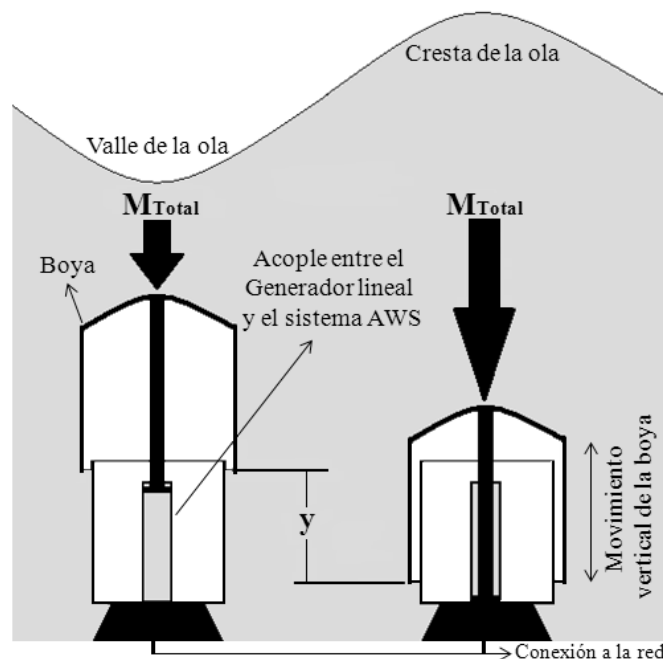


Figura 1. Principio de funcionamiento del AWS.

Fuente. Elaboración Propia.

El artículo está dividido de la siguiente forma: en la sección 2 se presenta las principales características del sistema de conversión de energía tipo AWS, la sección 3 presenta un análisis de la resonancia subsíncrona y las contingencias que ésta causa en la red eléctrica. La sección 4 muestra el modelamiento del sistema de generación. Finalmente se presentan los resultados obtenidos y las conclusiones.

2. ANÁLISIS DEL SISTEMA DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA UNDIMOTRIZ TIPO AWS

El estado de la investigación y el desarrollo de la conversión de la energía undimotriz en el continente Europeo, que es donde se ha innovado y se ha desarrollado principalmente este tipo de tecnología, se encuentra detallado en [Clement & Cols., 2002]. En la extracción de la energía de las olas se pueden observar diferentes tecnologías, tales como el OWC [de O. Falcao & Justino, 1999], el *Mighty Whale* [Washio, et al., 2001], el *Pelamis* [Henderson, 2006] y el *Wave Dragon* [Kofoed, et al., 2006].

El objetivo de este estudio es la integración a las redes de potencia y el análisis del sistema conversor de la energía de las olas conocido como *Archimedes Wave Swing* (AWS), originado en 1993 mediante los estudios desarrollados por F. Gardner y H. Van Breugel [Rademakers, et al., 1998].

En [Polinder et al., 2004] se desarrolló todo el modelo matemático para la extracción de la energía eléctrica del oleaje marino acoplando al AWS un generador lineal. Dicho modelo se presenta a continuación:

$$(M_{fl} + M_{H2O}) \frac{d^2 y}{dt^2} + (\beta_{AWS} + \beta_G) \frac{dy}{dt} + (k_{AWS}) y = F_{WAVE} \quad (1)$$

En donde:

y Es la distancia recorrida por el flotador del AWS y el *translator* del generador lineal.

M_{fl} Es la masa del flotador

M_{H2O} Es la masa que representa el agua que se encuentra por encima del flotador

β_{AWS} Es el coeficiente de amortiguación hidrodinámica de la AWS

β_G Es el coeficiente de amortiguación del generador lineal

k_{AWS} Es la constante del resorte de AWS

F_{WAVE} Es la suma de las fuerzas resultantes de las olas que actúan sobre el flotador

Se demuestra en [Polinder et al., 2004] que para extraer la máxima energía del oleaje, el sistema AWS debe cumplir dos condiciones: la primera es estar en resonancia con el oleaje marino; la segunda es que el coeficiente de amortiguación hidrodinámica del AWS debe ser igual a la amortiguación proporcionada por el generador, entonces $\beta_{AWS} = \beta_G$

Definiendo la masa total de la siguiente manera:

$$(M_{fl} + M_{H2O}) = M_{Total} \quad (2)$$

Finalmente el modelo dinámico del sistema mecánico para la máxima extracción de energía del oleaje se muestra en la ecuación 3.

$$(M_{Total}) \frac{d^2 y}{dt^2} + (k_{AWS}) y = 0 \quad (3)$$

Por lo tanto, la máxima potencia eléctrica extraída del oleaje está dada por:

$$P_{max} = \cos^2(w_x t) \quad (4)$$

Dónde:

$$w_x = \sqrt{\frac{k_{AWS}}{M_{Total}}} \quad (5)$$

Para el acople del generador de energía eléctrica al AWS, en [Polinder et al., 2005] se le practicó un estudio a cinco diferentes topologías de generador lineal, buscando el generador más adecuado para extraer la energía de las olas, siendo finalmente elegido el generador síncrono lineal de imán permanente (PMLSM, por sus siglas en inglés) con imanes en el *translator* (la parte móvil

del generador); generador también elegido y justificado para los estudios desarrollados en [Polinder et al., 2004].

En 2004 se sumergió el primer prototipo a escala de esta tecnología, hallando los modelos de movimiento del AWS sumergido y del generador lineal acoplado a éste [de Sousa Prado, et al., 2006].

Resulta importante mencionar que el modelo del movimiento del generador en [de Sousa Prado et al., 2006] se encuentra en un marco de referencia *abc*. Todos los componentes dinámicos de un sistema de potencia convencional, tales como generador síncrono, motor de inducción, dispositivos electrónicos de potencia, entre otros, se establecen en un marco de referencia *dq* [Wu, et al., 2008], entonces, todos los componentes de un sistema de generación independiente establecidos en el marco de referencia *dq*, pueden ser integrados con un sistema de potencia convencional y posteriormente ser analizados en su estado dinámico sin presentar problema alguno [Kundur, 1994]. Por lo tanto, se puede concluir que los modelos utilizados en [de Sousa Prado et al., 2006] no son adecuados para el análisis dinámico de los sistemas de potencia con múltiples componentes dinámicos, como lo son los sistemas de potencia a los cuales sería integrada esta nueva tecnología de generación.

Con el propósito de la integración del AWS en la dinámica de las redes eléctricas y el análisis de estabilidad de éstas, se propone en [Wu, et al., 2008], una transformación de coordenadas del generador síncrono lineal del marco de referencia *abc* al marco de referencia *dq*, bajo la transformada de coordenadas de Park para una máquina síncrona, fijando el marco de referencia *dq* en el *translator* (la parte móvil) del generador lineal. Se desarrollan en [Wu, et al., 2008], simulaciones en las que el sistema convertidor de la energía de las olas opera primero sin carga y posteriormente alimentando una carga R-C aislada, buscando comparar las respuestas dinámicas halladas bajo simulaciones en dicho documento, con las del sistema estudiado en [de Sousa Prado, et al., 2006] para comprobar la validez del cambio de coordenadas propuesto. Se concluye finalmente que el modelo dinámico del generador lineal propuesto en las coordenadas *dq* es adecuado para la dinámica del sistema de potencia y su análisis de estabilidad [Wu, et al., 2008].

Para la integración del sistema convertidor de la energía de las olas en la red de potencia, se ha estudiado el uso de convertidores *back-to-back*, los cuales consisten en un convertidor del lado del generador, un convertidor del lado de la red, un condensador actuando como enlace DC y sus respectivos controles, cuyo objetivo es optimizar el sistema convertidor de la energía de las olas (ver figura 2).

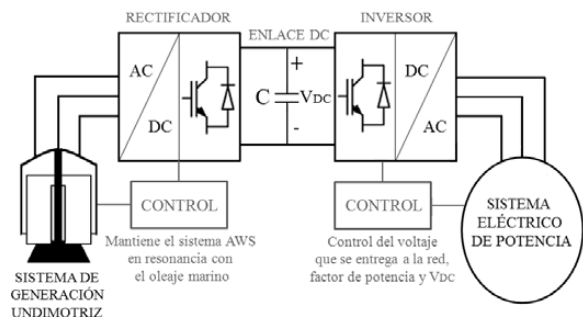


Figura 2. Integración del sistema de generación undimotriz con la red de potencia.

Fuente. Elaboración Propia.

El convertidor del lado del generador, el cual está conectado al estator de la máquina, tiene como función recibir la señal de corriente alterna entregada por el generador síncrono lineal y convertirla en una señal de corriente directa. Su principal objetivo es maximizar la extracción de energía de las olas y reducir las pérdidas en el generador; para esto, como se demostró en el desarrollo de la ecuación matemática para la extracción de la energía de las olas en [Polinder, et al., 2004], el *translator* del generador síncrono lineal debe estar en resonancia con la ola.

Para el control y regulación del AWS en resonancia con el oleaje marino, se propuso en [Polinder, et al., 2004; Wu, et al., 2008], un control manual, el cual consiste básicamente en regular la presión de aire y el volumen dentro de la cámara cilíndrica de la AWS. Regular estos aspectos se lleva a cabo mediante el bombeo de agua de entrada/salida de la AWS, lo cual es un proceso lento [Wu, et al., 2009]. Esto impide que se pueda hacer una regulación de resonancia con la rapidez y efectividad necesaria, lo cual crearía una limitación práctica al sistema que haría menos viable el desarrollo e implementación de esta tecnología. Se propone en [Shek, et al., 2007] y se desarrolla totalmente en [Wu, et al., 2009] un control electrónico del AWS, el cual regula la fuerza de rigidez que el AWS aplica al movimiento del *translator* en el generador, este control es mucho más fácil de implementar en la práctica y mucho más rápido en su regulación, haciendo insignificante el retraso en la regulación del AWS y la puesta de la misma en resonancia con el oleaje, haciendo máxima en todo momento la extracción de potencia del oleaje marino, sin importar la continua variación de éste.

La función del convertidor del lado de la red es recibir del enlace DC una señal de corriente directa y entregarle a la red de potencia una señal de corriente alterna. Su principal objetivo es entregar a la red una potencia activa y una tensión en terminales constante [Wu, et al.,

2008; Wu, et al., 2009]. Para cumplir este objetivo, se necesita, al igual que en el convertidor del lado del generador, aplicar un control electrónico. En [Wu, et al., 2008] se presenta un diagrama de bloques completo del control que se puede aplicar sobre el convertidor de lado de la red.

Para los análisis realizados en [Polinder, et al., 2004], se utiliza, por diferentes factores allí expuestos, un convertidor inversor con fuente de corriente (CSI, por sus siglas en inglés), pero se concluye finalmente en ese mismo documento que es mucho más viable utilizar un convertidor *back-to-back* inversor con fuente de voltaje (VSI, por sus siglas en inglés), ya que mejora el factor de potencia en la red, la corriente entregada al sistema de potencia y la corriente del generador se pueden hacer sinusoidales, la fuerza en la máquina síncrona puede ser mayor y el factor de potencia del generador puede controlarse para disminuir al mínimo las pérdidas en éste y en los cables que lo conectan con el convertidor *back-to-back*. Estos factores hacen finalmente que el rendimiento energético anual provisto por el sistema de conversión de la energía de las olas aumente en un 18%.

Si se planea utilizar, debido a su mayor rendimiento energético, convertidores *back-to-back* del tipo VSI, es necesario implementar un control electrónico para el voltaje del enlace DC, ya que dicha tensión debe mantenerse constante para apoyar el correcto funcionamiento del convertidor [Wu, et al., 2009]. Se debe complementar entonces el control implementado al convertidor del lado de la red desarrollado en [Wu, et al., 2008], con un control en el enlace DC. En [Wu, et al., 2009] se desarrolla completamente el control para el voltaje del enlace DC. Para su correcta aplicación, se necesita muestrear constantemente el oleaje marino buscando mantener un voltaje de referencia en el enlace DC, el cual está variando debido a la diferencia de la potencia activa que está saliendo en cada instante del generador síncrono lineal con respecto a la potencia activa que está entregando el convertidor VSI del lado de la red al sistema de potencia.

Para establecer los valores de referencia de los controladores en el convertidor *back-to-back*, es necesario establecer los parámetros cambiantes del oleaje, tales como la suma de las fuerzas resultantes de las olas que actúan sobre el flotador y la velocidad angular de la tensión inducida en el generador lineal; estos parámetros se pueden obtener en tiempo real mediante la instalación de monitores de medida a lo largo del camino de las olas [Wu, et al., 2009].

3. ESTUDIO DE LA RESONANCIA SUBSÍNCRONA

Es usual en líneas de transmisión largas encontrar compensación conectada en serie, la cual se basa en la conexión de capacitores en serie con la línea buscando disminuir la impedancia inductiva de ésta. Dicha compensación hace que en el análisis eléctrico la longitud de la línea parezca más corta, lo cual incrementa la estabilidad en el sistema de potencia y la capacidad de transmisión de energía [Song & Johns, 1999; Gyugyi, et al., 1997].

La aplicación de capacitores en serie para la transmisión de energía a larga distancia ayuda a mejorar la transferencia de potencia con menores costos que los necesarios para la adición a la red de nuevas líneas de transmisión. El problema de la aplicación de compensación en serie es que puede causar oscilaciones a baja frecuencia auto excitadas o resonancias subsíncronas en la red de potencia [Padiyar, 2004].

La definición formal propuesta por el IEEE establece a la resonancia subsíncrona como la condición del sistema de potencia donde la red eléctrica intercambia energía con una turbina a una o más de las frecuencias naturales del sistema debajo de la frecuencia síncrona de éste [Proposed Terms and Definitions for Subsynchronous Oscillations", 1980; Terms Definitions and Symbols for Subsynchronous Oscillations", 1985]. Se ha encontrado que este problema también puede surgir con la operación radial del enlace HVDC conectado al turbogenerador [Bahman, et al., 1980] y con compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC) [Rostamkolai, et al., 1990].

Este fenómeno se comenzó a estudiar después de que en Diciembre de 1970 y en Octubre de 1971 se presentara daño físico en el eje del grupo turbina-generator de la central termoeléctrica de Mohave, en Estados Unidos. Esta falla se produjo por las oscilaciones que se amplificaron y causaron calentamiento excesivo en el eje del grupo turbina-generator de la central, debido a las vibraciones mecánicas producidas por el fenómeno de resonancia subsíncrona [Walker, et al., 1975].

El problema de la resonancia subsíncrona puede ser clasificado como:

- Problema de estado estacionario debido a la excitación propia. Las causas son:
 - Efecto generador de inducción
 - Interacción torsional
- Pares transitorios que pueden provocar daños por fatiga en los ejes del rotor.

El problema de estado estacionario debe ser evitado con una planificación adecuada de los sistemas eléctricos de potencia. Sin embargo, es imposible asegurar que el sistema se encuentre totalmente a salvo de este fenómeno, dado que es probable que al planificar no sea posible identificar todas las condiciones de funcionamiento crítico que dan lugar a la auto excitación, debido a la complejidad de los sistemas eléctricos de potencia. El problema de los pares transitorios se debe resolver con el uso dispositivos auxiliares que proporcionen amortiguación al sistema mecánico del generador, mientras que el problema de las interacciones torsionales se debe resolver con el uso de filtros eléctricos que limiten la magnitud de los pares subsíncronos transitorios.

Además de los dispositivos necesarios para la amortiguación de la resonancia subsíncrona, también es necesario proveer a la red de

potencia con dispositivos auxiliares que proporcionen medidas de protección y de reinstalación, los cuales se encarguen de supervisar y corregir las condiciones que pueden conducir a contingencias en el sistema eléctrico o a daños graves en los sistemas mecánicos de generación [Padiyar, 2004].

3.1. Resonancia subsíncrona en líneas con compensación conectada en serie

Considérese el sistema mostrado en la figura 3. Éste consiste en un generador conectado a una línea provista con compensación conectada en serie.

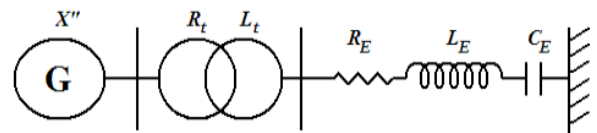


Figura 3. Sistema unifilar equivalente de una línea de transmisión con compensación en serie.

Fuente. Elaboración Propia.

El sistema eléctrico constituido tiene carácter R-L-C con una frecuencia de resonancia dada por:

$$f_{er} = \left(\frac{1}{2\pi\sqrt{L_T C_E}} \right) = f_0 \sqrt{\frac{X_{CE}}{X_{LT}}} \quad (6)$$

En donde:

f_0 Es la frecuencia fundamental del sistema eléctrico.

L_T Es la inductancia total del circuito

X_{LT} Es la reactancia inductiva total del circuito

X_{CE} Es la reactancia capacitiva total del circuito

La medida que indica el grado de compensación de la reactancia de la línea, es el factor de compensación F.C., el cual se define como:

$$F.C. = \left(\frac{X_{CE}}{X_{LT}} \right) \quad (7)$$

Cuyo valor suele estar comprendido en el margen del 25% al 75%, por lo que es inferior a la frecuencia fundamental [Rodríguez, 2009].

3.2. Tipos de interacciones debidas a la resonancia subsíncrona

• Efecto generador de inducción

El efecto generador de inducción es provocado por la auto excitación del sistema eléctrico como resultado de una fuerza magnetomotriz (FMM) producida por las corrientes de frecuencia subsíncrona [Viveros, 2004].

Cuando en el sistema se está presentando el fenómeno de resonancia subsíncrona, el campo magnético producido en el generador gira a una velocidad dada por la frecuencia subsíncrona, mientras que el sistema de potencia le impone al rotor de la máquina generadora una velocidad de sincronismo dada por la frecuencia fundamental del mismo (f_0) [Rodríguez, 2009].

El campo magnético gira entonces con un deslizamiento negativo con respecto al rotor de la máquina, el cual está dado por la expresión:

$$s = \frac{f_{er} - f_0}{f_{er}} \quad (8)$$

Debido a que $f_{er} < f_0$ el deslizamiento es negativo, entonces la resistencia del rotor cuando existe frecuencia subsíncrona es vista desde los terminales de la máquina como negativa. Cuando la magnitud de esta resistencia negativa excede la suma de la resistencia de la armadura del generador más las resistencias de la red completa, a una frecuencia de resonancia, habrá auto excitación en el sistema. Esto dará paso a una condición de operación inestable del mismo [Viveros, 2004; Rodríguez, 2009].

Este fenómeno se conoce como efecto generador de inducción, debido a que la máquina síncrona se comportaría como tal, si se da la condición de resonancia subsíncrona en el sistema.

- **Interacción torsional [Rodríguez, 2009].**

Cuando las corrientes transitorias subsíncronas producen pares en el entrehierro cercanos a algunos de los modos torsionales del turbogenerador, se dice que ocurre interacción torsional [Rodríguez, 2009]. Si ante alguna condición de contingencia o pequeña perturbación en el sistema, se produce la oscilación del eje del turbogenerador a alguna de sus frecuencias naturales, se inducen tensiones y corrientes en el devanado trifásico del estator con frecuencias dadas por:

$$f_{em} = f_0 \pm f_m \quad (9)$$

Si la componente subsíncrona f_{em} se encuentra cerca de la frecuencia de resonancia eléctrica de la red (f_{er}), la oscilación torsional del eje de la máquina y la resonancia eléctrica del sistema interactuarán reforzándose mutuamente, lo que conlleva a la aparición de resonancia subsíncrona y pares transitorios asociados a este fenómeno [Viveros, 2004; Rodríguez, 2009]. Estos pares pueden presentar un crecimiento tal que superen el amortiguamiento mecánico con el que debe estar provisto el sistema giratorio del generador, provocando una condición de operación inestable en la máquina generadora.

Dado que en esta condición interactúan directamente el sistema mecánico (oscilaciones del eje y amortiguamiento mecánico provisto en el sistema turbogenerador) y el sistema eléctrico (pares eléctricos debido a componentes subsíncronas), se le conoce con el nombre de interacciones torsionales.

- **Pares transitorios**

Las alteraciones del sistema, debidas a la conmutación de la red o a cualquier otra contingencia presente en ésta, pueden excitar pares oscilatorios en el rotor del generador [Padiyar, 2004].

En un par eléctrico transitorio existen muchas componentes, principalmente pares oscilatorios de múltiples frecuencias con comportamientos de decaimiento exponencial, los cuales van desde las frecuencias subsíncronas hasta la frecuencia nominal del sistema [Viveros, 2004]. En sistemas de transmisión sin compensación serie, estos transitorios resultan en respuestas de tipo exponencial cuya constante de decaimiento depende de la relación R-L de la línea. Sin embargo, en redes de transmisión con compensación conectada en serie, ante la ocurrencia de una gran contingencia en el sistema, la corriente a través de la línea se puede presentar con característica oscilatoria de frecuencia f_{er} . La cantidad de éstas posibles frecuencias depende del valor de inductancia, resistencia y capacitancia presente en la línea de transmisión [Rodríguez, 2009].

Un sistema de transmisión con compensación en serie basada en muchos capacitores, tendrá como resultado la presencia de un gran número de frecuencias subsíncronas. Si alguna de estas frecuencias se encuentra lo suficientemente cerca o llega a coincidir con alguna de las frecuencias naturales del sistema mecánico (modos torsionales del grupo turbina-generador), los pares transitorios que se presentarían en la flecha de la máquina podrían tener magnitudes muy grandes, debido a que estos son directamente proporcionales a la magnitud de la corriente de oscilación. La presencia de estos pares disminuye la vida útil del eje, como resultado de la fatiga que experimenta el material, e incluso, si la magnitud del par mecánico en el eje es lo suficientemente grande y se presenta durante un tiempo prolongado, éste puede causar la destrucción inmediata de la flecha del turbogenerador [Viveros, 2004].

4. MODELAMIENTO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN UNDIMOTRIZ TIPO AWS.

DigSILENT PowerFactory es uno de los programas de simulación de sistemas eléctricos de potencia con más difusión en Colombia. Utilizando esta herramienta se realizan análisis dinámicos de sistemas eléctricos de potencia con generación undimotriz integrada a estos, buscando comprobar los análisis teóricos previamente desarrollados.

DigSILENT cuenta por defecto con múltiples máquinas eléctricas, todas las necesarias para simular completamente un sistema eléctrico “convencional”, sin embargo, no cuenta con generadores síncronos lineales, ni con un sistema de energía primaria tal como el oleaje marino que permita la simulación de la energía undimotriz.

Por esto, se requiere adecuar los generadores síncronos clásicos al modelo teórico obtenido de la generación undimotriz.

Para esto, se le asignó un gobernador de velocidad a una máquina síncrona y se editó su diagrama de control, buscando que la potencia provista por la turbina al generador se presente de forma sinusoidal, simulando así el oleaje marino en condiciones ideales. Se elige por simplicidad el modelo de gobernador IEEE2, el cual se encuentra en las librerías del programa simulador utilizado, y se edita su diagrama de control añadiendo un bloque que nos brinde la característica deseada. Así, la potencia entregada por el generador undimotriz tendría el comportamiento esperado, el cual es presentado en la ecuación 4.

La figura 4 muestra el diagrama de bloques del gobernador utilizado en la máquina síncrona, se puede observar el ingreso de la función coseno elevada al cuadrado en dicho diagrama, lo que causa que la potencia entregada por la turbina al generador presente la característica oscilante requerida para esta aplicación.

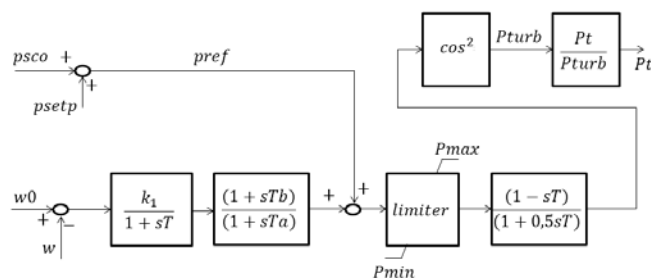


Figura 4. Diagrama de control editado del gobernador de velocidad.

Fuente. Elaboración Propia.

Cabe destacar que el modelo desarrollado para la presentación de este artículo, tal como se mencionó anteriormente, representa únicamente un comportamiento ideal del oleaje marino. Se espera que adecuar el modelo para representar el comportamiento estocástico del oleaje cause algunas problemáticas adicionales en el sistema de potencia y acerque más las simulaciones a la realidad de este tipo de generación. En futuros trabajos se mejorarán los modelos hasta ahora obtenidos y se agregarán nuevos detalles a las simulaciones llevadas a cabo en este artículo.

5. RESULTADOS

El generador Undimotriz desarrollado se implementa en el sistema IEEE de nueve nodos, el cual es mostrado en la figura 5. El generador undimotriz se implementa en la máquina eléctrica G3, en principio con las mismas características de despacho con las que se diseñó el sistema original ($P_g=85$ MW; $Q_g=-10$ MVar).

La figura 6 muestra el comportamiento de la potencia activa cuando el generador undimotriz está despachando 85 MW y está demandando 10,9 MVar.

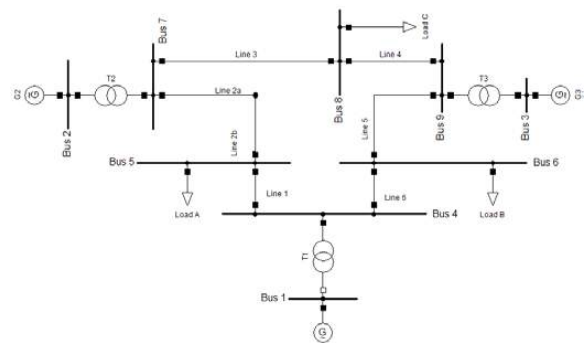


Figura 5. Sistema IEEE de nueve nodos.

Fuente. Tomada de *Digsilent Power Factory*.

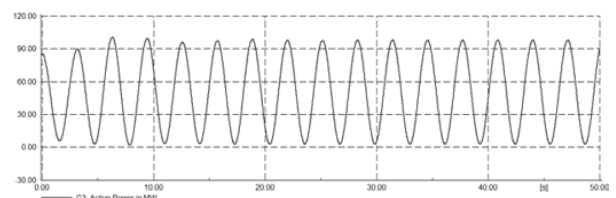


Figura 6. Potencia Activa entregada por el generador undimotriz para un despacho de 85 MW.

Fuente. Elaboración Propia.

En la figura 6 se puede notar que la potencia extraída del oleaje marino presenta un comportamiento sinusoidal ideal, lo que en la práctica no es totalmente cierto, dado que el oleaje presenta un comportamiento estocástico, variando continuamente su periodo y amplitud. Sin embargo, la figura 6 es suficiente para corroborar los análisis desarrollados en la teoría, mostrando los principales problemas que la integración de la generación undimotriz traería al sistema eléctrico de potencia. Como se puede observar, la potencia generada presenta una oscilación de forma sinusoidal con una frecuencia fundamental baja, lo cual genera resonancias subsíncronas en la red; también es notable que la potencia media entregada por el generador undimotriz, es aproximadamente la mitad de la potencia pico generada, lo que ocasionaría sobrecostos en la aplicación a gran escala de esta tecnología.

La figura 7 muestra la respuesta de la frecuencia del sistema de potencia. Se puede notar que no es viable agregar un generador undimotriz con una penetración tan alta de potencia al sistema, dado que la frecuencia entraría en rangos inaceptables para la operación del sistema.

Teniendo en cuenta que los generadores del sistema IEEE de nueve nodos deben proporcionar al sistema 320 MW, potencia que cubre la demanda de las cargas conectadas (*Load A*, *Load B* y *Load C* en la figura 5)

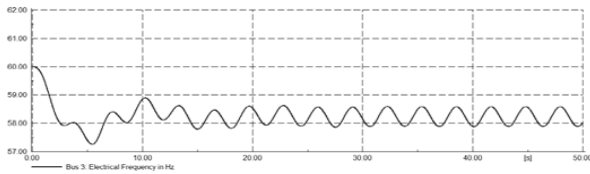


Figura 7. Respuesta de la frecuencia del sistema para un despacho undimotriz de 85 MW.

Fuente. Elaboración Propia.

más las pérdidas a través del sistema de transmisión, se busca en las simulaciones llevadas a cabo hallar un porcentaje de generación de potencia activa desde el generador undimotriz (G3), con respecto a la demanda total del sistema, en el que la frecuencia se estabilice en un rango de $60 \pm 0,2$ HZ, rango en el cual se admite la fluctuación de la frecuencia sin necesidad de ejercer acciones correctivas, al ser categorizado como banda normal de operación del sistema interconectado nacional (SIN).

Se encontró que la frecuencia se estabiliza en dicho rango de operación cuando el generador undimotriz se encuentra despachando un máximo de 10 MW, lo que equivale al 3,125% de la potencia activa total demandada por el sistema simulado.

La figura 8 muestra la señal de la potencia extraída del generador undimotriz cuando éste se encuentra despachando 10 MW. Se puede notar que la señal de la potencia trifásica extraída de la planta undimotriz en este caso, presenta la misma característica de la figura 6, variando únicamente en la amplitud de la potencia, la cual depende del despacho programado para el generador. Es notable que ambas señales corresponden con el comportamiento esperado de la ecuación 4.

La figura 9 muestra el comportamiento de la frecuencia del sistema, la cual se encuentra oscilando sinusoidalmente en el rango de 59,9 Hz – 59,8 Hz. En este punto se puede afirmar que la frecuencia se encuentra oscilando en la banda normal de operación, por tanto, desde el punto de vista de la señal frecuencia, resulta seguro inyectar este nivel de potencia desde el generador undimotriz al sistema de potencia.

Si se hace una extrapolación lineal del valor de inyección porcentual de potencia undimotriz hallado sin que la frecuencia del sistema se salga de la banda normal de operación en el sistema IEEE de nueve nodos, a la demanda total de potencia del sistema eléctrico Colombiano, la cual bajo un escenario conservador se puede considerar promedio de 6000 MW; se podría generar en el país por medio del oleaje marino una potencia aproximada de 187,5 MW, valor equivalente al

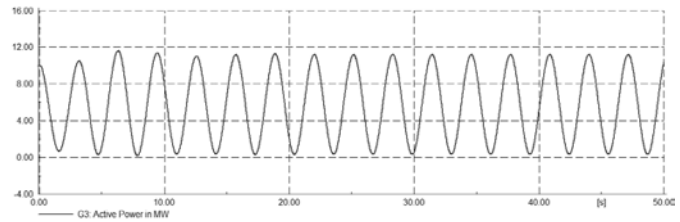


Figura 8. Potencia Activa entregada por el generador undimotriz para un despacho de 10 MW.

Fuente. Elaboración Propia.

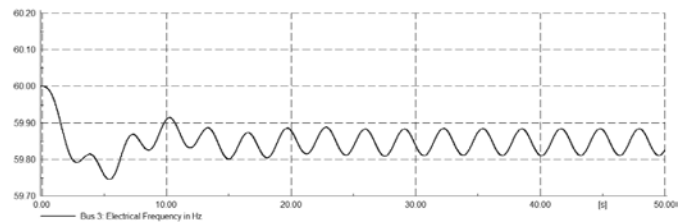


Figura 9. Respuesta de la frecuencia del sistema para un despacho undimotriz de 10 MW.

Fuente. Elaboración Propia.

3,125% de la demanda considerada. Es notable que aunque este cálculo no es más que una aproximación rápida, y que la demanda de potencia del sistema eléctrico Colombiano para diferentes horas es muy superior a la considerada, lo que beneficia la generación undimotriz, la cantidad de potencia que podría generarse e interconectarse al sistema eléctrico nacional es considerable, suficiente para por ejemplo proveer la demanda de potencia de dos ciudades del tamaño de Pereira (aproximadamente 450.000 habitantes).

Posteriormente y para hacer un breve análisis de la aparición de resonancia subsíncrona en el sistema eléctrico de potencia debido a la generación undimotriz, se agregó compensación serie a la línea 5 del sistema simulado, buscando inducir el fenómeno y revisar sus contingencias en la red eléctrica y en los componentes con que ésta cuenta. Para inducir dicho fenómeno, se configuró el generador undimotriz para que la potencia extraída de éste tuviera una frecuencia angular de 10 rad/s; dada esta frecuencia en el sistema undimotriz, el capacitor que actúa como compensador induce resonancias subsíncronas cuando se encuentra en un rango entre 500 μ F y 1500 μ F. El capacitor se ubicó entre el final de la línea 5 y el Bus 6 (ver figura 5). Dicho capacitor se puso en paralelo con un *breaker*, el cual inicialmente se encuentra cerrado, lo que conecta directamente la línea al nodo. Se realizó en *DiGSILENT* una simulación dinámica de 20 segundos, buscando analizar el comportamiento del torque eléctrico proveniente de los generadores cuando en el sistema se presenta el fenómeno de resonancia subsíncrona. En dicha simulación el *breaker* se abre a los 5 segundos, lo que ingresa a la línea de transmisión el capacitor en serie e induce resonancia subsíncrona en la red.

La figura 10 muestra el comportamiento del torque eléctrico generado por las tres máquinas síncronas con que cuenta el sistema. Se puede notar que como se esperaba, al entrar el capacitor en serie con la línea de transmisión, el torque eléctrico generado por cada una de las máquinas síncronas se incrementa de manera desmedida.

Se debe tener en cuenta que integrar a la red eléctrica la potencia extraída del generador undimotriz, la cual presenta un comportamiento oscilante, hace que la potencia generada por las demás centrales generadoras también presente dicho comportamiento. Esto se debe a que en todo momento los generadores deben proveer al sistema un valor constante de potencia, por tanto, las demás plantas deben adaptarse a la fluctuación de la potencia entregada por el parque undimotriz. Al torque eléctrico ser proporcional a la potencia, éste sufre el mismo efecto, así que únicamente el hecho de agregar generación undimotriz al sistema eléctrico causa que el torque eléctrico en todas las plantas generadoras se presente de manera oscilante. Lo que se puede notar en la figura 10 es que con la presencia de compensación serie en el sistema, y dado el fenómeno de resonancia subsíncrona, el torque eléctrico se incrementa desproporcionadamente en todas las máquinas y por ende la potencia generada por cada una.

En la figura 10 se puede notar también que el fenómeno de resonancia subsíncrona afecta todas las máquinas generadoras conectadas a la red, aunque se ven más afectadas las máquinas que mayor potencia estén generando; por ende, el generador undimotriz, el cual como se mencionó anteriormente debe entregar una potencia pequeña al sistema con respecto a los demás generadores, es el que menos se ve afectado por la resonancia subsíncrona, aunque es el principal causante de ésta.

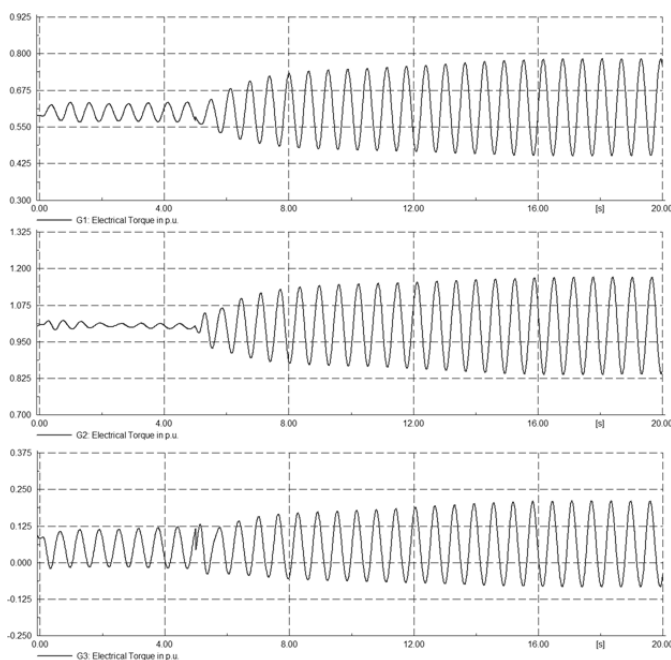


Figura 10. Torque Eléctrico generado por G1, G2 y G3 respectivamente.

Fuente. Elaboración Propia.

La figura 11 muestra la potencia generada por la máquina G1, la cual actúa como *slack* en el sistema analizado.

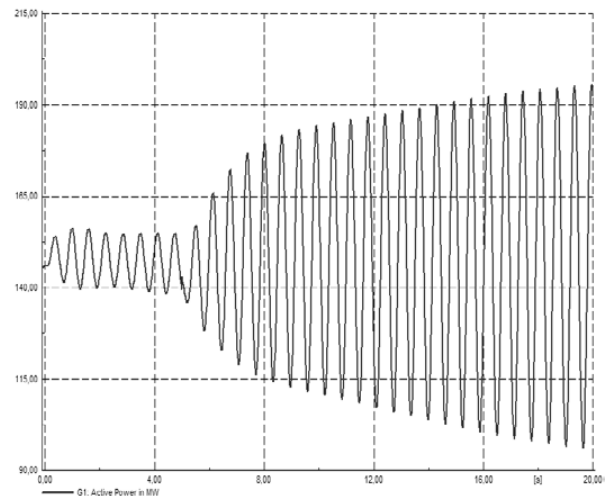


Figura 11. Señal de la Potencia Activa generada por G1, después de que se presenta el fenómeno de Resonancia Subsíncrona.

Fuente. Elaboración Propia.

En los primeros 5 segundos de la simulación, se puede notar que la potencia generada por la máquina síncrona G1 presenta una oscilación sinusoidal, con un valor de amplitud pico-pico cercano a las 12,5 MW. Después de que el capacitor entra en serie con la línea de transmisión y se induce resonancia subsíncrona en la red, la potencia, proporcional a la señal de torque eléctrico mostrada en la figura 9, empieza a incrementarse de una manera desmedida. En 20 segundos el valor de amplitud pico-pico de la señal de potencia es cercano a los 100 MW, es decir, se incrementó en un 800% con respecto al sistema sin el capacitor conectado en serie.

Este fenómeno es el que preocupa para la integración de la generación undimotriz, dado que un incremento de este nivel en la oscilación de la señal de potencia haría que las protecciones de potencia oscilante con que cuentan los sistemas eléctricos actúen, aislando ciertas partes de la red, o incluso desenergizando el sistema completo. Incluso si las protecciones no actuaran, oscilaciones tan grandes de potencia, como se mostró en la figura 7, ocasionarían que la frecuencia de la red salga de una banda segura para la operación, lo que también podría causar un *blackout* en el sistema.

