

ADVERTIMENT. La consulta d'aquesta tesi queda condicionada a l'acceptació de les següents condicions d'ús: La difusió d'aquesta tesi per mitjà del servei TDX (www.tesisenxarxa.net) ha estat autoritzada pels titulars dels drets de propietat intel·lectual únicament per a usos privats emmarcats en activitats d'investigació i docència. No s'autoritza la seva reproducció amb finalitats de lucre ni la seva difusió i posada a disposició des d'un lloc aliè al servei TDX. No s'autoritza la presentació del seu contingut en una finestra o marc aliè a TDX (framing). Aquesta reserva de drets afecta tant al resum de presentació de la tesi com als seus continguts. En la utilització o cita de parts de la tesi és obligat indicar el nom de la persona autora.

ADVERTENCIA. La consulta de esta tesis queda condicionada a la aceptación de las siguientes condiciones de uso: La difusión de esta tesis por medio del servicio TDR (www.tesisenred.net) ha sido autorizada por los titulares de los derechos de propiedad intelectual únicamente para usos privados enmarcados en actividades de investigación y docencia. No se autoriza su reproducción con finalidades de lucro ni su difusión y puesta a disposición desde un sitio ajeno al servicio TDR. No se autoriza la presentación de su contenido en una ventana o marco ajeno a TDR (framing). Esta reserva de derechos afecta tanto al resumen de presentación de la tesis como a sus contenidos. En la utilización o cita de partes de la tesis es obligado indicar el nombre de la persona autora.

WARNING. On having consulted this thesis you're accepting the following use conditions: Spreading this thesis by the TDX (www.tesisenxarxa.net) service has been authorized by the titular of the intellectual property rights only for private uses placed in investigation and teaching activities. Reproduction with lucrative aims is not authorized neither its spreading and availability from a site foreign to the TDX service. Introducing its content in a window or frame foreign to the TDX service is not authorized (framing). This rights affect to the presentation summary of the thesis as well as to its contents. In the using or citation of parts of the thesis it's obliged to indicate the name of the author

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA
DEPARTAMENT D'ENGINYERIA ELÈCTRICA



Tesis doctoral

Regulación de la Actividad de la Distribución de Energía Eléctrica

Autor: **Rodrigo Ramírez Pisco**

Director: **Joan Bergas Jane**

Barcelona, Mayo 2010

Universitat Politècnica de Catalunya
Departament d'Enginyeria Elèctrica
Centre d'Innovació Tecnològica en Convertidors Estàtics i Accionament
Av. Diagonal, 647. Pl. 2
08028 Barcelona

Copyright © Rodrigo Ramírez Pisco, 2010

Imprès a Barcelona.
Primera impressió, Mayo 2010

ISBN:

ACTA DE QUALIFICACIÓ DE LA TESI DOCTORAL

Reunit el tribunal integrat pels sota signants per jutjar la tesi doctoral:

Títol de la tesi:

Autor de la tesi:

Acorda atorgar la qualificació de:

- No apte
- Aprovat
- Notable
- Excel·lent
- Excel·lent Cum Laude

Barcelona, de/d' de

El President

El Secretari

.....
(nom i cognoms)

.....
(nom i cognoms)

El vocal

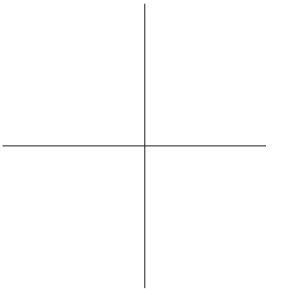
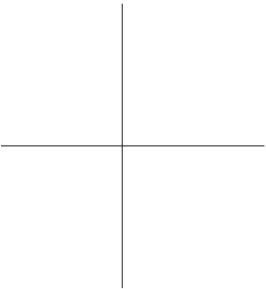
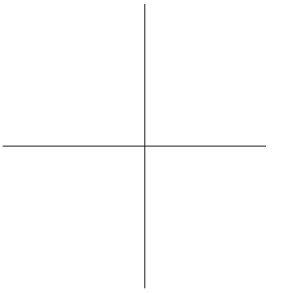
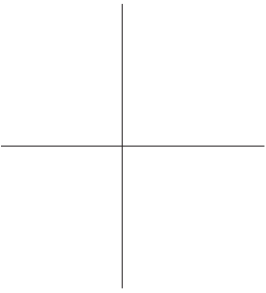
El vocal

El vocal

.....
(nom i cognoms)

.....
(nom i cognoms)

.....
(nom i cognoms)



Cuando se empieza a pensar a quien se debe agradecer la tesis doctoral, salen a la memoria todos los momentos que se han ocupado y los sacrificios propios y de las personas que nos rodean. En este orden quiero agradecer a Toni Sudriá que ha estado pendiente de este documento, a Joan Bergas director de la misma, a los compañeros del CITCEA-UPC que han ayudado de forma directa en este trabajo. Pero a quien más debo agradecer es a mis padres, mis hermanos, y en especial a mi mujer y mi hija.. motores para todo en mi vida.

Agraïments

El autor expresa su agradecimiento a la Universidad Politècnica de Catalunya, al Centro de Investigaciones en Convertidores Estáticos y accionamientos. De forma especial quiere agradecer el Dr. Joan Bergas, director de esta tesis, y al Dr. Antoni Sudrià su permanente apoyo en la realización de la misma. Por último y no menos importante, quiero agradecer a mi esposa y a mi hija su apoyo constante para el desarrollo de este trabajo.

Resumen

La regulación de la actividad de la distribución de energía eléctrica, aspecto sobre el cual versa esta tesis, ha presentado un horizonte cambiante en los últimos años. Tales cambios se hallan relacionados con aspectos como:

- retribución debido a la nueva estructuración de los mercados energéticos,
- Calidad debido a la necesidad de un suministro de energía con unas características cada vez más estrictas como consecuencia de la participación creciente de sistemas de información y datos, sensibles a estos aspectos.
- Eficiencia energética, aspecto importante en el horizonte actual por su creciente importancia dentro del panorama de sostenibilidad ambiental en el que se suscribe el sector eléctrico.
- Generación Distribuida, la cual hace que pensemos en una demanda y oferta más activa que la que hasta hace algún tiempo teníamos en mente dentro del sector eléctrico y específicamente en la distribución de energía eléctrica.

El propósito de esta tesis es brindar en el proceso regulatorio, herramientas no sólo para la mejora de la regulación de la distribución por sí misma sino para la evaluación del proceso a través de herramientas de simulación.

De esta forma se presentan diferentes capítulos en los que se establecen diversas propuestas y metodologías para el desarrollo de una regulación de la distribución cercana a las necesidades actuales. Entre ellas, por ejemplo, se establece una metodología para la evaluación de la calidad de las empresas de distribución con una técnica de cálculo llamada DEA-Data Envelopment Analysis, igualmente se presentan aportes regulatorios en aspectos como el cálculo contable de las empresas de distribución, la eficiencia energética, la generación distribuida y otros aspectos relacionados con estas empresas.

Para el análisis de las diversas propuestas regulatorias, se plantea la utilización de herramientas de simulación basadas en diversas plataformas, entre ellas las principales han sido elaboradas bajo metodologías de cálculo basadas en Dinámica de Sistemas (STELLA ITHINK). Se proponen, por lo tanto, herramientas que permiten simular el Valor Agregado de Distribución de una empresa (VAD), el Costo promedio de capital (WACC) y los beneficios de instalar generación distribuida en una zona desde el punto de vista del generador y desde el punto de vista del distribuidor.

Los resultados principales del estudio se muestran en cada capítulo; sin embargo, para este resumen cabe aclarar que se hacen propuestas en los siguientes aspectos:

- Análisis de la Regulación de la distribución desde el punto de vista metodológico y su aplicación en diversos países.
- Comparación internacional de la aplicación de las metodologías de regulación de la distribución en diversos países.
- Propuesta metodológica y aplicación de la metodología DEA para la comparación de la calidad de empresas de distribución.
- Propuestas regulatorias para evaluar diversos aspectos involucrados con la regulación de la distribución.
- Desarrollo de Modelos y Herramientas de cálculo para evaluar y simular efectos de políticas regulatorias en la retribución de la distribución.
- Análisis y propuestas para involucrar en el proceso retributivo de la distribución la eficiencia energética.
- Análisis y propuestas para involucrar en el proceso retributivo de la distribución los efectos de la generación distribuida.

De un modo general, se establece una metodología que permite generar propuestas regulatorias para el sector de la distribución de energía eléctrica y su evaluación con herramientas de simulación.

Abstract

The regulation of the electrical energy distribution activity, aspect this thesis deals with, has been presenting a changing horizon in recent years. These changes are related to issues such as:

- Retribution: due to the new structuring of energy markets
- Quality: due to the need of a energy supply with increasing stringent characteristics as a result of the growing presence of information and data systems that show certain weakness in front of quality supply deficiencies.
- Energy efficiency, which is very important in current horizon because of its growing role within the environmental sustainability scenario the electricity sector is closely related to.
- Distributed Generation, which makes think about a more active demand and supply than some time before within the electricity sector and specifically in the electricity distribution.

The purpose of the present thesis is to provide the regulatory process with tools not only for improving the regulation of the distribution per se, but for the assessment of the process through simulation tools.

The document is constituted by various chapters where are established various proposals and methodologies for the development of a distribution regulation close to current needs. Within them, for instance, it is established a methodology for assessing the quality of distribution companies with a calculation technique called DEA-Data Envelopment Analysis, also there are presented regulatory contributions in areas such as the countable calculation of the distribution companies, energy efficiency, distributed generation and other aspects associated with these companies.

For the analysis of the different regulatory proposals, it is proposed the use of simulation tools based on various platforms. The main of them have been developed under calculation methodologies based on System Dynamics (STELLA ITHINK). It is proposed, therefore, to use tools to simulate the Distribution Added Value of a company (DAV), the capital average cost (WACC) and the benefits of installing distributed generation on an area from the point of view of the generator and from the point of view of the distributor.

The main results are shown in each chapter, but in this summary is necessary to show that proposals are made on the following aspects:

- Analysis of the distribution regulation from the methodological point of view and its application in various countries.
- International comparison of the implementation of distribution regulation methodologies in various countries.
- Methodological proposal and application of the DEA methodology to compare the quality of distribution companies.
- Regulatory proposals to assess various aspects involved in the distribution regulation.
- Development of models and calculation tools to assess and simulate the effects of regulatory policies on the distribution retribution.
- Analysis and proposals to involve in the distribution retribution process the energy efficiency.
- Analysis and proposals to involve in the distribution retribution process the distributed generation effects.

In a general way, it is established a methodology that allows to produce regulatory proposals for the electrical energy distribution sector and its evaluation through simulation tools.

Estructura de la tesis

El documento «Regulación de la Actividad de la Distribución de Energía Eléctrica» se divide en siete capítulos principales:

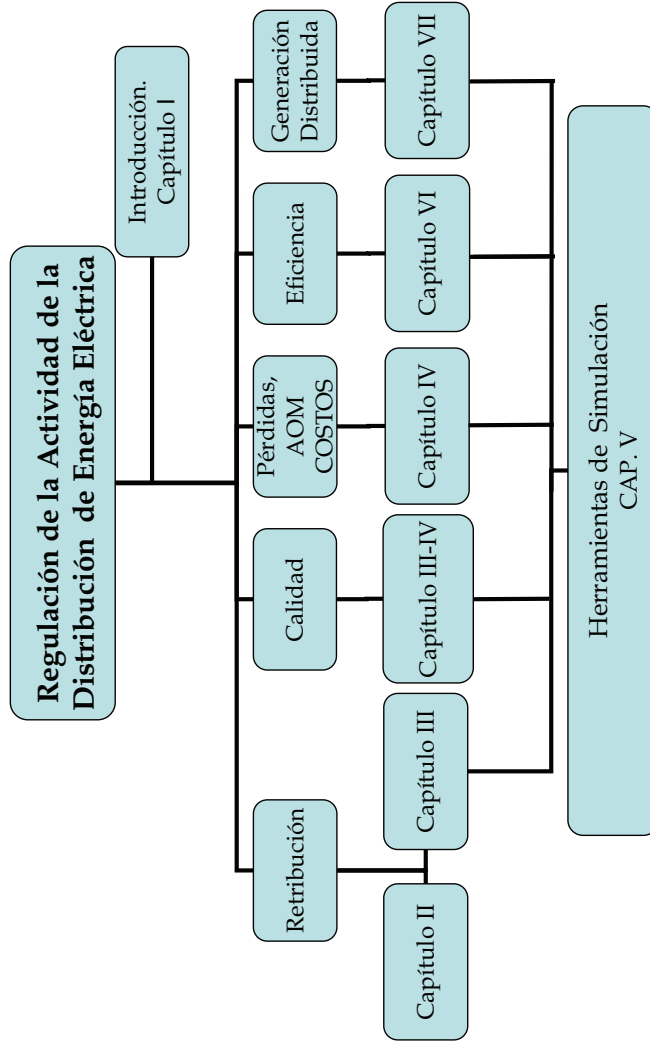
- Regulación de la Actividad de la Distribución de Energía Eléctrica
- Retribución en Empresas de Distribución
- Métodos de Frontera y la Calidad en la Distribución de Energía Eléctrica
- Propuestas en el Entorno Regulatorio de la Distribución
- Modelos para el Análisis Regulatorio
- Los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica y su Eficiencia
- La Generación Distribuida y los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Los capítulos del 1 al 5 se agrupan en la primera parte de la tesis, dedicándose a aspectos internos a la distribución de energía eléctrica. Los capítulos 6 y 7 responden a dos problemas actuales de la distribución de energía eléctrica: la eficiencia energética y la generación distribuida y se pueden agrupar en una segunda parte del documento.

El capítulo 5 presenta algunas de las herramientas realizadas en el desarrollo de la tesis.

En la figura siguiente se detalla el orden de lectura y la estructura de la tesis.

Estructura de la TESIS
Regulación de la Actividad de la Distribución de Energía Eléctrica
R. Ramírez-Pisco



Índice general

Índice de figuras **xvii**

Índice de cuadros **xix**

1 Regulación de la Actividad de la Distribución de Energía Eléctrica	1
1.1 Introducción	1
1.2 Objetivos	3
1.3 Resultados	4
1.4 Aportes	5
1.5 Sumario	6
2 Retribución en Empresas de Distribución	7
2.1 Introducción	7
2.2 Distribución de energía eléctrica y Regulación	9
2.3 Etapas en el desarrollo de la Regulación de la Retribución . .	10
2.4 Objetivo de la Retribución de la Distribución	12
2.5 El Regulador frente a la Retribución de la Distribución de Energía Eléctrica	13
2.6 Regulación por Coste de Servicio	15
2.7 Regulación por Incentivos	16
2.7.1 Regulación <i>IPC - X: Revenue-Cap</i> (Limitación de in- gresos) y <i>Price-Cap</i> (Limitación de Precios)	17
2.7.2 Determinación del Parámetro de Productividad en la regulación por incentivos	18
2.7.3 <i>Yardstick Competition</i>	21
2.7.4 Aplicación de la Metodología de <i>Yardstick</i>	21
2.7.5 Modelos Econométricos	22
2.8 Experiencias internacionales en retribución de la distribución	25
2.8.1 España, Modelo de Retribución de Energía Eléctrica .	25
2.8.2 Inglaterra	28
2.8.3 Chile y Perú	29
2.8.4 Italia	31

Índice general

2.8.5	Francia	31
2.8.6	Gran Bretaña	32
2.8.7	Sumario	33
3	Métodos de Frontera y la Calidad en la Distribución de Energía Eléctrica	35
3.1	Introducción	35
3.2	Regulación de la calidad en empresas de distribución	36
3.3	La regulación por incentivos	37
3.4	Análisis Envolvente de Datos - Data Envelopment Analysis - <i>DEA</i>	39
3.5	Descripción de la metodología <i>DEA</i>	39
3.6	Ejemplo de <i>DEA</i> aplicado a Calidad	41
3.6.1	Uso de índices	41
3.6.2	Análisis Gráfico	43
3.6.3	Cuantificación de puntajes de Eficiencia para DMU's Ineficientes	45
3.6.4	Cómo lograr llegar a la frontera de eficiencia	46
3.7	Análisis Extendido de la Metodología para Empresas de Distribución	46
3.8	Metodología <i>DEA</i> Aplicada de forma General al Sector Eléctrico	48
3.9	Formulación de un Modelo para el estudio de la calidad en Empresas de Distribución.	50
3.10	Desarrollo del modelo	50
3.11	Sectorización de las Empresas de Distribución	52
3.12	Resultados obtenidos	52
3.13	Desarrollos Futuros	53
3.13.1	Sumario	53
4	Propuestas en el Entorno Regulatorio de la Distribución	57
4.1	Introducción	57
4.2	Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica	58
4.2.1	Topología: Elementos que configuran los sistemas de distribución de energía eléctrica	58
4.2.2	Unidades Constructivas y costos unitarios	59
4.2.3	Vidas útiles	60
4.3	Flujos de Energía/Potencia y modelos de red	60
4.3.1	Tratamiento de las Pérdidas	62
4.3.2	Tratamiento de las Pérdidas en sistemas de Transporte y distribución: Comparación Internacional	62

Índice general

4.3.3	Propuesta	65
4.4	Consideraciones sobre la calidad	66
4.4.1	Propuesta	67
4.5	Administración, Operación y Mantenimiento <i>AOM</i>	69
4.5.1	Comparaciones internacionales	69
4.5.2	Propuesta	71
4.6	<i>Weight Average Cost Capital</i> - <i>WACC</i>	72
4.6.1	Estructura de capital y costo de la deuda K_d	72
4.6.2	Costo del capital propio (<i>equity</i>) K_e	73
4.6.3	Tasa libre de riesgo y retorno del mercado	73
4.6.4	Prima riesgo país	73
4.6.5	Comparación internacional	73
4.6.6	Propuesta	76
4.6.7	Centros de control de distribución	76
4.7	Obras financiadas por terceros	77
4.8	Estructura de cargos	77
4.8.1	Propuesta	78
4.9	Reglas de administración del sistema	78
4.10	Conexión al sistema de distribución local	79
4.10.1	Circuitos típicos	79
4.11	Sumario	80
5	Modelos para el Análisis Regulatorio	81
5.1	Introducción	81
5.2	Dinámica de Sistemas	82
5.3	Penetración de generación de pequeña dimensión en mercados eléctricos.	82
5.3.1	introducción	82
5.3.2	Descripción del Software Stella.	83
5.3.3	Análisis de pequeña generación conectada a la red	84
5.3.4	Aspectos del Modelo	85
5.3.5	Interfaz generador de escenarios	88
5.3.6	Resultados de la Aplicación	90
5.4	Modelo para la Evaluación del Valor Agregado de Distribución	92
5.4.1	Análisis del Modelo	93
5.4.2	Ejemplo de resultados	96
5.5	Cálculo del <i>WACC</i>	96
5.5.1	Cálculo y ajustes al costo de capital	97
5.6	Sumario	99

Índice general

6	Los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica y su Eficiencia	101
6.1	Introducción	101
6.1.1	La Eficiencia Energética en el Sector Eléctrico	102
6.1.2	¿Por qué la Eficiencia?	103
6.1.3	Actividades y retos en el campo de la Eficiencia Energética en Distribución	104
6.2	Los sistemas de distribución y la Eficiencia Energética	108
6.3	Las pérdidas de Energía Eléctrica en los sistemas de distribución Eléctrica	110
6.4	Nivel de Pérdidas Eléctricas en Europa y en España	110
6.5	La apuesta europea a la Eficiencia Energética	112
6.6	Regulación para mejorar la eficiencia energética en Redes	113
6.6.1	Introducción	113
6.6.2	Iniciativas para la búsqueda de eficiencia energética	113
6.6.3	Unión Europea	114
6.6.4	Regulación de la Eficiencia Energética (España)	117
6.7	Propuesta regulatoria para incrementar la eficiencia en la distribución	121
6.7.1	Aspectos a retribuir dentro de la Actividad de la Distribución	122
6.7.2	Escenario para el desarrollo de una propuesta regulatoria	123
6.7.3	Oportunidades para la eficiencia energética en el marco regulatorio de la retribución de la distribución. Real Decreto 222 de Marzo de 2008	125
6.7.4	Necesidad de un nuevo marco regulatorio de la distribución que fomente el ahorro de energía	128
6.7.5	Actividades Regulatorias a Desarrollar.	129
6.8	Sumario	131
7	La Generación Distribuida y la Distribución de Energía Eléctrica	133
7.1	Introducción	133
7.1.1	Ventajas	134
7.1.2	Inconvenientes	135
7.2	Estado de la GD en España	138
7.2.1	España	139
7.2.2	Europa	141
7.3	Criterios de conexión para Generación Distribuida	141
7.4	Optimización	142
7.4.1	Introducción	142
7.4.2	Ejemplo sencillo de pérdidas en un alimentador	142

Índice general

7.4.3	Ejemplos prácticos de algoritmos propuestos por diversos autores	143
7.5	Impacto de la Generación Distribuida	147
7.6	Evaluación de la generación distribuida en redes de distribución	150
7.7	Evaluación de las alternativas de generación con dinámica de sistemas.	151
7.8	Sumario	152
8	Conclusiones	153
	Bibliografía	157
	Bibliografía	160
A	Fijación de Tarifas	161
A.1	Introducción	161
A.1.1	Descomposición entre cargo fijo y variable y penetración del mercado	161

Índice de figuras

2.1	Esquema Empresa de Distribución	14
2.2	Etapas Yardstick para fijar la empresa óptima	22
3.1	Data Envelopment Analysis - <i>DEA</i>	40
3.2	Data Envelopment Analysis - <i>DEA</i>	44
3.3	Data Envelopment Analysis 2 - <i>DEA</i>	46
3.4	Eficiencia Comparativa: Resultado de la metodología <i>DEA</i> en las provincias seleccionadas	53
3.5	Tiepi Actual y Tiepi Objetivo por provincia. La distancia entre el valor actual y el valor objetivo es resultado de la aplicación de la Metodología <i>DEA</i>	54
3.6	Niepi Actual y Niepi Objetivo por provincia. Al igual que la Figura anterior se muestran las distancias que deberían cumplir las provincias para ser eficientes.	55
4.1	Unidades Constructivas	61
4.2	Comparativa Internacional	68
5.1	Página de inicio.	83
5.2	Estructura Básica Dinámica de Sistemas.	84
5.3	Modelo de Precios.	86
5.4	Proyección de Precios.	87
5.5	Costo de Combustible.	87
5.6	Costo de Capitalización.	88
5.7	Costo de AYOM.	88
5.8	Diagrama causal.	89
5.9	Generador de Escenarios.	90
5.10	Punto de vista del Generador.	91
5.11	Punto de vista del Distribuidor.	92
5.12	Informe de cada escenario.	93
5.13	Página Inicio. Programa cálculo <i>VAD</i>	94
5.14	Costos fijos de Atención al Cliente.	95
5.15	Costos de Inversión en Instalaciones AT.	95

Índice de figuras

5.16	Costo de Instalaciones en Muebles e Inmuebles AT.	96
5.17	Costos de Operación y Mantenimiento	96
5.18	Ejemplos de Resultados	97
5.19	Modelo de Costo de Capital.	98
5.20	Comportamiento del Capital.	99
5.21	Costo Promedio de Capital.	99
6.1	Incremento de emisiones, World Coal Institute, 2007.	104
6.2	Evolución del Consumo energético Mundial.	105
6.3	Dependencia Energética España	105
6.4	Evolución del consumo de energía final.	106
6.5	Estrategia de desarrollo del proyecto de eficiencia energética.	106
6.6	Variación del crecimiento de las pérdidas, la oferta y la demanda. 2006, REE.	107
6.7	Evolución de las pérdidas del sistema eléctrico en España. 2006, CNE.	107
6.8	Compañías Distribuidoras y Eficiencia energética. ENDESA, 2007.	108
6.9	% de pérdidas en Transporte y Distribución en Europa	110
6.10	Gwh- Año de Pérdidas en Transporte y Distribución	111
6.11	Gwh- Año de Pérdidas en Transmisión y Distribución. Países Europa > 10 Mhab.	112
6.12	Incentivos para las distribuidoras: (1) = Pérdidas reales (2) = Pérdidas Estándar. CITCEA, 2007.	120
6.13	España TIEPI	124
6.14	Evolución de la Retribución	124
6.15	Energía distribuida vs. Ingresos recibidos en Europa	125
6.16	Evolución de Pérdidas y Coste medio de Pérdidas en España	126
7.1	Generación Distribuida	134
7.2	Sistema eléctrico con generación distribuida.	135
7.3	Peso de la generación distribuida por países. WADE, 2006.	136
7.4	Evolución de la potencia instalada según tecnología de GD. CNE, 2007.	138
7.5	Pérdidas en un alimentador con GD. K.U.Leuven. ESAT-ELECTA, 2006.	143
7.6	Diagrama de bloques del método analítico para la localización óptima de GD en sistemas de potencia, caso radial. CITCEA, 2007.	144

Índice de figuras

7.7	Diagrama de bloques del método analítico para la localización óptima de GD en sistemas de potencia, caso mallado. CITCEA, 2007.	146
7.8	Red de distribución. CITCEA-UPC. 2007	147
7.9	Escenario Ideal	149
7.10	Escenario GD con carga equilibrada	149
7.11	Escenario GD en diferentes nudos	150
7.12	Salida del programa para el análisis de generación distribuida.	151

Índice de cuadros

2.1	Modelos Económicos para medir la Productividad	24
3.1	Ejemplo Aplicación <i>DEA</i> 1	41
3.2	Ejemplo Aplicación <i>DEA</i> 2	41
3.3	Ejemplo Aplicación <i>DEA</i> 3	42
3.4	Ejemplo Aplicación <i>DEA</i> 4	42
3.5	Ejemplo Aplicación <i>DEA</i> 5	43
3.6	Datos de Ejemplo	45
3.7	Modelo General para medir la calidad de suministro con metodología <i>DEA</i>	50
3.8	Modelo General para medir la calidad de atención comercial bajo metodología <i>DEA</i>	51
4.1	Vida Útil del Equipo de Distribución	60
4.2	Pérdidas Argentina	63
4.3	Pérdidas Perú	64
4.4	Pérdidas Chile	64
4.5	Costo Anual de Explotación	70
4.6	Costo Anual de Explotación	75
6.1	Potencial de Ahorro	113
6.2	Conceptos asociados a las tarifas de acceso	130

Capítulo 1

Regulación de la Actividad de la Distribución de Energía Eléctrica

En este capítulo se presenta la tesis, sus objetivos y alcances. Al final se hace un breve resumen de los aportes más importantes logrados en el desarrollo de esta investigación.

