



**MINIMIZACIÓN DEL COSTO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ZONAS  
FRANCAS DE COLOMBIA**

**ING. ALEXIS CASTILLO SAUZA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOMECAÑICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y  
TELECOMUNICACIONES  
MAESTRIA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA  
BUCARAMANGA  
2012**

**MINIMIZACIÓN DEL COSTO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ZONAS  
FRANCAS DE COLOMBIA**

**TRABAJO DE INVESTIGACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
MAGÍSTER EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**AUTOR:  
ING. ALEXIS CASTILLO SAUZA**

**DIRECTOR:  
ING. RUBEN DARIO CRUZ RODRIGUEZ, M.SC., PH.D.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOMECAÑICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y  
TELECOMUNICACIONES  
MAESTRIA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA  
BUCARAMANGA  
2012**

# A

*Dios, El Todo Poderoso y Eterno, Gracias Señor...*

*Mi madre Rosalía, mamita querida, la quiero con todo mi corazón.*

*Mi padre, Luis Gerardo, lo quiero mucho, es un gran padre...*

*Maye, el amor de mi vida, quien me ha enseñado por lo menos la mitad de las cosas valiosas que he aprendido...*

*Dani y Cata, mis hijos hermosos, junto con mi esposa, mi familia, mi vida, mi todo y mi refugio encantado...*

*Mis hermanas, Lucita y Sarita... las quiero con todo mi corazón...*

*Mis grandes amigos: William Carvajal, Cesar Duarte, Jorge Luis Angarita, Javier Gómez, Miguel Darío Rodríguez, Jorge Ruiz, Eduardo Mayorga, Edgar Alvarez, Armando Beltrán, Alvaro Viviescas...*

## **AGRADECIMIENTOS**

El autor expresa sus agradecimientos a:

La Universidad Industrial de Santander por la oportunidad ofrecida para la realización de los estudios de posgrado.

Dr. Rubén Darío Cruz Rodríguez, Director del trabajo de investigación, por su amistad, excepcional dirección, valiosos aportes y la confianza depositada.

Dr. Rodolfo Villamizar Mejía, Coordinador Académico de Posgrados, por su amistad y gran colaboración.

Dr. Gilberto Carrillo, Dr. Gerardo Latorre, Dr. Gabriel Ordoñez y Dr. Gabriel Plata excepcionales profesores y mejores personas.

Dr. Juan Pablo Rivera, Dr. Alvaro Muñoz, Dr. Orlando Vargas, directivos y funcionarios de la Zona Franca de Bogotá S.A., Desarrolladora de Zonas Francas S.A. y la Copropiedad ZFB.

Ingeniero Ignacio Eugenio Posada, ejecutivo del más alto nivel, gran amigo e incansable colaborador. Un verdadero honor contar con su amistad y ayuda.

Los profesores y personal administrativo de la E3T, por su gran colaboración.

Compañeros y amigos de la maestría, por los buenos consejos y el ánimo de siempre y a todas aquellas personas que involuntariamente he omitido, pero no por ello menos importantes, que de manera directa o indirecta contribuyeron a la realización del presente trabajo.

## TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN .....	14
1.1	MOTIVACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN .....	14
1.2	OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN .....	16
1.2.1	Objetivo general.....	16
1.2.2	Objetivos específicos.....	16
1.3	REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	17
1.3.1	Gestión de la energía por parte de consumidores industriales .....	17
1.3.2	Métodos matemáticos de optimización .....	19
1.3.3	Predicción de precios de mercado de la energía .....	19
1.4	ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO .....	21
2	LA ENERGÍA ELÉCTRICA PARA LAS ZONAS FRANCAS EN COLOMBIA .....	23
2.1	COSTO Y TARIFA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.....	23
2.1.1	La contribución en el sector eléctrico colombiano .....	24
2.1.2	Costo de la energía eléctrica servida a una Zona Franca .....	26
2.1.3	Costo de la energía eléctrica no servida a una Zona Franca .....	27
2.1.4	Costo total de la energía eléctrica para una Zona Franca .....	30
2.1.5	Tarifa de la energía eléctrica para una Zona Franca .....	30
2.2	LAS ZONAS FRANCAS Y LA ENERGÍA ELÉCTRICA .....	33
2.2.1	Las Zonas Francas en el mundo, generalidades y actualidad .....	33
2.2.2	Historia de las Zona Francas en Colombia .....	34
2.2.3	El nuevo régimen: Auge de Zona Francas en Colombia .....	36
2.2.4	Tipos de Zonas Francas en Colombia .....	37
2.2.5	Clasificación de las empresas en las Zonas Francas en Colombia ...	38
2.2.6	Beneficios del régimen Zona Francas en Colombia .....	39
2.2.7	Requisitos del régimen Zona Francas en Colombia .....	42
2.2.8	Importancia de la energía eléctrica para las Zonas Francas .....	45
2.2.9	Regulación eléctrica para las Zona Francas en Colombia.....	47
2.3	FORMAS DE ADQUISICIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA PARA LAS ZONAS FRANCAS .....	48
3	ALTERNATIVAS PARA MEJORAR LOS COSTOS Y LAS TARIFAS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA .....	52
3.1	CONSIDERACIONES GENERALES .....	52
3.2	ALTERNATIVAS PARA DISMINUIR LA TARIFA DE LA ENERGÍA.....	52
3.3	ALTERNATIVAS PARA DISMINUIR EL COSTO .....	53
3.4	DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS .....	54
3.4.1	Eliminación de la contribución del 20% .....	55
3.4.2	Contratación óptima.....	58
3.4.3	Conexión de la frontera comercial a un nivel de tensión superior .....	60
3.4.4	Zona Franca Permanente de Generación de Energía .....	63
3.4.5	Comercializadora de energía propia.....	68

3.4.6	Gestión de la demanda.....	71
3.4.7	Instalación de una segunda acometida (frontera comercial) .....	74
3.4.8	Autogenerar o Cogenerar .....	76
3.4.9	Mercado de Derivados de Commodities energéticos - Derivex .....	80
3.4.10	Combinación de alternativas .....	82
3.5	DETERMINACIÓN DE LA ALTERNATIVA A MODELAR .....	83
4	MODELO DE MINIMIZACIÓN DE COSTOS DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA UNA ZONA FRANCA DE COLOMBIA.....	84
4.1	CONSIDERACIONES GENERALES .....	84
4.2	FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	85
4.2.1	Función objetivo.....	85
4.2.2	Restricciones .....	95
4.3	CONSTRUCCIÓN DEL MODELO.....	102
4.3.1	Consideraciones generales .....	102
4.3.2	Supuestos en los que se basa el modelo .....	104
4.3.3	Entradas del modelo.....	105
4.3.4	Salidas del modelo .....	107
5	EJECUCIÓN DEL MODELO Y ANÁLISIS DE ESCENARIOS .....	108
5.1	CONSIDERACIONES GENERALES .....	108
5.2	PROYECCIONES DE LA DEMANDA .....	108
5.3	PROYECCIONES DE LOS PRECIOS DEL MERCADO.....	110
5.4	PROYECCIONES DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL TÉRMICA.....	112
5.5	RESULTADOS Y ANÁLISIS .....	113
5.5.1	Análisis de resultados en el año base .....	113
5.5.2	Extensión del modelo en el largo plazo .....	118
6	CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO.....	124
6.1	CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS Y PRODUCTOS OBTENIDOS.....	124
6.2	CONCLUSIONES RELEVANTES.....	126
6.3	APLICACIONES Y FUTUROS DESARROLLOS .....	128
6.4	APORTES .....	130
7	BIBLIOGRAFÍA .....	132
	ANEXOS .....	138

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Requisitos en inversión y empleo para una empresa que se quiera instalar en una Zona Franca Permanente.....	43
Tabla 2. Requisitos en inversión y empleo para una empresa que se quiera instalar en una Zona Franca Permanente Especial (uniempresarial) como usuario industrial de bienes .....	45
Tabla 3. Requisitos en inversión y empleo para una empresa que se quiera instalar en una Zona Franca Permanente Especial (uniempresarial) como usuario industrial de servicios .....	45
Tabla 4. Opciones de compra de energía para una Zona Franca.....	48
Tabla 5. Valoración de la eliminación de la contribución del 20%.....	57
Tabla 6. Valoración de la contratación óptima.....	60
Tabla 7. Valoración de la conexión de la frontera comercial a un nivel de tensión superior .....	63
Tabla 8. Valoración de la Zona Franca Permanente de Generación de Energía ..	68
Tabla 9. Valoración de la Comercializadora de energía propia .....	70
Tabla 10. Valoración de la Gestión de la Demanda .....	74
Tabla 11. Valoración de la conexión de la instalación de una segunda acometida (Frontera Comercial) .....	76
Tabla 12. Valoración de la autogeneración .....	79
Tabla 13. Valoración de Derivex .....	82
Tabla 14. Demandas horarias en MW del mes 1 (enero) del año base (2011) ...	109
Tabla 15. Factores multiplicadores mensuales de la demanda.....	110
Tabla 16. Escenarios de crecimiento interanual agregado de la demanda de una Zona Franca – BPO&O .....	110
Tabla 17. Precios horarios de mercado en MCOP/MW del mes 1 (enero) del año base (2011) .....	111
Tabla 18. Factores multiplicadores del precio mensual.....	111
Tabla 19. Factores de crecimiento interanual de los precios del mercado en %.	112
Tabla 20. Escenarios de crecimiento de precio de combustible primario en %...	112
Tabla 21. Parámetros técnicas de desempeño de la central de autogeneración	112
Tabla 22. Linealización de la función de costos de generación .....	113
Tabla 23. Resultados de explotación para día representativo de enero de 2011	114
Tabla 24. Costos en la operación conjunta de una central de auto-generación y compras en el mercado (mes 1, año base).....	115
Tabla 25. Costos de adquisición de la energía requerida por la ZFB, comprando en mercado y autogenerando.....	119
Tabla 26. Costos de adquisición de la energía requerida por la ZFB, comprando en el mercado.....	119
Tabla 27. Beneficio anual de la producción de energía usando autogeneración	120
Tabla 28. Resultados del escenario medio largo plazo .....	122
Tabla 29. Resultados del escenario optimista de explotación .....	122
Tabla 30. Resultados del escenario pesimista de explotación .....	122

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Sistema de nodo único Zona Franca Permanente (multiempresarial)....	86
Figura 2. Aproximación cuadrática de los costos de producción de una planta de generación.....	89
Figura 3. Aproximación lineal por tramos de los costos de producción de una planta de generación.....	90
Figura 4. Aproximación por bloques de los costos de producción de una planta de generación.....	92
Figura 5. Bloque marginal $Pb(b,t)$ en la hora de operación $t$ .....	93
Figura 6. Curva de demanda horaria de una Zona Franca Permanente (multiempresarial).....	96
Figura 7. Entradas al modelo de la aproximación por bloques.....	106
Figura 8. Consumo horario del mes 1 (enero) del año base (2011).....	109
Figura 9. Perfil del comportamiento de los precios de mercado asumido .....	111
Figura 10. Atención de la demanda por tipo de fuente, año base (2011).....	116
Figura 11. Beneficio en el costo de explotación considerando la autogeneración en una Zona Franca .....	117
Figura 12. Caldera acuotubular de parrilla viajera.....	141
Figura 13. Caldera acuotubular de carbón pulverizado.....	144
Figura 14. Caldera acuotubular de lecho fluidizado .....	145

## ANEXOS

A. TECNOLOGÍAS PARA AUTOGENERAR O COGENERAR .....	138
A1 MOTOGENERADORES A GAS .....	138
A2 TURBINAS A GAS .....	138
A3 PLANTA DE CICLO COMBINADO A GAS.....	139
A4 CENTRALES A VAPOR .....	139
B. POSIBILIDAD DE COGENERAR EN UNA ZONA FRANCA .....	146
C. OPCIONES DE UNA ZONA FRANCA DE PARTICIPAR EN DERIVEX.....	149
C1 ASPECTOS GENERALES.....	149
C2 ANÁLISIS DE ALGUNOS ESCENARIOS.....	150

## RESUMEN

**TÍTULO:**

MINIMIZACIÓN DEL COSTO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ZONAS FRANCAS DE COLOMBIA\*

**AUTOR:**

ALEXIS CASTILLO SAUZA \*\*

**PALABRAS CLAVE:**

Tarifa, costo, energía, Zonas Francas, competitividad.

**DESCRIPCIÓN:**

El costo de la energía eléctrica para las Zonas Francas en Colombia, áreas establecidas para estimular y atraer inversión al país, se ha incrementado sustancialmente en los últimos años, disminuyendo la competitividad de las empresas instaladas en estos polos estratégicos de desarrollo.

Por consiguiente, en este trabajo de investigación se han planteado y revisado alternativas para minimizar los costos de la energía, tales como la eliminación de la contribución, una contratación óptima, la posibilidad de conexión de la frontera comercial a un nivel de tensión superior, la creación de una zona franca permanente de generación y una comercializadora de energía propia, gestión de la demanda, instalación de una segunda frontera comercial, autogeneración o cogeneración, participación en el mercado de derivados de *commodities* energéticos y una combinación de estas posibilidades dentro del contexto de los regímenes eléctrico y franco.

Con base en lo anterior, se ha seleccionado una condición hipotética genérica de operación que considera el abastecimiento de energía para una Zona Franca de dos fuentes: una planta de autogeneración y la conexión existente al Sistema Interconectado Nacional. Bajo estas condiciones generales se ha formulado un problema de minimización de costos que modeló matemáticamente esta situación para su solución. Como herramientas computacionales se han usado el Sistema General de Modelamiento Algebraico - GAMS - y MATLAB.

Con la herramienta matemática desarrollada se han ejecutado varios escenarios en un periodo de 10 años, considerando proyecciones de la demanda de una Zona Franca, de los precios de mercado y el combustible requerido por la planta de autogeneración. Los resultados muestran que es posible para una Zona Franca configurar y gestionar una condición de operación de su sistema que le permita obtener menores costos de energía eléctrica para abastecer las empresas instaladas en el parque industrial y de esta forma aumentar su competitividad.

---

\* Trabajo de investigación

\*\* Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas, Maestría en Ingeniería Eléctrica, Rubén Darío Cruz Rodríguez, PhD

## ABSTRACT

**TITLE:**

MINIMIZATION OF ELECTRICAL ENERGY COST IN COLOMBIA FREE TRADE ZONES \*

**AUTHOR:**

ALEXIS CASTILLO SAUZA \*\*

**KEY WORDS:**

Tariff, costs, energy, Free Trade Zones, competitively

**DESCRIPTION:**

The cost of electricity for Free Trade Zones in Colombia, areas established to promote and attract investment to the country, have increased substantially in recent years, decreasing the competitiveness of firms in these strategic poles of development.

For that reason, in this research have been posed and reviewed alternatives to minimize energy costs, such as the elimination of the contribution, an optimal contract, the connectivity of the border trade at a level of tension higher, the option to create a permanent zone of generation and energy trading itself, demand management, installation of a second feeder, self-generation or cogeneration, participation in the derivatives market energy commodities and a combination of these possibilities within the context of electrical and free trade regulation, considering particularly those that would establish an active and independent management, to the greatest extent possible, by a Free Zone.

Based on the above, has been selected a generic hypothetical condition of operation that considers the energy supply to an FTZ from two sources: a self-generation plant and the connection to the National Interconnected System. Under these conditions has been formulated a minimization problem mathematically modeled costs for this solution. As a computational tool for solving the proposed model has been used Algebraic Modeling System General - GAMS - with the help of MATLAB to speed data entry.

With the mathematical tool developed have been implemented several scenarios, for the posed situation, for a period of 10 years, considering projections: the demand for an Free Trade Zone, the market prices and the fuel required for generation on site. The corresponding results show that it is possible for a Zone set up and manage an operating condition of its system that allows for lower energy costs to supply firms located in the industrial park and thus increase their competitiveness.

---

\* Research Work

\*\* Physical Mechanics Engineering Faculty, Master in Electrical Engineering, Rubén Darío Cruz Rodríguez, PhD

# 1 INTRODUCCIÓN

## 1.1 MOTIVACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La restructuración del sector eléctrico colombiano, cuyas bases están plasmadas en las Leyes 142 y 143 de 1994 [1], [2], se ha caracterizado por la significativa mejoría en cuanto a confiabilidad y calidad del suministro de la energía para los diversos sectores que la demandan, en comparación con lo que se experimentaba antes de la implementación de estas normas [3]. No obstante, se han identificado algunos efectos negativos en cuanto a la competitividad del sector debido al cada vez mayor costo asociado al suministro de energía eléctrica que vienen asumiendo en los últimos años las diversas empresas del país [3]. Así mismo, las mayores exigencias en cuanto a confiabilidad en la continuidad del suministro y la misma calidad de la potencia eléctrica entregada son factores que inciden en el costo final que debe asumir el sector productivo de bienes y servicios del país.

La competitividad de los precios de la energía eléctrica en Colombia podría enmarcarse dentro de dos contextos amplios y mutuamente relacionados: el primero, en el del mismo mercado de energía mayorista, en donde está asociada principalmente con la capacidad de los diferentes agentes de maximizar sus beneficios propios, restringido este propósito por unas normas establecidas regulando la competencia entre estos (principalmente en las actividades de generación y comercialización), de tal forma que proporcionen, en términos idealistas, costos por kWh lo más bajos posibles para los usuarios, demandantes finales del servicio. El segundo contexto en el cual pueden realizarse análisis acerca de la competitividad es en el del mercado general de bienes y servicios, en donde la energía eléctrica más que un servicio público, es un insumo de producción, cuya tarifa o costo impacta directamente sobre la competitividad de

las empresas colombianas (en algunas más que en otras), inmersas en un entorno globalizado, en lo referente a la comercialización y venta de sus productos.

La competitividad de una organización de carácter industrial, ya sea de bienes o de servicios, está necesariamente ligada a los costos en los que deba incurrir para generar su producto (o servicio) final. En general, el sector industrial colombiano produce bienes o servicios transables que afrontan, tanto hoy en día como en el futuro cercano, una fuerte y cada vez más dura competencia en los mercados locales y en los internacionales [3].

La estructura de costos de producción, en un escenario globalizado y competitivo, lleva a los industriales hacia aquellos países y/o regímenes que cuenten con mayores ventajas. Es así como, desde el punto de vista del costo de la energía, algunos productos o servicios que requieren de procesos demandantes de gran cantidad de potencia eléctrica y que sirven de materia prima para otros eslabones de la industria, terminan siendo importados al país con menores costos. Igualmente, empresas que cuentan con presencia industrial en diferentes países prefieren, como es obvio, producir sus bienes en aquellos territorios donde su estructura de costos sea inferior. Este aspecto es de trascendental importancia y que requiere de esfuerzos a nivel investigativo ya que es uno de los pilares fundamentales sobre los cuáles se basa la búsqueda de la ambiciosa meta planteada por el gobierno nacional en cuanto a competitividad, la cual establece que: “En 2032 Colombia será uno de los tres países más competitivos de América Latina, tendrá un elevado nivel de ingreso por persona equivalente al de un país de ingresos medios altos, a través de una economía exportadora de bienes y servicios de alto valor agregado e innovación, con un ambiente de negocios que incentive la inversión local y extranjera, eleve la calidad de vida y reduzca sustancialmente los niveles de pobreza” [4].

Es claro entonces que el costo de la energía eléctrica en Colombia es un factor de preponderante importancia para el sector productivo en general y para las Zonas Francas particularmente, éstas últimas constituidas como polos estratégicos de desarrollo industrial a nivel nacional. La competitividad de las empresas que se han acogido a este régimen franco, con unos compromisos relevantes tanto en inversión como en generación de empleo, redundan en beneficios de diversa índole para el país. Siguiendo esta premisa en este trabajo se revisan los aspectos directamente relacionados tanto con el costo/tarifa de la energía para las Zonas Francas como con las alternativas disponibles para minimizarlo.

En consecuencia, el presente trabajo de investigación se ha desarrollado fundamentalmente en el marco del segundo contexto de análisis planteado anteriormente (la energía eléctrica como insumo de producción), considerando en detalle los aspectos fundamentales que determinan la viabilidad de una alternativa para mejorar las tarifas o costos de la energía eléctrica en una o varias Zonas Francas de Colombia.

## **1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **1.2.1 Objetivo general**

Estructurar una alternativa, con ámbito de aplicación nacional, para una o varias Zonas Francas de Colombia, mediante la cual se determine la viabilidad de minimizar los costos de la energía eléctrica que actualmente pagan las empresas establecidas en estos parques industriales.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

1. Estudiar las figuras de negociación usadas para la contratación del suministro de energía de las Zonas Francas en Colombia y las componentes de la tarifa que se aplica a estos parques industriales, es decir: generación, transmisión,

distribución, comercialización y otros (pérdidas, restricciones, contribuciones e impuestos).

2. Plantear y definir opciones viables para disminuir el costo total de la energía y de las componentes de la tarifa aplicada a las Zonas Francas de Colombia, donde sea posible, considerando las oportunidades que ofrece el régimen franco en donde apliquen.
3. Definir las condiciones y alcances de una alternativa que permita obtener el escenario más favorable posible – mínimo óptimo – en cuanto a los costos de energía de una o varias Zonas Francas de Colombia.

### **1.3 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA**

#### **1.3.1 Gestión de la energía por parte de consumidores industriales**

La participación activa de un gran consumidor del servicio de energía, con el propósito principal de minimizar los costos de este insumo de producción, implica necesariamente la estructuración de herramientas de apoyo para gestionar de forma óptima la operación de su instalación y la contratación de la energía [5]. La formulación de modelos de optimización que ayuden a los consumidores a realizar una gestión energética adecuada es una necesidad que requiere una mayor atención en el estado actual de los mercados de energía [6]. A nivel de usuarios industriales se han desarrollado principalmente modelos matemáticos para plantas de cogeneración [7-11]. En cuanto a la optimización del consumo de energía y la gestión de la carga las primeras investigaciones se desarrollaron en los años 80 [12]. Los grandes consumidores de energía tienen la tendencia a tomar ventaja de los incentivos económicos cambiando sus curvas de demanda ante los altos precios de la energía básicamente de dos formas: instalando una planta propia de generación de energía en sitio o trasladando las cargas a las horas en las cuales

los precios de la energía son más bajos [13], [14]. Los beneficios potenciales de la generación en sitio son: impacto directo sobre los precios de la energía, no pago de transmisión y distribución, aprovechamiento energético combinado y flexibilidad de combustibles, mejora de la calidad de potencia y energía confiable, entre otras [15], [16], [17], [18].

Existe una marcada tendencia de los consumidores industriales a instalar sus generaciones en sitio con capacidades de cogeneración (generación combinada de calor y potencia), ya que de esta forma se mejoran notablemente las eficiencias, las cuales pueden estar esta típicamente entre el 75% y el 90%, lo que la hace una opción muy viable de producción de energía, más aún con precios altos de energía del mercado [14], [19], [20], [21], [22], [23], [24]. La operación óptima de estos sistemas de cogeneración es estudiada en [22-24] dentro del contexto de los mercados de energía competitivos. En estos estudios los modelos de optimización están desarrollados para decidir en el mediano y largo plazo opciones de contratación para los propietarios de la planta. La programación de operación en el corto plazo de estos sistemas considerando precios de mercado de la energía no es tratada en estas referencias bibliográficas.

En general puede advertirse en la revisión bibliográfica que existe un gran aporte de estudios desarrollados específicamente para los agentes generadores de los mercados energía a nivel global principalmente con el objetivo de maximizar sus beneficios propios [25], [26], [27], [28], [29], [30], [31], [32]; situación que es totalmente justificable ya que la producción de energía es el *core business*<sup>1</sup> de este tipo de empresas que invierten gran cantidad de recursos para mejorar su capacidad de aumentar sus ingresos. Esta literatura es de gran relevancia ya que estos modelos, que cuentan con un grado importante de sofisticación y desarrollo, pueden adaptarse al contexto de los grandes consumidores de energía con plantas de autogeneración o cogeneración.

---

<sup>1</sup> Actividad principal de una organización empresarial.

### **1.3.2 Métodos matemáticos de optimización**

En la literatura revisada se pueden distinguir tres tipos de funciones objetivos, esto es, criterios para la toma de decisiones, en los modelos de optimización propuestos: minimización de costos [33], [24], maximización del beneficio [34], [26] y una combinación de objetivos mediante el uso de la optimización multi-objetivo [35], [36]. Para lograr lo anterior se han identificado diversas técnicas, cuya aplicación depende en gran medida de la formulación del modelo de optimización, dentro de las cuales están, la programación lineal [37], [38], [39], [40], [41], [42]; la programación lineal entera mixta [43], [44], [45], [26] en donde las variables enteras son utilizadas para caracterizar el funcionamiento de equipos y éste es modelado por funciones poligonales, usando así mismo variables binarias para determinar los arranques y las paradas; la programación no lineal [25], [46], [47], [48], [11], [49] en donde las funciones no lineales se usan en el modelado de los equipos, los costos de arranque y parada y el costo de almacenamiento de la energía térmica; los métodos heurísticos [50] que acuden a una metodología iterativa por la cual se determina el reparto óptimo de energía eléctrica considerando cogeneración y compras de energía al mercado; y los algoritmos genéticos [51] en donde se emplea esta técnica para resolver un despacho económico entre cogeneradores, modelados mediante funciones cuadráticas entre la entrada de combustible y las salidas de vapor y energía.

### **1.3.3 Predicción de precios de mercado de la energía**

La predicción de los precios de la energía en los mercados eléctricos es un área de investigación relativamente nueva en comparación con el problema de la proyección de la demanda [52]. La relación entre los precios de mercado de la energía y la demanda no es clara del todo de acuerdo con un análisis realizado por Tomsovic *et al.* en [53] para entender este asunto en el mercado de

electricidad de California: este análisis muestra que se requieren numerosos modelos de caracterización para ilustrar una aproximación de esta relación en diferentes situaciones.

Los precios de la energía eléctrica son altamente volátiles con presencia de picos altos y bajos [53], [54], [55], incluso mucho más que los precios de los valores que se transan en los mercados financieros [56]. La volatilidad de los precios de la energía en los mercados eléctricos varía dependiendo del entorno: por ejemplo un estudio realizado por Benini *et al.* [54] muestra que en los mercados eléctricos de California, PJM<sup>2</sup> y España la volatilidad del precio está fuertemente conectada con la capacidad instalada de generación, no obstante las diferentes disposiciones regulatorias pueden hacer que la volatilidad aumente, como en el caso de UK, o disminuya, como en el caso de España: ésto hace que sea muy difícil generalizar un patrón de comportamiento de los precios de energía para todos los mercados eléctricos.

Los precios de mercado de la energía pueden predecirse usando métodos basados en simulación o análisis [58], [59]: los primeros proporcionan un amplio detalle de las fluctuaciones o picos, pero requieren una visión e información muy completa sobre el funcionamiento y operación del sistema eléctrico, por tanto son muy buenos para los grandes agentes y operadores del mercado pero no tan prácticos para los demás participantes; los métodos basados en análisis usan las operaciones históricas del mercado para predecir los precios futuros y suelen ser más prácticos y menos complejos para aplicaciones como las de este trabajo de investigación.

---

<sup>2</sup> El modelo implantado en Pennsylvania, New Jersey y Maryland también conocido como PJM, es el mayor y más sofisticado mercado de electricidad con despacho centralizado de Norte América y el tercero más grande del mundo. Entró en funcionamiento el 1º de abril de 1998, convirtiéndose en el primer operador de sistema independiente de Estados Unidos (US) [57].

Como referencia, existen en la literatura varios intentos de predecir los precios de energía en mercados eléctricos usando, entre otros: redes neuronales y métodos basados en inteligencia artificial [60], [61], [62], [63], [64], [65], [66], [67]; auto regresión integrada de media móvil (ARIMA por sus iniciales en inglés) [66], [68], [69], [70], modelos de regresión dinámica multivariante (DR) [66], [71], función de transferencia multivariante (TF) [66], [71] y entradas/salidas ocultas de Markov [72].

#### **1.4 ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO**

Los fundamentos, análisis de las alternativas, modelo utilizado para la opción que se ha definido como la más viable y los resultados obtenidos, así como las conclusiones y recomendaciones del trabajo de investigación, se han organizado en este documento como se describe a continuación:

En el capítulo 2, se presenta una descripción y formulación matemática básica del costo y la tarifa de la energía eléctrica que deben asumir o pagar hoy en día las empresas instaladas en Zonas Francas en Colombia, considerando algunos aspectos propios de la reglamentación y el desarrollo actual de estos parques industriales. Así mismo, en este capítulo, se aclara la diferencia entre el costo y la tarifa de la energía eléctrica servida a las Zonas Francas por el Sistema Interconectado Nacional así como los escenarios a los cuales pueden acceder y negociar el servicio bajo las condiciones del régimen eléctrico vigente.

En el capítulo 3 se hace una descripción de las alternativas disponibles para mejorar las tarifas y los costos de la energía eléctrica en Zonas Francas de Colombia y se presenta un primer análisis cualitativo-cuantitativo de las mismas. Lo anterior con el fin de determinar la opción más viable, considerando criterios de impacto sobre el costo/tarifa de la energía, autonomía de la implementación, y viabilidad técnica, legal y reglamentaria.

En el capítulo 4, teniendo como referencia los resultados de las distinciones y exámenes hechos en el capítulo 2 y 3, se plantea una formulación matemática de un modelo de minimización de costos de la alternativa que se determinó como la más viable para una Zona Franca de Colombia, de carácter permanente y multiempresarial.

En el capítulo 5 se presentan los escenarios en los cuales se ejecutó el modelo desarrollado, consideraciones para la definición y proyecciones de las entradas, la implantación del mismo y los resultados de los escenarios analizados.

Las conclusiones más relevantes de este trabajo de investigación y las líneas de desarrollo para investigaciones futuras son expuestas en el capítulo 6.

Al final del documento se muestra un listado con las referencias bibliográficas más utilizadas en el planteamiento y elaboración de este trabajo de investigación así como los anexos del documento.

## **2 LA ENERGÍA ELÉCTRICA PARA LAS ZONAS FRANCAS EN COLOMBIA**

### **2.1 COSTO Y TARIFA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA**

Por definición legal, la energía eléctrica en Colombia es un servicio público domiciliario que implica el transporte desde las redes regionales de distribución hasta el domicilio del usuario final, incluida su conexión y medición así como las actividades de generación, comercialización, transformación, interconexión y transmisión eléctrica nacional [1]. En consecuencia, desde su concepción más elemental, puede decirse que el costo total de la energía eléctrica suministrada o servida, bajo las anteriores premisas legales, que debe pagar una Zona Franca en Colombia, como cualquier otro usuario de este servicio público domiciliario, está dado por el producto entre el costo unitario de la cadena del suministro y la cantidad de energía consumida en un periodo de tiempo.

Ahora bien, a nivel reglamentario se define como tarifa de la energía eléctrica al valor resultante de aplicar al costo unitario de prestación del servicio el factor de subsidio o contribución autorizado legalmente, que es en la actualidad del 20%. En el caso de los usuarios de estrato 4 y/o usuarios no residenciales que no son beneficiarios de subsidio, ni están sujetos al pago de contribución, la tarifa corresponde al costo unitario de prestación del servicio [73].

Es decir, la diferencia entre el costo y la tarifa de la energía eléctrica, a la luz de la reglamentación colombiana, está dada en la actualidad por la contribución del 20%.

### **2.1.1 La contribución en el sector eléctrico colombiano**

El esquema general de la contribución definido actualmente en el sector eléctrico colombiano establece tanto aportes como subsidios, que pagan y reciben de forma cruzada los usuarios finales del servicio de energía eléctrica. Los que pagan son los usuarios del servicio de los estratos residenciales 5, 6 y el sector comercial; los industriales pagarán el 10% en el 2011 y 0% a partir del 2012 [74]. Los que reciben, en forma de subsidios, son los estratos residenciales 1, 2 y 3, considerando para lo anterior unos consumos máximos de energía eléctrica que se han definido como de subsistencia – CS [75]. En la actualidad el CS es 173 kWh (para usuarios ubicados en alturas menores a 1,000 msnm) ó 130 kWh/mes (usuarios que consumen energía en alturas mayores a 1,000 msnm).

Entonces, los subsidios se aplican de la siguiente manera: a nivel residencial, el estrato 1 recibe 50% de subsidio sobre su CS; de igual manera el estrato 2 recibe el 40% y el estrato 3 el 15%. Los usuarios de estos tres estratos deben pagar el 100% del costo de la energía que excede su consumo de subsistencia. El estrato 4, el sector oficial y el alumbrado público pagan el 100% del costo unitario de la prestación del servicio, es decir no son beneficiarios del subsidio.

En el año 2009 la Fundación para la Educación Superior y el Desarrollo de Colombia –FEDESARROLLO– definió este sobrecargo como uno de los factores que más impactan negativamente sobre la competitividad del país [3]. Este estudio se estableció que el precio de la energía eléctrica al usuario final no es tan competitivo por problemas asociados a la existencia de contribuciones e impuestos muy altos en el sector, y por algunas decisiones de la regulación que han afectado a otros componentes de la cadena, especialmente transmisión, distribución y comercialización. Ese hecho (la falta de competitividad de la tarifa final), está afectando negativamente las decisiones de nueva inversión, tanto doméstica como extranjera, en las actividades productivas intensivas en el uso de energía eléctrica, con un impacto negativo sobre la competitividad del país, no

solo frente a nuestros principales competidores, sino con respecto a nuestros socios comerciales tan importantes como Estados Unidos. En conclusión, las distorsiones sobre el precio final implican que los proyectos de inversión que no se desarrollan se traducen necesariamente en empleo no generado y, probablemente, en menores exportaciones, con los impactos negativos que esto tiene sobre el crecimiento económico.