Es necesario entonces estudiar y prevenir el fenómeno de resonancia subsíncrona, dado que es normal en sistemas de potencia como el Colombiano contar con líneas de transmisión con compensación conectada en serie.

6. CONCLUSIONES

Generar energía mediante el aprovechamiento del oleaje marino presenta muchas ventajas desde el punto de vista ambiental y de la aceptación pública, se debe avanzar entonces en el estudio de métodos de integración seguros de este tipo de energía con los sistemas eléctricos de potencia, buscando estudiar, caracterizar y corregir las contingencias que esta energía traería al sistema.

Es necesario aclarar que para la implementación de la generación undimotriz aún hay muchos estudios que se deben realizar, entre ellos, uno que analice el impacto de la potencia oscilante en las protecciones con que cuenta la red, buscando que éstas puedan permitir cierto nivel de oscilación, la cual es inherente al sistema de generación analizado. Se espera que la oscilación de la potencia extraída de los generadores “convencionales” conectados a la red, disminuya a medida que haya más plantas conectadas al sistema, por tanto, para un sistema robusto como el Colombiano, las oscilaciones de potencia en las centrales convencionales podrían ser muy pequeñas y ser asumidas por las ratas de variación de cada planta.

Se encontró que entre mayor sea el despacho de potencia activa desde un generador undimotriz hacia el sistema eléctrico, más inconvenientes se tendrá con la frecuencia del sistema. Para el sistema IEEE de nueve nodos, se halló como punto aceptable generar por medio del oleaje marino hasta el 3,125 % de la potencia total demandada por el sistema, después de esto, la oscilación en la frecuencia haría inoperable la red.

Se debe tener en cuenta además que la cantidad de potencia oscilante que puedo inyectar, teniendo en cuenta que la señal de frecuencia se mantenga en la banda normal de operación, depende de las singularidades de cada sistema. Por tanto, se requiere un estudio mucho más riguroso que garantice la seguridad de la red a la que se vaya a integrar este tipo de tecnología.

Teniendo en cuenta los resultados de las simulaciones, se puede notar que construir pequeñas plantas generadoras en las costas Colombianas, buscando llevar energía eléctrica a zonas de difícil acceso de una manera limpia, amigable con el medio ambiente y sin interrupciones, no ocasionaría ningún problema en la operación del sistema interconectado nacional, desde el punto de vista de la señal de frecuencia. Incluso, se podría pensar en generar la potencia necesaria para suplir la demanda de una ciudad como Pereira, lo cual es bastante grande y ambicioso.

Es necesario para la implementación de la generación undimotriz el correcto planeamiento y conocimiento del sistema eléctrico al cual se le va conectar dicha tecnología. Entre más robusto sea el sistema, mejores

condiciones presenta para la integración de esta tecnología. El análisis y las medidas preventivas y correctivas ante la posible ocurrencia de resonancia subsíncrona resultan fundamentales, dado que si dicho fenómeno se presentara, podría causar daños enormes a la estabilidad de la red y a la integridad física de los generadores que estén conectados a ésta.

REFERENCIAS

- Clement, A., McCullen, P., Falcao, A., Fiorentino, A., Gardner, F., Hammarlund, K., ..., Thorpe, T. (2002, October). “Wave energy in europe: Current status and perspectives”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 6 (5), 405 - 431.
- Bahrman, M., E., R.J.P., & H.S.P. (1980, May). “Experience with hvdc - turbine-generator torsional interaction at square butte”. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-99 (3), 966-975. doi:10.1109/TPAS.1980.319726
- de O. Falcao, A. F., & Justino, P. A. P. (1999, December). “Owc wave energy devices with air flow control”. *Ocean Engineering*, 26 (12), 1275-1295.
- de Sousa Prado, M. G., Gardner, F., Damen, M., & Polinder, H. (2006, December). “Modelling and test results of the archimedes wave swing”. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, 220 (A8), 855-868.
- Gyugyi, L., Schauder, C. D., & Sen, K. (1997, Jan). “Static synchronous series compensator: a solid-state approach to the series compensation of transmission lines”. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 12 (1), 406-417. doi: 10.1109/61.568265
- Henderson, R. (2006, February). “Design, simulation, and testing of a novel hydraulic power take-off system for the pelamis wave energy converter”. *Renewable Energy*, 31 (1), 271-283.
- Kofoed, J. P., Frigaard, P., Friis-Madsen, E., & Sorensen, H. C. (2006, February). “Prototype testing of the wave energy converter wave dragon”. *Renewable Energy*, 31 (2), 181-189.
- Kundur, P. (1994). “Power system stability and control”. McGraw-Hill Professional.
- Padiyar, K. (2004). “Power system dynamics: Stability and control”. (Second ed.). ANSHANPUB.
- Polinder, H., Damen, M. E. C., & Gardner, F. (2004, september). “Linear pm generator system for wave energy conversion in AWS”. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, 19 (3), 583 - 589.
- Polinder, H., Mecrow, B., Jack, A., Dickinson, P., & Mueller, M. (2005, June). “Conventional and tfpm linear generators for direct-drive wave energy conversion”. *Energy Conversion, IEEE Transactions*, 20 (2), 260 - 267.
- Proposed terms and definitions for subsynchronous oscillations. (1980, March). *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-99 (2), 506-511. doi: 10.1109/TPAS.1980.319686
- Rademakers, L., Van Schie, R., Schuitema, R., Vriesema, B., & Gardner, F. (1998). “Physical model testing for characterising the AWS”. *Netherlands Energy Research Foundation ECN*.
- Rodríguez, M. V. (2009, Junio). “Estudio de la resonancia subsíncrona”, Tesis de Pregrado, Universidad Pontificia

Comillas.

- Rostamkolai, N., Piwko, R. J., Larsen, E., Fisher, D., Mobarak, M. A., & Poitras, A. (1990, Nov). "Subsynchronous interactions with static var compensators- concepts and practical implications". *Power Systems, IEEE Transactions on*, 5 (4), 1324-1332. doi: 10.1109/59.99384
- Shek, J., Macpherson, D., Mueller, M., & Xiang, J. (2007, March). "Reaction force control of a linear electrical generator for direct drive wave energy conversion". *Renewable Power Generation, IET*, 1 (1), 17 - 24.
- Song, Y., & Johns, A. (1999). "Flexible ac transmission systems (facts)". *Institution of Electrical Engineers*.
- Terms, definitions and symbols for subsynchronous oscillations. (1985, June). *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-104 (6), 1326-1334. doi: 10.1109/TPAS.1985.319152
- Viveros, A. M. (2004). "Análisis de resonancia subsíncrona y contramedidas". *Tesis de Maestría, Universidad Autónoma de Nuevo León*.
- Walker, D., Bowler, C. E. J., Jackson, R., & Hodges, D. (1975, Sept). "Results of subsynchronous resonance test at Mohave". *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, 94 (5), 1878-1889. doi: 10.1109/T-PAS.1975.32034
- Washio, Y., Osawa, H., & Ogata, T. (2001). "The open sea tests of the offshore floating type wave power device "mighty whale characteristics of wave energy absorption and power generation". (Vol. 1, p. 579 - 585). *OCEANS, 2001. MTS/ IEEE Conference and Exhibition*.
- Wu, F., Zhang, X.-P., Ju, P., & M.J.H., S. (2008, August). "Modeling and control of AWS based wave energy conversion integrated into power grids". *Power Systems, IEEE Transactions*, 23 (3), 1196 - 1204.
- Wu, F., Zhang, X. P., Ju, P., & Sterling, M. (2009, November). "Optimal control for aws-based wave energy conversion system". *Power Systems, IEEE Transactions on*, 24 (4), 1747 - 1755. 19

Impacto energético y ambiental de la aplicación de la tecnología del tratamiento magnético en la industria

Energy and Environmental Impact of the Implementation of the Technology of Magnetic Treatment in the Industry

Guillermo Ribeaux - Kindelán^{a*}.

Recibido: septiembre 8 de 2014
Recibido con revisión: mayo 19 de 2015
Aceptado: mayo 25 de 2015

^{a*} Universidad de Oriente
Centro Nacional de Electromagnetismo
Aplicado (CNEA)
Santiago de Cuba.
Ave. Las Américas s/n. CP: 90400.
Tel.: + (53 22) 643721 y 646380
rbeaux@cnea.uo.edu.cu

Energética 45, junio (2015), pp. 61-65

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



RESUMEN

En el trabajo se presentan los resultados obtenidos luego de aplicar la Tecnología del Tratamiento Magnético en el sistema de evaporación de la Empresa Azucarera “América Libre” de Santiago de Cuba. Se analizaron los datos de acuerdo con la metodología propuesta por el autor, se realiza un análisis comparativo de los mismos en el periodo sin la ubicación del dispositivo acondicionador magnético y con este instalado. Se compararon los valores del Brix de la meladura, el consumo de vapor por flujo de jugo alimentado y se calculó el coeficiente de transferencia de calor, se cuantificó además la cantidad de productos químicos utilizados para la limpieza del sistema, obteniéndose un 50 % de ahorro de estos cuando se aplica la Tecnología del Tratamiento Magnético, se alargan los días de trabajo continuo del sistema de evaporación, disminuye el consumo de vapor y aumenta el coeficiente de transferencia de calor con la Tecnología del Tratamiento Magnético. La empresa logra mitigar el impacto negativo al medio ambiente y disminuir el consumo de energía, lo que le representa un aporte económico de mas de 46 000 USD.

PALABRAS CLAVE

Tratamiento magnético, evaporación del jugo de caña, eliminación de incrustaciones.

ABSTRACT

In the paper the results obtained after applying the Technology of Magnetic Treatment in the evaporation system Sugar Company “Free America” in Santiago de Cuba are presented. Data according to the methodology proposed by the author were analyzed, a comparative analysis of them in the period without the location of the magnetic device and Conditioner is installed is done. Brix values of meladura were compared, the steam consumption of feed juice flow and heat transfer coefficient was calculated, the amount of chemicals used for cleaning of the system was further quantified, yielding a 50% savings Technology of Magnetic Treatment these when applied, lengthen the days of continuous work of the evaporation system, reduces steam consumption and increases the heat transfer coefficient with the Technology of Magnetic Treatment . The company manages to mitigate the negative impact on the environment and reduce energy consumption, which would represent an economic contribution of more than 46 000 USD.

KEYWORDS

Magnetic treatment, evaporation of cane juice, descaling.

1. INTRODUCCIÓN

Resultados de la aplicación del tratamiento magnético en un central azucarero y el impacto del efecto positivo al medio ambiente.

El hombre en su actividad cotidiana vive e interactúa de forma continua con el medio ambiente. Es objetivo común desarrollar la sociedad, sobre todo industrialmente, aspecto este que ha generado grandes contradicciones, pues para el desarrollo industrial y pleno de una nación es necesario la construcción de industrias, que en su mayoría realizan procesos en los que inevitablemente se desechan productos que son vertidos en ríos, mares, lagos y lagunas, provocando su contaminación total o parcial.

Cuba no está exenta de estas indeseadas circunstancias. Son muchos los procesos y operaciones industriales que culminan vertiendo desechos; entre ellos, y uno de los más propagados en nuestro país, es el vertimiento de residuos de productos químicos empleados en la limpieza de las superficies de intercambio de calor de calderas, evaporadores, calentadores y muchos otros sistemas propensos a generar incrustaciones.

Estas incrustaciones son las deposiciones de las sales de calcio y magnesio presentes en el agua que, al sobresaturarse por el aumento de la temperatura del fluido, se depositan en las paredes y tuberías de los sistemas antes mencionados, llegando a dejarlos en ocasiones fuera de servicio o inservibles por la obstrucción de sus conductos; de ahí que esta limpieza haya que realizarla periódicamente, en dependencia del ritmo del proceso y la calidad del agua. [Perry & Green, 1984; Söhnle & Mullin, 1988].

La comunidad científica internacional ha ido buscando soluciones con el objetivo de sustituir esta limpieza química por otros tratamientos físicos al agua que impidan o disminuyan la formación de las incrustaciones, y por tanto la frecuencia de realización de dicha limpieza.

De estos tratamientos, uno de los más empleados y con gran aceptación en nuestro país es el

tratamiento magnético (TM), que consiste en hacer pasar el fluido a través de un campo magnético antes de someterlo al proceso de calentamiento o evaporación; este tratamiento se logra con un dispositivo llamado magnetizador. El tratamiento magnético constituye una tecnología limpia y de rápida amortización, así como de fácil y sencilla aplicación sin consumo adicional de energía. [Barros, 1999 – Alimi, et al., 2006]

2. SISTEMA DE EVAPORACIÓN DE UN CENTRAL AZUCARERO

Para realizar la evaluación del efecto del campo magnético en sistemas donde se transfiere calor, específicamente sistemas de evaporación, se hace necesario usar una metodología que permita confirmar que la aplicación del campo magnético está cumpliendo su objetivo. El diseño de las alternativas y el tratamiento de los datos experimentales constituyen pasos decisivos para la obtención de resultados satisfactorios (Tabla 1).

Etapas	
1ra.	Caracterización matemática del sistema de evaporación.
2da.	Identificar los parámetros de calidad, así como las variables de posible influencia.
3ra.	Planificar las experiencias según sean las condiciones de operación y normas establecidas en el área.
4ta.	Procesamiento de los datos experimentales.
5ta.	Análisis de los resultados y posible explicación física.

Tabla 1: Metodología para la evaluación del sistema de evaporación

Fuente. Elaboración propia.

La metodología seleccionada consta de cinco etapas fundamentales, las cuales pueden observarse en el diagrama de la figura 1. Es usada en la evaluación del sistema de evaporación de un Central Azucarero Agroindustrial (CAI), donde se instaló un magnetizador de la marca MIPAZ, diseñado por el CNEA.

3. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

El sistema de evaporación del CAI analizado está formado por dos preevaporadores y un cuádruple, con una superficie calórica total de 4 394,17 m²; la capacidad

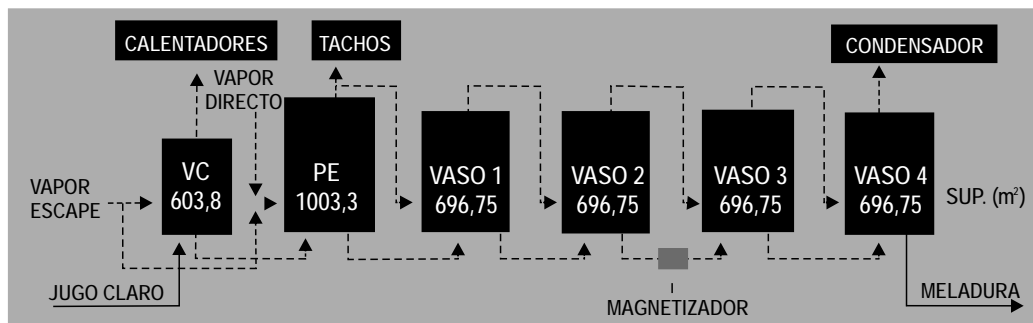


Figura 1: Esquema del sistema de evaporación del CAI analizado

Fuente. Elaboración propia.

potencial de molida de la fábrica es de 240 000 @ diarias. Los datos se recopilaban en dos períodos de trabajo en una zafra: uno operando sin el magnetizador y otro con éste ubicado a la entrada del tercer vaso del cuádruple, como se muestra en la figura 1.

Las mediciones se efectuaron a la entrada y salida de los vasos que componen el sistema, incluyendo el preevaporador y el vapor cell, y se recopilaban los datos siguientes: cantidad de caña procesada (@/d), tiempo perdido (h), días entre limpiezas del cuádruple, brix del jugo a la entrada y salida de cada vaso, temperatura del jugo a la entrada y salida de cada vaso ($^{\circ}\text{C}$), presión de vapor en cuerpo y calandria de cada vaso (kg/cm^2), porcentaje de materia extraña en la caña (cuyo valor promedio diario fue de 4 %), y se tomó y se caracterizó una muestra de incrustación típica de los vasos del sistema de evaporación.

Con estos datos se calculan por período y se promedian en cada vaso los índices siguientes: flujo del jugo, porcentaje de evaporación, toneladas por hora de agua que se evapora, razón de evaporación, flujo de vapor y coeficiente de transferencia de calor. Los cálculos se realizaron por el método tradicional que nos ofrece la literatura para el balance de masa y energía de un sistema de evaporación; para la realización de dichos cálculos y el análisis de los resultados nos auxiliamos del programa de cálculo Excel.

4. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

Al realizar el análisis comparativo entre los períodos puede observarse, en primer lugar, cómo el período donde se aplica la tecnología del tratamiento magnético tiene una duración de dieciocho días de trabajo, a diferencia del período donde no se aplica el tratamiento magnético al jugo, que solo duró doce días; en la figura 2 se representa esquemáticamente esta diferencia.

Se conoce que el parámetro de calidad que determina la presencia o no de incrustaciones en el sistema de evaporación, es el brix de salida del jugo (meladura) en el último vaso del múltiple efecto; en las figuras 3 y 4 se puede observar dicho comportamiento; véase cómo en los períodos analizados este desciende a un valor aproximado de 600 brix, sólo que en el período donde no se aplica

el tratamiento magnético lo hace a los doce días; y en el que se aplica, a los dieciocho días.

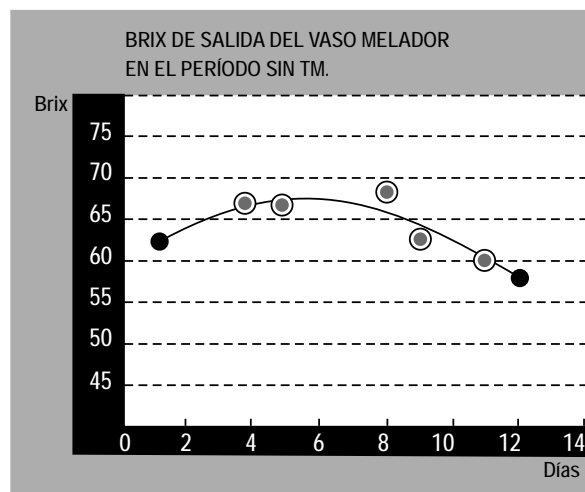


Figura 3: Comportamiento del brix de la meladura en el período donde no se aplica el tratamiento magnético

Fuente: Elaboración propia.

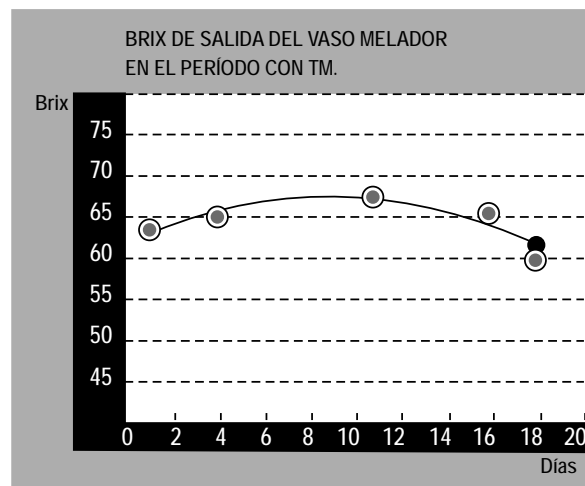


Figura 4. Comportamiento del brix de la meladura en el período donde se aplica el tratamiento magnético

Fuente. Elaboración propia.

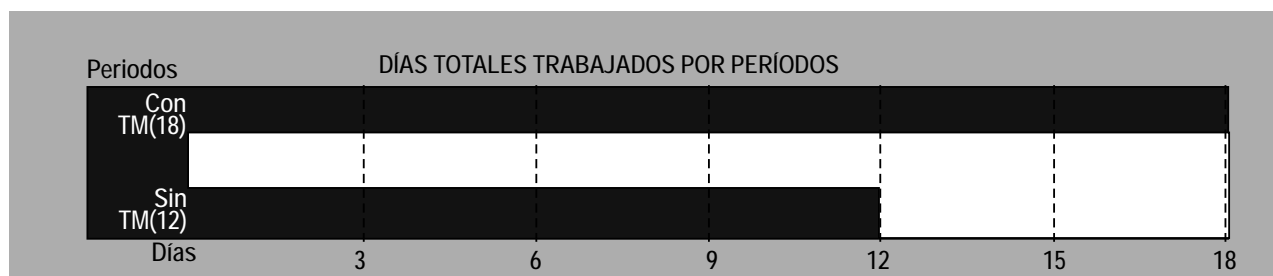


Figura 2: Duración del trabajo del sistema de evaporación en los períodos analizados

Fuente. Elaboración propia.

El análisis de las figuras de la 5 a la 8 demuestra el indudable ahorro energético en forma de vapor que se deriva del uso de la tecnología del tratamiento magnético por el hecho de disminuir y eliminar las incrustaciones depositadas en las superficies de intercambio calórico, conociéndose además que un milímetro de incrustación provoca el aumento de hasta 10 % del consumo de energía.

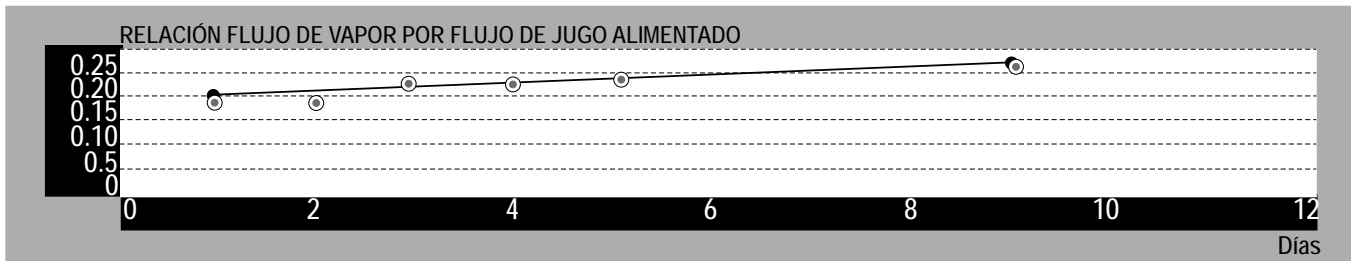


Figura 5. Vapor suministrado con relación a la cantidad de jugo alimentado en el período, sin tratamiento magnético.

Fuente. Elaboración propia.

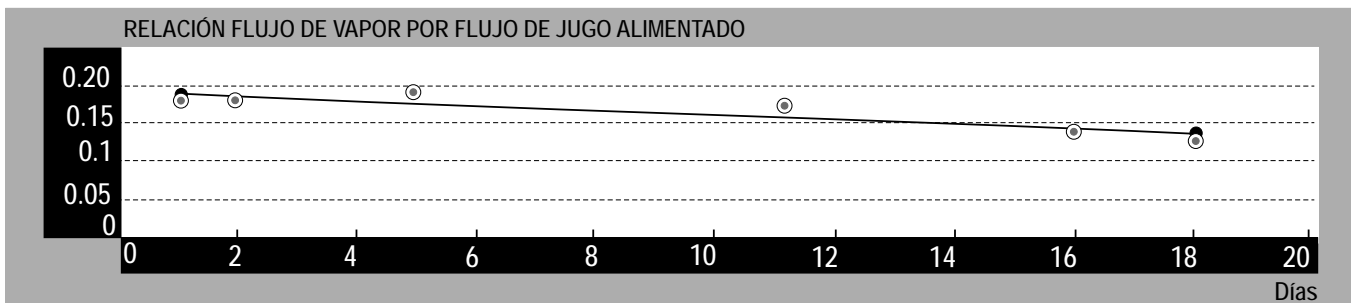


Figura 6. Vapor suministrado con relación a la cantidad de jugo alimentado en el período, con tratamiento magnético.

Fuente. Elaboración propia.

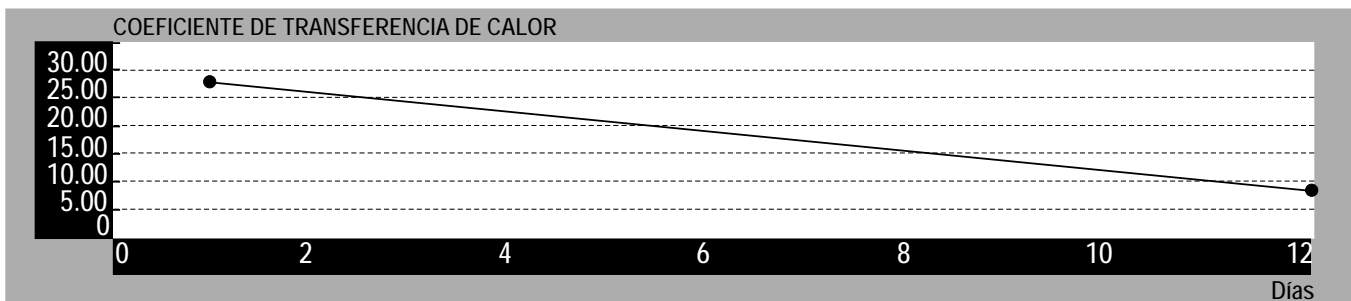


Figura 7. Curva de tendencia del comportamiento del coeficiente de transferencia de calor en el período, sin tratamiento magnético.

Fuente. Elaboración propia.

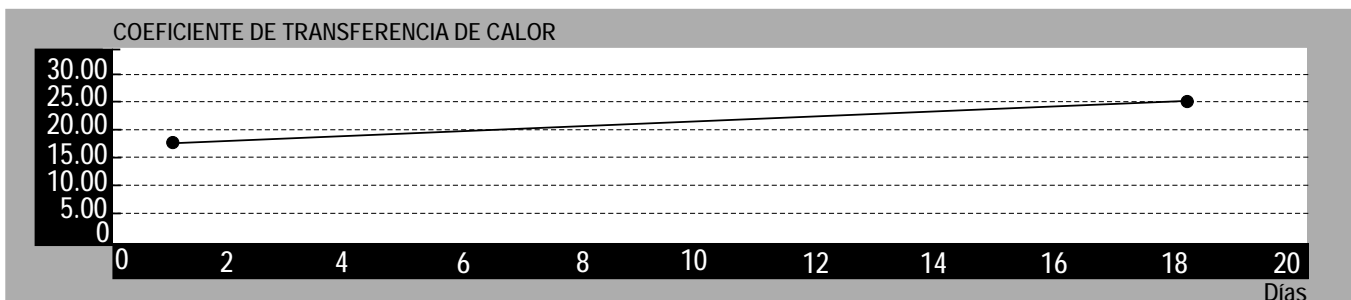


Figura 8: Curva de tendencia del comportamiento del coeficiente de transferencia de calor en el período, con tratamiento magnético.

Fuente. Elaboración propia.

En la Tabla 2 se muestra la cantidad total en gramos por toneladas de caña molida, de productos químicos; en este caso ácido clorhídrico y sosa cáustica son empleados en la limpieza de los evaporadores; véase como hay ahorro de hasta aproximadamente 50 % de dichos productos cuando se emplea el tratamiento magnético, hecho de gran importancia por el impacto económico y sobre todo ambiental que representa.

Período sin TM	Período con TM
Sosa cáustica 421	Sosa cáustica 240
Ácido clorhídrico 706	Ácido clorhídrico 507

Tabla 2: Productos químicos empleados en la limpieza de evaporadores.

Fuente. Elaboración propia.

5. CONCLUSIONES

En el período sin tratamiento magnético el coeficiente total de transferencia de calor disminuye por el incremento del espesor de las incrustaciones, consume más vapor y disminuye el tiempo de operación; por tanto, aumenta el número de limpieza química. En el período con tratamiento magnético se incrementa el coeficiente total de transferencia de calor, por lo que se necesita menor consumo de vapor. El aporte económico ascendió a más de 46 000 dólares por concepto de costo de días de zafra, al disminuir el tiempo perdido y aumentar el ahorro de productos químicos, aspecto de gran importancia por el impacto ambiental que ello provoca.

REFERENCIAS

- Perry R. and Green D. Perry's chemical engineer's handbook. 6. ed., New York, McGraw-Hill, 1984.
- Söhnel O. and Mullin J. Some comments on the influence of a magnetic field on crystalline scale formation. *Chemistry and Industry*, v. 6, p. 356-358, 1988.
- Barros de Freitas A. M. Influencia del campo magnético sobre la cristalización en solución. Tesis de Doctorado. Universidad de San Carlos. Centro de Ciencias Exactas y Tecnología. San Carlos, 1999.
- Schieber M. The effects of high magnetic field on the isothermal dissolution and growth rate of $\text{Fe}(\text{NH}_4)_2(\text{SO}_4) \cdot 26\text{H}_2\text{O}$ and $\text{KAl}(\text{SO}_4)_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$ seed crystals. *Journal of Crystal Growth*, v. 1, p. 131-138, 1967.
- Barta C. et al. Effect of static magnetic fields and alternating electromagnetic fields on crystallization from aqueous solution. *Rost Krist.* V. 12, p. 333-335, 1977.
- Zizic B. B. et al. The growth rate of (100) faces of ammonium dihydrogen phosphate. *monocrystals in magnetic fields. Journal of Crystal Growth*, v. 54, p. 439-442, 1981.
- Higashitani K., Kage A., Katamura S., Imai K., Hatade S., Effects of a magnetic field on the formation of CaCO_3 particles, *Journal Colloid and Interface Science*, v. 156, p. 90-95, 1993.
- Kobe Besenicar S. et al. The application of Sm-Co magnets in water softening. In *INTERNATIONAL WORKSHOP ON RE MAGNETS AND THEIR APPLICATIONS*, 13, Birmingham, Sept./1994. *Proceedings, Birmingham*, p. 55-63, 1994.
- Zhao Y. et al. Effect of magnetic field on enthalpy of solution of KLC in water. *Journal of Thermal Analysis*, v. 45. P. 13-16, 1995.
- Lundager Madsen H. E. Influence of magnetic field on the precipitation of some inorganic salts. *Journal of Crystal Growth*, v. 152, p. 94-100, 1995.
- Gehr R. et al. Reduction of soluble mineral concentrations in CaSO_4 saturated water using magnetic field. *Water Research*, v. 29, n. 3, p. 933-940, 1995.
- Pach L. et al. Effect of a magnetic field on the precipitation of calcium carbonate. *Journal of Materials Science Letters*, v. 15, p. 613-615, 1996.
- Cole F. and Clarke M. Benefits of permanent magnets in factory evaporation. *International Sugar Journal*, v. 98, No. 1166, p. 71-72, 1996.
- Guo Siyuan et al. Magnetic fields and the evaporation rate of sugar solutions. *International Sugar Journal*, v. 98, No. 1166, p. 73-75, 1996.
- Wang Y. et al. Rapid onset of calcium carbonate precipitation under the influence of a magnetic field. *Water Research*, v. 31, n. 2, p. 346-350, 1997.
- Barret R. A. and Parsons S. A. The influence of magnetic fields on calcium carbonate precipitation. *Water Research*, v. 32, n. 3, p. 609-612, 1998.
- Coe, J.M.D. and Cass, S., Magnetic water treatment. *J. Magn. Mater.* v. 209, p. 71-74, 2000.
- Kobe, S., Drazic, G., McGuinness, P.J., Strazisar, J., The influence of the magnetic field on the crystallization form of calcium carbonate and the testing of a magnetic water-treatment device, *J. Magn. Mater.* 236 (1-2), 71-76, 2001.
- Kobe, S., Drazic, G., Cefalas, A.C., Sarantopoulou, E., Strazisar, J., Nucleation and crystallization of CaCO_3 in applied magnetic fields, *Cryst. Eng.* 5, 243-253, 2002.
- Alimi, F., Tlili, M., Gabrielli, C., Maurin, G., Ben Amor, M., Effect of a magnetic water treatment on homogeneous and heterogeneous precipitation of calcium carbonate, *Water Res.* 40: 1941-1950, 2006.

Metodología para la identificación de soluciones energéticas sostenibles

Methodology for Identification of Sustainable Energy Solutions

Sandra Yomary Garzón - Lemos^{a*}

Recibido: julio 18 de 2014
Recibido con revisión: mayo 19 de 2015
Aceptado: mayo 28 de 2015

^{a*} Universidad de La Salle
Facultad de Ingeniería
Bogotá D.C., Colombia
Cra. 5 No. 59 A-44
Tel: +(571) 348 8000
sygarzon@unisalle.edu.co

RESUMEN

Este documento presenta una metodología para identificar soluciones energéticas sostenibles, a partir de la caracterización de la problemática específica de las regiones rurales en las que se quieran desarrollar proyectos energéticos sostenibles que involucren fuentes renovables. Esta metodología inicia con la caracterización de los aspectos geográficos, técnicos, socioculturales, económicos y ambientales de la región, facilitando la identificación de las necesidades, limitaciones, y restricciones, de tal forma que se planteen soluciones a la medida de las condiciones encontradas, involucrando a las energías alternativas como parte de la solución sostenible. El resultado de la aplicación de la metodología será una solución energética que estará en línea con las necesidades de las comunidades, las condiciones de la región, y los recursos naturales disponibles, impulsando el desarrollo y bienestar de las comunidades rurales de forma sostenible.

PALABRAS CLAVE

Biodiversidad; Energía; Recursos renovables; Resiliencia; Ruralidad; Sostenibilidad y Transferencia tecnológica.

ABSTRACT

This document presents a methodology for identifying sustainable energy solutions; it is based on characterization of the specific problems of rural regions that it wants to develop sustainable energy projects that involve renewable sources. This methodology starts with the characterization of geographic, technical, social, cultural, economic and environmental aspects, making possible the identification of needs, constraints, and limitations, in order to propose solutions accord to own requirements, involving the renewable energies as part of a sustainable solution. The result of this methodology will be an energy solution in-line with community needs, location conditions, and natural resources available, for boosting the development and welfare of the rural communities in a sustainable manner.

KEYWORDS

Biodiversity; Energy; Renewable resources; Resilience; Rurality; Sustainability and Technology transfer.

Energética 45, junio (2015), pp.67-81

ISSN 0120-9833 (impreso)

ISSN 2357 - 612X (en línea)

www.revistas.unal.edu.co/energetica

© Derechos Patrimoniales

Universidad Nacional de Colombia



I. INTRODUCCIÓN

Las soluciones energéticas para las comunidades rurales requieren un análisis diferente a cualquier proyecto de energía urbano, ya que estas comunidades, aisladas o cercanas a centros urbanos, presentan condiciones geográficas, sociales, culturales, ambientales y económicas muy propias y específicas, por lo cual las soluciones deben ser únicas y de acuerdo a las necesidades y condiciones de estas comunidades. Esta metodología permite identificar la problemática existente en las comunidades rurales de tal forma que se propongan soluciones de energía que aseguren la sostenibilidad integral de estos proyectos.

Así mismo, este trabajo identifica una a una las características más importantes para la implementación de una solución energética, la cual está orientada al uso de la energía renovable, teniendo en cuenta que muchas de estas comunidades pueden utilizar estos recursos energéticos naturales en forma sostenible. Para ofrecer una solución energética se deben resolver problemas como la geografía, ya que las distancias y los accidentes geográficos en muchas zonas rurales y remotas hacen difícil su acceso, incrementando los costos de transporte y tiempo de ejecución, así como la resolución de problemas de suministro de energía, sobre todo cuando se trata de la sustitución, la corrección o mantenimiento en operación.

En el mismo sentido, las condiciones culturales y sociales limitan las soluciones energéticas que requieren acuerdos con la comunidad, en el caso de Colombia muchas de estas comunidades rurales están conformadas por poblaciones vulnerables, afrodescendientes y/o pueblos indígenas, por lo que el impacto social y cultural de la solución energética puede ser negativo si no se identifican las necesidades y las condiciones adecuadas del servicio de energía. Del mismo modo, las condiciones ambientales juegan un papel importante debido a que la implementación de la solución puede generar problemas como usos diferentes de los recursos naturales o requiere zonas que pueden ser reservas naturales o estar en zonas biodiversas.

Los aspectos económicos son esenciales para garantizar la implementación, ya que los problemas económicos afectan la sostenibilidad de la solución energética, debido a que se involucran aspectos financieros, tarifarios, de recaudo, de pago, y la disponibilidad de los servicios de educación, salud, agua potable, saneamiento, entre otros.

Después de la recopilación de los diferentes problemas, separados en aspectos geográficos, sociales, culturales, ambientales y económicos, se propone una metodología que puede ser utilizada para hacer la correcta identificación de la problemática, proponiendo una mejor planeación, gestión y sostenibilidad del

proyecto energético de forma integral. En cuatro etapas, las cuales corresponden a la fase de identificación de necesidades, la fase de identificación del proyecto de energía, fase de implementación y fase de operación, es posible evaluar, identificar y verificar el correcto desarrollo del proyecto en forma articulada con cada aspecto sin perder la integralidad del mismo. Esta metodología involucra a los actores y posibles responsables de las cuatro fases, sin perder el contexto de la sostenibilidad, la biodiversidad y la resiliencia.

A partir de la aplicación de esta metodología se hace posible la identificación de los problemas propios de las comunidades rurales, asegurando que la solución energética se adapta a las necesidades de la comunidad, buscando la correcta utilización de los recursos naturales haciendo proyectos sostenibles y mejorando las condiciones de vida de estas poblaciones.

2. IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMÁTICAS EN ZONAS RURALES

Las zonas rurales presentan condiciones, características y necesidades muy diferentes a las que son encontradas en las zonas urbanas. Es común encontrar que estas zonas estén ubicadas en lugares en donde los potenciales energéticos son de tipo renovable en su mayoría, presentando además condiciones ambientales especiales como la coincidencia de zonas protegidas o biodiversas. De otro lado, las condiciones de vida de las poblaciones de estas zonas tienen aspectos que no son comunes, usualmente los índices de necesidades básicas insatisfechas son altos, tienen un alto nivel de pobreza, los servicios básicos no están cubiertos o presentan malas condiciones de calidad y continuidad, tienen bajas capacidades de pago que obligan al Estado a tomar decisiones de inversión que serán hundidas una vez culminan la implementación de los proyectos.