1.1 Introducción

En las dos últimas décadas del siglo pasado, y en la primera del presente, en muchos países del mundo se inició la renovación de las estructuras regulatorias de sus sistemas energéticos eléctricos. Estos cambios regulatorios se concentraron principalmente hacia la consolidación de una nueva cultura de mercado[1].

Esta nueva orientación se inclinó hacia la apertura del sector eléctrico. Esta apertura se asocia en muchos casos a permitir la participación del sector privado en actividades que hasta ahora habían sido realizadas por empresas estatales.

En principio el objetivo de este cambio en las estructuras regulatorias es limitar el ejercicio de los entes estatales a las actividades de regulación, control y vigilancia.

Lo anterior fue iniciado desde los gobiernos buscando la interacción adecuada de todos los actores y con el objetivo principal que los beneficios obtenidos llegasen al usuario o en este caso al cliente final [2].

La aplicación de estas nuevas estrategias y normas regulatorias en el sector eléctrico, buscando su apertura a una economía de mercado y la implementación de acciones que permitan su desarrollo, de forma general, presentó y sigue presentando problemas de diversa índole, la mayoría de estos poco previsibles: incoherencias, desviación de compromisos, falta de cumplimiento de

Capítulo 1 Regulación de la Actividad de la Distribución de Energía Eléctrica

actividades básicas, pero en general fallas en tres aspectos básicos: calidad, precio y cubrimiento.

Ejemplos típicos de estos problemas los tenemos en diversos países, la crisis energética en California, la reformulación constante del esquema regulatorio en el Reino Unido y el déficit tarifario Español son apenas tres ejemplos de esta realidad.

Las soluciones a estos problemas se han venido buscando con cambios regulatorios constantes, es decir haciendo más normativa y haciendo enormes esfuerzos en adecuar las reglas a los múltiples nuevos escenarios. El objetivo principal de estos cambios regulatorios ha sido el de mejorar lo existente y buscar que no se presenten problemas en el futuro.

Igualmente, la regulación se ha enfrentado a una realidad energética cambiante, acorde a lo que se denomina una nueva cultura energética, que tiene en cuenta aspectos ambientales y sociales que se empezaron a considerar importantes en las postrimerías de los años 80 y principios de los 90.

En general los sistemas energéticos mundiales han hecho esfuerzos buscando modificar su regulación y tener en cuenta principios de competencia y sostenibilidad ambiental principalmente. Los entes reguladores han intentado desarrollar unas normas energéticas acordes a las necesidades generadas por estos cambios. En resumen se puede decir que se ha buscado fortalecer el desarrollo de las nuevas relaciones estructurales, teniendo como premisa principal satisfacer la demanda de energía actual y prever lo que pudiera pasar en el futuro. Pero a pesar de este esfuerzo, siempre ha existido una crítica permanente a aspectos regulatorios en toda la cadena eléctrica, donde el sector de la distribución es, quizás, el que ha sido más afectado.

A continuación se describen algunas de las críticas que se hacen relacionadas con la regulación de la actividad de la distribución de energía eléctrica:

1. No hay claridad en como se debe enfrentar la reposición de redes en áreas interconectadas y la expansión en áreas no interconectadas en un escenario de economía de mercado, tanto en aspectos técnicos como económicos. En relación a este tema la mayoría de regulaciones no tienen claros los criterios de remuneración de costos, para áreas con servicio interconectado o no, interconexión de generación distribuida, o cuantificación de efectos de la calidad en la red.
2. Cómo se debe fortalecer el desarrollo de la infraestructura de distribución en mercados privatizados. Siguen existiendo problemas en la evaluación, priorización y gestión de activos eléctricos privados en áreas de actuación de empresas de distribución o comercialización públicas o privadas diferentes.

1.2 Objetivos

3. Existen desviaciones importantes en cuanto la aplicación de las tarifas reguladas y aplicación de contratos frente a la estructura de costos de empresas de distribución. Estas desviaciones en el reconocimiento tarifario se manifiestan en un malestar por parte de las empresas. En España existe una importante preocupación por esta situación en empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica.
4. Regulación de aspectos no eléctricos que afectan las empresas de distribución: el problema ambiental y el cubrimiento social son dos de estos aspectos. Hay vacíos en la regulación en aspectos críticos como involucrar la variable ambiental o histórica en modelos de retribución de activos en toda la cadena energética y particularmente en actividades de distribución eléctrica.
5. Subsisten problemas en cuanto a la propiedad de la infraestructura eléctrica desarrollada por actores diferentes a los propietarios, o concesionarios.
6. Aspectos relacionados con la generación distribuida y la eficiencia energética no son valorados en la mayoría de los sistemas regulatorios actuales. Sin embargo cada día son más importantes en el escenario energético en el que vivimos.

En esta Tesis Doctoral se pretenden enfrentar los anteriores problemas, dar un diagnóstico preciso del estado de la regulación de la distribución, confrontar estos resultados con los desarrollos modernos en sistemas regulatorios con experiencia y proponer una serie de innovaciones o cambios en la manera en que el estado enfrenta el delicado proceso de regular la Distribución Eléctrica en general.

1.2 Objetivos

El objetivo central de la tesis es proponer nuevos esquemas en la regulación de la retribución de la distribución de energía eléctrica que permitan la valoración de las nuevas opciones de mercado y permitan involucrar criterios de optimalidad y medición de eficiencia en la retribución de la distribución. En especial se hace énfasis en dos aspectos que afectan directamente la función de la distribución de energía eléctrica en el entorno actual: la generación distribuida y la eficiencia energética.

En el desarrollo de esta tesis se estudiaron los modelos de regulación en diferentes países y el desarrollo de la regulación eléctrica en el mundo. Es de

Capítulo 1 Regulación de la Actividad de la Distribución de Energía Eléctrica

principal interés enfrentar los problemas que se han presentado en los países que han desarrollado estructuras de mercado en las últimas dos décadas y que han presentado problemas en su aplicación.

En esta visión inicial en cuanto a la regulación de la distribución se encontraron los siguientes aspectos negativos:

1. Bajo cubrimiento en áreas rurales, baja concentración de clientes y alta dispersión.
2. Numerosas empresas de Distribución Eléctrica con fronteras no muy claramente definidas.
3. Tarifas discutidas, formulas tarifarias disímiles.
4. Problemas en como la calidad del servicio debe asumirse desde las tarifas.
5. Fenómenos sociales particulares y problemas ambientales.

Una vez desarrollado un estudio profundo de los temas relacionados con la regulación de distribución de energía eléctrica, se proponen varios desarrollos ejemplarizantes que muestran las bondades o perjuicios de medidas relacionadas con la regulación de la distribución. Algunos casos que pueden, a priori, desarrollarse son los siguientes:

1. Ejemplos de efectos tarifarios en empresas de servicio público que desarrollen programas de extensión de redes.
2. Políticas de calidad y efectos de las mismas en empresas de distribución.
3. Índices de calidad empresarial.
4. Estudio de costos de prestación del servicio. Paralelo entre la empresa pública y empresa privada.
5. Análisis relacionados con la generación distribuida y la eficiencia energética.

1.3 Resultados

1. Metodología para la evaluación de medidas regulatorias en empresas de distribución de energía. De los aspectos más importantes encontrados durante el desarrollo de esta tesis doctoral, ha sido la falta de

1.4 Aportes

herramientas metodológicas para el análisis de futuras modificaciones regulatorias que se puedan aplicar en el sector de la distribución de la energía eléctrica.

2. Recomendaciones a la Comisión Nacional de Energía sobre aspectos relacionados con la Regulación en empresas de Distribución Eléctrica. En este sentido se busca incluir en la reglamentación relacionada con la distribución de energía eléctrica tener en cuenta vacíos o nuevos desarrollos del sector, por ejemplo, la generación distribuida, la eficiencia energética, los mercados energéticos, la generación distribuida entre otros.
3. Evaluación de Medidas en Empresas de Distribución y comparación entre diferentes regímenes (Público, Privado o Mixto)
4. Estudio y recomendaciones sobre temas específicos.
5. Gestión de la demanda.
6. Cubrimiento en áreas con generación distribuida.
7. Involucrar aspectos de calidad de suministro en la tarifa.

1.4 Aportes

A continuación, y solo como introducción, se enumeran los principales aportes encontrados en el desarrollo de esta tesis. El desarrollo y explicación de los mismos se mostrará en los capítulos correspondientes.

1. Análisis de la Regulación de la distribución desde el punto de vista metodológico y su aplicación en diversos países.
2. Comparación internacional de la aplicación de las metodologías de regulación de la distribución en diversos países.
3. Propuesta metodológica y aplicación de la metodología DEA para la comparación de la calidad en empresas de distribución.
4. Propuestas regulatorias para evaluar diversos aspectos involucrados con la regulación de la distribución.
5. Desarrollo de Modelos y Herramientas de cálculo para evaluar y simular efectos de políticas regulatorias en la retribución de la distribución.

Capítulo 1 Regulación de la Actividad de la Distribución de Energía Eléctrica

6. Análisis y propuestas para involucrar en el proceso retributivo de la distribución la eficiencia energética.
7. Análisis y propuestas para involucrar en el proceso retributivo de la distribución de energía eléctrica los efectos de la generación distribuida.

Existen aportes adicionales que solo se mostraran durante el desarrollo del documento.

1.5 Sumario

El problema de la retribución de la distribución de energía eléctrica no está ni mucho menos solucionado. En general se deben buscar formas que permitan involucrar en su cálculo aspectos relacionados con los nuevos paradigmas del sector energético: la seguridad de suministro, la sostenibilidad y la eficiencia energética dentro de un contexto de mercado.

Capítulo 2

Retribución en Empresas de Distribución

En este capítulo se definen los principales términos a utilizar dentro de esta tesis. Se presenta un estado del arte sobre la regulación de la actividad de la distribución. Finalmente se muestra un análisis de las diversas formas en que se retribuye en varios países del mundo actualmente.

2.1 Introducción

La actividad de la distribución de energía eléctrica es aquella que tiene por objeto principal la transmisión de energía eléctrica desde la red de transporte hasta los puntos de consumo bajo unas adecuadas condiciones de calidad. Las actividades relacionadas con la distribución se concentran en construir, operar y mantener las instalaciones eléctricas destinadas a situar la energía en los puntos de consumo[3].

Por el tamaño, las inversiones necesarias y en general la importancia de las infraestructuras que la componen, la distribución de energía eléctrica es una actividad que tiene características de monopolio natural. Por tratarse de un monopolio cuyo comportamiento afecta de manera directa a la sociedad, no se puede prescindir de una regulación económica para su desarrollo [4]. Esto hace necesario definir una serie de reglas para su buen funcionamiento, las cuales deben velar por una óptima prestación del servicio a los clientes, sin poner en peligro la viabilidad empresarial de la propia empresa distribuidora.

De manera general, las reglas que el organismo regulador diseña se pueden entender como la búsqueda para acercar esta actividad monopólica a una actividad de mercado, con el objetivo de lograr una prestación óptima del

Capítulo 2 *Retribución en Empresas de Distribución*

servicio. Un principio general es que los agentes tengan clara su posición frente a las tarifas o costos del kWh, y frente a la calidad del servicio.

Sin embargo, y de forma particular cuando se trata de la distribución de energía eléctrica, una regulación inadecuada o alejada de la realidad puede poner en peligro la actividad a regular. Es en este contexto en el que se le concede vital importancia a la forma en que se retribuye la actividad al distribuidor.

Resulta obvio que, dentro de los objetivos principales que debe poseer la regulación de la distribución, se encuentran el de establecer los parámetros de calidad, eficiencia y transparencia con que se han de fijar las fórmulas tarifarias para retribuir la distribución de energía eléctrica. Estos parámetros deben ser verificables y definidos con criterios de economía y solidaridad.

Sin embargo, la fijación de estos parámetros y en general el establecimiento de la regulación de la retribución dependerá tanto del tipo de empresa (tipo de mercado, tamaño, costos, etc.) como del tipo de cliente (nivel de tensión, actividad, carga, etc.).

Es en este horizonte en el que se deben formular las normas con las que se retribuye al distribuidor. Como puede verse, no se trata de una tarea sencilla, sobre todo porque no es posible tener una única metodología o fórmula mágica que pueda utilizarse igual para cada uno de los clientes o empresas.

Esto ocasiona que en el mundo existan diferentes tendencias en la regulación de la retribución. Tales tendencias vienen dadas de acuerdo al desarrollo de los mercados, al grado de intervención del estado y a la posición o capacidad de participación de los clientes en estos mercados. Este último criterio es posible en regiones con esquemas regulatorios en los que se permite una mayor participación de la sociedad en la promulgación de sus normas [5].

Por lo tanto se puede decir que la forma en que se retribuye a los distribuidores depende de la evolución en los marcos reguladores [6]. Esta evolución ha permitido alcanzar niveles en los cuales la participación del estado como regulador es mínima y a cambio se obtienen son acuerdos entre clientes y comercializadores que pueden plasmarse en contratos bilaterales en los que se establecen las relaciones técnicas y económicas entre estos.

Si bien en los últimos años se ha incrementado la participación de los agentes privados en toda la cadena energética, aumentando a su vez la competencia hacia mercados liberalizados, la actividad de la distribución de energía eléctrica continuará siendo una actividad regulada por tratarse de un monopolio natural. Esta regulación se evidencia en la fijación de los cargos de conexión o cargo de acceso en muchos reglamentos en el mundo [7].

Existe un camino hasta llegar al punto en el que se encuentra la regulación

2.2 Distribución de energía eléctrica y Regulación

de la distribución eléctrica actualmente en muchas economías mundiales. A continuación, se presenta un análisis de la retribución de la distribución de energía eléctrica y luego se desarrolla una somera descripción de cada uno de estos estadios y los puntos de desarrollo en diferentes países.

2.2 Distribución de energía eléctrica y Regulación

En la introducción de este capítulo se definió la actividad de la distribución como la transmisión de energía eléctrica desde la red de transporte hasta los puntos de consumo en las adecuadas condiciones de calidad; sin embargo, las actividades desarrolladas por un distribuidor pueden a su vez ser divididas en dos grandes grupos:

- Las actividades relacionadas con aspectos técnicos, como el transporte de potencia a media tensión, la construcción, operación y el mantenimiento de redes de distribución
- y las actividades comerciales relacionadas con la gestión comercial de clientes[8]

La actividad de distribuir energía se asocia con la red de distribución, la cual se define como el sistema que cubre todos los cables y equipos que permiten la conexión de todos los consumidores a baja y media tensión (<150 kV) y también proporcionan conexión a la generación distribuida [9].

Por otra parte existen numerosas definiciones de regulación, pero en general todas confluyen en ser una intervención gubernamental por medio de una política pública (puede ser una norma, ley o control de precios), cuyo objetivo es modificar la conducta de los participantes en una actividad económica específica. En el caso de la distribución de energía eléctrica, así como en cualquier actividad regulada por el estado, la aplicación de una regulación supone el aumento del bienestar social o evitar la pérdida del mismo al corregir la falla de mercado a la cual se dirige la acción gubernamental [10].

En general, la regulación de la actividad de la distribución busca que la compañía tenga unos adecuados ingresos para sus actividades propias, manteniendo una calidad de servicio adecuada. Igualmente debe proteger al consumidor de prácticas monopolistas de las empresas y velar por el libre acceso a las redes.

Capítulo 2 Retribución en Empresas de Distribución

2.3 Etapas en el desarrollo de la Regulación de la Retribución

La forma en que se regula la retribución de los sistemas de distribución de energía eléctrica ha sufrido diversos cambios desde su inicio. Estos cambios se han manifestado tanto en aspectos eléctricos como económicos. Una forma de analizar estos cambios es agruparlos por etapas como las siguientes. Debido a que estas etapas son más conocidas con su término anglosajón, se emplea este último:

- La nacionalización (*nationalization*), en la cual el regulador busca maximizar los beneficios, por ejemplo, introduciendo los costos marginales. Se considera que esta forma de regular tiene poca eficiencia, lo que causa que este tipo de regulaciones no se mantenga y lleve en algunos casos a los procesos de venta o privatizaciones.
- La regulación por coste del servicio (*cost plus regulation*), en la cual el coste de la prestación del servicio es el elemento a retribuir. El problema de este tipo de regulación es que, aunque pretenda retribuir al distribuidor por sus inversiones y costos, puede llegar a premiar la sobreinstalación, por lo tanto, involucrar ineficiencias a la tarifa.
- La regulación basada en la tasa de retorno (*rate-of-return regulation*), en la cual el regulador define una tasa para la empresa, la cual está basada en el retorno que debe dar el capital invertido. Aunque es una forma de regulación común en varios países y en diferentes negocios, teóricamente es factible la posibilidad de una sobrecapitalización de las empresas causando por lo tanto mayores tarifas [11]. Cabe anotar en relación a esta sobrecapitalización que, en los países en los cuales se ha pasado a regímenes con participación privada en los últimos años, las empresas de distribución han buscado la descapitalización como medida adicional para lograr beneficios financieros.
- La Regulación por Incentivos. Busca involucrar la eficiencia en el cálculo de la retribución. Este tema se tocará con profundidad en los capítulos siguientes.

Estos cambios regulatorios han estado asociados a la forma de la propiedad de las empresas: si se hace un análisis sobre el desarrollo energético - eléctrico en las últimas tres décadas, éste puede dar como resultado una evidente orientación general a la búsqueda de una mayor globalización del negocio

2.3 Etapas en el desarrollo de la Regulación de la Retribución

energético. Esta globalización se evidencia en la búsqueda de empresas de energía más grandes y fuertes, con una clara orientación hacia mercados abiertos o competitivos.

De forma particular, el sector eléctrico ha pretendido en los últimos años, para su crecimiento y fortalecimiento, una mayor participación del sector privado en actividades hasta ahora realizadas por entidades públicas. Esto es evidente en la instalación, coordinación y puesta en marcha de proyectos eléctricos de todos los tipos: generación, transporte y distribución.

Se trata, bajo este esquema, de intentar que la función del estado o gobierno se limite solo a realizar la supervisión, la vigilancia y el control, y que el resto de actividades relacionadas con el sector eléctrico, como son la promulgación de los planes, el desarrollo de los proyectos, y de forma general la relación Sector Eléctrico-cliente, sean responsabilidad de los agentes que actúan en él (privados, públicos y mixtos).

En este escenario, la función del estado, en cuanto a la retribución de la distribución, cambia de controlar totalmente su valor (fijar por completo las tarifas de distribución) a la búsqueda de premiar la eficiencia o castigar las ineficiencias de las empresas a través de la retribución.

Por otro lado, con anterioridad a la entrada del capital privado en las empresas de distribución de energía eléctrica, la regulación estatal presentaba objetivos similares: la regulación buscaba maximizar beneficios sociales a cualquier costo.

A esta posición estatal se le imputó problemas en la prestación de servicio, sobre todo de índole económicos graves dentro del sector energético. En general, al esquema regulatorio en el que la empresa era propiedad del estado se le asignó la culpabilidad de grandes desviaciones económicas que se traducían en necesidades de inyecciones económicas permanentes en ellas desde los gobiernos centrales o locales[12]. Esto ayudó a que los gobiernos permitieran la participación privada en el sector eléctrico. El resultado más importante fue el cambio en la propiedad de las empresas de distribución (inclinándose a la apertura al capital privado) debido en muchos casos a la baja eficiencia financiera de estas empresas, ineficiencia causada, según los gobiernos, por la falta de eficiencia del sector público en la gestión de las empresas.

Este cambio en la propiedad se manifiesta también en la retribución de la actividad: desde el punto de vista de los objetivos del estado, y de acuerdo con la necesidad del logro de eficiencia, la regulación de la retribución de la distribución puede dividirse en dos grandes grupos: La tradicional, basada en su mayoría en retribución de la actividad de la distribución (inversiones y costes) y bajo competencia, impulsada por el regulador por la necesidad

Capítulo 2 Retribución en Empresas de Distribución

de aumentar calidad y tomando como base incentivar la actividad de la distribución (Price CAP, Revenue Cap, Yardstick Competition) [13].

En este momento, la mayoría de los gobiernos que han liberalizado el sector eléctrico se inclinan por la regulación bajo competencia como manera de maximizar la calidad y la eficiencia de la distribución.

2.4 Objetivo de la Retribución de la Distribución

En un contexto actual, la retribución de la actividad de la distribución posee por objeto, además de cubrir los requerimientos económicos de esta actividad, incentivar la mejora en la eficacia de la gestión, la eficiencia económica y técnica, y la calidad del suministro eléctrico [14].

Por otro lado, los objetivos específicos asociados con el esquema de regulación de la distribución [15] son los siguientes:

1. Obtener la información relevante sobre las actividades de distribución que realizan las diferentes empresas.
2. Establecer un nivel retributivo adecuado para cada empresa distribuidora.
3. Implementar un mecanismo de evolución de la retribución que proporcione incentivos claros y estabilidad regulatoria a las empresas distribuidoras.
4. Presentar un diseño del sistema de retribución de la actividad completo y único, válido para todas las empresas distribuidoras y para todas las funciones que las mismas realizan.