A raíz de lo anterior, en diciembre de 2010 se aprobó la ley 1430 de 2010 que en su artículo 2 estableció lo siguiente [74]:

*ARTÍCULO 2. CONTRIBUCIÓN SECTOR ELÉCTRICO USUARIOS INDUSTRIALES. Modifíquese el parágrafo 2 y adiciónese un nuevo parágrafo al artículo 211 del Estatuto Tributario, modificado por el artículo 13 de la Ley 633 de 2000, el cual quedará así:*

*“Parágrafo 2. Para los efectos de la sobretasa o contribución especial en el sector eléctrico de que trata el artículo 47 de la Ley 143 de 1994 se aplicará para los usuarios industriales, para los usuarios residenciales de los estratos 5 y 6, y para los usuarios comerciales, el veinte por ciento (20%) del costo de prestación del servicio.*

*Los usuarios industriales tendrán derecho a descontar del impuesto de renta a cargo por el año gravable 2011, el cincuenta por ciento (50%) del valor total de la sobretasa a que se refiere el presente parágrafo. La aplicación del descuento aquí previsto excluye la posibilidad de solicitar la sobretasa como deducible de la renta bruta. A partir del año 2012 dichos usuarios no serán sujetos del cobro de esta sobretasa. Así mismo, el gobierno establecerá quien es el usuario industrial beneficiario del descuento y sujeto de la presente sobretasa.*

*Parágrafo 3. Para los efectos del parágrafo anterior, el Gobierno Nacional reglamentará las condiciones necesarias para que los prestadores de servicios públicos, a que se refiere el presente artículo, garanticen un adecuado control entre las distintas clases de usuarios del servicio de energía eléctrica.”*

Referente a esta eliminación de la contribución, y en el contexto del estudio presentado en este documento, se considerará para todos los efectos analizados en este trabajo que los Usuarios Operadores de Zonas Francas de los que trata la Resolución CREG 046 de 1996 [76] y por tanto las empresas instaladas en estos parques industriales no serán beneficiarias de esta eliminación.

### **2.1.2 Costo de la energía eléctrica servida a una Zona Franca**

De acuerdo con lo anteriormente expuesto y entendiendo la energía eléctrica servida como la suministrada con el carácter de servicio público domiciliario, según la legislación colombiana, puede decirse que el costo total que por este concepto debe asumir una Zona Franca hoy en día en Colombia es:

$$CTES_{zfi,m} = (CUES_{zfi,m} \cdot 1,20) \cdot QTES_{zfi,m} \quad (1)$$

Donde,

$CTES_{zfi,m}$  : Costo Total de la Energía Eléctrica Servida a la Zona Franca  $zfi$  en el mes  $m$  en COP.

$CUES_{zfi,m}$  : Costo Unitario de la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica – a través de un Comercializador - para la Zona Franca  $zfi$  en el mes  $m$  en COP/kWh.

$QTES_{zfi,m}$  : Consumo Total de Energía Eléctrica Servida medida por el Comercializador para la Zona Franca  $zfi$  en el mes  $m$  en kWh.

En general, el costo unitario de la prestación del servicio de energía eléctrica para una Zona Franca,  $CUES_{zfi,m}$ , es el facturado por el comercializador mediante el cual se haya establecido el acuerdo de suministro correspondiente, ya sea por medio de un contrato bilateral (mercado no regulado) o bajo los lineamientos de un contrato de condiciones uniformes (mercado regulado). Este costo unitario, que contempla la remuneración de todas las actividades de la cadena del suministro del servicio de energía hasta la frontera comercial de una Zona Franca, pudiera llegar a ser variable en el período de facturación dependiendo de las opciones de negociación que se definan u ofrezcan por parte del comercializador, ya sea en el mercado regulado o en el no regulado.

### **2.1.3 Costo de la energía eléctrica no servida a una Zona Franca**

Desde un contexto un poco más amplio, es necesario considerar la calidad del servicio público de la energía eléctrica como un factor que incide directamente en el costo de la misma. La calidad de la energía es un concepto y campo de análisis de gran trascendencia, que ha sido ampliamente estudiado por varios autores [77], [78], [79] pero que no pretende abarcarse con profundidad dentro de este estudio en lo referente a la determinación detallada de los costos asociados a la misma, aunque en general puede decirse que para una Zona Franca como gran consumidor de energía están directamente relacionados con las pérdidas de producción cuando se presentan interrupciones o afectaciones de corta duración en la continuidad del suministro de energía eléctrica.

Es decir, una calidad deficiente de la energía eléctrica incrementa necesariamente los costos que por este concepto deben asumir las Zonas Francas para desarrollar y promover sus actividades productivas. Teniendo en cuenta que una Zona Franca en Colombia puede llegar a estar hasta 24 horas al año sin el servicio público de

energía eléctrica<sup>3</sup>, es importante considerar el costo total de la energía eléctrica no servida, lo cual puede hacerse mediante la expresión (2):

$$CTENS_{zfi,m} = CUENS_{zfi,m} \cdot QTENS_{zfi,m} \quad (2)$$

Donde,

$CTENS_{zfi,m}$  : Costo Total de la Energía Eléctrica No Servida para la Zona Franca  $zfi$  en el mes  $m$  en COP.

$CUENS_{zfi,m}$  : Costo Unitario de la de Energía Eléctrica No Servida para la Zona Franca  $zfi$  en el mes  $m$  COP/kWh.

$QTENS_{zfi,m}$  : Consumo Total de Energía Eléctrica No Servida para la Zona Franca  $zfi$  en el mes  $m$  en kWh.

El costo unitario de la energía eléctrica no servida,  $CUENS_{zfi,m}$ , puede llegar a cuantificarse considerando varios factores, dentro de los cuales vale la pena mencionar:

1. Costos en las pérdidas de producción durante el tiempo con el que no se cuenta con el servicio público de energía.
2. Costos de la generación de energía de respaldo: Generalmente en Colombia y en las Zonas Francas, las plantas eléctricas de emergencia funcionan con ACPM<sup>4</sup>. Entonces, para este caso particular el costo unitario de la energía eléctrica no servida podría expresarse mediante la ecuación

---

<sup>3</sup> Datos reales de una Zona Franca. Fuente: Departamento Energía, Redes y Mantenimiento Zona Franca de Bogotá.

<sup>4</sup> Sigla usada en Colombia para denominar el Aceite Combustible Para Motores o Diésel.

(3), en donde la constante 3412,14 corresponde a los BTU requeridos para producir 1 kWh en condiciones ideales:

$$CUENS_{zfi} = 3412,14 \cdot \frac{CU_{ACPM}}{PC_{ACPM} \cdot Ef_{Planta}} \quad (3)$$

Donde,

$CU_{ACPM}$  : Costo Unitario del ACPM en COP/galón.

$PC_{ACPM}$  : Poder Calorífico del ACPM en BTU/galón.

$Ef_{Planta}$  : Eficiencia Eléctrica de la Planta de Emergencia en %.

Considerando un  $CU_{ACPM}$  de 7 300 COP/galón, un  $PC_{ACPM}$  de 140 000 BTU/galón y una  $Ef_{Planta}$  del 28%, tendríamos que el  $CUENS_{zfi}$  es 635,42 COP/kWh considerando como es claro solamente el costo del combustible; más del doble del costo por kWh que paga una Zona Franca actualmente conectada a las redes de Sistema Interconectado Nacional a un nivel de tensión III (Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 62 kV) [80].

3. Costos de incumplimientos en los contratos de niveles de atención del servicio denominados SLA (*Service Level Agreement*), muy usados por los proveedores de infraestructura y servicios de conectividad en el sector de las Tecnologías de la Información y las Comunicaciones –TICs– en Colombia.

#### 2.1.4 Costo total de la energía eléctrica para una Zona Franca

Considerando lo expuesto en los anteriores numerales, podríamos expresar de una manera más general el costo total de energía eléctrica,  $CT_{zfi,m}$ , en una Zona Franca  $zfi$  en el mes  $m$  mediante la ecuación (4):

$$CT_{zfi,m} = CTES_{zfi,m} + CTENS_{zfi,m} \quad (4)$$

#### 2.1.5 Tarifa de la energía eléctrica para una Zona Franca

Como ya se mencionó, la tarifa de la energía eléctrica para una Zona Franca se entiende regulatoriamente hablando como el valor resultante de aplicar al costo unitario de prestación del servicio,  $CUES_{zfi,m}$ , el factor de subsidio o contribución autorizado legalmente [73]. De acuerdo con esta definición, la tarifa,  $T_{zfi,m}$ , que debe cancelar una Zona Franca  $zfi$  en el mes  $m$  a un comercializador de energía es:

$$T_{zfi,m} = CUES_{zfi,m} \cdot 1,20 \quad (5)$$

Donde,

$CUES_{zfi,m}$  : Costo Unitario de la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica – a través de un Comercializador - para la Zona Franca  $zfi$  en el mes  $m$  en COP/kWh.

El costo unitario de prestación del servicio de energía en Colombia consta de un componente variable de acuerdo con el nivel de consumo, expresado en COP/kWh, y un componente fijo, expresado en COP/factura [73]. Las Zonas

Franca, en general, son usuarios no regulados<sup>5</sup> [76], del mercado eléctrico, por lo que el componente fijo del costo unitario es cero (0) en este caso particular.

La componente variable del costo unitario de prestación del servicio de energía remunera las actividades y componentes asociadas a la cadena del suministro, es decir: la generación, la transmisión nacional, la distribución regional y local, la comercialización; la compra, transporte y reducción de pérdidas de energía, las restricciones y servicios asociados con generación y otros cargos del mercado de energía (Contribuciones a la CREG, SSPD, Servicios del CND, ASIC y Garantías) [73].

De acuerdo con lo anterior, el costo unitario de la prestación del servicio de energía eléctrica para la Zona Franca  $zfi$  en el mes  $m$  y conectada al nivel de tensión  $n$  en COP/kWh,  $CUES_{zfi,n,m}$ , puede expresarse mediante la ecuación (6):

$$CUES_{zfi,n,m} = G_{zfi,m} + T_m + D_{n,m} + C_{zfi,m} + PR_{n,m} + R_m + O_m \quad (6)$$

Donde,

$n$  : Nivel de tensión de conexión eléctrica de la Zona Franca  $zfi$ , al sistema de distribución local o al STN.

$m$  : Es el mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica Servida para la Zona Franca  $zfi$ .

$G_{zfi,m}$  : Costo de generación de la energía (COP/kWh) para el mes  $m$ , de la Zona Franca  $zfi$ , en el Mercado No Regulado y mediante un Comercializador.

---

<sup>5</sup> Se consideran usuarios no regulados, en el mercado eléctrico colombiano, a los usuarios del servicio que superan un nivel límite de consumo y potencia (55.000 kWh o 100 kW), por lo que pueden negociar libremente los componentes  $G$  y  $C$  de la tarifa de suministro de electricidad con el comercializador que deseen [81].

- $T_m$  : Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión Nacional (COP/kWh) para el mes  $m$ . Niveles de tensión de 220kV o superiores.
- $D_{n,m}$  : Costo por uso de Sistemas de Distribución (COP/kWh) correspondiente al nivel de tensión  $n$  para el mes  $m$ . Sistema de Distribución Local - SDL - y Sistema de Transmisión Regional – STR -: Niveles de tensión menores a 220 kV.
- $C_{zfi,m}$  : Margen de Comercialización correspondiente al mes  $m$ , del Comercializador de Energía de la Zona Franca  $zfi$ , que incluye los costos propios de la actividad de comercialización en el Mercado No Regulado, expresado en (COP/kWh).
- $PR_{n,m}$  : Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (COP/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión  $n$ , para el mes  $m$ , en el Mercado No Regulado.
- $R_m$  : Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación en COP/kWh asignados al Comercializador.
- $O_m$  : Otros Cargos del Mercado de Energía para el mes  $m$  en COP/kWh

$O_m$  se calcula mediante la siguiente expresión:

$$O_m = \frac{CER_{m,k} + CCD_{m-1,k} + CG_{m-1,k}}{V_{m-1,k}} \quad (7)$$

Donde,

- $CER_{m,k}$  : Costo mensual de las Contribuciones a las Entidades de Regulación (CREG) y Control (SSPD) liquidado al Comercializador  $k$ , conforme a la regulación vigente. El costo mensual de las contribuciones corresponderá a una doceava parte del pago anual que se efectúa a la CREG y a la SSPD.

- $CCD_{m-1,k}$  : Costos de los servicios del Centro Nacional de Despacho y ASIC expresados en Pesos (COPCOP) asignados al Comercializador  $k$ , correspondientes al mes  $m-1$ , de acuerdo con la regulación vigente.
- $CG_{m-1,k}$  : Costos de Garantías en el Mercado Mayorista expresado en Pesos (COP), que se asignen al Comercializador  $k$ , correspondientes al mes  $m-1$ , conforme con la regulación vigente.
- $V_{m-1,k}$  : Ventas Totales a Usuarios Finales, regulados y no regulados del Comercializador  $k$ , expresadas en kWh, en el mes  $m-1$ .

De lo anterior se concluye que las compras de energía que una Zona Franca haga al mercado eléctrico debe pagarlas a través de un comercializador legalmente establecido mediante la tarifa regulatoriamente definida que es cuantificada mediante las expresiones (5), (6) y (7).

## 2.2 LAS ZONAS FRANCAS Y LA ENERGÍA ELÉCTRICA

### 2.2.1 Las Zonas Francas en el mundo, generalidades y actualidad

A nivel mundial, las Zonas Francas se han consolidado como polos de desarrollo en los últimos treinta años. Según Theodore Levitt [82] esto podría atribuirse principalmente a la globalización de las economías y a la tendencia universal de romper las barreras tradicionales establecidas por los estados para la protección de su industria (producción de bienes y servicios). La concepción actual de la mayoría de los estados del mundo considera como base de su bienestar y desarrollo la posibilidad de abarcar nuevos mercados, aceptando de igual forma nuevos productos que regulen los precios internos al consumidor de manera natural, aprovechando las economías de escala y la curva de experiencia de las empresas que se espera las lleve a obtener costos más favorables y por ende precios más competitivos. En consecuencia, dentro del anterior contexto es requerido un alto nivel de competitividad y un fortalecimiento continuo de las

habilidades estratégicas con respecto a la tecnología, el conocimiento, la infraestructura (incluyendo servicios esenciales como la energía eléctrica, la conectividad, las telecomunicaciones y el transporte entre otros), la cultura y la mentalidad de los pueblos.

La Organización Internacional del Trabajo –OIT–, en un estudio realizado en 2007 [83] a nivel mundial, estimó que existían cerca de 3.500 zonas francas o áreas similares (denominadas en inglés *Export Processing Zones*) que para ese año habían generado alrededor de 66 millones de empleos en 130 países de todo el orbe.

A nivel latinoamericano, la primera Zona Franca en iniciar operación fue la de Colón (Panamá)<sup>6</sup>, que se fundó en 1948 y ha sido durante su desarrollo principalmente de carácter comercial. Según datos de la OIT del año 2007, a nivel continental, Estados Unidos se destaca con 713 zonas francas ó similares y Centro América incluyendo a México con 155. Solo con una leve diferencia del continente americano, Asia está en la cabeza de esta lista con un poco más de 900 zonas de esta índole.

### **2.2.2 Historia de las Zona Francas en Colombia**

En Colombia, la Ley 105 de 1958 [84] creó las zonas francas como establecimientos públicos nacionales dirigidos a agilizar, simplificar y facilitar el comercio internacional. En su fase inicial, las zonas francas permitieron el almacenamiento de mercancías extranjeras que eran redistribuidas o comercializadas sin el pago de tributos aduaneros. Posteriormente, el estatuto de las zonas francas (Ley 109 de 1985 [85]) definió en un marco general, las actividades permitidas, el porcentaje mínimo de ventas a mercados externos y especificó las exenciones de impuestos como incentivos tributarios de los que

---

<sup>6</sup> <http://www.zonafrancadepanama.com/zona-franca-de-colon-panama-historia.html>

podían ser objeto. Así pues, como instituciones de carácter público, ubicadas en inmediaciones de los puertos marítimos, aeropuertos y sitios geográficos estratégicos del país, se crearon cinco zonas francas: Barranquilla (que fue la primera e inició actividades en 1958), Palmaseca en Palmira – Valle del Cauca (1970), Cúcuta (1972), Cartagena (1973) y Santa Marta (1974). En 1991, considerando que las zonas instaladas no arrojaban los resultados esperados en términos de generación de divisas, empleo, crecimiento de las exportaciones y promoción de inversión extranjera en el país, se creó la Ley Marco de Comercio Exterior –Ley 7 de 1991– [86] a través de la cual se autorizó la constitución de zonas francas de carácter privado, administradas por sociedades particulares y a algunas de las cuales se les dieron en arrendamiento los terrenos de propiedad de la Nación, donde venían funcionando las primeras zonas francas. Como resultado de esta reforma se crearon seis zonas francas más: Rionegro en Rionegro – Antioquia (1993), Candelaria en Cartagena (1993), Bogotá, en la localidad de Fontibón del Distrito Capital (1993), Pacífico en Palmira – Valle del Cauca (1993), Eje Cafetero en Armenia – Quindío (1996) y Ciudadela Salud en Sopó – Cundinamarca (2000). Todas las zonas francas que se habían creado hasta esta fecha (año 2000) eran de carácter industrial menos la de Sopó con énfasis en el sector salud.

Tres años después, con la ratificación de la Organización Mundial del Comercio (OMC), mediante la Ley 170 de 1994 [87], Colombia, junto con otros 143 países, se comprometió a desmontar gradualmente las subvenciones a las exportaciones de productos industriales con el fin de lograr un comercio equitativo, con un periodo de gracia de 8 años (hasta el 2003) para el desmonte total de los subsidios. Finalmente a partir del 31 de diciembre del año 2006 y para dar cumplimiento a los compromisos adquiridos con la OMC, el Congreso de la República, mediante el artículo 69 de la Ley 863 de 2003 [88], inició el desmonte, de las exenciones de los impuestos de renta y complementarios, y de remesas, establecidos en los artículos 15 de la Ley 109 de 1985 y 213 y 322 (literal m) del

Estatuto Tributario<sup>7</sup>, a favor de los Usuarios Industriales de Bienes de las Zonas Francas. Dicho desmonte cobijó las exenciones a favor de los proyectos industriales admitidos a las Zonas Especiales Económicas de Exportación.

En este contexto, fue necesario modificar la ley 109 de 1985 y redefinir la finalidad de las Zonas Francas, razón por la cual el Congreso aprobó la Ley 1004 de 2005 [89]. Esta ley, dio origen a un nuevo marco regulatorio con instrumentos claramente definidos que han motivado un importante auge en lo referente a creación de nuevas zonas francas.

### **2.2.3 El nuevo régimen: Auge de Zona Francas en Colombia**

A febrero de 2011 el nuevo régimen definido por la Ley 1004 de 2005 y sus decretos reglamentarios había facilitado e incentivado la creación y ampliación de 89 zonas francas en territorio colombiano<sup>8</sup> así: 3 ampliadas (de las inicialmente creadas: Rionegro, Bogotá y Pacífico), 27 permanentes y 59 permanentes especiales o uniempresariales; para un total de 97 zonas francas operando o en construcción. Dentro de este grupo se encuentra la Zona Franca Permanente Especial TERMOFLORES S.A., perteneciente al sector de la generación de energía del país.

Según la Ley 1004 de 2005, una Zona Franca es el área geográfica delimitada dentro del territorio nacional, en donde se desarrollan actividades industriales de bienes y de servicios, o actividades comerciales, bajo una normatividad especial en materia tributaria, aduanera y de comercio exterior. Las mercancías ingresadas en estas zonas se consideran fuera del territorio aduanero nacional para efectos

---

<sup>7</sup> El Estatuto Tributario es una compilación de normas jurídicas con fuerza de Ley que regulan los impuestos de renta y complementarios, ventas, timbre, retención en la fuente y procedimiento administrativo en relación a dichos tributos y retenciones.

<sup>8</sup> Datos a marzo de 2011 de la Comisión Intersectorial Zonas Francas – Secretaría Técnica, Ministerio de Industria, Comercio y Turismo – República de Colombia.

de los impuestos a las importaciones y a las exportaciones. Esta ley también establece que las Zonas Francas tienen las siguientes finalidades:

1. Ser instrumento para la creación de empleo y para la captación de nuevas inversiones de capital.
2. Ser un polo de desarrollo que promueva la competitividad en las regiones donde se establezca.
3. Desarrollar procesos industriales altamente productivos y competitivos, bajo los conceptos de seguridad, transparencia, tecnología, producción limpia, y buenas prácticas empresariales.
4. Promover la generación de economías de escala.
5. Simplificar los procedimientos del comercio de bienes y servicios, para facilitar su venta.

#### **2.2.4 Tipos de Zonas Francas en Colombia**

Cuando se habla de áreas delimitadas dentro del territorio nacional bajo normatividades especiales en temas tributarios, aduaneros y de comercio exterior, las Zonas Francas se deben distinguir entre las diferentes clases que existen con el fin de conocer cada uno de los beneficios y características claras para aprovechar las oportunidades que cada una de estas ofrece a los empresarios.

En primera instancia, se encuentran las Zonas Francas Permanentes (ZFP), que por definición son aquellas en las que el usuario operador, persona jurídica encargada de la dirección de la Zona Franca y de la calificación de los usuarios que se instalen en ellas, administra la zona en la cual las empresas instaladas desarrollan sus actividades industriales, comerciales o de servicios.

Por otro lado aparecen las Zonas Francas Permanentes Especiales (ZFPE), también denominadas uniempresariales, que incluyen un componente más

exigente que el de las ZFP, ya que fueron creadas con el objeto de liderar proyectos de alto impacto económico y social y además se les exige un alto componente de reconversión industrial o de transferencia tecnológica. Mediante el decreto 4051 de 2007 [90] se estableció que los agentes generadores de energía pueden acogerse al régimen franco creando lo que se podría llamar Zonas Francas Permanentes Especiales de Generación de Energía.

Por último se encuentran las Zonas Francas Transitorias (ZFT), las cuales, aunque se alejan un poco de las dos anteriores por su temporalidad, deben tenerse en cuenta ya que son consideradas de gran importancia, dentro de esta misma gama de espacios con normatividad especial. Son creadas para la ejecución de eventos que tengan un impacto sobre el comercio del país tales como ferias, exposiciones, congresos y seminarios de carácter internacional<sup>9</sup>.

### **2.2.5 Clasificación de las empresas en las Zonas Francas en Colombia**

En general, las empresas que se acogen al régimen de Zonas Francas en Colombia reciben la denominación de usuarios. Según la Ley 1004 de 2005 son usuarios de Zona Franca: los Usuarios Operadores, los Usuarios Industriales de Bienes, los Usuarios Industriales de Servicios y los Usuarios Comerciales.

El Usuario Operador es la persona jurídica autorizada para dirigir, administrar, supervisar, promocionar y desarrollar una o varias Zonas Francas, así como para calificar a sus usuarios – en el caso específico de las Zonas Francas Permanentes –.

El Usuario Industrial de Bienes es la persona jurídica instalada exclusivamente en una o varias Zonas Francas, autorizada para producir, transformar o ensamblar

---

<sup>9</sup> Consultorio de Comercio Exterior de la Universidad Icesi de Cali – Icecomex, Artículos sobre Comercio Exterior, <http://www.icesi.edu.co/blogs/icecomex/2010/02/11/zonas-francas-permanentes/>, (2011)

bienes mediante el procesamiento de materias primas o de productos semielaborados.

El Usuario Industrial de Servicios es la persona jurídica autorizada para desarrollar, exclusivamente, en una o varias Zonas Francas, entre otras, las siguientes actividades:

1. Logística, transporte, manipulación, distribución, empaque, reempaque, envase, etiquetado o clasificación;
2. Telecomunicaciones, sistemas de tecnología de la información para captura, procesamiento, almacenamiento y transmisión de datos, y organización, gestión u operación de bases de datos;
3. Investigación científica y tecnológica;
4. Asistencia médica, odontológica y en general de salud;
5. Turismo;
6. Reparación, limpieza o pruebas de calidad de bienes;
7. Soporte técnico, mantenimiento y reparación de equipos, naves, aeronaves o maquinaria;
8. Auditoría, administración, corretaje, consultoría o similares.

El usuario comercial es la persona jurídica autorizada para desarrollar actividades de mercadeo, comercialización, almacenamiento o conservación de bienes, en una o varias Zonas Francas.

### **2.2.6 Beneficios del régimen Zona Francas en Colombia**

El grupo de beneficios del régimen de zonas francas está enfocado en brindar ventajas en cuanto a la inversión inicial y los costos de operación de las nuevas empresas (nacionales o extranjeras), en aspectos tributarios, financieros, logísticos y legales, mediante las siguientes disposiciones:

#### Incentivos Tributarios:

1. Tarifa única de impuesto de renta del 15% para usuarios industriales de bienes, usuarios industriales de servicios y usuarios operadores. Se exceptúan los usuarios comerciales que tributan a la tarifa general (35%).
2. Posibilidad de vender el 100% de la producción de bienes o servicios producidos en Zona Franca al territorio nacional con el respectivo pago de IVA y Arancel (únicamente sobre el porcentaje de insumos provenientes de terceros países).
3. No causación, ni pago de IVA y ARANCEL, para mercancías que se introduzcan desde el exterior a la Zona Franca.
4. Exención de IVA para materias primas, insumos y bienes terminados que se vendan desde territorio aduanero nacional a usuarios industriales de Zona Franca.
5. Las ventas de mercancías extranjeras entre los usuarios de Zona Franca no causan el IVA ya que para los efectos no han ingresado a Colombia. En conclusión las compras locales y ventas de bienes no tienen IVA.

#### Incentivos Financieros:

1. Mejor Flujo de Caja, dado el no pago de Aranceles e IVA.
2. Menor Costo de Inventario.
3. Exención del pago de Impuesto de Remesa (7%) sobre giros internacionales.
4. Exención del impuesto de renta para los socios de la empresas al distribuir las utilidades, ya que para los efectos el pago del impuesto ya lo realiza la persona jurídica de Zona Franca.
5. No tiene que pagar impuestos sobre bienes que han perdido su valor comercial, se pueden destruir. La valoración de los bienes se determina teniendo en cuenta el estado real de las mercancías.

6. Reduce los gastos por seguridad y servicios públicos al no tener que contratar personal propio y al poder negociar tarifas de servicios públicos en bloque.

#### Incentivos Logísticos:

1. No pago de tributos aduaneros (arancel e IVA) sobre bienes de capital, equipos, computadores, maquinaria, materias primas, muebles y demás mientras estén en Zona Franca, la nacionalización se hace en el momento de retirar la mercancía de la Zona Franca bajo la modalidad de importación que se le quiera dar al bien.
2. Se pueden retirar temporalmente a Colombia de la Zona Franca, materias primas, bienes intermedios y bienes finales para que sean objeto de procesos adicionales (parciales) en Colombia. La autorización la otorga directamente Zona Franca, cumpliendo con los plazos autorizados por la DIAN. (esta actividad opera sólo para los Usuarios Industriales).
3. Óptimos tiempos en nacionalización de productos para el Mercado Local (horas).
4. Productos 100% con Integración nacional no requieren nacionalización.
5. Despachos y trámites ágiles en las salidas a Mercados Externos (Exportaciones).
6. Bajos niveles de inventario y nacionalizaciones parciales.
7. Es posible el almacenamiento indefinido de mercancías.
8. No existen compromisos de exportación. Las empresas deciden si el bien final se importa a Colombia o se vende finalmente a otro país.

#### Incentivos Legales:

1. Ha existido Estabilidad legislativa en todos estos años y la promoción y mejora de las condiciones ha sido una constante.
2. Posibilidad de firmar Contratos de Estabilidad Jurídica con el Estado colombiano hasta por 20 años.

3. La legislación de Zonas Francas es aceptada por la Organización Mundial de Comercio.
4. Las empresas industriales con régimen de Zona Franca conservan el Origen Colombiano para las ventas que hagan a países que así lo soliciten.
5. Los productos elaborados en Zonas Francas mantienen los beneficios de acuerdos internacionales y pueden solicitar las desgravaciones arancelarias. Aplicable con G-3, MERCOSUR, CAN (excepto Perú), Colombia con el Triangulo del Norte, Estados Unidos, Acuerdo de Libre Comercio con Chile.

### **2.2.7 Requisitos del régimen Zona Francas en Colombia**

Las obligaciones fundamentales que adquieren las empresas que se acogen al régimen de Zonas Francas están direccionadas fundamentalmente a niveles de inversión y generación de empleo de la siguiente manera [90–93].

- 1) Para crear una Zona Franca Permanente:
  - a) El área debe ser continua y no inferior a veinte (20) hectáreas.
  - b) Debe tener las condiciones necesarias para ser dotada de infraestructura para las actividades industriales, comerciales o de servicios a desarrollar.
  - c) Que en esta área no se estén realizando las actividades que el proyecto solicitado planea promover.
  - d) Presentar estudios de factibilidad financiera, de mercado, técnico, legal y económico y Plan Maestro de Desarrollo General aprobado por la Comisión Intersectorial de Zonas Francas.
  - e) El Usuario Operador deberá constituir una nueva persona jurídica domiciliada en el país y acreditar su representación legal, o establecer una sucursal de una sociedad extranjera legalizada de conformidad con el Código de Comercio.

f) Tener, al finalizar el quinto año siguiente a la declaratoria de existencia de la Zona Franca Permanente, al menos cinco (5) Usuarios Industriales de Bienes y/o Servicios vinculados que realicen una nueva inversión que sumada sea igual o superior a a cuarenta y seis mil salarios mínimos mensuales legales vigentes (46 000 smmlv). Este requisito deberá mantenerse por el término de la declaratoria de existencia de la Zona Franca Permanente. Este requisito no aplica para parques tecnológicos amparados por la Ley 590 del 2000 [94].

- 2) Para las empresas que quieran instalarse en una Zona Franca Permanente:
- Constituir una nueva persona jurídica, domiciliada en el país y acreditar su representación legal o establecer una sucursal de sociedad extranjera legalizada de acuerdo con las exigencias del Código de Comercio.
  - Presentar el Plan de Negocio del Proyecto ante el Usuario Operador de la Zona Franca Permanente, quien le dará la Calificación como Usuario.
  - Cumplir con los requisitos de la Tabla 1, dependiendo del monto de la inversión inicial, dentro de los tres (3) años siguientes a la calificación otorgada por el Usuario Operador de la Zona Franca Permanente.

<b>Sí el monto de los Activos de la Nueva Empresa en una ZFP es:</b>	<b>Compromiso de Nueva Inversión</b>	<b>Compromiso Generación de Empleo</b>
Activos Totales < 500 smmlv	No se exige	No se exige
500 smmlv ≤ Activos Totales ≤ 5.000 smmlv	No se exige	20 empleos a la puesta en marcha del proyecto
5.001 smmlv ≤ Activos Tolates ≤ 30.000 smmlv	5.000 smmlv	30 empleos a la puesta en marcha del proyecto
Activos Totales > 30.000 smmlv	11.500 smmlv	50 empleos a la puesta en marcha del proyecto

Tabla 1. Requisitos en inversión y empleo para una empresa que se quiera instalar en una Zona Franca Permanente

Vale la pena anotar que actualmente TERMOVALLE S.C.A. E.S.P. con una capacidad de 140 MW se encuentra calificada como Usuario Industrial de Bienes y Servicios de la Zona Franca del Pacífico, ubicada en Palmira – Valle del Cauca.

- 3) Para crear una Zona Franca Permanente Especial (uniempresarial), la empresa que pretenda ser Usuario Industrial de Bienes de la misma deberá:
  - a) Constituir una nueva persona jurídica, domiciliada en el país y acreditar su representación legal o establecer una sucursal de sociedad extranjera legalizada de acuerdo con las exigencias del Código de Comercio
  - b) Presentar estudios de factibilidad financiera, de mercado, técnico, legal y económico y Plan Maestro de Desarrollo General ante el Comité Intersectorial de Zonas Francas y la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales de Colombia – DIAN –.
  - c) Contar con la administración de un Usuario Operador quien deberá ser una persona jurídica diferente al Usuario Industrial y sin vinculación económica o societaria con ésta en los términos señalados en los artículos 450 y 452 del Estatuto Tributario y 260 a 264 del Código de Comercio.
  - d) Cumplir con los requisitos de la Tabla 2, dependiendo del monto de la inversión inicial, dentro de los tres (3) años siguientes a la declaratoria de existencia de la Zona Franca Permanente Especial. A partir del segundo año siguiente a la puesta en marcha del proyecto deberá mantenerse mínimo el noventa por ciento (90%) de los empleos que se establecen en la Tabla 2.
  