Además de lo anterior, las zonas rurales pueden presentar comunidades indígenas, afrodescendientes o vulnerables cuyas culturas y costumbres no facilitan, algunas veces, la implementación de este tipo de soluciones, por lo cual dentro del mismo proyecto se deben incluir aspectos como transferencia tecnológica, apropiación y pertenencia.

Con todo anterior se deben identificar claramente cada una de las problemáticas, si bien se tiene la experiencia en desarrollo e implementación de proyectos, cada solución es única y deberá ser a la medida de las necesidades de cada comunidad incluyendo los aspectos antes mencionados.

Para lograr la identificación de cada problemática se sugiere evaluar ésta desde la óptica de los siguientes aspectos:

2.1 Aspectos geográficos

Teniendo en cuenta que la ubicación de las zonas rurales y aisladas tiene distancias considerables a los centros urbanos, y que los trayectos usualmente no son de fácil y rápido acceso se

dificulta la llegada del desarrollo. La topografía de muchos de los terrenos tiene un factor importante cuando de planear la solución se trata, ya que deben tenerse en cuenta parámetros logísticos que incrementan tiempos y costos, y en muchos casos requieren intervenciones civiles que aseguren la implementación de las soluciones energéticas.

Relacionado con la topografía y la disponibilidad de recursos energéticos se tiene la presencia de cuerpos de agua, como cuencas y ríos de bajo caudal, que pueden estar siendo aprovechados no solo para consumo animal y humano, si no para cultivos, lo cual puede limitar el uso del recurso agua para obtención de energía. Desde el punto de vista geográfico, estos cuerpos de agua pueden afectar las instalaciones ya que en algunos sitios se presentan inundaciones en temporadas de invierno o son navegables, por lo que deben considerarse estos factores al escoger el tipo y tamaño de solución energética a implementar.

Además de la planeación, la operación también se afecta por las condiciones de las zonas puesto que actividades de reparación, mantenimiento, y reposición pueden no ser llevadas a cabo, requiriendo para su realización mayores tiempos, costos y equipos poco comunes en los lugares aledaños. Así mismo, se debe tener en cuenta que en algunas zonas rurales la disponibilidad de transporte es diferente a los vehículos comunes, complicando aún más el desarrollo y las actividades inherentes a la calidad y continuidad del servicio.

De otra parte, es necesario incluir en estos aspectos los factores ambientales, debido a que en algunas regiones rurales las condiciones ambientales pueden ser más severas que las que se tienen en áreas urbanas, ya que es probable que se encuentren en zonas costeras de alta incidencia salina y de humedad, o desérticas en donde los niveles de temperatura son muy altos, afectando la vida útil de los equipos, condicionando las locaciones usadas para la instalación y operación del proyecto.

La ubicación geográfica determina la disponibilidad de los recursos energéticos renovables a utilizar, ya que de acuerdo a su posición se tendrán diferentes niveles de radiación solar, velocidad de vientos, disponibilidad de recursos bioenergéticos, uso de cuencas para microcentrales hidráulicas, que condicionan la cantidad de energía neta de aprovechamiento.

Por todo lo anterior, se tiene que la topografía, la ubicación y las condiciones ambientales impactan directamente a la planeación, desarrollo y operación del proyecto energético, haciendo que los aspectos geográficos deban ser analizados cuidadosamente antes de iniciar este tipo de proyectos.

2.2 Aspectos técnicos

En cuanto los aspectos técnicos, estos presentan otro tipo de consideraciones ya que requieren de un buen conocimiento de la oferta energética de las zonas, información que no siempre es tan disponible como se desea. Así mismo, es necesario identificar el tipo y grado de avance tecnológico a usar, debido a que si es

demasiado avanzada la tecnología que se va a usar, se deben tener en cuenta aspectos como costos de mantenimiento, capacitación para operación, nivel técnico requerido para la instalación y operación, entre otros, generando algunos costos adicionales y problemáticas a futuro durante la operación que pueden llevar a la no sostenibilidad del proyecto.

Los aspectos técnicos influyen directamente en el proyecto energético, ya que es mediante estos que se hace posible el aprovechamiento de uno o varios recursos que a su vez pueden o no estar aprovechados como alimento, servicio de acueducto, u otros, afectando los consumos y hábitos normales de la comunidad; por lo que se sugiere ofrecer a partir de la solución otros desarrollos productivos para que la comunidad pueda crecer y mejorar sus condiciones de vida. En este sentido, lo técnico puede influir positivamente si se promueve el desarrollo cognitivo y de capacidades en la misma comunidad, sugiriendo llevar tecnologías a estas poblaciones que sean de fácil o mediana comprensión, más aún si se tiene en cuenta que dichas poblaciones tienen formación académica mínima y en muchos casos ésta no existe.

De esta forma, se presentan los aspectos técnicos como una de las problemáticas que inciden en el proyecto energético, puesto que de su tipo y avance tecnológico depende el correcto y suficiente aprovechamiento del proyecto haciendo posible cubrir las necesidades energéticas de las comunidades sin que se dificulte su operación, mantenimiento y administración.

2.3 Aspectos socio-culturales

Cualquier proyecto energético involucra a la comunidad, la cual presenta una serie de problemáticas que van desde el orden político hasta el religioso o de sus creencias. La identificación de los factores socioculturales son esenciales en la concepción y desarrollo del proyecto, puesto que será la comunidad quien se beneficie con éste, y quien finalmente se quedará con el mismo. Es por esto que es necesario evaluar factores como organización social, características poblacionales, tipos de etnias que conforman la comunidad, entre otros.

Como problemáticas en este aspecto se tiene la seguridad, pues en algunas zonas rurales se presentan conflictos territoriales o políticos que hacen o no posible la realización del proyecto; así como la anterior, la cultura influye en los proyectos debido a que algunos grupos de origen indígena no permiten realizar cierto tipo de adecuaciones o aprovechamientos energéticos porque pueden ir en contra de sus creencias; la organización social es un factor a tener en cuenta cuando de proyectos energéticos se trata, pues los permisos, autorizaciones, e influencia en la comunidad de los líderes de las mismas

hacen que se facilite o no las consultas previas y otros acuerdos con la población.

En distintas zonas rurales se tienen comportamientos sociales que pueden ser diferentes para las personas que intervienen en el proyecto, lo cual puede influir en el desarrollo del proyecto ya que de no seguir dichos comportamientos, las relaciones entre los responsables del proyecto y la comunidad pueden deteriorarse por malos entendidos culturales. Así mismo, sucede cuando los habitantes tienen dialectos o lenguas diferentes, generando otro factor que aunque no es tan frecuente pueden restringir el desarrollo del proyecto.

Teniendo en cuenta la importancia de la comunidad dentro de un proyecto, sobre todo de índole energético, los aspectos socioculturales podrán facilitar la entrada del mismo siempre y cuando se tengan en cuenta los factores propios de dicha comunidad, tales como su cultura, creencias, costumbres, y lenguaje.

2.4 Aspectos económicos

Para las comunidades rurales se tiene que el desarrollo económico es sesgado, lo cual se traduce en un nivel bajo y deficiente de los servicios básicos como agua, electricidad, salud, educación, y saneamiento básico, haciendo que sus habitantes no cuenten con herramientas básicas indispensables para iniciar o llevar a un buen desarrollo sus actividades económicas. Por lo general, la mayoría de los habitantes de estas zonas están dedicados a la agricultura, la pesca, y la ganadería, las cuales son bastante artesanales y producen básicamente lo necesario para su sustento.

Así mismo, las necesidades energéticas son orientadas principalmente a iluminación y consumos de electrodomésticos básicos, teniendo entonces bajas demandas energéticas haciendo que los proyectos sean aún más a la medida de las necesidades de la población. Sin embargo, se deben considerar aspectos económicos de desarrollo regional lo cual genera una mayor necesidad energética dando una mayor viabilidad al proyecto. [Boaz, et al., 2010]. Esta situación impacta directamente en las inversiones, ya que su retorno es muy bajo y en algunos casos nulo, para asegurar la inversión se deben trasladar las inversiones mediante tarifas, las cuales llegan a usuarios finales con baja capacidad de pago. Por esta razón, los gobiernos asumen posiciones políticas de inversión social que permiten que dichas inversiones se hundan y no se trasladen a los usuarios.

Es claro que el nivel de desarrollo es directamente proporcional a la disponibilidad energética del país o de la región, de allí que se propenda por ofrecer el servicio de electricidad de forma equitativa a la población de un país, luego para las zonas rurales deben tenerse en

cuenta factores propios de las comunidades que requieren este servicio, identificando claramente las necesidades de tal manera que la solución en realidad brinde las oportunidades de desarrollo, el cual se espera sea sostenible. [Boullón, 2006]

Es así como uno de los aspectos que pueden hacer que un proyecto se lleve a cabo son los recursos económicos que aseguren los valores financieros de la solución energética, tanto durante las etapas de diseño e implementación como de operación, de no planearse adecuadamente los flujos de caja, posibles actividades productivas y activación de otros servicios anexos al de energía, como el de comunicaciones, salud y educación, el proyecto fácilmente puede operar durante un tiempo muy corto perdiéndose la inversión.

2.5 Aspectos ambientales

Teniendo en cuenta que para las zonas rurales se tienen accesos al aprovechamiento de fuentes energéticas renovables, se deben considerar obligatoriamente los aspectos ambientales al momento de proponer cualquier solución energética, es común que estas zonas se encuentren en lugares en donde la biodiversidad sea un factor muy importante por lo cual se hace necesario identificar la magnitud de los impactos asociados a la solución.

Al iniciar la búsqueda de soluciones energéticas se identifican problemas ambientales como los permisos de uso o aprovechamiento, los grados de afectación a los ecosistemas, los sitios de reserva o protegidos, el correcto aprovechamiento de cuencas y ríos de bajo caudal, los sitios que son patrimonio natural, la capacidad de regeneración de los ecosistemas, los niveles de ruido y de emisiones que puede producir la solución. Todo esto hace que se tengan que identificar cuidadosamente las soluciones, ya que de no planearse adecuadamente se pueden tener impactos negativos, que harían inviable la solución o que se deba disponer de un mayor recurso económico para realizar los aprovechamientos proyectados.

Siendo los aspectos ambientales uno de los parámetros indispensables para el desarrollo de un proyecto energético que asocie o no las energías renovables, deben considerarse entonces todos los factores asociados a los impactos ambientales y de desarrollo sostenible como son resiliencia, huella de carbono y capacidad de carga, garantizando una solución energética permanente.

3. METODOLOGÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN ENERGÉTICA

A partir de lo descrito anteriormente, se propone una metodología que permite identificar la problemática de la zona rural de forma integral, de tal manera que se puedan plantear soluciones energéticas adecuadas que serán sostenibles, siempre y cuando se cumplan, si no la totalidad, la gran mayoría de restricciones o limitaciones que se obtienen a partir del análisis de la problemática.

Para llevar a cabo la metodología, se identificaron cuatro etapas

que son propias de los proyectos y que están asociadas a la solución y/o restricción de las problemáticas encontradas en la zona rural a intervenir. Estas etapas son:

- A. Fase de Identificación de Necesidades
- B. Fase de Identificación del Proyecto Energético
- C. Fase de Implementación
- D. Fase de Operación

A continuación se describen una a una las fases indicando la metodología a seguir en cada una de éstas.

3.1 Fase de Identificación de Necesidades

Esta primera fase busca identificar tanto las necesidades como las problemáticas, creando una matriz en la que se combinen cada uno de los aspectos y sus factores, dando la claridad en las posibles relaciones y sus afectaciones. Para esto es necesario realizar las siguientes actividades:

- Identificación geográfica de la zona rural a trabajar.
- Recopilación de información secundaria del lugar. Es necesario iniciar la identificación de los cinco aspectos propuestos realizando una identificación preliminar de los factores en cada aspecto.
- Recopilación de información primaria del lugar. Para esto se propone realizar las visitas al sitio y conocer de primera mano su geografía, medios de transporte, fuentes y necesidades energéticas, condiciones sociales, culturales y económicas, realizando encuestas con preguntas específicas planteadas a partir de la actividad anterior, éstas preguntas deben ir en línea con el proyecto de tal manera que sus resultados dejen entrever de forma cuantitativa los factores en cada aspecto.
- Minería y análisis de datos. En esta actividad se tabularán los resultados de tal forma que se obtenga una matriz como la mostrada en el Anexo 1, facilitando el análisis de los resultados de las anteriores actividades.
- Identificación de necesidades. A partir de la matriz construida, se definirán las necesidades energéticas asociando las relacionadas con los servicios públicos de la zona y los desarrollos productivos que pueden beneficiarse con la solución energética a implementar, relacionado las problemáticas que están presentes en el lugar y que afectan al proyecto.

El resultado de esta primera fase será una matriz de necesidades y restricciones propias de la zona del proyecto, dando la orientación de las posibles soluciones energéticas a plantear en la siguiente fase. [Conesa, 1997; Espinoza, 2001; Garmendia, et al., 2005]. La matriz mostrada en el Cuadro 1, se construye mediante la relación de factores, ubicados en la primera columna (resaltada en amarillo) y de aspectos que son afectados por los factores, ubicados en la primera fila (resaltada en verde) esta relación corresponde a la pregunta ¿Cómo y qué tanto el factor afecta al aspecto?; por ejemplo, para el factor geográfico de topografía relacionado con el

aspecto técnico, la pregunta a responder será ¿Cómo el factor topológico afecta al aspecto técnico y qué tanto lo afecta?, la respuesta dependerá de la topografía del sitio en el que se desea implementar la solución energética, y si ésta restringe o impacta al aspecto en temas como intervenciones civiles mayores o menores, construcción de drenajes especiales o de cimentaciones diferentes, mejoramiento de tierras para mallas de puesta a tierra, etc. Dependiendo de los grados de complejidad en que la topografía afecta al proyecto, se tendrán manejos diferentes desde lo técnico para superar o aprovechar los factores topográficos que se encuentran en el sitio del proyecto.

Aspecto Factor	Dato Fuente primaria	Dato Fuente secundaria	Grado de afectación en aspectos geográficos	Grado de afectación en aspectos socioculturales	Grado de afectación en aspectos ambientales	Grado de afectación en aspectos técnicos	Grado de afectación en aspectos económicos
Geográfico							
Ubicación del proyecto							
Topografía del lugar							
Temperatura							
Velocidad de vientos							

Cuadro 1. Matriz de necesidades y restricciones del proyecto.

Fuente: Elaboración propia.

Con el ánimo de facilitar la valoración de las afectaciones, se proponen en la Tabla 1 los valores que permiten relacionar el grado de manejo y de afectación del factor sobre el aspecto en el proyecto, el grado de manejo se refiere a la dificultad que se tiene para gestionar adecuadamente la afectación del factor en el aspecto “X” dentro del proyecto, y la afectación relaciona la magnitud en la que el factor impacta positiva o negativamente al mismo aspecto dentro del proyecto. [Leopold, 1971; Vergano & Nunes, 2006].

Grado de manejo	Afectación		
	Baja	Media	Alta
Deficiente	2,5	4	5
Regular	1,5	3	4,5
Bueno	1	2	3,5

Tabla 1. Valoración de afectaciones de los factores sobre los aspectos dentro del proyecto.

Fuente: Elaboración propia.

Ejemplo de valoración de factores sobre los aspectos:

Un sitio ubicado en la costa con velocidades máximas

promedio de viento de 5 m/s a 20 metros de altura; una radiación solar media anual de 4,25 kW/m², un alto nivel de salinidad y de humedad, a 100 Km. del centro urbano más cercano, presenta dos estaciones anuales, y un terreno plano con problemas de escorrentías.

Para una ubicación como la descrita, se puede considerar que el manejo del factor topográfico en el aspecto técnico es regular, ya que se requieren de intervenciones civiles para manejar escorrentías, materiales que resistan a la humedad y a la salinidad, se deberán planear adquisiciones de equipos para mantenimiento y reparación debido a las distancias que se tienen, y la estacionalidad afectará el aprovechamiento del recurso eólico y solar en el sitio.

Desde la afectación, la topografía puede ser tomada como una afectación media debido a que se requerirá evaluar otras alturas de aprovechamiento eólico, áreas de los paneles a instalar, lo cual está en relación directa con las intervenciones civiles que se deban hacer durante la implementación del proyecto. Así entonces, el factor topográfico para el aspecto técnico tendrá una valoración de 3 puntos, lo cual lo deja en un rango de restricción media al factor.

Este tipo de análisis debe hacerse de forma conjunta con el grupo de expertos, ya que los diferentes aportes permitirán considerar mejor las afectaciones positivas o negativas de los factores en cada aspecto, haciendo posible que cada uno de los valores consensuados sean más cercanos a las realidades del sitio y del futuro desarrollo del proyecto. Se debe tener en cuenta que el factor no tendrá un valor negativo o positivo, simplemente tendrá un valor el cual se traduce en un punto que de ser alto podrá ser para resaltar o aprovechar en caso de ser positivo, o de tener un especial manejo o cuidado para mitigar o anular en caso de ser negativo, de allí que se sugiera tener una columna adicional a la matriz propuesta en la que se den las observaciones consensuadas de cada una de las valoraciones.

En el Anexo 1 se muestra a matriz completa de relación de aspectos y factores, el diligenciamiento completo de esta matriz es el resultado de esta primera etapa de la metodología.

3.2 Fase de Identificación del Proyecto Energético

A partir de la matriz presentada en el Anexo 1 se pueden identificar opciones para la solución energética, la cual debe garantizar el cumplimiento de las restricciones de los diferentes aspectos resolviendo las problemáticas que sean posibles de solucionar a partir del proyecto. [EERE, 2006; Ener-Supply, 2011; León, 2011]. Para esto se proponen las siguientes tareas:

- Identificación de la oferta energética del lugar.
- Seleccionar los tipos de tecnologías a implementar.
- Identificar los mecanismos de transporte e instalación.
- Identificar las necesidades de especialistas. El número y procedencia así como la experiencia de los mismos.
- Identificación de restricciones ambientales. Dentro de las cuales se encuentran los permisos de uso y/o aprovechamiento, la consecución de las licencias ambientales, evaluación de impactos y formas de mitigación de los mismos, e intervenciones de origen ambiental que deban ser realizadas como compensación por la implementación del proyecto, si es requerido.
- Identificación de restricciones sociales. Para lo cual se deben analizar las situaciones como seguridad, problemas políticos o de territorio, niveles de educación, organización social, tipos de etnias asentadas en el lugar, sus relaciones, y costumbres. En este aspecto cabe anotar que el proyecto requiere de espacios para su construcción por lo cual será necesario en algún momento realizar algún tipo de trámite con la comunidad, la alcaldía o el jefe de la organización social existente.
- Identificación de restricciones económicas. En estos aspectos de deben contemplar restricciones como servicios públicos de los que se carece en la región, nivel de vida de los habitantes, tipos de producción, tipos de usuarios existente, nivel de desarrollo, capacidad de pago, y tarifas del servicio aplicadas, entre otras.
- Identificación de los responsables tanto del diseño, como de la implementación y operación del proyecto.
- Identificación de los actores involucrados o afectados por el proyecto. Tal como líderes de comunidad, alcaldías, gobierno, y beneficiario.
- Identificación del monto global del proyecto y estimación de su duración.
- Identificación de riesgos. Los cuales son posibles de identificar a partir del diligenciamiento de la matriz mostrada en el Anexo 1, con el fin de prevenir situaciones de orden público, deficiencia en la disponibilidad de recursos, fallas en los tiempos de entrega o de importaciones, entre otros.
- Identificación de los mecanismos de seguimiento y verificación del desarrollo, implementación y operación del proyecto. Se proponen usar indicadores de costos, eficiencia y eficacia que permitan visualizar cuantitativamente los avances de las etapas del proyecto.

Una vez identificadas las restricciones se pasa a determinar las opciones energéticas que pueden cumplir las restricciones

mencionadas, estableciendo costos y tiempos iniciales de forma global. A partir del listado de opciones o alternativas se procede a la elección del proyecto que cumpla mayoritariamente las condiciones y resuelva las problemáticas en un buen porcentaje con costos y tiempos razonables. Para lo anterior se propone una tabla en el Anexo 2 que permite chequear los cumplimientos y los valores de las necesidades y factores, de tal forma que se identifique fácilmente el proyecto que mejor cubre las problemáticas y cumple restricciones.

A partir de la valoración que se tiene en la matriz inicial de necesidades y restricciones del proyecto, se construye una matriz paralela que da respuesta a la pregunta ¿Con la alternativa “X” se da solución o resuelve la restricción, limitación o afectación causada por el factor en el aspecto?, si la solución resuelve completamente la restricción se traslada a la alternativa el valor establecido inicialmente en la matriz de necesidades, si no lo resuelve no se traslada el valor quedando éste en cero, pero si se resuelve parcialmente se dará un nuevo valor el cual estará entre cero y el valor establecido inicialmente en la matriz de necesidades y restricciones, este nuevo valor se dará considerando el alcance de la alternativa frente a la solución de la restricción problemática o necesidad.

Ejemplo de evaluación de alternativas:

Para el ejemplo anterior se pueden plantear dos alternativas, la primera en la que por ejemplo se tiene un híbrido solar eólico concentrado, y una segunda en la que se tiene un sistema eólico general y soluciones fotovoltaicas individuales. Al revisar las dos alternativas para el factor topográfico antes descrito se tiene que en:

La alternativa 1, híbrido solar concentrado, el factor topográfico influye en la construcción del sistema debido a que se requieren mayores áreas para el sistema e intervenciones civiles tanto para el sistema eólico como para el solar distintas, con manejos de drenaje en una sola zona, los materiales deberán tener las condiciones anticorrosivas y mantenimientos más frecuentes por la salinidad, pero al estar concentrados el mantenimiento podría ser llevado a cabo de mejor manera.

La alternativa 2, sistema eólico general y solar individual, el factor topográfico vuelve a influir en lo técnico ya que requiere de intervenciones civiles para sistema eólico exclusivamente, por lo que estas intervenciones serán menores a la alternativa anterior afectando el costo y el tiempo de ejecución del proyecto, aprovechando las casas construidas se podrán instalar los paneles solares individuales haciendo que no se requieran más áreas realizando algunos refuerzos en los techos y soportes en caso de necesitarse. Así mismo, se debe tener en cuenta que los planes de mantenimiento de los paneles serán diferentes a los de la alternativa 1, por lo que se necesitarán programar con más cuidado y ser realizados por personas autorizadas.

Al analizar las soluciones propuestas se puede proponer que la alternativa 2 resuelve mejor la problemática ya que se requieren

menos intervenciones civiles reduciendo costos y tiempos de ejecución, haciendo que se establezcan otros tiempos y formas de realizar los mantenimientos de paneles solares, lo cual no es complicado, y al estar protegidos los equipos solares se tendrá una reducción en las afectaciones de éstos por humedad y salinidad. En la Tabla 2 se muestra la forma de diligenciamiento por alternativa, incluyéndose el valor de afectación obtenido inicialmente para el aspecto técnico analizado.

Aspecto Factor	Dato Fuente primaria	Dato Fuente secundaria	Grado de afectación en aspectos técnicos	Alternativa 1 Aspecto Técnico	Alternativa 2 Aspecto Técnico
Topografía del lugar	Plano, malas escorrentías naturales.	-	3	2,2	3
Velocidad de vientos	Sin datos	5 m/s a 20 m	3	3	3

Tabla 2. Matriz complementaria para valoración de alternativas de solución energética.

Fuente: Elaboración propia.

Los valores mostrados para las alternativas corresponden a 3 para la alternativa 2, ya que se resolvería el problema de escorrentías de mejor manera, mientras que para la alternativa 1 se asignó un valor de 2,2 (entre cero y el valor dado en la matriz de necesidades y restricciones) debido a que la afectación del factor topográfico se resuelve con mayores tiempos y costos, lo cual no es competitivo frente a la alternativa 2 haciendo que la afectación se resuelva parcialmente.

Para la asignación de estos nuevos valores por alternativa se deben tener los paneles de expertos, haciendo previa la presentación de las alternativas incluyendo costos, tiempos y riesgos, para llevar a cabo un ejercicio similar a la valoración de factores por aspecto.

Una vez se realiza lo anterior para cada factor, se totaliza para cada alternativa los valores de afectaciones tanto por aspecto como de forma global, la alternativa que tenga un mayor resultado cercano al total de afectaciones de la matriz de necesidades y restricciones inicial, será la mejor alternativa. La matriz total al finalizar esta segunda fase de la metodología se verá como la mostrada en el Anexo 3.

3.3 Fase de Implementación

Esta fase inicia con el proyecto identificado como el de mejor respuesta a los requerimientos y problemáticas, a partir de éste y ya estimados los tiempos y costos globales, así como identificados la logística, actores, responsables y riesgos, se inicia la implementación. Esta

implementación corresponde exactamente a la ejecución de cualquier proyecto energético.

Como actividades principales de esta fase se encuentran:

- Definición de los costos de inversión y AOM (Administración, Operación y Mantenimiento).
- Cálculo de los valores presente neto, retorno de la inversión y relación costo beneficio, como mínimo.
- Cálculo de la duración del proyecto y su flujo de caja. Para lo cual se sugiere la herramienta Project o cualquier otro software que permita asociar costos y tiempos a las actividades del proyecto, permitiendo señalar aquellas actividades hito para el desarrollo del proyecto.
- Diseños definitivos, los cuales podrán ser o no contratados como parte de la etapa de implementación.
- Identificación y realización de los procesos de uso de tierras para el proyecto.
- Proceso de contratación, bien sea de la totalidad del proyecto o por etapas, debe tenerse en cuenta la naturaleza jurídica de quien contrata ya que dependiendo de ésta se aplican diferentes mecanismos de contratación.
- Ejecución del contrato, para esta actividad se debe tener en cuenta lo realizado previamente, en donde se tiene ya definido el cronograma, los flujos de caja, identificados los riesgos y actividades hito para el proyecto. Todo esto debe ser ejecutado por el contratista, quien debe cumplir con el objeto del proyecto y por ende contractual. Dentro de estas actividades se deben tener en cuenta las pruebas y puesta en operación del proyecto, ya que estas garantizan el correcto funcionamiento del proyecto y permite realizar a tiempo las correcciones operativas.
- Seguimiento y/o interventoría, una de las actividades más importantes a desarrollar en la fase de implementación, ya que permite identificar de modo temprano posibles dificultades evitando retrasos, sobrecostos, o aplicaciones no deseados en el proyecto, haciendo posible realizar correcciones sin mayores impactos al proyecto en cualquiera de los aspectos antes analizados.
- Acciones de mejora, a partir de la información suministrada por el seguimiento o la interventoría e identificadas aquellas actividades que deben ser revisadas durante la ejecución se pueden realizar acciones que corrijan las anomalías que puedan presentarse.
- Transferencia tecnológica, es una actividad muy

importante para garantizar la sostenibilidad del proyecto, debido a que ésta hace posible la preparación para los operadores futuros del sistema; la apropiación, ya que puede capacitarse personal de la comunidad que tenga una base técnica, y permite que los habitantes comprendan la importancia del proyecto, lo cual afianza el proceso de pertenencia y apropiación.

Esta fase permite hacer realidad el proyecto, de allí que se deba tener un cuidadoso y especial seguimiento evitando inconvenientes que impacten negativamente el proyecto haciendo que la solución no pueda ser implementada. Hay que tener en cuenta que una vez realizado un acuerdo con la comunidad mediante una consulta previa se generan una serie de expectativas en sus habitantes, que al no ser cumplidas provoca aprensiones para proyectos futuros y malos comentarios a quienes están involucrados con el proyecto, haciendo que la comunidad pierda la confianza y respeto por los distintos actores y responsables del proyecto.

De otra parte durante esta etapa se deben mantener líneas paralelas de acción que desarrollen los planeado por aspecto, realizando un chequeo constante y sistemático de las restricciones y/o limitaciones encontradas inicialmente con el de verificar su cumplimiento.

3.4 Fase de Operación

Para esta fase, la cual inicia una vez el proyecto termina las pruebas y puesta en operación, se identifican las actividades asociadas al mantenimiento, administración y operación del proyecto ya implementado. Realizando un seguimiento de las actividades de tal forma que se identifiquen los inconvenientes o futuros inconvenientes realizando las correcciones tempranas evitando afectar negativamente el proyecto ya en operación.

Dentro de las actividades más relevantes de esta fase se tienen:

- Mantenimiento, los cuales deben ser planeados antes de la entrega del proyecto identificando los programas de mantenimiento preventivo que deben ir de acuerdo a los fabricantes y horas de uso del proyecto. Deben realizarse las capacitaciones in situ a quienes van operar el proyecto indicando puntos clave y señales que evidencien la necesidad de mantenimientos correctivos.
- Administración, debe tenerse en cuenta que el proyecto debe ser entregado a un operador responsable que tenga las capacidades para su correcto manejo, esta actividad involucra aspectos financieros, tarifarios, programación de capacitaciones, manejo de personal, seguridad industrial, manejo de usuarios y de la comunidad, entre otros.
- Operación, en esta se deben involucrar las mediciones, el control de los equipos, visitas programadas al sitio para verificación de la operación, análisis de la información histórica y resultados de evaluaciones de estado, por ejemplo. Aquí se tiene en cuenta que es aconsejable, mantener actualizado al personal así como contar un buen número de ellos de tal forma

que se pueda dar continuidad al proyecto. En esta actividad es conveniente incluir las actividades asociadas al manejo ambiental, principalmente orientadas al manejo de residuos de procesos y al cumplimiento de los planes de manejo que deben ser cumplidos para conservar la licencia o permiso ambiental.

- Manejo de la comunidad, para garantizar la apropiación y pertenencia del proyecto se sugiere informar de modo permanente a la comunidad de la situación del proyecto principalmente cuando de mantenimientos o anomalías del servicio se trata, ya que la información a tiempo hará que la comunidad tenga confianza en quienes prestan el servicio. Se deben hacer seguimientos a los proyectos productivos que fueron asociados al proyecto con el fin de conocer el estado, desarrollo y necesidades de estos afianzando así el sentido de beneficio y de apropiación que hará que se reafirme la necesidad de darle continuidad al proyecto.

Las cuatro fases se encuentran relacionadas e involucran en diferentes estados los aspectos que asocian problemas comunes de las zonas rurales, la correcta identificación de las problemáticas y su incidencia en el proyecto son la base de la selección correcta del mismo, a partir de allí será la planeación integral la clave para articular las variables asociadas al desarrollo e implementación del proyecto, garantizando así que a partir de una adecuada transferencia tecnológica se prepare la comunidad para adaptarse al proyecto conservando su ecosistema, sin alterar su identidad y mejorando su calidad de vida.

4. CONCLUSIONES

El aprovechamiento de las energías renovables sugieren un manejo inteligente de los recursos naturales de tal manera que pueda garantizarse el uso de los mismos a las futuras generaciones, base del concepto de sostenibilidad el cual está involucrando los parámetros técnicos, socioculturales, económicos, y geográficos haciendo que la solución ofrecida a las poblaciones de las zonas aisladas y rurales sea la adecuada y se mantenga durante la vida útil del proyecto.

Para garantizar el éxito del proyecto se necesita de un análisis detallado de las distintas y únicas problemáticas de las zonas aisladas y rurales, haciendo que la experiencia y un adecuado procedimiento de identificación de soluciones a las problemáticas permita plantear soluciones sostenibles que hagan posible el desarrollo de las comunidades de estas zonas mejorando las condiciones de vida y creando las oportunidades para su asentamiento permanente.

La metodología propuesta en este trabajo asocia los diferentes aspectos de las problemáticas de las zonas aisladas y rurales ofreciendo soluciones energéticas que son sostenibles y que benefician el desarrollo económico de las comunidades de estas zonas, generando un desarrollo más equitativo con calidad.

REFERENCIAS

- Boaz, Moselle; PADILLA Jorge; SCHMALENSSE Richard. Electricidad Verde Energías renovables y sistema eléctrico. Marcial Pons. Madrid – España. 2010.
- Boullón, Roberto. “Espacio Turístico y Desarrollo Sustentable”. Aportes y Transferencias (En línea), Volumen 10, núm. 2, pp. 17-24, Argentina. 2006.
- Conesa, Vicente. Guía metodológica para la Evaluación de Impacto Ambiental. Ediciones Mundi-Prensa. Reimpresión Tercera Edición. Madrid – España. 1997.
- EERE. Guide for Managing General Program Evaluation Studies: Getting the Information You Need (Washington: US DOE), pp. 2, 9, 17. 2006.
- Ener-Supply. Handbook on Renewable Energy Sources. 2011.
- Espinoza, Guillermo. Fundamentos de Evaluación de Impacto Ambiental. Banco Interamericano de Desarrollo – BID y Centro de Estudios para el Desarrollo – CED. Santiago – Chile. 2001.
- Garmendia, A.; Salvador A.; Crespo C.; Garmendia L. Evaluación de Impacto Ambiental. Madrid: Pearson educación, p. 75. ISBN: 84-20-4398-5. 2005.
- Leon, Warren. Evaluating Renewable Energy Programs. A guide for program managers. Clean Energy States Alliance. 2011.
- Leopold, A Procedure for Evaluating Environmental Impact. Geological Survey Circular 645. Washington: U.S. Geological Survey. 1971.
- Vergano, L; Nunes P. Analysis and Evaluation of Ecosystem Resilience: An Economic Perspective. NOTA DI LAVORO 25.2006

Anexo 1

Matriz de necesidades y restricciones del proyecto

Factor \ Aspecto	Dato Fuente primaria	Dato Fuente secundaria	Grado de afectación en aspectos geográficos	Grado de afectación en aspectos socioculturales	Grado de afectación en aspectos ambientales	Grado de afectación en aspectos técnicos	Grado de afectación en aspectos económicos
Geográfico							
Ubicación del proyecto						X	
Topografía del lugar						X	X
Temperatura						X	
Velocidad de vientos					X	X	
Pluviosidad						X	
Humedad						X	
Radiación solar					X	X	
Presión atmosférica							
Nivel de salinidad						X	
Vías de acceso						X	X
Tipo de localidad					X	X	X
Estacionalidad					X	X	
Técnico							
Tipo de potencial energético			X				
Disponibilidad de históricos de los potenciales					X		
Estacionalidad de los potenciales					X		
Requerimiento de las áreas a construir				X			
Demanda energética mínima							X
Tipos de consumos energéticos							X
Demanda energética incluyendo nuevos usos energéticos							X
Consumos por tipo de usuario							X
Tipo de tecnología a			X	X	X		X

Factor \ Aspecto	Dato Fuente primaria	Dato Fuente secundaria	Grado de afectación en aspectos geográficos	Grado de afectación en aspectos socioculturales	Grado de afectación en aspectos ambientales	Grado de afectación en aspectos técnicos	Grado de afectación en aspectos económicos
implementar							
Equipos requeridos asociados a la tecnología			X		X		
Proveedores							X
Especialistas y técnicos requeridos							X
Fuentes no renovables existentes en el sitio							X
Capacidad instalada de fuentes no renovables							
Distancia al (los) centros de consumo			X				
Técnicos existentes en el sitio				X			
Sociocultural							
Grupos étnicos del lugar			X				X
Número de habitantes						X	X
Número de familias							X
Número de niños							X
Organización social							X
Condiciones de vida						X	X
Tipos de conflictos sociales existentes en sitio						X	X
Permisos de uso de terrenos y/o servidumbre						X	
Intereses de la comunidad			X		X	X	X
Costumbres propias de la comunidad						X	
Lengua de la comunidad						X	
Creencias que puedan afectar el proyecto						X	
Reglas o normas propias de la comunidad						X	
Nivel educativo						X	
Asentamientos indígenas							X

Factor \ Aspecto	Dato Fuente primaria	Dato Fuente secundaria	Grado de afectación en aspectos geográficos	Grado de afectación en aspectos socioculturales	Grado de afectación en aspectos ambientales	Grado de afectación en aspectos técnicos	Grado de afectación en aspectos económicos
Requerimiento de consulta previa						X	
Económico							
Índice de necesidades básicas insatisfechas				X		X	
Servicios públicos disponibles				X		X	
Calidad de los servicios públicos disponibles				X		X	
Existencia de puestos de salud						X	
Existencia de centros educativos						X	
Actividades productivas existentes			X		X	X	
Tareas alienantes				X		X	
Capacidad de trabajo				X		X	
Actividades que pueden desarrollarse a partir del proyecto				X		X	
Recursos de financiamiento del proyecto						X	
Existencia de subsidios energéticos						X	
Aplicación de tarifas energéticas						X	
Empresas de servicio de energía existentes				X		X	
Posibilidad de autosostenibilidad financiera una vez terminado el proyecto				X		X	
Costos de transporte						X	
Beneficios				X		X	
Externalidades que impacten el proyecto						X	
Ambiental							
Disponibilidad de uso de la fuente a aprovechar				X		X	

Factor \ Aspecto	Dato Fuente primaria	Dato Fuente secundaria	Grado de afectación en aspectos geográficos	Grado de afectación en aspectos socioculturales	Grado de afectación en aspectos ambientales	Grado de afectación en aspectos técnicos	Grado de afectación en aspectos económicos
energéticamente							
Regulación o norma que interviene en el aprovechamiento						X	X
Zona restringida o protegida			X			X	
Parque natural o reserva			X			X	
Solicitud de permiso ambiental						X	X
Solicitud de licencia ambiental						X	X
Impactos ambientales de corto plazo				X		X	
Impactos ambientales de mediano plazo				X		X	
Impactos ambientales de largo plazo				X		X	
Requiere de intervención ambiental antes de iniciar el proyecto			X	X		X	X
Capacidad de recuperación del ecosistema			X	X		X	X
Huella de carbono						X	
Capacidad de carga						X	

NOTA: El grado de correlación se indica de acuerdo a la experiencia y conocimiento que se tenga de la región, sin embargo tanto los factores como las afectaciones pueden cambiar. Las columnas de información primaria y secundaria contendrán la información en cuantitativa o cualitativa, para esta última se indicarán estrictamente los aspectos que intervienen en el proyecto.