De forma general, y desde el punto de vista de una regulación moderna, el modo de fijar la retribución pasa por establecer los costos que los distribuidores tienen para proveer el servicio. Por lo tanto, la base primordial para fijar la remuneración de la distribución es la evaluación de los costos reales del sistema.

En resumen, los costos asociados con la prestación del servicio pueden ser de dos tipos: costos de red y costos financieros.

Los primeros se relacionan con la infraestructura física de la red de distribución: costes de operación y mantenimiento, inversiones en refuerzos y nuevas instalaciones, costes de pérdidas de transportar y distribuir energía en la red, costes de comercialización a usuarios libres y cautivos o regulados.

2.5 *El Regulador frente a la Retribución de la Distribución de Energía Eléctrica*

Los segundos se vinculan con las actividades financieras que realizan las empresas en general para optimizar su estructura de capital y cumplir con las obligaciones impositivas.

Para alcanzar los objetivos que la reglamentación propone es necesario contar con herramientas que permitan fijar las tarifas adecuadas que garanticen la viabilidad del negocio de la distribución y, a su vez, sean lo suficientemente transparentes para el cliente: es necesario que las tarifas permitan remunerar por lo tanto los costos fijos y variables, así como el capital de las empresas. Estas tarifas puede ser totales o pueden tratarse, como en el caso español, de las tarifas de acceso a las redes.

La remuneración de las empresas de distribución es una de las tareas más importantes de la regulación y garantiza la permanencia de las empresas y la disponibilidad del servicio por parte del cliente.

Por otra parte, es función del ente regulador velar por la energía que se le ofrece a los diferentes tipos de clientes buscando que estos la reciban con un nivel de calidad mínimo. Si este nivel de calidad no se cumple, el regulador debe establecer la penalización que obligue a los prestadores del servicio a cumplir con su negocio de la mejor manera posible.

2.5 El Regulador frente a la Retribución de la Distribución de Energía Eléctrica

De forma general, la retribución de la distribución de la energía eléctrica puede responder a dos principios diferentes por parte del regulador: pagar por la actividad sin tener en cuenta los costos de la red o, por el contrario, valorar los costos de la distribución y, desde este análisis, fijar la retribución. Este análisis de la retribución requiere una forma especial de entender la empresa distribuidora tal, y como se analiza en la Fig. 2.1.

El primer modo se reduce al pago de la actividad de acuerdo a la visión de una entidad central. Esta entidad fija una tarifa según su experiencia y dictamina que ése es el valor que se debe pagar por la distribución (o por el acceso a la red). Se trata en este caso de una regulación básica y que se ajusta a desarrollos energéticos iniciales en los que existe poca experiencia o no se dan las herramientas para poder fijar tarifas de otra forma: economías en transición, problemas sociales graves, regiones con debilidad gubernamental, mercados con poca experiencia principalmente.

La segunda forma de fijar los niveles de retribución consiste en formular la retribución a partir de establecer el precio de los activos que existen instalados. Estos se valoran con técnicas contables que pueden resultar tan

Capítulo 2 Retribución en Empresas de Distribución

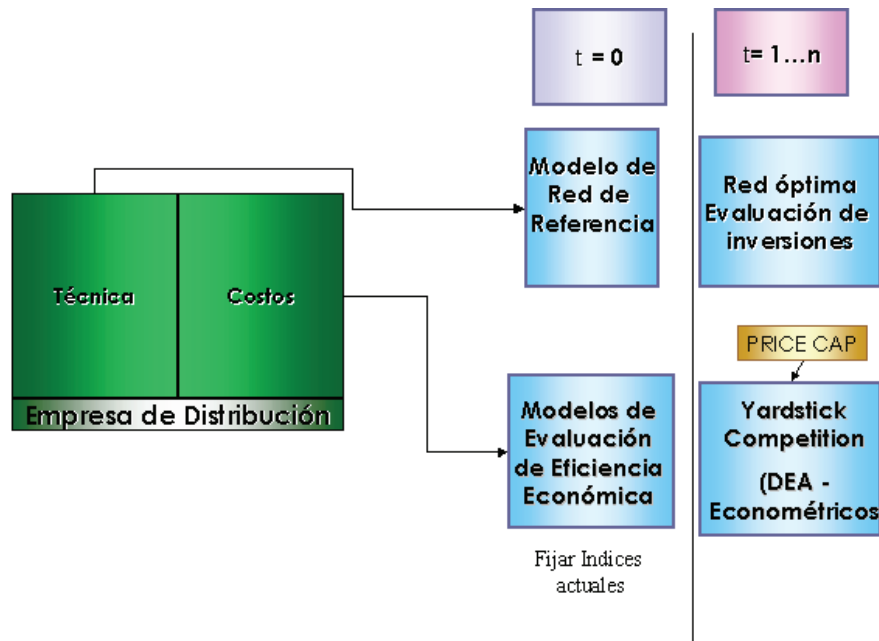


Figura 2.1: Esquema Empresa de Distribución

sencillas o complicadas como el regulador requiera. A partir de estos análisis se imponen los valores de los elementos que son utilizados para la distribución eléctrica para que estos activos sean retribuidos. Por lo general existen criterios que dejan fuera instalaciones privadas o con problemas legales [16].

En general, la pregunta importante es cómo valorar los activos de distribución sin llegar a pagar, más o menos de lo que realmente vale para la prestación del servicio. Esta es la pregunta clave y el problema a resolver. Para esto se han adoptado metodologías que en los últimos años (y copiando modelos exitosos de otros sectores como el de comunicación) se vienen aplicando en diferentes países de acuerdo con su capacidad regulatoria.

A continuación, se presenta un análisis detallado de los tipos de regulación que se aplican para el cálculo de la retribución de la distribución de energía eléctrica.

2.6 Regulación por Coste de Servicio

2.6 Regulación por Coste de Servicio

La regulación por coste de servicio responde a un proceso contable establecido por la siguiente ecuación [13]:

$$\sum_i^n p_i * q_i = Gastos + s * RB \quad (2.1)$$

donde:

- p_i = Precio del servicio i ,
- q_i = Cantidad del servicio i ,
- Gastos = Número de servicios suministrados,
- s = Tasa de retorno permitida, y
- RB = Rate base, medida del valor de las inversiones de la compañía (activos menos depreciación).

Diversas consecuencias pueden surgir al aplicar esta ecuación:

- Los valores determinantes son la tasa de retorno y el valor de las inversiones en el año base.
- Una sobrevaloración de cualquiera de estas variables puede traducirse en un incremento no explicado de la tarifa.
- Si no existen mecanismos regulatorios adecuados en la evaluación de esta fórmula, puede conducir a establecer una tarifa por encima de lo real y/o que se retribuyan inversiones no necesarias.
- Los precios en este tipo de regulación están unidos a los costes.

Esta opción de regulación ha sido empleada ampliamente y se sigue usando en algunos sistemas eléctricos (ver más adelante); sin embargo, se viene remplazado en muchos casos por la regulación por incentivos, en la que se profundizará a continuación.

Capítulo 2 Retribución en Empresas de Distribución

2.7 Regulación por Incentivos

La regulación por incentivos o regulación por *benchmarking* busca dos objetivos ¹: en primer lugar desligar las tarifas de los costes de prestación del servicio y en segundo lugar introducir parámetros de eficiencia en las tarifas.

La regulación por incentivos pretende involucrar la eficiencia en las tarifas de dos formas: limitando los ingresos o los precios. Resulta obvio que esta limitación se puede aplicar directamente a la empresa real o a una empresa modelo, como sería el caso del *yardstick competition* del que se hablará más adelante.

En general la regulación por incentivos se asocia a la regulación *Price CAP*, la cual es un sistema regulatorio que impone límites al aumento de precios de las empresas reguladas.

Cuando se habla de *Price Cap*, se asocia a la regulación bajo la fórmula IPC-X, según la cual la empresa puede aumentar precios en la proporción en que se elevan sus costos, menos el incremento de la productividad: el propósito de la regulación por *Price-CAP* es replicar la disciplina que las fuerzas de mercado impondrían sobre la firma en caso de estar presentes. [18]

Todos los planes de *Price-CAP* poseen muchos puntos comunes. La naturaleza primordial consiste en limitar el precio que la firma regulada puede cobrar (limitación de precio). De acuerdo con una predicción exógena del costo económico mínimo. Como se ha comentado, la firma puede entonces asegurar una rentabilidad normal restringiendo sus costos, y obtener ganancias adicionales en la medida en que alcance eficiencias superiores [19]. Al romper el lazo entre los precios autorizados y los costos efectivos, la regulación por *Price-CAP* brinda a la firma regulada más fuertes incentivos para reducir sus costos y mejorar su eficiencia operacional que la regulación por tasa de retorno[20]. La fórmula general de la regulación por incentivos viene dada por (4):

$$R_{t+1} = R_t * (1 + IPC - X) * (1 + id * fe) \quad (2.2)$$

Donde:

- R_{t+1} = Remuneración o ingresos autorizados en el año t+1,
- R_t = Remuneración o ingreso autorizado en el año t,

¹El benchmark es una técnica utilizada para medir el rendimiento de un sistema o componente de un sistema. La palabra *benchmark* es un anglicismo traducible al castellano como comparativa.[17]

2.7 Regulación por Incentivos

- IPC = índice de precios al consumidor,
- X = factor de productividad,
- id = crecimiento de la demanda,
- fe = ajustes por eventos imprevistos como, desastres, regulación ambiental, aumentos de impuestos, etc.

En esta ecuación, una variación en el parámetro X puede significar a su vez un estancamiento en la productividad ($X=0$) al no tener incentivos para programas que deseen mejorar la eficiencia en la distribución o, por el contrario, incentivarla ($X>0$).

A continuación, se presentan dos formas típicas de la regulación *Price-Cap*: la limitación de ingresos y la de precios.

2.7.1 Regulación IPC - X: Revenue-Cap(Limitación de ingresos) y Price-Cap(Limitación de Precios)

En el esquema de limitación de ingresos *Revenue-Cap*, el regulador establece los ingresos máximos que puede obtener la compañía durante un periodo de algunos años. Este límite se calcula teniendo en cuenta el incremento anual de la inflación y un factor corrector asociado a un incremento de productividad esperado. Anualmente los ingresos se ajustan con el incremento en el número de usuarios y teniendo en cuenta sucesos extraordinarios fuera del control de la compañía. La fórmula más común de limitación de ingresos es [21]:

$$\overline{R}_t = (\overline{R}_{t-1} + CC * \Delta Cust) * (1 + I - X) \pm Z \quad (2.3)$$

Donde:

- R_t = Remuneración o ingresos autorizados en el año t ,
- CC = Factor de ajuste que considera el crecimiento en el número de consumidores (Euro/consumidor),
- $\Delta Cust$ = Variación anual del número de consumidores,
- I = Variación anual del índice de inflación por unidad,
- X = Factor de productividad,
- Z = Ajustes por acontecimientos imprevistos como desastres, regulación ambiental, aumentos de impuestos, etc.

Capítulo 2 Retribución en Empresas de Distribución

En el esquema de limitación de precios (*Price-CAP*), se fija el máximo precio que la compañía puede cobrar por cada uno de los servicios prestados. Dichos precios se corrigen anualmente con la inflación y un factor corrector asociado a un incremento de productividad esperado:

$$\overline{R_{mt}} = \overline{R_{mt-1}} * (1 + I - X) \pm Z \quad (2.4)$$

Donde R_{mt} es el máximo precio que la distribuidora puede cargar por el servicio m en el año t .

Esta forma de regulación se ha aplicado en el Reino Unido, RPI (*Retail Prices Index*), menos X para regular las empresas distribuidoras de gas y electricidad, y en Estados Unidos, como CPI (*consumer price index*), menos X para regular las empresas de telecomunicaciones.

Los dos esquemas buscan incentivos para mejorar la eficiencia de las compañías [22]; sin embargo, la limitación de precios va a incentivar al productor a vender más, frente a la limitación de ingresos la cual va a causar en el productor la búsqueda de la reducción de sus costos de producción. En el primer caso, el productor buscará la expansión de sus redes e incentivar el consumo y, en el segundo, desarrollar programas de eficiencia energética o ahorro de energía.

La regulación por incentivos tiene bondades innegables relacionadas con incentivar la eficiencia empresarial; sin embargo, existen algunos problemas asociados con su aplicación [15]: Si el valor de los topes (tanto en el *Price-Cap* o *Revenue-Cap*) es muy bajo, el resultado puede ser la no participación o bancarrota. Igualmente, la fijación de X depende de negociaciones en muchas ocasiones subjetivas, también el fijar factores X de acuerdo con la eficiencia actual de las empresas de distribución puede generar la búsqueda de eficiencias que pueden llegar a ser superadas sin mucho esfuerzo por parte de la distribuidora.

A continuación se desarrollaran varias formas de establecer el parámetro de productividad, aspecto clave en la regulación por incentivos.

2.7.2 Determinación del Parámetro de Productividad en la regulación por incentivos

Como hemos visto en el anterior apartado, un aspecto importante de los esquemas de regulación es la medición de la productividad. Esta medición permitirá conocer la eficiencia de la empresa y fijar metas, si es del caso. En general una función de producción cualquiera se puede definir como:

$$y(t) = A(t) * f(x) \quad (2.5)$$

2.7 Regulación por Incentivos

Donde:

- $y(t)$ es la función de productos
- $A(t)$ es el parámetro de productividad
- $f(x)$ es el vector de insumos o entradas al proceso.

En general, la relación de entradas-salidas determina qué tan productiva puede ser una actividad económica. La medición de esta relación se realiza comparando instantes de tiempo diferentes. Para lograrlo se requiere determinar un índice de productividad total, el cual vamos a denotar como TFP (*Total Factor Productivity*) y está dado por:

$$TFP_t = \frac{y_t - y_{t-1}}{x_t - x_{t-1}} \quad (2.6)$$

El margen de beneficio de la actividad será la relación entre los costos de producción y los precios (venta). Éste está definido como:

$$m_t = \frac{p_t - y_t}{w_t - x_t} - 1 \quad (2.7)$$

Sustituyendo (2.7) en (2.6) el TFP o el índice de productividad total será:

$$TFP_t = \left[\frac{1 + m_t}{1 + m_{t-1}} \right] * \left[\frac{w_t/w_{t-1}}{p_t/p_{t-1}} \right] \quad (2.8)$$

y por lo tanto los precios evolucionarán de acuerdo con la ecuación:

$$p_t/p_{t-1} = \left[\frac{1 + m_t}{1 + m_{t-1}} \right] * [w_t/w_{t-1}] * \left[\frac{1}{TFP} \right] \quad (2.9)$$

En esta última ecuación puede observarse que la relación de los precios se halla íntimamente ligada con el valor del índice de productividad total TFP. Igualmente en (2.9) se pueden adelantar tres problemas:

1. En el caso de una empresa de distribución en la cual se mantengan los márgenes y los precios de los recursos crezcan con el valor del IPC, los precios pueden permanecer iguales si se mantiene el valor de la productividad, o pueden disminuir o aumentar de acuerdo con el comportamiento de la misma.

Capítulo 2 Retribución en Empresas de Distribución

2. A un aumento en los costes de los insumos ($w_t/w_{t-1} > 1$), los precios responderán de la misma forma en caso de productividad constante; en el caso de que esta productividad aumente, esta puede compensar el aumento en el costo de los insumos.
3. En el caso de querer mantener los precios constantes, no basta con tener constantes los precios de los insumos, es necesario compensar variaciones de productividad con variaciones en los márgenes de beneficio.

La medición del valor de TFP corresponde al valor del factor X en la fórmula tarifaria. Resulta pues necesario determinar el incremento de la productividad (o la reducción de costos) que pueda esperarse en la industria regulada.

La medición de este factor es posible realizarla bajo tres caminos alternativos:

- **Modelos explicativos de la productividad.** En general se trata de modelos que relacionan un estado actual de la productividad con indicadores internos de la empresa (p.j. toneladas producidas/operario), así como con indicadores externos de la misma (p.j. precios internacionales del producto). Para estos análisis se utilizan los siguientes tipos de modelos:
 - Modelos matemáticos: que hacen la expresión formal (en lenguaje matemático) de las relaciones entre los componentes de un modelo.
 - Modelos de gestión: explican la productividad como un resultado de la gestión empresarial
 - Modelos empíricos: se basa en relaciones estadísticamente significativas entre las variables que se escogen.
- **Experiencias pasadas en el sector.** En general, en el sector eléctrico y en la distribución de energía eléctrica se ha usado, en el caso de regulación por incentivos, mediciones de la productividad ligadas con experiencias previas en el propio sector. Teniendo en cuenta datos históricos se fijan metas de acuerdo a metodologías estadísticas.
- **Benchmarking:** Se basa en una metodología de comparación de forma que a partir experiencias internacionales de empresas que realizan las mismas actividades, o parecidas, se fijan metas para estos indicadores.

2.7 Regulación por Incentivos

2.7.3 Yardstick Competition

Esta manera de retribuir la distribución de energía eléctrica responde a una metodología que se basa en fijar metas en una serie de parámetros para cada uno de los distribuidores. Los parámetros-meta corresponden a valores reales realizados por otro distribuidor. Obviamente, se fijarán metas entre empresas con características similares. Los parámetros meta son los óptimos de acuerdo con el criterio del regulador.

En general, en el *Yardstick Competition* se evalúa el comportamiento relativo de la industria, asegurándole una cierta rentabilidad a aquellas empresas con un comportamiento similar a la empresa modelo [23]

La metodología de Yardstick utilizada en el sector eléctrico (por ejemplo en el caso chileno) determina el Valor Agregado de Distribución - VAD. El VAD se calcula para la empresa modelo y tiene en cuenta tres tipos de costos:

- Costos fijos por concepto de gastos administrativos, facturación y atención al usuario, los cuales son independientes del consumo,
- Costos por pérdidas medias de distribución de potencia y energía, y
- Costos estándares de inversión, manutención y operación asociados a la distribución por unidad de energía suministrada.

Los costos asociados con la inversión se calculan teniendo en cuenta el Valor Nuevo de Reemplazo - VNR, que corresponde al valor económico necesario para construir el sistema de distribución (inversión).

La metodología para determinar la empresa meta se muestra en el siguiente diagrama de etapas (fig. 2.2) [23].

El principal problema de esta forma de regulación es la información; en algunos casos, ésta corresponde a datos estratégicos de las empresas. Los datos que se requieren principalmente son los costos de personal, costos de capital y pérdidas de energía, entre otros.

Otro de los problemas que pueden presentarse es la orientación que el regulador dé a las tarifas: puede buscar, por ejemplo, su disminución como una manera de incrementar beneficios sociales, frente a la posición de la empresa que es maximizar sus beneficios buscando las mayores tarifas.

2.7.4 Aplicación de la Metodología de Yardstick

Como puede verse en la Fig 2.2, es necesario encontrar parámetros de comparación y fijar las metas. En cuanto a los primeros tres pasos (relacionados

Capítulo 2 Retribución en Empresas de Distribución



Figura 2.2: Etapas Yardstick para fijar la empresa óptima

con la valoración de costos y establecimiento de la firma modelo), el problema principal es contar con la información necesaria que permita fijar los indicadores en el tiempo t . En cuanto a fijar horizontes de producción (tanto en métodos Yardstick como Price CAP) se han de aplicar métodos que puedan medir la productividad y definir los objetivos empresariales. Los métodos pueden ir desde escoger de forma directa indicadores de eficiencia de empresas existentes por parte del regulador o utilizar métodos matemáticos de cálculo, entre ellos modelos econométricos o *DEA-Data Envelopment Análisis*.

A continuación, se describen dos métodos para fijar las metas de los indicadores. El primero son los métodos econométricos. El segundo, el *DEA-Data Envelopment Analysis*, constituirá el tema principal del siguiente capítulo.

2.7.5 Modelos Econométricos

Tomando cifras históricas, busca encontrar relaciones matemáticas estadísticas que permitan relacionar los insumos y la producción, en este caso, parámetros de productividad de la empresa y sus ventas. En el caso del sector eléctrico y en empresas de distribución, específicamente se trata de establecer relaciones econométricas que permitan relacionar la eficiencia de la distribución (la calidad, por ejemplo) y variables como las inversiones, personal, u horas de mantenimiento, entre otros.

Los insumos, como el capital humano, los progresos técnicos o los adelantos organizacionales, determinan mejoras en la forma de producción de las

2.7 Regulación por Incentivos

empresas.

Los modelos econométricos tienen la forma:

$$\Delta TFP = C_0 + \sum C_i Z_i \quad (2.10)$$

En general, los modelos econométricos intentan explicar el aumento o disminución de la producción (*DeltaTFP*), de manera lineal, con C_0 y C_i como parámetros del modelo (a calcular) y Z_i como función explicativa que reúne las variables explicativas. Estas variables pueden ser el costo de la energía eléctrica y/o la calidad de suministro, entre otras.

Las hipótesis básicas que maneja el modelo econométrico se resumen en los siguientes apartados:

- Las posibilidades de reducción de costo en un sector se asocian a su estructura de costos.
- Las mejoras en capital humano generan eficiencias en el interior de las empresas.
- El progreso técnico, y en particular la innovación, se incorpora a los equipos productivos, generando posibilidades de mejora para las empresas intensivas en capital. Es decir las inversiones en innovación son importantes para las empresas y mejoran la estructura de costos de la empresa.
- Los adelantos organizacionales se difunden en el medio, otorgando oportunidades de mejora a las empresas.
- Los efectos de desarrollo de la industria de la información y la computación afectan por igual a todos los sectores, generando un potencial de crecimiento de la productividad que los beneficia a todos.

El principio para determinar los parámetros de calidad es construir un modelo econométrico que analice la relación de la productividad con las características que definen un sector productivo, en este caso la empresa de distribución de energía eléctrica.

En el Cuadro 2.1, se describen brevemente los modelos utilizados para la determinación de la productividad.

Capítulo 2 Retribución en Empresas de Distribución

Ejemplo de Modelos Econométricos	
Modelo	Factor
Capital	$k_t^i = k_{t-1}^i * (1 - \delta) + Ib_{t-i}^i$ $K_t^i = \text{Capital en el año t del sector i}$ $\delta = \text{Tasa de depreciación}$ $Ib_t^i = \text{Inversión bruta año t sector i}$
Producción	$y_t^i = \frac{PBIT_t^i}{PY_t^i}$ $PY_t^i = \text{índice de precios de la producción del año t en el sector i}$ $PBIT_t^i = \text{Producción Industrial Bruta en le año t del sector i}$
Consumo Intermedio	$M_t^i = CI_t^i * \frac{CI_{AB}^i}{Y_{AB}^i}$ $CI_t^i = \text{Consumo Intermedio del sector i en el año Y}$ $AB = \text{Año base del cálculo}$ $\text{Precio del consumo interno: } PM_t^i = \frac{CI_t^i}{M_t^i}$
Trabajo (a reconocer en costos)	$PNt_t^i = \frac{SAL_t^i}{Nt_t^i}$ $SAL = \text{Salarios}$ $Nt_t^i = \text{Número de trabajadores}$
Capital Usado	$KU_t^i = K_t^i * IU_t^i$ $IU = \text{índice de uso de la capacidad instalada}$ $PK_t^i = \frac{VA_t^i - SAL_t^i}{KU_t^i}$

Cuadro 2.1: Modelos Econométricos para medir la Productividad

2.8 Experiencias internacionales en retribución de la distribución

2.8 Experiencias internacionales en retribución de la distribución

El objetivo de este apartado radica en conocer las formas en que actualmente se retribuyen las empresas distribuidoras. Sin embargo, se debe aclarar que el horizonte regulatorio en la mayoría de los países es muy corto, por lo que permanentemente, las normas con las que se establece la retribución, cambian de acuerdo con las políticas aplicadas por los gobiernos. Es por esta razón que solo se tratarán aspectos generales sin entrar en el detalle regulatorio, que puede cambiar rápidamente en cualquiera de los países analizados. Sin embargo, en este análisis de los sistemas regulatorios, se pueden encontrar elementos coincidentes:

- Preocupación por la calidad de suministro
- Tendencia a la regulación por incentivos
- Falta de claridad regulatoria frente a aspectos como la generación distribuida o la eficiencia energética
- Necesidad de construir un modelo de costos adecuado

A continuación, se comentan brevemente los aspectos más característicos de los esquemas de regulación en algunos países de Europa y América.