- 4) Actualmente TERMOFLORES S.A. E.S.P. que con 610 MW –Incluyendo Flores IV con 169 MW– (Propiedad de COLINVERSIONES S.A. E.S.P.<sup>10</sup>) está acogida a esta figura, mediante la resolución 3681 del 13 de abril de 2009 de la

---

<sup>10</sup> COLINVERSIONES es en la actualidad el cuarto generador del país con aproximadamente el 14% de la capacidad total instalada y después de EPM, EMGESA e ISAGEN. Fuente [www.xm.com.co](http://www.xm.com.co)

Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales de Colombia – DIAN – como Zona Franca Permanente Especial.

<b>Sí el monto de la Inversión de la <u>Nueva Empresa – Usuario Industrial de Bienes – en una ZFPE es:</u></b>	<b>Compromiso Generación de Empleo</b>
Nueva Inversión $\leq$ 150.000 smmlv	150 empleos a la puesta en marcha del proyecto
150.000 smmlv < Nueva Inversión $\leq$ 183.000 smmlv	100 empleos a la puesta en marcha del proyecto
Nueva Inversión > 183.000 smmlv	50 empleos a la puesta en marcha del proyecto mínimo

Tabla 2. Requisitos en inversión y empleo para una empresa que se quiera instalar en una Zona Franca Permanente Especial (uniempresarial) como usuario industrial de bienes

- 5) Para crear una Zona Franca Permanente Especial (uniempresarial) exclusivamente de servicios, la empresa que pretenda ser Usuario Industrial deberá cumplir con los requisitos de la Tabla 3.

<b>Sí el monto de la Inversión de la <u>Nueva Empresa – Usuario Industrial de Servicios – en una ZFPE es:</u></b>	<b>Compromiso Generación de Empleo</b>
10.000 smmlv < Nueva Inversión $\leq$ 46.000 smmlv	500 empleos a la puesta en marcha del proyecto
46.000 smmlv < Nueva Inversión $\leq$ 92.000 smmlv	350 empleos a la puesta en marcha del proyecto
Nueva Inversión > 92.000 smmlv	150 empleos a la puesta en marcha del proyecto

Tabla 3. Requisitos en inversión y empleo para una empresa que se quiera instalar en una Zona Franca Permanente Especial (uniempresarial) como usuario industrial de servicios

### 2.2.8 Importancia de la energía eléctrica para las Zonas Francas

Puede concluirse que los principios rectores de las zonas francas están directamente enfocados en brindar infraestructura, servicios e incentivos a las

empresas nacionales y foráneas que se acojan a este régimen. Al respecto, la energía eléctrica es un factor totalmente fundamental y determinante, por ser un servicio de carácter netamente infraestructural que impacta directamente en los costos de producción de una compañía.

Es claro que los incentivos de las Zonas Francas hoy en día representan un entorno muy atractivo para empresas de diversas actividades económicas incluidas por el Gobierno Nacional en la lista de los sectores de clase mundial<sup>11</sup>, dentro de las cuales se destacan de manera importante las BPO&O –*Business Process Outsourcing and Offshoring* –, término usado para referirse a las actividades de telecomunicaciones, sistemas de TICs (Tecnologías de la Información y las Telecomunicaciones), Call Centers, Back Centers, Data Centers, Back Office, transmisión de datos y operación y gestión de bases de datos [89] para las cuales es de significativa relevancia el costo y la disponibilidad de la energía eléctrica. La razón básica es que estas actividades requieren de altos niveles de disponibilidad en el suministro de energía eléctrica para sus instalaciones, por ser en general procesos que se desarrollan en entornos de misión crítica<sup>12</sup>. Un estudio realizado en 2007 por el Data Center Users Group, concluyó que el factor que más limita el crecimiento del sector con el 46%, es el costo y la disponibilidad de la energía[95]. Debido al doble impacto que causa el incremento en el consumo de energía el incremento en el costo de la energía es fundamental aumentarla eficiencia para reducir costos, manejarla capacidad y promoverla responsabilidad ambiental.

Para las actividades industriales propias del sector de BPO&O, que encuentran grandes y significativas ventajas en el régimen franco vigente, el costo de la energía no servida puede llegar a ser tan significativo como para representar la

---

<sup>11</sup> Programa de Transformación Productiva del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo de Colombia.

<sup>12</sup> Misión crítica se define como aquellos procesos que no se pueden parar en una empresa porque ocasionarían pérdidas incalculables.

misma existencia del negocio. Vale la pena anotar que los servicios tercerizados a distancia (BPO&O) han sido identificados como uno de los sectores de talla mundial para el país en el proceso de transformación productiva de la economía colombiana[96].

### **2.2.9 Regulación eléctrica para las Zona Francas en Colombia**

Las Zonas Francas en Colombia son Usuarios No Regulados del servicio de energía eléctrica<sup>13</sup>, condición definida en la Resolución CREG 046 de 1996[76] de la siguiente manera:

*“ARTICULO 1o.: Régimen aplicable a las Zonas Francas como usuarios del servicio de energía eléctrica: Los usuarios operadores de las Zonas Francas a que se refiere el Decreto 2131 de 1991, con una demanda por instalación legalizada superior a las que determina la Resolución CREG-024 de 1996 , tendrán el régimen aplicable a los usuarios no regulados.*

*En todo caso, cada uno de los usuarios ubicados dentro de la respectiva Zona Franca, conservará libertad de comprar la energía a cualquier comercializador; y el que individualmente reúna las condiciones de usuario no regulado podrá actuar bajo las reglas propias de tal condición.*

*ARTICULO 2o.: De acuerdo con lo dispuesto por el artículo 97 de la Ley 223 de 1995, el usuario no regulado es sujeto pasivo de la contribución especial en el sector eléctrico del 20% con la cual se financian los subsidios de los usuarios de menores ingresos y, en consecuencia, está obligado a pagarla.”*

---

<sup>13</sup> Se consideran usuarios no regulados, en el mercado eléctrico colombiano, a los usuarios del servicio que superan un nivel límite de consumo y potencia (55.000 kWh o 100 kW), por lo que pueden negociar libremente los componentes G y C de la tarifa de suministro de electricidad con el comercializador que deseen [73].

El Decreto 2131 de 1991 [97] mencionado en la Resolución 046 de 1996 establece que:

*ARTICULO 71. DE LA CONTRATACION DE SERVICIOS PUBLICOS. Con el objeto de desarrollar las Zonas Francas, las empresas de servicios públicos a solicitud del usuario operador venderán en bloques los servicios tales como de energía, acueducto, gas y telecomunicaciones. También podrán desarrollarse dentro del área de la respectiva Zona Franca estos servicios para que sean prestados por parte de los usuarios.*

Adicionalmente, como ya se mencionó, el Decreto 4051 de 2007 [9] permite que la generación de energía eléctrica sea desarrollada actualmente dentro de una Zona Franca como actividad única. Es decir actualmente en cualquier parte del territorio nacional pueden desarrollarse y constituirse Zonas Francas Permanentes de Generación de Energía.

### **2.3 FORMAS DE ADQUISICIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA PARA LAS ZONAS FRANCAS**

En general, las formas en las que una Zona Franca, como usuario final del servicio, puede comprar energía en Colombia están circunscritas en dos mercados: el regulado y el no regulado. En la Tabla 4 se muestran las opciones y por tanto los medios en los que una Zona Franca en Colombia puede adquirir la energía.

<b>ENTORNO</b>	<b>INTERMEDIACION</b>	<b>FORMALIZACION MEDIANTE</b>	<b>PRECIO</b>
Mercado No Regulado	Comercializador	Contrato Bilateral	Precio Fijo
			Precio Bolsa
			P. Fijo + P. Bolsa
Mercado Regulado		Contrato Condiciones Uniformes	Precio Regulado

Tabla 4. Opciones de compra de energía para una Zona Franca

Así mismo, las compras al mercado que haga una Zona Franca debe pagarlas mediante la tarifa regulatoriamente establecida. Retomando las expresiones (5) y (6) puede decirse que la tarifa de energía consta de tres elementos, como se muestra en la expresión (8):

$$T_{zfi,n,m} = (CNRES_{zfi,m} + CRES_{zfi,n,m}) 1,20 \quad (8)$$

En la expresión (8) ,  $CNRES_{zfi,m}$  se denomina el Cargo No Regulado de la tarifa (Energía Servida),  $CRES_{zfi,n,m}$  se conoce como el Cargo Regulado y la afectación por el factor del 1,20 está asociada a la contribución del 20% de la que ya se habló en este trabajo.

El Cargo No Regulado es la porción de la tarifa que la Zona Franca, como usuario no regulado [76], puede negociar con un comercializador de energía en el mercado eléctrico nacional. Incluye la generación y la comercialización  $G_{zfi,m}$  y el  $C_{zfi,m}$  respectivamente en la ecuación (6). La Resolución CREG 131 de 1998 [81] estableció que hasta el 31 de diciembre de 1999, los usuarios que podían acceder al mercado competitivo (mediante la negociación de las componentes de generación y comercialización) eran aquellos cuya instalación superara los 0.5 MW o su consumo los 270 MWh y que a partir del 1º de enero del 2000, estos límites cambiaban a 0.1 MW o 55 MWh, respectivamente, éstos últimos son lo que rigen en la actualidad.

El Cargo Regulado es la parte de la tarifa que totaliza los costos definidos mediante la regulación del mercado eléctrico y por tanto no son negociables para una Zona Franca. Estos costos son los asociados al sistema de transmisión nacional –STN-, sistema de distribución local –SDL-, sistema de transmisión

regional –SDL-, pérdidas, restricciones, servicios asociados con generación y pago de servicios de la CREG, SSPD, CND y ASIC.

Adicionalmente y dentro de esta contextualización, es importante tener en cuenta que en la resolución CREG 183 de 2009 [98] se estableció que:

*a) El usuario no regulado que cumpliendo con los requisitos mínimos para ostentar dicha condición decida pasar al mercado regulado debe mantenerse en este mercado y ser atendido como usuario regulado por un período mínimo de tres (3) años.*

*Durante este período el usuario podrá cambiar de comercializador conforme a lo establecido en la regulación vigente.*

*Sin perjuicio de lo anterior, los contratos de prestación del servicio a término fijo que se celebren con usuarios regulados se regirán por el plazo que en ellos se establezca.*

*b) Para el suministro de energía eléctrica, los comercializadores tratarán como usuarios no regulados a aquellos cuya demanda de energía, de potencia o ambas, medida en un solo sitio individual de entrega, cumpla con el límite establecido en cada período (0.1 MW o 55 MWh). En cualquier momento que el usuario regulado cumpla con estos requisitos, podrá pasar al mercado no regulado incluso si implica cambio de comercializador sin que para ello deba cumplir el período mínimo de permanencia que se establece en la Resolución CREG 108 de 1997 (en esta regulación se establecía un período mínimo de permanencia de un año). No obstante, un usuario que cumpla con estas características mantendrá su condición de usuario regulado mientras en forma expresa no indique lo contrario, y cumpla con los requisitos de medición establecidos en el artículo 3° de la Resolución CREG 183 de 2009 que*

*establece que: Para instalaciones existentes, la demanda de potencia o de energía se calculará como el promedio de las facturaciones mensuales, bajo condiciones normales de operación, medida en el sitio individual de entrega durante los últimos 6 meses anteriores a la fecha en que se verifica la condición. Para estos efectos no se podrán agregar demandas o consumos de las distintas instalaciones legalizadas ya sea que éstas pertenezcan a un único usuario o a varios de ellos.*

*Se exceptúan de esta forma de cálculo, los usuarios operadores de las Zonas Francas para los cuales seguirá vigente la Resolución CREG-046 de 1996. Igualmente, se exceptúan los usuarios que estaban siendo atendidos por generadores privados bajo condiciones de precios no regulados al momento de entrar en vigencia la Resolución CREG-054 de 1994, quienes podrán contratar su energía en el mercado competitivo sin sujeción a los límites de consumo mensual aquí establecidos.*

*c) Los contratos que celebren los comercializadores con usuarios no regulados no podrán tener un plazo inferior a un año.*

*Sin perjuicio de lo anterior, los contratos de prestación del servicio a término fijo que se celebren con usuarios no regulados con un plazo superior a un año se regirán por el plazo que en ellos se establezca.*

### 3 ALTERNATIVAS PARA MEJORAR LOS COSTOS Y LAS TARIFAS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

#### 3.1 CONSIDERACIONES GENERALES

De acuerdo con la base conceptual anteriormente expuesta pueden plantearse alternativas para mejorar tanto las tarifas como los costos de la energía eléctrica en Zonas Francas de Colombia. Para lo anterior se tomará como prototipo una Zona Franca Multiempresarial en donde se estén promoviendo y/o realizando actividades relacionadas con el sector BPO&O como eje de desarrollo estratégico.

Ahora bien, con el propósito de darle un orden lógico al escrito, las alternativas propuestas se dividen en dos grupos: las que están directamente relacionadas con la tarifa y las que están enfocadas a minimizar el costo unitario, aunque pese a esta división meramente de forma finalmente es claro que las Zonas Francas deben pagar un único costo total en proporción directa al consumo de energía, tanto servida como no servida, que requieran sus actividades productivas.

#### 3.2 ALTERNATIVAS PARA DISMINUIR LA TARIFA DE LA ENERGÍA

Como ya se anotó anteriormente, la tarifa en COP/kWh,  $T_{zfi,n,m}$ , que debe cancelar una Zona Franca  $zfi$  en el mes  $m$  a un comercializador de energía, servida mediante el sistema eléctrico, considerando ahora el nivel de tensión  $n$  de conexión de la Zona Franca es:

$$T_{zfi,n,m} = CUES_{zfi,n,m} \cdot 1,20 \quad (9)$$

O de forma más completa:

$$T_{zfi,n,m} = (G_{zfi,m} + T_m + D_{n,m} + C_{zfi,m} + PR_{n,m} + R_m + O_m) \cdot 1,20 \quad (10)$$

Con base en la formulación expresada en (10) se plantean las siguientes alternativas para disminuir la tarifa:

- 1) Eliminación de la contribución del 20%.
- 2) Contratación óptima.
- 3) Conexión de la frontera comercial a un nivel de tensión superior.
- 4) Zona Franca Permanente de Generación de Energía.
- 5) Comercializadora de energía propia.

### 3.3 ALTERNATIVAS PARA DISMINUIR EL COSTO

En cuanto al grupo de alternativas para disminuir el costo, la ecuación (4) puede plantearse de manera más general, considerando los niveles de conexión  $n$  y  $l$  tal y como se muestra en la expresión (11):

$$CT_{zfi,m} = CTES_{zfi,n,m} + CTENS_{zfi,l,m} \quad (11)$$

Donde,

$CT_{zfi,m}$  : Costo Total que por Energía Eléctrica debe asumir la Zona Franca  $zfi$  en el mes  $m$  en COP.

$CTES_{zfi,n,m}$  : Costo Total de la Energía Eléctrica Servida para la Zona Franca  $zfi$ , al nivel de tensión  $n$ , en el mes  $m$  en COP.

$CTENS_{zfi,l,m}$  : Costo Total de la de Energía Eléctrica No Servida para la Zona Franca  $zfi$ , al nivel de tensión  $l$ , en el mes  $m$  COP/kWh.

Es decir, el costo total por concepto de energía eléctrica en COP,  $CT_{zfi,m}$ , que debe asumir una Zona Franca  $zfi$  en el mes  $m$ , para realizar sus actividades productivas puede expresarse mediante la ecuación (12):

$$CT_{zfi,m} = (T_{zfi,n,m} \cdot QTES_{zfi,n,m}) + (CUENS_{zfi,l,m} \cdot QTENS_{zfi,l,m}) \quad (12)$$

De acuerdo con la expresión (12), se proponen las siguientes opciones para disminuir el costo:

- 1) Gestión de la demanda.
- 2) Instalación de una segunda acometida – frontera comercial.
- 3) Autogenerar o Cogenerar.
- 4) Mercado de Derivados de Commodities<sup>14</sup> energéticos - Derivex.
- 5) Combinación de alternativas

### 3.4 DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS

A continuación se presenta un análisis de cada una de las alternativas enumeradas que incluye: la descripción general, una estimación inicial sobre el impacto en el costo/tarifa que se lograría con la adopción y/o implementación, la autonomía que tendría una Zona Franca para adoptar y/o establecer la alternativa y una primera aproximación de la viabilidad técnica, legal y reglamentaria; con

---

<sup>14</sup> Se entienden como commodities a los productos de la economía real como los granos, metales, petróleo, energía eléctrica, etc. sobre los que se negocian instrumentos financieros derivados, como por ejemplo los futuros de sus precios.

base en la valoración y calificación de los anteriores aspectos, para cada alternativa, se determinará la mejor para modelarla matemáticamente. Las condiciones financieras, propias de la implementación de cada alternativa, no se considerarán en este análisis.

### **3.4.1 Eliminación de la contribución del 20%**

#### ***3.4.1.1 Descripción general de la alternativa***

Esta alternativa se basa en la posibilidad de eliminación, desmonte gradual u opción de deducción de otro impuesto, de la contribución del 20%. Como ya se mencionó, actualmente los estratos 5, 6 y los sectores industrial y comercial pagan un 20% de sobretasa a manera de contribución para subsidiar los estratos 1, 2 y 3. La ley 1430 de 2010 [74] eliminó la contribución para los usuarios industriales a partir del 2011 (sólo pagaran el 10%, pero únicamente mediante la opción de descontar el otro 10% del impuesto de renta; a partir del 2012 la contribución será 0%).

Este esquema, en general, se conoce como el de “subsidiados cruzados” y se utiliza en los servicios públicos domiciliarios y la seguridad y protección social (por ejemplo salud y pensiones) de manera más prominente. En efecto y, en lo que tiene que ver con la energía eléctrica, en la actualidad existen una serie de contribuciones (la principal es la del 20%) que distorsionan las tarifas y encarecen el costo para el consumidor no regulado en un poco más del 24% del verdadero costo de la energía[3]. Los fondos y aportes cargados al costo unitario de la prestación del servicio de energía, adicionales al 20%, son:

- a. FAZNI: Fondo de Apoyo a las Zonas no Interconectadas, creado por la Ley 633 de 2000, Artículo 81 y la Ley 1099 de 2006.
- b. Ley 99 de 1993, Ley Ambiental, Artículo 45.

c. FAER: Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, creado por el Artículo 105 de la Ley 788 de 2002.

d. PRONE: Programa de Normalización de Redes Eléctricas. Creado mediante la Ley 1117 de 2006. Programas o proyectos elegibles de conformidad con las reglas establecidas en el Decreto 1123 de 2008.

#### **3.4.1.2 Impacto sobre la tarifa de energía**

El impacto de esta alternativa, en caso de poderse implementar, es directo y claramente representa una reducción en el 20% de la tarifa total de la energía que debe pagar una Zona Franca.

#### **3.4.1.3 Autonomía en cuanto a la implementación**

Aunque es claro que este es un aspecto fuera del control de cualquier Zona Franca, si debe tenerse en cuenta en los análisis de las otras alternativas o en la modelación de una combinación de las mismas, con el fin de establecer claramente la viabilidad de obtener beneficios.

Es oportuno entonces resaltar, que en cuanto a la autonomía o control directo, básicamente las gestiones se limitan a la posibilidad de seguir lo más de cerca posible la evolución reglamentaria y legislativa que se vaya dando por intermedio de agremiaciones como la Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas de la ANDI, que a nivel nacional ha liderado las discusiones y en general realiza actividades sistemáticas y programadas sobre esta base.

#### **3.4.1.4 Viabilidad Técnica**

La viabilidad técnica, en este caso, está asociada a la posibilidad que mediante una sola frontera comercial (que es la que tienen las Zonas Francas) se puedan considerar, para efectos de la eliminación de la contribución, sólo los usuarios industriales que estén instalados dentro de ella. Este es un aspecto en el cual el Operador de Red tiene autonomía y que requiere de una definición directa de este agente para lograr avances.

### 3.4.1.5 Viabilidad legal y reglamentaria: régimen franco y eléctrico

Las Zonas Francas no quedaron expresamente incluidas en la Ley 1430 de 2010 [74], por lo que a la fecha no está definido este tema a nivel legal y reglamentario. Adicionalmente es oportuno tener en cuenta que esta estructura es muestra de una práctica comúnmente utilizada en Colombia para financiar el consumo de una amplia gama de servicios por medio de subsidios a las poblaciones más pobres[3]. En la ANDI se tienen estadísticas de la gran cantidad de iniciativas que constantemente se presentan en el Congreso de la República con el propósito de implementar esquemas similares<sup>15</sup>.

### 3.4.1.6 Valoración de la alternativa

Impacto sobre la tarifa	Autonomía de implementación	Viabilidad Técnica	Viabilidad Legal y Reglamentaria
20%	Ninguna	Indefinida	Indefinida <sup>16</sup>

Tabla 5. Valoración de la eliminación de la contribución del 20%

En conclusión y como se muestra en la Tabla 5, esta alternativa es más bien una externalidad que debe seguirse muy de cerca por el alto impacto sobre la tarifa de energía y en consecuencia en la competitividad de las Zonas Francas en Colombia. Esta circunstancia, en términos generales y guardando las debidas proporciones aplica a las componentes reguladas de la tarifa, las cuales deben también seguirse buscando permanentemente los medios de participación activa en las regulaciones que al respecto se definen.

<sup>15</sup> ANDI - Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas, Propuestas para la Competitividad de la Industria Nacional, Bogotá, Colombia (2009).

<sup>16</sup> A la fecha de escritura de este documento no se ha reglamentado la aplicación de la Ley 1430 de 2010.

## **3.4.2 Contratación óptima**

### **3.4.2.1 Descripción general de la alternativa**

Esta opción parte de la forma establecida regulatoriamente mediante la cual una Zona Franca, como usuario no regulado, compra su energía en el mercado eléctrico. La posibilidad particular considerada consiste en la opción de buscar una negociación óptima del suministro de la energía mediante una agrupación de las Zonas Francas del país cuyo bloque total de energía pueda favorecer la tarifa (a mayor cantidad menor costo). Bajo esta perspectiva, se parte del principio que la competencia entre comercializadores maximizará el beneficio representado en un contrato bilateral con un comercializador del Mercado Eléctrico Nacional. Se espera por tanto obtener el precio más bajo posible para las componentes  $G_{zfi,m}$  y  $C_{zfi,m}$  de la expresión (10).

### **3.4.2.2 Impacto sobre la tarifa de energía**

Esta alternativa tiene un impacto importante, ya que las componentes negociables (Generación y Comercialización) constituyen aproximadamente entre el 40 y el 70% de la tarifa total del suministro, dependiendo del nivel de tensión al cual se encuentre conectada la Zona Franca al Sistema Interconectado Nacional. No obstante, existe hoy en día un margen muy estrecho entre la oferta y la demanda, que se evidencia cuando se vencen los contratos bilaterales de suministro para las Zonas Francas, ya que para el nuevo periodo se recibe un número muy limitado de cotizaciones, en comparación con lo que sucedía entre los años 2002 y 2005. Una situación similar afrontan los grandes consumidores de energía del país[3]. En general las ofertas que hacen los comercializadores para la renovación de contratos tienden a ser muy parecidas no llegando a diferir en más del 5% a lo sumo<sup>17</sup>. Es decir, la posibilidad de reducir la tarifa, con respecto a las otras ofertas de suministro, para una Zona Franca conectada a 34,5 kV ( $G_{zfi,m} + C_{zfi,m} \approx 50\%$  de la tarifa) no es más del 2,5% de la tarifa total.

---

<sup>17</sup> ANDI - Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas, Propuestas para la Competitividad de la Industria Nacional, Bogotá, Colombia (2009).

### **3.4.2.3 Autonomía en cuanto a la implementación**

En este contexto las Zonas Francas dependen en su totalidad de los comercializadores y su capacidad de ofrecer precios favorables. Bajo esta perspectiva es conveniente anotar que la volatilidad y los altos precios alcanzados por la energía en bolsa (principalmente en épocas de sequía), sumado al margen cada vez más estrecho entre oferta y demanda y a la alta dependencia hidrológica del sistema fuertemente impactado por los cambios climáticos como el fenómeno del niño (producen escasez de agua y en consecuencia mayores precios de la energía eléctrica), han llevado a los comercializadores a presentar ofertas a sus usuarios finales en donde el precio es alto y el riesgo asociado a la volatilidad está totalmente trasladado al consumidor. Ante un escenario de esta naturaleza las señales de inestabilidad en cuanto al costo de la energía son evidentes y muy preocupantes para los sectores productivos [3].

Ahora bien, aquellos comercializadores que no tienen generación propia han visto como los anteriores efectos han menguado significativamente su capacidad de ofrecer precios estables y acordes con las necesidades de los usuarios finales, ya que ante incrementos de precios y el vencimiento de sus contratos en el Mercado de Energía Mayorista tienden a tener problemas financieros, que en algunos casos han llevado a la quiebra a algunas de estas empresas (Ejemplo: COMERCIALIZAR S.A. ESP empresa que hasta finales del 2009 era el cuarto comercializador de energía eléctrica del país).

### **3.4.2.4 Viabilidad Técnica**

Esta alternativa es totalmente viable técnicamente ya que dentro del contexto del acuerdo que se logre con un comercializador de energía, se limita a la medición y correspondiente facturación de los consumos de energía de las Zonas Francas.

### 3.4.2.5 Viabilidad legal y reglamentaria: régimen franco y eléctrico

Pese a que los usuarios no regulados suscriben contratos bilaterales con el comercializador de energía, es totalmente viable, legal y reglamentariamente, circunscribir estos contratos en un acuerdo global mediante el cual el comercializador de energía se comprometa a mantener los costos de las componentes negociables a los miembros de una agrupación de usuarios, en este caso de Zonas Francas. No obstante, la implementación de una figura de este tipo requiere necesariamente de la voluntad expresa del comercializador ya que no hay obligatoriedad legal ni reglamentaria al respecto.

### 3.4.2.6 Valoración de la alternativa

Impacto sobre la tarifa	Autonomía de implementación	Viabilidad Técnica	Viabilidad Legal y Reglamentaria
Max. 2,5% <sup>18</sup>	Baja	Viable	Viable

Tabla 6. Valoración de la contratación óptima

En conclusión, de acuerdo con los antecedentes, hoy en día resulta incierto prever que mediante una alternativa de este tipo, netamente comercial y de negociación bilateral, puedan optimizarse de manera importante las componentes  $G_{zfi,m}$  y  $C_{zfi,m}$  de la tarifa de energía para una o varias Zonas Francas del país.

## 3.4.3 Conexión de la frontera comercial a un nivel de tensión superior

### 3.4.3.1 Descripción general de la alternativa

Esta alternativa consiste en la posibilidad de conexión a un nivel de tensión  $n$  superior al que actualmente se encuentre servida la Zona Franca  $zfi$ , ver ecuación (10). Los componentes de la tarifa de energía que dependen del nivel de tensión son:

<sup>18</sup> Para una Zona Franca conectada a 34,5 kV al Sistema Interconectado Nacional.

- a.  $D_{n,m}$  que corresponde a los cargos en COP/kWh por uso del Sistema de Distribución Local - SDL - y el Sistema de Transmisión Regional – STR – a niveles de tensión menores a 220 kV correspondiente al nivel de tensión  $n$  para el mes  $m$ .
- b.  $PR_{zfi,m}$  que corresponde a los costos de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía, en COP/kWh, acumuladas hasta el nivel de tensión  $n$ , para el mes  $m$ , en el Mercado No Regulado.

Si se aumenta el nivel de tensión de la conexión se reducen las componentes  $D_{n,m}$  y  $PR_{zfi,m}$  y por tanto la tarifa. Vale la pena anotar que los niveles de tensión superiores son más confiables (menos propensos a fallas en general), por lo que regularmente los Operadores de Red los reservan para la interconexión entre sus subestaciones de distribución y las conexiones al Sistema de Transmisión Nacional.

#### **3.4.3.2 Impacto sobre la tarifa de energía**

Para el caso particular de una Zona Franca conectada al nivel de tensión III (34,5 kV) se estima que al poder conectarse al nivel de tensión inmediatamente superior (nivel de tensión IV) se podría estar reduciendo la tarifa entre un 10 y un 15%.

#### **3.4.3.3 Autonomía en cuanto a la implementación**

La posibilidad que una Zona Franca solicite al Operador de Red que desea condiciones de servicio mejores a las actuales está sujeto a los criterios y condiciones establecidos por la regulación vigente; en la Resolución CREG 003 de 1994 [99] se establece que “en el evento en que algún usuario requiera mayor confiabilidad, calidad y continuidad, debe acordar con el transportador ó distribuidor local, la instalación de redes de suplencia u otros medios y asumir los costos adicionales correspondientes”. Así mismo en la Resolución CREG 097 de 2008 [100] se define que “los usuarios conectados a niveles de tensión 2 y 3, si así

lo estiman conveniente, podrán negociar Contratos de Calidad Extra con el OR que le presta el servicio de energía”; estos contratos por consiguiente implicarán un acuerdo de mayor pago por el servicio de distribución.

#### **3.4.3.4 Viabilidad Técnica**

Para esta alternativa la viabilidad técnica es totalmente definida por el Operador de Red. Todas las obras llevadas a cabo bajo esta condición corren por cuenta del cliente – en este caso la Zona Franca –.

#### **3.4.3.5 Viabilidad legal y reglamentaria: régimen franco y eléctrico**

Referente a la viabilidad reglamentaria que tendría una Zona Franca de conectarse a un nivel de tensión superior al actual, el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica [80], establecido por la CREG, define los siguientes tres puntos, en cuanto a la solicitud de factibilidad del servicio y puntos de conexión:

1. El Operador de Red está en la obligación de ofrecer al Usuario un punto de conexión factible a su Sistema cuando éste lo solicite y garantizará el libre acceso a la red. Para tal efecto, el Usuario deberá informar sobre la localización del inmueble, la potencia máxima requerida y el tipo de carga.
2. El Operador de Red tendrá un plazo máximo de siete (7) días hábiles para certificar la factibilidad del punto de conexión, con el fin de que el Usuario proceda a realizar el diseño de su instalación.
3. El Operador de Red podrá especificar un nivel de tensión de conexión diferente al solicitado por el Usuario por razones técnicas debidamente sustentadas.

Así mismo, el citado Reglamento establece que: “El Operador de Red no podrá negar el acceso al servicio. En el evento de que la confiabilidad y calidad requeridas por el Usuario sean superiores a los estándares establecidos en este Reglamento y para mejorarlas se requieran obras de infraestructura para reforzar

el STR y/o SDL que opera el Operador de Red, el pago de los costos que resulten serán asumidos por el Usuario”.

Es claro entonces que los Operadores de Red no pueden negar nunca el acceso al servicio de energía eléctrica. Ahora bien, si por alguna razón, dadas las condiciones operativas específicas de un proceso, se requiere una mejor calidad en el suministro, estas prestaciones adicionales deben ser a cargo del cliente como ya se explicó.

### 3.4.3.6 Valoración de la alternativa

Impacto sobre la tarifa	Autonomía de implementación	Viabilidad Técnica	Viabilidad Legal y Reglamentaria
10% - 15%	Media	Viable <sup>19</sup>	Viable

Tabla 7. Valoración de la conexión de la frontera comercial a un nivel de tensión superior

De acuerdo con la valoración mostrada en la Tabla 7 esta alternativa representa una reducción interesante en la tarifa de la energía pero depende en gran medida de la habilitación del Operador de Red y se sigue dependiendo de las contrataciones en el mercado regulado.

## 3.4.4 Zona Franca Permanente de Generación de Energía

### 3.4.4.1 Descripción general de la alternativa

Esta alternativa consiste en la posibilidad de crear de una Zona Franca Permanente de Generación de Energía (en adelante ZFPGE) [90], a conectar al Sistema Interconectado Nacional, con el propósito de atender un grupo particular de Zonas Francas instaladas en diferentes sitios del territorio nacional para de esta forma disminuir o controlar el componente  $G_{zfi,m}$  de la tarifa de energía.

<sup>19</sup> Depende del Operador de Red

El componente de generación de la energía  $G_{zfi,m}$  es uno de los que más participación tiene en la fórmula tarifaria de la prestación del servicio, como es de esperarse, por ser la que remunera la producción en sí misma de la energía: así en el nivel de tensión I la generación representan aproximadamente el 30%, en el II es cercana 40%, en el III alrededor del 50% y en el IV próxima al 60%.

De acuerdo con las estimaciones y datos de consumos de algunas Zonas Francas de Colombia, podría pensarse en una planta de un poco menos 20 MW (con el fin de tener la opción de no entrar en el despacho central del mercado eléctrico y de esta forma negociar libremente y a un precio financieramente conveniente para la planta con un Comercializador contratos de entrega de suministro de energía) [101], [102] y atender un grupo importante de estos parques industriales.