Anexo 2

Tabla de relación de aspectos, costos, tiempo y riesgos de las alternativas de solución energética

Aspecto	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Técnico	Σt_{i1}	Σt_{i2}	Σt_{i3}
t_1 (Oferta energética) ...	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Geográfico	Σf_{i1}	Σf_{i2}	Σf_{i3}
g_1 (Disponibilidad de transporte) ...	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Socio- cultural	Σsc_{i1}	Σsc_{i2}	Σsc_{i3}
sc_1 (Transferencia) ...	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Ambiental	Σa_{i1}	Σa_{i2}	Σa_{i3}
a_1 (Licencia ambiental) ...	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Económico	Σe_{i1}	Σe_{i2}	Σe_{i3}
e_1 (Productividad) e_2 (TIR) ...	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Total	ΣT_{i1}	ΣT_{i2}	ΣT_{i3}
Valor estimado del proyecto	$\$1$	$\$2$	$\$3$
Tiempo estimado de ejecución	T_1	T_2	T_3
Principales riesgos	R_1	R_2	R_3

Matriz completa de necesidades, restricciones y alternativas

La tabla anterior muestra el diligenciamiento de la matriz completa para los factores geográficos y las alternativas planteadas, en la tabla siguiente se presentan los totales por aspectos para la caracterización, que es la matriz de necesidades y requerimientos, y por alternativas en cada uno de los aspectos que fueron afectados por los distintos factores. En este caso la alternativa 2 tiene un total mayor a la alternativa 1, por lo cual la 2 resuelve mayormente las problemáticas y necesidades encontradas, haciendo que ésta sea la elegida para implementarse. Esto debe complementarse con los valores de costos, tiempos y riesgos, tal como se muestra en el Anexo 2.

[illegible]

Optimización dinámica posibilística de un sistema de distribución mediante una hiperheurística basada en razonamiento con dominio en metaheurísticas x-pso multi-objetivo

Dynamic Optimization of a Distribution System by a Case Based Reasoning Hyperheuristic With X-Pso Multi-Objective Domain

Gustavo Schweickardt^{a*}, Carlos Casanova^a.

Recibido: septiembre 3 de 2014
Recibido con revisión: mayo 19 de 2015
Aceptado: mayo 28 de 2015

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

RESUMEN

En el presente trabajo se aplica una Hiperheurística que los autores han denominado HY X-FPSO CBR para la Optimización Dinámica Posibilística que se corresponde con la Planificación de Mediano/Corto Plazo de un Sistema de Distribución de Energía Eléctrica. El problema a resolver, específicamente, es la definición/identificación del Espacio de Estados por los que el Sistema de Distribución de Energía Eléctrica debe evolucionar, conociendo el número de etapas. Las mismas se corresponden con cada año del Periodo de Control Regulatorio. Se procede al Diseño y Entrenamiento de la Red Neuronal Artificial de Retropropagación, en la que se basa el mecanismo de Aprendizaje/Selección mediante el cual son aplicadas las formas X-FPSO, para cierta instancia de decisión, identificadas como dominio de la Hiperheurística propuesta. Se integran los resultados al Modelo de Optimización Posibilística y se procede a la simulación completa en un Estudio de Caso sobre un Sistema de Distribución de Energía Eléctrica real. Se comparan los resultados que arroja la Hiperheurística propuesta, con el Espacio de Estados formado por inspección, en otras optimizaciones realizadas sobre el mismo Sistema de Distribución de Energía Eléctrica.

PALABRAS CLAVE

Optimización; Enjambre de Partículas; Hiperheurísticas; Redes Neuronales Artificiales; Sistema de Distribución de Energía Eléctrica

ABSTRACT

In this work a Hyperheuristic HY X-PSO CBR, supporting a Possibilistic Dynamic Optimization corresponding to the Electric Distribution System Planning in the Mid/Short Term, is applied. The problem to solve is the definition/identification of States Space for the evolution of Electric Distribution System, knowing the number of stages, corresponding with each of years of Regulatory Control Period. The Artificial Backpropagation Neural Network, that support the Selection/Learning Method to choice, in certain decision instance, the X-FPSO form in Metaheuristics domain of proposed Hyperheuristic, is Designed and Trained. The results are used in a Dynamic Possibilistic Model on a real Electric Distribution System, as Study Case. The Hyperheuristic results and States Space defined by mean inspection for optimizations performed on the same real Electric Distribution System, are compared.

KEYWORDS

Optimization; Particles Swarm; Hyperheuristics; Artificial Neural Networks; Electric Distribution System.

Energética 45, junio (2015), pp. 83-93

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



1. INTRODUCCIÓN

Uno de los problemas más complejos en la Optimización Dinámica en general, y que en este trabajo se corresponde, particularmente con la Planificación de Mediano/Corto Plazo requerida a los fines de Control Regulatorio, sobre un Sistema de Distribución de Energía Eléctrica (SDEE), es la identificación/definición del Espacio de Búsqueda, asociado a su trayectoria óptima de evolución. Como las etapas están definidas, ya que cada una se corresponde con un año corte del período de control, el problema se circunscribe a la identificación/definición del Espacio de Estados por los que el sistema puede evolucionar, con mayor o menor aptitud. Si a esta descripción, se le incorporan aspectos realistas, tales como la Dinámica Posibilística requerida y la Optimización Multi-Objetivo, cuestiones tratadas por los autores en otros trabajos [Schweickardt & Miranda, 2009], la complejidad del problema aumenta notoriamente. Hasta el momento, en los trabajos referidos, el Espacio de Estados ha quedado definido por inspección, tarea, de hecho, laboriosa y aproximativa. Habida cuenta del esfuerzo requerido y la ausencia metodológica para resolver tal problema, se abordó la investigación de un método para su solución, arribando al desarrollo de la Hiperheurística HY X-FPSO CBR. Cabe la aclaración, redundante tal vez: la extensión de la Metaheurística PSO canónica Mono-Objetivo al dominio Multi-Objetivo, es sustentada en el empleo de Conjuntos Difusos (*Fuzzy Sets*) solidarios a cada objetivo/restricción del problema abordado. Por ello en vez de referir el concepto: forma X-PSO Multi-Objetivo, se refiere: forma X-FPSO. En el presente trabajo se sigue la secuencia de pasos, brindando los desarrollos específicos, para la aplicación de la Hiperheurística propuesta en la definición del Espacio de Estados, por los que evolucionará el SDEE según la trayectoria más satisfactoria resultante de una Optimización Dinámica Posibilística. Se presentan, finalmente, los resultados más relevantes obtenidos, sin proporcionar desarrollos específicos sobre tal optimización, ya que coincide en un todo con la presentada por los autores en [Schweickardt & Miranda, 2009].

2. LA RED NEURONAL DE RETROPROPAGACIÓN PARA APROXIMAR LA FUNCIÓN DE APRENDIZAJE/SELECCIÓN DE LA HIPERHEURÍSTICA EN EL DOMINIO DE LAS METAHEURÍSTICAS X-FPSO

2.1. Redes Neuronales de Retropropagación (RNR)

El tipo de Red Neuronal (se omite la palabra *artificial*) de Retropropagación o *Backpropagation*, RNR, puede

clasificarse como una Red Neuronal de Entrada Continua y de Aprendizaje Supervisado. Un esquema de la misma, en su Modelado de Capas-Neuronas, se puede apreciar en la Figura 1, que representa el diseño final de la RNR solidaria a la Hiperheurística propuesta, y cuyos elementos serán explicados cuantitativamente y con mayor detalle en el epígrafe que sigue.

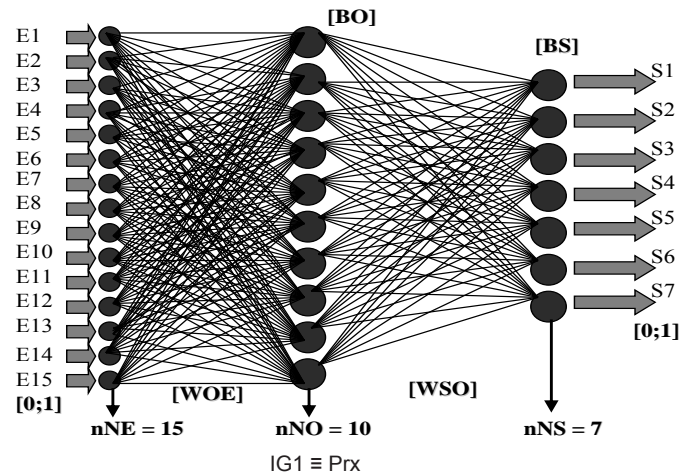


Figura 1: Esquema de la Red Neuronal de Retropropagación (RNR) aplicada como Método de Aprendizaje/Selección de la HY X-PSO CBR

Fuente. Elaboración Propia

Respecto del concepto de *retropropagación*, no se proporcionarán detalles aquí, sino descriptivos, por existir abundante bibliografía para consultar en términos de diseño y algoritmos de aprendizaje o entrenamiento de la red, por caso: [Widrow & Lehr, 1990; Simpson, 1992; Funahashi & Nakamura, 1993; Hilera & Martínez, 1995; Hagan et. al., 1996].

Para el esquema de la Figura 1, se tiene una *capa de entrada*, una *capa oculta* y una *capa de salida*, con sus *neuronas* correspondientes, representadas por círculos. Pueden existir *diseños multicapa* que empleen *mayor número de capas ocultas*. Su número es *indeterminado* y depende: del problema a resolver, de la precisión en el algoritmo de entrenamiento empleado, del número de neuronas ocultas en cada una de estas capas (también indeterminado), y de la característica de procesamiento o función de transferencia asociada a cada neurona, entre otros aspectos. El *diseño de la mejor RNR*, si bien existen recomendaciones *acopiadas desde la experiencia*, tiene una importante componente de *prueba y error*.

En la capa de entrada se aplica el vector de entrada $[E]$ (vector columna cuyo número de filas es el número de entradas) el cual, para cierta instancia de sus componentes, constituye un patrón de entrada. Entre la capa de entrada y la capa oculta (siempre refiriéndose a la Figura 1, existen conexiones o sinapsis, que van desde cada neurona de la capa de entrada, a cada neurona de la capa de oculta, tal y como se representa mediante un trazado de líneas. Lo mismo ocurre entre la capa oculta y la capa de salida, en donde, por propagación del patrón de entrada, es obtenido el

vector de salida $[S]$ (vector columna cuyo número de filas es el número de salidas). El mismo, para instancia de sus componentes, correspondiente con la entrada, se constituye en el patrón de salida resultante. Considerando las conexiones o sinapsis entre las neuronas de la capa oculta y de la capa de entrada, son caracterizadas por un valor llamado peso sináptico, que será indicado por la variable real genérica w_{oeij} ($w_{oeij} \equiv \text{peso}$), aplicada entre la neurona oculta i -ésima y la neurona de entrada j -ésima. Por ello, aparece una Matriz de Pesos Sinápticos entre dichas capas, que se indica como $[WOE]$. Su orden corresponde a $(nNO \times nNE)$, siendo nNO el número de neuronas de las capas de entrada y oculta, respectivamente. De forma idéntica ocurre entre las sinapsis de las neuronas de la capa oculta y las de la capa de salida, teniéndose la variable real genérica que indica el peso sináptico w_{soki} , entre la neurona de la capa de salida k -ésima y la neurona de la capa oculta i -ésima, y una Matriz de Pesos Sinápticos indicada como $[WSO]$. Su orden corresponde a $(nNS \times nNO)$, siendo nNS el número de neuronas de la capa de salida. Adicionalmente, puede incluirse una entrada independiente en cada neurona, la cual es referida como ganancia o bias. Dependiendo del diseño, puede o no intervenir. En la Figura 1, se tienen ganancias o biases para las neuronas de la capa oculta y las de la capa de salida. Son indicadas mediante las variables reales b_j y b_k , y sus vectores columna como $[BO]$ y $[BS]$, respectivamente.

La RNR emplea un ciclo *propagación y adaptación* (de dos fases):

1ra) Se aplica un patrón a la entrada de la red como estímulo; éste se propaga desde la primera capa a través de las capas internas de la red, hasta generar un patrón de salida en la capa homónima. Luego, el patrón de salida obtenido es comparado con el patrón de salida establecido o esperado, y se calcula un error para cada una de las salidas obtenidas individualmente;

2da) Los errores en dichas salidas se propagan hacia atrás (desde aquí que el Algoritmo de Entrenamiento de la RN reciba el nombre de Retropropagación) partiendo de la capa de salida, hacia todas las neuronas de la capa oculta precedente, que contribuyen en forma directa a la salida resultante. Sin embargo, las neuronas de dicha capa oculta sólo reciben una fracción del error total, posible de cuantificar basándose, aproximadamente, en la contribución relativa que haya aportado cada una de estas neuronas a la salida obtenida. Este proceso se repite, capa por capa, hasta que todas las neuronas de la red hayan recibido una componente del error que describa su contribución relativa al error total. Conforme resulte la componente de error percibida, se actualizan los pesos sinápticos de conexión y ganancias asociados a cada neurona, entre capas contiguas, a los efectos de lograr, iterativamente, que la red converja hacia un estado que permita clasificar, correctamente, todos los patrones de entrenamiento, generando la salida esperada. La importancia de este proceso consiste en que, a medida que se entrena la red, las neuronas de las capas intermedias u ocultas, se auto-organizan de modo tal que “aprenden” a reconocer distintas características inherentes al espacio de patrones de entrada, no “observadas” con anterioridad. El proceso de adaptación de los pesos sinápticos (y ganancias o biases, si procede), se completa, iterativamente, cuando al presentarse el conjunto previsto de patrones de entrada, la RNR responde a cada uno con patrones

de salida, conteniendo errores individuales cuya suma (error global), se mantiene por debajo de cierto error pre-establecido.

Una vez completo el aprendizaje o entrenamiento de la RNR, toda vez que se le presente un patrón arbitrario de entrada, el cual que contenga “ruido” o esté incompleto, las neuronas de la(s) capa(s) oculta(s) de la red, responderán con una salida activa, si tal patrón se asemeja a las características que, individualmente, las neuronas hayan aprendido a reconocer durante su entrenamiento. Y a la inversa: las neuronas de la(s) capa(s) oculta(s) tendrán la tendencia a inhibir su salida, si el patrón de entrada no contiene característica alguna que puedan, individualmente, reconocer.

Varias investigaciones han demostrado que, durante el proceso de entrenamiento, la RNR tiende a desarrollar relaciones internas entre neuronas con el fin de organizar los datos de entrenamiento, según clases. Una red “entrenada” ha encontrado una representación interna tal, que le permite generar las salidas deseadas, cuando se les presentan las entradas previstas en los patrones durante el proceso de entrenamiento. Esta misma representación interna, se puede aplicar a entradas que la red no reconozca, clasificándolas conforme las características que compartan con los patrones de entrada utilizados en el entrenamiento. Desde allí que la RNR, pueda comportarse como un aproximador universal de funciones, que puede interpolar resultados ante estímulos no observados en su entrenamiento, por las asociaciones desarrolladas entre las sinapsis de sus capas ocultas, en general.

De modo que, por caso y volviendo sobre la Figura 1, *el resultado del entrenamiento de la RNR, serían las Matrices $[WOE]$, $[BO]$, $[WSO]$ y $[BE]$.*

2.2. Diseño de la RNR para la HY X-FPSO CBR

Procede, previamente a presentar los detalles de diseño, explicar, de manera breve, el *funcionamiento de la neurona como un procesador elemental*, en el contexto de la RNR empleada por la Hiperheurística.

En la Figura 2, se aprecia la capa de entrada, en la que se presenta el patrón de entrada dado por $[E]$, cuyas componentes se indican mediante e_j con j en $[1..nNE]$.

Para la capa oculta, contigua, se indica sólo la neurona oculta 1, de modo que las conexiones sinápticas se presentan entre cada neurona de entrada y la neurona 1. En rigor, la neurona de entrada no procesa el estímulo recibido, sino que lo propaga, de manera que, en muchas referencias bibliográficas, son referidas como entradas.

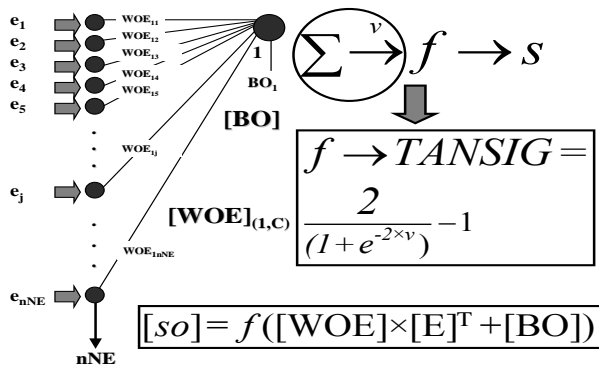


Figura 2: Funcionamiento de la Neurona como Procesador Elemental: Función de Transferencia TANSIG empleada en el Diseño de la RNR

Fuente. Elaboración propia

Aquí se preserva la identificación de neurona, no obstante no constituya un procesador elemental, como se verá, cosa que sí es la neurona 1 de la capa oculta bajo análisis. Así queda conformado un vector de la 1er columna en la Matriz $[WOE]$, el cual se indica mediante $[WOE]_{(1,C)}$, puesto que todos los pesos sinápticos considerados, son de la forma woe_{1j} . Adicionalmente, se observa, desde el vector de ganancias o sesgos $[BO]$, el primer componente, bo_1 , ganancia de la neurona oculta 1, como entrada adicional. Esto significa que existirá, sobre la neurona oculta 1, una entrada neta, proveniente de la propagación de los estímulos desde las neuronas de entrada, a través de las conexiones sinápticas y ponderadas por sus pesos sinápticos correspondientes, adicionando su ganancia. La composición de tal entrada neta, referida como v_1 , tiene como expresión:

$$v_1 = \sum_{j=1}^{nNE} (woe_{1j} \times e_j) + bo_1 \quad (1)$$

Por ello se indica en la Figura 2, entre un círculo, el símbolo sumatoria, que genera la entrada compuesta genérica v , conforme la regla establecida por la ecuación (1). Luego, la entrada, v , ingresa a lo que se refirió como Función de Transferencia en el epígrafe anterior, que se indica como f . Existen variadas Funciones de Transferencia que pueden ser empleadas, pero hay tres características funcionales predominantemente utilizadas en las RNR:

PureLin: $f(v) = v$ (2)

LogSig: $f(v) = 1/(1+e^{-v})$ (3)

TanSig: $f(v) = (e^v - e^{-v})/(e^v + e^{-v}) = (2/(1 + e^{-2 \times v})) - 1$ (4)

Se observa que se ha empleado, para componer la salida so_1 de la neurona oculta 1, la función *TanSig*, resultando:

$$so_1 = TanSig(v_1) = (2/(1 + e^{-2 \times (\sum_{j=1}^{nNE} (woe_{1j} \times e_j) + bo_1)})) - 1 \quad (5)$$

Entonces, para el patrón de entrada $[E]$ completo, y extendiendo (5) a todas las neuronas de la capa oculta, se tendrá el vector de salidas $[so]$, mediante la expresión:

$$[so] = TanSig([WOE] \times [E]^T + [BO]) \quad (6)$$

Que se aprecia en la parte inferior derecha de la Figura 2, utilizando f en lugar de *TanSig*.

En general, se pueden combinar las Funciones de Transferencia. Para el diseño de la RNR soporte de la Hiperheurística propuesta, se ha empleado $f = TanSig$ para formar el vector $[so]$ y $f = PureLin$ para formar el vector $[S]$, que proporciona cada patrón de respuesta o salida ante cada instancia de $[E]$. Este diseño de procesamiento, sumado a la estructura de una capa oculta, con $nNO = 10$ neuronas ocultas, resultó ser el más adecuado luego de múltiples ensayos con otras estructuras. Se observa en la Figura 1, que las capas de entrada y de salida tienen 15 y 7 neuronas, respectivamente. Esta es la parte del diseño que se relaciona con los desarrollos teóricos de la HY X-FPSO CBR.

La propuesta, en tal sentido, es la siguiente:

Diseño de la Capa de Entrada: se tienen 15 entradas, cuyos valores son binarios (0 o 1). Cada grupo de 5, refiere a cierta partícula del enjambre, comandada en el espacio de soluciones por la forma X-FPSO que está siendo aplicada, en la instancia de decisión que se considera, desde la Hiperheurística. En las 5 entradas de cada grupo, se establece la pérdida (entrada 0) o no (entrada 1) de la habilidad que la partícula asociada tiene sobre la satisfacción de sendos Principios de la Inteligencia de Grupo (IG). Para ello, se consideran los elementos expuestos en los desarrollos teóricos de la HY X-FEPSO CBR. En tal contexto, son elegidas 3 partículas de la población o enjambre: la de mejor aptitud, la de aptitud promedio, y la de peor aptitud. Debido a las características que exhibe el Espacio de Búsqueda para la Clase de Problemas abordados, interpretado cada uno de ellos como una Optimización Mono-Objetivo (por ejemplo: minimización de pérdidas activas en alimentadores de Media Tensión del SDEE), cada partícula es suficientemente representativa. Posiblemente, si se eleva el número de partículas, seleccionadas de otro modo, podría obtenerse una mayor información. No obstante, desde las simulaciones efectuadas, esta configuración simple, resultó suficientemente representativa, en términos de la diversidad de localizaciones en el Espacio de Búsqueda. El orden de aptitud de las partículas, se corresponde con el índice decreciente de las entradas, al igual que, en cada grupo de 5 entradas, lo hacen los Principios de IG, conforme fueran presentados en los desarrollos teóricos. Se repiten a continuación:

1) Proximidad (Prx); 2) Calidad (Cal); 3) Diversidad de Respuesta (DvR); 4) Estabilidad (Est) y 5) Adaptación (Adp).

En la Figura 3, se representa la estructura del patrón de entrada así concebido, y su relación con la aptitud de la partícula y Principios de IG, según lo dicho. $pMax$, $pMed$ y $pMin$, son los acrónimos para las partículas de aptitud Máxima, Media y Mínima, respectivamente, del enjambre, en la instancia de decisión evaluada. IG_i , con i en $[1..5]$, son los Principios de IG y E_i las entradas binarias $[0, 1]$.

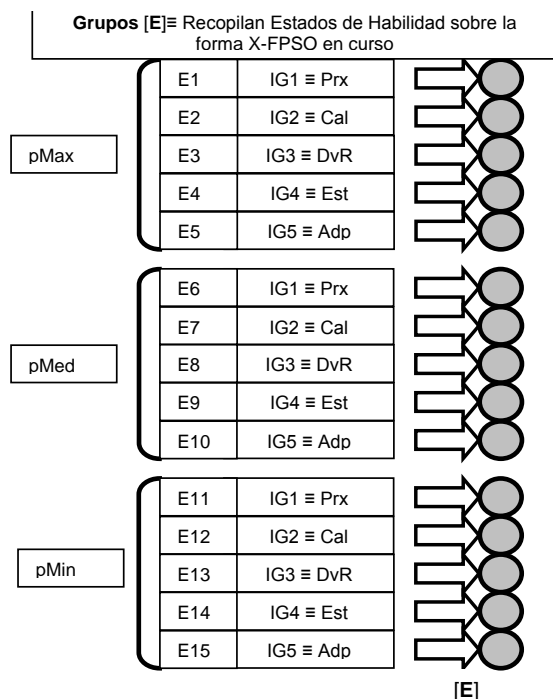


Figura 3: Diseño de la Capa de Entrada para la RNR de la HY X-FPSO CBR.

Fuente. Elaboración propia

Diseño de la Capa de Salida: se tienen 7 salidas, cuyos valores son también binarios (0 o 1). Estas 7 salidas, son divididas en dos grupos: el Grupo 1 se compone de las 5 primeras salidas, y el Grupo 2 de las 2 últimas. La representación puede apreciarse en la Figura 4.

En el Grupo 2, se tienen dos bits, de modo que existen 4 representaciones decimales posibles, $Dec \equiv \{0, 1, 2, 3\} \rightarrow Dec+1 \equiv \{1, 2, 3, 4\} \equiv$ conjunto de números que constituyen el índice de cada una de las 4 X-FPSO formas, que componen el dominio de la Hiperheurística $\equiv \{X1-FPSO, X2-FPSO, X3-FPSO, X4-FPSO\}$.

Como se propuso en los desarrollos teóricos de la HY X-PSO CBR, las Metaheurísticas que componen tal dominio son:

X1-FPSO: PSO con Función de Decaimiento Inercial Multi-Objetivo

X2-FPSO: PSO con Factor de Constricción Multi-Objetivo

X3-FPSO: EPSO Multi-Objetivo

X4-FPSO: EPSO GIST Multi-Objetivo

En el Grupo 1, cada salida se corresponde con uno de los Principios de IG, idénticamente al diseño de la *capa de entrada* y en el mismo orden. Un valor 1 en cierta salida de este grupo, *supone la predicción* de que la aplicación de la forma X-PSO seleccionada e indicada por el Grupo 1, mejore el Principio de IG correspondiente; un valor 0 *supone la predicción* de que sostenga la habilidad sobre el Principio de IG correspondiente, o la mejore. La información del Grupo 1, es complementaria. Se capta a los efectos de reforzar la salida del Grupo 2, que selecciona la forma X-FPSO a emplear, con un componente heurístico, para el caso de que la RNR no pueda resolver, adecuadamente, un patrón de entrada no observado en el entrenamiento.

2.3. Entrenamiento de la RNR para la HY X-FPSO CBR. Aplicación de una MatHeurística Backpropagation con Gradiente Descendente y Momento, complementada con una Metaheurística PSO con Factor de Constricción.

El Algoritmo *Backpropagation* (de entrenamiento de la RNR) Clásico, se sustenta en una *variante* del denominado Método LMS (*Least Mean Square*) que *minimiza el error cuadrático medio global* de la RNR. Tal algoritmo fue introducido por Bernard Widrow, y su historia y desarrollo puede ser consultado en [Widrow & Lehr, 1990]. De las *variantes* más empleadas, disponibles en paquetes software para diseño, entrenamiento y simulación de RNA (por caso, MATLAB® y sus aplicaciones de tercera parte), sobre las que no se brindarán detalles matemáticos, se tienen:

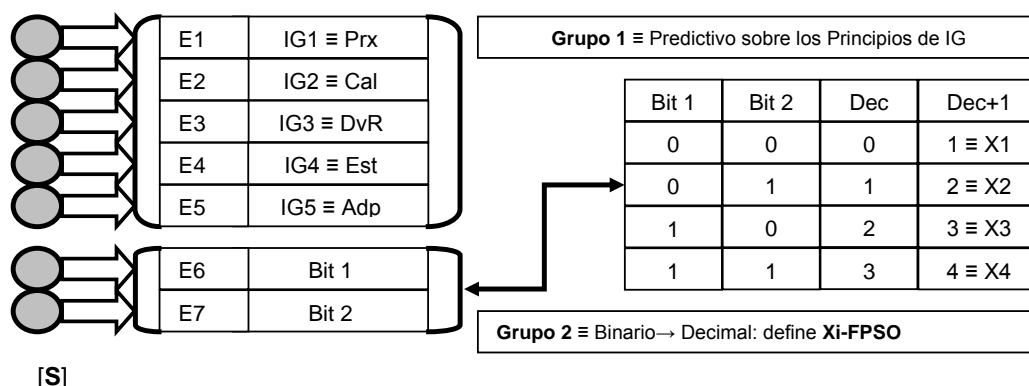


Figura 4: Diseño de la Capa de Salida para la RNR de la HY X-FPSO CBR.

Fuente. Elaboración Propia

A) Backpropagation Base o de Gradiente Descendente:

Constituye la más simple implementación de este método de aprendizaje, y su forma consiste en la actualización iterativa de los Pesos Sinápticos y Ganancias o Biases, en la dirección en la cual la función error cuadrático medio global decrece más rápidamente.

B) Backpropagation según Gradiente Descendente con Momento:

Constituye una variante de A), en la cual se incorpora un parámetro denominado coeficiente de Momento (o Momentum). El mismo permite a la red ignorar puntos característicos de la superficie de la función error cuadrático medio global, en las que el entrenamiento podría quedar “atrapado”, arrojando un mínimo local.

C) Backpropagation con Razón de Aprendizaje Variable:

Constituye una variante del Método del Gradiente Descendente con o sin Momento, en la cual se consideran redes RNR con más de una capa oculta o multicapa, aunque puede ser empleada en redes de una sola capa. Si se habla de la reducción del error cuadrático medio global, se supone que la superficie de la función error, es una función cuadrática. Para una RNR multicapa la superficie del error no es una función cuadrática; su forma es diferente para diferentes regiones del espacio, y la velocidad de convergencia puede incrementarse por la variación de la Razón de Aprendizaje, en cada región diferenciada de la superficie del error, siempre que no se sobrepase cierto valor máximo pre-definido, para lograr un aprendizaje estable.

De modo que *entrenar la RNR por este método, supone un riesgo aún menor, de arrojar una convergencia prematura, “estancándose” en un mínimo local de la función error cuadrático medio global.*

Sin embargo, aquí intervienen algunas consideraciones para el diseño de la RNR solidaria a la Hiperheurística propuesta:

a) cualquiera de estos métodos, supone un problema de optimización no lineal, que, como es sabido, no proporciona, por medio de métodos clásicos, una garantía de convergencia hacia un mínimo minimorum error cuadrático medio global;

b) La capacidad predictiva de la RNR, es decir, que no falle en los patrones de salida cuando el patrón de estímulo en la entrada fue observado en su entrenamiento, y que logre resolver patrones de salida ante estímulos de entrada no observados durante su entrenamiento, depende de dos factores interdependientes, excluyendo el diseño (que es un problema en sí mismo): 1ro) del número de patrones de entrada y su correspondientes patrones de salida, empleados durante el entrenamiento de la RNR. A mayor número, mayor capacidad predictiva; y 2do) de que el algoritmo de entrenamiento converja en el mínimo minimorum error cuadrático medio global o próximo a él. A menor error, mayor capacidad predictiva.

c) En este punto es considerado el diseño de la RNR que soporta a la HY X-FPSO CBR. Se observa que se ha optado por emplear patrones de entrada y salida binarios, no números reales. Hay dos razones que sustentan esta elección, ambas compatibles con: el dominio compuesto por las 4 Metaheurísticas X-FPSO, su habilidad para satisfacer los 5 Principios de IG, y las características del Espacio de Soluciones, mencionadas en los desarrollos teóricos de la Hiperheurística propuesta. La primera: resulta mucho más sencillo decodificar e interpretar la información obtenida desde los patrones de salida binarios de la RNR, al momento de seleccionar la X-FPSO forma más apta para continuar la estrategia de búsqueda en el espacio de soluciones. Asimismo, resulta mucho más simple codificar la información en los patrones de entrada. La segunda: el número posible de patrones de entrada y de salida, está acotado por las variaciones con repetición de 2 elementos (0 y 1) tomados de nNE , para la los patrones de entrada, y de nNS , para los patrones de salida, respectivamente. Es decir: si $nPEMax$ y $nPSMax$ son los máximos números de patrones de entrada y salida, correspondientemente, se tendrá:

$$nPEMax = 2^{nNE} \quad (7)$$

$$nPSMax = 2^{nNS} \quad (8)$$

Para el diseño propuesto, la cota en el conjunto de patrones de entrada resulta $nPEMax = 2^{15} = 32768$ patrones, y la cota en el conjunto de patrones de salida resulta $nPSMax = 2^7 = 128$ patrones. Se infieren dos características: a) una gran cantidad de patrones de entrada posibles en el conjunto $[1...nPEMax]$, no tienen sentido práctico y b) muchos de ellos pueden conducir al mismo patrón de salida en el conjunto $[1...nPSMax]$. En menor grado, puede que algunos patrones de salida sean redundantes o no requeridos. Pero, sin duda, con este diseño, se tiene una cota en los conjuntos de patrones entrada y salida, y un método para definir los mismos, situación que en otros diseños, en extremo dificultosa o imposible. Aquí se tiene un aporte de eficiencia en el diseño de la RNR, conforme las características del diseño de la HY X-FPSO CBR, provenientes de las Metaheurísticas X-FPSO seleccionadas, y de la Clase de Problemas a abordar, los cuales definen un particular Espacio de Soluciones.

d) De modo que el aspecto diseño de la RNR, puede asumirse eficiente. Pero queda aún latente el riesgo de pérdida de capacidad predictiva, que en esta aplicación es crucial, si se emplean métodos clásicos para la minimización del error cuadrático medio global referido. Estos métodos pueden funcionar muy adecuadamente en otros contextos de aplicación. Pero, luego de múltiples simulaciones, no fue este diseño el caso.

e) Se propone, entonces, una solución referida como MatHeurística, otro aporte parcial del presente trabajo: Se hibridiza el Algoritmo de Entrenamiento de la RNR, aplicando, en iteraciones tempranas, el Backpropagation con Gradiente Descendente y Momento. Luego, en un punto de corte convenientemente definido (por caso, se alcanza cierto error parcial mínimo), y conteniendo las Matrices de Pesos Sinápticos y Biases, **[WOE]**, **[BO]**, **[WSO]** y **[BE]**, valores pertinentes en la estrategia de minimización, es

aplicada una Metaheurística PSO (Mono-Objetivo) con Factor de Constricción (forma X2-PSO). Los resultados obtenidos fueron muy favorables.

3. APLICACIÓN DE LA HY X-FPSO CBR PARA LA IDENTIFICACIÓN DEL ESPACIO DE ESTADOS REQUERIDO EN LA OPTIMIZACIÓN DINÁMICA POSIBILÍSTICA.

3.1. Los objetivos de optimización para la definición del espacio de estados requerido por la optimización dinámica posibilística.

A los efectos de aplicar la Hiperheurística propuesta, deben identificarse los objetivos de optimización, *criterios de mérito en la evolución del SDEE* en el Período de Control Regulatorio. A partir de los mismos, se procederá a describir el método que conduce a la definición del Espacio de Estados, para un número de etapas $N=5$, pues tal período es quinquenal en Argentina, y el SDEE considerado en la simulación pertenece a Bariloche, provincia de Río Negro. El SDEE, su Período de Control Regulatorio y los objetivos (*criterios de mérito que deben ser minimizados*), siguen la referencia [Schweickardt & Miranda, 2009], a los efectos de comparar el Espacio de Estados obtenido, con el que arroja la HY X-PSO CBR. Los criterios son:

{1-Costo Global (CG); 2-Energía No Suministrada (ENS); 3-Índice de Interrupción del Servicio (FI); 4-Índice de Tensión Fuera de Tolerancia (TF); 5-Pérdidas Globales de Potencia (PG); 6-Índice de No-Calidad (Impacto) Ambiental (Visual) por empleo de Típicos Constructivos de Líneas fuera del Establecido según Zona (IALin); 7- Índice de No-Calidad (Impacto) Ambiental (Visual) por empleo de Típicos Constructivos de Centros de Transformación fuera del Establecido según Zona (IACT); 8-Flexibilidad del SDEE (FLEX) }

Por su complejidad, no se expondrán aquí desarrollos, tales como los que conducen a los Índices, ya que pueden ser consultados en la citada referencia y no agregan valor a la presentación de este trabajo. Si al acrónimo de cada criterio de mérito, se le antepone la letra v, se tendrá el siguiente *vector de variables asociadas a los objetivos*: $\{CvCrit\} = \{vCG; vENS; vFI; vTF; vPG; vIALIN; vIACT; vFlex\}$. Para los Índices, coinciden **Índice** y *variable*. La Demanda a satisfacer en cada año de corte, *se supone determinística* (no tiene por qué serlo y podría ser extendida como *restricción difusa*, al igual que las variables solidarias a los criterios) y *proveniente de un modelo prospectivo*.

Adicionalmente, *se requiere de una extensión al dominio difuso de tales variables*, para implementar las X-FPSO formas. La expresión genérica propuesta a tal fin, resultó desde: si m es la variable genérica, en el conjunto $\{CvCrit\}$, entonces:

$$\mu_m = 1; \text{ si } vMin_m \geq vm \quad (9)$$

$$\mu_m = \left(\frac{(vMax_m - vm)}{vMax_m - vMin_m} \right)^{p_\mu^m} \quad (10)$$

; si $vMin_m \leq vm \leq vMax_m$

$$\mu_m = 0; \text{ si } vMax_m \leq vm \quad (11)$$

Siendo:

Además p_μ^m el *ponderador exponencial* (*contractor/dilatador*) correspondiente a cada Conjunto Difuso, y $vMax_m$, $vMin_m$ los valores *máximo* y *mínimo* límites, respectivamente, para cada variable m en $[1..M]$, con $M=8$, en este caso.

La *decisión maximizante estática* que mide la *aptitud* en el Conjunto Difuso de Decisión, viene dada, como se presentó en el modelo teórico de la Hiperheurística propuesta, por la *t-norma* Producto de Einstein [Schweickardt & Pistonesi, 2010]:

$$fapD = \mu_D^{Max} = t_{PE}^{Max} \{ \mu_{m1}; \mu_{m2}; \dots; \mu_{mM} \} \quad (12)$$

3.2. La Aplicación de la Hiperheurística HY X-FPSO CBR

3.2.1. Método de Aplicación conforme los Criterios de Optimización del SDEE y sus Variables de Decisión en el Espacio de Soluciones

La Optimización Dinámica Posibilística asociada a la Planificación del SDEE, se acota al Subsistema de Media Tensión, en 13,2 [kV]. Se parte de un estado de referencia para el SDEE, coincidente con el comienzo del quinquenio de Control Regulatorio, y único estado de la Etapa 0. En el mismo, se relevan los valores correspondientes a cada variable m solidaria a los criterios de mérito del sistema. El método propuesto para generar el conjunto de estados que le corresponde a cada etapa, consiste en definir un número *PO* de Matrices de Preferencias entre dichos criterios, las cuales arrojarán Vectores de Prioridades Exponenciales, cuyas componentes serán los valores p_μ^m (*po*), con *po* en $[1..PO]$. La dimensión del espacio de soluciones, estará definida por el número de variables de control o decisión en el problema Multi-Objetivo, nvD . En esta aplicación, para la planificación de SDEE, se tiene, si vDd es la variable de decisión genérica con d en $[1..nvD]$:

[vDd]: {**vD1:** *Nro de Alimentadores*; **vD2:** *Ubicación o Emplazamiento de los Alimentadores* (se dispone de cierto número de tendidos posibles, resultado de la Planificación de Largo Plazo); **vD3:** *Tipo de Alimentador* (Aéreo Convencional, Aéreo Preensamblado, Subterráneo); **vD4:** *Sección del Alimentador* (están normalizadas en: 120, 95, 70, 50, 35 y 25 [mm²]); **vD5:** *Tipo de Centro de Transformación (CT)* (Plataforma, A

Nivel, Subterráneo); **vD6**: *Ubicación o Emplazamiento de los CT* (también se dispone de un número de posibles ubicaciones de los CT, resultado de la Planificación de Largo Plazo); **vD7**: *Potencia de los CT* (normalizadas en 50, 100, 150, 200, 250, 300, 500, 1000 [kVA]); **vD8**: *Número de Dispositivos de Conmutación (Seccionadores)* para transferencia de carga; **vD9**: *Ubicación de los Dispositivos de Conmutación* (también se tiene un número de posibles ubicaciones, resultado de la Planificación de Largo Plazo); **vD10**: *Potencia en Generación de Reserva en cada Estación Transformadora 33/13.2 [kV]* (4; 3 existentes + 1 resultado de la Planificación de Largo Plazo. Tales Potencias se discretizan en el conjunto [5, 10, 15, 20, 25] [MW]). Por tanto **nvD = 10**, con algunos de sus dominios, discretos, ya establecidos.