2.8.1 España, Modelo de Retribución de Energía Eléctrica

Aunque la regulación de la retribución de la distribución de energía eléctrica en España ha cambiado en los últimos años ha sufrido cambios, en general establece un sistema basado en los conceptos de Red de Referencia y su retribución se sostiene en el empleo de Costos Unitarios de Referencia, que se utilizan para el cálculo de la remuneración de las distribuidoras [14].

El modelo calcula la retribución para cada zona en función de la red óptima necesaria para alimentarla con unos estándares de calidad del suministro dados. Utiliza criterios de planificación eléctrica (mínimos del binomio: inversión + pérdidas) para determinadas consignas de calidad (caída de tensión y número de interrupciones por cliente). Considera los requisitos impuesto por la Ley en relación a la retribución de la distribución, ya que:

- Clasifica las zonas de distribución por su conformación natural (ubicación y demanda de potencia de los clientes, condiciones de entorno ambiental, ubicación de la red de transporte y consigna de la calidad requerida).

Capítulo 2 Retribución en Empresas de Distribución

- Determina y valora, a costo de reposición, las unidades físicas que componen la red, incluyendo los medidores.
- Establece los costos del mantenimiento tanto preventivo como correctivo.
- Valora los costos de operación de la red según la superficie distribuida, las condicionantes ambientales, la calidad y la ubicación de la carga.
- Toma las variables de potencia y energía como parámetro fundamental para el dimensionamiento de las redes.
- Trabaja con nivel de pérdidas técnicas a nivel de zona para incentivar su reducción.
- Permite establecer incentivos a la calidad de suministro en tanto la considera en el diseño de la red de referencia (número de interrupciones) y para fijar los costos de operación (duración de las interrupciones).
- Considera otros costos necesarios para la actividad, tales como la tasa de ocupación de la vía pública o tasa de vuelo, y la tasa del suelo y subsuelo que las compañías deben pagar a los Ayuntamientos.

La red de referencia se compone de módulos, a saber: Polígonos Industriales, Red Urbana (> 350 viviendas), Red Rural (< 350 viviendas), Red MT Rural, Red de transporte de Distribución (alimenta subestaciones AT/MT).

Los costos que toma en consideración los clasifica como: **costos de inversión**: líneas aéreas, líneas subterráneas, subestaciones extra AT/AT y AT/MT, centros de transformación tipo intemperie y cámaras a nivel, despachos de maniobras y por otra parte los **costos de explotación** por mantenimiento: mantenimiento preventivo, mantenimiento correctivo y los **costos de operación**. Existen también los costos de comercialización y otros costos no incluidos en los anteriores.

El modelo procesa los costos unitarios en función de la Red de Referencia para cada zona, e incorpora aspectos diferenciales destacables que inciden en los costos, tales como hielo, salinidad, pluviosidad, nivel cerámico, boscosidad, indemnizaciones por derecho de paso y parcelación, costos diferenciales de persona (por regiones), y costos de la gran ciudad.

El régimen regulatorio español tiene la particularidad de fijar una tarifa única para todos los usuarios del territorio nacional, por lo cual el modelo de Red de Retribución de la Distribución de Energía Eléctrica, aquí expuesto, concluye en un mecanismo de reparto y ponderación de costos entre las compañías.

2.8 Experiencias internacionales en retribución de la distribución

En los últimos años se han realizado modificaciones al esquema retributivo español, es así que el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, tiene por objeto establecer las medidas necesarias encaminadas a garantizar la adecuada prestación del servicio, incentivando la mejora de la calidad de suministro y la reducción de las pérdidas en las redes de distribución. El RD 222/2008 substituye el RD 2819/1998, el cuál dicho régimen adolece de importantes deficiencias como tener en cuenta las condiciones históricas o geográficas de los activos de distribución, entre otras. De este modo, los criterios establecidos para la determinación de la nueva retribución de la actividad de distribución por el desarrollo y gestión de redes de distribución tienen por objeto incentivar la mejora de la eficacia de la gestión, la eficiencia económica y técnica y la calidad del suministro eléctrico, así como la reducción de pérdidas. El artículo 7 del RD 222/2008 establece: La Comisión Nacional de Energía propondrá el nivel de retribución de referencia para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución para cada empresa distribuidora i , que se determinará para cada periodo regulatorio aplicando la siguiente fórmula: donde,

$$R_{base}^i = CI_{base}^i + COM_{base}^i + OCD_{base}^i \quad (2.11)$$

- R_{base}^i , es el nivel de retribución de referencia para la empresa distribuidora i .
- CI_{base}^i , es la retribución de la inversión (amortización y retribución del activo fijo, calculada como la depreciación anual de los activos y la tasa de retribución al capital (WACC)).
- COM_{base}^i , es la retribución por los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones que gestione cada distribuidor. Y se calculan aplicando los costos estándares eficientes de las instalaciones existentes.
- OCD_{base}^i , es la retribución por otros costes necesarios para desarrollar la actividad de distribución (gestión comercial, planificación de red, gestión de la energía, etc.)

De acuerdo con el artículo 8 del RD 222/2008, el Ministerio de industria, Turismo y Comercio establecerá anualmente la retribución reconocida a cada distribuidor. La CNE elevará una propuesta antes del 1 de noviembre de cada año. La retribución de la actividad de distribución se determinará a periodos regulatorios de cuatro años de duración.

Capítulo 2 Retribución en Empresas de Distribución

El RD 222/2008 estableció en la disposición adicional primera que la retribución para cada una de las empresas para el año 2008 se determinara de acuerdo con la expresión que debe establecer el nivel de retribución de referencia para el periodo 2009-2012. Para cada empresa distribuidora se estableciera mediante la siguiente fórmula:

$$R_{0-2008}^i = R_{2007}^i * 1,028 * (1 + \Delta D_{2007}^i * Fe^i) \quad (2.12)$$

donde,

- Fe^i es el factor de escala aplicable a la empresa distribuidora i . Dicho factor será específico para cada empresa distribuidora y vendrá definido por orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio a propuesta de la Comisión Nacional de Energía, que deberá tener en cuenta la elasticidad de las inversiones en distribución de la empresa i en función de la demanda de energía en su zona de distribución.
- ΔD_{2007}^i es el incremento de la demanda media anual en abonado final en las instalaciones de distribución gestionadas por la empresa distribuidora i en el año 2007, una vez corregido el efecto de laboralidad y temperatura, expresado en tanto por uno.
- R_{2007}^i es la retribución de cada distribuidora i en el año 2007.

2.8.2 Inglaterra

El modelo de regulación anglosajón para la distribución de energía eléctrica se basa en el análisis del rendimiento de las compañías en varios aspectos:

Calidad del servicio, que incluye los aspectos relacionados con la atención comercial; *rentabilidad de las compañías* con vistas a sus sostenibilidad de largo plazo, y *remuneración anual admitida* [24].

El modelo inglés se considera como el iniciador de la regulación por incentivos, dado que utiliza, como parámetro para incentivar el comportamiento de las empresas, el ajuste del llamado coeficiente de eficiencia (o coeficiente "X"), mediante el cual el regulador determina periódicamente el nivel tarifario para la cesta de productos que prestan las compañías.

Una característica distintiva de este modelo, respecto de los demás analizados, que destacamos por su importancia metodológica para este estudio, es que las revisiones tarifarias parten de la tarifa existente e introducen modificaciones vía los coeficientes anuales de eficiencia para el nuevo periodo tarifario. Esto lleva implícita una concepción de continuidad, tanto de la operación de la empresa como de la señal tarifaria ante el público; lo cual

2.8 Experiencias internacionales en retribución de la distribución

es diferente, por lo menos en cuanto a su concepción, de los modelos metodológicos latinoamericanos.

Pragmáticamente, en Inglaterra se analizan todos los aspectos relevantes del desempeño de las empresas y se proponen reducciones o aumentos en las remuneraciones, discutidos a través de documento de consulta en los que los interesados, del sector público o del sector privado, opinan.

Los conceptos básicos que conforman los ingresos suficientes para la operación eficiente son similares a los otros modelos: gastos de capital (*capex - capital exchanges*) y costos de operación y mantenimiento (*opex - operation exchanges*).

Los primeros representan la remuneración de los activos bajo el concepto de útil y utilizado, en condiciones de rentabilidad. Esta rentabilidad viene determinada solo por su reconocimiento sin tener en cuenta el costo de oportunidad del capital. Los segundos se reconocen de acuerdo con análisis comparativos entre las compañías (Yardstick Competition), empleándose los factores de eficiencia (factor “x”) como instrumento paramétrico para marcar los horizontes de eficiencia que establece el regulador.

2.8.3 Chile y Perú

Estos modelos presentan características regulatorias metodológicas similares en la determinación del ingreso anual suficiente para la actividad de la distribución, dentro del esquema de incentivar la eficiencia en la prestación del servicio. [24]

Ambos establecen la remuneración de los activos mediante el cálculo por el método del VNR (Valor Nuevo de Reemplazo) y clasifican los sistemas eléctricos en sectores o áreas típicos de distribución. Estos están conformados por características similares en los aspectos relacionados con: la disposición geográfica de la carga, la densidad de la carga, las características técnicas y el consumo de energía promedio, entre otros.

Para la fijación de las tarifas eléctricas, la Ley de Concesiones Eléctricas peruana establece que el VAD debe ser calculado para cada uno de los sectores típicos definidos, tomando como referencia una empresa modelo. El VAD incluye los costos asociados al usuario, las pérdidas estándares del sistema de distribución, y los costos estándares de inversión, operación y mantenimiento. Como costo de inversión se considera la anualidad del VNR del sistema económicamente adaptado, teniendo en cuenta su vida útil y la tasa de actualización que está fijada en el 12 por ciento en la mencionada Ley.

En el proceso de fijación de tarifas, el VNR sirve a los efectos de determi-

Capítulo 2 Retribución en Empresas de Distribución

nar el costo de inversión de una *empresa modelo eficiente* y corresponde a cada empresa real competir con la empresa modelo ideal, al estilo comparativo. Por lo tanto, en el proceso de cálculo del VNR se consideran distintos ajustes en la existencia de la red real que tienen que ver con: el cambio de la tecnología, el ajuste de costos, la modificación de instalaciones y la eliminación de instalaciones innecesarias.

El modelo de fijación tarifaria chileno resulta muy similar al peruano. Para el cálculo del VAD se utiliza el criterio de áreas típicas. En cuanto a la optimización de costos, en Chile también se usan parámetros relacionados con los costos de una empresa modelo. Sin embargo, se observan diferencias en la metodología utilizada para determinar el VNR de las redes de distribución. En el caso chileno, se tiene en consideración el sistema de distribución real, al cual no se le realizan adaptaciones. Además, las pérdidas de energía se reajustan en cada regulación según los valores registrados. En cambio, en Perú existe un programa de reducción de pérdidas reconocidas que estima llegar en 12 años a los niveles de pérdida de energía estándares.

Además en Perú se calcula el VAD con la incorporación del costo de inversión determinado por el VNR y los demás costos reconocidos de acuerdo a parámetros correspondientes a una empresa modelo. Lo único que se rescata de la realidad de este cálculo es la demanda de los sectores y el área física de la empresa.

Una vez determinado el VNR, en el modelo peruano, se realizan los estudios de costos de VAD con el fin de verificar la TIR que tendrían las inversiones eficientes del conjunto de empresas de distribución en un sector típico. Esta verificación no se realiza para cada empresa en particular sino para el conjunto del sistema. La verificación consiste en el armado de un flujo de caja en el que se busca recuperar la inversión eficiente de la totalidad de las empresas de distribución para un período de 25 años. Los ingresos se calculan como aquellos que se hubieran obtenido si se hubiesen aplicado los precios básicos a la totalidad de suministros del ejercicio anterior. Los gastos son los costos de operación y mantenimiento del sistema del ejercicio inmediato anterior. La Comisión de Tarifas Eléctricas: CTE del Perú, está facultada para evaluar y revisar esos costos ya que los mismos deben corresponder a valores estándares internacionales aplicables al medio.

Finalmente, la Ley de Concesiones Eléctricas señala que si la TIR se encuentra entre el 8 y el 16 por ciento, el VAD calculado resulta el definitivo.

En Chile, los valores del VAD de distribución se calculan sobre una rentabilidad real anual del 10 sobre la inversión considerada como valor de reposición. Los estudios son efectuados independientemente por las empresas y la CNE sobre áreas típicas. Los porcentajes aplicados son ponderados

2.8 Experiencias internacionales en retribución de la distribución

en la proporción 1/3 y 2/3 para obtener el valor final. Éste debe ser tal que las tarifas aplicadas al conjunto de empresas de distribución resulte en una rentabilidad entre un 6 y un 14. Si esto no ocurriese se deben hacer los ajustes necesarios para que se dé por defecto o bien por exceso.

2.8.4 Italia

La regulación de la distribución en Italia está dirigida a obtener costos promedio. De igual forma que en España se tiene un costo de distribución total de la distribución, en Italia éste viene impuesto por la autoridad reguladora, la cual, a su vez, calcula el valor promedio de la infraestructura eléctrica. Este valor es el que se retribuye a la empresa. Se tienen parámetros de eficiencia que están relacionados con el número de clientes servidos, el número de clientes por kilómetro, el porcentaje de la línea de distribución en media y baja con respecto al total, la potencia media de los clientes domésticos, el porcentaje de clientes en áreas rurales y la distancia de los clientes a la línea de distribución.

2.8.5 Francia

Las tarifas de la venta de la electricidad para los clientes no cualificados se fijan por decreto por el consejo de estado y la comisión de la regulación de la electricidad. La evolución de la tarifa tiene en cuenta las variaciones de los costes sufragados para alimentar a los clientes no elegibles, de los costos de la inversión, los beneficios o productividad obtenida o buscada, así como la evolución de los costos de los combustibles.

Los operadores comunican cualquier información referente a sus costes, su contabilidad y los ajustes bajo consideración de la estructura de tarifa. Esta información se transmite simultáneamente al Ministro de la Economía, al Ministro de Energía y a la Comisión de la Regulación de la Electricidad.

Los Ministros de Economía y Energía presentan a la Comisión de la Regulación de la Electricidad el proyecto de evolución de las tarifas de venta de la electricidad para los clientes no elegibles. Las tarifas de energía para tales clientes incluyen el valor correspondiente a la potencia facturada y, en caso de necesidad, a la facturación de la energía reactiva. Son comunicados por el operador a todos los clientes que las soliciten. La cantidad que corresponde a las tarifas del uso de las redes públicas se identifica en las facturas de los clientes no elegibles desde el 1 de julio de 2002.

Cuando un cliente no elegible experimenta una interrupción imputable a una falta de las redes públicas del transporte o de la distribución, se le dismi-

Capítulo 2 Retribución en Empresas de Distribución

nuye la tarifa de acuerdo con la ley. Para esto solamente se tienen en cuenta las interrupciones con una duración mayor de seis horas. La disminución se calcula proporcionalmente a la duración de la interrupción de suministro en razón de un 2 por ciento sobre el importe anual mencionado en el párrafo precedente por seis horas de período.

Una innovación importante de este contrato es la fórmula de ajuste de la remuneración. En efecto, en los contratos actuales, la remuneración sigue la evolución de las tarifas de venta de la electricidad, las cuales bajan regularmente desde hace varios años y que deberían seguir bajando en los próximos años. El nuevo contrato de compra prevé que la remuneración de los productores se indexará sobre la base de un índice que reflejará la evolución de los costes de desarrollo del sistema eléctrico. Este índice tiene en cuenta el índice del coste laboral por hora, todos los asalariados del sector mecánico y eléctrico (sector primario) y el índice del precio de los productos y servicios.

2.8.6 Gran Bretaña

La distribución se regula para proteger a los consumidores del monopolio natural. Dentro de cada una de las catorce áreas, el concesionario tiene un monopolio virtual en la distribución de la electricidad, pero, debido al coste de establecer la infraestructura necesaria del dispositivo de distribución, transformadores, alambres, sistemas y medidores de control, sería económicamente ineficaz intentar desarrollar redes alternativas competentes.

OFGEM-*Office of gas and electricity markets* considera que, en ausencia de mercados competitivos, la regulación por incentivos, por ejemplo controlando el precio, resulta el mejor medio para proteger los intereses de los consumidores. Una limitación de precios limita la cantidad de rédito que un distribuidor puede percibir de los clientes. Esto anima a que las compañías busquen aumentos de la eficacia para mejorar beneficios y los clientes se benefician de estas mejoras en revisiones subsecuentes.

OFGEM también supervisa que los distribuidores cumplan con las condiciones de la licencia y vela por el cumplimiento de los requerimientos ante cualquier falta por parte de los distribuidores. Actualmente, los controles de precios de los distribuidores se fijan cada cinco años.

En décadas recientes, Gran Bretaña ha confiado casi exclusivamente en la electricidad generada por grandes centrales: Las centrales eléctricas tradicionales están conectadas con el sistema nacional de transporte de alta tensión. Las redes de distribución se han tratado en gran parte como una electricidad que se entregaba en una dirección: de la red de transporte y distribución a los hogares de los clientes. Sin embargo, cambios estructurales,

2.8 *Experiencias internacionales en retribución de la distribución*

tales como el crecimiento anticipado de la generación distribuida, han motivado al gobierno para tener en consideración el nuevo papel de las redes de distribución, de modo que es probable cambiar a generadores más pequeños conectados con las redes locales para que proporcionen más electricidad.

2.8.7 Sumario

La actividad de la distribución se entiende como un monopolio natural que debe estar regulado por los gobiernos para garantizar no solamente la prestación del servicio bajo unos parámetros de calidad y eficiencia, sino también que este servicio sea pagado de manera adecuada por el consumidor y que no ponga en peligro la estabilidad financiera del distribuidor. Bajo este esquema, es necesario contar con herramientas que permitan fijar la retribución de la actividad de forma eficiente y transparente. Analizadas las diferentes formas de retribuir la actividad de la distribución de energía eléctrica y observando la experiencia en diferentes países se concluye que la mayoría de las alternativas consideradas adolecen tener en cuenta aspectos que vienen cambiando en el sector eléctrico. Estos aspectos, que se retomarán en capítulos posteriores, son, por ejemplo, la generación distribuida, la calidad empresarial y la eficiencia energética, parámetros claves de los sistemas eléctricos actuales.

Capítulo 3

Métodos de Frontera y la Calidad en la Distribución de Energía Eléctrica

En este capítulo se muestra la aplicación de la metodología Data Envelopment Analysis-DEA para cuantificar la calidad de empresas de distribución de energía eléctrica. El objetivo es tener un parámetro de calidad que responda a una metodología clara, que pueda ser utilizado para retribuir a las empresas de distribución en el caso de tener una metodología por incentivos.

3.1 Introducción

Las empresas de distribución eléctrica tienen, entre otras responsabilidades, la de llevar la energía eléctrica a sus clientes bajo unos criterios de eficiencia fijados por el regulador. La eficiencia desde el punto de vista del cliente está relacionada con los precios que se cobran por la energía y la calidad técnica con la que se presta el servicio. Esta última variable se está convirtiendo en un parámetro decisivo en la negociación de contratos bilaterales en el mercado no regulado y en factor de penalización, en general, para las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Además de lo anterior, en los últimos años, se ha incrementado la necesidad, por parte del regulador, de contar con mecanismos que permitan cuantificar los efectos de una mala calidad, de forma que sus efectos puedan ser reflejados en las tarifas o en penalizaciones para las empresas.

Por ejemplo, en esquemas como los llamados de regulación por incentivos, se ha involucrado una variable X que se relaciona con esta calidad [3]. Estos esquemas de regulación por incentivos han sido utilizados con éxito

Capítulo 3 Métodos de Frontera y la Calidad en la Distribución de Energía Eléctrica

en diferentes tipos de empresas de servicios públicos y en empresas privadas dedicadas a la producción de bienes y servicios.

La calidad se convierte en una variable definitiva en el cálculo de la retribución por incentivos. Sin embargo, el cálculo de esta variable resulta complejo entre otras cosas debido a los diferentes índices que intervienen para su análisis y la poca transparencia en su evaluación.

Por ejemplo, en el esquema actual de remuneración en el sistema español, se usa un término que relaciona el valor de la eficiencia actual y/o el de la meta a la que se quiera llegar como medida de la eficiencia sin tener muy claro su forma de cálculo.

En general, fijar las metas de estos valores se convierte en un proceso complicado y muchas veces subjetivo ya que responde a criterios arbitrarios o empíricos del regulador.

Como solución a este problema, a continuación, se presenta la metodología de Análisis Envolvente de Datos (*Data Envelopment Analysis*), la cual se encuentra involucrada en los llamados métodos de frontera. Igualmente se realiza una aplicación que permite obtener metas de calidad para un grupo de provincias de España.

3.2 Regulación de la calidad en empresas de distribución

En general, la calidad, en cuanto a la distribución de energía eléctrica, engloba los diversos aspectos que, desde el punto de vista del regulador, de la empresa y/o del cliente, inciden en una buena prestación del servicio. En otras palabras, no resulta igual la calidad vista desde el punto de vista del regulador, de la misma empresa y/o del cliente. .

En el caso del regulador, la calidad de la distribución está relacionada con los índices de continuidad y calidad del servicio que deben cumplir las empresas eléctricas. Estos índices son fijados periódicamente y recogen la voluntad del estado en cuanto a los niveles mínimos tolerables que se aceptan en las empresas en la prestación del servicio en una zona. En cualquier caso, el organismo regulador debe buscar tanto minimizar las acciones que atenten contra la buena calidad de la distribución de energía eléctrica como fijar límites en los índices de calidad. También debe fijar la penalización para los que se hallen por debajo de los límites establecidos.

En el caso de la empresa de distribución de energía eléctrica, la calidad respondería a dos parámetros: la calidad comercial, la cual representa indirectamente la eficiencia técnica para el cliente (cumplir los requerimientos

3.3 La regulación por incentivos

del regulador), y el servicio al cliente, el cual tiene en cuenta las diversas transacciones entre el cliente y la compañía.

Se puede entender esto como dos tipos de calidad. La primera se vincula con aspectos como las transacciones que se realizan antes de establecer el suministro, como son, por ejemplo el acceso a la red, las conexiones, la potencia que se desea contratar, la instalación del contador, etc., y las acciones que se efectúan durante el desarrollo del contrato, como son la facturación, el mantenimiento y la operación del sistema con sus índices de calidad y continuidad. La segunda está relacionada en como la empresa interactúa con el cliente en el caso de canalizar dudas, problemas, desviaciones o cualquier tipo de inquietud relacionada con la prestación del servicio. Resulta obvio que las empresas buscan disminuir estos reclamos y mejorar la relación con el cliente, todavía más en el caso de mercados no regulados.

Por último, para el cliente la calidad más interesante es la calidad comercial. Para él además de lo descrito anteriormente, tienen importancia la fiabilidad de la instalación eléctrica y el nivel de compatibilidad de los aparatos y las máquinas.