#### **3.4.4.2 Impacto sobre la tarifa de energía**

Considerando que gran parte de las Zonas Francas del país se encuentran conectadas a niveles de tensión III y IV, a priori puede decirse que mediante esta alternativa podría tenerse cierto control de una porción de la tarifa que oscila entre el 50% y el 60%. Es claro que las otras componentes – reguladas – para cada una de las Zonas Francas como Usuarios No Regulados del sistema deben ser consideradas ya que la ZFPGE estaría conectada al Sistema de Interconexión Nacional. Ahora bien una ZFPGE podría ser de gas, carbón o filo de agua (Pequeña Central Hidráulica –PCH–). Tanto el gas como el carbón son combustibles con los que se cuenta de manera relativamente permanente (aunque ambos han evidenciado problemas de transporte, el primero por la infraestructura de ductos y el segundo por los inconvenientes en la infraestructura vial del país). El agua tiene el inconveniente de la alta dependencia de fenómenos climáticos como el niño. A continuación se analizan globalmente cada una de estas opciones:

Al generar a gas el mayor costo del kWh (entre un 70 y 80% como mínimo) está gobernado por el precio de del combustible. Considerando eficiencias del orden del 40%, disponibles hoy en día, se tiene que para generar 1 kWh se requerirían 8.530,35 BTU. Hoy en día un MBTU de Gas Natural puede llegar a negociarse en 7 US. Es decir, solo considerando el costo del gas, 1 kWh generado con este recurso primario estaría costando 5,9 cUS (a una TRM de 1800 COP un costo por concepto de generación de 107,48 COP/kWh). Sumándole un costo de Administración Operación y Mantenimiento –AOM– de 30 COP/kWh se tendría un costo total por generación de 137,48 COP/kWh.

Una termoeléctrica a carbón normalmente puede llegar a tener una eficiencia del 25%, por ello para producir un kWh se requieren 13.648, 56 BTU. Sí se utiliza un carbón de un poder calorífico de 11.000 BTU por libra, se requieren cerca de 1.24 lb ó 0.56 kg por kWh. Un kg de carbón puede conseguirse hoy en día en COP 135, entonces el costo de combustible para generar un kWh será igual a 75,6 COP. Considerando el mismo costo de AOM que para la planta de gas de 30 COP/kWh se tendría un costo total por generación de 105,6 COP/kWh.

Para una Pequeña Central Hidráulica el costo del recurso primario –agua– es cero. Por consiguiente, el valor del kWh hora generado está dado principalmente por el costo de AOM más los impuestos y regalías. Puede estimarse entonces que el costo de generación de una PCH estár por el orden de los 40 COP/kWh.

Es decir, con respecto a un valor de negociación de la componente de generación de 140 COP/kWh, puede decirse que bajo esta alternativa podría obtenerse ahorros entre el 2% y el 70%, dependiendo de la tecnología que se use para la planta de generación. No obstante debe considerarse que estas plantas tendrían que tener un retorno de la inversión y la correspondiente estabilidad financiera por lo que en la tarifa total los ahorros no irían más allá del 25% en el mejor de los casos.

#### **3.4.4.3 Autonomía en cuanto a la implementación**

En Colombia, todos los agentes económicos pueden construir plantas generadoras con sus respectivas líneas de conexión a las redes de interconexión, transmisión y distribución. Adicionalmente el país cuenta con grandes posibilidades de explotar recursos energéticos primarios (agua, gas, carbón, sol, viento, entre otros) para la generación de energía eléctrica.

Las plantas con capacidad efectiva mayor o igual a 10 MW y menor de 20 MW pueden optar por acceder al Despacho Central, en cuyo caso participan en el Mercado Mayorista de electricidad. De tomar esta opción, deberán cumplir con la reglamentación vigente.

En el caso de que estas plantas menores no se sometan al Despacho Central, la energía generada por dichas plantas puede ser comercializada, así:

1. La energía generada por una Planta Menor puede ser vendida a una comercializadora que atiende mercado regulado, directamente sin convocatoria pública, siempre y cuando no exista vinculación económica entre el comprador y el vendedor. En este caso, el precio de venta será única y exclusivamente el Precio en la Bolsa de Energía en cada una de las horas correspondientes, menos un peso moneda legal (\$1.00) por kWh indexado conforme a lo establecido en la Resolución CREG 005 de 2001 [102].
2. La energía generada por una Planta Menor puede ser ofrecida a una comercializadora que atiende mercado regulado, participando en las convocatorias públicas que abran estas empresas. En este caso y como está previsto en la CREG-020 de 1996 [101], la adjudicación se efectúa por mérito de precio.

3. La energía generada por una Planta Menor puede ser vendida, a precios pactados libremente, a los siguientes agentes: Generadores, o Comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de Usuarios No Regulados [103].

#### **3.4.4.4 Viabilidad Técnica**

Un proyecto de esta naturaleza es totalmente viable técnicamente. Requiere evidentemente de la apropiación tecnológica de cada una de las opciones de generación y del cumplimiento de los requisitos técnicos exigidos por el Mercado Eléctrico y el Sistema de Interconexión Nacional.

#### **3.4.4.5 Viabilidad legal y reglamentaria: régimen franco y eléctrico**

Como se mencionó anteriormente, actualmente en cualquier parte del territorio nacional pueden desarrollarse y constituirse Zonas Francas Permanentes de Generación de Energía siempre y cuando se cumpla con los requisitos establecidos en la Tabla 2, Decreto 4051 de 2007 [90]. Se debe tener en cuenta que el Decreto 4051 de 2007 establece que no podrá declararse la existencia de zonas francas permanentes especiales a las que se refiere el presente decreto, en las áreas geográficas del territorio nacional aptas para la exploración, explotación o extracción de los recursos naturales no renovables definidos en el Código de Minas y en el Código de Petróleos. Tampoco se podrá declarar la existencia de esta clase de zonas francas cuya actividad se encuentre relacionada con el procesamiento industrial o beneficio de los hidrocarburos o minerales.

Entonces para una ZFPGE se requieren 150.000 smmlv de inversión (un poco más de 44 mUS) y 150 empleos: las centrales revisadas no alcanzarían a cumplir con estos requisitos.

### 3.4.4.6 Valoración de la alternativa

Impacto sobre la tarifa	Autonomía de implementación	Viabilidad Técnica	Viabilidad Legal y Reglamentaria
25%	Alta	Viable	Los costos de las Inversiones no alcanzan para ser ZFP

Tabla 8. Valoración de la Zona Franca Permanente de Generación de Energía

De acuerdo con los resultados de la valoración de esta alternativa presentados en la Tabla 8, puede concluirse que representa una opción interesante para un agrupación de Zonas Francas con consumos importantes de energía, aunque considerando una Planta Menor (< 20MW) no se alcanzan a cumplir las condiciones para crear una Zona Franca Permanente de Generación (ZFPGE), que básicamente significa que no se pueden aprovechar las ventajas del régimen franco. Así mismo es importante tener en cuenta que al estar la planta conectada al SIN debe ajustarse a la reglamentación del mercado eléctrico ya mencionada y negociar la energía siempre con un comercializador quien sería el que finalmente facturaría la energía a las Zonas Francas.

### 3.4.5 Comercializadora de energía propia

#### 3.4.5.1 Descripción general de la alternativa

Esta alternativa se basa en la opción de creación de una comercializadora de energía propia de una o varias Zonas Francas para negociar en el Mercado de Energía Mayorista y/o establecer contratos bilaterales con la Zona Franca Permanente de Generación de Energía y de esta manera poder tener control sobre el componente  $C_{zfi,m}$  de la tarifa. Aunque el componente de comercialización de la tarifa de energía servida a una Zona Franca  $C_{zfi,m}$  no es el más relevante, en principio, la creación de una comercializadora de energía propia, dentro del mercado eléctrico nacional brindaría la posibilidad de acceder al Mercado de

Energía Mayorista para negociar directamente con los generadores de energía, saltando la intermediación a la que necesariamente debe acceder un usuario en el Mercado Minorista.

Ahora bien, esta opción es necesariamente complementaria a la inmediatamente anterior, en el sentido que la comercializadora propia podría firmar contratos bilaterales en el Mercado Mayorista con la ZFPGE para respaldar a su vez las negociaciones que necesariamente tendrían que formalizarse con cada una de las Zonas Francas: esto basado en que se tendría una planta menor ( $< 20$  MW) cuya energía generada puede ser vendida, a precios pactados libremente, a los siguientes agentes: Generadores, o Comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de Usuarios No Regulados [103].

#### **3.4.5.2 Impacto sobre la tarifa de energía**

Actualmente la componente de generación, para niveles de tensión III y IV puede estar entre el 13% y el 16% de la tarifa total. Debido a que esta actividad tiene que ser financieramente viable, los ahorros por tener una comercializadora propia no irían más allá del 15% en la componente  $C_{zfi,m}$  es decir en total un poco más del 2% de reducción sobre la tarifa total.

#### **3.4.5.3 Autonomía en cuanto a la implementación**

Una Zona Franca se puede constituir, con otros accionistas, en una comercializadora de energía, como Empresa de Servicios Públicos por acciones, Sociedad Anónima o En Comandita por Acciones. Es decir existe autonomía total para implementar esta alternativa, cumpliendo con los requerimientos legales y reglamentarios.

#### **3.4.5.4 Viabilidad Técnica**

Esta opción es totalmente viable técnicamente y no requiere mayor esfuerzo a este nivel, más allá de tener las plataformas y requerimientos tecnológicos

exigidos por la reglamentación para la medida de los usuarios (Zonas Francas) y reportes al Administrador del Mercado Eléctricos XM.

**3.4.5.5 Viabilidad legal y reglamentaria: régimen franco y eléctrico**

Esta opción está habilitada legalmente por la Ley 142/94 que establece:

*“ARTÍCULO 17. NATURALEZA. Las empresas de servicios públicos son sociedades por acciones cuyo objeto es la prestación de los servicios públicos de que trata esta ley.”*

Ahora bien, por el solo hecho de ser una persona jurídica, dentro de su objeto social está implícita la posibilidad de hacer dicha inversión, tal y como se establece en el artículo 18 de la Ley 142/94

*“ARTÍCULO 18. OBJETO.”*

*“.....”*

*“PARÁGRAFO. Independientemente de su objeto social, todas las personas jurídicas están facultadas para hacer inversiones en empresas de servicios públicos. ....”*

**3.4.5.6 Valoración de la alternativa**

<b>Impacto sobre la tarifa</b>	<b>Autonomía de implementación</b>	<b>Viabilidad Técnica</b>	<b>Viabilidad Legal y Reglamentaria</b>
2%	Alta	Viable	Viable

Tabla 9. Valoración de la Comercializadora de energía propia

Crear una comercializadora de energía, en sí misma no representa la posibilidad de obtener un gran ahorro en lo referente a la tarifa de energía, no obstante si sería una alternativa complementaria a la de instalar una Zona Franca Permanente de Generación de Energía o simplemente una Planta Menor en el Sistema Interconectado Nacional.

### 3.4.6 Gestión de la demanda

#### 3.4.6.1 Descripción general de la alternativa

Como se expresó en la ecuación (12) anteriormente, el costo total de la energía que debe asumir una Zona Franca podría disminuirse reduciendo la cantidad de kWh,  $QTES_{zfi,m}$ , requeridos por la producción de los bienes o servicios generados en la Zonas Francas. Por tanto, esta alternativa está enfocada en lograr implementar mecanismos y/o sistemas que permitan alcanzar el mínimo consumo de energía posible -  $QTES_{zfi,n,m}$  y  $QTENS_{zfi,l,m}$  en la ecuación (12) - a través de un sistema de gestión de Uso racional y Eficiente de la Energía (URE – Según Ley 697 de 2001[104]) requerida en los procesos productivos de las Zonas Francas. Así mismo, esta gestión puede incluir el traslado de la demanda horaria de la Zona Franca a aquellas que con precios de mercado más económicos los requerimientos de energía para de esta forma disminuir el costo total de la energía servida por el Sistema Eléctrico Nacional –  $CTES_{zfi,n,m}$  en (12)-.

Vale la pena mencionar que la reglamentación eléctrica vigente tiene establecido el concepto de demanda desconectable, entendida como la demanda de energía de usuarios que están dispuestos a reducir su consumo a cambio de una contraprestación [105]. No obstante este concepto está asociado a otro que el de los anillos de seguridad, que son un conjunto de instrumentos que tienen por objeto facilitar el abastecimiento de la demanda en condiciones críticas, y el cumplimiento de las OEF de los generadores. Estos anillos de seguridad le permiten al generador, que prevea que no dispone de energía suficiente para cubrir su OEF, acudir, a través de los comercializadores, a los usuarios del SIN que puedan reducir su consumo de energía porque cuentan con equipos de generación de respaldo o porque pueden modificar su proceso productivo. En este caso, la reducción de demanda que efectúen los usuarios se descontará de la Obligación del generador, quien remunerará al comercializador que representa a los usuarios a un precio previamente acordado entre estos agentes. Para que la

reducción de demanda sea considerada en la verificación y liquidación del Cargo por Confiabilidad, es necesario registrar previamente ante el ASIC el contrato entre el generador y el comercializador que representa a los usuarios que se comprometen a reducir su consumo. Es claro, por lo tanto, que esta situación solo se dá en condiciones críticas y que debe contarse con generación de respaldo a costos razonables – autogeneración con gas o carbón -

#### **3.4.6.2 Impacto sobre el costo de la energía**

Es claro que mediante la implementación de un Modelo de Gestión Integral de la Energía puede llegar a determinarse cuánto podría reducirse el consumo de energía en una Zona Franca, dentro de las circunstancias y particularidades propias desarrolladas en este documento. La determinación del impacto sobre el costo total de la energía que debe pagar una Zona Franca requeriría de la determinación y cuantificación de las variables que inciden en esta alternativa, por lo ésta opción sería una de las candidatas a modelar.

#### **3.4.6.3 Autonomía en cuanto a la implementación**

La autonomía que tiene una Zona Franca de manejar este tema no es total ya que el foco de análisis de este trabajo es para las que son multiempresariales y proyectadas a desarrollar el sector BPO&O. En el caso particular de los Servicios Tercerizados a Distancia es importante también tener en cuenta la alta dependencia de las cargas tecnológicas que requieren estas empresas para prestar sus servicios. Por consiguiente se depende en gran medida de los avances que sobre el tema vayan desarrollando los proveedores de equipos en cuanto al uso eficiente y racional de la energía. No obstante todo lo anterior es posible implementar los MGIE mencionados anteriormente, tanto para cada uno de los usuarios, como para toda la Zona Franca, que lleven a lograr reducciones en el consumo mediante usos más eficientes de la energía.

Pese a ser una opción de relevante importancia a nivel general, en los referente al sector de BPO&O los requerimientos de energía suelen estar representados por cargas tecnológicas en continua evolución en cuanto a ahorro de energía. Es decir, en el contexto de las Zonas Francas enfocadas en brindar infraestructura para los Servicios Tercerizados a Distancia, esta opción va de la mano con el desarrollo mismo de la actividad por la permanente mejora en cuanto a eficiencia energética de los equipos usados para estas actividades.

#### **3.4.6.4 Viabilidad Técnica**

Esta es una opción totalmente viable desde el punto de vista técnico. Al respecto hay trabajos importantes de los Comités Técnicos de Normalización del ICONTEC, dentro de programas liderados por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME – mediante los cuales se han establecido requisitos sobre el aprovechamiento de la energía para algunos electrodomésticos, equipos industriales, componentes eléctricos y electrónicos y también para algunos gasodomésticos. Así mismo se viene trabajando en el Reglamento Técnico de Etiquetado – RETIQ – con fines de uno racional y eficiente de la energía: reglamento que será aplicable a algunos equipos de uso final de energía eléctrica y gas combustible, tanto de fabricación nacional como importados que se comercialicen en el país[106].

Desde el punto de vista técnico y del desarrollo de la tecnología de los sistemas eléctricos vale la pena anotar que tendencias como las *Smart Grids* están encaminadas, entre varios objetivos, a poder brindar elementos infraestructurales y de comunicaciones que permitan gestionar la demanda.

#### **3.4.6.5 Viabilidad legal y reglamentaria: régimen franco y eléctrico**

La eficiencia energética, declarada como interés nacional en la Ley 697 de 2001, se ha venido desarrollando con el Decreto 2501 de 2007 [107] y la Resolución 180919 del 1 de junio de 2007, ésta última en la que se adopta el Plan de Acción

2010 -2015 del Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de Energía – PROURE –.

### 3.4.6.6 Valoración de la alternativa

Impacto sobre el costo	Autonomía de implementación	Viabilidad Técnica	Viabilidad Legal y Reglamentaria
Indeterminada <sup>20</sup> A modelar	Alta	Viable	Viable

Tabla 10. Valoración de la Gestión de la Demanda

Esta es una alternativa con gran potencial debido principalmente a la autonomía que tiene una Zona Franca para implementar sistemas de gestión encaminados a disminuir y hacer más eficiente el uso de la energía. No obstante, la gran cantidad de empresas que puede llegar a albergar un parque industrial<sup>21</sup> de esta naturaleza puede demorar la adopción homogénea de unos lineamientos en este sentido, sin por esto restarle importancia a este sensible y trascendental tema.

### 3.4.7 Instalación de una segunda acometida (frontera comercial)

#### 3.4.7.1 Descripción general de la alternativa

Esta alternativa consiste en la opción de instalar de una segunda acometida para la Zona Franca *zfi* con el fin de habilitar la opción de contratar el costo unitario de la energía no servida. En general, en Colombia los Operadores de Red consideran ésta opción como una suplencia cuyos costos debe asumir en su totalidad el usuario del servicio, ya que son una mejora que está por fuera de la obligación legal en cuanto a la prestación del servicio público domiciliario de la energía. Los costos que debe asumir un cliente en este caso son dos: los referentes a la adecuación y refuerzo que deba hacer el Operador de Red para brindar el circuito

<sup>20</sup> Las cargas eléctricas del sector de la BPO&O son fundamentalmente tecnológicas por lo que se depende en gran medida de la caracterización – modelación - de estos equipos y su interacción para lograr determinar las reducciones posibles.

<sup>21</sup> La Zona Franca de Bogotá tiene a la fecha más de 250 empresas calificadas.

y el pago de un cargo anual de disponibilidad de la capacidad “osciosa” que se destine para el circuito.

#### **3.4.7.2 Impacto sobre el costo de la energía**

Revisando la expresiones (11) y (12) , puede anotarse, dentro del contexto de la energía eléctrica no servida  $CTENS_{zfi,l,m}$ , que es altísimo el costo que representa la confiabilidad para actividades estratégicas que se desarrollan hoy en día en las Zonas Francas, tales como: telecomunicaciones, sistemas de TICs, Call Centers, Back Centers, Data Centers, Back Office, transmisión de datos y operación y gestión de bases de datos. Entonces, esta opción garantiza un mayor nivel de confiabilidad y a la vez la opción de optimizar costos mediante la combinación de dos variables de entrada.

Por consiguiente, para determinar el impacto sobre el costo de esta alternativa se deben caracterizar y proyectar las tarifas de energía de las dos entradas – acometidas eléctricas – que se tendrían para abastecer la demanda de la Zona Franca bajo análisis. En consecuencia, esta alternativa requiere de una modelación matemática que permita obtener la combinación óptima con base en los escenarios posibles de precios de energía y demanda.

#### **3.4.7.3 Autonomía en cuanto a la implementación**

Aunque seguramente con dos acometidas y dos fronteras comerciales, los problemas en la consecución de un buen contrato con un comercializador de energía se aumenten, definitivamente esta figura plantea una alternativa muy interesante para la estructuración de parques tecnológicos de servicios remotos y software planteados en [96] y a los cuales están direccionadas estratégicamente las Zona Francas.

#### **3.4.7.4 Viabilidad Técnica**

Como ya se anotó la opción de contar con una nueva acometida, con una frontera comercial diferente a la original, de tal forma que permita contar con dos contratos

de suministro y una redundancia eléctrica que garantice la confiabilidad y brinde la opción de buscar la combinación óptima para minimizar los costos de la energía no servida depende en su totalidad de la habilitación técnica del Operador de Red.

#### **3.4.7.5 Viabilidad legal y reglamentaria: régimen franco y eléctrico**

La posibilidad legal y reglamentaria de esta alternativa es muy similar a la presentada para la opción de conectar la frontera comercial a un nivel de tensión, por lo que aplican los mismos aspectos ya revisados.

#### **3.4.7.6 Valoración de la alternativa**

<b>Impacto sobre la tarifa</b>	<b>Autonomía de implementación</b>	<b>Viabilidad Técnica</b>	<b>Viabilidad Legal y Reglamentaria</b>
Indeterminado A modelar	Media	Viable <sup>22</sup>	Viable

Tabla 11. Valoración de la conexión de la instalación de una segunda acometida (Frontera Comercial)

Esta alternativa puede llegar a ser interesante, pese a que tiene las limitantes de la dependencia del Operador de Red para la habilitación del segundo circuito y a la dependencia del mercado eléctrico nacional en cuanto a la negociación y precios de la energía.

### **3.4.8 Autogenerar o Cogenerar**

#### **3.4.8.1 Descripción general de la alternativa**

Esta alternativa parte del principio que al producir energía eléctrica en sitio una Zona Franca no debe asumir los costos correspondientes a las componentes de transmisión, distribución, comercialización, pérdidas y otros cargos de la ecuación de la tarifa de energía presentada en (10). De igual forma no se debe pagar la

<sup>22</sup> Depende del Operador de Red

contribución del 20% si la capacidad de la planta a instalar es menor a 25 MW<sup>23</sup>. En este contexto, a nivel internacional se distinguen tres actividades: autogeneración, cogeneración y trigeneración; en la primera se produce energía eléctrica, en la segunda adicionalmente se obtiene energía térmica en forma de calor y al trigenerar a parte de todo lo anterior se logra aprovechar el frío<sup>24</sup>. En Colombia, reglamentariamente sólo están definidas las actividades de autogeneración y cogeneración – que incluye la trigeneración -. de la siguiente manera[108] y [109]:

Autogenerador: Es aquella persona natural o jurídica que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto, no usa la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del Sistema Interconectado Nacional (SIN), y puede o no, ser el propietario del sistema de generación.

Cogeneración: Proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de la actividad productiva de quien produce dichas energías, destinadas ambas al consumo propio o de terceros en procesos industriales o comerciales, de acuerdo con lo establecido en la Ley 1215 de 2008 y en la presente resolución.

Cogenerador: Persona natural o jurídica que tiene un proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica como parte integrante de su actividad productiva, que reúne las condiciones y requisitos técnicos para ser considerado como cogeneración. El Cogenerador puede o no, ser el propietario de los activos que conforman el sistema de Cogeneración; en todo

---

<sup>23</sup> La Ley 142/94, artículo 89.4 obliga a dicho pago a quienes generen su propia energía con plantas con una capacidad instalada superior a 25.000 Kw. El resto del artículo no tiene aquí relevancia, pero es importante advertir que aunque permitiría que un Autogenerador venda a terceros, esto está derogado por la prohibición expresa de la Ley 143/94.

<sup>24</sup> Mediante *Chillers* de absorción

caso el proceso de cogeneración deberá ser de quien realice la actividad productiva de la cual hace parte.

#### **3.4.8.2 Impacto sobre el costo de la energía**

Para estimar el impacto en la tarifa de esta alternativa se considerará sólo la autogeneración. Los recursos primarios más viables para abastecer una Zona Franca de las características descritas en este documento son el gas y el carbón. De acuerdo con los análisis presentados en la alternativa de la Zona Franca Permanente de Generación de energía, los costos de generación con cada uno de estos combustibles pueden estar en 138 COP/kWh para el gas y 106 COP/kWh para el carbón. Estos costos son muy similares a los que se obtendrían hoy en una contratación bilateral con un comercializador a precio fijo en el mercado no regulado del sistema eléctrico nacional. Es decir que pensar en un ahorro mínimo del 50% al autogenerar, con respecto a comprar energía al mercado es razonable para este análisis. Adicionalmente es conveniente resaltar que la autogeneración no solo permite disminuir los costos de energía, sino que también incrementa sustancialmente la confiabilidad y calidad del suministro.

#### **3.4.8.3 Autonomía en cuanto a la implementación**

Este proceso tiene una gran importancia desde el punto de vista de la autonomía, ya que pese a que existen aun ciertas limitantes en la reglamentación, como por ejemplo que el autogenerador no pueda vender excedentes a la red comercial (el cogenerador si lo puede hacer) habilita a las Zonas Francas a producir su propia energía basado en decisiones y análisis en gran medida autónomos.

#### **3.4.8.4 Viabilidad Técnica**

Un proyecto de esta naturaleza es perfectamente viable desde el punto de vista técnico, ya que existen diversas tecnologías y proveedores que suministran soluciones a la medida de las necesidades que pueda llegar a tener una Zona Franca. Dentro de las opciones existentes a nivel tecnológico vale la pena mencionar las siguientes: A gas existen motogeneradores, turbinas y plantas de

ciclo combinado; a carbón, que en esencia son centrales a vapor generado mediante calderas, se destacan las acuotubulares de parrilla viajera, carbón pulverizado y lecho fluidizado.

#### **3.4.8.5 Viabilidad legal y reglamentaria: régimen franco y eléctrico**

Una Zona Franca que autogenera energía tendría el tratamiento de “Productor Marginal” previsto en la Ley 142/94 y modificada por la Ley 680/01. En este caso la Zona Franca o un tercero contratado por ella, instalarían una planta generadora y podrían vender la energía únicamente a quienes sean “sus miembros” o sean sus filiales o tengan otro tipo de vinculación económica con la Zona Franca.

#### **3.4.8.6 Valoración de la alternativa**

<b>Impacto sobre la tarifa</b>	<b>Autonomía de implementación</b>	<b>Viabilidad Técnica</b>	<b>Viabilidad Legal y Reglamentaria</b>
50%	Alta	Viable	Viable

Tabla 12. Valoración de la autogeneración

Aunque sólo generar energía eléctrica en sitio en principio implicar la adopción de un proceso que puede llegar a ser ineficiente (en general generar energía en potencias menores de 20 MW produce eficiencias menores a las que se obtienen con plantas cercanas a los 100M o mayores), los análisis previos desarrollados en este capítulo muestran que los costos resultan bastante atractivos y por tanto ameritan un desarrollo y modelación posterior para determinar matemáticamente y mediante un proceso de optimización las potencialidades reales de esta alternativa, que se constituye, a priori, en la más favorable para una Zona Franca Multimepresarial que desarrolle o proyecte actividades propias del sector BPO&O no sólo por los costos, sino también por la mejora en confiabilidad.

### **3.4.9 Mercado de Derivados de Commodities energéticos - Derivex**

#### ***3.4.9.1 Descripción general de la alternativa***

Como se ha mencionado, el principal componente de la tarifa para una Zona Franca es el de generación. En general, el valor de la generación que un comercializador le ofrece a una Zona Franca corresponde al precio que el primero puede negociar en el Mercado de Energía Mayorista<sup>25</sup> más una prima de riesgo y gastos propios de su actividad. Aunque generalmente se establece un precio fijo por la componente de generación en los contratos bilaterales de suministro de energía, la prima incorporada por el comercializador puede llegar a ser alta incrementando el costo final de la energía para la Zona Franca. Una prima alta generalmente se debe al riesgo que el comercializador asume en cuantos a las variaciones que el precio de la energía eléctrica presenta en la bolsa. Por consiguiente, la alternativa de Derivex, tal y como está planteada en la actualidad, está enfocada en reducir y garantizar la estabilidad del costo de la energía, para un usuario no regulado, mediante la gestión propia del riesgo que éste pueda hacer estableciendo contratos cuyo componente de generación dependa del precio de bolsa y usando derivados sobre energía eléctrica (en la actualidad contratos de futuros de electricidad) para realizar la cobertura de este componente.

#### ***3.4.9.2 Impacto sobre el costo de la energía***

Podría decirse que esta alternativa está enfocada, más que en disminuir el costo, el poder tener una cobertura del precio ante la volatilidad de la bolsa, si la Zona Franca decide hacer una contratación en la que el costo de la generación dependa directamente de éste valor (el de la bolsa). Evidentemente esta situación se puede

---

<sup>25</sup> En este mercado se transa toda la energía eléctrica que se requiere para abastecer la demanda de los usuarios conectados al Sistema Interconectado Nacional, representados por los comercializadores, y que es ofertada por los generadores que conectan sus plantas o unidades de generación a dicho Sistema.

manejar de una manera más conservadora simplemente firmando a precio fijo, el componente de generación, lo cual elimina la base del problema.

#### **3.4.9.3 Autonomía en cuanto a la implementación**

Una Zona Franca es totalmente autónoma al momento de implementar esta alternativa. Se debe tener en cuenta que el mercado de derivados energéticos DERIVEX es netamente financiero y en el no se negocia la entrega física de la energía eléctrica.

#### **3.4.9.4 Viabilidad Técnica**

La viabilidad técnica de esta alternativa esta fundamentalmente asociada a la parte tecnológica en cuanto a software y hardware para acceder a la plataforma de DERIVEX para poder negociar los contratos de futuros de electricidad.

#### **3.4.9.5 Viabilidad legal y reglamentaria: régimen franco y eléctrico**

DERIVEX S.A está establecida ante la normatividad Colombiana como un sistema de negociación y registro de operaciones sobre instrumentos financieros derivados. Para todos los efectos funciona como una Bolsa de Valores y en este orden de ideas, todo aquel que quiera negociar en Derivex debe hacerlo a través de unos de sus miembros negociadores y/o liquidadores. De esta forma, la Zona Franca debe firmar un contrato de comisión y/o una orden de servicios con el respectivo Miembro de Derivex. Una vez adelantado lo anterior deben acordarse las tarifas que los miembros de Derivex cobran al agente por los servicios de negociación, compensación y liquidación de sus operaciones.

La contraparte de toda operación que se realiza en Derivex es la Cámara de Riesgo Central de Contraparte. En este orden de ideas, la Cámara exige unas garantías, que están establecidas en 21% para toda operación que se realiza en el mercado. Siendo esto así, el agente debe coordinar también con el Miembro de Derivex la manera en que se constituirán las garantías ante la CRCC, tipo de las mismas, etc.

Una vez el agente firma los acuerdos, define las tarifas y coordina la operatividad del tema de garantías y liquidación diaria, está completamente habilitado para participar del mercado.

#### **3.4.9.6 Valoración de la alternativa**

<b>Impacto sobre la tarifa</b>	<b>Autonomía de implementación</b>	<b>Viabilidad Técnica</b>	<b>Viabilidad Legal y Reglamentaria</b>
0%	Alta	Viable	Viable

Tabla 13. Valoración de Derivex

Dado que a través de los contratos de futuros de electricidad que ofrece DERIVEX no se obtiene físicamente la energía eléctrica, una Zona Franca, como usuario no regulado debe continuar firmando contratos bilaterales con el comercializador de su preferencia ó autogenerando, o las dos. Las condiciones del contrato bilateral son las que permiten asumir una posición en DERIVEX. Es decir, esta es una alternativa complementaria para gestionar los riesgos de mercado eléctrico.

#### **3.4.10 Combinación de alternativas**

Después del análisis y descripciones desarrolladas en este capítulo para mejorar las tarifas y/o los costos de la energía eléctrica que consume una Zona Franca, puede decirse que hay dos básicas que son: autogenerar (o cogenerar) y/o comprar la energía en el mercado eléctrico nacional (condición natural).

Ahora bien, al autogenerar, necesariamente debe contarse con un contrato firmado con un comercializador de energía para suplir la energía adicional (MWh) que puede requerirse para cubrir el 100% de sus necesidades de energía suplementaria [110]. En este escenario, una Zona Franca o un grupo tiene la posibilidad de combinar, complementar y considerar todas las alternativas

presentadas con el objetivo de minimizar los costos de la energía requerida para llevar a cabo sus actividades productivas.

### **3.5 DETERMINACIÓN DE LA ALTERNATIVA A MODELAR**

Teniendo en cuenta la revisión de las alternativas presentada en este capítulo, puede concluirse que de todas las opciones planteadas que podría adoptar una Zona Franca *zfi* para disminuir los costos de la energía, una de las más favorables es la de generar energía mediante una planta térmica propia para abastecer las necesidades particulares. Los análisis previos presentados en el anterior capítulo muestran que la autogeneración, usando gas o carbón, podría representar las mayores ventajas en cuanto al propósito general planteado en este trabajo. Por lo anterior, la alternativa que se modelará matemáticamente en el siguiente capítulo y se analizará en lo que resta de este trabajo es la de tener como opción de abastecimiento de energía para una Zona Franca *zfi* tanto una planta de autogeneración como una conexión al sistema interconectado nacional como respaldo y/o complemento.

## **4 MODELO DE MINIMIZACIÓN DE COSTOS DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA UNA ZONA FRANCA DE COLOMBIA**

### **4.1 CONSIDERACIONES GENERALES**

Para abordar el problema que surge de la alternativa determinada en el anterior capítulo, vale la pena primero revisar un poco cómo la generación de energía en un mercado eléctrico liberalizado está desarrollada por agentes cuyo principal objetivo es obtener el máximo beneficio propio. En este contexto, para un generador los beneficios dependen de las ofertas de ventas de energía, por lo tanto, la elaboración de ofertas adecuadas es una prioridad para toda compañía dedicada a ésta actividad. De esta manera existe un problema que ya se ha trabajado bajo esta condición por Conejo y Arrollo [26], que está directamente relacionado con la elaboración de éstas ofertas: la respuesta óptima de un grupo de generación –térmico– al mercado eléctrico.