De este modo, en ese espacio de soluciones se aplicarán las formas X-FPSO, controladas por la Hiperheurística propuesta, conforme su RNR. El procedimiento se sintetiza en los siguientes pasos:

1ro) Determinar el Número PO de Matrices de Preferencia entre los Criterios definidos para el mérito del SDEE;

2do) Obtener el Vector de Prioridades para cada una de ellas;

3ro) Iterar desde $k=1$ hasta $k=N$, N =Número de Etapas de la Optimización Dinámica Posibilística;

A) Iterar desde $i=0$ (estado factible de referencia) hasta el número de estados factibles determinados en la etapa k ;

A-1) Iterar, desde $po = 1$ hasta PO haciendo: **a)** la Construcción de los Conjuntos Difusos, según la ponderación $p_{\mu}^m(po)$, desde las expresiones (9), (10) y (11),

B) Aplicación de la HY X-FPSO CBR, como transición entre estado i y el que se definirá, con la restricción determinística de demanda para la etapa k , obteniendo la solución más satisfactoria. La misma resulta de la t-norma Producto de Einstein, aplicada entre las funciones de pertenencia solidarias a cada Conjunto Difuso, según la expresión (12). Se logra así un estado factible del Espacio de Estados en la etapa k ; al ir incrementando po , y luego I , se obtienen todos los estados factibles de la etapa k ; al ir incrementando k , y repitiendo los pasos de iteración, se obtiene el Espacio de Estados completo. Si $PO = 4$, tal como se consideró en la simulación, la construcción del Espacio de Estados para las Etapas [0], [I] y [II], se observa en la Figura 5. Cada estado, se obtiene, por aplicación de la HY F-PSO CBR según el valor de prioridad $p_{\mu}^m(po)$, mediante las iteraciones anteriores.

Los $p_{\mu}^m(po)$, surgen de PO Matrices de Preferencia Determinísticas entre los criterios de optimización. Sin embargo, en este Modelo se propone incorporar

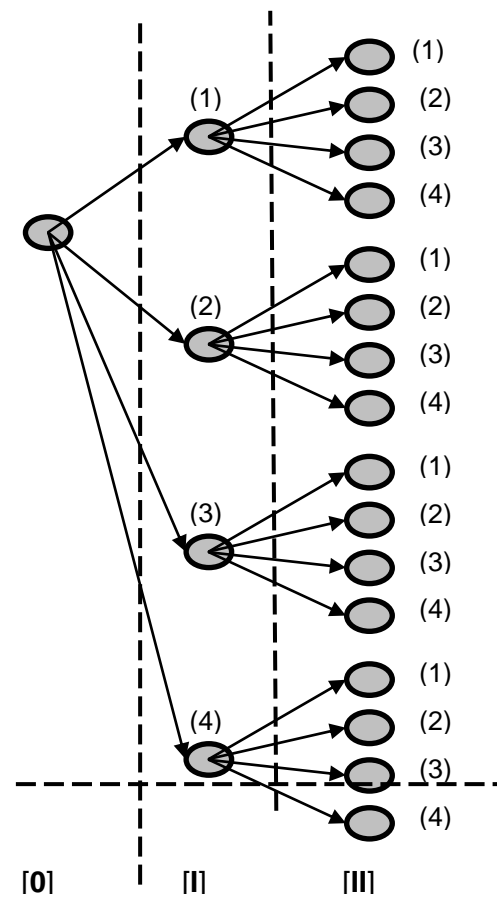


Figura 5: Esquema de la Determinación del Espacio de Estados para las Etapas [0], [I] y [II], con PO = 4

Fuente. Elaboración propia.

incertidumbres de valor en las mismas, y representarlas mediante Números Difusos, tal y como se desarrolla en [Schweickardt & Miranda, 2009]. A su vez, la obtención del Vector de Prioridades, no sigue el modelo Autovalor/Autovector de Saaty [Saaty, 1977], ni el complejo modelo, más exacto, propuesto en la referencia anterior. Sigue un Modelo Híbrido: Calcula las Matrices de Preferencias Determinísticas como se explica en esa referencia, y se desarrolla en el epígrafe siguiente. Luego, sobre esa Matriz Determinística, calcula el autovector de Perron [Lax, 1992], y desde allí se obtiene el Vector de Ponderadores Exponenciales.

3.2.2. Obtención de los PO Vectores de Prioridades desde Matrices de Preferencias Difusas

Si, **pref** es un Número Difuso (ND), expresado como:

$$\forall \alpha \in [0,1], \text{ pref} = [\text{pref}_1(\alpha), \text{pref}_2(\alpha)] \quad (13)$$

Entonces se tendrá una Matriz de Preferencias entre Criterios Difusa:

MPA: $\forall \alpha \in [0,1] \rightarrow$

$$\begin{pmatrix} 1 & [pref_1(\alpha), pref_2(\alpha)]_{12} & \dots & [pref_1(\alpha), pref_2(\alpha)]_{1n} \\ [1/pref_2(\alpha), 1/pref_1(\alpha)]_{21} & 1 & \dots & [pref_1(\alpha), pref_2(\alpha)]_{2n} \\ \dots & \dots & \ddots & \dots \\ [1/pref_2(\alpha), 1/pref_1(\alpha)]_{n1} & [1/pref_2(\alpha), 1/pref_1(\alpha)]_{n2} & \dots & 1 \end{pmatrix} \quad (14)$$

Las incertidumbres de cualquier preferencia **pref_{ij}** y de su recíproca **pref_{ji}**, son dependientes. Esto significa que si se presentase una ocurrencia de **pref_{ij}** en el segmento de confianza limitado por α , entonces: $pref_{ji}(\alpha) = 1/pref_{ij}(\alpha)$. Con ello se garantiza que cualesquiera sean las ocurrencias en sus entradas, la Matriz de Preferencias **MPA**(α) es determinística, puesto que es una instancia (α) de **MPA**. Adicionalmente, siempre será positiva y recíproca. **MPA**(α) será referida como Matriz de Preferencias Colapsadas según el Nivel de Certidumbre α . Las PO instancias distintas de esta **MPA**(α), arrojarán los PO Vectores de Prioridad Exponenciales necesarios. Esto se logra modificando PO veces el nivel de certidumbre α . Si las **pref_{ij}** son representadas por ND Triangulares (NDT), y L, R son sus funciones a Izquierda y Derecha, respectivamente, con prefMP el valor central o de máxima posibilidad, el Criterio de Colapso Removal, *Rv*, empleado, se define como:

$$Rv[pref(ac)] = pref_{MP} + \frac{1}{2} \times [IDer - Ilzq] \quad (15)$$

$$IDer = \int_{pref_{MP}(ac)}^{pref_2} R(pref) dpref \quad (16)$$

$$Ilzq = \int_{pref_1(ac)}^{pref_{MP}} L(pref) dpref \quad (17)$$

Pero si el valor representativo de las preferencias difusas para cierto (ac), está dado únicamente por (15)-(17), no se estaría considerando la consistencia entre las mismas, conforme la expresión:

$$pref_{ik}(ac) \times pref_{ij}(ac) = pref_{jk}(ac) \quad (18)$$

Dentro del segmento de confianza fijado por (ac), se requiere la búsqueda de aquellos valores tales que la matriz **MPA**(ac) resulte lo más consistente posible. De modo que los valores representantes de las preferencias dentro del segmento ($\alpha = ac$), tendrán que satisfacer dos objetivos: **1**) que se aparten lo menos posible de su *Rv*(ac) y **2**) que satisfagan lo más posible las ecuaciones de consistencia. El Sistema de Ecuaciones de Consistencia, respetando la formulación (18), para n criterios (orden de la matriz $n \times n$), se expresa del modo siguiente: $\forall \alpha \in [0,1]$

$$Sea C = \{ \forall i \in [2..n-1]; \forall j \in [i+1..n] y \forall k \in [1..i-1] \}$$

entonces:

$$\{ pref_{ij}(ac) = pref_{kj}(ac)/pref_{ki}(ac) \} \quad (19)$$

Los dos objetivos según **1**) y **2**) en el punto anterior, pueden ser planteados en un Programa Lineal. Para ello, los errores (e) entre cada preferencia $pref_{ij}(ac)$ y su *Rv*[$pref_{ij}(ac)$], y entre cada preferencia $pref_{ij}(ac)$ y su formulación consistente según (19), pueden introducirse como factores. Por caso, si se buscara la máxima consistencia en cierta ecuación de sistema (19) en el conjunto C , se tendría:

$$pref_{ij}(ac) \times ec_{ij}^k = pref_{kj}(ac)/pref_{ki}(ac) \quad (20)$$

si $ec_{ijk} = 1$, entonces la consistencia resultaría perfecta. Puede observarse que $0 < ec_{ijk} \leq 1$. De igual modo, para el caso del apartamiento mínimo de $pref_{ij}(ac)$ respecto del *Rv*[$pref_{ij}(ac)$], puede formularse la expresión:

$$pref_{ij}(ac) \times erv_{ij} = Rv[pref_{ij}(ac)] \quad (21)$$

con $0 < erv_{ij} \leq 1$. En consecuencia, el modelo puede linealizarse en sus restricciones, empleando variables logarítmicas. Sus objetivos serían la minimización, respectivamente, de la sumatoria de los valores absolutos de los logaritmos de los errores, Lec_{ij}^k , $ALec_{ij}^k$ y erv_{ij} , $ALerv_{ij}$. En principio, la introducción de la operación valor absoluto (considerando que pueden existir errores logarítmicos menores que cero), parecería generar objetivos no lineales. Esta cuestión se resuelve con el agregado de restricciones de desigualdad, que relacionen las variables asociadas a los valores absolutos de los errores logarítmicos, con los errores logarítmicos. Ambos objetivos, pueden ponderarse creándose una única función a minimizar: el valor absoluto del error total ponderado, $ALerrT$, conforme los ponderadores $P_c + P_{rv} = 1$. De modo que, bajo estas consideraciones, el problema de *optimización lineal* que resuelve el conjunto de preferencias más representativo en la matriz **MPA**(ac), se formula como sigue:

Min

$$\left\{ ALerrT = \rho_c \times \left(\sum_{i=2}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n \sum_{k=1}^{i-1} ALec_{ij}^k \right) + \rho_{rv} \times \left(\sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n ALrv_{ij} \right) \right\} \quad (22)$$

Sujeto a:

[Restricciones de Consistencia]

Sea $C = \{ \forall i \in [2..n-1]; \forall j \in [i+1..n] y \forall k \in [1..i-1] \}$, entonces:

$$Lpref_{ij}(ac) + Lec_{ij}^k = Lpref_{kj}(ac) - Lpref_{ki}(ac), \text{ en } C \quad (23)$$

[Restricciones de VA de los Errores Logarítmicos de Consistencia]

$$ALec_{ijk} - Lec_{ij}^k \geq 0, \text{ en } C \quad (24)$$

$$ALec_{ijk} + Lec_{ij}^k \geq 0, \text{ en } C \quad (25)$$

$$ALec_{ijk} \geq 0, \text{ en } C \quad (26)$$

[Restricciones Apartamiento respecto de $Rv[pref_{ij}(ac)]$]
Sea $CI = \{ \forall i \in [1..n-1]; \forall j \in [i+1..n] \}$, entonces:

$$Lpref_{ij}(ac) + Lerv_{ij} = LRv[pref_{ij}(ac)], \text{ en } CI \quad (27)$$

[Restricciones de VA de los Errores Logarítmicos de $Rv[pref_{ij}(ac)]$]

$$ALerv_{ij} - Lerv_{ij} \geq 0, \text{ en } CI \quad (28)$$

$$ALerv_{ij} + Lerv_{ij} \geq 0, \text{ en } CI \quad (29)$$

$$ALerv_{ij} \geq 0, \text{ en } CI \quad (30)$$

[Restricciones de Segmento de Confianza [1,2] al Nivel (ac)]

$$Lpref_{ij}(ac) \geq Lpref_{ij}(ac)_1, \text{ en } CI \quad (31)$$

$$Lpref_{ij}(ac) \leq Lpref_{ij}(ac)_2, \text{ en } CI \quad (32)$$

Siendo:

ρ_c y ρ_{rv} los ponderadores fijados para los objetivos ($\rho_c + \rho_{rv} = 1$); Lec_{ij}^k el logaritmo (en base e , por caso) del error multiplicativo ec_{ij}^k y $ALec_{ij}^k$ su valor absoluto; $Lerv_{ij}$ el logaritmo del error multiplicativo erv_{ij} y $ALerv_{ij}$ su valor absoluto; $Lpref_{ij}(ac)$ el logaritmo del valor de la preferencia $pref_{ij}(ac)$; $[Lpref_{ij}(ac)_1; Lpref_{ij}(ac)_2]$ el Segmento de Confianza logarítmico al nivel de certidumbre (ac) (ac es dato para el modelo); $LRv[pref_{ij}(ac)]$ es el logaritmo del colapso Removal aplicado sobre $pref_{ij}(ac)$; $ALerrT$ es el error logarítmico ponderado total, por inconsistencias y por apartamientos respecto a los correspondientes colapsos $Rv[pref_{ij}(ac)]$. Resuelto este programa lineal, las preferencias son obtenidas por exponenciación de los valores logarítmicos según la base considerada. Si la base es el número e :

$$Pref_{ij}(ac) = e^{Lpref_{ij}(ac)}, \text{ en } CI \quad (33)$$

Resultando valores que no necesariamente son enteros en $[1..10]$. Tal especificación de escala, propuesta por Saaty, se torna carente de sentido al formular una solución de preferencias difusas colapsadas, de mínima inconsistencia. Para tales valores de $pref_{ij}(ac)$, que componen la $MPA(ac)$ determinística, se calcula el autovector de Perron y desde allí, normalizándolo, componentes $vp_i^{[N]}(ac)$, y luego multiplicando sus componentes por el número n de criterios, el Vector de Ponderadores Exponenciales buscado, componentes $vp_i^{[N]}(ac) \equiv p_\mu^m(po)$ para cierto po - ac -corte, definido por po en $[1..PO]$:

$$vp_i^{[N]}(ac) = \frac{vp_i(ac)}{\sum_{i=1}^n vp_i(ac)}, \text{ en } CI \quad (34)$$

$$vp_i^{[E]}(ac) = n \times vp_i^{[N]}(ac), \text{ en } CI \quad (35)$$

4. SIMULACIÓN SOBRE UN SDEE REAL

La simulación del presente modelo, se ha realizado sobre un SDEE real, emplazado en la Patagonia Argentina, en la ciudad de Bariloche, provincia de Río Negro. El análisis se corresponde con el período de control tarifario 2003-2007. El SDEE de Bariloche cubre un área de 350 [km²]. Sirve a unos 40000 usuarios. Es abastecido en 33 [kV] (Subtransmisión - SbT) y tiene 3 existentes + 1 proyectada en el período, Estaciones Transformadoras 33/13.2 [kV] (Media Tensión - MT). El sistema de Media Tensión, tiene cerca de 500 Centros de Transformación de 13.2/0.38 [kV] (Baja Tensión - BT). Como era de esperar, el Espacio de Estados (EE) quedó conformado por la misma cantidad de estados (variantes de solución/equipamiento) que en la referencia [Schweickardt & Miranda, 2009]. De modo que el Problema de Optimización Dinámica Posibilística se divide en 5 Etapas: {**Etapas I:** Referencia **Etapas II:** 5 estados; **Etapas III:** 4 estados; **Etapas IV:** 4 estados; **Etapas V:** 3 estados; **Etapas VI:** 1 estado (final)}. En la TABLA 1, se presenta la Trayectoria Más Satisfactoria, TMS, para un $ac = 0.25$. El Vector de Ponderadores Exponenciales empleado, se indica en la segunda fila. $\Theta_{Ext} = 0.35$ es el Riesgo Extrínseco fijado, y debe ser mayor o igual que $1 - \mu D(TMS)$. La TABLA 2 presenta los 4 Vectores de Ponderación Exponencial empleados para generar el EE. En la TABLA 3 se presentan las Transiciones de la Optimización Posibilística, soportada en Programación Dinámica Difusa, en el Espacio de Estados obtenido por la HY X-FPSO CBR.

5. CONCLUSIONES

Se han presentado los conceptos específicos para la aplicación de una novedosa Hiperheurística basada en Razonamiento, mediante una Red Neuronal Tipo Retropropagación, y soportada en cuatro formas X-FPSO, como dominio. Es referida como HY X-FPSO CBR. Los conceptos más novedosos, fueron establecidos a lo largo del presente trabajo, complementando su parte teórica. Dos conclusiones fundamentales, se relacionan con su aplicación: **1ra)** Es claro que un problema de las características planteadas (*establecer el Espacio de Estados en una Optimización Dinámica Posibilística*), no podría ser resuelto sino por una metodología de este tipo y **2da)** Se han asumido técnicas y métodos auxiliares, como estrategia de variación de ponderadores exponenciales, iterando la Hiperheurística sobre ellos. Esto permite observar el vastísimo campo de investigación solidario a estas ideas, extendiéndose más allá del ámbito de los SDEE, trabajado, por su conocimiento, por los autores. La Hiperheurística propuesta, se plantea como una interesante estrategia para toda Clase de Problemas, que reúnan las condiciones generales descritas.

pCGE	pENS	pFI	pTF		pPG	pIALin	pIACT	pFLX	
1.97	2.01	0.75	0.79		0.95	0.49	0.49	0.55	
E, e	μ D(TMS)	μ CG	μ ENS	μ FI	μ TF	μ PG	μ IALin	μ IACT	μ FLX
I, 1	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
II, 3	0.82	1.00	1.00	0.82	0.87	1.00	0.94	0.87	1.00
III, 2	0.82	0.96	1.00	0.88	0.86	1.00	0.91	0.99	0.99
IV, 3	0.82	1.00	1.00	1.00	0.83	1.00	0.93	0.91	1.00
V, 1	0.78	0.89	0.78	1.00	0.85	0.98	0.82	0.88	0.98
VI, 1	0.78	1.00	1.00	0.97	0.85	0.98	0.89	0.80	1.00

Tabla 1: Cálculo de la TMS(ac): $ac = 0.25$ y $\Theta_{Ext} = 0.35$

Fuente. Elaboración propia

pCGE	pENS	pFI	pTF	pPG	pIALin	pIACT	pFLX
1.97	2.01	0.75	0.79	0.95	0.49	0.49	0.55
2.00	1.87	0.63	0.81	0.43	0.89	0.89	0.48
1.25	2.72	0.71	0.87	0.92	0.57	0.57	1.39
1.12	1.92	0.83	0.65	1.15	0.55	0.58	1.17

Tabla 2: Vectores de Ponderación Exponencial resultantes de las Matrices de Preferencias Colapsadas en 4 ac-cortes, empleados para la generación del Espacio de Estados. Por condición: $\Sigma p = 8 =$ número de Criterios.

Fuente. Elaboración propia

[Ei,ei; Ef, ef]	CG	ENS	FI	TF	PG	IALin	IACT	FLEX
[I, 1; II, 1]	188.0	17050	0.73	0.045	185.40	0.719	0.558	169.2
[I, 1; II, 2]	193.3	7930	1.19	0.048	210.45	0.983	1.072	173.9
[I, 1; II, 3]	186.8	6919	1.02	0.046	150.04	0.325	0.981	168.1
[I, 1; II, 4]	177.7	14994	0.81	0.040	178.90	0.067	0.149	159.9
[I, 1; II, 5]	189.3	9144	0.50	0.039	190.65	0.299	0.542	170.4
[II, 1; III, 1]	137.8	9042	0.89	0.047	150.00	0.841	0.358	124.1
[II, 1; III, 2]	141.4	11656	0.98	0.039	178.65	0.426	0.155	127.3
[II, 1; III, 3]	149.1	17224	1.02	0.039	145.66	0.064	0.287	134.2
[II, 1; III, 4]	230.7	10196	0.89	0.038	201.54	0.633	0.073	207.6
[II, 2; III, 1]	141.3	13443	1.46	0.042	186.54	0.517	0.102	127.2
[II, 2; III, 2]	217.2	13117	0.64	0.040	170.65	0.634	0.210	195.5
[II, 2; III, 3]	150.3	9708	1.65	0.046	164.30	1.516	1.365	135.2
[II, 2; III, 4]	328.7	9083	0.66	0.040	180.43	0.467	0.429	295.9
[II, 3; III, 1]	172.3	17377	1.43	0.041	193.45	1.356	0.918	155.1
[II, 3; III, 2]	124.4	10094	0.94	0.044	158.69	0.454	0.059	111.9

Tabla 3: Espacio de Estados obtenido y Transiciones [Etapa, estado], i: inicial, f: final, posibles, desde la aplicación de la Optimización Dinámica Posibilística. Valores de las variables asociadas a cada Criterio

Fuente. Elaboración propia

REFERENCIAS

- Funahashi K., Nakamura Y. (1993): "Approximation of Dynamical System by Continuous Time Recurrent Neural Networks". Journal of Neural Networks, Nro. 6, pp. 801-806.
- Hagan M., Demuth H., Beale M. (1996): "Neural Network Design". PWS Publishing Company. Boston, USA.
- Hilera R., Martínez J. (1995): "Redes Neuronales Artificiales. Fundamentos, Modelos y Aplicaciones". Ra-ma Editorial. Madrid, España.
- Lax P. (1997): "Linear Algebra". Wiley Interscience: New York
- Saaty T. (1977): "A Scaling Method for Priorities in Hierarchical Structures". Journal of Mathematical Psychology, 15, 234-281.
- Schweickardt G., Miranda V. (2009): "A Two Stage Planning and Control Model Toward Economically Adapted Power

- Distribution Systems Using Analytical Hierarchy Processes and Fuzzy Optimization". International Journal of Electrical Power and Energy Systems, Vol 2., issue 4. Pp. 256-274. Elsevier.
- Schweickardt G., Pistonesi H. (2010): "Un Modelo Posibilístico para estimar el Costo Intrínseco de la Energía No Suministrada". Revista DYNA, Nro. 162, pp. 249-259. Universidad Nacional Colombia.
- Simpson P. (1992): "Foundations of Neural Networks". Artificial Neural Networks. IEEE Press. New York.
- Widrow B., Lehr M., (1990): "30 Years of Adaptive Neural Networks: Perceptron, Madaline, and Backpropagation". Proceedings of the IEEE, Vol. 78 issue 9.

Política energética en Brasil: Implementación del componente renovable

Energy Policy in Brazil: Implementation of Renewable Component

Julieta A. Puerto Rico^{a*}, Ildo Luis Sauer^a

Recibido: septiembre 20 de 2014
Recibido con revisión: mayo 19 de 2015
Aceptado: mayo 28 de 2015

^{a*} Universidad de São Paulo, Brasil,
Instituto de Energia e Ambiente
Av. Prof. Luciano Gualberto 1289.
Cidade Universitária
São Paulo-SP,
Tel.: +(54) 05508-010
julieta@usp.br
llsauer@iee.usp.br

Energética 45, junio (2015), pp. 95-106

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



RESUMEN

Este documento recoge las iniciativas para la consolidación del alcohol combustible, la implantación del biodiesel y la energía eólica en la matriz energética brasilera. La inserción del componente renovable está relacionada con coyunturas históricas de los precios del petróleo y del azúcar en el caso del alcohol y con preocupaciones de inclusión social y desarrollo regional para el biodiesel. A pesar que la inserción de la energía eólica es reciente, esta es resultado de cambios en el modelo del sector eléctrico brasilero y de decisiones de planeamiento y expansión del sistema, que a su vez son respuesta a periodos de la economía nacional e internacional. El análisis es hecho usando el método histórico, permitiendo identificar las medidas tomadas en diferentes periodos hasta la configuración de la matriz energética actual.

PALABRAS CLAVE

Energía renovable; Brasil.

ABSTRACT

This document explains the initiatives for consolidation of the alcohol fuel, the implementation of biodiesel and of wind energy into the Brazilian energy matrix. The insertion of the renewable component is related to historical junctures in prices of oil and sugar in the case of alcohol and with goals of social inclusion and regional development for biodiesel production. Although the inclusion of wind energy is recent, this is result of changes in the Brazilian electrical sector model and planning decisions and expansion of the system, which in turn have responded to periods of national and international economy. The analysis is done using the historical method in order to identify the measures taken in different periods till the configuration of the current energy matrix.

KEYWORDS

Renewable energy; Brazil.

1. INTRODUCCIÓN

La matriz energética brasileira tiene un componente renovable de 41%, superior a la media mundial de 13% y de los países clasificados como OECD -Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico- de 6%. En 2013 fueron consumidas 296,2 Mtep *"Una tep se puede definir como la cantidad de energía que puede ser obtenida a partir de una tonelada de petróleo padron"* de las cuales 16% correspondieron a los derivados de caña, como el bagazo, usado para la generación de energía eléctrica, y el caldo de caña y la melaza usados para la producción de alcohol combustible [EPE, 2014]. El componente de energía hidráulica representó 12% y la leña y carbón vegetal 8%. Lo que es denominado como otras renovables representó 4% e incluyó la lixivia y la energía eólica.

Con relación a 1975, se observa un cambio significativo en el componente renovable. Para entonces representaba 47% de la matriz energética, siendo que la leña y el carbón vegetal sumaban 36,3% de ese total y la fuente hidráulica y los derivados de caña representaban aproximadamente 6% cada uno [EPE, 2014a]. La leña fue el energético más usado en Brasil hasta la década de 1970 cuando fue sustituido por el petróleo. Actualmente cerca de 34% de la leña producida es usada en el proceso de transformación en carbón vegetal, que a su vez es usado como insumo por el sector industrial (31%), principalmente por el sector siderúrgico y 23% corresponde al consumo del sector residencial [EPE, 2014a].

La matriz energética actual es consecuencia, en parte, de la revisión de la política energética que fue hecha durante el periodo entre choques, con el interés de reducir la importación de petróleo que oscilaba entre 80 y 90%. Para entonces, fue puesto en marcha el programa para exploración de petróleo, la capacidad de expansión de generación de energía hidráulica y nuclear, la sustitución de fuel oil por aceites vegetales y la reducción en el consumo de gasolina a través del uso de alcohol hidratado, pues el alcohol anhidro ya era usado desde la década de 1920 en mezclas con la gasolina. Algunas de estas iniciativas llegaron a buen término, como la exploración off-shore de petróleo por parte de la Petrobras, el Programa Nacional de Alcohol -Proalcool- y la expansión del parque hidroeléctrico [Rico, 2013].

Los biocombustibles son una opción en el mercado de combustibles líquidos y en años recientes han sido usados como elemento para atenuar las emisiones de gases efecto invernadero. En Brasil, el uso del alcohol anhidro se remonta a la década de 1920 y surge como respuesta a fluctuaciones del mercado de azúcar e importaciones de gasolina. Posteriormente fue inserido como alcohol hidratado para competir directamente en el mercado de

derivados de petróleo. La producción de biodiesel es más reciente, a partir del Programa Nacional de Uso y Producción de Biodiesel -PNPB- iniciado en 2004, con objetivo de que parte de la materia prima fuera suministrada desde la agricultura familiar visando la inclusión social. En Brasil, los biocombustibles representan 16% de la matriz de transportes que es mayoritariamente fósil: 46% diesel y 30% gasolina.

El objetivo del trabajo es traer las experiencias de implementación del componente renovable en la matriz energética brasileira, destacando la inserción del alcohol combustible, de la energía eólica y el biodiesel. Es usado el método histórico de forma sucinta en los tres casos, pero permitiendo evidenciar las coyunturas en que cada una de estas fuentes fue siendo implementada.

2. EL ALCOHOL COMBUSTIBLE

Coyunturas históricas mundiales y fluctuaciones del mercado de azúcar y del petróleo influyeron en la implantación del alcohol combustible en Brasil. La producción de azúcar se fue configurando de forma tal que coadyuvaba para la estabilidad económica del país. Las plantaciones fueron iniciadas en la Región Nordeste por parte de los portugueses y esta fue la principal región productora hasta la década de 1950. Actualmente el eje productivo se encuentra en la región Centro-Sur (Región Sudeste, principalmente) del país que concentra 91,5% de la producción de caña y 92% de la producción de alcohol [CONAB, 2014]. Adicionalmente, Brasil es primer productor mundial de caña de azúcar seguido por India. En 2013 fueron producidos 739 y 341,2 millones de toneladas de caña, y 40 y 28,8 millones de toneladas de azúcar respectivamente.

2.1 Periodo pre-choques de Petróleo.

El alcohol comenzó a actuar como válvula reguladora del mercado de azúcar desde la I guerra mundial. Esta coyuntura hizo que fueran utilizados mecanismos para minimizar los efectos de la superproducción de azúcar y retracción de la demanda internacional, los cuales visaron la diversificación de la producción y el control de los volúmenes de caña y de azúcar producidos [Rico, et al., 2010]. Por ejemplo, En 1919 fue decretado que los vehículos oficiales serían movidos con alcohol, como ya eran movidos los camiones en los ingenios. Así fueron instalados puestos de abastecimiento fuera de los ingenios y en la década de 1920 variedades de alcohol fueron vendidas en diferentes Estados: Azulina en Pernambuco, USGA en Alagoas, Motorina en Paraíba y el Cruzeiro do Sul en São Paulo [Rico, 2013].

En 1933 fue creado el Instituto de Azúcar y de Alcohol -IAA- que hizo las veces de administrador de los financiamientos y regulador del sector sucro alcoholero, equilibraba la producción de caña con la producción de azúcar y establecía los planes para uso del alcohol combustible, compraba el alcohol de los productores y también lo comercializaba [Rico, et al., 2010]. El posicionamiento del alcohol está ligado a la gestión y planeamiento del sector sucroalcoholero que hizo el IAA. Fue el organismo institucional más importante para el sector durante 50 años, y fue extinto en 1990 cuando inicia el período de desreglamentación.

Una de las coyunturas que encontró el sector fue la II guerra mundial. En la ocasión el parque alcoholero nacional fue valorizado por la escasez de los derivados de petróleo, especialmente de gasolina, que era importada casi en su totalidad [Lima, 1943]. La industria de alcohol fue declarada de interés nacional e inclusive comenzó a ser producido el alcohol directamente de la caña, en contraste con la forma que venía siendo producido a partir de miel residual¹. Fueron favorecidos los productores de alcohol que tuvieran plantas en funcionamiento de otras materias primas como las amiláceas, y recibían un valor fijado por Decreto y adicionalmente una bonificación por el alcohol producido [Brasil, 1942].

Terminada la guerra los precios del azúcar volvieron a la normalidad y el gobierno comenzó a subsidiar las exportaciones. Fueron tomadas medidas complementarias como el Plan 48/49 que fijó los precios del alcohol anhidro en correspondencia con el azúcar, condición que existió prácticamente inalterada hasta la década de 1970 cuando la medida fue más específica. Igualmente fue creado el Fondo de Alcohol Anhidro por medio del cual eran atendidas operaciones de costos relacionados con la economía del alcohol combustible [Rico, 2013]. Así, en la zafra 1948/1949, la producción de alcohol, con fines industriales y la de alcohol anhidro, aumentó, llegando a los 167 millones de litros (gráfico 1).

En las zafras siguientes el IAA hizo nuevos intentos por mantener la producción de alcohol pero la situación era cada vez más difícil por los precios internacionales de petróleo que estaban a la baja, y por las perspectivas de exploración de petróleo por el descubrimiento de las reservas de petróleo en Lobato-Bahía que daría inicio a una campaña nacionalista para la exploración de petróleo que llevo por nombre “el petróleo es nuestro” y que culminó con la creación de la empresa petrolífera nacional, Petrobras, en 1953 [Navegantes, 1987]. La instalación de refinerías comenzó a dar resultados en el inicio de los años 60's y la Petrobras consiguió responder por 93% de la demanda nacional de derivados.

¹ Por cada kilo de azúcar 17% no se cristalizaba y se producía melaza o miel residual y adicionalmente existía la exigencia del gobierno de entregar 7 litros de alcohol residual por cada saco de azúcar, que era considerado el rendimiento promedio.

De forma paralela, la agroindustria cañaviera vivió una década de expansión en los años 50. En 1951 las cuotas de producción de los ingenios azucareros fueron incrementadas de 23,2 para 33,4 millones de sacos (cada saco contenía 60 Kg.). Los mayores incrementos en términos absolutos fueron para São Paulo y en términos porcentuales para Paraná [Szmrecsányi, 1979]. En esta década, la producción fue orientada para mudar el eje de producción del nordeste para la región sudeste del país. En la segunda mitad de la década de 50, los productores de la región sudeste, especialmente São Paulo, fueron autorizados por la primera vez a aumentar la capacidad instalada y los excedentes de la región nordeste fueron destinados a la exportación [Rico, et al., 2010]

Brasil tuvo una visión optimista para fijar sus cuotas de producción de azúcar con la revolución Cubana y el embargo de las exportaciones por parte de los Estados Unidos. Esto hizo que la década de 60 tuviera la mayor sobreproducción de azúcar. En la zafra 65/66 la producción alcanzó 75,9 millones de sacos, contra un consumo de 46 millones [Szmrecsányi, 1979]. Así la válvula reguladora de estos excesos fue mas una vez la producción de alcohol alcanzando cifras record en la zafra 66/67 llegando a 380 millones de alcohol hidratado y 345 millones de alcohol anhidro (gráfico 1). A comienzos de los años 70's se fue configurando una nueva política para el alcohol dentro de la industria cañaviera. Fueron siendo incorporados planes y programas para la racionalización y consumo de azúcar, y para la concentración y modernización del sector [Rico, et al., 2010]. El fin era mitigar los efectos de la producción de azúcar y viabilizar las exportaciones del producto.

En el período anterior a los choques de petróleo, la estructura agroindustrial del sector estuvo en expansión.

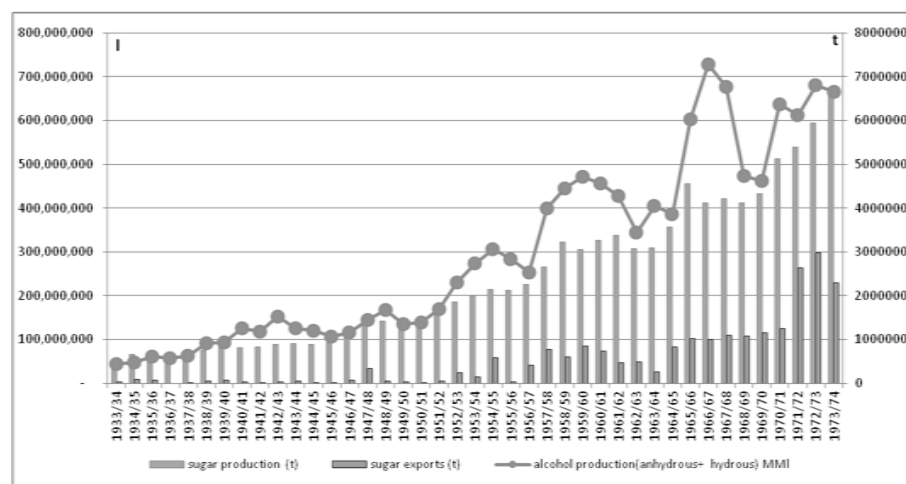


Gráfico 1. Producción de Alcohol en Brasil 1933-1974 (l), Producción y Exportaciones de Azúcar 1933-1974 (t)

Fuente: Rico, 2013.

Desde 1933 hasta 1943 el total de destilerías llegó a 46 unidades con capacidad para producir 109.050.000 litros, pero solamente fueron producidos 50.199.344 dejando una capacidad ociosa de 54% [Lima, 1943]. En la zafra 1970/1971 funcionaban 162 destilerías con capacidad para producir 828 millones de litros de alcohol, 80% localizados en la región sudeste [Szmrecsányi, 1979, p 308]] pero la producción de alcohol entre 1971 y 1975 estuvo en 600 millones de litros (gráfico 1). La mayor producción antes del Proalcool ocurrió en la zafra 66/67 con 766 millones de litros (gráfico 1). Entre las unidades productoras estaban las destilerías centrales del IAA con capacidad de 51,3 millones de litros, también existían algunas destilerías autónomas particulares en São Paulo, pero la gran mayoría de destilerías eran anexas.

2.2 Periodo post-choques de Petróleo.

La estructura institucional formada durante 4 décadas, la coyuntura de bajos precios del azúcar y altos precios del petróleo así como la capacidad ociosa de las plantas productoras de alcohol coadyuvaban con la creación del Programa Nacional de Alcohol –Proalcool– mediante Decreto 76.593 de 1975. Los precios del azúcar tuvieron un incremento significativo entre 1973 y 1974 de US\$209/t a US\$650/t, pero en 1975 bajaron nuevamente a US\$450/t [MAPA, 2012]. Paralelamente, entre 1973 y 1974 los precios del petróleo tuvieron mudanzas significativas y pasaron de US\$3.29/bbl a US\$11.58/bbl [BP, 2012]. El Proalcool tuvo como antecedente una propuesta elaborada por la Associgás que formuló un plan para reducir la dependencia del petróleo externo y atenuar la crisis de precios altos, con base en el aumento de la producción de alcohol, prioritariamente en São Paulo. El Programa inicia con una capacidad ociosa de 400 Ml. de alcohol, equivalente a casi 40% de la

capacidad de las destilerías existentes no país [Bray, 1983].