Existen parámetros asociados a la calidad tales como son la continuidad del suministro y la calidad de onda eléctrica. En el caso de este estudio, solamente se analizará la calidad desde el punto de vista de la continuidad de suministro, ya que hasta ahora es la que más activamente se viene penalizando y la que cuenta con una mayor información disponible. Es preciso indicar que la metodología que se presenta puede ser útil para evaluar otras variables de calidad como la forma de la onda, pero es necesario contar con la información completa sobre la variable a involucrar.

3.3 La regulación por incentivos

Entre los objetivos que se esbozaron en el capítulo anterior, la regulación por incentivos (o regulación por benchmarking) busca involucrar la eficiencia en las tarifas de dos formas: limitando los ingresos o bien los precios.

En el esquema de limitación de ingresos *Revenue-Cap*, el regulador establece los ingresos máximos que puede obtener la compañía durante un periodo de algunos años. Este límite se marca teniendo en cuenta el incremento anual de la inflación y un factor corrector asociado a un incremento de productividad esperado. Anualmente, los ingresos se ajustan con el incremento en el número de usuarios y teniendo en cuenta eventos extraordinarios fuera del control de la compañía. La fórmula más común de limitación de ingresos es [21]:

Capítulo 3 Métodos de Frontera y la Calidad en la Distribución de Energía Eléctrica

$$\bar{R}_t = (\bar{R}_{t-1} + CGA * \Delta Cust) * (1 + I - X) \pm Z \quad (3.1)$$

Donde:

- \bar{R}_t Remuneración o ingresos autorizados en el año t,
- CGA factor de ajuste que considera el crecimiento en el número de consumidores (Euro/consumidor)
- $\Delta Cust$ Variación anual del número de consumidores,
- I variación anual del índice de inflación en por unidad,
- X factor de productividad,
- Z ajustes por eventos imprevistos como desastres, regulación ambiental, aumentos de impuestos, etc.

Tal como se analizó en el capítulo anterior, en el esquema de limitación de precios, *Price-CAP*, se fija el máximo precio que la compañía puede cobrar por cada uno de los servicios prestados. Dichos precios son ajustados anualmente con la inflación y un factor corrector asociado a un incremento de productividad esperado:

$$\bar{P}_{mt} = \bar{P}_{m,t-1} * (1 + I - X) \pm Z \quad (3.2)$$

Donde \bar{P}_{mt} es el máximo precio que la distribuidora puede cargar por el servicio m en el año t.

Los dos esquemas buscan incentivos para mejorar la eficiencia de las compañías; sin embargo, la limitación de precios va a incentivar al productor a vender más frente a la limitación de ingresos que va a causar en el productor la búsqueda de la reducción de sus costos de producción. En el primer caso, el productor buscará la expansión de sus redes e incentivar el consumo y, en el segundo, desarrollar programas de eficiencia energética o ahorro de energía.

El parámetro X en ambos esquemas puede asociarse a la calidad de las empresas. Si una empresa tiene una calidad baja, el parámetro X intentará castigarla de alguna manera. Si por el contrario la empresa tiene un buen comportamiento, el parámetro X tendrá un valor adecuado de acuerdo a su actuación.

3.4 Análisis Envolvente de Datos - Data Envelopment Analysis - DEA

3.4 Análisis Envolvente de Datos - Data Envelopment Analysis - DEA

El *DEA- Data Envelopment Analysis* fue propuesto por Charnier, Cooper and Rodees, en 1978 [25]. Se trata de una técnica de análisis del rendimiento que forma parte de los llamados métodos de frontera y con la que se puede medir o evaluar eficiencias relativas entre unidades tomadoras de decisión (*Decision Making Units - DMU*) en organizaciones o sectores. Para ello, el *DEA* utiliza técnicas de programación lineal, que miden la eficiencia de una empresa respecto a una serie de posibilidades de producción que se construyen por tramos, según a las observaciones de las demás empresas del sector.

Para realizar este análisis, el *DEA* permite, a través de observaciones de puntos de producción, medir la productividad límite del proceso a partir de una frontera. Los métodos de frontera se desarrollaron de acuerdo con el principio del Benchmarking.

Si bien el *DEA* es un método general para fijar metas, un caso típico de determinación de la frontera es el de mejorar la producción de un bien o reducir sus costos; en estos casos, se analiza el problema desde una función de producción o desde una función de costos. La primera mostraría las cantidades producidas como función de los recursos utilizados. La segunda mostraría el costo total de la producción como función del nivel de producto y el precio de los recursos.

El uso de la metodología *DEA* se ha extendido a diferentes sectores; se conocen aplicaciones en sectores como el bancario, comercio, defensa, educación, etc.

3.5 Descripción de la metodología DEA

En la figura 3.1, se describe la metodología *DEA* para un ejemplo sencillo de dos recursos (x_1, x_2) y un producto (y). La *isocuanta*¹ dibujada muestra la frontera de producción; un punto a la derecha de la gráfica significa que existe la posibilidad de tener una combinación lineal diferente que produzca la misma cantidad de producto de forma más eficiente. De hecho, esta combinación lineal sobre la isocuanta resulta más óptima que la del punto a la derecha de la misma. La medición de la ineficiencia según Farrell se determina como la razón $\overline{OP/OC}$.

¹Curva que muestra la combinación de dos factores productivos: por lo general, Capital (K) y Trabajo (L), que puede producir un determinado nivel o volumen de producción.

Capítulo 3 Métodos de Frontera y la Calidad en la Distribución de Energía Eléctrica

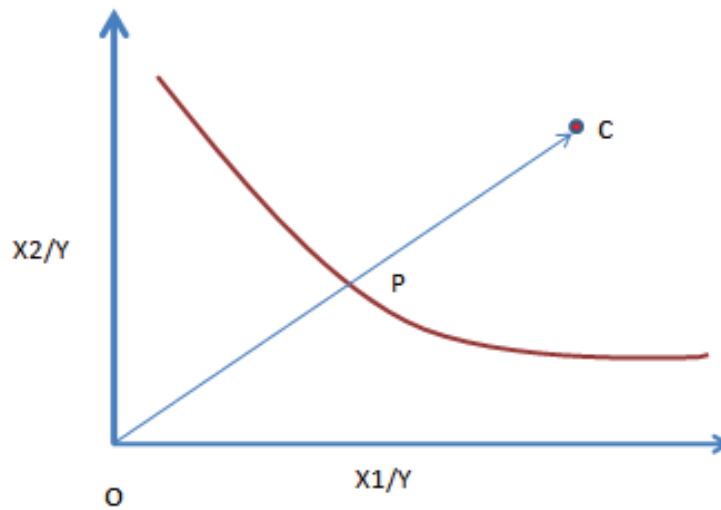


Figura 3.1: Data Envelopment Analysis - DEA

La metodología *DEA* se puede expresar en los siguientes pasos:

1. Describir mediante un conjunto de supuestos las propiedades de la tecnología de producción. En general, la tecnología no es conocida ni observable; a partir de los supuestos tecnológicos formulados y de los datos de actividades realmente observadas, se delimita el conjunto de planes de producción que se consideran realizables.
2. A continuación, se debe definir el tipo de índice cuyo valor se desea estimar.
3. Se construye un algoritmo matemático que permita calcular el índice determinado en el paso 2

En general el *Data Envelopment Analysis* calcula el índice de eficiencia técnica resolviendo un programa matemático de optimización. El *DEA* propone desarrollar un programa lineal para cada unidad productiva. En el caso de la distribución de energía eléctrica, cada unidad productiva respondería a una empresa de distribución; sin embargo, y como se comentará más adelante, algunas empresas de distribución tienen presencia en provincias o regiones completamente diferentes. En este caso, es necesario definir, por lo tanto, sectorizaciones que permitan el tratamiento de la información.

3.6 Ejemplo de DEA aplicado a Calidad

3.6 Ejemplo de DEA aplicado a Calidad

Se considera un número de Empresas de Distribución -ED, las cuales serán cada una Unidades Tomadoras de Decisión DMU. En principio, para cada ED existe una única salida medible: $Tiepi^2$ y una única entrada medible: el número de cuadrillas o equipos E.

La información que tenemos de nuestras empresas es:

ED	Tiepi	E
1	60	4
2	40	6
3	20	11
4	50	5
5	60	3

Cuadro 3.1: Ejemplo Aplicación DEA 1

Por ejemplo, la ED_1 tiene un $Tiepi$ de 60 minutos y 4 equipos de mantenimiento. El reto siguiente es comparar estas ED y medir su rendimiento utilizando estos datos.

3.6.1 Uso de índices

Un método común para medir el rendimiento son los índices o pesos específicos. Estos se calculan como la proporción de la salida sobre la entrada.

ED	Tiepi	E	Tiepi/E
1	60	4	15
2	40	6	6.67
3	20	11	1.82
4	50	5	10
5	60	3	20

Cuadro 3.2: Ejemplo Aplicación DEA 2

En nuestro caso, el valor más alto de la razón salida/entrada es el de la empresa de distribución 3, ED_3 . Esta cumple mayores rendimientos que el resto con 1.82 min./cuadrilla. La interpretación de este índice puede llevar a errores y, por lo tanto, no se puede relacionar por sí solos con una mayor

² $Tiepi$ es el tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en media tensión.

Capítulo 3 Métodos de Frontera y la Calidad en la Distribución de Energía Eléctrica

o menor eficiencia de la empresa de distribución. El autor sugiere solo interpretarlo como que esta empresa utiliza menos recursos para disminuir su *Tiepi*.

Si se quisiera comparar cuál es la eficiencia del resto de las ED frente a la ED_3 el cálculo será:

ED	Tiepi/E	%
1	15	$100 \cdot (1.82/15) = 12.12\%$
2	6.67	$100 \cdot (1.82/6.67) = 27.27\%$
3	1.82	$100 \cdot (1.82/1.82) = 100\%$
4	10	$100 \cdot (1.82/10) = 18.18\%$
5	20	$100 \cdot (1.82/20) = 9.09\%$

Cuadro 3.3: Ejemplo Aplicación DEA 3

Los valores obtenidos muestran que la eficiencia referida a la empresa de distribución 3, ED_3 , varía entre el 9% y el 27%.

Hasta ahora se ha evaluado un caso muy general de medición de rendimiento y eficiencia. La realidad es que en los procesos productivos interactúan muchas variables y, en nuestro caso, la calidad de suministro puede responder a una mayor cantidad de recursos.

Un ejemplo ampliado para el mismo problema es el siguiente, en el que se contemplan además de las cadrillas la inversión mensual en cada uno de las empresas de distribución. En este caso para mejorar la identificación de la variable utilizaremos el valor $1/tiepi$. Este valor lo utilizaremos para identificar el valor de *tiepi* más bajo.

ED	TIEPI	1/Tiepi	E	M€/MES
1	60	0.33	4	5
2	40	0.50	6	7
3	20	1.00	11	10
4	50	0.40	5	4.5
5	60	0.33	3	8.2

Cuadro 3.4: Ejemplo Aplicación DEA 4

En este caso, la empresa distribuidora 3 tiene un *Tiepi* de 20 minutos al mes con 11 equipos o cuadrillas de reparación y 10.000 euros de inversión en mantenimiento al mes.

Para medir o comparar la eficiencia de estas ED, es necesario calcular primero las ratios o indicadores para cada caso. Para esto se dividen las

3.6 Ejemplo de DEA aplicado a Calidad

salidas $1/Tiepi$ entre las entradas E y M€. Los indicadores así calculados se ven en la siguiente tabla.

ED	$1/(Tiepi * E)$	$1/(TIEPI * M€)$
1	0.083	0.067
2	0.083	0.071
3	0.091	0.100
4	0.080	0.089
5	0.111	0.041

Cuadro 3.5: Ejemplo Aplicación DEA 5

Se puede observar que ED_4 tiene el valor más bajo del primer indicador (el mejor); en el caso del segundo indicador, se buscará, la relación más baja también (para nuestro caso la mejor, ya que respondería a una menor inversión): es el valor de la ED_5 . Este tipo de comparación de eficiencia se convierte entonces en más complejo si se comparan las empresas distribuidoras 1 y 3. Si se requiere comparar dos de las ED actuales esto no se puede hacer a través de una cifra única. El paso siguiente sería, por lo tanto, buscar la forma de hacerlo. Además será cada vez más complejo según se tengan mayores otros parámetros adicionales al *Tiepi* (salidas) y mayor número de entradas (recursos).

3.6.2 Análisis Gráfico

En un análisis como el mostrado al inicio de este capítulo, en el que tenemos dos entradas y una salida, se puede tener una solución gráfica al problema.

En la figura 3.2 se han representados los valores obtenidos en el apartado anterior. En ella puede observarse que la ED_2, ED_4 y ED_5 tienen un nivel de rendimiento que está por encima del de todas las otras. Tomando estas DMUs a continuación se establece la frontera de eficiencia.

El procedimiento de construcción de la gráfica es el siguiente: se dibuja una línea horizontal desde ED_5 proyectada de forma paralela al eje X; otra desde ED_2 hasta ED_5 , otra desde ED_2 hasta ED_4 , y una vertical desde ED_4 hasta proyectarse perpendicularmente al eje Y. La línea así dibujada será la frontera de eficiencia. Matemáticamente la frontera de eficiencia es el área convexa que agrupa los datos.

La frontera de eficiencia, derivada del ejemplo, presenta los valores reales a los que nuestras ED pueden llegar. Por lo tanto se establece que cualquier empresa de distribución eléctrica, en nuestro ejemplo, podría llegar a la frontera logrando de esta manera ser eficiente.

Capítulo 3 Métodos de Frontera y la Calidad en la Distribución de Energía Eléctrica

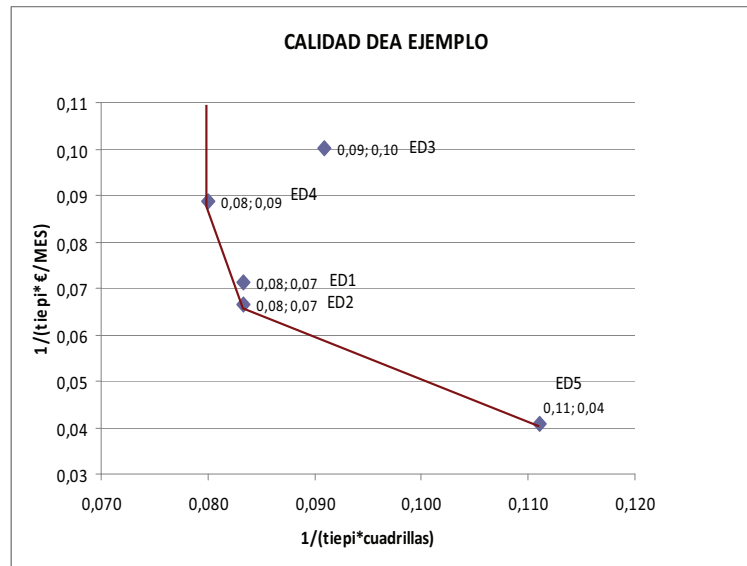


Figura 3.2: Data Envelopment Analysis - DEA

Con esta información es posible hacer el Análisis Envolvente de Datos. La frontera eficiente convexa encierra todos los datos que se tienen y que están representados en la figura. Se puede decir que cualquier ED en la frontera de eficiencia es 100% eficiente. Para nuestro ejemplo, ED_4 , ED_2 y ED_5 tienen eficiencias del 100%. Esto no significa que su rendimiento no pueda ser superado. Ahora bien, se puede decir que, sobre la evidencia que se tiene (los datos disponibles), no puede cuantificarse cuánto puede ser incrementado el rendimiento.

A partir de este análisis se extraen las siguientes reflexiones:

- El *DEA* únicamente mide eficiencias relativas. No da ni puede dar eficiencias absolutas.
- No se ha usado información nueva. Solamente se ha tomado la información de entrada y salida presentándola de una forma particular.
- Entre más variables análice y definan la frontera de eficiencia, en el análisis *DEA*, una eficiencia del 100% es realmente extraña y no resulta lógico pensar que una ED cumpla todos los requerimientos hasta

3.6 Ejemplo de DEA aplicado a Calidad

alcanzar estos niveles de eficiencia.

3.6.3 Cuantificación de puntajes de Eficiencia para DMU's Ineficientes

En la figura 3.2, se ve que ED_1 y ED_3 tienen eficiencias menores. Si las otras 3 (ED_2, ED_4 y ED_5) tienen eficiencias del 100 %, es necesario cuantificar qué tan eficientes son las demás. Si se efectúa un análisis de, por ejemplo, ED_3 la información que se tiene es:

Concepto	Cálculo
El valor Tiepi:	20
Cuadrillas o equipos	6
Mantenimiento (Miles de €)	10
Tiepi/cuadrilla:	$20/11=1.82$
Tiepi / Miles de €	$20/10= 8.0$
Gasto de cuadrillas por miles de euros:	$6/10= 0.6$
Tiepi por miles de euros por Tiepi por cuadrilla	$(20/10)/(20/6)= 6.66$

Cuadro 3.6: Datos de Ejemplo

En la figura 3.3 se traza una línea base que pasa por el origen y tiene una pendiente igual a la de ED_3 . En su proyección la línea corta la frontera. Este será el objetivo óptimo de ED_3 . Esto se logra cambiando, por ejemplo, los insumos: miles de euros o cuadrillas. Ver fig.3.3.

Se puede entonces calcular la eficiencia de una manera más amplia como:

$$100 \text{ (longitud de } ED_5 \text{ a la frontera/ Longitud desde el origen a } ED_5)$$

La lógica aquí es buscar aumentar el rendimiento de ED_5 (mejorar la relación entre longitud de la línea desde el origen a ED_5). De esta forma, se puede calcular cuáles serían las metas o benchmarking para cada uno de las ED para resultar 100 por ciento eficientes.

La utilización de diagramas para determinar eficiencias es fácil de entender pero está limitada a la cantidad y calidad de información que se involucra en el escenario de eficiencia. La interpretación de la información así como la medición de las ratios o índices de eficiencia son puntos claves en el desarrollo de la teoría.

Capítulo 3 Métodos de Frontera y la Calidad en la Distribución de Energía Eléctrica

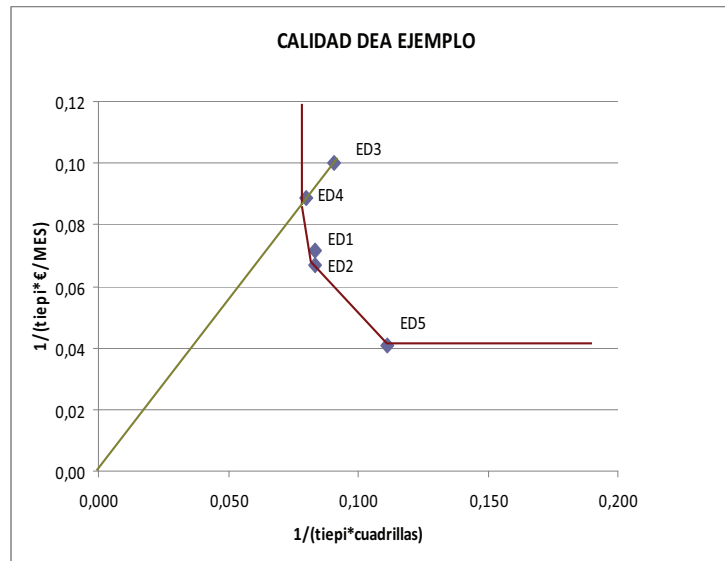


Figura 3.3: Data Envelopment Analysis 2 - DEA

3.6.4 Cómo lograr llegar a la frontera de eficiencia

En el caso de calidad en empresas de distribución, con la información que se está manejando, la forma de llegar a las fronteras de eficiencia es, por un lado, disminuir las cuadrillas o grupos de mantenimiento, o por otro, subir la efectividad de las mismas buscando una mayor productividad por inversión.

Un punto importante adicional es el significado de eficiencia relativa: en este sentido, toda variación en las cifras de cualquiera de las ED puede variar el análisis de todas las empresas, así mismo la inclusión de una nueva ED puede significar un nuevo orden de eficiencia.

3.7 Análisis Extendido de la Metodología para Empresas de Distribución

Hasta este momento el análisis que se ha realizado muestra que el desarrollo gráfico es posible para una entrada y dos productos, o dos entradas y un producto. Realizar análisis gráficos con más de dos entradas es prácticamente imposible. Así, a continuación, se desarrollará la metodología para la

3.7 Análisis Extendido de la Metodología para Empresas de Distribución

resolución de sistemas completos.

Las condiciones para el desarrollo de una metodología *DEA* son:

1. Se requiere tener información de todas las entradas y de todas las salidas para cada DMU, en este caso ED especificada.
2. Se define la eficiencia para cada DMU como la suma de los pesos de las salidas dividido por la suma de los pesos de las entradas.
3. Todas las eficiencias son medidas entre 1 y cero.
4. En el desarrollo de los cálculos se maximizan los pesos de los valores, como los numéricos para la eficiencia de una unidad DMU.

Para el caso de empresas de distribución, para calcular la eficiencia de la empresa *ED2* la notación matemática sería:

$$\begin{aligned}
 &Max \text{ ED2} \\
 &S.A. \\
 &E_{ED1} = (4 * W_e + 5 * W_{Me}) / (60 * W_{Tiepi}) \\
 &E_{ED2} = (6 * W_e + 7 * W_{Me}) / (40 * W_{Tiepi}) \\
 &E_{ED3} = (11 * W_e + 10 * W_{Me}) / (20 * W_{Tiepi}) \\
 &E_{ED4} = (5 * W_e + 4,5 * W_{Me}) / (50 * W_{Tiepi}) \\
 &E_{ED5} = (3 * W_e + 8,2 * W_{Me}) / (60 * W_{Tiepi})
 \end{aligned}$$

$$W_e, W_{Me}, W_{Tiepi} \geq 0$$

$$\begin{aligned}
 &E_{EDi} = \text{Eficiencia de la empresa de distribución } i \\
 &W_e, W_{Me}, W_{Tiepi} = \text{Pesos de las entradas y las salidas respectivamente.}
 \end{aligned}
 \tag{3.3}$$

Para el cálculo de la eficiencia de otra ED, basta con variar la función a optimizar. Como puede verse, los pesos de las variables de entrada o salida deben ser mayores a cero.

El problema, tal como está expresado, no es un problema lineal; por lo tanto, es necesario linealizarlo.

Para linealizar el problema se hace lo siguiente:

1. Se substituye dejando el problema en términos de los pesos. Desaparecen las variables E.
2. Se introduce una restricción adicional para que el denominador de la función objetivo sea igual a 1.

Capítulo 3 Métodos de Frontera y la Calidad en la Distribución de Energía Eléctrica

Con estos cambios, el problema queda reducido a:

$$\begin{aligned}
 & \text{Max } (6 * W_e + 7 * W_{Me}) / (40 * W_{Tiepi}) \\
 & \text{S.A.} \\
 & 0 \leq (4 * W_e + 5 * W_{Me}) / (10 * W_{Tiepi}) \leq 1 \\
 & 0 \leq (6 * W_e + 7 * W_{Me}) / (40 * W_{Tiepi}) \leq 1 \\
 & 0 \leq (11 * W_e + 10 * W_{Me}) / (20 * W_{Tiepi}) \leq 1 \\
 & 0 \leq (5 * W_e + 4,5 * W_{Me}) / (50 * W_{Tiepi}) \leq 1 \\
 & 0 \leq (3 * W_e + 8,2 * W_{Me}) / (60 * W_{Tiepi}) \leq 1 \\
 & W_e, W_{Me}, W_{TIEPI} \geq 0
 \end{aligned} \tag{3.4}$$

El problema se convierte entonces en lineal al remplazar tanto el valor de $40 * W_{tiepi} = 1$ en la función a optimizar así como en las restricciones.