El objetivo, para el generador en el mercado eléctrico, consiste en encontrar el plan de arranques y paradas, así como la producción horaria del grupo térmico, de forma que maximice su beneficio esperando vender tanto energía como reserva rodante al mercado eléctrico (también puede incluirse la venta de regulación AGC). Este problema también recibe el nombre de programación horaria descentralizada. El horizonte temporal pertenece al corto plazo (24 a 168 horas). Este problema se ha resuelto para un grupo térmico [26], incluyendo un modelado preciso de las restricciones técnicas que afectan a este tipo de generadores: límites de potencia, rampas y tiempos mínimos de funcionamiento y parada.

## 4.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

El problema que se pretende abordar en este capítulo es el del despacho óptimo de la demanda de una Zona Franca  $zfi$  considerando dos fuentes de alimentación de energía: una central térmica propia –en sitio– (autogeneración) y el mercado (o energía servida por el SIN).

Mediante la estructuración de un modelo matemático de optimización, para la resolución del problema planteado, se busca obtener un plan indicativo de arranques y paradas de la central generadora –en sitio– y en forma más general la combinación óptima de las dos fuentes disponibles para abastecer al menor costo posible la demanda de una Zona Franca  $zfi$ .

Por ser un problema extremadamente complejo, la programación de la generación usualmente se divide en subproblemas de menor envergadura de acuerdo a una jerarquía temporal. Para lograr esto, se consideran distintos horizontes de programación (largo, mediano y corto plazo) y se usan técnicas de descomposición; el análisis del problema se realizará en el corto plazo.

Se tomará como base de referencia la formulación desarrollada por Arroyo y Conejo[3], que hace que este problema, pese a ser combinatorio, no lineal y entero mixto, se pueda formular como un problema estrictamente lineal que se puede resolver mediante programación lineal y entero-mixta.

### 4.2.1 Función objetivo

La función objetivo a minimizar está formada por los costos totales: los costos de adquisición de la energía en el mercado (energía servida), los costos de producción (costos variables y costos fijos), los costos de arranque y los costos de parada. Para plantear esta función de partirá de la expresión (11).

Se considerará una red de nodo único con una barra “slack” como se muestra en la Figura 1:

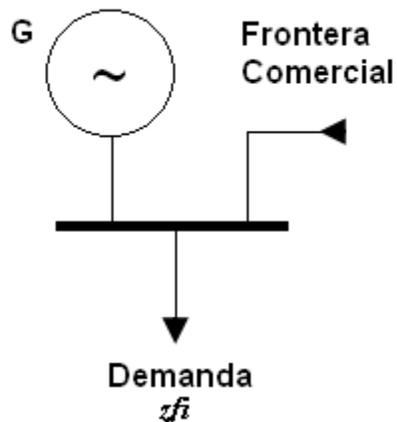


Figura 1. Sistema de nodo único Zona Franca Permanente (multiempresarial)

Adicionalmente se considerará, con la base en lo formulado en (11), que:

- a) La Energía Servida (ES) será la proporcionada por el Sistema Interconectado Nacional, mediante una Frontera Comercial, es decir las compras al mercado eléctrico.
- b) La Energía No Servida (ENS) será la que se obtendrá de la planta generadora – en sitio– G.
- c) Los costos de la Energía No Servida serán cubiertos por la generación –en sitio– y constan de: los costos de producción (costos variables, combustible y costos fijos), los costos de arranque y los costos de parada.
- d) Se abordará el problema mediante una programación horaria con un horizonte temporal comprendido en el corto plazo  $T = 24$  horas.

De acuerdo con lo anterior, se tiene como función objetivo a minimizar:

$$CT_{zfi} = CTM_{zfi} + [CTG_{zfi} + CTA_{zfi} + CTP_{zfi}] \quad (13)$$

Donde,

$CT_{zfi}$  : Costo Total que por Energía Eléctrica debe asumir la Zona Franca  $zfi$  , en  $T$  horas y en COP.

$CTM_{zfi}$  : Costo Total de la Energía comprada al Mercado Eléctrico por la Zona Franca  $zfi$  , en  $T$  horas y en COP.

$CTG_{zfi}$  : Costo Total de Generar Energía –en sitio– para la Zona Franca  $zfi$ , incluyendo costos fijos y variables, en  $T$  horas y en COP.

$CTA_{zfi}$  : Costo Total de los arranques de la Planta Generadora –en sitio– para la Zona Franca  $zfi$  , en  $T$  horas y en COP.

$CTP_{zfi}$  : Costo Total de las paradas de la Planta Generadora –en sitio– para la Zona Franca  $zfi$  , en  $T$  horas y en COP.

$T$  : Conjunto de índices de las horas del horizonte temporal (24 horas para este caso, notadas como  $h1$ ,  $h2$ , etc.).

A continuación se describe la formulación matemática con la que se modelan cada una de las componentes de la función objetivo:

#### **4.2.1.1 Costo de compra de energía al mercado**

El costo total de la energía comprada al mercado, para la Zona Franca  $zfi$  se formula de la siguiente manera:

$$CTM_{zfi} = \sum_{t=h1}^T cm(t) \quad (14)$$

Donde,

$cm(t)$  : Costo horario de la Energía comprada al Mercado Eléctrico por la Zona Franca  $zfi$  , en la hora  $t$  y en COP.

Este costo horario se define como:

$$cm(t) = m(t) \cdot \lambda(t)^{est} \quad (15)$$

Donde,

$m(t)$  : Potencia demandada y comprada al Mercado Eléctrico, en la hora  $t$  y en MW.

$\lambda(t)^{est}$  : Precio estimado de la energía en el Mercado Eléctrico en la hora  $t$  y en mCOP/MW.

#### **4.2.1.2 Costo de la generación**

En términos generales, cada central térmica se caracteriza por sus costos de producción de energía eléctrica, que indican fundamentalmente cuánto cuesta producir un MW. Estos costos de producción están formados principalmente por el costo del combustible (en sitio), aunque también se incluyen el costo administración, operación y mantenimiento (AOM) y en algunos casos de análisis los costos financieros. Para los efectos de esta modelación no se considerarán los costos financieros de la inversión que debiera asumir una Zona Franca  $zfi$  para la compra de los equipos de generación en sitio ya que pueden considerarse por aparte en una revisión particular tomando como base los resultados del modelo propuesto.

Ahora bien, el costo de producción de una central térmica –en sitio– en una hora  $t$ ,  $cg(t)$ , se puede expresar como función de la potencia generada por dicha central en esa hora. La representación gráfica del costo de producción en función de la potencia generada se denomina “característica de entrada – salida” y se obtiene a partir de datos empíricos o cálculos de diseño. Puede decirse que la característica de entrada salida de una central térmica representa el consumo específico de energía térmica requerido para producir energía eléctrica (ej. BTU/kWh, 1 kWh equivale aproximadamente a 3413 BTU). El costo de la energía (en mCOP/MWh) se obtiene habitualmente multiplicando el consumo específico de la planta térmica por el precio del combustible (COP/MBTU).

Cuando la característica de entrada- salida de una central térmica se construye a partir de datos reales, se observa que los puntos de la curva no forman una función convexa, continua y diferenciable, sino simplemente una nube de puntos, por lo que es requerida la modelación o adopción de una simplificación para que el problema de la programación horaria planteado pueda ser resuelto por alguna técnica convencional de optimización.

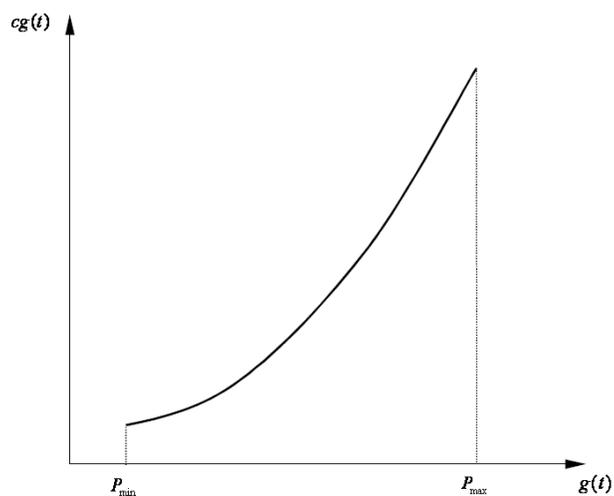


Figura 2. Aproximación cuadrática de los costos de producción de una planta de generación

Hay diversas formas de representar la característica de entrada salida de una central de generación de energía eléctrica. Dependiendo del tipo de central, las características de entrada-salida son diferentes. En términos generales, existe un alto grado de complejidad para expresar de forma exacta los costos de producción de una central como una función analítica de la potencia eléctrica generada. Por ejemplo, los datos obtenidos de pruebas reales de funcionamiento pueden ajustarse o aproximarse mediante una curva polinomial, una curva cuadrática, por una curva lineal por tramos o incluso por una aproximación mediante bloques de potencia. Todas éstas son aproximaciones igualmente válidas para representar la característica de entrada-salida real. La Figura 2 muestra una curva ideal de costo de producción, ya que es convexa, continua y diferenciable. La Figura 3 se presenta una aproximación lineal por tramos de una central diferente a la supuesta en la Figura 2.

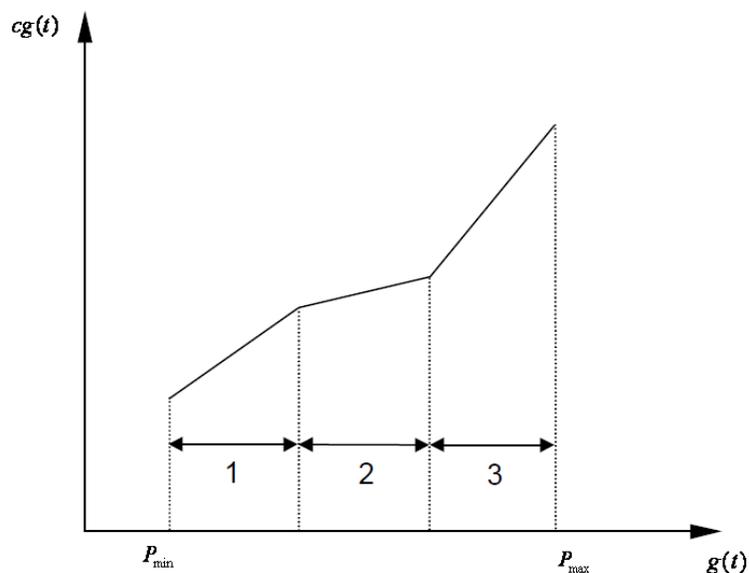


Figura 3. Aproximación lineal por tramos de los costos de producción de una planta de generación

Para la formulación del modelo desarrollado en este trabajo se usará una aproximación de la característica de entrada – salida mediante bloques de

potencia, tal y como se muestra en la Figura 4, la cual representa una aproximación aceptable para el problema de programación horaria planteado.

Entonces, el costo total de generar energía –en sitio– para la Zona Franca  $zfi$ , incluyendo costos fijos y variables, en  $T$  horas y en COP puede expresarse como:

$$CTG_{zfi} = \sum_{t=h1}^T cg(t) \quad (16)$$

Donde,

$cg(t)$  : Costo variable horario de generación de la Planta Generadora –en sitio– en la hora  $t$  y en mCOP/MW.

Tomando como base la aproximación por bloques de potencia, tenemos entonces que podemos expresar en costo variable horario de generación  $cg(t)$  como:

$$cg(t) = \sum_{t=h1}^T Cf \cdot r(t) + \sum_{b=b1}^B Cb(b) \cdot Pb(b,t) + b_{ent}(b,t) \cdot \sum_{b=b1}^{b-1} Cb(b) \cdot [Pb(b) - Pb(b-1)] \quad (17)$$

Donde,

$Cf$  : Costo fijo de operación de la Planta Generadora –en sitio– en COP.

$r(t)$  : Variable binaria que es igual a 1 si la central generadora –en sitio– está operando en la hora  $t$ .

- $B$  : Conjunto de índices de los bloques de potencia de la Planta Generadora –en sitio– (cada bloque notado como  $b1$ ,  $b2$ , etc.).
- $Cb(b)$  : Costo de generación del bloque de potencia  $b$  de la Planta Generadora –en sitio– en mCOP/MW.
- $Pb(b)$  : Potencia del bloque  $b$  en MW.
- $Pb(b,t)$  : Potencia del bloque  $b$  en su condición de marginal y en la hora de generación  $t$ , en MW.
- $b_{ent}(b,t)$  : Variable binaria que es igual a 1 si el bloque  $b$  es marginal en la hora de operación  $t$ .

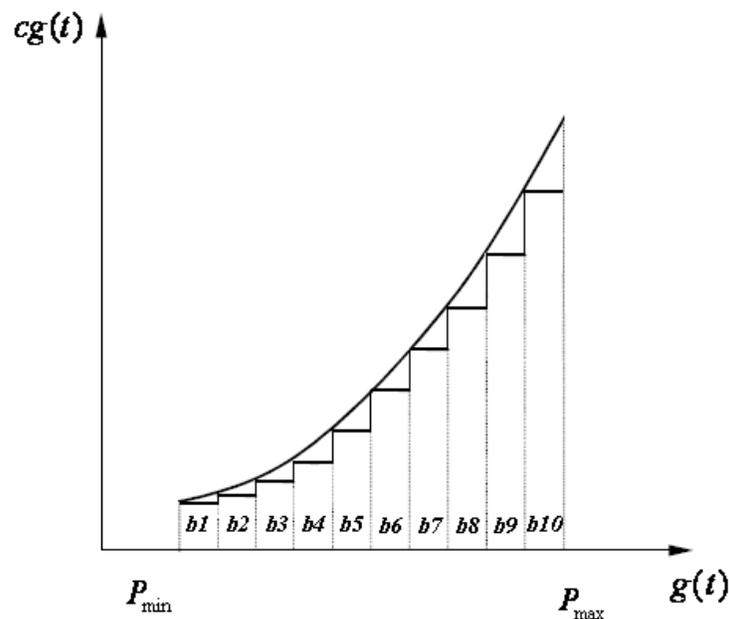


Figura 4. Aproximación por bloques de los costos de producción de una planta de generación

Para completar la formulación de la aproximación por bloques del costo variable horario de generación  $cg(t)$  expresada mediante la ecuación (17) es necesario plantear las siguientes restricciones para hacer consistente el modelo (Ver Figura 5. Bloque marginal  $Pb(b,t)$  en la hora de operación  $t$ ).

La primera consiste en limitar la existencia de solo un bloque, en condición de marginal, en cada hora de operación  $t$ . Lo anterior se garantiza mediante la siguiente ecuación:

$$1 = \sum_{b=b1}^B Pb(b,t) \quad (18)$$

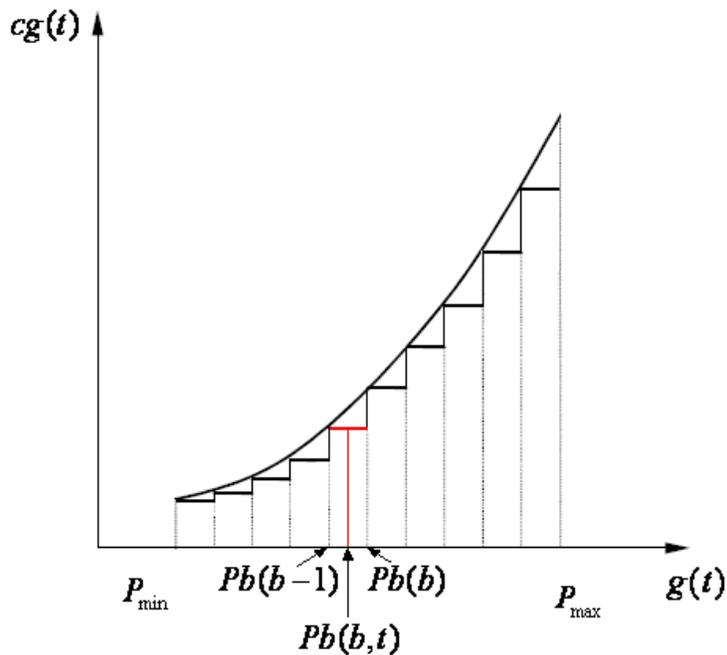


Figura 5. Bloque marginal  $Pb(b,t)$  en la hora de operación  $t$

La segunda restricción consiste asegurar, en la formulación matemática de la aproximación por bloques, que ninguno de éstos supere su banda de potencia, de la siguiente forma:

$$Pb(b,t) \leq [Pb(b) - Pb(b-1)] \cdot b_{ent}(b,t) \quad (19)$$

Por último, y con base en lo anterior, la potencia generada en kW por la central – en sitio- en la hora  $t$ ,  $g(t)$ , se puede expresar de la siguiente manera:

$$g(t) = \sum_{b=b1}^B Pb(b,t) + b_{ent}(b,t) \cdot Pb(b-1) \quad (20)$$

#### 4.2.1.3 Costo de los arranques

El costo total de los arranques se expresa de la siguiente manera:

$$CTA_{zfi} = \sum_{t=h1}^T ca(t) \quad (21)$$

Donde,

$ca(t)$  : Costo de arranque de la Planta Generadora –en sitio– en la hora  $t$  y en COP.

Este costo de arranque es:

$$ca(t) = a(t) \cdot A \quad (22)$$

Donde,

$a(t)$  : Variable binaria que es igual a 1 si la central generadora –en sitio– es encendida o arrancada al comienzo del periodo  $t$ .

$A$  : Costo de arranque de la central generadora –en sitio– en COP.

#### 4.2.1.4 Costo de las paradas

El costo total de las paradas se formula así:

$$CTP_{zfi} = \sum_{t=h1}^T cp(t) \quad (23)$$

Donde,

$cp(t)$  : Costo de parada de la Planta Generadora –en sitio– en la hora  $t$  y en COP.

Este costo de parada es:

$$cp(t) = p(t) \cdot P \quad (24)$$

Donde,

$p(t)$  : Variable binaria que es igual a 1 si la central generadora –en sitio– es apagada o parada al comienzo del periodo  $t$ .

$P$  : Costo de parada de la central generadora –en sitio– en COP.

#### 4.2.2 Restricciones

El problema de optimización planteado tiene dos tipos de restricciones: las restricciones propias de la carga (particularmente de la demanda) y las restricciones técnicas inherentes a la clase de central térmica. A continuación se describen las restricciones consideradas en el desarrollo del modelo.

#### 4.2.2.1 Restricción de demanda

Como ya se mencionó, se considerará una red de nodo único con una barra “slack” (ver Figura 1) a la cual están conectadas las dos fuentes de alimentación de energía y la demanda. Por la anterior circunstancia no hay pérdidas de transporte, ni de conexión y aunque eventualmente la planta de generación pueda estar separada físicamente de la barra (por el área total de cobre generalmente una Zona Franca), se asume que para efecto de los resultados finales no tienen un efecto considerable.

La Figura 6 muestra una curva real de demanda de una Zona Franca Permanente (multiempresarial),

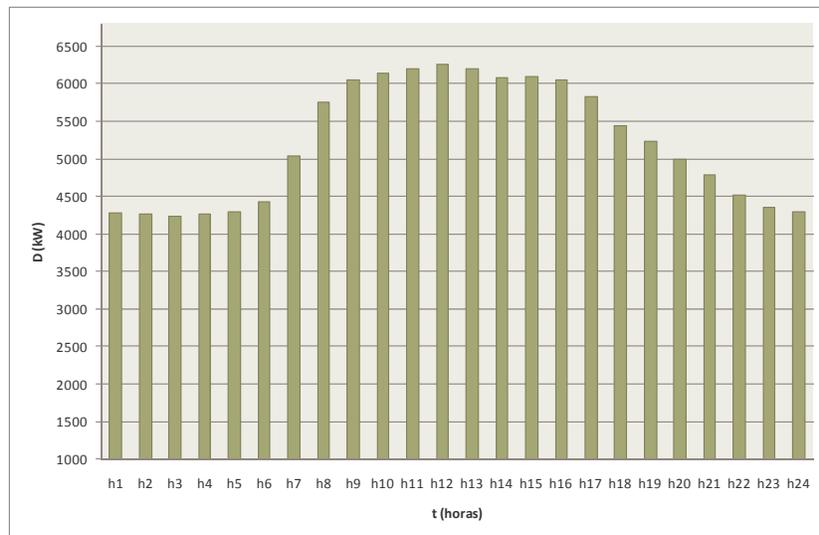


Figura 6. Curva de demanda horaria de una Zona Franca Permanente (multiempresarial)

La restricción de demanda se puede modelar de la siguiente forma:

$$d(t) = g(t) + m(t) \quad \forall t \in T \quad (25)$$

Donde,

- $d(t)$  : Demanda de la Zona Franca  $zfi$ , en la hora  $t$ , en MW.
- $g(t)$  : Potencia de la salida de la central generadora –en sitio– en la hora  $t$ , en MW.
- $m(t)$  : Potencia comprada al mercado eléctrico nacional (servida por el SIN) en la hora  $t$ , en MW.

#### 4.2.2.2 Potencia máxima nominal y potencia máxima de parada

Las plantas térmicas, ya sean a gas o a carbón, tienen una limitación máxima en la potencia que pueden producir, llamada potencia máxima nominal,  $P_{\max}$ . Esta limitación se debe a características de diseño. La potencia máxima nominal también puede variar si alguna de las unidades que compone la planta se encuentra en mantenimiento. Así mismo dentro de los parámetros de diseño se tiene una rampa de potencia límite para que la planta pueda ser parada,  $P_{\max}^{par}$ , que es la variación de potencia máxima que soporta la unidad en una hora al momento de ser apagada. Dentro del modelo propuesto, estas restricciones serán valores constantes expresados en kW y kW/h respectivamente. Así mismo se tendrán en cuenta estas dos restricciones dependiendo de la condición de operación (en funcionamiento o si se va a apagar), en una expresión matemática así:

$$g(t) \leq P_{\max} [r(t) - p(t+1)] + p(t+1)P_{\max}^{par} \quad (26)$$

$$\forall t \in T$$

De tal forma que si la central se va a permanecer en funcionamiento en la hora  $t+1$ ,  $r(t) = 1$  y  $p(t+1) = 0$ , se tiene entonces que:

$$g(t) \leq P_{\max} \quad \forall t \in T \quad (27)$$

Por el contrario, si la central se va a apagar en la hora  $t+1$ ,  $r(t) = 1$  y  $p(t+1) = 1$ , entonces:

$$g(t) \leq P_{\max}^{par} \quad \forall t \in T \quad (28)$$

Donde,

$g(t)$  : Potencia de la salida de la central generadora –en sitio– en la hora  $t$ , en MW.

$P_{\max}$  : Potencia máxima nominal de la central generadora –en sitio–, en MW.

$P_{\max}^{par}$  : Variación máxima de potencia en una hora que permite la central generadora –en sitio– en la parada, en MW/h.

$r(t)$  : Variable binaria que es igual a 1 si la central generadora –en sitio– está operando en la hora  $t$ .

$p(t)$  : Variable binaria que es igual a 1 si la central generadora –en sitio– es apagada o parada al comienzo del periodo  $t$ .

#### **4.2.2.3 Potencia mínima disponible – Mínimo técnico**

Una planta térmica posee una limitación mínima sobre su potencia de salida. Esta potencia mínima, llamada mínimo técnico, se debe a criterios de diseño, a aspectos de estabilidad del grupo generador y a la misma potencia requerida para la sincronización con la barra “slack”. Ahora bien, si la central no está sincronizada a la barra “slack” su potencia de salida es 0 (inferior al mínimo técnico). Esta restricción se puede expresar así:

$$g(t) \geq P_{\min} \cdot r(t) \quad \forall t \in T \quad (29)$$

Donde,

$P_{\min}$  : Potencia mínima disponible de la central generadora –en sitio–, en MW.

#### 4.2.2.4 Rampa de toma de carga y potencia mínima de arranque

La rampa de toma de carga de la central térmica se modela matemáticamente como se muestra a continuación, básicamente limitando la operación a la rampa (o variación) de toma de carga  $P_{\max}^{asc}$  y a la variación máxima potencia que soporta la planta generadora en el arranque  $P_{\max}^{arr}$  :

$$g(t) \leq g(t-1) + P_{\max}^{asc} r(t-1) + P_{\max}^{arr} a(t) \quad (30)$$

$$\forall t \in T$$

Donde,

$P_{\max}^{asc}$  : Rampa o variación máxima de toma de carga en una hora de la central generadora –en sitio–, en MW/h.

$P_{\max}^{arr}$  : Variación máxima de potencia en una hora que permite la central generadora –en sitio– en el arranque, en MW/h.

$a(t)$  : Variable binaria que es igual a 1 si la central generadora –en sitio– es encendida o arrancada al comienzo del periodo  $t$ .

#### 4.2.2.5 Rampa de deslastre de carga y potencia máxima de parada

La rampa de deslastre de carga de la central térmica se formula de la siguiente manera, en esencia limitando la operación a la rampa de bajada o deslastre de carga  $P_{\max}^{des}$  y a la potencia máxima de parada  $P_{\max}^{par}$  :

$$g(t-1) - g(t) \leq P_{\max}^{des} r(t) + P_{\max}^{par} \cdot p(t) \quad (31)$$
$$\forall t \in T$$

Donde,

$P_{\max}^{des}$  : Rampa o variación máxima de deslastre de carga en una hora de la central generadora –en sitio–, en; MW/h.

#### 4.2.2.6 Relación entre las variables binarias de arranque, parada y operación

Como se observa en la formulación de las restricciones de los arranques, paradas y entradas en operación de la central generadora –en sitio–, la lógica de las mismas es modelada mediante variables binarias  $a(t)$ ,  $p(t)$  y  $r(t)$  respectivamente. Es decir, estas restricciones impiden que dentro del modelo la central pueda ser arrancada y parada en la misma hora. De acuerdo con lo anterior se incluyen las siguientes expresiones que determinan tanto la exclusividad de arranque ó parada cómo la relación de estas variables con el estado de la central generadora:

$$a(t) + p(t) \leq 1 \quad (32)$$
$$\forall t \in T$$

$$a(t) - p(t) = r(t) - r(t-1) \quad (33)$$
$$\forall t \in T$$

#### 4.2.2.7 Tiempo mínimo de funcionamiento

Una central térmica solo puede soportar cambios graduales en la temperatura con el fin que sus componentes no fallen o se produzca un envejecimiento prematuro de los mismos. Es decir, una condición en este sentido es evitar paradas con demasiada frecuencia. Por consiguiente, el tiempo mínimo de funcionamiento es el número mínimo de horas que una central debe permanecer operando una vez que es encendida. Las siguientes ecuaciones modelan esta limitación en la operación de la central:

$$\sum_{t=h1}^g 1 - r(t) = 0 \quad \forall t \in T \quad (34)$$

$$\sum_{i=t}^{t+UT-1} r(i) \geq UT \cdot a(i) \quad (35)$$

$$i = t = g + 1 \dots T - UT + 1$$

Donde,

$g$  : Tiempo de operación, en horas, que le falta a la central generadora –en sitio– para cumplir el tiempo mínimo de funcionamiento  $UT$ , considerando que al inicio del horizonte de tiempo de estudio  $T$  la central ya estaba operando.

$UT$  : Tiempo mínimo de funcionamiento de la central generadora –en sitio–, en horas.

La expresión (34) hace que, dentro de la modelación, en el inicio del horizonte de tiempo de análisis  $T$  la planta permanezca operando hasta cumplir el tiempo mínimo de funcionamiento  $UT$

La ecuación (35) limita el modelo para que la central generadora –en sitio– opere respetando el tiempo mínimo de funcionamiento considerando que lo haría en un subconjunto de horas intermedias  $i$  que hacen parte del horizonte de tiempo  $T$ . Este subconjunto de horas intermedias sería  $i = t = g + 1 \dots T - UT + 1$

### **4.3 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO**

A continuación se detallan los aspectos relacionados con la elaboración del modelo de optimización – minimización – de costos del suministro de energía eléctrica para una Zona Franca de Colombia de carácter permanente y multiempresarial. Se estructurará la programación del modelo a partir de la formulación presentada en los anteriores numerales de este capítulo: ecuaciones de la (13) a la (35).

#### **4.3.1 Consideraciones generales**

En términos generales, el modelo de optimización (minimización) desarrollado puede enmarcarse dentro de la investigación operativa. La investigación operativa se puede definir como la aplicación de métodos científicos en la mejora de la efectividad de las operaciones, decisiones y gestión<sup>26</sup> o como la ciencia de aplicar los recursos disponibles para conseguir la satisfacción óptima de un objetivo específico deseado. La principal característica de la investigación operativa consiste en construir un modelo científico del sistema bajo estudio del cual se pueden predecir y comparar los resultados de diversas estrategias, decisiones, incorporando medidas del azar y del riesgo. El objetivo es ayudar a los responsables (en el caso de este trabajo a los Operadores de las Zonas Francas) a determinar su política y actuaciones en forma científica. En este sentido también

---

<sup>26</sup> ROBINSON R. "Welcome to OR Territory". OR/MS Today pp. 40-43, August 1999.

se pueden utilizar como sinónimos *management science* o análisis de las decisiones<sup>27</sup>.

La optimización es una parte relevante dentro de la investigación operativa. Muchas técnicas usadas – programación lineal (*lineal programming*) LP, programación dinámica (*dynamic programming*) DP – son de orígenes anteriores a 1960. Los avances en los últimos años en estas técnicas de programación han sido notoriamente relevantes. Hoy en día se pueden solucionar problemas en segundos que habrían tardado años en ser resueltos hace tres quinquenios.

La optimización consiste en la selección de una alternativa mejor, en algún sentido, que las demás posibles. Es un concepto inherente a toda la investigación operativa. Sin embargo, determinadas técnicas propias de la investigación operativa se recogen bajo el nombre de optimización o programación matemática.

En el modelo de optimización planteado existe un conjunto de variables (enteras y binarias) de decisión que deben minimizar la función objetivo - ecuación (10) -. Por tanto, como ya se mencionó, la formulación del problema es estrictamente lineal, por lo que se puede resolver mediante programación lineal entero-mixta (*MIP: Mixed Integer Programming*).

Las principales alternativas actuales para el desarrollo de modelos de optimización suelen ser<sup>28</sup>:

- 1) Lenguajes de programación de propósito general, como C, C++, Java, Visual, Basic y FORTRAN 90, que llaman a una biblioteca de optimización

---

<sup>27</sup> RAMOS A., SANCHEZ P. FERRER J.M. Modelos Matemáticos de Optimización. Universidad Pontificia Comillas, Madrid, Septiembre 2010.

<sup>28</sup> RAMOS A., SANCHEZ P. FERRER J.M. Modelos Matemáticos de Optimización. Universidad Pontificia Comillas, Madrid, Septiembre 2010.

(por ejemplo Concert de ILOG, LINDO API de LINDO Systems, OptiMax 2000 de Maximal Software, entre otros)

- 2) Lenguajes o entornos de cálculo numérico o simbólico: Hojas de cálculo, lenguaje para cálculo numérico intensivo, como MATLAB, o para cálculo simbólico, como Maple o Mathematica, etc.
- 3) Lenguajes algebraicos de modelado: Entre los lenguajes de modelado algebraico más conocido se pueden mencionar: GAMS ([www.gams.com](http://www.gams.com)), AMLP ([www.amlp.com](http://www.amlp.com)), MLP ([www.maximalsoftware.com](http://www.maximalsoftware.com)) , AIMMS ([www.aimms.com](http://www.aimms.com)) y XPRESS-MP ([WWW.dashoptimization.com](http://WWW.dashoptimization.com)) entre otros.

Los lenguajes algebraicos de modelado son las alternativas más complejas y potentes por su capacidad de indexación de las variables y ecuaciones; permiten cambiar sin dificultad las dimensiones del modelo y de forma natural separan datos de resultados. Permiten la definición de errores de consistencia en la definición y verificación del modelo y simplifican drásticamente su mantenimiento.

Por lo anterior, el modelo de optimización –minimización–, con base en la formulación planteada de las ecuaciones (10) a la (30) se implementó utilizando el sistema de modelado GAMS (“General Algebraic Modeling System” – Licencia UIS: DC6224:G061207:1834AP-WIN) mediante el optimizador CPLEX.

#### **4.3.2 Supuestos en los que se basa el modelo**

Los supuestos que se tomaron para el desarrollo del modelo son:

- 1) Para todos los efectos prácticos, las inyecciones y retiros de potencia del sistema se considerarán realizados en un solo nodo (modelo uninodal).
- 2) Las pérdidas del sistema no se incluirán en la etapa de optimización. En la ejecución del despacho económico de carga no se considerará la

influencia de las pérdidas en el sistema de distribución interna de la Zona Franca. Además, los costos debidos a las pérdidas son muy inferiores a los otros costos considerados. En todo caso, si en el futuro se estima relevante, las pérdidas podrían incorporarse en el modelo propuesto.

3) El horizonte de programación es diario – 24 horas –.

### **4.3.3 Entradas del modelo**

Los datos de entrada del modelo están asociados a tres entornos específicos que enmarcan el problema: la demanda, el mercado de energía eléctrica nacional y las características de la central térmica en sitio.

#### **4.3.3.1 La demanda**

Los datos de entrada para el modelo desarrollado en cuanto a la demanda,  $d(t)$ , son los consumos horarios proyectados de una Zona Franca  $zfi$  que conforman esta curva durante 24 horas (para los análisis desarrollados se consideran promedios mensuales). Una curva típica de demanda de una Zona Franca se mostró en la Figura 6.