En la primera etapa del Proalcool, entre 1975–1979, la producción de alcohol se quintuplicó de 660 millones de litros para 3.400 millones de litros (gráfico 2). Los mayores rendimientos estuvieron relacionados con los financiamientos para la producción de caña de azúcar y alcohol, los cuales eran otorgados a 30 años con tasas de interés menores que la inflación. El Estado a través del IAA era el único comprador de alcohol y para su distribución fue usada la red de logística de la Petrobras. Así la producción de alcohol con fin carburante sería vendido por el IAA a la Petrobras, en las cantidades y en los locales de mezcla establecidos, a un precio igual a los precios de venta de la gasolina en las distribuidoras menos los gastos en los que se incurría por la mezcla, y en la forma en que lo estableciera el Consejo de Desarrollo Económico –CDE– [Rico, 2013].

El segundo choque de petróleo y los avances realizados en la cadena sucro alcoholera llevaron a una nueva etapa del programa que comprendió el período 1979–1985. Allí, los incentivos fueron orientados para la construcción de destilerías autónomas (unidades industriales que orientaban el cultivo de caña de azúcar exclusivamente a la producción de alcohol) y la expansión del parque automovilístico. Es importante mencionar que durante el periodo post-choques de petróleo, el alcohol logró ser usado de forma pura y entró a complementar el consumo de derivados de petróleo en el sector transporte, pues antes era usado el alcohol anhidro mezclado con la gasolina. Fueron creadas nuevas líneas de montaje para producir carros movidos exclusivamente a alcohol. Hasta 1979 el número de vehículos fue de 975.520 (82% automóviles) y de ese total 906.910 eran movidos a gasolina [Rico, 2013]. A través de exenciones fiscales en la compra de vehículos, como la reducción del Impuesto de Productos Industrializados –IPI–, fueron fabricados 300.000 vehículos movidos a alcohol en 1980, 350.000 en 1981 y 400.000 en 1982 [Rico, et al., 2010].

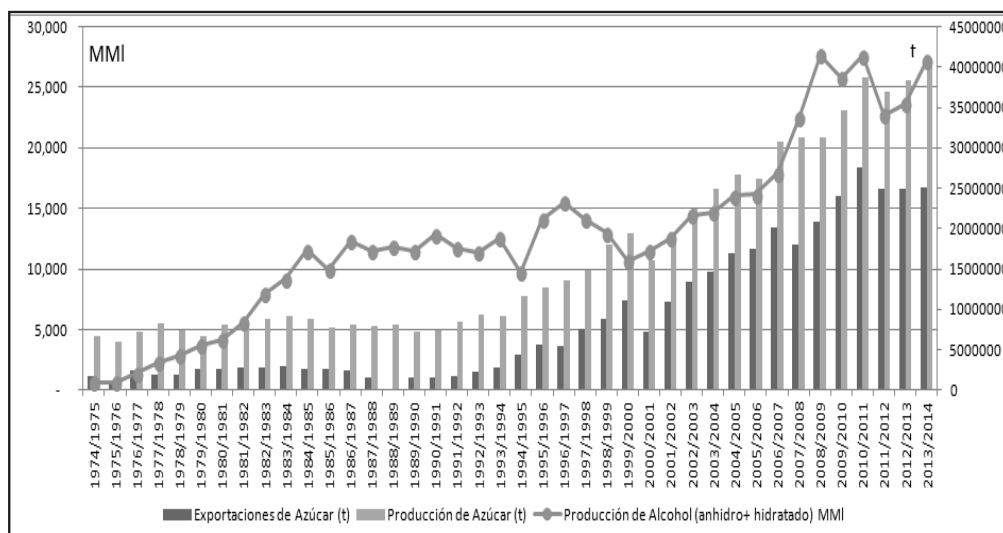


Gráfico 2. Producción de Alcohol en Brasil 1974-2014 (l), Producción y Exportaciones de Azúcar 1974-2014 (t)

Fuente: Rico, 2013.

Al final de la segunda etapa, la producción de alcohol alcanzó los 11.000 millones de litros (gráfico 1)

A partir de 1982, la aceptación del carro a alcohol ganó importancia y el ritmo de sustitución de gasolina por alcohol incrementó rápidamente creando excedentes de gasolina que tuvieron que ser comercializados en el exterior. Como el precio de la gasolina era superior con relación a los precios internacionales, estos fueron llevados a la baja, mientras aumentaban los precios de fuel oil y del GLP. Desde 1986 los precios del petróleo bajaron y el Proalcool estuvo en riesgo, fue la etapa de estagnación del Programa, demoró prácticamente 10 años y la producción se mantuvo en los 10 millones de litros (gráfico 2). En la zafra 1989-1990 el Proalcool entró en su peor crisis y hubo falta de alcohol en los puestos de gasolina. Hasta hoy se mantienen versiones encontradas de lo sucedido, ya que los productores [Biagi, 2012] afirman que a pesar de que los stocks eran bajos no había motivo para la falta de abastecimiento y sostienen fue algo programado por el Departamento Nacional de Combustibles –DNC–. Por otro lado existen explicaciones que fue una decisión deliberada de algunos productores que priorizaron la producción de azúcar para exportación, dada la coyuntura de precios altos en el mercado internacional [Szmrecsányi & Moreira, 1991]. En 1988, 98% de los automóviles estaban movidos a etanol y comenzaron a disminuir hasta prácticamente desaparecer. El resultado durante los años 90's el carro movido a alcohol perdió su valor, y el consumidor perdió la confianza en tener un carro a alcohol [Rico, 2013].

El proceso de desreglamentación programada que ya se daba en otros sectores base también afectó el sector sucroalcoholero y el IAA fue extinto (*Atos 8028 - 8029/1990*). Las actividades de este organismo fueron delegadas a la Secretaría de Desarrollo Regional. La política de liberación de precios fue controlada por el gobierno y solamente después de 1995 que comenzaron a ser creadas las Ordenanzas para liberar los precios del alcohol anhidro, del alcohol hidratado y del azúcar; en 2002 el sector estaba totalmente liberalizado. Terminado el período de desreglamentación, los precios del petróleo tuvieron un incremento, que sumado a la introducción de los vehículos flex-fuel, usando como incentivo el IPI reducido, dispararon la producción de alcohol (gráfico 2). A partir de 2003 el licenciamiento de vehículos flex-fuel fue superior al licenciamiento de vehículos a gasolina o diesel. En 2013 la flota de vehículos brasilera contando, comerciales leves, automóviles, y buses sumó 40 millones y 21 millones de vehículos eran flex-fuel y 11 millones a gasolina.

Desde 2007, el precio en el mercado internacional del azúcar estuvo en aumento y la producción de alcohol no disminuyó, inclusive registró uno de los mayores volúmenes en la zafra 2009/2010 con 27.000 millones de litros (gráfico 2). Sin embargo, en la zafra 2010/2011 los precios del azúcar aumentaron debido a condiciones climáticas desfavorables que afectaron la zafra en la India, lo que provocó que en Brasil se optara por las exportaciones de azúcar y reducción de la cantidad de caña destinada a la producción de alcohol. Con esto, la zafra 2010/2011 presentó insuficiencia en la oferta de alcohol que desacompañó el crecimiento de licenciamiento de los vehículos flex-fuel. En

este escenario fue sancionada la Ley 12.490 de 2011, que dio un nuevo tratamiento a los biocombustibles en Brasil, y el alcohol pasa a ser dominio de la Agencia Nacional de Petróleo –ANP–, pues antes estaba sujeto al Ministerio de Agricultura Pecuaria y Abastecimiento MAPA. La ANP, pasó a tener facultades autorizar y fiscalizar actividades relacionadas con la producción, importación, exportación, almacenamiento, transporte, transferencia distribución, reventa, comercialización, y evaluación de calidad y características técnicas del alcohol en el territorio nacional. La competencia legal para fijar los límites de mezcla está con el Consejo Interministerial de Azúcar y Alcohol (CIMA). El porcentaje actual está fijado en 25% y si es viable las mezclas alcanzan 27,5%.

Cambios en el sector sucroalcoholero, como los periodos de entre-zafra, aumento en los costos de producción, o eventos climáticos, entre otros, desestabilizan la diferencia de precios entre el alcohol y la gasolina. El precio del alcohol debe llegar hasta 70% del precio de la gasolina para reflejar la eficiencia termodinámica entre los dos combustibles. Igualmente, reducciones en la carga tributaria de la gasolina, como sucedió durante 2013 y 2014 con la eliminación de la CIDE –Contribución de la Intervención en el Dominio Económico– impuesto del cual el alcohol combustible es exento, descompensaron esta diferencia. Las medidas adoptadas recayeron en la reducción o eliminación de otros impuestos al alcohol como el del Programa de Integración Social/Programa de formación del Patrimonio del Servidor Público –PIS/PASEP– y el de la Contribución para el Financiamiento de la Seguridad Social –COFINS–. Adicionalmente, el sector aún recibe algunos beneficios como el financiamiento para el almacenamiento de alcohol, las mezclas obligatorias, y los institutos de investigación con fondos para mejorar las variedades de caña y avanzar en las iniciativas de alcohol de segunda generación.

De acuerdo a la relación producción-consumo de gasolina, Brasil presentó excedentes hasta 2010, en parte esto es resultado del plan de construcción de refinerías iniciado en la década de 1960, y de la producción de alcohol de forma creciente. Sin embargo, fue un país importador de petróleo hasta 2006, año en que alcanzó la autosuficiencia. En 2013 la importación de gasolina fue de 2.200 millones de litros y 28.000 millones de litros fueron producidos [EPE, 2014]. Actualmente el sector sucroalcoholero cuenta con 437 unidades productoras, siendo 168 productoras de alcohol, llamadas destilerías autónomas (38,4%), 16 producen azúcar (3,6%) y 253 de azúcar y alcohol (57,8%), llamadas destilerías anexas [Ministerio de Desenvolvimento, 2013]. En la zafra 2013/2014 en Brasil fueron producidos 12 millones de litros de alcohol anhidro y 15 millones de alcohol hidratado [EPE, 2014]. El país ocupa el segundo lugar

en la producción de alcohol desde 2005, después de los Estados Unidos, país que produjo 54 millones de litros en 2012 [Earth Policy Institute, 2013].

Desde 1990 hubo algunas fusiones de capital privado nacional con capital internacional en el sector, entre ellas, el mayor productor de alcohol y azúcar en el Brasil -Cosan S.A (Costa Pinto), entró en alianza con a Tate & Lie (francesa) para construir una terminal azucarera en el puerto de Santos y en la década de 2000 Cosan se une con Crystalsev, Cargill, Nova América e Plínio Nasari para formar un Terminal de Exportaciones de Alcohol en Santos [Rico J.A.P, 2013]. Recientemente la Cosan ha hecho alianzas con empresas del sector petrolífero como la Esso y la Shell. Al inicio de la década de 2000, 1% de la molienda era hecha por grupos extranjeros, pero en la zafra 2007/2008 llegó a 12%, y con el aumento de precios de commodities y crisis de 2008, más grupos internacionales adquirieron empresas nacionales y en 2011 el porcentaje de molienda por grupos extranjeros llegó a 32% [SIAMIG, 2009].

2.3 El biodiesel

El biodiesel fue una de las iniciativas de sustituir el diesel por óleo vegetal, durante el periodo entre choques. Fue lanzado inicialmente como programa en 1975 pero institucionalizado hasta 1980 como Programa de Producción de Óleos Vegetales para Fines Energéticos (Proóleo). La iniciativa estuvo enfocada en aumentar la producción de óleos vegetales de girasol, maní y canola y formar una “reserva estratégica” con la plantación de palma africana y coco [Rico, 2013]. Contando todos los óleos se esperaba tener un excedente de 6% en 1981 para fines carburantes. Sin embargo, otras iniciativas como el Proalcool tuvieron más relevancia y el biodiesel terminó en segundo plano.

En 2003, se crea un grupo de trabajo interministerial GTI coordinado por la casa civil (ministerio del interior) en pro de diagnosticar la viabilidad de implementación del biodiesel. El grupo recomendó la inserción del biodiesel con objetivo de inclusión social y desarrollo regional, entre otros. El Programa Nacional de Uso y Producción de Biodiesel inició en 2004 y orientó la producción de biodiesel con materia prima proveniente de la agricultura familiar. El mecanismo creado para incluir los agricultores familiares es el Sello Combustible Social cuya adquisición debe ser tramitada por los productores de biodiesel para tener acceso a las subastas de biodiesel, espacio donde el biodiesel es comercializado. Este mecanismo también permite la reducción de algunos impuestos en porcentajes diferentes de acuerdo a la región donde es producido. El número de empresas portadoras del Sello ha variado a lo largo del programa pero actualmente suman 46 de 57 plantas autorizadas para producción de biodiesel [Ministério de Minas y Energia, 2014].

En las subastas (leilões) es fijado el precio de mercado del Biodiesel y son organizadas por la ANP. Las compras suceden entre los productores de biodiesel y la Petrobras y la Refapde acuerdo a las necesidades de las distribuidoras. Hasta 2012 el precio estuvo basado en el precio del aceite de soja pero posteriormente existen precios diferenciados por región. El biodiesel comercializado tiene diferencia con el biodiesel que efectivamente es entregado, y a lo largo del programa esta relación ha oscilado entre 70 y 90%. El biodiesel producido hasta el momento suma 14.900 millones de litros y el comercializado en subastas 15.500 millones de litros.

Hasta el momento existen 7.000 millones de litros de capacidad instalada, predominantemente en la región Centro-Oeste (figura 1), caracterizada por el monocultivo de la soja. Parte del Biodiesel de la región Sur es proveniente también de la soja, tanto del monocultivo como de la agricultura familiar; en esta región se cultiva la canola que carecía de zoneamiento agrícola hasta 2008 y que en la zafra 2011/2012 sumó 42.000 hectáreas, y el girasol que es alternativa en la zafra de invierno y no compete con la soja

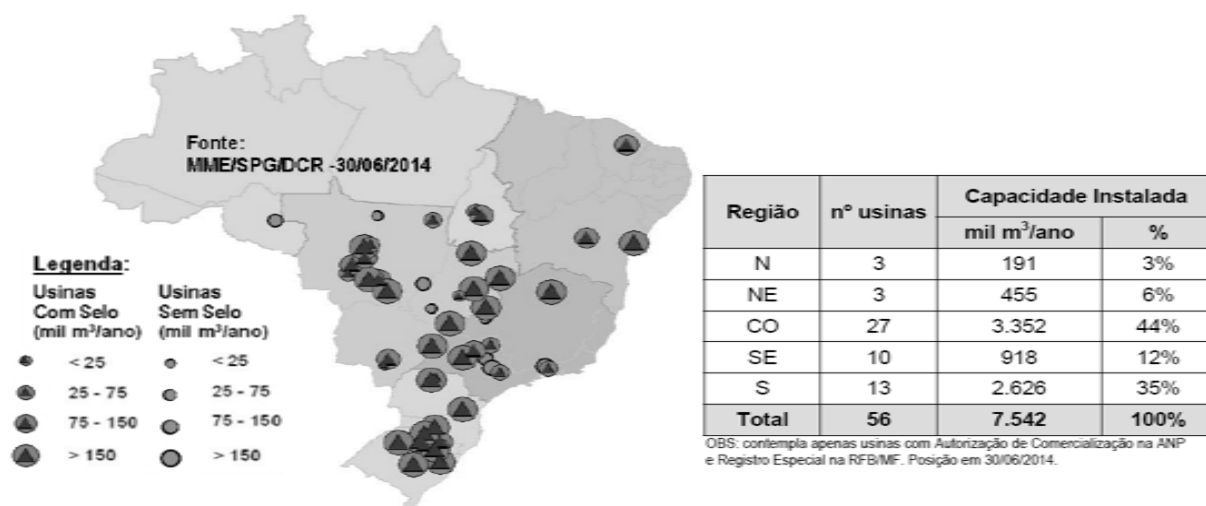


Figura 1. Capacidad Instalada de Biodiesel por Región
Fuente: MME, 2014b

[Rico, 2013; Gazzoni, 2009; Reporter Brasil, 2009]. El biodiesel de la región sudeste es proveniente del sebo bovino, del aceite de cocina usado, y de la soya. En general, entre la soya y el sebo bovino forman el total del biodiesel producido desde 2008 hasta 2014 y la participación de las otras materias primas es reducida, gráfico 3. Cultivos como la palma africana y la higuierilla fueron una gran expectativa del PNPB en su inicio pero en el primer caso hay problemas fundiarios relevantes y legislación ambiental que impide su expansión, apenas 100.00 hectáreas plantadas fueron registradas en 2011 [UDOP, 2010]. La demanda del aceite de higuierilla está en la industria farmacéutica y ricino química que dejan margen estrecho para el biodiesel [Reporter Brasil, 2009].

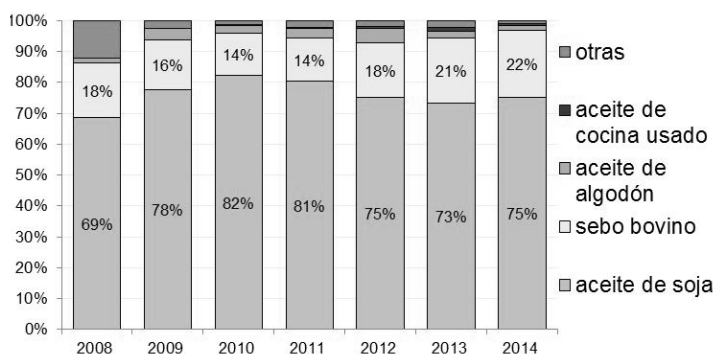


Gráfico 3. Materias Primas Usadas en la Producción de Biodiesel 2008-2014 (%)

Fuente: Abiove, 2014.

Aun con incentivos, los precios de mercado del biodiesel que han sido superiores a los del diesel importado y nacional, y a pesar que últimamente esta diferencia fue siendo reducida, ha sido una de las barreras para la entrada del biodiesel junto a el comportamiento de los precios de los aceites vegetales [Rico, 2013; UNCTAD, 2013; BP, 2012; Petrobras, 1997]. La idea es tener precios de materia prima mas bajos, ya que en el proceso de producción de biodiesel esta representa 80% y son necesarios precios de mercado del biodiesel inferiores a los del diesel. Otro de los motivos es complementar la importación de diesel que en 2013 sumó 10.000 millones de litros de 60.000 millones de litros consumidos [EPE, 2014].

2.4 Energía Eléctrica

A comienzos del siglo XX, la industria de electricidad en Brasil creció principalmente con capital privado. Su uso era focalizado en transportes e iluminación y así permaneció hasta mediados de la década de 1940 con una reducida presencia de empresas municipales y empresas de pequeño porte, en su mayoría propietarias de una central [Mello, 1996; Iannone, 2006]. Había predominio de dos empresas extranjeras, la Amforp (American & Foreign Power Co.), que pertenecía al grupo americano Electric Bond & Share Corporation que comenzó a actuar en Brasil en 1927 y tenía la concesión de la generación y distribución de electricidad en las principales capitales menos Río y São Paulo, pero en ciudades importantes en el Estado de São Paulo y el

segundo grupo extranjero Brazilian Traction, Light and Power Company, conocida como Light, tenía concesión en las ciudades de São Paulo y Rio de Janeiro [Mello, 1996].

A partir de la década de 1940, el crecimiento de la población brasileira hizo que la demanda fuera superior a la oferta y en consonancia con el modelo keynesiano, los gobiernos estatales comenzaron a intervenir de acuerdo con el gobierno federal y el modelo del sector fue mudando paulatinamente hasta la década de 1970 [Mello, 1996]. La crisis del 29, que también tuvo impacto en Brasil, dio paso a un período keynesiano y desenvolvimentista, durante el cual el rasgo principal del pensamiento económico fue la industrialización [Mercedes, 2012]. Durante este período fueron implantados las industrias brasileiras de base: Companhia Siderúrgica Nacional –CSN–, Petróleo Brasileiro S.A. –Petrobras–, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (posteriormente Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico y Social –BNDES), Vale do Rio Doce y el desarrollo de la industria automovilística nacional, y la Eletrobras, creada para coordinar todas las empresas del sector eléctrico y desenvolver el potencial hidroeléctrico del país.

Entre 1945, cuando fue creada la Companhia Hidroelétrica del São Francisco -CHESF-, y 1979, cuando fue comprada la Light, el sector que era 100% privado se tornó 98% público [Iannone, 2006; Mello, 1996; Mercedes, 2012]. La Eletrobras configuró una nueva estructura productiva del sistema eléctrico brasileiro y representaba el Estado. En los lineamientos de la Eletrobras la prioridad fue la energía hidráulica oponiéndose a la construcción de termoeléctricas, construyó grandes centrales generadoras de alcance regional visando obtener economías de escala, atender demanda reprimida y responder por el crecimiento económico que vivía el país. Construyó también líneas de transmisión y subestaciones. Para el financiamiento de esa expansión conjugó recursos de diferentes fuentes: tarifaria, impuestos, préstamos compulsorios y préstamos del sistema financiero internacional. El planeamiento Energético durante este período era de tipo determinístico, en cabeza del “Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos” (GCPS) [Mercedes, 2012]

Las medidas para la expansión se mostraron eficientes hasta el inicio da década de 1980, pero el resurgimiento de la economía liberal culminó con las reformas estructurales fomentadas en los últimos años de la década de 1970, afianzadas durante 1980 y aplicadas a la mayor parte de países de América Latina [Fiori, 1999 & Mercedes, 2012]. En la década de 1980, el Estado fue responsabilizado por la degradación de las tasas de crecimiento del período Keynesiano y según las nuevas concepciones debía ser eliminado de la gestión

de las economías, con argumentos como el Estado es ineficaz en la gestión, el Estado es incapaz de asegurar la eficiencia económica y se inicia con la desconstrucción del Estado [Mercedes, 2012]. Había la interpretación de que el Estado era un problema. Brasil, que en la época pasaba por la redemocratización iniciada en 1985, mostró una transición entre el modelo intervencionista y el modelo liberal.

En consecuencia, fue iniciada en 1994 una etapa de privatización y transición para la economía de mercado. Hubo reducción de 500.000 puestos de trabajo del sector estatal y 15% del PIB fue transferido del poder público al sector privado. La Vale do Rio Doce mayor exportador de mena de hierro del mundo desde 1969, estratégica para planes de industrialización, fue privatizada en 1997, inclusive con información de reserva mineral de Sierra Sul en Carajás, PA (10.000 millones de toneladas de mena de hierro), hoy uno de los mayores proyectos (S11D) de la Vale privatizada. Entre las muchas consecuencias se puede mencionar pérdidas en la logística de la población ya que la malla de transporte público ferroviario fue “sucateada”. Las únicas mallas que siguieron siendo construidas por el privado fueron para exportación de soya y de mena de hierro.

El plan de desestatización, que fue iniciado en el gobierno Figueiredo (1979-1984), se aceleró en el gobierno Fernando Henrique Cardoso (1994-2002) [Iannone, 2006; Mercedes, 2012]. El sector eléctrico fue ampliamente reestructurado y el nuevo modelo fue elaborado por la consultora inglesa Coopers & Lybrand, desconsiderando características fundamentales del sistema brasileiro, genuinamente hidroeléctrico y no térmico como era el sistema de generación inglés. La Eletrobras fue incluida en este plan de desestatización perdiendo algunas funciones y teniendo que actuar en el segmento de la distribución de energía. Durante el gobierno FHC también existió la idea de transformar la Petrobras en una empresa común pero no siguió el camino natural de la privatización, sin embargo, fue hecho un intento con la venta acciones y por la quiebra del monopolio, cortaron la parte petroquímica y de los fertilizantes, sin embargo, propósitos como la exploración off-shore, continuaron.

Este modelo también fue siendo consolidado en el sector eléctrico a través de privatizaciones y concesiones. Una de las mayores privatizaciones fue la de la empresa Light precedida por aumento de las tarifas de energía en 58%. La privatización del sector comenzó por la comercialización, siguió por la transmisión y terminó con la generación. A través de la Ley 9074/1995 se establecieron normas para otorgar y prorrogar las concesiones del sistema de generación y transmisión y estableció reglas para el productor independiente de energía. Otra de los pasos en el nuevo modelo fue

la creación de las agencias en el sector de energía. La Ley N° 9427 de 1996 instituyó la Agencia Nacional de Energía Eléctrica –ANEEL, para reemplazar el Departamento Nacional de Aguas y Energía Eléctrica –DNAEE y al mismo tiempo determinó que la exploración de los potenciales hidráulicos fuera concedida por medio de subasta donde el mayor valor ofrecido por el uso del bien público sería el vencedor. El Estado pasó a coordinar el sector eléctrico a través del Operador Nacional do Sistema –ONS y las negociaciones de energía serían hechas en el Mercado Mayorista de Energía –MAE. En este período se contó con la implantación de un programa de electrificación rural llamado Luz no Campo, creado en 1999 con la intención de llevar la electricidad a 1000.000 de propiedades rurales pero el balance fue de 570.640 conexiones. En términos de generación con fuentes alternativas, en 1994 fue iniciado el Programa de Desarrollo Energético de los Estados y Municipios –PRODEEM– y en 2011 tuvo como resultado 8956 proyectos fotovoltaicos con 5.000 kWp. instalados [Pereira, et al., 2012]. Este programa pasó por una reformulación y en 2004 pasa a ser una extensión del Programa Luz para Todos.

A pesar de las reformas, el nuevo modelo no garantizó de forma suficiente la expansión de la oferta de energía, y el país fue llevado al racionamiento en 2001. Algunos atribuyen esto a la falta de planeamiento efectivo y la falta de monitoreo eficaz centralizado, al final no existía un órgano que planeara de forma exclusiva la expansión del sistema, pues era el Consejo Nacional de Política Energética –CNPE–, que articula la política energética a las demás políticas públicas, el encargado de hacer este planeamiento de forma indicativa. En razón de las fallas evidentes del modelo anterior el sector eléctrico que ya llevaba una reforma, ahora pasaría por una contra reforma, transitando de un modelo de liberalización plena, para un modelo de menor grado de liberalización. Esta nueva etapa inició en 2004 con el “*Novo Modelo do Setor Elétrico*” y tuvo como justificativa asegurar la modicidad tarifaria, la garantía de abastecimiento y la inclusión social a través de programas de universalización. Otra de las medidas fue sacar a la Eletrobras del plan de desestatización. Actualmente la Eletrobras opera con 12 subsidiarias, un centro de investigación llamado Eletrobras - CEPEL, y la mitad de Itaipú Binacional. Tiene instalados 42.987 MW, que incluyen mitad de la potencia de Itaipú, y 57.290 Km. de líneas de transmisión [Eletrobras, 2014].

Un paso fundamental, aunque demorado, fue la creación de un órgano encargado de planear el sector energético en el corto, mediano y largo plazo, la Empresa de Pesquisa Energética –EPE. También fueron creadas las Subastas de Energía (leilões), con la idea de que la competencia no sería por el mercado sino en el mercado. En el camino de la universalización, en 2003 fue creado el Programa Nacional de Universalización del Acceso y Uso de la Energía Eléctrica “*Programa Luz para Todos*”, con el objetivo de electrificar, inicialmente 2 millones de domicilios (10 millones de personas) hasta 2008. Dada la demanda reprimida encontrada en la implementación del Programa se hizo una primera prórroga en 2008 y otra en 2011. En esta última fueron proyectadas 3.215.858 conexiones adicionales para final de 2014 [Ministério de Minas y Energía, 2014]. La meta es cubrir 15 millones de personas que representa 50% más de la meta inicial.

Con el nuevo modelo, iniciado en 2004, las fuentes alternativas tuvieron un lugar a través del Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica –PROINFA con la visión de inserir productores autónomos independientes que generaran principalmente a partir de biomasa, del recurso eólico y de PCH's. La primera etapa del PROINFA tuvo como objetivo la implantación de 3.300 MW de capacidad hasta 2010, y la compra de energía fue asegurada por medio de la Eletrobras, en un plazo de 20 años, a partir de la fecha de entrada en operación [Ministério de Minas y Energía, 2014a]. El programa inició principalmente con plantas eólicas que no fueron escogidas por un análisis técnico-económico y si por la existencia de una licencia ambiental, quedando seleccionadas aquellas que tenían las licencias más antiguas [Ricosti & Sauer, 2013]. En 2011 existían 119 proyectos del PROINFA que sumaban 2.649,87 MW: 963,99 MW eólicas, 1.152,54 MW en PCHs y 533,34 MW de biomasa [Eletrobras, 2014a].

Los costos del PROINFA son rateados entre todas las clases de consumidores finales que atiende el Sistema Interconectado Nacional, proporcionalmente al consumo, excluyendo los de baja renta. Las cotas de costos del PROINFA son calculadas y publicadas por la ANEEL y se establecen de acuerdo al plano Anual del PROINFA elaborado por la Eletrobras y homologado por la ANEEL. El valor de estas cotas para 2014, fue de R\$ 2.800 millones, valor que es dividido en cuotas mensuales y recogido por las distribuidoras, transmisoras y cooperativas y repasadas a la Eletrobras. El número de plantas participantes proyectado fue de 131, contando 60 PCH's, 52 eólicas y 19 térmicas movidas a biomasa que juntas deberían alcanzar 11,1 millones de megawatts-hora (MWh) hasta final de 2014 [ANEEL, 2014].

Para la comercialización de energía eléctrica, el nuevo modelo propuso un Ambiente de Contratación Regulado –ACR, un Ambiente de Contratación Libre –ACL, y un mercado de corto plazo en donde se liquidan las diferencias entre los montantes generados, contratados y consumidos a través del Precio de Liquidación de las Diferencias –PLD. Este precio es determinado semanalmente para cada rango de carga con base en el costo marginal de operación, con límites fijados anualmente por un precio máximo y mínimo y por submercado.

En el ACR, la contratación de energía se hace por parte de las distribuidoras a través de las Subastas (Leilões) regulados por la ANEEL, en dos modalidades, la de energía “vieja” que visa la substitución de contratos próximos al vencimiento y corresponde a la energía proveniente de plantas en operación, que debe ser entregada en período inferior a 1 año, llamada Subasta A-1, y la modalidad de energía nueva, proveniente de usinas en etapa de planeamiento y construcción y con períodos de entrega entre 3 y 5 años, llamadas Subastas A-3 y A-5. En los dos casos los criterios para contratación son los de menor precio. En el período entre 2013-2017 vencen concesiones de generación de energía contratada en la subasta de energía vieja de 2004 que suman 14 GW de energía, y 12 GW sin renovación por la legislación actual exigiendo que las concesionarias compren cantidad equivalente en la Subasta A-1 [Sauer, 2014].

Al comienzo del nuevo modelo, durante las subastas de 2005 y 2006, A-3 y A-5 respectivamente, fue contratada energía hidroeléctrica pero también termoeléctricas a óleo diesel y fuel oil, estas últimas con precios de generación altos. En el momento existía algún margen de actuación que el racionamiento de 2001 había dejado pero la opción termoeléctrica tuvo que ser substituida y fueron retomados dos proyectos, Belo Monte iniciativa de la época de la dictadura y las centrales del Rio Madeira Jirau y Santo Antonio del gobierno FHC, ambos con grandes cuestionamientos ambientales [Sauer, 2014]. Estas últimas pasaron a formar parte de las llamadas subastas estructurantes y actualmente Jirau y Santo Antonio se encuentran en funcionamiento aportando 7.000 MW a la matriz eléctrica brasileira. La entrada de Belo Monte está prevista para 2015 con 11.000 MW [Agencia Nacional de Energía Eléctrica, 2014].

En 2007 fueron introducidas las subastas para fuentes alternativas con el objetivo de diversificar la matriz energética y ampliar la participación de energía eólica y bioelectricidad. Hasta el momento (noviembre de 2014) han sido realizadas 2 Subastas de Energía Alternativa, la primera, en 2007, que incluyó proyectos de generación de energía eólica y PCH's con 638 MW de capacidad instalada. La segunda en 2010, incluyó mayoritariamente el recurso eólico con 2047 MW y plantas a Biomasa (tabla 1). También fueron creadas las Subastas de Reserva para aumentar la seguridad de abastecimiento. El aumento de oferta tiene como objetivo disminuir la generación hidroeléctrica y preservación de los embalses así como reducir los costos operativos del sistema evitando la inclusión de las térmicas. Hasta el momento fueron realizadas 6 subastas de energía de reserva, con una participación significativa del recurso eólico, alcanzando un total de 5260 MW contratados. En la última subasta de energía reserva fue incluida, por primera vez, la energía solar con 890 MW y con costos mayores de generación con relación a las otras fuentes (tabla 1).

La energía eólica aparece de forma creciente y es proyectada en el plano decenal de energía como la fuente con mayor crecimiento hasta 2022, alcanzando 17 GW, pasando de 1,5% de participación en 2012 a 9,5% en 2022 [EPE, 2013]. El país ha superado barreras y actualmente cuenta con varios fabricantes instalados en el país “*Suzlon – 800 MW instalados até final 2013 Wobben/Enercon – 1000 MW instalados; Impsa/Vensys – 1.536 MW instalados; Vestas – 382 MW instalados; GE Energy – 1400 MW instalados e contratados Alstom – contratos > 1,5GW Siemens, Aciona e WEG*”, hubo un cambio de expectativa con relación al PROINFA y las subastas de fuentes alternativas y de energía de reserva han incluido de forma importante esta fuente [Silva & Costa, 2013]. A pesar de algunas características propias de este tipo de generación como la imprevisibilidad

Subasta	Tipo de Planta	Proyectos	US\$/MWh*	Potencia (MW)
Energía de Reserva/2014	Eólica	62	59	889
	Solar		89	769
A-3/2014	UHE	1	55	417
	Eólica	21	58	550
A-5/2013	PCH	16	59,5	307
	Eólica	97	51,7	2.337
	Biomasa	5	58,2	162
	UHE	1	37	700
Estructurante/2010	UHE Belo Monte	1	45	11.233
Fuentes alternativas/ 2010	Eólica	70	74	2.047
	Biomasa	12	82,2	713
	PCH	7	81,1	131
Energía de Reserva /2009	Eólica	71	85,8	1.805
Fuentes Alternativas/2007	Biomasa	12	72,3	540
	PCH	6	70,3	96,7
PROINFA	Eólica	-	95,61	1.452

Tabla 1. Precios de Compra de Energía en algunas Subastas US\$/MWh y Capacidad Contratada (MW)

Fuente: EPE, 2014b, dólares corrientes

de la disponibilidad y generación inflexible, en el caso brasileiro se ven compensadas con la complementariedad con el ciclo hidrológico de la región Nordeste y con precios de generación que comienzan a reflejar una curva de aprendizaje y posibilidad de competir con otras fuentes (tabla 1). Esta curva ya fue analizada por otros autores mostrando sus avances desde el PROINFA [Ricosti J.F.C & Sauer, 2013]. En general, el comportamiento de la energía eólica ha sido creciente en los últimos años (figura 2).

Durante los años 2011 y 2012, el despacho de térmicas fue evitado y la generación hídrica alcanzó 85%. Las hidráulicas generaron por encima de la garantía física

[Araujo, 2014] y en el mercado de corto plazo, el Precio de Liquidación de Diferencias –PLD, se posicionó en los R\$40/MWh (US\$21/MWh, dólares corrientes de 2012). El crecimiento de eólicas a pesar de haber iniciado de forma creciente desde 2010 (figura 2) debió estar en el planeamiento inicial y complementar el sistema hidro-térmico después del racionamiento de 2001. Sin nuevas fuentes alternativas, la reserva estratégica² del país fue disminuyendo pasando de 6 para 5 meses [Araujo, 2014]. En consecuencia, durante 2014 las hidráulicas generaron debajo de su garantía física y tuvo que ser despachada energía térmica (cara). Entre febrero y mayo de 2014, el PLD llegó a R\$800/MWh (US\$320/MWh dólares corrientes), siendo que desde el racionamiento, el PLD promedio había llegado a R\$66/MWh.

² Capacidad Máxima de los Reservorios – Carga Total de cada mes desde 2004.

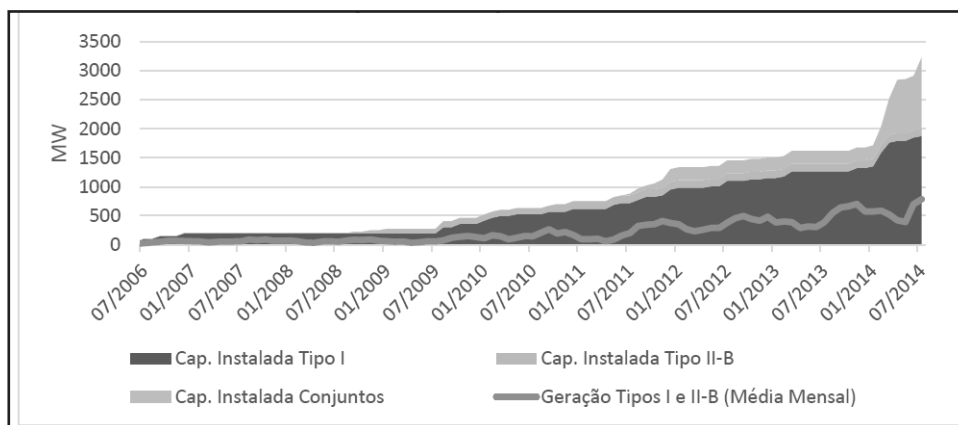


Figura 2. Capacidad Eólica Instalada (MW) – Julio de 2014

Fuente: ONS, 2014

Frente a la coyuntura de 2014, plantas eólicas continuaron siendo construidas y en la subasta de 2013 los costos de generación fueron razonables comparados con los de otras fuentes (tabla 1). Con todo, la matriz eléctrica brasileira continua con un componente hidroeléctrico alto, y otras fuentes como las térmicas fueron más significativas en la matriz de 2014, incluyendo la generación con biomasa, que es contabilizada dentro de esta forma de generación. El gráfico 3 muestra el porcentual representado por cada fuente, en octubre de 2014.