3.8 Metodología DEA Aplicada de forma General al Sector Eléctrico

La metodología de optimización propuesta para el caso del sector eléctrico corresponde a un método radial de medición de eficiencia técnica global (Cooper 2000).

Una formula general de Eficiencia está definida como:

$$h = \frac{\sum_k v_k * y_k}{\sum_j u_j * x_j} \tag{3.5}$$

SI x , y son los recursos y productos respectivamente, los valores de v_k es el valor de un vector de ponderadores de productos y u_j , el valor de los ponderadores de los productos.

El subíndice k se refiere a cada DMU (en nuestro caso cada empresa de distribución); el subíndice j se refiere a cada uno de los recursos.

El problema de optimización es:

3.8 Metodología DEA Aplicada de forma General al Sector Eléctrico

$$\max h_m = \frac{\sum_k v_k * y_{k,m}}{\sum_j u_j * x_{j,m}}$$

S.A.

$$\frac{\sum_k v_k * y_{k,m}}{\sum_j u_j * x_{j,m}} \leq 1; \quad i = 1, \dots, I \quad (3.6)$$

$$\sum_k v_k * y_{k,m} = K_0$$

$$v_k, u_j \geq 0$$

Donde:

- $y_{k,m}$ cantidad de producto k producida por la unidad m evaluada
- $x_{k,m}$ Cantidad de recurso j consumida por la unidad m evaluada
- v_k Ponderación asignada al producto
- u_j Ponderación asignada al recurso

El problema descrito en (4) presenta el siguiente DUAL :

$$\min \frac{1}{M} \sum_{m=1}^M \theta_m$$

S.A.

$$-y_m + \sum_{i=1} \lambda_i y_{k,j} \geq 0; \quad \text{para todo } k \quad (3.7)$$

$$\theta_m x_{j,m} - \sum_i \lambda_i x_{j,i} \geq 0; \quad \text{para todo } j$$

$$\lambda_i \geq 0; \quad \text{para todo } i$$

La resolución del problema DUAL presenta ventajas sobre el primal. Además que el dual es un problema lineal, los valores optimizados corresponden a valores del precio sombra de la restricción sobre el problema primal.

La restricción en el problema primal fija el valor de θ_m como menor que 1. En el dual el valor λ corresponde a qué tanto le falta a la unidad productiva para llegar a ser la más eficiente. En otras palabras, lo que se busca en el dual es qué factor se debe aplicar a los insumos para llegar a la frontera de posibilidades de producción. En el caso de empresas de distribución, estos valores corresponden al benchmarking de cada empresa distribuidora para llegar a ser tan eficiente como la más eficiente de las estudiadas.

3.9 Formulación de un Modelo para el estudio de la calidad en Empresas de Distribución.

Una vez establecidas las condiciones para enunciar un problema general en cuanto al uso del *Data Envelopment Analysis - DEA* para la comparación de la calidad en empresas de distribución, a continuación se enumeran algunos modelos que pueden utilizarse de manera general para un análisis extendido.

Las variables de entrada corresponden a insumos que pueden controlarse para mejorar la calidad de prestación de servicio. Las variables de salida corresponden a verificaciones de la calidad. En los dos casos es necesario contar con la información desagregada y completa por DMU (en este caso ED).

La calidad del servicio se establece desde diferentes aspectos, entre ellos la calidad de suministro que tiene en cuenta los aspectos técnicos del suministro de energía y calidad del producto. Esta calidad de suministro se divide en aspectos relacionados con la continuidad y la calidad de onda. La calidad de suministro tiene en cuenta también la calidad en cuanto a la atención comercial la cual engloba todos los aspectos de atención al cliente como son la contratación, las facturas, la resolución de quejas, entre otros.

En la tablas 3.7 y 3.8 siguientes, se muestran modelos de forma general que podrían medir la calidad en empresas de distribución.

Variables de Entrada	Variables de Salida
Longitud de alimentadores	Número de Interruptores
Cuadrillas	Energía no suministrada
Potencia Instalada	Abonados Afectados
Clientes	Potencia Instalada Interrumpida
Inversión Anual	Problemas de Onda detectados

Cuadro 3.7: Modelo General para medir la calidad de suministro con metodología *DEA*

3.10 Desarrollo del modelo

En general, el uso de este tipo de modelos está limitado a la información disponible. En el caso de España, no es fácil encontrar la información de manera desagregada que permita la realización de análisis exhaustivos de *DEA* para la distribución eléctrica en toda la Península.

3.10 Desarrollo del modelo

Variables de Entrada	Variables de Salida
Tiempo de Espera (call center) Llamadas Clientes Número de puestos de atención comercial Tiempo promedio para dar de alta a un cliente	Porcentaje de Peticiones por cada 100 instalaciones tiempo de resolución de reclamaciones reclamaciones por cada 1000 facturas

Cuadro 3.8: Modelo General para medir la calidad de atención comercial bajo metodología *DEA*

Por la razón anterior, se decidió probar el algoritmo desarrollado usando información de las provincias en las cuales se presentaba la información de forma suficiente. El resultado de aplicar un filtro inicial para tener en cuenta sólo las provincias que tuvieran información completa fue trabajar únicamente con 24 provincias del total inicial. Este filtrado significó una disminución de 22 provincias. Las provincias que terminaron siendo escogidas para la aplicación del algoritmo se muestran en la tabla anexa, así como los principales valores utilizados. No se recoge el nombre de las provincias por tratarse solo de la prueba metodológica y no ser objetivo de la investigación la discusión del estado actual de la calidad en España. En las gráficas siguientes se muestran los resultados principales de las provincias más importantes. Los valores que se muestran corresponden a cifras del año 2002. La información en la columna CTT corresponde a la capacidad de los centros de transformación en las diferentes provincias.

Aunque inicialmente se tuvo en cuenta en el modelo variables como la potencia, la demanda y el número de clientes, durante el desarrollo de las pruebas realizadas se decidió solo tener en cuenta las siguientes:

- Entradas
 - Personal
 - Km red/usuario
 - Inversión
 - Facturación
 - Salida
- Salidas
 - TIEPI

– NIEPI³

3.11 Sectorización de las Empresas de Distribución

Las diferencias en parámetros técnicos y de mercado existentes entre empresas de distribución en España son grandes. Esta diferencia obligó a desarrollar un método de sectorización de las diferentes provincias, para lo cual se utilizaron 4 grupos de la A a la D. La sectorización se hizo teniendo en cuenta las siguientes características: longitud en kilómetros, número de clientes, consumo por empresa, potencia instalada, facturación en euros e inversiones

Los cuatro grupos que se consideraron integran las provincias dependiendo de su orden de importancia o tamaño dentro del negocio de la distribución.

3.12 Resultados obtenidos

Los resultados se presentan en dos grandes grupos: los relacionados con el ranking de eficiencia y con los valores objetivos del *tiepi* y el *niepi*. Los resultados del ranking de eficiencia para el segundo grupo se muestran en la figura 3.4.

Este ranking muestra que las provincias revisadas presentan valores de eficiencia que se mueven entre el 39 % y el 45 %. Estos valores resultan muy cercanos entre sí. Como el procedimiento de optimización busca los valores óptimos en los cuales la eficiencia se minimiza, la interpretación del resultado obtenido es, en este caso, que cada provincia analizada presenta frente a las demás una combinación de recursos que la hace estar con una eficiencia total del X % frente a las demás.

En cuanto a los resultados de valores objetivos del *tiepi* y *niepi*, la metodología utilizada permite conocer cuánto debería ser el valor de estos índices de acuerdo con las características de la empresa frente a las demás. Los resultados obtenidos se muestran en las figuras 3.5 y 3.6.

El área de la gráfica podría interpretarse como un indicador de la calidad del sistema; si se conocieran, por ejemplo, diagramas de varias zonas o varios países, podría compararse la calidad de esta forma.

³NIEPI: Número de interrupciones equivalente de la potencia instalada en MT

3.13 Desarrollos Futuros

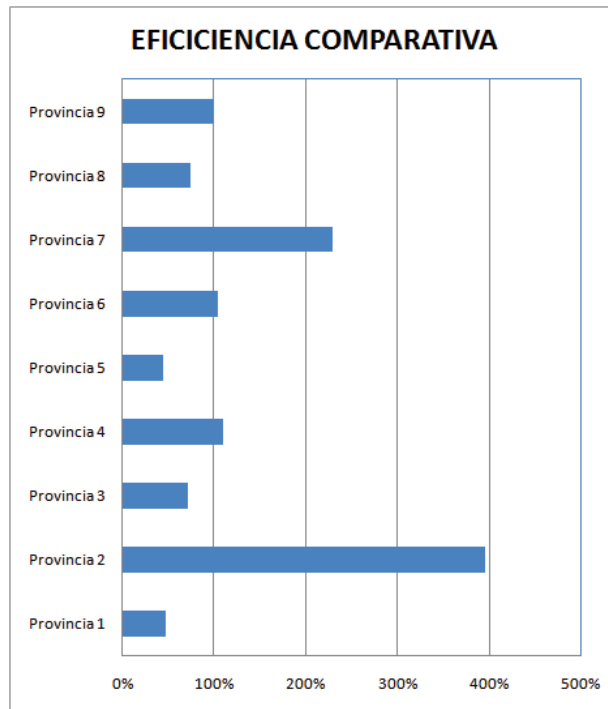


Figura 3.4: Eficiencia Comparativa: Resultado de la metodología *DEA* en las provincias seleccionadas

3.13 Desarrollos Futuros

La metodología *DEA* es aplicable en diferentes aspectos relacionados con la regulación de empresas de distribución; tales como con la fijación de la retribución, las metas de crecimiento, la comparación de calidad, la eficiencia relativa. Todos ellos pueden estudiarse bajo la óptica de esta metodología.

Para esto es necesario contar con la información necesaria. El grado de desagregación y la calidad y cantidad de información determinan la veracidad de los resultados.

3.13.1 Sumario

La utilización de la metodología *DEA* permite establecer mediciones de productividad en empresas de distribución. La información disponible no per-

Capítulo 3 Métodos de Frontera y la Calidad en la Distribución de Energía Eléctrica

TIEPI ACTUAL Y TIEPI OBJETIVO POR PROVINCIA

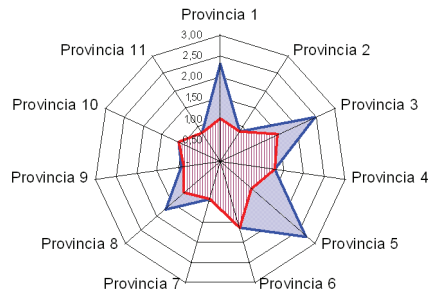


Figura 3.5: Tiepi Actual y Tiepi Objetivo por provincia. La distancia entre el valor actual y el valor objetivo es resultado de la aplicación de la Metodología *DEA*

mite realizar comparaciones entre diferentes empresas. Es necesario contar con algún tipo de metodología que permita clasificar empresas y poder de esta forma comparar de manera real empresas parecidas.

La metodología *DEA* no solo permite identificar cuál es el valor de la eficiencia sino que también permite determinar cuánto tienen que variar las provincias ineficientes para lograr eficiencias comparables con las demás.

Los valores así vistos pueden dar información al regulador o a la empresa para realizar recomendaciones o tomar decisiones relacionadas con parámetros técnicos - económicos que afecten a la eficiencia de la empresa, en este caso, en cada una de las provincias.

3.13 Desarrollos Futuros

NIEPI ACTUAL Y NIEPI OBJETIVO POR PROVINCIA

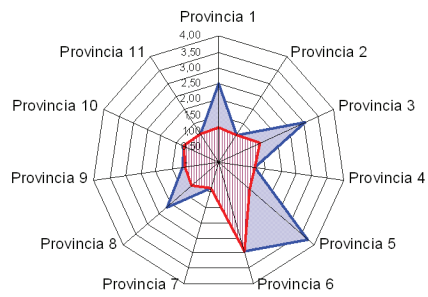


Figura 3.6: Niepi Actual y Niepi Objetivo por provincia. Al igual que la Figura anterior se muestran las distancias que deberían cumplir las provincias para ser eficientes.

Capítulo 4

Propuestas en el Entorno Regulatorio de la Distribución

En este capítulo se establecen una serie de propuestas para incluir en el entorno regulatorio aspectos relacionados con la construcción, la operación y la administración de los sistemas de distribución de energía eléctrica. Igualmente, se presentan los elementos teóricos con los que se formularon los modelos de simulación que se presentarán en el próximo capítulo.

4.1 Introducción

Uno de los objetivos de esta tesis es generar recomendaciones al regulador que le permitan mejorar la forma en que se está aplicando la retribución de la distribución de energía eléctrica. A continuación se muestran análisis y reflexiones que permitirían generar una propuesta de metodología para la fijación de las tarifas de acceso (parte regulada del costo de suministro final de energía).

Las propuestas a la metodología que aquí se presentan pueden ser extendidas al cálculo de las llamadas tarifas de último recurso o de última oportunidad de acuerdo con la legislación española. Este nuevo cálculo tarifario podría ser utilizado igualmente para establecer parámetros de comparación que permitan verificar precios de referencia y establecer la viabilidad de los contratos bilaterales que se pueden firmar entre comercializadores y clientes.

Esta propuesta metodológica permite establecer si los contratos cubren de forma acertada los requerimientos que antes se hacían a tarifa regulada.

Capítulo 4 Propuestas en el Entorno Regulatorio de la Distribución

Este aparte del documento se basa en las metodologías o modelos de remuneración propuestos y desarrollados en sistemas de distribución en Latinoamérica y Estados Unidos principalmente. El punto inicial de la metodología radica en conocer el valor del inmovilizado o bienes que componen la red de distribución eléctrica. Como se explicará acto seguido, en este sentido se consideran tanto los activos que se utilizan directamente para la prestación del servicio, tales como cables, transformadores, estructuras, aislamiento, servidumbres, etc., como los demás bienes, es decir como edificios, centros de atención al cliente, centros de llamada, unidades de reparación y construcción de redes, oficinas de atención comercial, etc. A continuación, se describe en detalle esta metodología.

4.2 Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

En este apartado se describe con detalle la metodología propuesta para establecer cargos en sistemas de distribución bajo esquemas de mercado y con componentes de eficiencia energética y generación distribuida.

4.2.1 Topología: Elementos que configuran los sistemas de distribución de energía eléctrica

El sistema a considerar para calcular los cargos asociados a la tarifa de acceso debe guardar relación con los flujos de energía anuales empleados en el momento de realizar el cálculo o el momento en el tiempo que se determine como el año de referencia para dicho fin. Los activos que estén construidos pero que no se hubieran puesto en operación, o activos que se hallen próximos a entrar en operación y por los cuales las empresas hubieran pagado, se considerarán como parte del sistema existente a efectos de calcular los cargos. En general, ha de incluirse la infraestructura existente para poder retribuir la misma de manera acertada. Esto se puede hacer desde dos puntos de vista: el primero es lo que realmente existe; en otras palabras, todo el sistema de distribución de la empresa que efectivamente se utiliza para la prestación del servicio, y el segundo, el que la empresa de manera óptima debería poseer para este propósito. En el primer caso, el sistema es el existente, por lo tanto, es contable o se puede valorar. En el segundo caso, el valor del sistema responde a valoraciones de sistemas eléctricos inexistentes, por lo tanto sólo pueden ser usados modelos para su valoración económica o técnica. A continuación, se valorarán los cargos para el sistema actual de acuerdo a lo existente, por ello, los cargos se calculan para el sistema existente. Los activos que estén construidos pero que no se hubieren puesto en

4.2 Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

operación, se considerarán como parte del sistema existente para efectos del cálculo de los cargos. Se describen ahora los activos:

- **ACTIVOS ELÉCTRICOS:**

- Activos de Conexión: Transformadores conectados a la red y el módulo de transformación de alta tensión. Los módulos de transformador de baja tensión pueden considerarse como parte de la conexión.
- Activos Eléctricos de distribución: son módulos de transformadores de conexión cuando estos no estén incluidos en la conexión al Sistema de Transporte: módulos de línea y líneas.

- **ACTIVOS NO ELÉCTRICOS:**

- Corresponden a los activos no eléctricos requeridos en las actividades de distribución local y pueden ser: edificios, vehículos y maquinaria, muebles, y equipos de cómputo.

Así mismo, se debe contar para la revisión con la descripción de los activos eléctricos que normalmente se encuentran fuera de servicio pero que se tienen disponibles por confiabilidad del sistema. Para estos activos particulares se reconocerán los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento-AOM.

4.2.2 Unidades Constructivas y costos unitarios

Es necesario disponer de la información de costo de las unidades constructivas para poder efectuar un chequeo de las cifras que las empresas contemplan en sus inventarios. Esta información debe ser desarrollada con el criterio técnico del regulador y bajo su tutela. Los activos que entren en el inventario se valorarán utilizando costos unitarios que representen su valor de reposición, independientemente del tiempo que lleven operando. Para la valoración se buscaría un equilibrio entre los precios históricos y la evolución reciente de los mercados para aquellos elementos susceptibles de sufrir variaciones considerables en sus costos. Por el momento, se considera que los elementos electrónicos de control y similares pueden incluirse dentro de dicha categoría, pero se precisa un análisis más detallado de acuerdo al tipo de elemento y su utilización dentro de la red.

Capítulo 4 Propuestas en el Entorno Regulatorio de la Distribución

4.2.3 Vidas útiles

Para la valoración de los activos se propone considerar los períodos de vida útil que se describen a continuación, los cuales representan un promedio de lo comúnmente aceptado en la industria. En algunos casos, como en los transformadores de distribución, por ejemplo, la vida útil sugerida podría considerarse baja si se tiene en cuenta que se hace un reconocimiento de gastos *AOM* para ese fin. Desde luego, hay que recordar que los valores propuestos (cualquiera que sean) tienen por objeto decir en cuánto tiempo quiere el regulador que se recupere la inversión del respectivo elemento; se busca que la estimación se aproxime lo más posible a la realidad, pero sin que su definición sea motivo de estudios profundos.

Elemento	Vida Util
Líneas de transmisión	25 años
Circuitos primarios	25 años
Redes de distribución	25 años
Transformadores de Potencia	25 años
Subestaciones (eq. Asociado)	25 años
Transformadores de Distribución	15 años
Equipos de maniobra, otros	15 años
Equipos de Centros de Distribución	15 años
Equipo de comunicaciones	10 años
Maquinaria	15 años
Construcciones	50 años
Vehículos	10 años
Muebles	10 años
Equipos de cómputo	5 años

Cuadro 4.1: Vida Útil del Equipo de Distribución

4.3 Flujos de Energía/Potencia y modelos de red

Uno de los requisitos de la metodología que se propone es que los distribuidores deben presentar el modelo detallado de sus sistemas de distribución local para cada mercado que atiendan. Para ello deberán utilizar los flujos de energía correspondientes al último año histórico, con las inyecciones reales en la red en el nivel de tensión correspondiente, y las ventas reales, así como las entregas a los comercializadores. Los cargos de transporte se calculan con los flujos de energía modelados por el transportador que cumplan con los porcentajes de pérdidas reconocidos. Dependerá de los distribuidores presentar el modelo detallado de sus sistemas para cada nivel de tensión sobre

4.3 Flujos de Energía/Potencia y modelos de red

Líneas de transmisión y distribución:	Para valorar líneas, circuitos primarios y redes de distribución secundaria, se deben utilizar los conductores normalizados que tenga la empresa, o en su defecto, utilizar los siguientes
Kilómetro de línea	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 1/0 AWG Para calibres iguales o menores al 1/0 AWG ✓ 4/0 AWG Para calibres iguales o menores al 4/0 AWG ✓ 336 MCM Para tamaños iguales o menores al 336 MCM
Kilómetro de circuito primario	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 556 MCM Para tamaños iguales o menores al 556 MCM ✓ 795 MCM Para tamaños iguales o menores al 795 MCM
Kilómetro de red	Las estructuras destinadas a la distribución como torres y postes deben utilizar solamente dos tipos de apoyos: Metálico o Concreto (la madera se asimila al concreto), tanto para circuitos sencillos, como para circuitos dobles.
Subestaciones:	Para valorar Módulos de subestación (de línea o de transformación) se deben utilizar módulos típicos. Los utilizados en la valoración anterior fueron los siguientes:
Bahías de Línea	<ul style="list-style-type: none"> Tipo 1 Barra Principal y Transferencia Tipo 2 Barra sencilla
Bahías de Transformador	<ul style="list-style-type: none"> Tipo 3 Reconectador y seccionador Tipo 4 Seccionador fusible
Transformadores de Potencia	<ul style="list-style-type: none"> Tipo 5 Celdas Tipo 6 Cortacircuitos Tipo 7 Otros
Circuitos de distribución y Subestaciones.	Las unidades constructivas deben incluir todos los elementos asociados a cada módulo, tales como: Costos de tableros (Protección, Medida y Control)
Transformadores de Distribución	Costos de equipo común, tales como transformador de tensión, equipos auxiliares AC y DC (Un porcentaje del costo de este equipo común se aplica al costo de cada módulo en proporción al número total de módulos existentes en la subestación.)
Equipo de compensación (KVAR)	Costo de módulos comunes, tales como: módulo de seccionamiento de barras, módulo de transferencia, módulo de acople de barras (Un porcentaje del costo de estos módulos comunes se aplica al costo de cada módulo en proporción al número total de módulos existentes en la subestación.)
Equipo de Protección (Pararrayos y Cortacircuitos)	Costo de otros equipos no considerados en los anteriores (al igual que en los casos anteriores, en proporción al número de módulos) Costo de Áreas Locativas (A cada módulo se debe asignar un costo por este concepto en proporción al número de módulos de la subestación)
Equipo de maniobra	Costo de capital invertido en terrenos (A cada módulo se debe asignar un área de terreno en proporción al número de módulos de la subestación). La Comisión unificará el área de terreno admisible por módulo. Costo de repuestos básicos para la operación confiable
Otros Costos	
Adicionalmente, las UC deben considerar todos los costos asociados al activo montado y en operación, tales como:	
<ul style="list-style-type: none"> a) Flete marítimo b) Seguros marítimos c) Gastos portuarios d) Arancel e) IVA f) Transporte terrestre g) Seguros terrestres h) Montaje y pruebas i) Supervisión de montaje j) Obras civiles k) Ingeniería y administración l) Costos financieros (intereses durante construcción) m) Imprevistos 	

Figura 4.1: Unidades Constructivas

Capítulo 4 Propuestas en el Entorno Regulatorio de la Distribución

el que se valorará sus activos para su posterior retribución. Esta actividad en cabeza de las empresas será vigilada por el regulador. El tratamiento de las pérdidas y la propuesta metodológica sobre las mismas se discuten a continuación.

4.3.1 Tratamiento de las Pérdidas

Comúnmente las medidas regulatorias consideran un determinado nivel de pérdidas técnicas admitidas para el cálculo de la remuneración de la actividad de distribución. La idea es reconocer un mayor costo de la compra de energía para representar las pérdidas técnicas reconocidas o admitidas en el cálculo de la tarifa. En el modelo previsto, las pérdidas afectan a los ingresos de la distribución por cuanto los cargos por uso están referidos a las pérdidas máximas reconocidas. Esto implica que la responsabilidad sobre las pérdidas técnicas recae sobre la actividad de distribución. El cálculo del valor unitario de los Cargos por Uso, o costo de la retribución de la distribución de energía eléctrica, se refiere a la cantidad de energía útil de los sistemas, descontadas las pérdidas máximas admitidas por la regulación.

Por la naturaleza de la actividad propia de la distribución, es decir, la gestión de redes, el manejo de las pérdidas técnicas resulta propio de ella. Las pérdidas técnicas son producto del fenómeno físico de la transmisión de energía a través de las redes y responden a estándares en función del estado de conservación y de vida útil del equipamiento. El método para la determinación de los coeficientes de pérdidas admitidas no deviene uniforme entre los modelos regulatorios que se aplican en el mundo, pero existen elementos comunes que vale la pena resaltar.