#### **4.3.3.2 Precios de la energía en el mercado eléctrico**

Estos precios,  $\lambda(t)^{est}$ , en COP, se introducen al modelo como proyecciones horarias de 24 intervalos y también se consideran como los promedios mensuales del precio del mercado en cada hora de estudio. Precios de bolsa o precios de la contratación a largo plazo.

#### **4.3.3.3 Datos de las características de la central térmica**

$Cf$ , que es la notación en la formulación del costo fijo de operación de la Planta Generadora –en sitio– en COP/h. Puede decirse que este costo está conformado

principalmente por los rubros de administración, operación y mantenimiento requeridos por la operación (AOM).

$B$ ,  $Cb(b)$  y  $Pb(b)$  que representan en su orden: el número de bloques de potencia, el costo de generación de cada bloque de potencia  $b$  - en mCOP/MW- y la potencia de cada bloque en MW. Estas entradas al modelo son el resultado de la aproximación de la característica entrada - salida de la Planta Generadora –en sitio–, de acuerdo (Ver Figura 7)

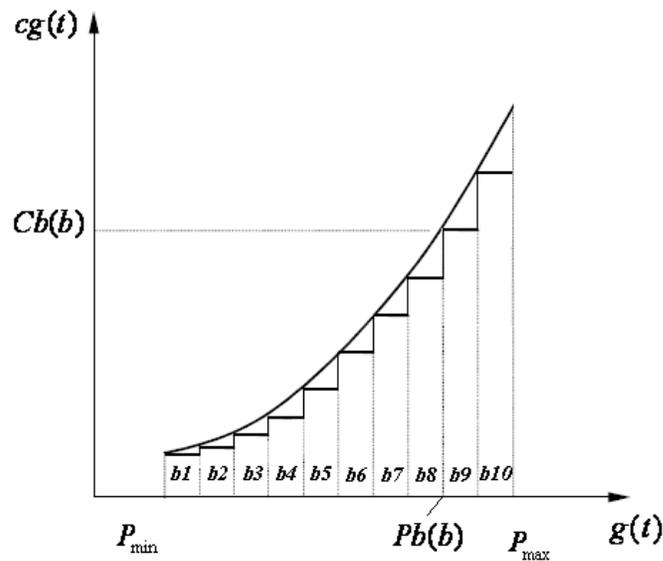


Figura 7. Entradas al modelo de la aproximación por bloques

$A$  y  $P$  que son los costos de arranque y parada, respectivamente, de la central generadora –en sitio– en COP/h.  $P_{max}$  y  $P_{min}$  que son las potencias máxima y mínima nominal de la central, en kW.  $P_{max}^{arr}$  y  $P_{max}^{par}$  que son las variaciones máximas de potencia en una hora que resiste la planta en el arranque y la parada, en kW/h.  $P_{max}^{asc}$  y  $P_{max}^{des}$  que son las variaciones máximas de toma y deslastre de carga que permite la planta, el kW/h. Por último,  $UT$  que es el tiempo mínimo que debe permanecer encendida la central, en horas.

#### 4.3.4 Salidas del modelo

En primera instancia y de acuerdo con las características de las entradas y restricciones ya presentadas, el modelo proporciona el costo mínimo total que por energía eléctrica debe asumir una Zona Franca  $zfi$ , en 24 horas y en COP notado como  $CT_{zfi}$ . Así mismo el modelo proporciona, en el mismo período de tiempo, los costos totales de compra de energía en el mercado eléctrico,  $CTM_{zfi}$ , el costo total de generar energía en sitio,  $CTG_{zfi}$ , y los costos totales de arranques y paradas de la planta generadora,  $CTA_{zfi}$  y  $CTP_{zfi}$ .

De igual forma se obtienen el costo y el perfil horario tanto de la energía comprada en el mercado eléctrico,  $cm(t)$  y  $m(t)$  como de la generada en sitio  $cg(t)$  y  $g(t)$  que permiten obtener el mínimo costo total de  $CT_{zfi}$  para abastecer la demanda  $d(t)$ .

## **5 EJECUCIÓN DEL MODELO Y ANÁLISIS DE ESCENARIOS**

### **5.1 CONSIDERACIONES GENERALES**

En este capítulo se presentan las consideraciones y los datos empleados en la ejecución del modelo optimización de los costos de la energía al autogenerar en una Zona Franca. Se evaluará el desempeño de la alternativa modelada en Capítulo 4 sobre un periodo de diez años, que es el lapso de tiempo comúnmente considerado para entornos de inversión en Zonas Francas en Colombia. Por lo tanto, se requiere proyectar todas las variables que intervienen en el desempeño de la central, como instrumento de autogeneración de energía, en el periodo considerado. Se asume que las condiciones que afectan el desempeño del modelo (precio de generación, demanda, precio de mercado, etc.) son constantes en un mes y dicho mes está representado por un día tipo. Cada día tipo es evaluado con resolución horaria. En consecuencia, para modelar un año se requiere evaluar el modelo 12 veces, donde cada ejecución representa un mes. A continuación se presenta la proyección de las variables mencionadas en un periodo de 10 años con resolución mensual. Los resultados del análisis que se abordará en este capítulo pueden servir de entrada para una valoración técnico-financiera, que no se desarrollará en este estudio.

### **5.2 PROYECCIONES DE LA DEMANDA**

Para estas proyecciones se parte de la premisa que la Zona Franca *zfi* presenta una curva de demanda horaria tipo, como se muestra en la Figura 8. Esta característica representa el patrón de consumo del mes base de análisis (enero de 2011). El perfil de esta curva se mantendrá en todo el periodo de estudio, dado que se asume que las cargas que entrarán en el futuro, por las condiciones

particulares expuestas en el capítulo 1, son de carácter tecnológico y propias del sector de BPO&O (es decir cargas que se pueden considerar constantes durante las 24 horas del día). Por lo anterior la curva de demanda horaria variará con resolución mensual, de acuerdo con factores de estacionalidad determinados históricamente, e interanual de acuerdo con crecimientos proyectados.

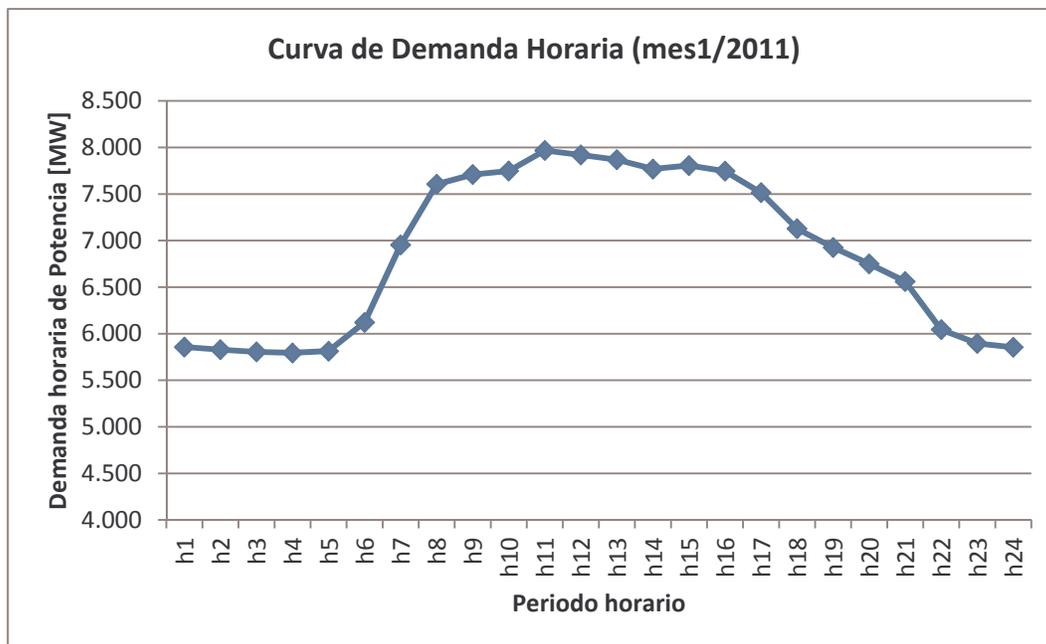


Figura 8. Consumo horario del mes 1 (enero) del año base (2011)

	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12
<b>Demanda [MW]</b>	5,857	5,829	5,805	5,794	5,813	6,121	6,954	7,606	7,710	7,747	7,968	7,920
	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24
<b>Demanda [MW]</b>	7,869	7,769	7,806	7,746	7,515	7,127	6,927	6,750	6,561	6,044	5,896	5,855

Tabla 14. Demandas horarias en MW del mes 1 (enero) del año base (2011)

Los factores multiplicadores para proyectar mensualmente los consumos de la Figura 8 se detallan en la Tabla 15. Estos factores se han definido mediante el análisis de los comportamientos históricos de una Zona Franca que se ajusta a las características y condiciones ya expuestas. Así por ejemplo, para obtener el

consumo diario del mes de febrero del año base, todos los consumos horarios de la Figura 8 – detallados en la Tabla 14 – se deben multiplicar por el factor 1,12.

Las proyecciones de crecimiento anual de demanda se establecen tomando como referencia análisis de crecimiento, expectativas comerciales y desarrollos futuros. Por lo anterior y como se puede ver en la Tabla 16, se han considerado tres escenarios posibles de crecimiento de la demanda (escenario alto, medio y bajo).

Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
1,00	1,12	0,99	0,98	1,00	1,13	1,17	1,13	1,20	1,22	1,23	1,13

Tabla 15. Factores multiplicadores mensuales de la demanda<sup>29</sup>

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>E. Pesimista</b>	8%	16%	23%	30%	37%	42%	47%	52%	57%
<b>E. Medio</b>	12%	24%	34%	44%	54%	58%	62%	66%	70%
<b>E. Optimista</b>	15%	28%	41%	52%	63%	70%	77%	84%	91%

Tabla 16. Escenarios de crecimiento interanual agregado de la demanda de una Zona Franca – BPO&O

### 5.3 PROYECCIONES DE LOS PRECIOS DEL MERCADO

Hay diversas consideraciones que determinan el precio de compra de la energía en el mercado para una Zona Franca en Colombia. Para los propósitos de este estudio se considera una negociación en la cual la componente de generación  $G_{zfi,m}$  (en la expresión (6) del capítulo 1) está sujeta 100% al costo marginal del mercado eléctrico nacional. Se asume una curva típica –ver Figura 9–, en cuanto al perfil diario de comportamiento de estos precios. Para obtener los costos finales de mercado –tarifa–se suma a cada uno de los costos de generación una comercialización  $C_{zfi,m}$  asumida de 5 COP/kWh más los cargos regulados asumiendo la conexión al Sistema de Distribución Local –SDL– a un nivel de

<sup>29</sup> Estos factores de estacionalidad mensual se han calculado empleado series temporales de consumo de la Zona Franca de Bogotá por un periodo de tres años y se asumirán los mismos en los 10 años de análisis.

tensión III (Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 62 kV) y el incremento por la contribución del 20%.

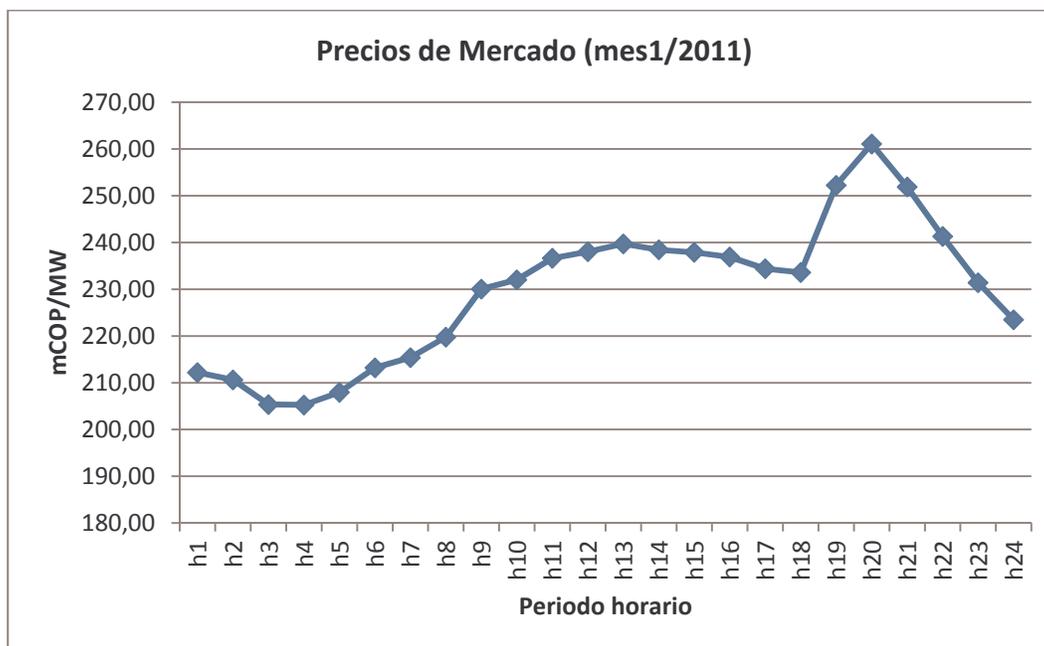


Figura 9. Perfil del comportamiento de los precios de mercado asumido

	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12
Precio [mCOP/MWh]	212,1	210,6	205,3	205,2	207,9	213,2	215,3	219,7	230,0	232,0	236,6	238,0
	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24
Precio [mCOP/MWh]	239,7	238,4	237,8	236,9	234,3	233,5	252,2	261,0	251,9	241,2	231,4	223,4

Tabla 17. Precios horarios de mercado en MCOP/MW del mes 1 (enero) del año base (2011)

Los datos presentados en la Tabla 17 se escalan mediante factores definidos en la Tabla 18. y en la Tabla 19.

Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
1,00	1,12	0,98	0,87	0,72	0,95	1,01	1,01	1,03	1,47	1,53	1,23

Tabla 18. Factores multiplicadores del precio mensual

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>E. Pesimista</b>	5,0%	10,0%	15,0%	12,0%	10,0%	13,0%	15,0%	13,0%	14,0%
<b>E. Medio</b>	14,0%	16,0%	18,0%	17,0%	10,0%	16,0%	18,0%	18,0%	17,0%
<b>E. Optimista</b>	16,0%	18,0%	18,0%	17,0%	11,0%	16,0%	18,5%	18,0%	19,0%

Tabla 19. Factores de crecimiento interanual de los precios del mercado en %

#### 5.4 PROYECCIONES DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL TÉRMICA

De acuerdo con el modelo de central térmica presentado en las secciones previas, la característica de costo se modela como una representación lineal a tramos. Se considera que el precio del combustible primario cambia con resolución anual. En la Tabla 20 se presenta el conjunto de incrementos porcentuales de precio de combustible y por lo tanto de generación.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>E. Pesimista</b>	13,00%	16,00%	25,00%	34,00%	32,00%	30,00%	25,00%	20,00%	15,00%
<b>E. Medio</b>	12,50%	13,00%	16,00%	17,00%	18,30%	17,00%	16,50%	16,00%	14,50%
<b>E. Optimista</b>	8,00%	9,50%	10,00%	12,00%	12,00%	12,00%	13,00%	13,00%	13,00%

Tabla 20. Escenarios de crecimiento de precio de combustible primario en %

De acuerdo con la disponibilidad de datos en el año base – 2011 – los datos de los parámetros técnicos que definen el desempeño de la planta de autogeneración, de acuerdo con la definición del modelo desarrollado en el capítulo 3, se presentan en la Tabla 21.

$P_{max}$ [MW]	$P_{min}$ [MW]	$C_f$ [mCOP]	$A$ [mCOP]	$P$ [mCOP]	$P_{max}^{arr}$ [MW/h]	$P_{max}^{par}$ [MW/h]	$P_{max}^{asc}$ [MW/h]	$P_{max}^{des}$ [MW/h]	$UT$ [horas]	$DT$ [horas]
8,5	4	80	150	150	7	5	2	2	1	1

Tabla 21. Parámetros técnicas de desempeño de la central de autogeneración

En la Tabla 22 se muestran los valores correspondientes a la linealización por bloques de la función de costos de la central térmica usada para el análisis.

	<b>b1</b>	<b>b2</b>	<b>b3</b>	<b>b4</b>	<b>b5</b>	<b>b6</b>	<b>b7</b>	<b>b8</b>	<b>b9</b>	<b>b10</b>
<b>Pb(b) [MW]</b>	4,0	4,5	5,0	5,5	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0	8,5
<b>Cb(b) [mCOP/MW]</b>	220	215	212	210	209	207	205	202	197	180

Tabla 22. Linealización de la función de costos de generación

## 5.5 RESULTADOS Y ANÁLISIS

De acuerdo con los datos antes suministrados es claro que se requiere ejecutar el modelo doce (12) veces por año durante los diez (10) años que se desea analizar. Por lo tanto por cada escenario de valoración se requieren 120 simulaciones de despacho económico. Antes de ver los resultados de la explotación con carácter interanual se revisan los resultados del modelo en el año base, esto permite entender los detalles de respuesta del modelo.

### 5.5.1 Análisis de resultados en el año base

En un modelo puramente financiero, donde se tienen dos fuentes ideales de aprovisionamiento, el suministro con resolución horaria se toma de la que tiene menor precio; solución que podría denominarse como trivial y que no aporta demasiado. En el sistema y el modelo de optimización desarrollado esta consideración es irreal, especialmente por las restricciones de operación de la central que limitan sus entregas de potencia.

Entonces, considerando las restricciones técnicas descritas en la formulación del modelo y asignando los valores de la Tabla 21 y Tabla 22, se obtienen los resultados de explotación mostrados en la Tabla 23. Los resultados muestran que la demanda de la Zona Franca bajo análisis se atiende de la siguiente manera: entre las horas 1 y 7 se a partir de compras de energía en el mercado eléctrico nacional, entre las horas 8 y 11 de forma compartida entre la central térmica y

compras en el mercado y de la hora 12 a la 24 sólo realizando compras en el mercado.

	Generación propia [MW]	Compras de mercado [MW]	Demanda [MW]	Precios mercado [mCOP/MW]	Costo de Auto-generación [mCOP]	Costo de compras en el mercado [mCOP]
<b>h1</b>	0,00	5,86	5,86	212,19	0,00	1242,80
<b>h2</b>	0,00	5,83	5,83	210,62	0,00	1227,70
<b>h3</b>	0,00	5,81	5,81	205,35	0,00	1192,06
<b>h4</b>	0,00	5,79	5,79	205,25	0,00	1189,22
<b>h5</b>	0,00	5,81	5,81	207,95	0,00	1208,81
<b>h6</b>	0,00	6,12	6,12	213,21	0,00	1305,06
<b>h7</b>	0,00	6,95	6,95	215,38	0,00	1497,75
<b>h8</b>	4,00	3,61	7,61	219,78	1110,00	792,53
<b>h9</b>	5,00	2,71	7,71	230,04	1173,50	623,41
<b>h10</b>	6,00	1,75	7,75	232,02	1383,00	405,34
<b>h11</b>	7,00	0,97	7,97	236,63	1589,00	229,06
<b>h12</b>	7,92	0,00	7,92	238,04	1772,74	0,00
<b>h13</b>	7,87	0,00	7,87	239,71	1762,69	0,00
<b>h14</b>	7,77	0,00	7,77	238,43	1742,99	0,00
<b>h15</b>	7,81	0,00	7,81	237,89	1750,28	0,00
<b>h16</b>	7,75	0,00	7,75	236,91	1738,46	0,00
<b>h17</b>	7,52	0,00	7,52	234,38	1692,96	0,00
<b>h18</b>	7,13	0,00	7,13	233,58	1614,65	0,00
<b>h19</b>	6,93	0,00	6,93	252,23	1574,04	0,00
<b>h20</b>	6,75	0,00	6,75	261,09	1537,75	0,00
<b>h21</b>	6,56	0,00	6,56	251,90	1499,01	0,00
<b>h22</b>	6,04	0,00	6,04	241,29	1392,11	0,00
<b>h23</b>	5,90	0,00	5,90	231,42	1361,26	0,00
<b>h24</b>	5,86	0,00	5,86	223,48	1352,70	0,00

Tabla 23. Resultados de explotación para día representativo de enero de 2011

Estos resultados son lógicos, pues se evidencia que las compras de energía en el mercado se dan cuando el precio de dicho mercado es bajo. Adicionalmente se aprecia una clara tendencia a elegir un tipo fuente en cada periodo: es decir, la demanda en cada periodo horario es satisfecha vía compras en el mercado o vía auto-generación. Estos resultados están muy condicionados por la flexibilidad de

la unidad de generación<sup>30</sup>. El beneficio de usar la central, frente a realizar solo compras en el mercado, se puede visualizar en la Tabla 24.

Costos totales [mmCOP/día]		Ahorro	
Costos (solo compras en el mercado)	Costos (usando las dos alternativas)	[mmCOP/día]	[%]
38,03	36,96	1,06	2,80

Tabla 24. Costos en la operación conjunta de una central de auto-generación y compras en el mercado (mes 1, año base). mmCOP = Millones de pesos colombianos.

La operación conjunta, entre la central de autogeneración y la frontera comercial conectada al Sistema de Interconexión Nacional, presenta beneficios frente a realizar sólo compras al en el mercado de energía eléctrica nacional de la manera convencional. El ahorro es porcentualmente modesto para el mes 1 del año base (2,8 %). Con el fin de tener una referencia válida de los ahorros, el modelo de optimización se ejecuta para los 12 meses del año base (2011) para de esta forma recoger la estacionalidad anual del consumo y el precio de mercado. En la Figura 10 se presentan los aportes de energía de cada una de las fuentes para atender la demanda mensual. De los resultados se observan algunas tendencias claras:

1. Cuando la demanda mensual es alta, el aporte de la autogeneración es mayor. Esta situación se presenta fundamentalmente porque en los periodos de máxima demanda de la Zona Franca bajo análisis (que conserva un comportamiento similar de la demanda nacional) el precio de mercado aumenta y por lo tanto es más ventajoso autogenerar.

<sup>30</sup> Si una unidad de generación es barata en un periodo determinado, el algoritmo de optimización intentará producir a partir de la fuente de generación pero atendiendo a las rampas de toma y deslastre de carga, potencias mínimas de arranque y parada, etc. Estas limitantes hacen que en periodos donde sea conveniente generar solo se haga de modo parcial. Es por esto que cuando la central es muy restrictiva se encuentren escenarios donde la demanda se atienda de forma compartida por el mercado y por la auto-generación.

2. Se mantiene la tendencia vista en el mes 1 del año base. En general la demanda es atendida básicamente por un tipo de fuente. Esto está dado por que se ha simulado una central con una excelente flexibilidad de operación.

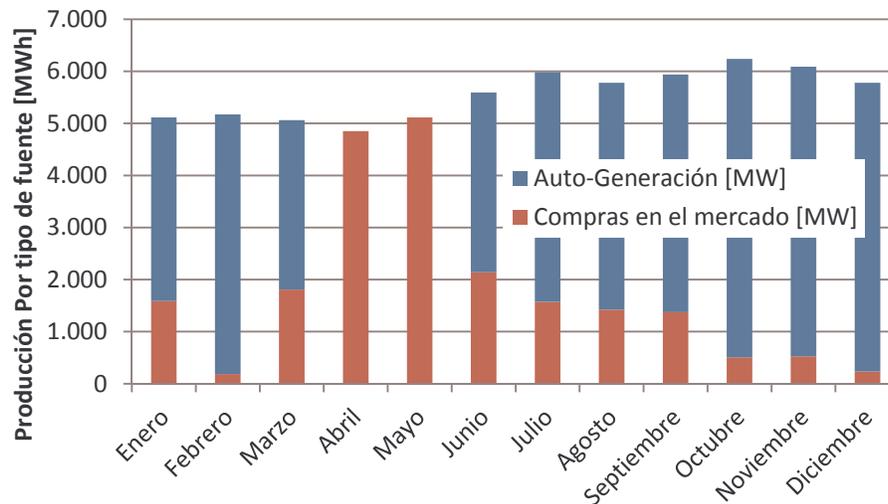


Figura 10. Atención de la demanda por tipo de fuente, año base (2011)

El ahorro que se obtiene, producto de la incorporación de la autogeneración, se evalúa como la diferencia entre los costos correspondientes de explotación adquiriendo energía en el mercado y a través de la estrategia planteada en este estudio. El ahorro mensual, derivado de la incorporación de la autogeneración se puede ver en la Figura 11. Se observa una variación mensual importante, donde los mayores ahorros se obtienen en los meses finales del año. En el año base, el ahorro monetario es del 12,64%, respecto al costo de adquisición de toda la energía requerida por la Zona Franca en el mercado de energía eléctrica nacional. El costo del suministro de energía, realizando sólo compras en el mercado, equivale a 16.750 millones/año y realizando la explotación conjunta asciende a 14.630 millones/año. Esto equivale a un ahorro bruto de 2.120 millones/año.

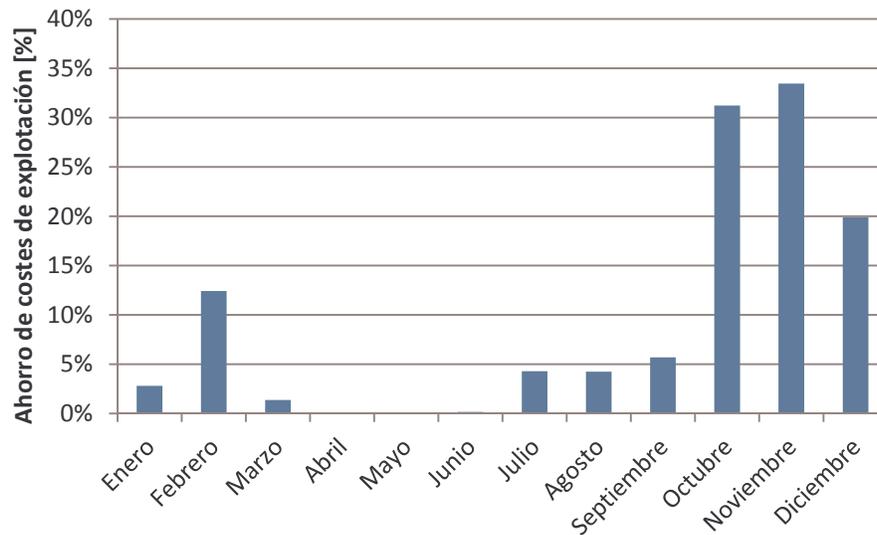


Figura 11. Beneficio en el costo de explotación considerando la autogeneración en una Zona Franca

Es importante recalcar que en cuanto a la autogeneración sólo se han incluido los costos variables de producción de energía en sitio, todos los requeridos para generar un kWh exceptuando la depreciación del activo (todos los equipos de la planta). Por lo tanto, no se debe concluir de forma apresurada que el beneficio positivo, antes mencionado (2.120 millones/año), indica que la inversión es rentable. Desde el punto de vista de una Zona Franca que desee hacer esta inversión, este ahorro bruto es una entrada en un modelo financiero para valorar la viabilidad del proyecto.

Desde luego, los resultados comentados dependen de los parámetros considerados, especialmente precio de mercado y precio de generación, este último totalmente condicionado por la tecnología a utilizar y el combustible requerido. Para estimar la viabilidad de inversión en un activo de esta naturaleza, que tiene una vida útil considerable (alrededor de 20 años) es necesario realizar una valoración de los ahorros en el largo plazo. Se suele evaluar la viabilidad de un proyecto de estas características en un periodo similar a la vida útil del activo o

en periodos más cortos en entornos considerados riesgosos para el inversionista. Por el tipo de negocios que se desarrollan en una Zona Franca se considera adecuado revisar la viabilidad del proyecto en un periodo de 10 años. La valoración de los ahorros que se pueden obtener en este periodo, bajo algunos escenarios de predicción, se presenta en la siguiente sección.

### **5.5.2 Extensión del modelo en el largo plazo**

Hasta el momento, se ha estimado el beneficio que se puede obtener, y sus limitantes, analizando el comportamiento del modelo en el periodo de un año, donde se puede ver el desempeño de esta alternativa para una Zona Franca ante la estacionalidad diaria y anual tanto de los precios de mercado de la energía como de la demanda. A continuación se muestran los resultados de la alternativa planteada, evaluados sobre un periodo de 10 años y condicionados por la variación de los parámetros de largo plazo, como son: el precio del combustible, el precio de la energía en el mercado eléctrico y crecimiento de la demanda de la Zona Franca bajo análisis.

#### **5.5.2.1 Valoración de largo plazo (escenario medio)**

Con los datos correspondientes al escenario medio se ha ejecutado la rutina para cada mes del año, representada por un día tipo de dicho mes y extendiéndola para los 10 años del periodo considerado. Es decir se ha optimizado la explotación de la adquisición de la energía para la Zona Franca en 120 periodos. Para cada uno de estos escenarios se ha calculado el costo de operación conjunta mercado-autogeneración y el costo de compras solo en el mercado. En la Tabla 25 se muestra el costo de suministro de energía en un periodo de 10 años, adquiriendo energía en el mercado y autogenerando. Se aprecia un fuerte crecimiento del costo de suministro de la energía, debido fundamentalmente al incremento esperado de la demanda.

Costos de explotación realizando compras en el mercado y autogenerando [MCOP]										
	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020
Enero	1.146	1.432	1.976	2.912	4.343	6.205	8.804	12.353	17.036	22.964
Febrero	1.170	1.474	2.074	3.117	4.710	6.786	9.692	13.661	18.906	25.564
Marzo	1.128	1.410	1.944	2.861	4.256	6.058	8.584	12.037	16.591	22.357
Abril	973	1.242	1.749	2.579	3.794	5.234	7.388	10.375	14.325	19.342
Mayo	849	1.084	1.526	2.251	3.317	4.568	6.447	9.053	12.500	16.878
Junio	1.223	1.537	2.131	3.132	4.640	6.551	9.266	12.984	17.889	24.102
Julio	1.333	1.681	2.341	3.459	5.155	7.336	10.406	14.608	20.153	27.171
Agosto	1.288	1.622	2.256	3.332	4.969	7.080	10.044	14.100	19.452	26.224
Septiembre	1.330	1.680	2.342	3.470	5.182	7.390	10.492	14.736	20.334	27.426
Octubre	1.454	1.893	2.804	4.388	6.822	9.969	14.439	20.583	28.734	39.118
Noviembre	1.429	1.869	2.790	4.390	6.851	10.031	14.555	20.777	29.036	39.562
Diciembre	1.313	1.668	2.384	3.639	5.563	8.070	11.593	16.414	22.795	30.908
<b>Total [MCOP]</b>	<b>14.634</b>	<b>18.590</b>	<b>26.316</b>	<b>39.530</b>	<b>59.601</b>	<b>85.278</b>	<b>121.710</b>	<b>171.679</b>	<b>237.751</b>	<b>321.617</b>

Tabla 25. Costos de adquisición de la energía requerida por la ZFB, comprando en mercado y autogenerando

Para valorar los beneficios de la adquisición y explotación de la autogeneración, de deben cuantificar los costos adquiriendo toda la energía en el mercado, que es la opción de existente actualmente, lo cual se muestra en la Tabla 26. Como es de esperar, el costo presentado en la Tabla 25 será siempre menor al presentado en la Tabla 26, pues este último resultado cuenta con menos variables de decisión.

Costos de explotación realizando compras en el mercado [MCOP]										
	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020
Enero	1.179	1.505	2.119	3.126	4.606	6.344	8.954	12.574	17.362	23.442
Febrero	1.336	1.705	2.401	3.542	5.219	7.188	10.145	14.246	19.671	26.560
Marzo	1.144	1.460	2.056	3.033	4.469	6.155	8.687	12.199	16.844	22.744
Abril	973	1.242	1.749	2.579	3.801	5.234	7.388	10.375	14.325	19.342
Mayo	849	1.084	1.526	2.251	3.317	4.568	6.447	9.053	12.500	16.878
Junio	1.225	1.564	2.202	3.248	4.786	6.590	9.302	13.062	18.037	24.353
Julio	1.393	1.779	2.505	3.694	5.443	7.497	10.581	14.858	20.516	27.702
Agosto	1.345	1.718	2.419	3.568	5.257	7.240	10.219	14.350	19.815	26.755
Septiembre	1.410	1.800	2.535	3.739	5.510	7.588	10.710	15.040	20.767	28.040
Octubre	2.114	2.699	3.801	5.607	8.261	11.377	16.059	22.550	31.137	42.041
Noviembre	2.147	2.741	3.860	5.694	8.389	11.553	16.307	22.899	31.619	42.693
Diciembre	1.638	2.092	2.946	4.345	6.403	8.817	12.446	17.476	24.131	32.582
<b>Total [MCOP]</b>	<b>16.752</b>	<b>21.389</b>	<b>30.119</b>	<b>44.427</b>	<b>65.462</b>	<b>90.152</b>	<b>127.247</b>	<b>178.682</b>	<b>246.724</b>	<b>333.133</b>

Tabla 26. Costos de adquisición de la energía requerida por la ZFB, comprando en el mercado

La diferencia de costos entre estas dos formas de atención de la demanda representa el ahorro producido por la integración de la central de autogeneración en el *mix* energético de una Zona Franca y se puede ver en la Tabla 27.