Años después del nuevo modelo, cerca de la renovación y fin de las concesiones de generación y transmisión, fue anunciada también la disminución de las tarifas eléctricas con la medida provisoria MP579 de 2012 que posteriormente se convirtió en Ley 12.783 de 2013. La disminución está basada en capital que ya fue amortizado, “plantas ya pagas que corresponden al sistema Eletrobras y algunas subsidiarias como CHESF y Furnas fueron las que sirvieron de referencia” [Sauer, 2014]. Según algunos analistas, a pesar de la tarifa de energía eléctrica tener costos altos, el componente de electricidad, con relación a otros países (Portugal, Alemania), no debería tener mayores inconvenientes pues es de 31% [Araujo, 2014]. Ahora, si este componente es incrementado (despacho de térmicas), los porcentajes correspondientes a impuestos y de distribución, 37% y 27% respectivamente, tendrían que ser alterados afectando el ya existente el déficit fiscal, y por otro lado, negociar con el privado en el segmento de distribución sería complicado (Araújo. R, 2014).

3. CONCLUSIONES

En resumen, la configuración del componente renovable en la matriz energética brasileira pasa por decisiones de política energética en diferentes periodos de la historia económica de Brasil y del mundo. Su permanencia es debida a la intervención del estado durante sus diferentes etapas y de otros sectores como el agroindustrial (alcohol e biodiesel) durante la implantación de las propuestas. La configuración del sector eléctrico, mayoritariamente hidroeléctrico, depende en gran parte del planeamiento iniciado durante el periodo “desenvolvimentista” y la creación de las industrias de base. La reformulación del sector corresponde a las propuestas hechas en la década de 1990 y al nuevo modelo de 2004, sin embargo, algunas metas como la modicidad tarifaria, y la complementariedad al sistema hídrico, entre otras, no fueron concretizadas y dejan un espacio para la intervención del organismo de planeamiento.

En Brasil, las condiciones de inserción del alcohol combustible dentro del mercado de azúcar y de gasolina son resultado de la intervención del Estado durante décadas en todos los segmentos de la cadenas ucroalcoholera. Los incentivos quedaron reflejados en alta productividad y costos competitivos para la producción de caña de azúcar, azúcar y alcohol combustible, y en el reconocimiento del programa brasileiro como pionero en la producción de biocombustibles. Nuevos rumbos para la producción de alcohol necesitan ser mostrados, esta vez sin intervención “total” del Estado pero con planeamiento riguroso para preservar su papel en la matriz energética brasileira.

La consolidación del biodiesel en Brasil está vinculada al comportamiento del mercado de aceites vegetales y de diesel nacional e importado. Los menores de precios de diesel, comparados con los del biodiesel, y los precios mayores de los aceites vegetales comparados con los del diesel, hacen que los incentivos para producción de biodiesel con materia prima de la agricultura familiar, a pesar de estar bien orientados, se tornen insuficientes. Racionamiento en 2001, mal planeamiento al comienzo del nuevo modelo, y precios altos en el mercado físico de energía (PLD), muestran fallas en la expansión del sistema brasileiro. La coyuntura abrió la posibilidad de inserción de fuentes alternativas como la energía eólica y mayor impacto de la biomasa. Como se debe planear? racionalizar el uso, aumento de fuentes alternativas, térmicas más baratas?. Todos estos atributos evaluados en la dimensión técnica, social, ambiental y económica deberán conjugarse en los próximos planes de expansión.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo fue realizado con apoyo de la Coordinación de Perfeccionamiento del Personal de Educación Superior CAPES, proyecto 59528-2010.

REFERENCIAS

- Abiove, Associação Brasileira das Industrias de Óleos Vegetais Abiove, 2014. Materias Primas para la Producción de Biodiesel.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, 2014. ANEEL aprova custo do valor do custeio do PROINFA em 2014. Disponible en: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticia.cfm?Identidade=7557&id_area=90.
- ANEEL, 2014a. Banco de Informações de Geração.
- Araujo Roberto, 2014. Da Superfície às Profundezas. Um modelo com defeitos genéticos. Ilumina, 22 de Agosto de 2014.
- Biagi, M. A Falta de Etanol no Brasil, 1990: Jr no seminário: O Renascimento do etanol brasileiro: os fundadores do Proálcool, 04-06-2012. Instituto de Eletrotécnica e Energia.
- BP, 2012, British Petroleum, 2012. Statistical Review. Preços do Petróleo. Disponible en: <http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=706848>.
- Brasil, 1942. Decreto-Lei nº. 5.068, Dezembro de 1942. Dispõe sobre a produção de álcool de origem amilácea e de óleos leves derivados do petróleo natural.
- Bray, S. C. Agricultura Energética. 4^ª Encontro Nacional de Geografia Agrária. Universidade Federal de Uberlândia. Minas Gerais, 1983.
- CONAB, Companhia Nacional de Abastecimento. Segundo Levantamento Safra 2014/2015. Cana de

- Açúcar. Agosto de 2014.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2014. Balance Energético Nacional 2014, datos 2013.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2014a. Balance Energético Nacional: Series Históricas.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2014^a. Leilões. Disponible en: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/default.aspx>
- Earth Policy Institute, EPI, 2013. Climate, Energy and Transportation. Disponible en: http://www.earth-policy.org/data_center/C23. Acesso em marco de 2013.
- Eletrobras, 2014. Historia. Disponible en: <http://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMISB33DBED6ITEMIDPTBRIE.htm>.
- Eletrobras 2014a. Proinfa. Disponible en: <http://www.eletrobras.com/elb/Proinfa/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm>
- Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Energía 2012-2022.
- Iannone, R.A., 2006. Evolução do Setor Elétrico Paulista. Tese. Faculdade de Filosofia Letras e Ciências Humanas. Departamento de Historia. Universidade de São Paulo.
- Lima Sobrinho, B., 1943. Álcool-motor: a ação do Instituto do Açúcar e do Álcool na defesa do carburante nacional, Americ-Edit, Rio de Janeiro.
- MAPA, Ministério da Agricultura Pecuária e Abastecimento, 2012. Anuário Estatístico de Agroenergia.
- Mello, M.F., 1996. Os impasses da Privatização do Setor Elétrico. Texto para Discussão N° 365. Departamento de Economia. PUC, Rio de Janeiro.
- Mercedes, S.S.P., 2012. Economia da Geração Termoelétrica: Curso de Especialização Latu Sensu, Gestão e Supervisão de Termelétricas.
- Ministério do Desenvolvimento, Industria e Comércio Exterior, (MDIC), 2013. Álcool. Disponible en: <http://www.mdic.gov.br/sitio/interna/interna.php?area=2&menu=999>.
- Ministério de Minas e Energia, MME, 2014. Programa Luz Para Todos. Disponible: https://www.mme.gov.br/luzparatodos/Asp/o_programa.asp.
- Ministerio de Minas y Energía, MME. Boletín de Combustibles Renovables, marzo de 2014. MME, 2014a. Proinfa. Disponible en: <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa>.
- Ministério de Minas e Energia (MME), 2014b. Boletim Mensal dos Combustíveis Renováveis. Ed. N°78, Julho de 2014.
- Navegantes de Oliveira, L.M.S.R., 1987. Formação dos preços dos derivados do petróleo: um estudo retrospectivo, 1974 -1984. Tese. COPPE. Universidade Federal do Rio de Janeiro
- Operador Nacional del Sistema, NOS, 2014. Boletín Mensal de Geração Eólica. Julio de 2014.
- Pereira, M. G., 2012. The Renewable Energy Market in Brazil: Current Status and Potential. Renewable & Sustainable Energy Reviews (16) 2012, 3786-3802.
- Petrobras, Petróleo Brasileiro S.A., 1997. Principais Indicadores. Petrobras, Serplan, Sedin.
- Reporter Brasil, 2009. Soja, Mamona. Impacto das Lavouras sobre a Terra o Medio e a Sociedade
- Rico, J.A.P. 2013. Biocombustíveis, Alimentos e Petróleo: uma análise retrospectiva da experiência brasileira. Tese. Instituto de energia e Ambiente. Universidade de São Paulo.
- Rico, J. A. P; Mercedes, Sonia S.P. ; Sauer, Ildo L., 2010. Genesis and consolidation of the Brazilian bioethanol: A review of policies and incentive mechanisms. Renewable & Sustainable Energy Reviews.p. 1874-1887, 2010.
- Ricosti, J.F.C.; Sauer, I.L. An Assessment on Wind Power Prospects in the Brazilian Hidrothermal System. Renewable & Sustainable Energy Reviews. 19 (2013), 742-753.
- Sauer, I.L., 2014. Next Steps: Challenges and Opportunities in Brazil's Energy Sector. En: presentación de conferencia .Duke University. Febrero de 2014.
- Sauer, I.L., 2014a. Setor Elétrico em Crise Permanente Exige Mudanças Urgentes. AEPET, Outubro de 2014.
- SIAMIG, Sindicato da Indústria da Fabricação do álcool no Estado de Minas Gerais. Capital Estrangeiro no Setor Sucroalcooleiro Brasileiro, In: Relatório Econômico N° 007 - Belo Horizonte/MG - 28/01/2009.
- Silva, S.R.; Costa, W.U, 2013. Impacto de GD a las Redes Eléctricas. Panorama de las Energías Alternativas. Universidad Federal de Minas Gerais.
- Szmrecsányi, T., 1979. O planejamento da agroindústria canavieira do Brasil: 1930 – 1975, Hucitec, São Paulo.
- Szmrecsányi, T.; Moreira, E.P., 1991. O desenvolvimento da agroindústria canavieira do Brasil desde a Segunda Guerra Mundial. Estudos Avançados, 11(5), 57-79.
- UDOP, União dos Produtores de Agroenergia (2010). Texto do Planejamento questiona viabilidade do programa. Junho 21 de 2010.
- UNCTAD, United Trade Conference on Trade and Development (2013). Precios de Óleos Vegetales.

Recursos naturales y energía. Antecedentes históricos y su papel en la evolución de la sociedad y la teoría económica

Natural Resources and Energy. Historical Background and its Role in the Evolution of Society and Economic Theory

Melisa Pacheco - Florez^{a*}, Yormy Eliana Melo - Poveda^a.

Recibido: agosto 30 de 2014
Recibido con revisión: mayo 19 de 2015
Aceptado: mayo 28 de 2015

^{a*}Universidad Nacional de Colombia
Sede Medellín
Medellín, Colombia
Calle 59A No 63 - 20
Tel.: +(301) 724 83 75
mppchec@unal.edu.co
yemelop@unal.edu.co

Energética 45, junio (2015), pp. 107-115

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



RESUMEN

Desde la prehistoria los recursos naturales, vistos como fuente de energía, han estado fuertemente vinculados al desarrollo y evolución de la vida del hombre y la sociedad. De ahí que sea relevante realizar una mirada histórica sobre el papel que estos han desempeñado, con el fin de resaltar dicha relación y el impacto del uso de las diferentes fuentes de energía en los procesos económicos que se llevan a cabo. La hipótesis que se asume es que los recursos naturales y la energía son factores que explica el proceso de crecimiento económico que se ha registrado especialmente desde los inicios de la Revolución Industrial. Con esta revisión teórica y conceptual, se llega a la conclusión de que los recursos naturales y energéticos constituyen la base para el crecimiento de los países así como para la construcción de herramientas tecnológicas que permitan a los seres humanos satisfacer sus necesidades y avanzar hacia mejores niveles de vida.

PALABRAS CLAVE

Crecimiento económico; Energía; Recursos Naturales; Proceso de Producción; Sociedad.

ABSTRACT

From prehistoric, the natural resources viewed as an energy source, have been strongly linked to the development and evolution of human life and society. Hence, it is important to provide a historical perspective on the role that these have played, in order to highlight this relationship and the impact of using different energy sources in the economic processes that are carried out. The hypothesis that is assumes is that natural resources and energy are factors that explain the process of economic growth that was recorded especially since the beginning of the Industrial Revolution. With this theoretical and conceptual review, it is concluded that the energy and natural resources are the basis for the countries growth as well as for the construction of technological tools that allow humans to meet their needs and move on towards higher level life.

KEYWORDS

Economic growth; Energy; Natural Resources; Production Process; Society.

1. INTRODUCCIÓN

La energía aunque parece a simple vista un concepto eminentemente físico, definida como la capacidad de hacer un trabajo, representa efectivamente el proceso de creación de riqueza material y tiene una estrecha relación con el progreso social. La historia muestra que la evolución de la humanidad y la economía han estado determinadas particularmente por la disponibilidad de los recursos naturales y energéticos. En este sentido, este trabajo se divide en tres secciones: la primera denominada “*Evolución de la humanidad y su relación con la energía: una breve mirada a la historia*”; la segunda hace referencia a los *Inicios de la economía de origen mineral (Revolución Industrial)*, y la tercera corresponde a un análisis de la interpretación que le han dado las diferentes teorías del crecimiento económico al rol que tienen los recursos naturales en el proceso productivo.

2. METODOLOGÍA

Basados en el método histórico-deductivo, se muestra el fundamento del sistema productivo desde que hay vida en el planeta tierra: la energía. Con este fin, el presente trabajo tiene como metodología realizar un análisis que integra aspectos históricos y conceptuales para visualizar cómo y porqué la energía ha sido indispensable y ha impulsado el complejo aparato productivo de la economía. Además de analizar la forma en que se ha incorporado los recursos naturales y energéticos al marco teórico de las escuelas económicas tradicionales.

3. EVOLUCIÓN DE LA HUMANIDAD Y SU RELACIÓN CON LA ENERGÍA: UNA BREVE MIRADA DESDE LA PREHISTORIA

El homo sapiens surgió en los dos últimos millones de años, se organizó en tribus y formó las primeras sociedades. Acudió a la recolección, la caza y la pesca para asegurar su alimento, vivía en función de su energía somática y la única fuente extrasomática se asociaba con el uso del fuego que utilizaba para calentar y para cocinar, lo cual data de hace 250,000 años [Smil, 2004]. El fuego fue un gran descubrimiento en las primeras sociedades porque facilitó el desarrollo e integración social, fue fundamental para aprovechar la energía del medio natural y para la ingesta de alimentos.

El cambio de la recolección a la agricultura migratoria y luego a la sedentaria fue de forma gradual, éste fue un largo proceso. Después de miles de años, el advenimiento de la agricultura permitió avanzar en la provisión de alimentos y por esto se le denominó la primera gran revolución tecnológica en la historia de la humanidad que ocurrió aproximadamente hace ocho

mil años a.c. [Cipolla, 1979]. El inicio de la agricultura data en la región Central de Asia, en donde el crecimiento de la población y el bajo retorno energético de la recolección y la caza fomentaron la necesidad de aprovechar la fuerza de la naturaleza, particularmente la solar. Este fue el primer gran progreso del hombre en el dominio del ambiente, dejando de ser cazador-recolector para pasar a ser pastor-agricultor; y como resultado la recolección y cultivo coexistieron por largos períodos.

Debido a la intensificación de la agricultura y la gran variedad de actividades que la sociedad debía realizar como limpiar la tierra, plantar, deshierbar, fertilizar, cosechar y procesar los cultivos, se aprovechó la primera fuente extrasomática de energía mecánica, la domesticación de animales de tiro registrado hace 4,500 años a.c. [Cunningham, 2003]. El uso de la tracción animal aceleró la preparación del terreno, facilitó el transporte y las tareas de procesamiento de cultivos; este modelo energético agrícola empezó a extenderse desde el Medio Oriente hacia el Este del continente Asiático [Cunningham, 2003]. Aunado a esto, la población empezó a crecer y se estructuraron sociedades más estables basadas en la agricultura, lo cual se denominó un modelo energético agrícola avanzado caracterizado porque la energía estaba provista por la fuerza humana y animal.

Surgió también en Europa la rueda hidráulica que se había utilizado desde la antigüedad y luego se convirtió en molino de agua. El uso de esta invención se extendió por la Edad Media, y la sociedad empezó a depender de la fuerza motriz inanimada para una serie de tareas exigentes como la molienda de grano, el aceite prensado, la artesanía para los herreros y alambremos, y para los batanes de los fabricantes de paños que eran movidos en lo posible por agua [Schultz, 2001]. Los esfuerzos por crear máquinas hidráulicas se centraron en las regiones montañosas, es decir en el centro del sistema europeo, en donde los salarios eran altos y la tracción humana más costosa [Schultz, 2001].

A partir del siglo XI la fuerza hidráulica se aplicó a una serie de procesos industriales, en especial para abatanar los tejidos. Hacia finales de este siglo se estima que existían casi 50,000 molinos hidráulicos en Inglaterra y hacia mediados de la centuria del XV, este tipo de fuerza podía implementarse en casi todas las máquinas si el volumen de trabajo lo requería.

Finalizando el siglo XII apareció en Inglaterra el molino de viento que fue utilizado como fuerza industrial pero en menor proporción que el agua [Cipolla, 1979]. Esta invención se usó principalmente en la molienda de granos y el bombeo de agua, luego su técnica fue mejorando paulatinamente entre finales de la Edad Media y principios de la Moderna, permitiendo el mayor aprovechamiento de la energía del viento, -empleada de forma más efectiva para las grandes travesías marítimas de Europa-.

Hacia el siglo XIV en muchas regiones de Gran Bretaña, particularmente en los grandes centros urbanos, se aprovechó tanto el agua como el viento para los molinos en vez del poder humano y animal, convirtiéndose en recursos ampliamente útiles en los diferentes procesos productivos de la época. No obstante,

el uso de estas dos energías mecánicas tenía límites asociados con la ubicación del recurso y la disponibilidad de agua o viento, que dependía a su vez del clima. Estos aspectos condujeron a la necesidad de emplear la madera y el carbón de leña para abastecer de la energía que requerían los procesos industriales de la época [Manrique, 2008] en aquellos lugares o procesos que el agua y el viento no podían ser utilizados.

Luego de la recesión de la peste negra durante la centuria del XIV, la economía inglesa comenzó a recuperarse drásticamente, con ello aumentó la demanda por combustibles para la manufactura y los hogares lo que generó escasez de las fuentes primarias de energía y fomentó el uso de otra base energética: el carbón mineral.

A partir de aquel momento, la era de los combustibles de biomasa llegaba gradualmente a su fin, lo cual fue abriendo paso a la transición de una sociedad y un sistema económico dependientes de fuentes orgánicas (economía orgánica avanzada) hacia una en función de energía inorgánica (economía de origen mineral), como se detallará en la siguiente sección.

4. INICIOS DE LA ECONOMÍA DE ORIGEN MINERAL

Los conocimientos y técnicas aprendidas durante el período de la Revolución Agrícola fueron superados por nuevas máquinas y tecnologías más eficientes que permitían el uso de recursos naturales no renovables dando paso a la Revolución Industrial, la segunda gran revolución tecnológica de la humanidad, donde el motor del crecimiento económico fue la energía proveniente de fuentes inorgánicas. Holanda era el principal candidato para llevar a cabo tal proceso debido a su equilibrio en la industria y en el agro; sin embargo, no contaba con las suficientes minas de carbón, mientras que Inglaterra poseía grandes cantidades en reserva, que aunados a su visión y una serie de reformas políticas y sociales realizadas durante los siglos XVI y XVII resultaron determinantes para el proceso de industrialización [Cipolla, 1979].

Los cambios tecnológicos acontecidos durante el tiempo comprendido por la Revolución Industrial sólo hacen parte de una fase del largo proceso que se venía desarrollando en un período de más de dos siglos en Inglaterra en torno a la generación de nuevas tecnologías [Wrigley, 1993], por lo tanto es importante precisar que la transición de la economía de origen orgánica hacia una de origen mineral, o basada en combustibles fósiles, se venía dando mucho antes de la Revolución Industrial.

Inglaterra fue el primer país en hacer la transición del uso de la madera al carbón durante los siglos XVI y XVII debido a que la madera disponible era insuficiente para el abastecimiento de la población que estaba en continuo crecimiento, igual que el desarrollo industrial. Inglaterra empezó a explotar los depósitos de carbón, generándole amplios beneficios en el sistema productivo dado que superaba la escala de cualquier otro flujo energético procedente de fuentes orgánicas [Wrigley, 1993]. El auge comercial e industrial de la época promovió, en mayor medida,

el consumo del carbón y estuvo acompañado por el desarrollo de tecnologías que permitían el uso intensivo de este mineral, lo que derivó en la Revolución Industrial [Manrique, 2008]. Las industrias y productores sacaron ventaja de la relativa estabilidad de precios reales del carbón y, en consecuencia, usaban más energía que otros factores de producción [Fouquet & Pearson, 1998].

El uso del carbón permitió incrementar la productividad de las fábricas y asimismo, el producto y la renta dando lugar a que un mayor número de personas demandaran más bienes y servicios [Cipolla, 1979]; en este sentido, se forma un círculo virtuoso en el que la utilización de la energía inorgánica impulsaba el entramado productivo de la época y mejoras en la calidad de vida de la sociedad. De tal manera, el crecimiento de la economía estuvo impulsado principalmente por el empleo de este mineral que potenció la eficiencia de la producción, para lo cual los economistas de la época no estaban en capacidad de explicar basados en sus postulados teóricos, por tanto atribuyeron a la especialización del trabajo y no a la mayor utilización de recursos naturales el auge en el crecimiento económico.

De esta manera, la sociedad inglesa estuvo ampliamente beneficiada por el uso del carbón como fuente energética, este recurso fue importante para el desarrollo de la economía y la sociedad, que fomentó además la inversión en maquinaria eficiente que permitía el aprovechamiento de este recurso y el aumento del trabajo mecánico. Es de esta manera que el advenimiento a gran escala de maquinaria, el mejoramiento de diferentes técnicas industriales, las herramientas e innovaciones tecnológicas, marcaron el fin de la historia Medieval y el inicio del modelo de producción capitalista [Cipolla, 1979], el cual empezó a predominar en Inglaterra y dio paso hacia una nueva estructura de desarrollo, hacia grandes transformaciones políticas, económicas y sociales.

Sin embargo, la extracción en las minas de carbón empezó a volverse cada vez más complicada ya que era necesario acceder a minas en las cuales este mineral se encontraba a mayores profundidades y el agua empezaba a dificultar la labor. Este impedimento fue el que propició, hacia 1712, la creación de la primera máquina de vapor comercialmente viable de Newcomen, y aunque era muy útil en las minas, ésta no era tan eficiente y consumía bastante combustible [Cipolla, 1979]; posteriormente, James Watt mejoró el diseño de la máquina de vapor, invento que patentó en 1769 y la entregó al comercio en 1776. Esta modificación permitió tener una máquina de gran utilidad para bombear agua en las minas de carbón, con el beneficio adicional que podía transportarse hacia cualquier lugar para generar potencia, lo cual posibilita su uso en muchas otras tareas productivas, aún con la limitación en la eficiencia de conversión que era reducida -menos de 5%- [Smil, 2004].

La máquina de vapor marcaría el inicio de la Revolución Industrial, éste fue el primer diseño capaz de convertir la energía química de los combustibles en energía mecánica y fue muy útil durante las tres décadas siguientes en casi todas las industrias [Smil, 2006]. Gracias a esta innovación, la producción final por trabajador y por unidad de capital invertido aumentó significativamente, al igual que el nivel de producción agregada [Manrique, 2008]. En este sentido, el trabajo humano y animal se redujo mientras la escala de producción se elevaba.

De esta forma, el carbón desempeñó un papel fundamental como recurso energético en el proceso industrial, en el desarrollo de la sociedad y en general de la economía de Inglaterra, donde la máquina de vapor y el ferrocarril fueron tecnologías primordiales debido a que mejoraron el uso eficiente de este mineral. Gracias al aumento del aporte energético contenido en el carbón y la capacidad para aprovecharla, la economía inglesa entró en una fase de mayor productividad del trabajo, lo cual se tradujo en nuevas formas de organización industrial y en un aumento del bienestar de Inglaterra y posterior a 1769, la de Estados Unidos.

4.1 La era de la electricidad y el petróleo

No sólo la nación británica fue beneficiada con el uso del carbón y las máquinas que transformaban su energía en trabajo equivalente, a este proceso se involucró Estados Unidos hacia a finales del siglo XIX ya que venía experimentando una rápida acumulación de conocimiento, de maduración técnica, tecnológica e industrial y de un permanente flujo de inversiones que lo potenciaron como la economía mundial predominante, así como también en un gran consumidor de recursos naturales.

Estados Unidos superó a Inglaterra en la producción mundial de carbón manteniendo su posición hasta la clausura del siglo XX, la predominancia de esta fuente energética llegó a la cumbre en la centuria del XX, dado que a través de un proceso de sustitución paulatino en el que recursos como el gas y el petróleo entraron en la senda energética para reemplazar el mineral. Parcialmente se pasa del carbón al uso del gas de hulla que fue introducido a inicios del siglo XIX, éste se convirtió en la mayor fuente de luz tanto en las pequeñas como en las grandes ciudades hacia mediados de la misma centuria. La cantidad de gas vendida se triplicó entre 1880 y 1912, y pese a que continuó creciendo hasta 1938, su producción cesó al entrar en competencia con la electricidad, como fuente de luz para muchos centros urbanos, cuya oferta creció enormemente y proporcionó una nueva forma de generar potencia, calor y luz [Periman, 2004].

4.1.1 La era de la electricidad

Debido a las necesidades crecientes de la industria

por mayor energía, surge la luz eléctrica a finales del siglo XIX, específicamente en 1882 cuando entró en operación la primera central de generación eléctrica hecha por Thomas Edison, localizada en Nueva York [Periman, 2004]. A partir de la creación del nuevo sistema de producción y transmisión de la electricidad, siguieron otras contribuciones e innovaciones como las de George Westinghouse quien insistió en una corriente alterna (AC) para la transmisión, Charles Parsons quien patentó la primera turbina de vapor en 1884, William Stanley quien introdujo un transformador eficiente en 1885 y Nikola Tesla quien inventó el motor eléctrico en 1888 [Smil, 2004]. Este motor, desarrollado por Tesla y mejorado por grandes empresas de electricidad, marcó el inicio de la aplicación intensa de energía eléctrica para todas las actividades productivas, que luego desplazó rápidamente a las máquinas de vapor y a un importante volumen de mano de obra [Manrique, 2008].

A merced de las anteriores contribuciones, el sistema eléctrico mejoró sustancialmente y hacia 1890 resultó en un sistema con excelente funcionamiento que transformó positivamente cada actividad diaria de la sociedad, iluminó desde los interiores de los hogares hasta las calles, actuó como fuente de energía para los trenes urbanos e interurbanos y además, tuvo un gran impacto en la producción industrial dado que permitió adquirir mayor producción por unidad de capital y de trabajo.

Fue la manufactura americana la pionera en realizar la transición de las máquinas de vapor hacia los motores eléctricos, los cuales facilitaron los procesos industriales. La electricidad fue una forma de energía fundamental porque permitió la transmisión de potencia mecánica a las fábricas y redujo el consumo de energía gracias a su eficiencia. Estos grandes avances de la tecnología impulsaron la mayor producción y constituyeron el inicio de la segunda fase de la Revolución Industrial, cuando se consolidó el sistema capitalista en función de las innovaciones tecnológicas y de la calidad de vida de las denominadas sociedades industriales [Manrique, 2008].

Vale la pena resaltar que la creciente expansión y perfeccionamiento del sistema eléctrico en Estados Unidos tuvo un desarrollo exitoso en términos productivos y sociales. Esta forma de energía secundaria referencia una transformación tecnológica y productiva para el país norteamericano que se configuró como la potencia económica y tecnológica a nivel mundial. Estos avances técnicos y formas de generación energética también se propagaron posteriormente, a otro número de países como Japón u otros del continente asiático y con el paso del tiempo, a la mayor parte del territorio mundial.

Otra fuente primaria de energía importante para el sector energético en Estados Unidos fue el petróleo, del cual también se deriva electricidad y constituye un elemento simbólico para el desarrollo de la economía y la sociedad de los siglos XX y XXI como se verá a continuación.

4.1.2 La era del petróleo

El auge de la producción de petróleo tuvo lugar en el siglo XX, aunque éste había empezado a utilizarse desde los primeros años

del XIX como medio de iluminación con la lámpara de petróleo que se creó inicialmente en Rumania [Sedillot, 1977]. Pese a que la llama de las lámparas del crudo era vacilante, se reconoce su contribución para alumbrar las calles e interiores de los hogares que tanto la requerían, además le generó muchos beneficios económicos a Estados Unidos y afianzó bases para posicionarse como la gran potencia de la centuria del XX.

El incremento del uso del petróleo a inicios del siglo XX es evidente con los siguientes datos: a mediados de la centuria XIX la producción del crudo estaba cercana a cero, en 1860 se estima en 67 mil toneladas a nivel mundial y prontamente la cantidad se calculaba en centenares de miles de toneladas. Posteriormente la cifra era de millones de toneladas: 3,9 en 1880, 10 en 1890 y 21 en 1900. La producción en 1910 se eleva a 44 millones de toneladas y a 51 en 1913. De estas cifras globales, Estados Unidos participaba con 80% en 1880, que luego decayó a 40 por ciento en 1900 y, en 1913, vuelve a recuperarse con una proporción estimada de 66% del total [Sedillot, 1977].

Luego de más de 800 años en actividad constante, en 1913 la industria del carbón llega al pico de su producción. A partir de entonces, el petróleo empieza a situarse como un recurso energético importante, sin decir que elimina la participación del carbón pues hasta la segunda mitad del siglo XX este último se mantuvo como la principal fuente de energía primaria del mundo, tal y como se refleja en la Figura 1., la cual detalla básicamente la composición de la energía primaria de Estados Unidos entre 1850 y 2010.

Por otro lado, desde 1850 la producción de carbón muestra una tendencia exponencial hasta 1913 donde llega a su punto máximo. De allí se observa cómo a inicios del siglo XX, el petróleo gana participación en la composición de la energía primaria en Estados Unidos y hacia 1950 supera al carbón.

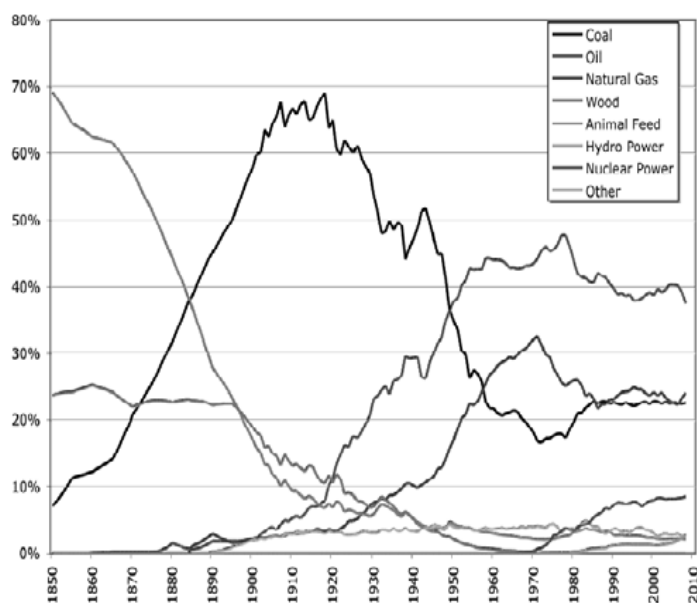


Figura 1. Composición de la energía primaria de Estados Unidos 1850-2010

Fuente: [Stern 2010].

Para finalizar este recorrido histórico sobre la evolución del hombre, la economía y su vínculo con la energía, se puede sintetizar todo lo analizado anteriormente en la Figura 2. En la primera fase de la humanidad, el homo sapiens sólo disponía del alimento para su consumo energético. En tiempos de la Revolución Agrícola si bien el hombre había superado el gasto energético en relación a cientos de años atrás, este aún no era suficiente para proveer la energía que requería la sociedad. Tales condiciones fueron superadas a través de un largo proceso en el cual el hombre había adquirido conocimientos y en la medida del tiempo su ingenio le posibilitaba obtener mayor dominio sobre la naturaleza y asimismo aprovecharla. Posteriormente, la primera fase de la Revolución Industrial permitió sobrepasar los límites e incrementar de manera considerable su gasto de energía. Entre la Revolución Agrícola e Industrial se registra un salto importante en consumo energético.

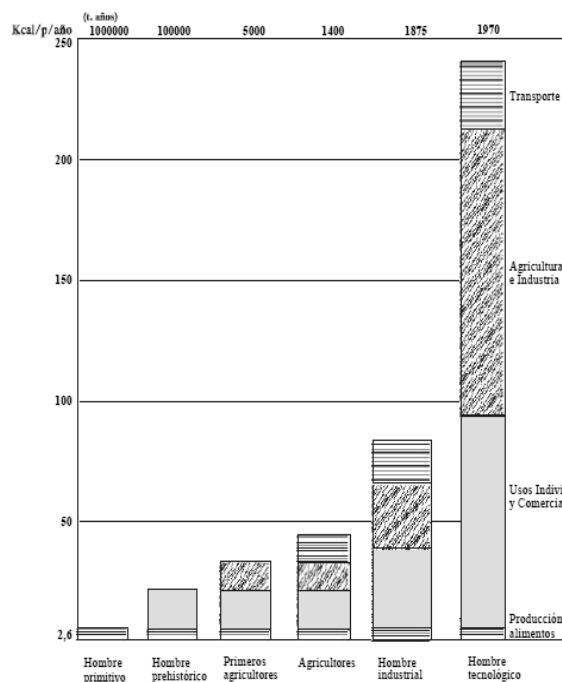


Figura 2 Consumo energético diario per cápita en el tiempo

Fuente: [Passet 1996]

El cambio más significativo entre el período total observado sucede entre el hombre industrial y el hombre tecnológico (no se define qué es cada uno y en qué se diferencian) que data entre los años 1870 y 1970. En este lapso de tiempo, el gasto de kilocalorías del hombre tecnológico aumentó aproximadamente tres veces más en relación al industrial. De esto se identifica que la sociedad actual es energéticamente intensiva y que el hombre en menos de dos siglos multiplicó enormemente su consumo de energía, acontecimiento que no se

había registrado en la historia de la humanidad y que merece particular atención en términos académicos y en representaciones teóricas coherentes en la disciplina económica.

Respecto a ello analizaremos en el siguiente apartado el papel de la energía, que se obtiene de los recursos naturales, en los planteamientos de la teoría económica.

5. LA ENERGÍA Y LOS RECURSOS NATURALES COMO FACTORES DE PRODUCCIÓN EN LA TEORÍA ECONÓMICA

Durante el período de industrialización propiamente dicho, que se extiende más o menos desde comienzos del siglo XVIII hasta la primera mitad del XX, la principal característica de la transformación estructural de la economía fue el alza del sector secundario (minería, fabricación y construcción) y una disminución del papel de la agricultura en la sociedad moderna, que se observa en la proporción tanto de mano de obra especializada como de producción, cuyo foco principal se llevó a cabo en Gran Bretaña «la primera nación industrial» [Cameron & Neal, 2006].

Si bien es cierto todas éstas transformaciones contribuyeron a mejoras en el nivel de vida de las clases trabajadoras, inclusive los peor pagados, en el siglo que va desde 1750 hasta 1850, los ingresos de aquellos que vivían sobre todo de la renta, el interés y el beneficio se elevaron en proporción mucho mayor. En otras palabras, la desigualdad en la distribución del ingreso y la riqueza, que era ya grande en la economía preindustrial, se hizo incluso mayor en las primeras etapas de la industrialización [Cameron & Neal, 2006].

Estos cambios trajeron consigo el desprendimiento de la agricultura como motor de la economía y por tanto la separación de la relación hombre-naturaleza, gracias a la facilidad que brindaban las máquinas e invenciones para la creación de industrias nuevas y mejoramiento de los procedimientos en las existentes, lo que hacía que el trabajo fuera mucho más productivo y se generaran mayores niveles de ingreso. Este proceso de industrialización no experimentó ningún crecimiento prodigioso en la cantidad o la calidad de los recursos naturales en la Europa industrial, comparada con la Europa preindustrial, pero, gracias al cambio tecnológico y a la presión del aumento de la demanda, recursos antes desconocidos o de poco valor adquirieron una importancia enorme, o incluso crucial [Cameron & Neal, 2006], entre ellos el carbón.

Inicialmente la economía se basaba en la agricultura, las fuentes de poder eran los seres humanos y la fuerza

animal los cuales fueron ampliamente utilizados en la agricultura, actividades industriales y como medio de transporte; el Buey era utilizado como fuente de energía animal, pero con el paso del tiempo, la tecnificación, el uso del molino de agua y de viento fueron desplazando la fuerza animal por herramientas más tecnificadas. En ese momento, el análisis de la actividad económica lo realiza la escuela fisiócrata, desarrollada principalmente en Francia, liderada por François Quesnay, quien en 1758 publica su análisis sobre el comportamiento de la economía de la época en «Tableau Economique», en el momento en que se hace visible un proceso de revolución tecnológica agrícola al lado de una artesanía que apenas empieza a tener un peso económico [Gómez & Posada, 2003].

Quesnay divide la nación en tres clases sociales: a) La clase productiva, conformada por los trabajadores de la tierra, b) la clase de los propietarios, quienes son dueños de la tierra y se benefician de su renta, y c) la clase estéril conformada por quienes realizan trabajos no agrícolas o de servicios [Quesnay, 1766]. En este sentido, Quesnay planteaba que sólo la agricultura era capaz de generar excedente en la producción y por lo tanto solo se debían dedicar a la manufactura aquellos países en los que la fabricación tuviera menos gastos en comparación con los demás; así mismo, se debían comprar al extranjero las mercancías de mano de obra que fueran vendidas a un menor precio del que costaría si se fabricaran en el país, incentivando así el comercio exterior [Quesnay, 1758].

Una de las principales características de la economía preindustrial era su gran dependencia a la tierra, dado que esta no solo constituía una fuente de alimentos sino que también aportaba gran parte de las materias primas utilizadas en la agricultura, de ahí que el crecimiento de la economía estaba sujeto a las limitaciones que le imponía la productividad de la tierra, de la cual había una oferta fija. Por lo anterior llegados a cierto punto, solo se podía ampliar la producción por medio del cultivo en peores tierras u obteniendo rendimientos crecientes en las hectáreas de tierras existentes; por lo cual, la limitación impuesta por la tierra hacía parecer inevitable que en algún momento se quedara atrapados en rendimientos decrecientes, lo que haría que la expansión de la tierra cultivable y la producción fuera más difícil y costosa [Wrigley, 1993].