4.3.2 Tratamiento de las Pérdidas en sistemas de Transporte y distribución: Comparación Internacional

- En Argentina, se reconocen coeficientes de pérdidas diferentes para cada distribuidora, aun cuando en el proceso inicial de privatización se impusieron los mismos coeficientes para áreas compartidas por algunas de ellas. Los coeficientes de pérdidas totales reconocidos en la distribución del área metropolitana de Buenos Aires (las principales distribuidoras de Argentina, que concentran el 40% de la demanda total), que se aplican sobre los costos de compra de energía y que fueron fijados desde el inicio de la gestión de los concesionarios privados son los siguientes: (AT: Tensión igual o mayor de 66 kV MT: Tensión

4.3 Flujos de Energía/Potencia y modelos de red

	Potencia	Energía
Alta Tensión	1.03	1.028
Media Tensión	1.079	1.072
Baja Tensión	1.143	1.128

Cuadro 4.2: Pérdidas Argentina

mayor de 1 kV y menos de 66 kV BT: Tensión Menor de 1 kV.)¹

- En el caso del Perú, también se fuerza una vigorosa gestión de recuperación de pérdidas a través de los coeficientes reconocidos y de los coeficientes estándar. Los resultados de pérdidas obtenidas para el año 2004 (14,5 % de promedio del Perú) representaron una disminución del 2,6 % respecto del 2003 y del 5,1 % respecto del 2002. Asimismo, estuvieron ligeramente por debajo de las pérdidas reconocidas en las tarifas de ese año (15,0 %).

El cálculo de los valores reconocidos se realiza en los estudios previos a la revisión del cuarto año de los cuadros tarifarios, en los estudios que encargan las empresas y el que solicita la *CTE - Comisión de tarifas eléctricas*. Los cálculos de pérdidas técnicas se efectúan sobre el diseño de red adaptada que se determina para cada sector típico de distribución con el estado de cargas del año base, y los niveles de pérdidas no técnicas se establecen en base a las tendencias de recuperación observadas en el período tarifario anterior, y a valores razonables de costo/beneficio involucrados en la gestión del recobro.

Los valores iniciales y finales establecidos para el período 2000/2005 varían por empresa y año y contemplan una sobrevaloración de entre el 75 % y el 30 % respecto de los valores estándares; se indican en la tabla siguiente los factores de expansión por pérdidas correspondientes a energía en baja tensión, por sector típico, máximos y mínimos:

- En el modelo chileno, la regulación establece un nivel reconocido de pérdidas técnicas y no técnicas, de potencia y de energía que se incorporan como valor agregado de la distribución. Dichos valores se corresponden con los valores técnicos de pérdidas en las redes adaptadas y el monto de pérdidas no técnicas que es económico reconocer;

¹El resumen de esta sección pertenece en su mayor parte a *Perspectivas del Negocio de Distribución en Colombia*, elaborado por el COCIER, 2005.

Capítulo 4 Propuestas en el Entorno Regulatorio de la Distribución

Sector Típico	2000	2005
1 - Mínimo	1.1559	1.1350
1 - Máximo	1.1559	1.1350
2 - Mínimo	1.1559	1.1350
2 - Máximo	1.2791	1.2114
3 - Mínimo	1.1743	1.1528
3 - Máximo	1.3017	1.2317
4 - Mínimo	1.1743	1.1528
4 - Máximo	1.2136	1.1770

Cuadro 4.3: Pérdidas Perú

el término económico se refiere a que eliminar ese monto de pérdidas insumiría un costo superior al beneficio de la reducción. El hecho de que la tarifa reconozca un cierto nivel de pérdidas no técnicas (en general no más del 20 a 30 % de las pérdidas técnicas) significa una suerte de subsidio donde todos los que pagan cubren hasta un cierto nivel el hurto de los que no pagan. Los valores de pérdidas están definidos por área típica; algunos de estos valores son:

Area	PPBT	PEBT	PPAT	PEAT
Area 1	1.0939	1.0703	1.01	1.0068
Area 2	1.1036	1.0763	1.022	1.0109
Area 3	1.1046	1.0832	1.036	1.0207
Area 4	1.1254	1.099	1.049	1.0275

Cuadro 4.4: Pérdidas Chile

Donde, PPAT: pérdidas de potencia en media tensión; PPBT: pérdidas de potencia en baja tensión; PEAT: pérdidas de energía en media tensión; PEBT: pérdidas de energía en baja tensión. En el caso de las tarifas de baja tensión, se reconoce el producto entre PPAT y PPBT para la potencia y el producto entre PEAT y PEBT, para la energía. En general los factores reconocidos son inferiores a los que se dan en la práctica.

- En el modelo regulatorio inglés, las pérdidas de energía se analizan desde una perspectiva de eficiencia de operación e inversiones en activos. Por más que en la fórmula de control de precios existe un incentivo para la reducción de las mismas, la experiencia pasada indica que este

4.3 Flujos de Energía/Potencia y modelos de red

incentivo no funcionó de manera eficiente. En particular se observó un aumento en el nivel de pérdidas del último periodo tarifario. En la nueva revisión tarifaria se decidió reforzar los incentivos a la mejora en el nivel de pérdidas, lo cual se realizó a través de un ajuste en la remuneración base. De acuerdo con el desempeño de cada distribuidora, durante el último período tarifario se ajusta en +/- 0,25 % la remuneración base. Las empresas que mejoraron obtienen un premio mientras que las que aumentaron sus pérdidas ven disminuida su remuneración.

4.3.3 Propuesta

El denominador común que se observa en los modelos regulatorios descritos anteriormente es que todos se han iniciado con elevados índices de pérdidas y que, mediante la aplicación sostenida de coeficientes teóricos de incremento del costo de compra de energía como incentivo a la recuperación de pérdidas, han obtenido resultados satisfactorios.

Adicionalmente, en todos ellos se ha considerado necesario introducir o reconocer un porcentaje de pérdidas no técnicas para validar el hecho de que, aun en presencia de la gestión más eficiente, se tendrán limitaciones en la eliminación de dichas pérdidas. Ahora, lo anterior se aplica para baja tensión, pero no parecen existir razones para aceptarlo en media y alta tensión. Al nivel de transporte, no parece tener mucho sentido realizar un reconocimiento de pérdidas no técnicas.

Por ello, se propone mantener los porcentajes de pérdidas por ahora y con la información de las empresas establecer las pérdidas reales en los diferentes elementos o unidades constructivas que conforman los sistemas de distribución, tanto en diferentes condiciones topológicas como según las diversas exigencias de carga.

Como este proceso requiere tiempo de análisis y cálculo, mientras se obtienen resultados, se sugiere mantener un valor fijo de pérdidas totales reconocidas como propias (un valor de porcentaje X % resultado de un proceso de consolidación de cifras; en diversas regulaciones este valor puede estar cercano al 1,5 o 2 %).

Sin embargo, el objetivo final de este apartado es fijar un nivel de pérdidas acorde a los valores actuales reales. Por lo tanto, se puede establecer una metodología similar a la del capítulo anterior para establecer una meta de pérdidas utilizando la metodología *DEA*. Para realizar un análisis detallado y aplicar esta metodología para la revisión de pérdidas se requiere información que no se halla al alcance de esta tesis.

Capítulo 4 Propuestas en el Entorno Regulatorio de la Distribución

4.4 Consideraciones sobre la calidad

La expresión de la calidad se objetiva mediante indicadores que miden el comportamiento del servicio prestado, según los componentes de continuidad del suministro y calidad de la onda de tensión.

Los indicadores de calidad se consideran generalmente en dos niveles: Índices individuales de clientes, que denotan la calidad que experimenta un cliente en particular e índices de sistema, que reflejan el comportamiento conjunto del sistema considerando promedios o promedios ponderados de los indicadores individuales, o bien, tomando mediciones para conjuntos de la red. Pueden calcularse para toda la red de una Distribuidora o de una zona de servicio, región, etc.

La regulación del control de las interrupciones discrimina, en general, entre las interrupciones programadas (emergentes de la necesidad de operar y mantener la red) y las intempestivas o imprevistas (fallas). Las causas que originan éstas últimas son variadas y su tratamiento excede el presente estudio, no obstante cabe referir la vinculación que existe entre la variable técnica (medición de la continuidad del suministro) y la variable económica (monto de las inversiones aplicables a la red). Los *índices individuales* de la continuidad del suministro determinan el número de ocasiones que un cliente es interrumpido y el tiempo en que está sin suministro. Los más comunes son:

- Número de interrupciones (interrupciones período)
- Duración media de interrupciones (horas interrupciones)
- Duración total de las interrupciones (horas/periodo)

Aunque en la actualidad resulta posible medir la calidad individual en cada cliente, esto sigue siendo muy costoso. Una alternativa es calcular estos últimos basándose en medidas en los centros de transformación de MT/BT y en la topología de la red para determinar los clientes afectados.

Los *índices de sistema*, en general, también determinan el número de interrupciones y su duración. Pueden basarse en el número de clientes afectados o en la energía no suministrada.

Las mediciones de la calidad de muchos países discriminan explícitamente el comportamiento entre zonas rurales y urbanas. Las regulaciones de la calidad tienden a reconocer esta diferencia.

La regulación por incentivos ha desarrollado mecanismos para procurar que las distribuidoras, actuando libremente en un intento de optimizar su

4.4 Consideraciones sobre la calidad

función de producción, alcancen los objetivos de calidad del servicio público de distribución establecidos por el regulador.

Estos mecanismos han consistido, generalmente, en la aplicación de sanciones o penalizaciones económicas (multas) por el incumplimiento de los parámetros objetivos establecidos.

Definido el costo de la calidad por la gestión de la empresa y la función de la penalización por el regulador, la distribuidora tenderá a minimizar la función de costo total, lo cual logra en el punto de calidad en el que se igualan el costo marginal del servicio y el costo marginal de la sanción. Esta condición de racionalidad en el comportamiento de las distribuidoras resulta central para el diseño de los incentivos para la calidad. Además indica que la señal económica racional hacia la obtención de determinado nivel de calidad, dada la función del costo del servicio (que razonablemente puede variar dentro de un margen acotado para un rango de eficiencia), está determinada por la función del costo de la penalización. El esquema de remuneración podría incluir un componente que valore el nivel de calidad que está en disposición de entregar el distribuidor, de manera que, a medida que éste pueda ofrecer mejores niveles de continuidad en la prestación del servicio, vea sus esfuerzos reflejados en la tarifa que cobra a los usuarios por el mismo. La estructura del esquema sería la de compensaciones simétricas y metas dinámicas de calidad para los operadores de redes. En el medio plazo, cada empresa podrá tener metas diferentes a las de las demás empresas, tanto para cada uno de los indicadores ($TIEPI = NIEPI$) como para cada tipo de mercado (urbano o rural disperso).

La forma de fijar estas metas de calidad se mostró detalladamente en el capítulo anterior.

4.4.1 Propuesta

Dado que se propone un esquema de ingreso regulado para la actividad, el esquema de calidad debería ser un híbrido entre el empleado para el sistema de transporte y los indicadores de calidad. De esta manera, se definirían metas de indisponibilidad para los diferentes tipos de activos (o unidades constructivas) así como metas de indicadores de $TIEPI$ y $NIEPI$, ambos utilizando la metodología DEA .

Capítulo 4 Propuestas en el Entorno Regulatorio de la Distribución

	Aspectos regulados de la calidad	Responsabilidad de la distribuidora	Incentivos/ Penalizaciones. Beneficiario de las penalizaciones	Zonificación de objetivos de calidad	Modo de control de la calidad	Tipos de índices de calidad	Separación distribución/comercialización	Regulación de la calidad por etapas
Argentina	Continuidad del suministro – calidad de la onda de tensión – calidad de atención al cliente.	Confiablez agregada: generación, transporte, distribución y comercialización.	Penalización: bonificación en tarifa a los usuarios afectados	Por nivel de tensión: AT, MT y BT.	Informe de las distribuidoras sobre sus bases de datos de contingencias. Control selectivo de auditoría regulatoria.	Etapas 1: índices de sistema Etapas 2: índices individuales	No	No
Chile	Continuidad del suministro – calidad de la onda de tensión – calidad de atención al cliente.	Sólo calidad de distribución. Deben cubrir tres años de demanda.	Penalizaciones.	Zonas urbanas y rurales (detalle pendiente de definición)	Clientes concretos. Nudos elegidos estadísticamente. Encuestas anuales.	Índices individuales y de sistema	No	No
UK	Calidad de atención al cliente	Sólo calidad de distribución.	Penalización: compensación a los clientes afectados	Flexibilidad de la norma de calidad en zonas de difícil suministro (Escoda)	Encuestas a clientes, informes de Distribuidoras al Offer.	Individuales garantizados, de sistema objetivos	Si	No
Francia	Continuidad del suministro y calidad de la onda según contratos	Según contratos	Según contratos.	Por tensión (0>x<63 kV) y por cantidad de habitantes (>x<100,000)	Compromisos de EDF con clientes en MT y AT.	Índices individuales	No	No
NYSEG	Continuidad del suministro y calidad de atención al cliente	Criterio genérico del abastecimiento	Incentivos/ Penalizaciones.	12 divisiones del mercado de la distribuidora.	Control sobre cada una de las 12 divisiones de la distribuidora.	Índices de sistema.	No	Si
Noruega	Nivel de tensión y frecuencia. En proyecto: continuidad del suministro	Según contratos. Para del suministro si la falla tiene su origen en las redes de distribución.	Penalidad en caso culpa distribuidora, arbitraje por comité.	Según contratos. Para continuidad del suministro no hay zonificación.	Informes obligatorios a los clientes	Individuales según contrato del suministro, índices individuales.	Si	No
Colombia	Continuidad del suministro y calidad de la onda de tensión.	Sólo calidad de distribución	Compensaciones por mala calidad, sin indemnización de Ley.	Por número de habitantes	Informe de las distribuidoras sobre contingencias. Aviso de usuario o base contingencia distribuidora.	Hasta 2003: índices transformador de distribución. Después 2003: índices individuales	Si	Si

Figura 4.2: Comparativa Internacional

4.5 Administración, Operación y Mantenimiento AOM

La remuneración en transporte debe hacerse de tal forma que incluya la existencia de respaldo en los activos de conexión, minimizando así los casos en los cuales las fallas en componentes específicos de las subestaciones terminen en interrupciones del servicio para los usuarios aguas debajo de la conexión. De igual manera, en los circuitos de transporte sin suplencia (radiales) y sin generación embebida, se podría incluir dentro de la remuneración los costos de dicha suplencia. Si con esta consideración se presentarían interrupciones por fallas en los activos de transporte, el transportador responderá ante el distribuidor por las compensaciones que se deriven de sobrepasar las metas, al costo de la disponibilidad a pagar del usuario.

Estas metas de calidad se tendrían que fijar de acuerdo con la metodología descrita en el capítulo anterior.

4.5 Administración, Operación y Mantenimiento AOM

Los gastos anuales por concepto de Administración, Operación y Mantenimiento se calculan como un porcentaje del valor de reposición de los activos eléctricos en cada uno de los niveles de tensión. Estos gastos incluyen el costo de todas las instalaciones y los egresos destinados a la operación, mantenimiento y administración de los activos de transporte. Están incluidos, de la misma manera, los gastos por concepto de seguros a edificios e instalaciones, los costos de capital de operación y mantenimiento de los vehículos, de los equipos de mantenimiento, de las herramientas y de los instrumentos necesarios para desarrollar las actividades de operación y mantenimiento y los costos y gastos de talleres, oficinas y edificaciones destinadas a la operación y mantenimiento.

4.5.1 Comparaciones internacionales

- En los modelos de Chile y Perú, se incluyen: i) los costos de operación del sistema de distribución, ii) los costos de conservación y mantenimiento, de administración y generales, iii) los gravámenes y contribuciones, seguros, y asesoramiento técnico, y iv) otros costos que la autoridad regulatoria considere necesarios para la explotación del servicio en la zona de concesión.

No se incluyen las depreciaciones, los déficits de ganancia en ejercicios anteriores, ni ningún costo financiero, impuestos, contribuciones por dividendos de acciones, servicios de intereses, amortización de préstamos, bonos y otros documentos. Perú excluye explícitamente costos

Capítulo 4 Propuestas en el Entorno Regulatorio de la Distribución

de actividades no reguladas. Ambos modelos descartan los gastos de explotación originados por un mal diseño de las instalaciones o por su antigüedad, o por un aumento de la vida útil. Y ambos establecen que los costos de explotación correspondientes a la empresa modelo son determinados cada cuatro años, y la información elaborada debe permitir realizar un análisis crítico, con especial énfasis en el personal utilizado, su cantidad, calificación, productividad y nivel de remuneración, utilizando para ello información de difusión pública. Asimismo, las compañías deben proporcionar al regulador información anual actualizada de estos costos. Esta se incluye en el análisis de la rentabilidad del conjunto de las concesionarias, cuyo apartamiento respecto de un determinado margen de referencia dispara un nuevo estudio tarifario.

- En Perú, la Resolución de la *CTE* (Comisión de Tarifas Eléctricas) N° 001-98 (Enero 1998) fijó las tarifas de distribución en base a cuatro sectores típicos. En ella se consigna el costo anual de explotación de MT y BT para cada sector típico, el cual, expresado como porcentaje del valor nuevo de reemplazo de los activos, arroja los valores que se presentan en la siguiente tabla.

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
MT	7.2%	8.1%	8.5%	4.9%
BT	7.7%	9.4%	8.5%	4.9%

Cuadro 4.5: Costo Anual de Explotación

- El modelo regulatorio de España analiza los costos de administración, operación y mantenimiento a través del modelo de Red de Referencia, basado en el concepto de costos unitarios, el cual analiza detalladamente los requerimientos en materia de costos de explotación (mantenimiento preventivo y mantenimiento correctivo, costos de operación), de comercialización y otros costos. El modelo permite calcular valores unitarios de referencia para distintas zonas de distribución, estableciendo los costos de mantenimiento tanto preventivo como correctivo y valorando los costos de operación de la red según la superficie distribuida, los condicionantes ambientales, de calidad y la ubicación de la carga.
- En el modelo inglés, estos costos se analizan sobre la operación real de las compañías, el cual se realiza bajo el criterio de *used and usefull*. La

4.5 Administración, Operación y Mantenimiento AOM

práctica regulatoria inglesa tiene determinada la realización de estudios comparativos de costos, basados en indicadores de desempeño, que permiten evaluar la razonabilidad de los costos incurridos por cada distribuidora. En la última revisión tarifaria, estos costos alcanzan a la mitad de los ingresos anuales totales permitidos.

- En el modelo argentino, cabe diferenciar dos etapas en la consideración de estos costos (definidos como costos de operación y mantenimiento):
 - En la etapa de la privatización, para el cálculo de las tarifas que formaron parte de la licitación de las concesiones de distribución, estos costos se evaluaron entre el 1,5 % y el 8 % del valor de los activos.
 - En la etapa de revisión de las tarifas originales, el procedimiento actualmente en desarrollo consiste en comparar los costos reales informados por las empresas con estándares teóricos y cálculos basados en el perfil de reposición de los elementos constitutivos de la red, los equipos y personal necesarios para la tarea. Lo que se vislumbra en las revisiones tarifarias en desarrollo es un alto grado de dispersión de valores que, para ser comparados, requieren referenciarse a las características particulares de cada distribuidora .

4.5.2 Propuesta

Con el fin de hacer consistentes las definiciones de gastos para actividades similares o que se consideran dentro de los mismos parámetros, se establecen los gastos *AOM* como una proporción del valor de remplazo o de reposición de los activos eléctricos. El cálculo de los activos eléctricos requiere de instrumentos financieros y contables que unidos con aspectos tecnológicos complican su valoración. Sin embargo, con las opciones tecnológicas actuales y los instrumentos informáticos, esta tarea se facilita de manera enorme. En este momento, se podría tener en tiempo real la situación de cualquier parte del sistema de distribución. En el próximo capítulo, se muestra una herramienta desarrollada para realizar el cálculo del Valor Agregado de Distribución - *VAD*; con esta herramienta se puede simular el valor de los activos de distribución, con dicha información puede generarse el valor de la Administración, Operación y Mantenimiento del mismo. Sin embargo, y a falta de la información por parte de las empresas, el valor de reposición de los activos eléctricos usado históricamente es del 2.5 %, y en zonas con alta contaminación se reconoce un 0.5 % adicional por este concepto.

Capítulo 4 Propuestas en el Entorno Regulatorio de la Distribución

4.6 Weight Average Cost Capital - WACC

A continuación, se presenta una descripción general del método más comúnmente utilizado en procesos de fijación de la remuneración o retorno adecuado del capital de servicios o actividades con características monopolistas: el promedio ponderado del costo del capital

Para el cálculo de la tasa de retorno apropiada, y por tanto de la tasa de descuento para la serie de flujos de efectivo, se utiliza el denominado *WACC* o costo de capital promedio ponderado, definido como:

$$WACC = W_d * (1 - \lambda) * K_d + W_e * K_e / (1 - \lambda) \quad (4.1)$$

Donde W denota el peso de ponderación; K_d , el costo de la deuda; K_e , el costo del capital propio (equity), y λ , la tasa de impuesto marginal.

Para calcular la tasa de retorno se toma entonces como base el costo de capital ponderado antes de impuestos. Además, reconociendo que las estimaciones de mercado del costo del capital propio K_e consideran el flujo de efectivo después de impuestos, se calcula el *WACC* antes de impuestos mediante la siguiente fórmula:

$$WACC = W_d * K_d + W_e * K_e / (1 - \lambda) \quad (4.2)$$

El cálculo se divide en dos partes. En primer lugar, se estima el retorno medio esperado durante el período tarifario, o *WACC* histórico, utilizando valores promedio de los diez años precedentes, período correspondiente al tiempo de desarrollo de la industria de transporte de gas. En segundo término, como referencia para nuevas inversiones, se estima el *WACC* corriente utilizando los últimos valores disponibles. El horizonte de la inversión (vida útil de los activos) asumido es de 20 años.

4.6.1 Estructura de capital y costo de la deuda K_d

Una estructura de capital es usualmente asumida como óptima ($W_d = 0.6$ y $W_e = 0.4$) y es consistente con la de industrias con predominio de activos tangibles y flujos de caja estables. En 1991 un sondeo entre Public Utilities en EEUU indicó en promedio la misma estructura D/E de 1.5.

El costo de la deuda se refiere a la tasa de crédito promedio obtenible por los inversionistas, la cual depende de la valoración particular de la solvencia del tomador del crédito y del riesgo de su flujo de ingresos. En principio debe tomarse el rendimiento de mercado ofrecido sobre bonos de largo plazo emitidos por la empresa. En la práctica los recursos de deuda de los transportadores provienen de deuda comercial de largo plazo en dólares o euros.

4.6 Weight Average Cost Capital - WACC

4.6.2 Costo del capital propio (equity) K_e

Para estimar el costo del capital propio se determina la tasa libre de riesgo correspondiente y las primas de riesgo por encima de esa tasa que compensan la incertidumbre de la inversión. Los factores de riesgo relevantes son el riesgo del negocio y el riesgo país. El costo de capital propio viene dado por la siguiente expresión:

$$K_e = r_f + prn + prp \quad (4.3)$$

Donde r_f representa la tasa libre de riesgo; prn , la prima por riesgo negocio, y prp , la prima por riesgo país.