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Beneficio [MCOP]	2.117,91	2.799,02	3.808,30	4.907,84	5.851,92	4.876,75	5.531,00	7.000,73	8.966,49	11.516,20
Beneficio [%]	12,64%	13,09%	12,38%	10,09%	7,14%	3,51%	2,17%	1,44%	0,94%	0,61%

Tabla 27. Beneficio anual de la producción de energía usando autogeneración

Se evidencia que el ahorro porcentualmente disminuye en el periodo considerado, partiendo del 12,64% para terminar en un 3,46% al final del periodo. Sin embargo esto no quiere decir que el ahorro sea menor, no en términos absolutos, de hecho en valores corrientes se incrementa de 2.120 a 11.515 millones COP/año, esto supone un incremento del beneficio del 445 %. Es esta última senda de ahorros los que se deben tomar en consideración en una valoración de factibilidad de inversión.

Un inversionista experimentado sabe que no es posible valorar la viabilidad de un proyecto usando los resultados de un único escenario de predicciones<sup>31</sup>, por esto en la siguiente sección se hace una valoración de los resultados usando diversos escenarios.

### 5.5.2.2 Valoración de la sensibilidad sobre otros escenarios

Como se comentó previamente, en esta sección se valorará el beneficio de la autogeneración empleando el modelo de despacho económico de la demanda desarrollado, bajo diversos escenarios. Esto supone la consideración de

<sup>31</sup> El tipo de inversión define lo importancia del análisis de sensibilidad. Si los ingresos y/o gastos están condicionados por las condiciones de mercado, donde es difícil predecir la actuación de los agentes, el análisis de sensibilidad y el criterio de valoración debe tener criterios de análisis de riesgo. Si la inversión tiene un ingreso regulado y un gasto acotado, por ejemplo esquemas *feed-in-tariff*, el análisis de riesgo pasa a un segundo plano.

escenarios que a pesar de ser poco probables pueden ocurrir y tener consecuencias muy adversas o muy convenientes.

En el caso aquí planteado existe mucha incertidumbre en los parámetros de largo plazo especialmente en lo referente al precio de combustible (el precio del gas presentan especial volatilidad en Colombia). Es necesario por lo tanto definir los escenarios adecuados y evaluar el desempeño conjunto de la central de autogeneración y las compras en el mercado en cada uno de ellos. Se definen tres escenarios a saber:

**Escenario pesimista:** Este escenario contiene aquellas variables que hacen que el beneficio de la implantación de la autogeneración sea mínimo, para lo cual se considera la proyección de crecimiento mínimo de la demanda, crecimiento mínimo de los precios de mercado y crecimiento máximo de los precios del combustible.

**Escenario medio:** Este escenario toma el valor esperado de las variables en el mediano plazo y los crecimientos medios de todas las variables involucradas.

**Escenario optimista:** Se toman para este caso aquellos valores que favorecen la incorporación de la central de autogeneración. En este escenario se toma el escenario de crecimiento máximo de la demanda, crecimiento máximo de los precios de mercado y crecimiento mínimo de los precios de combustible.

Las proyecciones de los ahorros, producto de usar de forma óptima para el abastecimiento de la demanda de la Zona Franca tanto la central de autogeneración como las compras en el mercado de energía, en el escenario medio, optimista y pesimista se presentan en la Tabla 28, Tabla 29 y Tabla 30 respectivamente.

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Beneficio [MUSD]</b>	1,20	1,58	2,15	2,77	3,31	2,76	3,12	3,96	5,07	6,51
<b>Beneficio [MCOP]</b>	2.117,91	2.799,02	3.808,30	4.907,84	5.851,92	4.876,75	5.531,00	7.000,73	8.966,49	11.516,20
<b>Beneficio [%]</b>	12,64%	13,09%	12,38%	10,09%	7,14%	3,51%	2,17%	1,44%	0,94%	0,61%

Tabla 28. Resultados del escenario medio largo plazo<sup>32</sup>

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Beneficio [MUSD]</b>	1,20	2,02	3,20	4,57	5,92	6,50	8,14	10,55	13,38	17,18
<b>Beneficio [MCOP]</b>	2.117,91	3.575,42	5.666,06	8.091,90	10.483,56	11.508,41	14.407,37	18.669,27	23.684,75	30.406,72
<b>Beneficio [%]</b>	12,64%	16,43%	17,79%	16,07%	12,36%	7,94%	5,42%	3,66%	2,37%	1,50%

Tabla 29. Resultados del escenario optimista de explotación

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Beneficio [MUSD]</b>	1,20	0,97	0,90	0,74	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Beneficio [MCOP]</b>	2.117,91	1.712,50	1.590,96	1.304,92	460,02	-	-	-	-	-
<b>Beneficio [%]</b>	12,64%	8,69%	5,92%	3,15%	0,69%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Tabla 30. Resultados del escenario pesimista de explotación

De los resultados mostrados se pueden extraer las siguientes conclusiones.

1. En todos los escenarios el beneficio se reduce porcentualmente para horizontes lejanos.
2. En valores corrientes, el ahorro en términos absoluto crece en el escenario medio y optimista y decrece en el escenario pesimista.

<sup>32</sup> Se han presentado los resultados en millones de pesos colombianos MMCOP y millones de dólares americanos MMUSD, estos últimos por que resultan más familiares para inversionistas de gran volumen.

3. En el escenario pesimista el ahorro a partir de 2016 se hace nulo. Esto quiere decir que no es rentable usar la central de autogeneración.
  
4. Considerando que la inversión es de 9,5 MUSD<sup>33</sup> el periodo de retorno de la inversión (*payback* en términos anglosajones) es de 5, 4 e infinito en los escenarios medio, optimista y pesimista respectivamente. Es importante anotar en este punto que los equipos requeridos para instalar la planta dentro de la Zona Franca están libres de IVA, aranceles y costos de nacionalización, lo cual representa un menor costo de aproximadamente el 30% con respecto a los equipos que se instalen en territorio aduanero nacional (fuera de Zona Franca).

---

<sup>33</sup> Asumiendo un coste de inversión de 1,1 MUSD/MW y recordando que se ha considerado una central de 8,5 MMUSD, el coste inversión es de 9.35 MUSD.

## **6 CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO**

En este capítulo se presenta un resumen de la forma mediante la cual se dio cumplimiento a los objetivos de la investigación, la descripción de la funcionalidad de los productos obtenidos y se realiza un análisis contextual de la aplicabilidad de la herramienta para las Zonas Francas de Colombia. Así mismo se trazan los lineamientos para futuros desarrollos. Los aportes formativos del trabajo se resaltan al final del capítulo, en donde se muestra el aporte del proyecto al área específica de conocimiento y a la formación intelectual del autor.

### **6.1 CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS Y PRODUCTOS OBTENIDOS**

A continuación se muestra una relación de los objetivos propuestos en el plan de proyecto y la forma como se buscó lograrlos mediante este proyecto de investigación.

Durante el desarrollo de la investigación se estudiaron las figuras y medios de negociación que tiene una Zona Franca en Colombia para la contratación del suministro de energía requerido para realizar sus actividades productivas. Aunque las Zonas Francas, como grandes demandantes de energía, tienen la posibilidad de negociar las componentes de generación y comercialización, existen marcadas limitantes establecidas a los grandes consumidores de energía para que éstos puedan establecer figuras de gestión con el fin de optimizar el insumo eléctrico.

Así mismo se realizó una revisión pormenorizada de y las componentes de la tarifa que se aplica a las Zonas Francas y sus particularidad regulatorias, con el fin de identificar y plantear para cada porción del costo del suministro (es decir: generación, transmisión, distribución, comercialización y otros - pérdidas,

restricciones, contribuciones e impuestos - ) opciones sobre las cuales se realizó un análisis cualitativo y cuantitativo para determinar su potencia real de aplicación.

De acuerdo con lo anterior se determinó que existen varias opciones viables para disminuir el costo total de la energía y de las componentes de la tarifa aplicada a las Zonas Francas de Colombia y que las oportunidades que ofrece el régimen franco pueden aportar sustancialmente principalmente en las que se requieren adquirir activos importantes, como en el caso específico de la autogeneración revisada en detalle.

Con base en la estructura conceptual y analítica trabajada a lo largo del trabajo y plasmada en este documento, se definieron claramente las condiciones y alcances de una alternativa (modelada en GAMS) que permite obtener y analizar multiplicidad de escenarios, con el fin de obtener la más favorable posible – mínimo óptimo – en cuanto a los costos de energía que debe asumir una Zona Franca en el contexto nacional. Es importante anotar que la opción modelada matemáticamente y la correspondiente herramienta desarrollada pueden ser enriquecidas continuamente, de ahora en adelante, mediante la incorporación futura de nuevas variables y sofisticación en las proyecciones de las entradas y los datos de las tecnologías disponibles en el mercado a nivel global.

Puede entonces afirmarse que cumpliendo con el objetivo general del trabajo se estructuró y modeló a nivel técnico y normativo una alternativa, con ámbito de aplicación nacional, para una Zona Franca de Colombia, mediante la cual se determinó en algunos escenarios de proyección la viabilidad de mejorar los costos de la energía eléctrica que actualmente pagan las empresas establecidas en estos parques industriales. Así mismo puede concluirse que este trabajo requiere y resiste elementos y análisis adicionales que con toda seguridad permitirán aumentar continuamente la capacidad de las Zonas Francas y en general de los grandes consumidores del país de optimizar la gestión de la electricidad y en

general de los recursos energéticos requeridos para llevar a cabo sus metas corporativas.

## **6.2 CONCLUSIONES RELEVANTES**

La aplicación del modelo matemático desarrollado y los resultados obtenidos permiten concluir que la posibilidad de autogenerar en una Zona Franca en Colombia es una alternativa viable para reducir los costos de la energía que requieren estos parques industriales para su funcionamiento y desarrollo.

El comportamiento de la alternativa planteada en los escenarios proyectados muestra que es viable realizar una gestión estructurada y directa del suministro de energía a través de la autogeneración y de forma combinada con la conexión al sistema eléctrico nacional. De esta manera pueden tomarse ventaja del comportamiento fluctuante de los precios de bolsa del mercado eléctrico nacional, en los momentos oportunos y que más favorezcan a una Zona Franca.

La autogeneración de energía eléctrica es una actividad que puede desarrollarse tanto en una Zona Franca Permanente (Multiempresarial) como en una Permanente Especial (Uniempresarial). No obstante para una planta menor, específicamente hablando de menos de 20 MW, es más viable hacerlo en una multiempresarial ya que en la permanente especial la inversión requerida es mucho más alta (cerca de 44 MUSD).

La calidad del suministro incide directamente en los costos de producción de las empresas que se encuentran instaladas en las Zonas Francas. La herramienta de control y compensación establecida a través de los indicadores DES y FES es un importante avance en este sentido, no obstante las actividades propias del sector de BPO&O requieren niveles de atención de servicio mucho más altos. Por ejemplo, un *Data Center*, de no muy altas especificaciones, instalado en una Zona

Franca, debe proporcionar niveles de disponibilidad garantizada de energía de mínimo 99.98 %, es decir que al año el tiempo máximo sin suministro de energía es de 1,752 horas; sin embargo la meta máxima de la regulación eléctrica en el mismo periodo de tiempo es de 11 horas, llegando en algunos casos a ser superada considerablemente.

Actualmente existen sólo dos empresas de generación de energía acogidas al régimen de Zonas Francas en Colombia: TERMOVALLE S.C.A. E.S.P. que con una capacidad de 140 MW es Usuario Industrial de Bienes y Servicios de la Zona Franca del Pacífico, ubicada en Palmira – Valle del Cauca y TERMOFLORES S.A. E.S.P. que con 610 MW –Incluyendo Flores IV con 169 MW– como Zona Franca Permanente Especial (uniempresarial). Por lo tanto, es claro que esta figura puede ser usada tanto por los agentes generadores como por las mismas Zonas Francas con el fin de lograr una participación más activa, principalmente del lado de la demanda, en el mercado eléctrico nacional.

Pese a la notable evolución del Mercado Eléctrico Colombiano, desde las expediciones de las Leyes 142 y 143 de 1994, es claro que en cuantos a los grandes consumidores de energía, como las Zonas Francas, existen marcadas inflexibilidades en la reglamentación que limitan su participación activa tanto en el mercado como en la gestión directa de sus necesidades energéticas (electricidad, calor, frío, vapor, entre otras). Un ejemplo claro es la imposibilidad que existe hoy en día que los autogeneradores de energía vendan sus excedentes al Sistema Interconectado Nacional (salvo situaciones declaradas de emergencia).

En Colombia, la formulación de modelos de optimización que ayuden a los consumidores a realizar una gestión energética óptima es una necesidad que requiere de una mayor atención en el estado actual de los mercados de energía

Tanto el gas como el carbón, como opciones de combustibles para autogenerar energía, tienen una confiabilidad de suministro aceptable en las regiones del país donde se encuentran instaladas las Zonas Francas. El costo energético del carbón no solo es el más barato, sino que no fluctúa apreciablemente, es decir, el precio del carbón es más predecible, no es volátil y permanece relativamente constante, lo cual es una ventaja enorme para la planeación financiera de un proyecto de autogeneración dentro de una Zona Franca; no obstante con el carbón, los costos de inversión en cuanto a equipos son casi el doble que los requeridos para el gas, no es atractivo ambientalmente y es poco viable hacer el proyecto en forma modular, pero los ahorros en los costos operacionales hacen que las tasas de retorno y los VPN sean muy superiores a los del gas. El gas tiene como ventaja el menor costo de inversión en cuanto equipos y el poder estructurar el desarrollo de un proyecto de autogeneración en forma modular sin afectar significativamente el costo por MW instalado.

### **6.3 APLICACIONES Y FUTUROS DESARROLLOS**

Integración de la herramienta desarrollada con metodologías de análisis financiero. Es decir el modelo aquí planteado se ha centrado en la explotación óptima de una central de autogeneración para proveer las entradas para un modelo de viabilidad financiera. El modelo desarrollado puede, y sería deseable, integrarlo en un modelo de optimización de la inversión. Por ejemplo el tamaño de la central propuesto para los escenarios analizados (8,5 MW) se ha tomado como el comercialmente más cercano a la demanda. Sin embargo esta capacidad debería plantearse como una variable de decisión del algoritmo tal que se maximice el beneficio de la inversión. De igual manera la tecnología a aplicar, su desempeño y flexibilidad de operación son variables de decisión muy importantes en un escenario de operación como el planteado en este trabajo.

Se ha considerado un tipo de máquina y por lo tanto un tipo de combustible y un conjunto de restricciones técnicas particulares. En un estudio financiero riguroso deberían ensayarse diversos tipos de tecnologías de autogeneración: en el anexo A1. se describen las principales tecnologías disponibles para autogenerar en Colombia. Cabe resaltar que el modelo de optimización se ha desarrollado de tal forma que tenga flexibilidad en el manejo de las restricciones operativas tal que se puedan modelar otras tecnologías.

A futuro pueden desarrollarse trabajos enfocados en los generadores del mercado de energía eléctrico colombiano modelando una diversidad de contratos para consumidores industriales que maximicen sus beneficios propios, pero que a la vez minimicen los costos finales de la energía que deben pagar los grandes consumidores de energía como las Zonas Francas.

Es necesario y conveniente el aporte estructurado de alternativas de grandes consumidores de energía en el desarrollo del marco regulatorio que flexibilicen la participación de los autogeneradores mediante la venta de excedentes al Sistema Interconectado Nacional. Hoy en día solo pueden vender sus excedentes los cogeneradores.

El modelo desarrollado puede perfeccionarse mediante interfases que permitan el manejo de la información tanto de entrada como de salida y el planteamiento de escenarios para el análisis del desempeño. Así mismo pueden crearse bases de datos técnicos de equipos de autogeneración disponibles para revisar su desempeño en diferentes condiciones de demanda y precios de mercado.

Este desarrollo puede integrarse con herramientas de predicción de precios que faciliten la toma de decisiones considerando en mayor grado de aproximación posible a las condiciones futuras.

La cogeneración en general es una excelente alternativa para algunos procesos industriales altamente demandantes de calor y frío, no obstante por la variedad de actividades productivas que se desarrollan en una Zona Franca Multiempresarial, en la cual se enmarcó este estudio, no se consideró. Por consiguiente éste puede ser un desarrollo futuro de gran importancia. Una evaluación preliminar de cogenerar en una Zona Franca Multiempresarial donde se desarrollen actividades propias del sector de BPO&O se muestra en el Anexo A2.

La autogeneración no solo permite disminuir los costos de la energía eléctrica, por el ahorro en la transmisión y la contribución, sino que incrementa la confiabilidad y calidad del suministro eléctrico, que pueden llegar a sumar varias horas de cortes en un año más los problemas de fluctuaciones y eventos de corta duración. Una valoración y modelación de este aspecto aportaría de manera importante en la justificación de este tipo de proyectos.

#### **6.4 APORTES**

El principal aporte de esta investigación es la herramienta desarrollada que permite evaluar alternativas de suministro de energía para una Zona Franca o varias Zonas Francas de Colombia, con la posibilidad de considerar diferentes tecnologías y esquemas de contratación bilateral. Así mismo el desarrollo en GAMS brinda la potencialidad adicional de indexar variables adicionales y ecuaciones que permitan una mejor aproximación al problema. Así mismo se podrán cambiar sin mayor complejidad las dimensiones del modelo.

Este tipo de desarrollos, comúnmente aplicados por los grandes generadores y comercializadores de los mercados eléctricos como soporte de sus actividades comerciales principales, aportan una buena herramienta para las Zonas Francas (y en general para los grandes consumidores) ya que la aproximación y modelado de alternativas les permite asumir un papel mucho más activo ante el desarrollo

del mercado de energía, las condiciones que se regulan para el abastecimiento y en su correspondiente costo.

La realización de este trabajo ofreció al autor grandes aportes en los aspectos profesional, intelectual y personal. En el ámbito profesional requirió del estudio de la reglamentación de las Zonas Francas y del Mercado Eléctrico en Colombia, áreas que aportan sustancialmente al desempeño profesional actual de autor. En el campo intelectual, el trabajo sobre herramientas computacionales de optimización operativa que hace 10 años no estaban disponibles representa gran aporte en la línea de la investigación y desarrollo sobre las cuales tiene marcado interés el autor. A nivel personal el crecimiento la oportunidad de interactuar con el cuerpo de profesores de la E3T de la UIS representan un valor inconmensurable y una oportunidad única de crecer y progresar en todos los sentidos.

## 7 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Congreso de Colombia, «Ley 142 de 1994». 1994.
- [2] Congreso de Colombia, «Ley 143 de 1994». 1994.
- [3] FEDESARROLLO – Centro de Investigación Económica y Social –, «El Mercado de la Energía Eléctrica en Colombia: Características, Evolución e Impacto sobre otros Sectores.» FEDESARROLLO, Oct-2009.
- [4] Consejo Privado de Competitividad, «Informe Nacional de Competitividad - Ruta a la prosperidad colectiva 2010 - 2011». 2010.
- [5] D. S. Kirschen, «Demand-side view of electricity markets», *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 18, n.º. 2, págs. 520- 527, 2003.
- [6] Lewiner, «Business and Technology Trends in the Global Utility Industries», in *2002 IEE Power Electronics, Machines, and Drives Conference 16-18 April 2002, University of Bath, UK*.
- [7] E. Dotzauer, K. Holmström, y H. F. Ravn, «Optimal Unit Commitment And Economic Dispatch Of Cogeneration Systems With A Storage», 1999.
- [8] J. M. Yusta, P. M. De Oliveira-De Jesus, y H. M. Khodr, «Optimal energy exchange of an industrial cogeneration in a day-ahead electricity market», *Electric Power Systems Research*, vol. 78, n.º. 10, págs. 1764-1772, Oct. 2008.
- [9] E. Thorin, H. Brand, y C. Weber, «Long-term optimization of cogeneration systems in a competitive market environment», *Applied Energy*, vol. 81, n.º. 2, págs. 152-169, Jun. 2005.
- [10] H. Cho, R. Luck, S. D. Eksioğlu, y L. M. Chamra, «Cost-optimized real-time operation of CHP systems», *Energy and Buildings*, vol. 41, n.º. 4, págs. 445-451, Abr. 2009.
- [11] E. Dotzauer, «Algorithms for Short-Term Production-Planning of Cogeneration Plants», 1997.
- [12] S. Talukdar, *Load Management*, Illustrated edition. Ieee, 1987.
- [13] S. Ashok y R. Banerjee, «An optimization mode for industrial load management», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, n.º. 4, págs. 879-884, 2001.
- [14] S. Ashok y R. Banerjee, «Optimal operation of industrial cogeneration for load management», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, n.º. 2, págs. 931-937, May 2003.
- [15] Organisation for Economic Co-operation and Development y International Energy Agency, *Distributed generation in liberalised electricity markets / International Energy Agency*. Paris:: IEA, Paris:: IEA, c2002.
- [16] A.-M. Borbely y J. F. Kreider, *Distributed Generation: The Power Paradigm for the New Millennium*, 1o ed. CRC Press, 2001.
- [17] A. Bauen, D. Hart, y A. Chase, «Fuel cells for distributed generation in developing countries--an analysis», *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 28, n.º. 7, págs. 695-701, Jul. 2003.
- [18] K. Alanne y A. Saari, «Distributed energy generation and sustainable development», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 10, n.º. 6, págs.

539-558, Dic. 2006.

- [19] J. H. Horlock, *Cogeneration-Combined Heat and Power (Chp): Thermodynamics and Economics*. Krieger Pub Co, 1996.
- [20] S. Sagai, E. Imamura, K. Ito, R. Yokoyama, y Asano, «Impacts of time-of-use rates on the optimal sizing and operation of cogeneration systems», *Power Systems IEEE Transactions on*, vol. 7, n<sup>o</sup>. 4, págs. 1444-1450.
- [21] J.-O. Kim, J.-C. Kim, C. Singh, y I.-S. Bae, «Optimal Operating Strategy for Distributed Generation Considering Hourly Reliability Worth», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, n<sup>o</sup>. 1, págs. 287-292.
- [22] J. F. V. S. W. Illerhaus, «Assessing industrial load management in liberalized energy markets», *Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE*, vol. 4, págs. 2303-2308 vol. 4, 2000.
- [23] B. K. B. Pribicevic, «Co-generation in a competitive market», *Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE*, vol. 1, págs. 422-426 vol.1, 2002.
- [24] A. Ramos y Gomez-Villalva, «Optimal energy management of an industrial consumer in liberalized markets», *Power Systems IEEE Transactions on*, vol. 18, n<sup>o</sup>. 2, págs. 716-723.
- [25] S. A. Farghal, R. M. El-Dewieny, y A. M. Riad, «Optimum operation of cogeneration plants with energy purchase facilities», *IEEE Proceedings*, vol. 134(5), Sep. 1987.
- [26] A. J. Conejo y J. M. Arroyo, «Optimal response of a thermal unit to an electricity spot market», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, n<sup>o</sup>. 3, págs. 1098-1104.
- [27] G. J. Anders y C. P. Rodriguez, «Bidding strategy design for different types of electric power market participants», *Power Systems IEEE Transactions on*, vol. 19, n<sup>o</sup>. 2, págs. 964-971.
- [28] F. J. Nogales, J. M. Arroyo, y A. J. Conejo, «Price-taker bidding strategy under price uncertainty», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, n<sup>o</sup>. 4, págs. 1081-1088.
- [29] J. A. Gonzalez, «Probabilistic production costing modeled with AMPL», *Power Systems IEEE Transactions on*, vol. 17, n<sup>o</sup>. 2, págs. 277-282.
- [30] J. M. Arroyo, J. Contreras, F. A. Villamor, y A. J. Conejo, «Self-scheduling of a hydro producer in a pool-based electricity market», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, n<sup>o</sup>. 4, págs. 1265-1272.
- [31] J. Weatherill, G. Strbac, y G. N. Bathurst, «Trading wind generation in short term energy markets», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, n<sup>o</sup>. 3, págs. 782-789.
- [32] Bathurst, «Value of combining energy storage and wind in short-term energy and balancing markets», *Electric Power Systems Research*, vol. 67, n<sup>o</sup>. 1, págs. 1-8.
- [33] P. Arcuri, G. Florio, y P. Fragiaco, «A mixed integer programming model for optimal design of trigeneration in a hospital complex», *Energy*, vol. 32, n<sup>o</sup>. 8, págs. 1430-1447, Ago. 2007.
- [34] R. Nalim, P. Haldi, y Li, «Thermal-economic optimization of a distributed

multi-generation energy system—A case study of Beijing», *Applied Thermal Engineering*, vol. 26, n<sup>o</sup>. 7, págs. 709-719.

[35] A. Toffolo y A. Lazzaretto, «Evolutionary algorithms for multi-objective energetic and economic optimization in thermal system design», *Energy*, vol. 27, n<sup>o</sup>. 6, págs. 549-567, Jun. 2002.

[36] C. Weber, F. Maréchal, D. Favrat, y S. Kraines, «Optimization of an SOFC-based decentralized polygeneration system for providing energy services in an office-building in Tokyo», *Applied Thermal Engineering*, vol. 26, n<sup>o</sup>. 13, págs. 1409-1419, Sep. 2006.

[37] H. Ghoudjehbaklou y H. B. Puttgen, *Optimization topics related to small power producing facilities operating under energy spot pricing policies*. 1987.

[38] P. R. MacGregor y H. B. Puttgen, «Optimum scheduling procedure for cogenerating small power producing facilities», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, n<sup>o</sup>. 3, págs. 957-964.

[39] M. L. Baughman, N. A. Eisner, y P. S. Merrill, *Optimizing combined cogeneration and thermal storage systems*. 1989.

[40] M. Khadem, R. Bernal, G. Hernandez, y Moslehi, «Optimization of multiplant cogeneration system operation including electric and steam networks», *IEEE*, vol. 6, n<sup>o</sup>. 2, págs. 484-490.

[41] H. B. Puttgen y P. R. MacGregor, «A spot price based control mechanism for electric utility systems with small power producing facilities», *Power Systems IEEE Transactions on*, vol. 6, n<sup>o</sup>. 2, págs. 683-690.

[42] J.-B. Lee, C.-H. Jung, y S.-H. Lyu, «MODELO ARTICULO», *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, vol. 2, págs. 983-988, Jul. 1999.

[43] V. Chankong y B. N. Venkatesh, «Decision models for management of cogeneration plants», *Power Systems IEEE Transactions on*, vol. 10, n<sup>o</sup>. 3, págs. 1250-1256.

[44] S. W. Illerhaus y J. F. Verstege, «Optimal operation of industrial chp-based power systems in liberalized markets», *IEEE Power Tech '99 Conference*, Sep. 1999.

[45] K. Ito, R. [Univ. of O. P. (Japan). D. of E. S. E. Yokoyama, y Y. [Kansai E. P. C. Matsumoto, *Optimal operation of cogeneration plants with steam-injected gas turbines*. 1995.

[46] R. A. M. Van Amerongen y F. J. Rooijers, «Static economic dispatch for cogeneration systems», *Power Systems IEEE Transactions on*, vol. 9, n<sup>o</sup>. 3, págs. 1392-1398.

[47] B. K. Chen y C. C. [Tatun. I. of T. Hong, «Optimum operation for a back-pressure cogeneration system under time-of-use rates», *Journal Name: IEEE Transactions on Power Systems; Journal Volume: 11; Journal Issue: 2; Conference: 1995 IEEE Power Engineering Society summer meeting, Portland, OR (United States), 23-27 Jul 1995; Other Information: PBD: May 1996*, págs. Medium: X; Size: pp. 1074-1082, May 1996.

[48] T. Guo, M. I. [Henwoo. E. S. Henwood, y M. van[Eindhoven U. of T. (Netherlands) Ooijen, «An algorithm for combined heat and power economic dispatch», *Journal Name: IEEE Transactions on Power Systems; Journal Volume:*

11; *Journal Issue: 4; Conference: IEEE Power Engineering Society (PES) Winter meeting, Baltimore, MD (United States), 21-25 Jan 1996; Other Information: PBD: Nov 1996*, págs. Medium: X; Size: pp. 1778-1784, Nov. 1996.

[49] D. A. Manolas, C. A. Frangopoulos, T. P. Gialamas, y D. T. Tsahalis, «Operation optimization of an industrial cogeneration system by a genetic algorithm», *Energy Convers*, vol. 38(15-17), págs. 1925-1936, 1997.

[50] N. N. Bengiamin, *Operation of cogeneration plants with power purchase facilities*. 1983.

[51] C. Li y Y. Y. Hong, «Genetic Algorithms Based Economic Dispatch for Cogeneration Units Considering Multiplant Multibuyer Wheeling», vol. 22, n<sup>o</sup>. 1, págs. 69-69.

[52] C. E. Pedreira, R. C. Souza, y H. S. Hippert, «Neural networks for short-term load forecasting: a review and evaluation», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, n<sup>o</sup>. 1, págs. 44-55.

[53] K. Tomsovic, Z. Obradovic, y Vucetic, «Discovering price-load relationships in California's electricity market», *Power Systems IEEE Transactions on*, vol. 16, n<sup>o</sup>. 2, págs. 280-286.

[54] M. Marracci, P. Pelacchi, A. Venturini, y M. Benini, «Day-ahead market price volatility analysis in deregulated electricity markets.», *System*, vol. 3, págs. 1354-1359 vol.3.

[55] A. Breipohl, «Electricity price forecasting models», *IEEE Proc. PES Winter Meeting*, vol. 2, 27-31, págs. 963-966, Ene. 2002.

[56] Simonsen, «Volatility of power markets», *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*, vol. 355, n<sup>o</sup>. 1, págs. 10-20.

[57] Cameron y P. Cramton, «The Role of the ISO in U.S. Electricity Markets: A Review of Restructuring in California and PJM», *The Electricity Journal*, vol. 12, n<sup>o</sup>. 3, págs. 71-81, 1999.

[58] Z. Jinxiang, V. Banunarayanan, R. Mukerji, y Bastian, «Forecasting energy prices in a competitive market», *Computer Applications in Power IEEE*, vol. 12, n<sup>o</sup>. 3, págs. 40-45.

[59] H. Yamin, Z. Li, y M. Shahidehpour, *Market Operations in Electric Power Systems*. .

[60] A. Wang y B. Ramsay, «Prediction of system marginal price in the UK Power Pool using neural networks», *Proc. Intl. Conf. on Neural Networks*, vol. 4, 9-12, págs. 2116-2120, Jun. 1997.

[61] L. A. Sanabria, T. S. Dillon, y B. R. Szkuta, «Electricity price short-term forecasting using artificial neural networks», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, n<sup>o</sup>. 3, págs. 851-857.

[62] P. B. Luh, «Selecting input factors for clusters of Gaussian radial basis function networks to improve market clearing price prediction», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, n<sup>o</sup>. 2, págs. 665-672.

[63] P. B. Luh, K. Kasiviswanathan, y L. Zhang, «Energy clearing price prediction and confidence interval estimation with cascaded neural networks», *Power Systems IEEE Transactions on*, vol. 18, n<sup>o</sup>. 1, págs. 99-105.

[64] P. B. Luh y J. J. Guo, «Improving Market Clearing Price Prediction by Using

- a Committee Machine of Neural Networks», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, n<sup>o</sup>. 2, págs. 1867-1876.
- [65] P. B. Luh y Zhang, «Neural Network-Based Market Clearing Price Prediction and Confidence Interval Estimation With an Improved Extended Kalman Filter Method», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, n<sup>o</sup>. 1, págs. 59-66.
- [66] J. Contreras, R. Espinola, M. A. Plazas, y A. J. Conejo, «Forecasting electricity prices for a day-ahead pool-based electric energy market», *International Journal of Forecasting*, vol. 21, n<sup>o</sup>. 3, págs. 435-462.
- [67] G. J. Anders y C. P. Rodriguez, «Energy Price Forecasting in the Ontario Competitive Power System Market», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, n<sup>o</sup>. 1, págs. 366-374.
- [68] R. Espinola, F. J. Nogales, A. J. Conejo, y Contreras, «ARIMA models to predict next-day electricity prices», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, n<sup>o</sup>. 3, págs. 1014-1020.
- [69] M. A. Plazas, R. Espinola, A. B. Molina, y A. J. Conejo, «Day-Ahead Electricity Price Forecasting Using the Wavelet Transform and ARIMA Models», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, n<sup>o</sup>. 2, págs. 1035-1042.
- [70] J. C. Cuaresma, «Forecasting electricity spot-prices using linear univariate time-series models», *Applied Energy*, vol. 77, n<sup>o</sup>. 1, págs. 87-106.
- [71] J. Contreras, A. J. Conejo, R. Espinola, y F. J. Nogales, «Forecasting next-day electricity prices by time series models», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, n<sup>o</sup>. 2, págs. 342-348.
- [72] A. M. San Roque, J. Garcia-Gonzalez, y A. M. Gonzalez, «Modeling and Forecasting Electricity Prices with Input/Output Hidden Markov Models», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, n<sup>o</sup>. 1, págs. 13-24.
- [73] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución CREG 119 de 2007». 2007.
- [74] Congreso de Colombia, «Ley 1430 de 2010». 2010.
- [75] Unidad de Planeación Minero Energética, «Resolución UPME 0355 de 2004». 2004.
- [76] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución CREG 046 de 1996». 1996.
- [77] S. Santoso, H. W. Beaty, R. C. Dugan, y M. F. McGranaghan, *Electrical Power Systems Quality*, 2o ed. McGraw-Hill Professional, 2002.
- [78] E. Acha y M. Madrigal, *Power Systems Harmonics: Computer Modelling and Analysis*, 1o ed. Wiley, 2001.
- [79] J. Arrillaga, N. R. Watson, y S. Chen, *Power System Quality Assessment*, 1o ed. Wiley, 2000.
- [80] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución CREG 070 de 1998». 1998.
- [81] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución CREG 131 de 1998». 1998.
- [82] Levitt, Theodore, «The Globalization of Markets», *Harvard Business Review*, n<sup>o</sup>. May-June, 1983.
- [83] Singa, Boyenge Jean-Pierre, «ILO database on export processing zones».