En este sentido, posterior a los análisis realizados por la escuela fisiócrata surge la corriente clásica en el estudio de las relaciones económicas, promulgada principalmente por Adam Smith (1776), David Ricardo (1817), Thomas Malthus (1798), John Stuart Mill (1909) y Karl Marx (1867), el paso a la teoría clásica da un giro en el cuerpo teórico de la economía que se había planteado anteriormente por la fisiocracia ya que juega un papel central el trabajo hecho por el hombre y no la tierra cultivable o la agricultura como creadores de riqueza.

Sin dejar de lado el aporte que realizaron otros autores a la teoría clásica, como T.R. Malthus, C. Marx y J. S. Mill, se puede resaltar que los principales representantes de esta teoría son Adam Smith y David Ricardo debido a sus trabajos conceptuales y su intento por explicar los fenómenos económicos a través de la teoría del valor-trabajo, apoyados en la esfera de la producción y de las relaciones

sociales que esta implica, y utilizando la mecánica física como modelo científico de referencia en donde los objetos estudiados eran átomos sociales y no personas integrantes de una sociedad. Los economistas clásicos no reconocieron explícitamente la importancia de los recursos naturales como insumos o factores de producción en el proceso productivo; su interés radicó en la construcción de una teoría de la renta de la tierra que lograra distribuir eficazmente los ingresos provenientes del proceso de producción. De ahí que los cambios a nivel tecnológico, científico, económico y social, registrados a finales del siglo XVIII sobrepasaran los planteamientos de los economistas clásicos e imposibilitaran explicarlos con sus bases teóricas.

Debido a los cambios estructurales que fueron surgiendo en la sociedad con motivo de las nuevas invenciones como la máquina de vapor, que permitían acelerar los procesos y mejorar la producción de bienes y servicios, así como el acceso a fuentes de energía como el carbón, la corriente clásica se quedó sin capacidad para explicar los continuos cambios presentados y dio paso a la teoría neoclásica.

El siglo XIX, tiempo en el cual se desarrollan los principales aportes a la teoría neoclásica, fue un período de profundas transformaciones económicas y sociales y de agudas crisis políticas [Screpanti & Zamagni, 1997]; la sociedad pasa de ser dependiente de los recursos obtenidos de la tierra, a una sociedad industrial en la cual las nuevas máquinas facilitaban el trabajo del hombre y se deja de lado la tierra para ser la nueva tecnología el motor del crecimiento. La agricultura quedó entonces en un segundo plano y con ella los análisis de la renta de la tierra y las limitaciones que ésta le imponía al proceso de producción; es en ese momento que la manufactura toma el eje central de la economía, grandes industrias se crean alrededor de éste sector contribuyendo a un crecimiento vertiginoso de la producción y por tanto una mayor demanda de la fuerza laboral.

El análisis económico se centró en el estudio de la utilidad, el equilibrio y el mercado, debido a que los bienes producidos en las industrias eran intercambiados de acuerdo a las fuerzas del mercado, de ahí que la médula de la teoría moderna la constituiría la teoría de la elección del consumidor y la teoría del cambio y de la producción [Roll, 1942]. Dentro de los primeros autores que se enmarcan en la teoría neoclásica, William Stanley Jevons, Carl Menger y Leon Walras, posteriormente F. Y. Edgeworth, Alfred Marshall y Vilfredo Pareto, entre otros, sentaron las bases para la consolidación de la corriente neoclásica como teoría dominante en la economía.

La corriente neoclásica centró su análisis en la teoría de la elección del consumidor y la teoría del equilibrio del cambio y de la producción, es decir se da un cambio en la manera como se analizan las relaciones económicas al pasar de un nivel macro a uno micro en el que prima el comportamiento de los agentes, la elección y por tanto el papel principal lo juega el mercado, ya que es allí donde se determinan los niveles de producción y consumo de la sociedad. Ya no existían las percepciones relacionadas con limitaciones físicas impuestas por la productividad de la tierra,

debido a la eficiencia de las nuevas máquinas que llegaron a facilitar el proceso de producción y por tanto a generar mayor nivel de producción con los recursos disponibles.

La teoría neoclásica basa sus análisis en modelos que intentan describir el comportamiento de la economía y los determinantes del crecimiento económico. El primer modelo que se utilizó fue planteado por Robert [Solow 1956] *"Previo al trabajo de Solow, Abramovitz (1956) realiza un análisis del crecimiento de la economía en Estados Unidos desde 1870 hasta 1956, en el cual otorga al aumento de la productividad laboral, el aumento en la disponibilidad de capital, unidos a otros factores sociales y técnicos como principales factores que contribuyen al crecimiento. Ahora bien, Solow (1956) con base en el modelo de Harrod-Domar, manteniendo y modificando algunos de los supuestos intenta explicar el patrón del crecimiento económico en general y las variables que inciden en este a largo plazo. Para tal efecto considera que la producción se lleva a cabo con ayuda de dos factores de producción, capital y trabajo y que esta se caracteriza por tener retornos constantes a escala por lo cual la función de producción es homogénea de grado uno, lo que equivale a suponer que no hay escasez de recursos como la tierra, "ya que si se permite la escasez de tierra se conduciría a retornos decrecientes a escala en el trabajo y el capital por lo que el modelo tendría un sentido más Ricardiano" (Pág. 67), es decir existiría limitaciones a la producción impuestas por la disponibilidad de tierra". El cual pretendía explicar la influencia de los factores de producción (capital y trabajo) en el crecimiento de un país, así como los efectos de la acumulación del capital en el mismo.*

A partir de los trabajos de Solow, se han llevado a cabo análisis posteriores con el fin de modelar el crecimiento económico flexibilizando o incorporando supuestos al modelo para así ampliar y extender su enfoque básico *"Helpman (2004) realiza un análisis amplio de las investigaciones posteriores a los planteamientos de Solow en algunos uno de los factores que se han determinado cruciales para el crecimiento económico de una nación, como son la acumulación, la productividad, la innovación, la interdependencia, la desigualdad, las instituciones y la política."* En general, la inclusión de los recursos naturales al análisis económico ha tenido que realizarse desde el sistema de valor de cambio bajo el cual funciona el sistema económico, incorporándolos desde la noción genérica de tierra o desde la visión de externalidades asociadas al uso de los recursos, es decir la degradación ambiental [Naredo, 1987]. El análisis de las externalidades fue realizado inicialmente por [Pigou, 1920], posteriormente [Coase, 1960; Mishan, 1971], quienes basaron sus estudios en la valoración económica del medio ambiente.

Una corriente alterna ha tratado de ampliar el campo de análisis incorporando nuevamente la tierra y los recursos naturales como factores importantes en el proceso productivo y por tanto en el crecimiento de los países. Alejándose de los supuestos de la economía estándar, y considerando al proceso productivo inmerso en el medio ambiente con el cual realiza un intercambio constante de flujos de energía surge la Economía Ecológica, la cual trata de incorporar los recursos naturales al análisis de los determinantes del crecimiento económico debido a la concepción de la economía como un subsistema abierto que está inmerso en un sistema más grande, que es la naturaleza y del cual depende para poder llevar a cabo los procesos que requiere el hombre con el fin de suplir sus necesidades y mejorar su nivel de vida.

Nicholas Georgescu-Roegen, considerado el precursor de la economía ecológica, en su libro *La ley de la entropía y el proceso económico* (1971) plantea el proceso productivo como un sistema abierto en el que el medio ambiente interactúa como proveedor de la materia prima necesaria para la producción y al tiempo como receptor de los desechos generados. Georgescu-Roegen resalta que la economía ecológica basa sus análisis fundacionales en las leyes de la termodinámica haciendo especial énfasis en la segunda ley, más conocida como Ley de la Entropía [Georgescu, 1971]: *la materia y la energía se degradan de manera continua de disponible a no disponible independientemente de que la usemos o no; de ahí que lo que confiere valor económico a la materia y energía es su posibilidad de ser utilizada contrastada con la ya utilizada o no disponible* [Naredo, 1994].

En general, la relación energía-crecimiento económico ha estado presente en la sociedad desde los principios en los que la agricultura era el motor de la economía, la energía es una variable social crucial, y penetra en casi todas las facetas de la sociedad mundial [Rosa et al., 1988] de ahí que si una sociedad logra mayor producción material que otras, parecería que la energía es en gran parte responsable de la diferencia material de las sociedades [Rosa et al., 1988]. A través de la historia se han presentado diversos eventos que han llevado al hombre a tomar decisiones relacionadas a la conservación de la energía, [Cleveland, 2009] evidencia estos eventos y resalta que “La historia de la conservación de la energía refleja la influencia de la tecnología y la política en moderar el crecimiento de la demanda de energía”; la conservación de la energía ha estado con nosotros desde mediados del siglo XX, en parte gracias a las mejoras tecnológicas e igualmente debido los altos costos en el uso de la energía, la crisis de los precios del petróleo en los años 70’s son reflejo de la dependencia del hombre hacia la energía, lo que impulsó a tomar decisiones que contribuyeran a la conservación y eficiencia energética.

6. CONCLUSIONES

- La historia global sobre el uso de la energía en sus diferentes formas muestra la estrecha relación que existe entre ésta y la evolución de las especies y la civilización. Inicialmente, las sociedades dependían únicamente de fuentes de energía renovables, es decir, eran en teoría energéticamente sostenibles. La cesta energética se configuraba principalmente por la energía solar que emergía en las plantas y en la tierra, y a través de ellas era posible la obtención de energía en los alimentos. En este contexto, puede decirse que la energía tácitamente era un factor productivo fundamental que se complementaba con otras fuerzas de la naturaleza y con el desempeño de otros factores productivos como el trabajo humano y animal.
- Este trabajo se caracteriza entonces, por mostrar que la abundancia de recursos energéticos y su potencia contenida, transformó cada sector productivo de la economía moderna. El trabajo del campo fue mecanizado, las máquinas desplazaron gran parte del trabajo humano y animal, asimismo, la maquinaria eliminó el duro trabajo de extraer los recursos minerales. Las nuevas fuerzas motrices revolucionaron el transporte y las innovadoras formas de procesamiento de comunicación e información, mejoraron el sector de servicios.
- En efecto, el nivel de desarrollo y de riqueza de una nación está en función directamente de la energía derivada de todos los recursos naturales. La evidencia histórica, conceptual y empírica muestra a los recursos naturales y energéticos como fundamentales en la estructura organizacional moderna, y como los factores potenciadores del crecimiento productivo experimentado desde el siglo XVIII hasta la actualidad. La energía cumple una función significativa, de hecho, nos caracterizamos por ser una sociedad energético-intensiva, aspecto que debe considerarse en el debate académico y político, de tal forma que haya una pronta transición sobre el uso de ciertas formas de energía, para contemplar las fuentes orgánicas renovables, especialmente la solar. Es ideal y necesario construir una nueva era de post-combustibles fósiles en la que se desarrollen formas de energía alternativas que prometen potencial, en que se mejore su conversión, su uso eficiente, así como también el ser humano reconsidere su modo de vida y reduzca el uso de la energía, lo cual disminuiría la contaminación y la presión sobre el planeta tierra.
- Se debe tener presente que los ecosistemas como un activo de capital, al igual que el capital reproducible, se deprecia si se usa mal o se abusa de éste; su depreciación es frecuentemente irreversible, o toma mucho tiempo en recuperarse y puede colapsar, sin previo aviso [Dasgupta, 2008].
- Es necesario mirar hacia otros métodos, diferentes a los usados tradicionalmente como el PIB, que permitan analizar y medir el crecimiento económico; se puede obtener una mejor explicación del pasado crecimiento económico si los servicios de exergía, trabajo útil, son incluidos como factor de producción [Ayres & Warr, 2005], y así unido al capital y el trabajo guíen el crecimiento económico de manera eficiente.

- Permitir un estudio interdisciplinar del crecimiento económico y el impacto en el medio ambiente posibilita ampliar el horizonte y avanzar hacia un uso eficiente de los recursos; como es el caso de la economía ecológica, los avances que han tenido lugar en ésta han posibilitado una interacción más cercana entre ecologistas y economistas permitiendo la inclusión del cambio climático en la agenda internacional, la comprensión de la no linealidad de los procesos ecológicos y la incapacidad del mecanismo de precios para asignar los recursos de manera eficiente [Dasgupta, 2008]. Nada se logra si solo contamos con energía, ligado a ella es necesario que se lleven a cabo desarrollos económicos y sociales, como la educación y el desarrollo de instituciones sociales que permitan el uso efectivo y el disfrute del crecimiento de los rendimientos [Toman & Jemelkova, 2002].

REFERENCIAS

- Abramovitz, M. (1870). Resource and Output Trends in the United States since 1870. En I. National Bureau of economic research, OCCASIONAL PAPER 52 (págs. 1-23).
- Ayres, R. U., & Warr, B. (2005). Accounting for growth: the role of physical work. *StructuralChange and Economic Dynamics*, 16, 181-209.
- Cameron, R., & Neal, L. (2006). Historia económica de la población mundial: Desde el Paleolítico hasta el presente. Alianza.
- Cipolla, C. M. (1979). Historia Económica de Europa. La Revolución industrial (Vol. III). (J. Carreras, & R. Vaccaro, Trads.) Barcelona: Ariel.
- Coase, R. (1960). The problem of social cost. *Journal of law and economics*.
- Cunningham, R. E. (Agosto de 2003). La Energía, historia de sus fuentes y transformación. *Petrotecnica*, 52-60.
- Dasgupta, P. (2008). Nature in Economics. *Environmental and ResourceEconomics*.
- Fouquet, R., & Pearson, P. (1998). A thousand Year of Energy Use in The United Kingdom. *TheEnergyJournal*, 19 (4), 1-41.
- Georgescu-Roegen, N. (1975). Energía y Mitos Económicos. *SouthernEconomicJournal*, 94-122.
- Georgescu-Roegen, N. (1996). La ley de la entropía y el proceso económico. España: Fundación Argentaria-Visor Distribuciones.
- Gómez, L. J., & Posada, L. G. (2003). Cambios en las relaciones Economía-Naturaleza. Medellín: Universidad Nacional de Colombia sede Medellín, DIME.
- Helpman, E. (2004). El misterio del crecimiento económico. España: Antoni Bosch.
- Manrique, O. (2008). Relaciones energía-Crecimiento económico: Un Análisis Histórico, Conceptual y Crítico. Sevilla: Universidad de Sevilla.
- Naredo, J. (1987). La economía en evolución: historia y perspectivas de las categorías básicas del pensamiento económico. Siglo XXI de España.
- Naredo, J. (1994). Fundamentos de la economía ecológica. En F. Aguilera, De la economía ambiental a la economía ecológica (págs. 374-404). Barcelona: Icaria-Fuhem.
- Periman, R. D. (2004). Early Industrial World, Energy. *Encyclopedia of Energy*, 1, 849-858. Albuquerque, NexMexico, Estados Unidos: Elsevier.
- Pigou, A. C. (1920). The economics of welfare. London: MacMillan.
- Quesnay, F. (---). Explicación del "TableauEconomique". En F. Quesnay, El "TableauEconomique" y otros escritos fisiocráticos (págs. 25-64). Barcelona: Fontamara.
- Quesnay, F. (1758). El "TableauEconomique". En F. Quesnay, El "TableauEconomique" y otros escritos fisiocráticos (págs. 13-15). Barcelona: Fontamara.
- Quesnay, F. (1758). Extracto de las economías reales de Sully. En F. Quesnay, El "TableauEconomique" y otros escritos fisiocráticos (págs. 17-24). Barcelona: Fontamara.
- Quesnay, F. (1766). Análisis de la fórmula aritmética del <TableauEconomique> de la distribución de los gastos anuales de una nación agrícola. En F. Quesnay, El <TableauEconomique> y otros escritos fisiocráticos (págs. 37-64). Barcelona: Fontamara.
- Roll, E. (1942). Historia de las doctrinas económicas. Bogotá: Fondo de cultura económica.
- Rosa, E., Machlis, G., & Keating, K. (1988). Energy and society. *Annual review of sociology*.
- Schultz. (2001). Historia Económica de Europa, 1500-1800. (J. A. Padilla, Trad.) Madrid: Siglo Veintiuno de España Editores, S.A.
- Screpanti, E., & Zamagni, S. (1997). Panorama de historia del pensamiento económico. Barcelona: Editorial Ariel, S.A.
- Sedillot, R. (1977). La historia del petróleo. (L. I. Sandoval, Trad.) Bogotá: Pluma.
- Smil, V. (2004). World History and Energy. *Encyclopedia of Energy*, 6. (549-561, Ed.) Petten, The Netherlands: Elsevier.
- Smil, V. (2006). Energy. *Oneworld publications*.
- Smil, V. (2008). Energy in Nature and Society. Massachusetts Institue of Technology.
- Solow, R. (1956). A Contribution to the Theory of Economic Growth. *TheQuarterlyJournal of Economics*, 70(1), 65-94.
- Stern, D. I. (Octubre de 2010). The Role of Energy in Economic Growth. (T. A. Crawford School of Economics and Government, Ed.) Centre for Climate Economics & Policy(3.10), 1-50.
- Toman, M., & Jemelkova, B. (2002). Energy and Economic Development: An Assessment of the State of Knowledge.
- Wrigley, E. (2010). The industrial revolution and energy. En E. Wrigley, Energy and the English Industrial Revolution (págs. 239-250). New York: Cambridge University.
- Wrigley, E. A. (1993). Cambio, Continuidad y Azar. Carácter de la Revolución Industrial inglesa. España: Crítica.



Método de localización de fallas considerando el efecto de la carga, para sistemas de distribución de energía con Generación Distribuida

Fault Location Method Considering the Load Effect for Power Distribution Systems With Distributed Generation

Laura Melissa Roman^{a*}, Juan Mora-Florez^a, Sandra Pérez-Londoño^a

Recibido: septiembre 08 de 2014
Recibido con revisión: mayo 19 de 2015
Aceptado: mayo 28 de 2015

^{a*}Universidad Tecnológica de Pereira
Campus La Julita,
Pereira, Colombia
Tel.: +57 6 3137300
lmroman@utp.edu.co
jjmora@utp.edu.co
saperez@utp.edu.co

RESUMEN

En este artículo se presenta una metodología para localización de fallas en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida que se fundamenta en el concepto del equivalente de Thevenin. Se plantea la localización al punto de falla, utilizando componentes de fase. Como aporte del método, éste considera el modelo estático de carga que permite mejorar el desempeño. La propuesta se validó en el circuito IEEE 34 nodos en el que se simuló fallas monofásicas con resultados de error inferiores a 1,597%.

PALABRAS CLAVE

Generación Distribuida; localización de fallas; modelo de carga estático; sistemas de distribución de energía.

ABSTRACT

This paper shows a methodology for fault location in power distribution systems with penetration of distributed generation, based on the concept of the Thevenin equivalent. Fault location is proposed using phase components. As the main new proposal of the presented paper, it considers the static load model at the core definition to improve the performance. The proposed approach was validated on the IEEE 34-node power system, considering single-phase faults having obtained errors lower than 1,597%.

KEYWORDS

Distributed Generation; fault location; static type load model; power distribution system.

Energética 45, junio (2015), pp. 117-122

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



1. INTRODUCCIÓN

Debido al aumento de la población, a la necesidad de ampliar el cubrimiento del sistema de distribución local y a factores como el crecimiento económico y la industrialización, se origina un incremento considerable en la demanda de la energía eléctrica. De otra parte, el aprovechamiento de los recursos disponibles, ha originado que se considere la inserción de nuevas fuentes de generación, que se conocen como generación distribuida, las cuales estarán reglamentadas por la ley 1715 de 2014.

La inclusión de generadores distribuidos en el sistema eléctrico de distribución implica cambios como la radialidad del sistema en algunas zonas y en los métodos de localización de fallas [C37.114, 2004]. Este artículo está enfocado en el estudio de localización de fallas con presencia de generación distribuida.

En [Nunes & Bretas, 2010] se presenta un método basado en la estimación de la impedancia de falla para localización de fallas en sistemas con GD. Este método aunque parece tener buenos resultados, considera la carga conectada en Y, lo 2 o es una buena aproximación para la mayoría de cargas de distribución en Colombia, que normalmente están conectadas con un transformador de conexión Dy5 o Dy7.

En [Orozco Henao, et al., 2012] se propone un método que está orientado a la estimación de la corriente de falla por medio de las medidas de tensión y de corriente de falla registradas en la subestación y en GD. Se aprovecha que se conoce el estado del sistema en falla y a partir de las medidas registradas en la subestación y en la GD, se pueden conocer las corrientes y tensiones nodales en el radial que une la subestación con GD. Sin embargo, el método solo considera las cargas como impedancia constante.

En este artículo se presenta un método de localización de fallas, considerando el modelo estático de cargas, que permite representar adecuadamente las cargas de impedancia, corriente y potencia constante, o arreglos mixtos con estas componentes.

El artículo se desarrolla de la siguiente manera: en la sección dos se presenta la metodología propuesta de localización de fallas en sistemas eléctricos de distribución con GD. En la sección tres se presenta las pruebas realizadas y los resultados obtenidos y finalmente en la sección 4 se presentan las conclusiones más importantes de la investigación

2. METODOLOGÍA DE LOCALIZACIÓN

Para la definición del método de localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica, se utiliza

el circuito que se presenta en el diagrama unifilar simplificado de la figura 1.

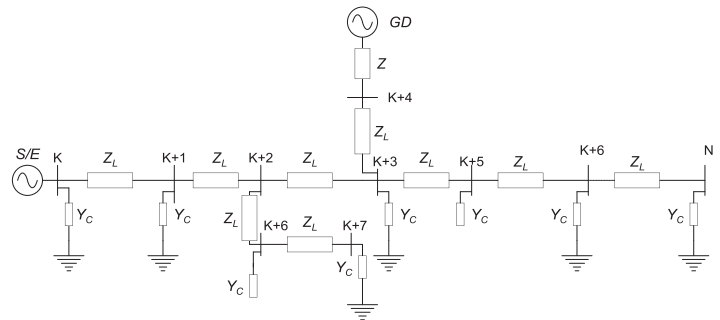


Figura 1: Diagrama unifilar simplificado con presencia de generación distribuida.

Fuente. Elaboración propia.

El método de localización de fallas se fundamenta en el concepto del equivalente de Thevenin [Valencia, 2013]. En el caso de una falla en la zona radial, esto es desde el nodo $k+3$ hasta el nodo N, el sistema bajo falla está representado por una admitancia equivalente (Y_{th}), como se presenta en la figura 2. Si la falla se encuentra entre la subestación (S/E) y el generador distribuido (GD) o en la zona no radial, es necesario hallar un V_{th} y un Y_{th} en el nodo de recibo, como se ilustra en la figura 3.

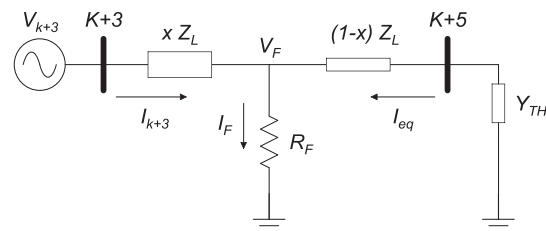


Figura 2: Equivalente de Thévenin para fallas aguas abajo del generador distribuido.

Fuente. Elaboración propia

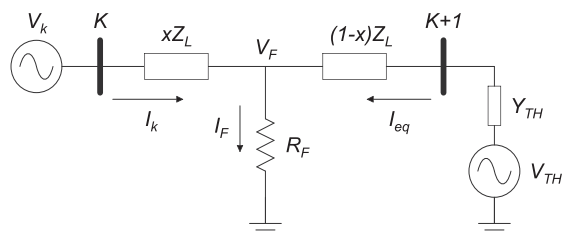


Figura 3. Equivalente de Thévenin para fallas aguas abajo del generador distribuido.

Fuente. Elaboración propia.

Donde de las figuras 2 y 3:

V_f es la tensión en el nodo en falla

R_f es la resistencia de falla
 I_f es la corriente de falla
 x es la distancia a la falla
 V_{th} es la tensión equivalente de Thévenin
 Y_{th} es la admitancia equivalente de Thévenin
 I_k es la corriente de falla en el nodo k .
 Z_L es la impedancia de línea.

2.1. Procedimiento para determinar la distancia al punto de falla

2.1.1. Fallas para zonas radiales del circuito.

Las zonas radiales del circuito no involucran el cálculo del voltaje de Thevenin, por lo tanto la reducción del circuito en el nodo de recibo requiere únicamente de la impedancia de Thevenin.

Para calcular la impedancia equivalente de Thevenin, se acumula las impedancias de las líneas y las admitancias de las cargas en el nodo siguiente al que se encuentra conectado el DG, como se muestra en la figura 4.

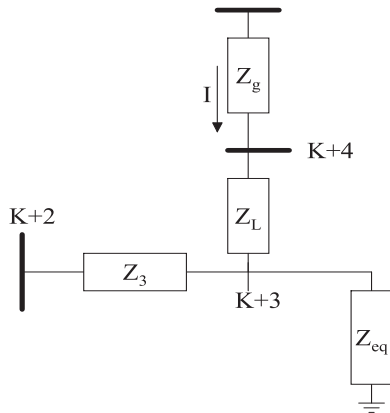


Figura 4: Circuito equivalente cálculo admitancia equivalente de Thevenin.

Fuente. Elaboración propia.

La impedancia de Thevenin se calcula a partir de la ecuación 1.

$$Z_{th} = [Z_{eq} // (Z_g + Z_L) + Z_3] \quad (1)$$

Donde Z_g es la impedancia del generador distribuido

2.1.2. Fallas para zonas no radiales del circuito.

Para las zonas no radiales es necesario incluir el efecto del generador distribuido en el equivalente de Thevenin. Lo anterior se realiza con base en la figura 5.

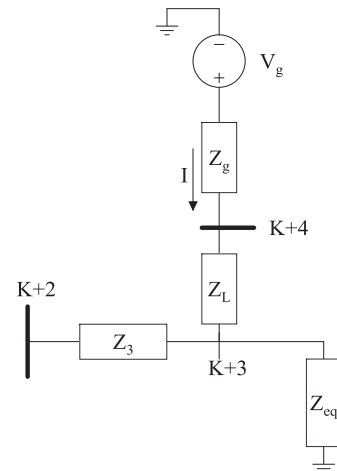


Figura 5: Circuito equivalente cálculo tensión de Thevenin.

Fuente. Elaboración propia.

Donde:

Z_{eq} es la impedancia equivalente,
 Z_g es la impedancia interna del generador distribuido,
 V_g es la tensión del generador distribuido,
 I es la corriente del generador distribuido.

Inicialmente se debe calcular la tensión del generador distribuido como se presenta en la ecuación (2); con esta tensión es posible calcular la corriente que está aportando el generador distribuido al sistema de distribución como se presenta en (3). Finalmente, el cálculo de la tensión de Thevenin se presenta en la ecuación (4).

$$V_g = V_{prefalla} + I_{prefalla} * Z_g \quad (2)$$

$$I = \frac{V_g}{Z_g + Z_L + Z_{eq}} \quad (3)$$

$$V_{th} = I * Z_{eg} \quad (4)$$

Para determinar la corriente del equivalente I_{K+1} y la distancia a la falla x se tiene el siguiente algoritmo:

- Se asume un valor inicial para la corriente del equivalente $I_{K+1} = I_{pDG}$, donde I_{pDG} es la corriente de prefalla medida en el DG.
- Se calcula la corriente por la falla mediante la ecuación (5).

$$I_f = I_{Fk} + I_{eq} \quad (5)$$

- Se determina la distancia a la falla.

Para el caso de una falla monofásica comprendida entre el nodo k y $k + 1$, como la que se presenta en la figura 6, y aplicando la primera y segunda ley de Kirchhoff

se obtiene la distancia a la falla como se presenta en la ecuación (6).

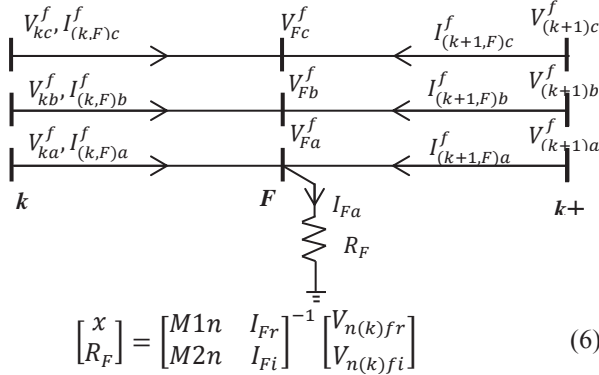


Figura 6: Modelo simplificado falla monofásica.

Fuente. Elaboración propia.

Donde:

$M1n$ y $M2n$ son respectivamente (7) y (8).

$$M1n = \sum_{W=a,b,c} (Znw_r \times I_{w(k)fr} - Znw_i \times I_{w(k)fi}) \quad (7)$$

$$M2n = \sum_{W=a,b,c} (Znw_r \times I_{w(k)fi} + Znw_i \times I_{(M-N)i} \times I_{w(k)fr}) \quad (8)$$

Donde:

n : Fase en falla.

Znw : Impedancia de la línea comprendida entre los nodos k y $k+1$.

$I_{w(k)f}$: Con w variando entre a , b y c , esta variable es la corriente de falla de cada una de las fases vistas en el nodo k (de envío).

I_{Fr} e I_{Fi} : Componentes real e imaginaria respectivamente de la corriente que circula por el elemento que establece el camino eléctrico entre la fase involucrada y tierra. $I_f = I_{fk} + I_{k+1}$

$V_{n(k)f}$: Tensión de falla en la fase n , visto en el nodo k de la sección de línea analizada.

2.2. Modelo estático de carga ZIP

El modelo estático de carga puede ser expresado matemáticamente como se presenta en la ecuación (9) [Srinivasan & St-Jacques, 1989].

$$Y_r = \left(Gr \left| \frac{V_{fr}}{V_{rn}} \right|^{np-2} + jBr \left| \frac{V_{fr}}{V_{rn}} \right|^{nq-2} \right) \quad (9)$$

Donde:

Y_r es la admitancia de carga,

G_r Constante proporcional de la conductancia de carga,

B_r Constante proporcional de la susceptancia de carga,

V_{fr} Voltaje de falla en el nodo de recibo,

V_{rn} Voltaje nominal en el nodo de recibo,

Las variables n_p y n_q representan los valores conocidos para tres tipos de cargas diferentes, así:

$n_p = n_q = 0$	Potencia constante
$n_p = n_q = 1$	Corriente constante
$n_p = n_q = 2$	Impedancia constante

Si existe una falla en el sistema de distribución, se debe de verificar el comportamiento de la carga en el momento que ésta existió y ese es el aporte del modelo que se utiliza para la representación de la carga, en el método de localización propuesto.

3. RESULTADOS

3.1. Descripción del sistema de prueba

La validación de la metodología propuesta se realizó a través del circuito IEEE de 34 nodos de 24,9kV. Este sistema presenta diferentes tipos de cargas como de impedancia constante, corriente constante y potencia constante y en el nodo 840 se encuentra el generador distribuido.

El diagrama esquemático del sistema sobre el cual se realizaron las simulaciones, representado en ATP [Scott & Tsu, 1995], se muestra en la figura 7.

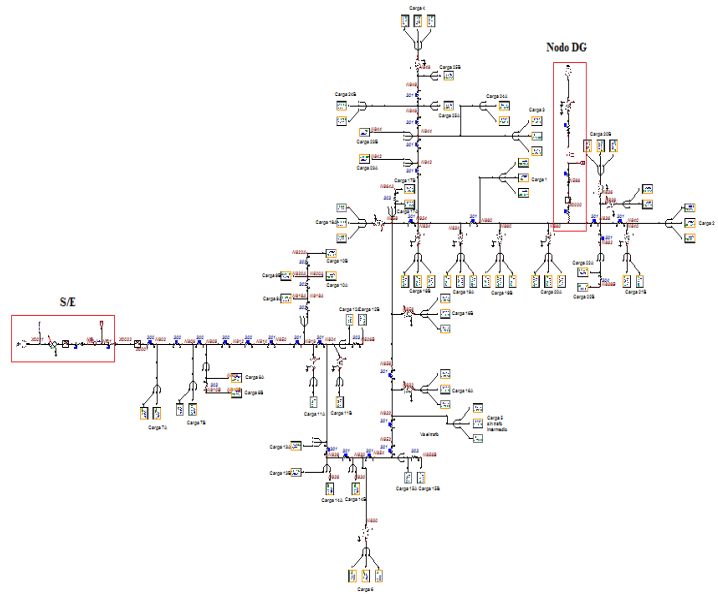


Figura 7: Sistema de prueba IEEE 34 nodos. Simulado en el software ATPDraw

Fuente. Elaboración propia.

Se simularon fallas monofásicas, por ser las de mayor ocurrencia en los sistemas de distribución, en diferentes nodos del sistema, para validar el método, considerando resistencia de fallas entre 0-15Ω.

3.2. Análisis de resultados

El desempeño del método se mide a través del indicador de error definido en la ecuación (10).

$$Error[\%] = \frac{D_{Real} - D_{Calculada}}{L_{Total}} \times 100 \quad (10)$$

Donde:

D_{Real} : Es la distancia real al punto de falla.

$D_{Calculada}$: Distancia calculada.

L_{Total} : Distancia total del radial sobre el cual se realizó la simulación.

En la tabla 1 se presenta el desempeño de la metodología, para resistencia de falla de 0,005[Ω]. Se puede evidenciar que el error mejora cuando se utiliza el modelo de carga ZIP propuesto.

Rf=0,005[Ω]	Nodo	Error con modelo ZIP [%]	Error con modelo Zcte [%]
	834	0,062	0,115
	858	0,102	0,156
	832	0,132	0,187
	852	0,132	0,187
	854	0,327	0,381
	830	0,328	0,383
	828	0,413	0,466
	824	0,416	0,470
	816	0,455	0,508
	850	0,462	0,515
	814	0,462	0,515
	812	0,469	0,518
	808	0,461	0,506
	806	0,448	0,484
	802	0,460	0,497

Tabla 1: Errores en localización ante Rf de 0,005 [Ω].

Fuente. Elaboración propia

En la tabla 2 se presenta los errores obtenidos para una resistencia de falla de 10Ω. Para este caso se presentó un error máximo de 1,322%, mejorando en todos los casos.

Rf=10 [Ω]	Nodo	Error con modelo ZIP [%]	Error con modelo Zcte [%]
	834	0,882	1,382
	858	0,929	1,429
	832	0,955	1,460
	852	0,955	1,460
	854	1,174	1,679
	830	1,176	1,680
	828	1,279	1,789
	824	1,284	1,794
	816	1,318	1,818
	850	1,322	1,821
	814	1,322	1,821
	812	1,292	1,775
	808	1,244	1,705
	806	1,211	1,664
	802	1,213	1,362

Tabla 2: Errores en localización ante R_f de 10 [Ω].

Fuente. Elaboración propia.

Los resultados obtenidos para una resistencia de falla de 15 Ω, permiten afirmar que el método tiene un buen comportamiento. En la tabla 3 se presenta la comparación entre el método de localización con el modelo estático de carga y con el modelo tradicional de Z constante (Zcte).

Rf=15[Ω]	Nodo	Error con modelo ZIP [%]	Error con modelo Zcte [%]
	834	1,152	1,382
	858	1,201	1,429
	832	1,233	1,460
	852	1,233	1,460
	854	1,450	1,679
	830	1,452	1,680
	828	1,558	1,789
	824	1,563	1,794
	816	1,594	1,818
	850	1,596	1,821
	814	1,597	1,821
	812	1,562	1,775
	808	1,498	1,705
	806	1,460	1,664
	802	1,362	1,392

Tabla 3: Errores en localización ante R_f de 15 [Ω].

Fuente. Elaboración propia.

Finalmente, como se aprecia en todos los casos, el error disminuye para el sistema de prueba seleccionado y en caso de fallas monofásicas. En estas circunstancias, se puede afirmar que la inclusión de un modelo sencillo que mejor represente la carga, es adecuado para conservar los márgenes de error dentro de límites aceptables. Una dificultad especial de este método, está asociada con el requerimiento de información del tipo de carga que se tiene en el sistema real, lo cual no siempre está disponible para todas las cargas.

4. CONCLUSIONES

En este artículo se presentó un método de localización de fallas en sistemas eléctricos de distribución con presencia de generación distribuida, donde se requiere las medidas de tensión y corriente tanto en la subestación como en el generador distribuido para encontrar la distancia a la falla.

Para mejorar el desempeño del método de localización se consideró el modelo estático de carga ZIP. A partir de la investigación realizada y tal como se muestra en este artículo, se puede evidenciar que los resultados obtenidos mejoran al utilizar el modelo propuesto, con respecto a los que se obtienen cuando se utiliza el modelo de impedancia constante.

Finalmente, este tipo de aproximaciones permiten mejorar los métodos de localización de fallas y así mejorar los índices de continuidad de suministro de los operadores de red.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo se realizó en el Grupo de Investigación en Calidad de Energía Eléctrica y Estabilidad (ICE3) financiado por la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP) y por medio del proyecto de investigación “Desarrollo de localizadores robustos de fallas paralelas de baja impedancia para sistemas de distribución de energía eléctrica -LOFADIS2012-”, contrato 0977-2012, financiado por Colciencias.

REFERENCIAS

- C37.114-2004 - IEEE Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines. IEEE, 2004, pp:3-9.
- Nunes, J.U.N.; Bretas, A.S. “*An extended fault location formulation for unbalanced distribution feeders with distributed generation*” 2010 Proceedings of the International Symposium on Modern Electric Power Systems (MEPS), 2010, pp: 1 – 6
- Orozco Henao C., Mora Flórez J., Pérez Londoño S. “*A robust method for single phase fault*

- location considering distributed generation and current compensation*”, IEEE Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA) 2012.
- Scott-Meyer W., Tsu-Huei L. “*EMTP theory book*”. 1995. Pp:67-101.
- Srinivasan, K. and St-Jacques, A., “*A New Fault Location Algorithm for Radial Transmission Line with Loads*”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 3, July 1989. pp. 1676- 1682
- Valencia J, “*Desarrollo de un método basado en el modelo del sistema (MBM), para localizar fallas en sistemas de distribución de energía con generación distribuida*”. Tesis, Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia 2013.