International Labour Office, 2007.

- [84] Congreso de Colombia, «Ley 105 de 1958». 1958.
- [85] Congreso de Colombia, «Ley 109 de 1985». 1958.
- [86] Congreso de Colombia, «Ley 7 de 1991». 1991.
- [87] Congreso de Colombia, «Ley 170 de 1994». 1994.
- [88] Congreso de Colombia, «Ley 863 de 2003». 2003.
- [89] Congreso de Colombia, «Ley 1004 de 2005». 2005.
- [90] Ministerio de Hacienda y Crédito Público, «Decreto 4051 de 2007». 2007.
- [91] Ministerio de Hacienda y Crédito Público, «Decreto 2685 de 1999». 1999.
- [92] Ministerio de Hacienda y Crédito Público, «Decreto 383 de 2007». 2007.
- [93] Ministerio de Hacienda y Crédito Público, «Decreto 780 de 2008». 2008.
- [94] Congreso de Colombia, «Ley 590 de 2000». 2000.
- [95] Data Centers Users Group, «Reducing Data Center Energy Consumption by Creating Savings that Cascade Across Systems». Emerson Network Power - Energy Logic, 2008.
- [96] McKinsey & Company, «Desarrollando el Sector de BPO&O como uno de Clase Mundial». 2008.
- [97] Ministerio de Hacienda y Crédito Público, «Decreto 2131 de 1991». 1991.
- [98] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución CREG 183 de 2009». 2009.
- [99] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución CREG 003 de 1994». 1994.
- [100] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución CREG 097 de 2008». 2008.
- [101] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución CREG 020 de 1996». 1996.
- [102] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución CREG 005 de 2001». 2001.
- [103] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución CREG 039 de 2001». 2001.
- [104] Congreso de Colombia, «Ley 697 de 2001». 2001.
- [105] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución CREG 071 de 2006». 2006.
- [106] Editorial Revista Mundo Eléctrico, «Revista Mundo Eléctrico Vol.24 No. 81». Orvisa Comunicaciones, 24-Dic-2010.
- [107] Ministerio de Minas y Energía, «Decreto 2501 de 2007». 2007.
- [108] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución CREG 119 de 1998». 1998.
- [109] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución CREG 005 de 2010». 2010.
- [110] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución CREG 084 de 1996». 1996.

## **ANEXOS**

### **A. TECNOLOGÍAS PARA AUTOGENERAR O COGENERAR**

#### **A1 MOTOGENERADORES A GAS**

Un motor de combustión interna es un generador de potencia en el cual se transforma la energía contenida en un combustible en energía mecánica. Los motores funcionan mediante el movimiento recíprocante de pistones con la expansión de un gas producto de la combustión, el cual es el fluido motriz. Los motores de combustión interna para generar electricidad son una buena alternativa, en especial porque facilitan la ejecución modular de un proyecto de autogeneración. Estos equipos ofrecen eficiencias eléctricas un tanto superiores al 30%.

Un proyecto de autogeneración, de la potencia analizada en este estudio, toma aproximadamente un año en ponerlo en operación desde el momento en que se pone la orden de compra por los equipos. Adicionalmente tienen la ventaja de poder ir acoplando unidades en forma modular.

#### **A2 TURBINAS A GAS**

Las turbinas son turbomáquinas de combustión interna que constan de un compresor dinámico (axial o centrífugo), una o más cámaras de combustión, una turbina (axial o centrífuga), toberas, difusores y otros accesorios secundarios.

Los turbogeneradores a gas, comúnmente conocidos como turbinas a gas, funcionan en un ciclo abierto, ya que los gases no se enfrían para continuar con el ciclo, sino que se está renovando permanentemente el fluido de trabajo. Los

turbogeneradores pueden ser para generación de energía eléctrica o para propulsión en aeronaves.

Las turbinas pequeñas, de menos de 5 MW eléctricos de capacidad, se caracterizan por su baja eficiencia, alrededor del 27%, y su costo por MW es parecido a los motogeneradores cuya eficiencia es mayor, por lo que no se recomiendan para autogeneración. No obstante si son muy recomendables para procesos de cogeneración.

### **A3 PLANTA DE CICLO COMBINADO A GAS**

Las plantas de ciclo complejo o combinado permiten elevar la eficiencia de las turbinas a gas desde un 27% hasta un 50% aproximadamente. En estas plantas los gases calientes que salen de la turbina son aprovechados y alimentan a una caldera para generar vapor, el cual mueve una segunda turbina, lo cual permite elevar la eficiencia. Los costos de inversión son el triple de los costos de las turbinas o de los motogeneradores, por lo que solo se recomienda para plantas grandes de generación de electricidad cuya capacidad sea superior a los 100 MW.

### **A4 CENTRALES A VAPOR**

Las centrales a vapor (Ciclo Rankine) son de lejos los sistemas más comunes usados para generar potencia y cogenerar en el mundo<sup>34</sup>. En estas plantas el vapor es generado en una caldera y luego expandido en una turbina de vapor conectada a un generador eléctrico. El vapor expandido es enfriado y condensado en un “intercambiador de calor” (condensador o en proceso) donde el calor puede ser recuperado y utilizado.

---

<sup>34</sup> 70% de la generación de electricidad en el mundo se hace con centrales a vapor y con combustibles fósiles, más un 10% con energía nuclear también para formar vapor

En términos generales esta tecnología permite producir energía eléctrica con unos costos operativos que son aproximadamente un 45% menores que los de los de los motogeneradores a gas, principalmente debido al bajo costo del carbón. Adicionalmente los equipos tienen una vida útil mucho más alta<sup>35</sup> que los motogeneradores a gas<sup>36</sup>. No obstante la inversión de una central a vapor es más alta, casi el doble y el tiempo que toma ejecutar el proyecto también es mayor: prácticamente dos años, para una potencia similar a la considerada en este estudio. Por último el concepto de modularidad no es viable para los tamaños contemplados para una Zona Franca.

Para la generación de vapor existen tres tipos de calderas: Acuotubulares de parrilla viajera, de carbón pulverizado y de lecho fluidizado, cada una de las cuales se analiza a continuación.

#### **A4.1 Calderas acuotubulares de parrilla viajera**

La caldera acuotubular de parrilla viajera<sup>37</sup> puede ser la tecnología más antigua en plantas a vapor (aproximadamente un siglo de utilización) en la cual el carbón es depositado sobre una rejilla móvil que lo transporta, por debajo circula el aire de combustión atravesando el lecho de carbón y realizando la combustión con éste. Las paredes de la caldera están forradas en tubos por los cuales circula el agua que se vaporiza una vez entra en contacto con los gases calientes producto de la combustión (los gases alcanzan temperaturas cercanas a los 1.000 grados Celsius). La apariencia de la caldera es similar a la de la Figura 12.

---

<sup>35</sup> Hay calderas en operación continua desde hace más de 50 años en las fábricas de Fabricato y Coltejer en la ciudad de Medellín.

<sup>36</sup> Los motogeneradores a gas, por lo general, requieren un mantenimiento general con reposición de varias partes del motor, las cuales sufren enorme desgaste, cada 5 años, con la probabilidad de tener que reponerlos a los 10 años

<sup>37</sup> Existen también piro-tubulares, no aplican para la potencia analizada en este estudio.



Figura 12. Caldera acuotubular de parrilla viajera

Estas calderas se han utilizado en plantas menores, inferiores a los 20 MW. Solo puede utilizarse carbón en almendra, es decir, clasificado por tamaño, por lo cual resulta mucho más costoso que el carbón ripio o sin clasificar<sup>38</sup>. Por ejemplo, en Medellín el precio del carbón almendra clasificado por tamaño es de COP\$ 150 por kilo, mientras el carbón ripio o sin clasificar solo cuesta COP\$ 100.

Un factor importante a considerar en este tipo de plantas son las emisiones de SO<sub>2</sub> las cuales depende del contenido de azufre del carbón. Por ejemplo, los carbones de Cundinamarca tienen la ventaja que su contenido de azufre es menor al 0.8%, con lo cual se cumple con la legislación ambiental. Así mismo se presentan emisiones de material particulado, las cuales deben ser inferiores a las 100 ppm; para controlarlas se utilizan multiciclones y posteriormente filtros talego o de tela (*baghouse*), con lo cual se garantiza logran contenidos inferiores a las 30 ppm, cumpliendo con la legislación. De esta forma adicionalmente se impide que se vea la flecha o nube que sale por las chimeneas.

La eficiencia de este proceso es de 25% (25 kWe / 100 kWt, o 25 kilovatios eléctricos por cada 100 kilovatios térmicos), es decir se requieren aproximadamente 13.650 BTU por cada kWh. Colombia tiene excelentes

<sup>38</sup> Normalmente una mina en Colombia produce un 70% de carbón en almendra, con un tamaño promedio de 40 mm de largo por 15mm de ancho y un 30% de carbón con tamaño fuera de la anterior especificación. Adicionalmente la operación de tamizar o clasificar por tamaño añade un costo a su valor

carbones, como los Cundinamarqueses, los cuales tienen un alto poder calorífico, superior a los 13.000 BTU por libra, por lo que para generar un kWh solo se requieren aproximadamente 0,5 kilos de carbón.

En cuanto al consumo de agua, por tratarse de una autogeneración con turbina de condensación total, se asume teóricamente que todo el vapor empleado para mover la turbina se condensa nuevamente y se recircula hacia la caldera. No obstante en la práctica hay pérdidas de vapor en los intercambiadores de calor usados en el proceso, las cuales ascienden a un 20%. Un kilo de vapor a 40 Bar con 50 °C de sobrecalentamiento (estas son las condiciones para alimentar la turbina) posee una entalpía de 2.800 BTU por kilo, por lo que para generar un kWh se requieren aproximadamente 5 litros de agua, pero como se pierde el 20%, el consumo de agua de reposición a la caldera es de 1 litro por cada kWh, lo que implicaría un consumo horario de 6,8 metros cúbicos o 164 metros cúbicos diarios de agua. Asumiendo que esta agua se compre a un costo de COP\$ 6.000 por cada metro cúbico (incluyendo el tratamiento con una planta de osmosis reversa), nos arroja un costo de COP 6 por cada kWh.

En general, la combustión en parrilla viajera es ineficiente, y arroja unos residuos del orden del 10% del carbón alimentado, los cuales contienen casi un 50% de carbón sin quemar y tienen el problema que no son comercializables (como las cenizas finas) y hay que pagar por su disposición o retorno a la mina o a una escombrera, a razón de aproximadamente COP 25.000 por cada tonelada de residuos sólidos. Esto quiere decir que por cada medio kilo de carbón que se consume para producir un kWh hay que pagar por la disposición de 0,05 kilos de desecho, lo que arroja un costo adicional de COP 1,5 por cada kWh.

Adicionalmente y dadas las condiciones arquitectónicas de una Zona Franca, el carbón no puede estar apilado a la vista, por lo que hay que construir infraestructura para que no se vea, transportándolo internamente mediante

tornillos, bandas y elevadores de cangilones, y almacenándolo en silos. El área ocupada por una planta de estas características, incluyendo los silos de recepción de camiones y los silos de almacenamiento del carbón, es de aproximadamente 2.000 metros cuadrados.

Por último, con esta tecnología pudiera tratarse la madera generada por una Zona Franca multiempresarial, representada por las estibas que protegen la mercancía que entra a estos parques industriales, las cuales pueden alimentarse manualmente a la caldera para su disposición. Un kilo de madera tiene un poder calorífico aproximado de 14.000 BTU / kg, por lo que para generar un kWh se requiere aproximadamente un kilo. Esto se traduciría en que la disposición de la madera, a través de la caldera, permitiría ahorrar el consumo de 75 toneladas de carbón, mas el costo actual de disposición de dicha madera.

#### **A4.2 Calderas acuotubulares de carbón pulverizado**

Son las más comunes en el mundo<sup>39</sup> para plantas de generación de electricidad a gran escala en sistemas interconectados. Normalmente son de 50 MW, pero existen desde 10 MW en adelante.

En estas plantas el carbón se muele finamente hasta un tamaño de solo 200 micras de diámetro<sup>40</sup> y una vez pulverizado y mezclado se alimenta con el aire de combustión a través de quemadores provistos de boquillas. Al pulverizar el carbón se tiene la enorme ventaja de usar cualquier tipo, no clasificado por tamaño, por lo que el costo de este combustible se reduce a solo COP\$ 100 / kg.

Otra gran ventaja es que prácticamente consume todo el carbón, y no deja inquemados en las cenizas, a diferencia del caso de la parrilla viajera en donde el carbón dejado de consumir representa alrededor del 5% del alimentado.

---

<sup>39</sup> Se estima que el 90% de las plantas generadoras usan esta tecnología.

<sup>40</sup> La pulverización mecánica del carbón consume cerca del 3% de la generación de energía eléctrica de la planta.

El control de material particulado se hace solo con filtros talego o filtros de tela y solo se producen cenizas muy finas las cuales son todas recolectadas en los filtros. Adicionalmente este material no cuesta disponerlo y por el contrario se puede llegar a comercializar con cierta facilidad<sup>41</sup> ya que es usado para mezclar con el concreto y para rellenos de vías. Las cenizas representan el 5% del carbón alimentado y la tonelada de cenizas se puede llegar a vender a COP 35.000 la tonelada; con este aprovechamiento de subproductos de desecho se reduce el costo del kWh en COP 0,9. En la Figura 13 se esquematiza la operación de la caldera.

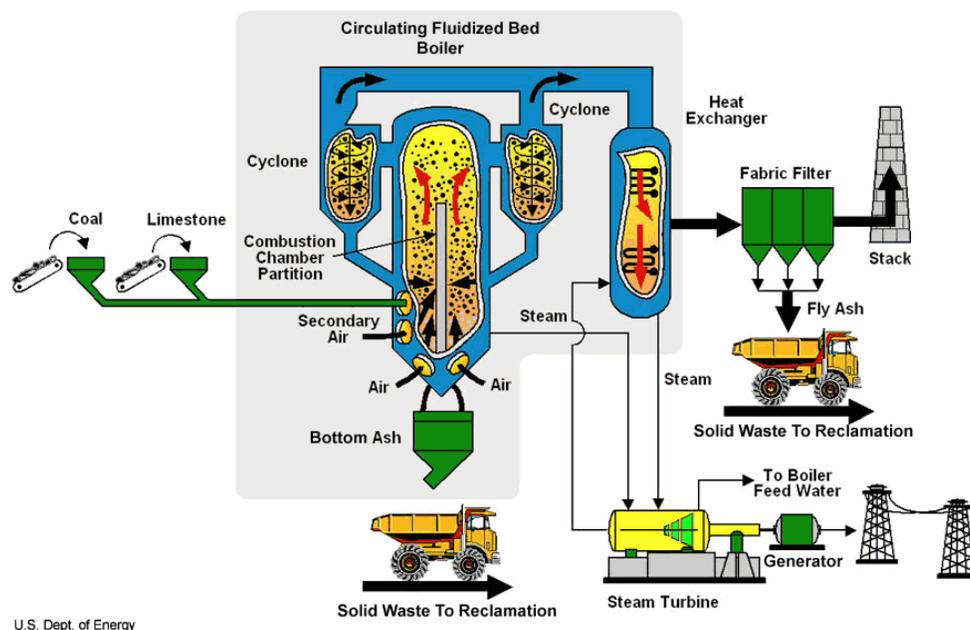


Figura 13. Caldera acuatubular de carbón pulverizado

Dado que todo el carbón se quema completamente, la eficiencia de esta caldera puede llegar a estar en el 27%, superior a la eficiencia de la parrilla viajera.

<sup>41</sup> En Bogotá por ejemplo, existe una compañía que compra todas las cenizas de las termoeléctricas a carbón de la zona.

### A4.3 Caldera acuotubular de lecho fluidizado

Es la más moderna de las tecnologías, la más eficiente y no requiere pulverizar o moler fino el carbón, solo triturarlo hasta un tamaño de 3 mm, por lo que el carbón ripo puede usarse directamente. Adicionalmente las emisiones de óxidos nitrosos y de compuestos sulfurados son menores que en cualquier otra tecnología.

La combustión del carbón también es completa y tan eficiente como la de la caldera a carbón pulverizado. En la Figura 14 se muestra un esquema de esta caldera.

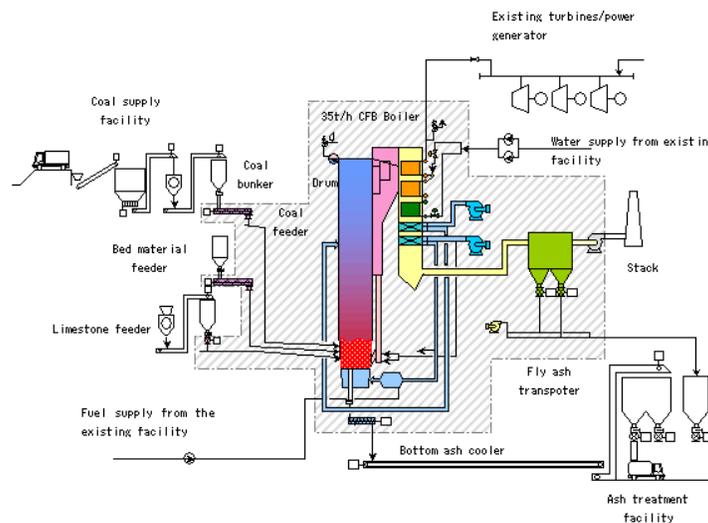


Figura 14. Caldera acuotubular de lecho fluidizado

Para este tipo de calderas también se presenta la recuperación, aprovechamiento y comercialización de todas las cenizas producidas y aplican los mismos cálculos que para las calderas de carbón pulverizado, con la gran diferencia que su eficiencia es superior y alcanza el 30%. Esta tecnología no es muy conocida en Colombia, o por lo menos no tanto como las expuestas anteriormente.

## **B. POSIBILIDAD DE COGENERAR EN UNA ZONA FRANCA**

La cogeneración está soportada en sistemas tecnológicos que a partir de una sola fuente de energía primaria (o combustible) producen en forma secuencial dos diferentes tipos de energía, eléctrica y térmica, para un proceso productivo en el propio lugar de consumo.

El estudio desarrollado propone la autogeneración para una Zona Franca, aunque existe la posibilidad de cogenerar. En términos generales y como ya se anotó en este documento, la eficiencia eléctrica producto de generar electricidad a partir de energía térmica es muy baja, del orden del 30% al 35% (en el mejor de los casos), no obstante es perfectamente viable aprovechar los gases calientes o el vapor aún caliente que salen de las turbinas con un alto contenido energético o entalpía en lugar de “botarse” a la atmósfera o de condensarlos (botar su energía). En el caso del vapor, por ejemplo, puede usarse para alimentar con agua líquida la caldera nuevamente y cerrar el ciclo.

Ahora bien, desde el punto de vista de una Zona Franca que tenga una alta demanda de energía térmica, existe la posibilidad de aprovechar, ya sea los gases calientes de combustión que abandonan la turbina, o de aprovechar el vapor caliente despresurizado que abandona la turbina de vapor para alimentar los equipos que demandan calor, como intercambiadores de calor para calentar agua, o equipos que requieran vapor indirecto para su funcionamiento como es el caso de calentadores, secadores, hornos, o también para alimentar con agua caliente o vapor chillers por absorción para la generación de agua helada para los equipos de acondicionamiento de aire.

A manera de ilustración, sí se trabaja con carbón y la eficiencia eléctrica es de solo el 30%, significa que de cada 100 kW alimentados con el vapor, solo se generan 30 kW como electricidad, 20 kW son pérdidas irre recuperables (en forma de

fricción, fugas de vapor, transmisión del movimiento etc.), pero hay 47 kW disponibles en forma de energía térmica a ser utilizados para calentar o generar frío, es decir cogenerar o generar simultáneamente electricidad y calentamiento o trigenerar<sup>42</sup> cuando adicional y simultáneamente se genera frío. En la autogeneración esta energía térmica se desecha, solo aprovechando la energía eléctrica.

De acuerdo con la legislación y reglamentación Colombiana un autogenerador es quién produce electricidad exclusivamente para sus necesidades y usa la red eléctrica comercial sólo en un sentido (para comprar lo que no alcanza a generar). Un autogenerador no puede vender excedentes, salvo en caso de racionamiento y con autorización expresa del Ministerio de Minas y Energía y la CREG. No obstante, el cogenerador si puede vender si puede vender sus excedentes al Sistema Interconectado Nacional, si la energía térmica a partir de la generación de energía eléctrica es mayor al 15% de la energía total.

Para el caso de la Zona Franca analizada en este estudio, que actualmente consume un promedio de 5.000 kW de potencia eléctrica, requeriría, para ser considerado como cogenerador (y poder vender a la red cuando le sobre electricidad) para producir 15.000 kW de combustión, es decir energía térmica (33% de eficiencia eléctrica, a manera de ejemplo) y destinar el 15% de estos kWt para calentar procesos (distribuir vapor a los usuarios o empresas dentro de la Zona Franca que lo requieran) y/o producir agua helada mediante chillers de absorción para los que deseen alimentar sus equipos de aire acondicionado con agua helada producida mediante este proceso. El 15% de dicha energía total son 2.250 kW a ser aprovechados como energía térmica, equivalentes a 7,7 MBTU / hora o 7.700 pies cúbicos de gas natural por hora o a un consumo de 160.000 metros cúbicos de gas natural al mes. Una Zona Franca como la analizada en este

---

<sup>42</sup> Término usado internacionalmente. En Colombia sólo están definidas reglamentariamente las actividades de autogeneración y cogeneración, como ya se anotó en este documento.

estudio no alcanza a consumir en la actualidad más de 30.000 metros cúbicos de gas natural al mes.

Ahora bien, obviando la anterior circunstancia legal, el hecho de instalar una planta de cogeneración requiere de la inversión en turbinas generadoras con extracción de vapor (cuestan casi un 40% más que las turbinas de condensación total), calderas de recuperación, quemadores de post combustión, válvulas de *by pass* y redes de distribución. Lo anterior incrementa en un 60% la inversión total en equipos, produciendo la misma cantidad de electricidad. Por consiguiente la cogeneración sólo se justifica o es su “*break even point*”<sup>43</sup>, si la demanda térmica es al menos igual a la demanda eléctrica, para el caso considerado 5.000 kW.

Para el caso de la generación de frío o *chilled water*<sup>44</sup>, 1 RT (tonelada de refrigeración) equivale a 3,5 kW. Se requeriría entonces una demanda mínima de 1.500 RT. Por ejemplo un *Data Center* es gran consumidor de energía y agua helada: asumiendo que posee 6 equipos de aire acondicionado de 30 RT cada uno, tendría un total de 180 RT, distante del requerimiento mínimo. Sin embargo no debe descartarse la cogeneración a futuro teniendo en cuenta el crecimiento del sector de BPO&O dentro de las Zonas Francas.

---

<sup>43</sup> Punto de equilibrio

<sup>44</sup> Agua helada

## **C. OPCIONES DE UNA ZONA FRANCA DE PARTICIPAR EN DERIVEX**

### **C1 ASPECTOS GENERALES**

Las reglas del mercado eléctrico permiten que una Zona Franca, como usuario no regulado del mercado eléctrico, adquiera la energía con el comercializador de su preferencia, a una tarifa establecida regulatoriamente. La tarifa de energía remunera a todos los agentes de la cadena, es decir, al generador, al transportador, al distribuidor y al comercializador. Las Zonas Francas pueden negociar las componentes de generación y comercialización: los productos de Derivex están relacionados con el componente de generación.

Dado que a través de los productos de Derivex no se obtiene físicamente la energía eléctrica, la Zona Franca debe continuar suscribiendo un contrato bilateral con el comercializador de su preferencia, el cual dada sus condiciones le permitirá en Derivex asumir una u otra posición. Derivex no administrará el contrato que firme la Zona Franca con el comercializador, pero le ofrece alternativas para gestionar los riesgos de mercado.

A continuación están descritos los posibles escenarios en los cuales se puede encontrar una Zona Franca. Con cada escenario se presenta como utilizar los productos de Derivex, de forma tal que obtenga un precio de energía eléctrica más estable o más bajo. Para hacer uso de los instrumentos de Derivex en este contexto, se necesitan tomar decisiones informadas, es decir, tener una visión sobre el desarrollo futuro de los precios de bolsa o una muy buena herramienta de predicción de los precios de mercado.

## C2 ANÁLISIS DE ALGUNOS ESCENARIOS

Los siguientes son algunos de los escenarios posibles para una Zona Franca en Derivex:

### C2.1 Contrato a precio fijo.

En este caso, si la percepción de la Zona Franca es que por diversas circunstancias está pagando un precio excesivo por la energía eléctrica y percibe que en el corto y mediano plazo el precio de bolsa puede bajar, financieramente la operación ideal mediante el uso de futuros en Derivex mediante la venta en corto.

Entonces, suponiendo que se cerró una contratación bilateral a un precio fijo de COP 150 kWh, para un suministro de 360.000 kWh, equivale a un pago en el mercado eléctrico de COP 54 millones mensuales.

En Derivex, para efectos del ejemplo se asume que la operación se realiza en el mes de febrero:

- La Zona Franca espera que para los próximos cuatro meses el precio de bolsa tienda a bajar. Vende entonces un contrato de futuros en Derivex (tamaño 360.000 kWh) para cada uno de los cuatro vencimientos disponibles, en este caso: febrero, marzo, abril y mayo.
- Para el ejemplo supongamos que los precios de venta en cada contrato fueron los siguientes:

Febrero:	113 COP/kWh
Marzo:	117 COP/kWh
Abril:	115 COP/kWh
Mayo:	109 COP/kWh

- Asumiremos que las expectativas de la Zona Franca se cumplen y el precio promedio de bolsa de la energía eléctrica en efecto baja de la siguiente manera:

Promedio TX1 Febrero: 94 COP/kWh  
 Promedio TX1 Marzo: 103 COP/kWh  
 Promedio TX1 Abril: 92 COP/kWh  
 Promedio TX1 Mayo: 88 COP/kWh

- El resultado de la venta de contratos en Derivex para cada mes es el siguiente:

Febrero:  $(113 - 94) * 360.000 = \text{COP } 6.840.000$   
 Marzo:  $(117 - 103) * 360.000 = \text{COP } 5.040.000$   
 Abril:  $(115 - 92) * 360.000 = \text{COP } 8.298.000$   
 Mayo:  $(109 - 88) * 360.000 = \text{COP } 7.560.000$   
 Total:  $= \text{COP } 27.738.000$

- El pago por facturación de la energía eléctrica de los cuatro meses en el contrato bilateral es de  $\text{COP } 54.000.000 * 4 = \text{COP } 216.000.000$ .
- El resultado a favor para la Zona Franca usando esta estrategia en Derivex es de  $\text{COP } 27.738.000$ .
- El resultado neto de la operación es:  $\text{COP } 216.000.000 - \text{COP } 27.738.000 = \text{COP } 188.262.000$
- Esto equivale a un costo efectivo de energía eléctrica de  $\text{COP } 130, 74 \text{ kv/hr}$

## **C2.2 Contrato 70% a precio fijo y 30% precios de bolsa sin techo**

En este caso, el cubrimiento de la porción fija se hace exactamente igual al ejemplo ilustrado en el punto uno. Para esa porción el riesgo se materializa con una baja en el precio de bolsa realizándose un sobrecosto en el contrato a precio fijo que puede ser administrado mediante ventas en corto en Derivex.

Para la porción variable, a precio de bolsa, el riesgo se materializa cuando el precio sube. En este caso, la estrategia en Derivex consta de comprar el número de contratos equivalente al monto de la porción variable del contrato bilateral. Para facilidad del ejemplo, supongamos que el 30% del contrato bilateral equivale a 1 contrato en Derivex de 360.000 kv/hr. De nuevo por simplicidad, supongamos que se va a emplear la estrategia por cuatro meses. Asumimos ahora que el precio de bolsa del día en que se inicia la estrategia (febrero 15) es COP 105 kv/hr. Se compra un contrato para cada uno de los siguientes meses así:

Febrero:	COP 113 kWh
Marzo:	COP 117 kWh
Abril:	COP 115 kWh
Mayo:	COP 109 kWh

Supongamos que las expectativas de la Zona Franca se cumplieron y el precio promedio de bolsa de energía eléctrica en efecto subió, con los siguientes resultados para el precio promedio de bolsa en cada mes:

Promedio TX1 Febrero:	COP 116 kWh
Promedio TX1 Marzo:	COP 125 kWh
Promedio TX1 Abril:	COP 122 kWh
Promedio TX1 Mayo:	COP 117 kWh

El resultado de la estrategia en Derivex es el siguiente:

Febrero:	$(116 - 113) * 360.000$	= COP 1.080.000
Marzo:	$(125 - 117) * 360.000$	= COP 2.880.000
Abril:	$(122 - 115) * 360.000$	= COP 2.520.000
Mayo:	$(117 - 109) * 360.000$	= COP 2.880.000
Total:		= COP 9.360.000

Por la porción variable del contrato bilateral que se ha asumido equivalente a 360.000 kWh la Zona Franca debe pagar un total de COP 172.800.000. El resultado de la estrategia de compra de contratos en Derivex es de COP 9.360.000 a favor. Es decir el resultado neto es COP 163.440.000. Esto equivale a un costo de energía eléctrica de 113,5 COP/kWh. El costo promedio sin cobertura es de 120 COP/kWh

### **C2.3 Contrato 70% a precio fijo y 30% a precios de bolsa con techo**

Para esta situación, la estrategia es idéntica a la presentada en el numeral inmediatamente anterior, con la particularidad que la cobertura se puede cerrar en el momento en que el precio de bolsa sobrepasa el techo. Existe la posibilidad sin embargo de conservar la posición comprada en Derivex ante una situación de continua alza en el precio, generando mayores réditos financieros para la Zona Franca.

### **C2.4 Qué hacer cuando no se cumplen las predicciones o expectativas?**

Surge la pregunta de qué hacer en los casos anteriores cuando no se cumplen las expectativas de los precios sobre los cuales se diseñaron las estrategias analizadas. Deben entonces fijarse precios de salida de los contratos en Derivex, para eventos en los que a diferencia de los ejemplos planteados, los precios en bolsa no se comportan de acuerdo con lo previsto. En el mundo financiero se conoce a esta estrategia como “*stop loss*”. Es decir, se deben definir unos niveles de salida de la estrategia para limitar pérdidas o en este caso sobrecostos para quien cubre.

Si la cobertura se realiza con perspectiva de precio a la baja como en el primer escenario y se presenta una situación de subida de precios, deben cerrarse los contratos vendidos en Derivex mediante una compra equivalente en el mercado que cesa todas las obligaciones.

Así mismo, si como en el segundo escenario, para la porción variable, se realizó una compra de contratos en Derivex ante la expectativa de un alza de precios y esta alza no se materializa, se deben fijar niveles de salida en los que se venden los contratos y se abandona la estrategia inicial.

El hecho de que las negociaciones en Derivex se hagan a través de una plataforma de negociación y registro, permite encontrar liquidez de entrada y salida de los contratos.

### **C2.5 Cómo puede una Zona Franca transar productos en Derivex?**

DERIVEX S.A está establecida ante la normatividad Colombiana como un sistema de negociación y registro de operaciones sobre instrumentos financieros derivados. Para todos los efectos funciona como una Bolsa de Valores y en este orden de ideas, todo aquel que quiera negociar en Derivex debe hacerlo a través de unos de sus miembros negociadores y/o liquidadores:

Con el o los miembros que la Zona Franca elija para que los represente ante Derivex y la Cámara de Riesgo Central de Contraparte de Colombia (CRCC), se debe firmar un contrato de comisión y/o una orden de servicios.

Una vez adelantado lo anterior deben acordarse las tarifas que los miembros de Derivex cobrarán a la Zona Franca por los servicios de negociación, compensación y liquidación de sus operaciones.

La contraparte de toda operación que se realiza en Derivex es la CRCC. En este orden de ideas, la Cámara exige unas garantías, que están establecidas en 21% para toda operación que se realiza en el mercado. Siendo esto así, la Zona Franca debe coordinar también con el Miembro de Derivex la manera en que se constituirán las garantías ante la CRCC, tipo de las mismas, etc.

Una vez la Zona Franca haya firmado los acuerdos, definido las tarifas y coordinado la operatividad del tema de garantías y liquidación diaria, está completamente habilitado para participar del mercado.