4.6.3 Tasa libre de riesgo y retorno del mercado

Como tasa libre de riesgo, se toma el rendimiento en bonos del tesoro de 20 años. La prima de riesgo del negocio mide el retorno por encima de la tasa libre de riesgo requerido para compensar el riesgo de invertir en un negocio determinado. Usando el modelo *CAPM* estándar², esta prima se calcula de la siguiente manera:

$$prn = B * (r_m - r_f) \quad (4.4)$$

Donde r_m es la tasa de retorno media del mercado; $(r_m - r_f)$ es la prima de riesgo del mercado, y Beta (B) mide la sensibilidad del negocio relativa a los movimientos del mercado. Beta es la medida del riesgo de la inversión. Para el *CAPM* el riesgo relevante es aquel sistemático, no diversificable en un portafolio eficiente.

4.6.4 Prima riesgo país

La prima por riesgo país se estima utilizando los *spreads*³ de los bonos de deuda en dólares respecto a los del tesoro americano. Se toma como referencia los *spreads* entre bonos con vencimiento a 20 años. Para estimar la tasa de retorno real se efectúa el ajuste por inflación.

4.6.5 Comparación internacional

- En Perú, la rentabilidad regulada es del 12% anual (expresada en términos reales) sobre el VNR de la red adaptada. Sin embargo, la

²Modelo es utilizado para determinar la tasa de retorno teóricamente requerida para un cierto activo, si éste es agregado a una Cartera de inversiones adecuadamente diversificadas.

³En general diferencia entre el precio de venta y el precio de compra

Capítulo 4 Propuestas en el Entorno Regulatorio de la Distribución

rentabilidad real que percibe el accionista y los dividendos que pagan las acciones surgen de los beneficios resultantes de la gerencia de la empresa.

La regulación establece la rentabilidad sobre el capital inmovilizado en la red sin considerar el origen del capital, por lo que se desprende que la tasa de rentabilidad se aplica sobre los activos de la empresa y se puede equiparar con el *WACC*, que es el costo del capital de terceros y el capital propio de los accionistas, calculado como promedio ponderado de acuerdo con la participación de cada uno de ellos en la estructura de activos de la firma.

Cuando realiza el cálculo tarifario, la *CTE* (Perú) verifica el rendimiento del conjunto de las distribuidoras eléctricas de la siguiente manera: una vez determinado el *VNR*, se realizan los estudios de costos del *VAD* con el fin de verificar la *TIR* que tendrían las inversiones eficientes del conjunto de empresas de distribución en un sector típico.

La verificación consiste en armar un flujo de caja en el que se busca recuperar la inversión eficiente de la totalidad de las empresas de distribución para un periodo de 25 años. Los ingresos se calculan como aquellos que se hubieran obtenido si se hubiesen aplicado los precios básicos a la totalidad de suministros del ejercicio anterior. Los gastos son los costos de operación y mantenimiento del sistema del ejercicio inmediato anterior. La *CTE* está facultada para evaluar y revisar esos costos ya que los mismos deben corresponder a valores estándares internacionales aplicables al medio.

Finalmente, al descontar el flujo de fondos se observa el valor que adquiere la *TIR*. En la Ley de Concesiones Eléctricas se señala que, si la *TIR* se encuentra entre el 8% y el 16%, el *VAD* calculado es definitivo.

- La tasa de rentabilidad real reconocida en Chile a las distribuidoras es del 10% y se fija por Ley. Al igual que en Perú, la rentabilidad regulada se aplica sobre el *VNR* de la red. Y la tasa de rentabilidad real que percibe el accionista y los dividendos que pagan las acciones surgen de la generación de beneficios por los resultados de la gestión de la empresa.

También en el modelo chileno existe un mecanismo de validación de la tasa de rentabilidad para el conjunto de las empresas de distribución. La verificación se realiza a nivel del conjunto de la industria, observan-

4.6 Weight Average Cost Capital - WACC

do que el rendimiento del conjunto se sitúe en una banda de $\pm 40\%$ respecto de la mencionada tasa del 10% .

Dentro del periodo tarifario de cuatro años, la CNE (Comisión Nacional de Energía - Chile) verifica la rentabilidad promedio del conjunto de las concesionarias de acuerdo con la información suministrada por las mismas y, si existen apartamientos mayores al 40% debe adelantar la ejecución de los estudios tarifarios para revisar el *VAD*.

- En Inglaterra y Argentina, puesto que no se hace referencia específica en las respectivas leyes al valor que debe adoptar la tasa de rentabilidad sino que se enuncian los lineamientos que deben cumplir, los reguladores adoptaron para el cálculo de la tasa de rentabilidad a reconocer a los accionistas el modelo *CAPM* (*Capital Asset Pricing Model*). En el caso de Inglaterra, dado que la tasa de rentabilidad se aplica sobre el nivel de activos de la empresa, una vez determinadas la tasa de interés reconocida para la deuda y la tasa de rentabilidad del accionista, a través del *WACC*, se establece la tasa de rentabilidad para las empresas de distribución eléctrica. En Argentina, en las revisiones tarifarias del transporte realizadas por el organismo regulador se utilizó una versión adaptada del modelo *CAPM*.

Estudiadas las distintas formas en que los países determinan las tasas de rentabilidad para el servicio de distribución de energía eléctrica, se compara la tasa de rentabilidad adoptada para la distribución eléctrica. En el siguiente cuadro se resumen los valores de la tasa de rentabilidad real, antes de impuestos, de los diferentes países:

País	Tasa de Rentabilidad real antes de Impuesto
Argentina	13.9 % - 17.2 %
Colombia	9.0 %
Chile	10.0 %
Inglaterra	6.5 %
Perú	12.0 %

Cuadro 4.6: Costo Anual de Explotación

El caso colombiano resulta similar al de Perú y Chile, en cuanto a que las tasas se aplican al cálculo de la rentabilidad de los activos (ya sea que estén financiados por capital propio o de terceros) antes de impuestos a la renta. En Inglaterra, la tasa del $6,5\%$ incluye el ajuste de la tasa del impuesto a las ganancias y corresponde a un cálculo de rentabilidad sobre activos (*WACC*).

Capítulo 4 Propuestas en el Entorno Regulatorio de la Distribución

En términos de largo plazo, si bien la fijación de la tasa de rentabilidad en un valor específico introduce rasgos de rigidez, ello ha de ser considerado como propio de la metodología de la regulación por incentivos (tipo *price-cap*). Constituye un riesgo de la actividad, pero forma parte de las condiciones básicas que definen el negocio. Esta observación se relaciona con la imposibilidad de incorporar los cambios en los niveles de riesgo, tanto de la actividad como de la economía en particular (riesgo país). Cuando se producen disminuciones en los niveles de riesgo, el usuario del servicio público se ve afectado negativamente y se resquebraja el equilibrio macroeconómico que supone el principio de eficiente asignación de recursos. Lo mismo es válido para la empresa distribuidora en tanto se verifique un aumento del riesgo de la actividad y/o riesgo país.

4.6.6 Propuesta

Aunque el método de cálculo de la tasa de retorno descrito en esta sección es empleado con bastante frecuencia, debe reconocerse que tiene algún grado de subjetividad, especialmente si se aplica en medios en donde algunos de los componentes de la fórmula deben ser obtenidos por tanteo o por comparación de su comportamiento en mercados distintos de aquel en que van a aplicarse.

Tal vez un punto de mayor importancia que el método que se emplee finalmente para determinar la rentabilidad permitida (de referencia o garantizada) sea la consistencia de las tasas reconocidas en las diferentes actividades monopolistas que el mismo regulador evalúa. Lo que se quiere decir con esto es que el punto fundamental de la remuneración de actividades no competitivas es la concordancia entre el retorno de la inversión y el riesgo que se percibe al llevar a cabo dicha actividad, dado que, si las tarifas están correctamente establecidas, es poco el margen que el propietario de los activos tendría para compensar la pérdida de rentabilidad debida a riesgos propios del negocio. En el siguiente capítulo se muestra una herramienta informática que permite realizar diversas sensibilidades a los costos de capital en una empresa de distribución. Igual que en el caso del *VAD*, se requiere información real de las empresas para poder generar resultados confiables.

4.6.7 Centros de control de distribución

Los costos por Centros Locales de Distribución deberán asignarse en función del monto de los activos. Considerando que tales Centros de Distribución conllevan una reducción de los costos de operación de los Sistemas de Distribución Local, solo se remunerará un porcentaje (puede ser cercano al 50 %)

4.7 Obras financiadas por terceros

del valor de estos activos.

4.7 Obras financiadas por terceros

Las obras financiadas por terceros que no correspondan al plan de expansión deben ser tenidas en cuenta para la determinación y reconocimiento de los gastos *AOM*, pero no estarán incluidas en la base de activos para la determinación de la remuneración de la actividad de la Distribución.

4.8 Estructura de cargos

El nivel de los cargos se fijaría como un tope de precio, con los elementos de valoración de activos, *WACC*, pérdidas, etc.

- Como primera opción se podría tener un esquema de sólo cargo variable (en el que pudiera darse discriminación por niveles de consumo), lo cual sería interesante para pequeños consumidores, en el que también se tendrían los consumidores ocasionales (respaldo, autogeneradores, zonas turísticas). Este esquema es el más adecuado en la fijación de una tarifa de último recurso o de última oportunidad.
- La segunda opción sería una tarifa en dos partes, con un pago fijo alto, y un cargo por consumo cercano al costo marginal.

El diseño de las estructuras tarifarias podría ser desarrollado por el regulador para ser aplicado por los distintos distribuidores, o podrían ser diseñados por estos últimos para aprobación del regulador. Este proceso de creación de menús tarifarios es una actividad compleja tanto para el regulador como para las empresas de distribución.

Una descripción bastante detallada de los procesos conceptuales y de implementación que tendrían que seguirse para la aplicación de la estructura de cargos se muestra en el Anexo 1.

Como conclusión de esta implementación tarifaria, se puede decir que la empresa posee la posibilidad de ofrecer menús que acerquen la tarifa al costo marginal a medida que aumenta el consumo. El equilibrio del mercado se obtiene, entonces, con un nivel mayor de ventas y utilidades y se entrega un mayor excedente al consumidor. Por supuesto estamos hablando de la parte regulada de la tarifa y no de una tarifa integral.

En resumen, cabe resaltar lo siguiente:

Capítulo 4 Propuestas en el Entorno Regulatorio de la Distribución

- La regulación por ingreso medio que se aplica actualmente, además de los problemas asociados al factor de ajuste y al control administrativo de la aplicación, no genera la mayor eficiencia económica en la configuración estática ni en la dinámica.
- En general, los esquemas de regulación por incentivos se traducen en mayor eficiencia económica.
- Los esquemas multiparte (fijo más variable) de tarifas parecen generar los resultados más positivos sobre la eficiencia económica. Además, si el regulador impone la opción mandatoria, los usuarios de menores consumos estarían protegidos y la empresa aún tendría incentivos para aumentar la penetración del mercado con tarifas marginales más bajas, en un período de transición hacia mercados libres.

4.8.1 Propuesta

Por las razones expuestas en los modelos estudiados para el caso de la distribución de energía eléctrica, parece ser lo más recomendable el esquema de menús de pares de cargos (fijos y variables) con una opción mandatoria para proteger a los usuarios pequeños. Se proponen así bloques tarifarios, en los que el distribuidor define un menú de pares de cargos fijos y variables de acuerdo con los parámetros definidos por el regulador. Por su parte, el Distribuidor debe ofrecer obligatoriamente al usuario doméstico la posibilidad de optar por un cargo variable equivalente al costo medio del bloque tarifario correspondiente.

4.9 Reglas de administración del sistema

Resulta conveniente la organización de un esquema integrado y coordinado al nivel nacional (comunidades), porque:

- Permitiría que se recauden los recursos necesarios para operar, mantener y expandir todo el sistema transporte a baja tensión y de distribución. Este planteamiento apunta a la solución de la expansión del sistema con recursos generados por él mismo, sin la constitución de fondos de subsidios externos.
- La expansión puede hacerse de forma eficiente, no sólo porque se puede dar prioridad a aquellas obras que hagan mejor uso de las economías de escala, sino porque pueden ser contratadas mediante procesos competitivos, sin importar la zona donde se deban hacer.

4.10 Conexión al sistema de distribución local

- La coordinación de la operación del sistema total puede llevar también al incremento de la eficiencia, al mejorar procedimientos y procesos.

Un esquema como el planteado significa que las siguientes funciones se harían centralizadamente:

- recaudo de remuneración por el servicio,
- pago a los agentes propietarios por el uso de sus activos,
- contratación de la expansión y
- coordinación de la operación del sistema nacional.

En cuanto a la liquidación de los cargos, el recaudo y los pagos respectivos, se propone que sean funciones que realice el operador del mercado con apoyo del operador del sistema, ya que metodológicamente y en términos de implementación no representan un esfuerzo marginal mayor del realizado para la operación actual del sistema eléctrico.

4.10 Conexión al sistema de distribución local

Se reconocerá ahora como conexiones a los sistemas de distribución locales SDLs, independientemente de la tipificación; deben incluirse aquí los Activos < 1 kV, esto es, transformadores de distribución con voltaje secundario, redes secundarias aéreas y subterráneas valoradas por calibre de conductor y otros equipos asociados al nivel (pararrayos, cortacircuitos, etc.).

4.10.1 Circuitos típicos

Como primera aproximación al tema se propone considerar las siguientes categorías para las conexiones:

- Aéreas
 - Monofásicas
 - Trifásicas
- Subterráneas
 - Trifásicas

La separación tiene como finalidad evitar subsidios no deseados entre diferentes tipos de usuarios.

Capítulo 4 Propuestas en el Entorno Regulatorio de la Distribución

4.11 Sumario

El proceso regulatorio de las actividades que contempla la distribución de energía eléctrica ha de cambiar de acuerdo con varios aspectos; en primer lugar, el nuevo esquema de mercado en el que se adscriben las empresas distribuidoras; en segundo lugar, las novedades tecnológicas que existen y se aplican en las redes de distribución (electrónica de potencia, medición y registro de energía, flujos eléctricos bidireccionales, generación distribuida entre otros), y en tercer lugar, los nuevos entornos regulatorios que propenden hacia sistemas eficientes, seguros, sostenibles y con una calidad de suministro mínima. Es por esta razón que se proponen mejoras regulatorias en aspectos tales como las pérdidas, la calidad, cálculo de la rentabilidad y cálculo de los cargos de Administración, Operación y Mantenimiento. Con estas propuestas se espera superar vacíos regulatorios actuales

Capítulo 5

Modelos para el Análisis Regulatorio

La parte experimental de la tesis se ha realizado gracias a cálculos y simulaciones relacionadas con las propuestas regulatorias presentadas. En este capítulo se presentan las principales herramientas diseñadas. Los resultados han de considerarse meramente indicativos al carecer de cifras proporcionadas por los distribuidores.

5.1 Introducción

En este capítulo se describirán los modelos planteados dentro del desarrollo de la tesis para el análisis de la regulación de las empresas de distribución de energía eléctrica. En este sentido, se utiliza como herramienta la Dinámica de Sistemas. En el siguiente apartado, se detallan la estructura metodológica y la base teórica de dicha herramienta. Se debe destacar que la dinámica de sistemas ha sido empleada en ejercicios tan importantes como el diseño del plan nacional de energía nuclear de Estados Unidos o la planificación de la Banca de Inversión a nivel internacional.

Durante el desarrollo de esta tesis, se han esbozado diferentes plataformas que han permitido analizar las políticas regulatorias propuestas. Estos mecanismos pueden ser utilizados en el futuro para analizar nuevas perspectivas o cambios dentro del sistema energético.

Se contemplan tres instrumentos principales:

1. Modelo para la evaluación de la penetración de generación de pequeña dimensión en sistemas eléctricos propios de mercados eléctricos competitivos.
2. Evaluación del VAD (Valor agregado de Distribución)

Capítulo 5 Modelos para el Análisis Regulatorio

3. Evaluación del *WACC* (*weigh average cost capital*)

Resulta indispensable desarrollar ejemplos a partir de cifras reales aportadas por las empresas de distribución. Esta actividad fue imposible de lograr durante el desarrollo de esta tesis, por lo tanto se obtienen solo cantidades indicativas y no cifras reales en la aplicación de estos modelos.

5.2 Dinámica de Sistemas

El análisis de la regulación de la distribución requiere que se utilicen y desarrollen herramientas que permitan evaluar las medidas proyectadas y a su vez generar escenarios para calibrar las políticas diseñadas o propuestas por los agentes que intervienen en la planificación, diseño y operación de la actividad de la distribución.

Es por esta razón que, con el objeto de cumplir esta actividad, se decidió diseñar aplicaciones o modelos de simulación que permitieran realizar tales análisis.

Para realizar dicha actividad se ha utilizado el software de simulación dinámica *I'Think - Stella 8*; este software se ha empleado para el desarrollo de simulación de sistemas dinámicos, como el mercado eléctrico, y ha sido utilizado ampliamente en el sector eléctrico y energético.

5.3 Penetración de generación de pequeña dimensión en mercados eléctricos.

5.3.1 introducción

El análisis de la generación de pequeña potencia conectada a redes de distribución y transporte requiere que se realicen cálculos que permitan no solamente observar la viabilidad de conexión sino que orienten sobre diversos escenarios de generación, venta y análisis del mercado eléctrico al que se pretende abastecer.

Dentro de este análisis, es necesario que el regulador pueda evaluar ex-ante la potencialidad, existente en cuanto a la utilización de generación distribuida y los efectos de esta tanto desde el punto de vista del inversor como del operador de la red de distribución y así tomar decisiones regulatorias al respecto.

Por ello se decidió desarrollar una aplicación que permitiese elaborar el análisis. En este apartado del documento, se describe de un modo general

5.3 Penetración de generación de pequeña dimensión en mercados eléctricos.



Figura 5.1: Página de inicio.

el modelo diseñado para evaluar la penetración de generación de pequeña dimensión en sistemas eléctricos con mercados eléctricos competitivos.

5.3.2 Descripción del Software Stella.

La Dinámica de Sistemas y en general la aplicación de modelos dinámicos de los sistemas ha sido desarrollada por Jay W. Forrester en el *Instituto de Tecnología de Massachusetts (MIT)* en Cambridge

La Dinámica de Sistemas es un método que enlaza teorías, procedimientos y filosofías necesarias para analizar el comportamiento de sistemas complejos, con retroalimentación, encontradas en diversos campos de la economía, el medio ambiente, la ciencia, la gestión empresarial, la medicina o la tecnología.

Se utiliza como herramienta de planificación en diversos sectores, siendo muy común encontrar aplicaciones en el área de la energía.

La dinámica de sistemas se traza sobre la base conocimientos cibernéticos y utiliza, además de los enfoques de sistema de pensamiento, una simulación numérica para determinar el comportamiento de sistemas no lineales. Independientemente de los problemas analizados con Dinámica de sistemas, la comprensión de la base del sistema y, en general, la estructura del problema

Capítulo 5 Modelos para el Análisis Regulatorio

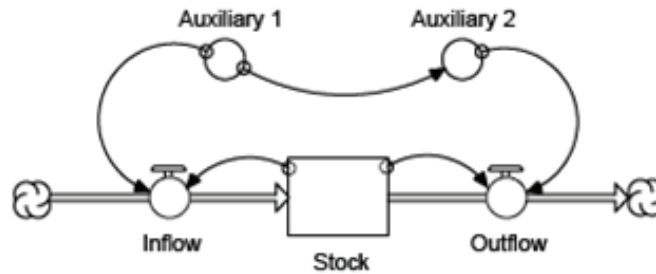


Figura 5.2: Estructura Básica Dinámica de Sistemas.

(elementos del sistema, la retroalimentación de relaciones ...) resulta de vital importancia para su aplicación y la búsqueda de resultados.

La Dinámica de sistemas asume que la estructura de un sistema determina su comportamiento. El sistema se describe y se calcula con la ayuda de stocks y flujos en diagramas de causalidades.

Los diagramas contienen los flujos y los símbolos y elementos que representan la estructura de un sistema. Los flujos se representan con líneas que interconectan símbolos que, a su vez, representan cambios en el sistema, stocks o límites dentro del mismo.

A continuación se muestra una estructura general de un programa de dinámica de sistemas:

5.3.3 Análisis de pequeña generación conectada a la red

El modelo posee varios principios básicos que se exponen acto seguido:

1. **Los precios del mercado determinan la posible generación de las pequeñas plantas:** Si los precios del mercado cumplen con los requisitos exigidos por la inversión y permiten que la planta se financie en el período de tiempo previsto, la planta resulta viable.
2. **Los precios del mercado pueden ser proyectados.** A pesar de tratarse de un tema que puede llegar a presentar mucha discusión, en nuestro caso se realizó una predicción utilizando un modelo ARIMA estacional de orden 3 para generar una proyección de los precios de mercado. A su vez, estos precios obtenidos para el año 2007 fueron modificados a precios constantes, para poder efectuar una comparación mejor con los precios de generación.

5.3 Penetración de generación de pequeña dimensión en mercados eléctricos.

3. Los costos de generación, responden a 3 grandes ítems:

- a) **Costos de capitalización:** tienen en cuenta tanto el costo de instalación actual, la vida útil de la planta, como la tasa de retorno que se espera de la inversión. Estas variables pueden ser diferentes en diversos escenarios.
- b) **Costos de administración, operación y mantenimiento;** estos se expresan como un porcentaje de los costos de inversión. En el modelo diseñado puede ser un criterio para diseñar escenarios.
- c) **Costos de combustible:** corresponde a los costos del gas que alimenta la planta, afectado por las horas de funcionamiento, y la eficiencia propia de la planta. Estas variables son susceptibles de ser modificadas, por lo tanto, pueden generar diversos escenarios.

4. Principio básico: en un periodo determinado,

Si los costos de generación < precio del mercado

La planta genera, por lo tanto, recibe retribución por venta de energía.
Si por el contrario,

costos de generación < precio del mercado

la planta no genera, por lo tanto, recibe el cargo por capacidad o disponibilidad. Si la capitalización de la planta para el año correspondiente es menor que los ingresos recibidos (por generación y cargo por capacidad), la planta resulta rentable ese año. En caso contrario, no lo será.

5.3.4 Aspectos del Modelo

Modelo de Precios: Precios del Mercado, Precios Constantes y Despacho.

La primera parte del modelo realiza el cálculo de los precios de mercado (proyección) y sus correspondientes precios constantes. A su vez, calcula los despachos que se realizan teniendo en cuenta la información de los costos de la central (la cual se explicará más adelante). La figura 5.4 muestra los resultados que se obtienen en este aparte del programa.

Capítulo 5 Modelos para el Análisis Regulatorio

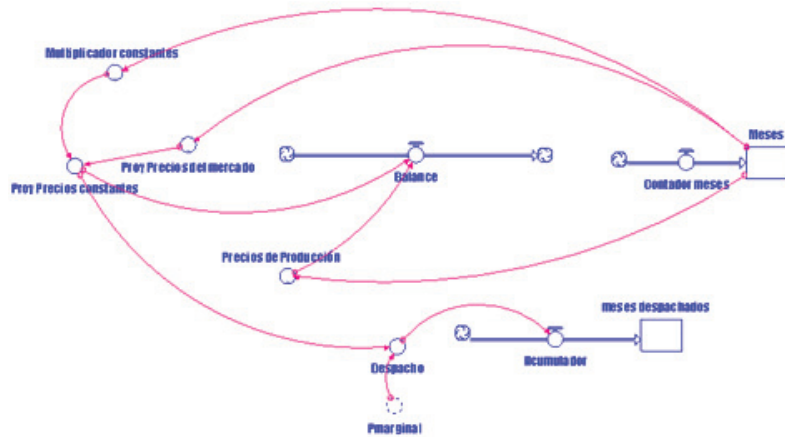


Figura 5.3: Modelo de Precios.

Cálculo de costos de generación. La generación de energía eléctrica en el modelo se calcula dependiendo de tres costes que se obtienen de forma independiente: los costos de inversión, los costos de administración operación y mantenimiento y los costos de combustible. A continuación, se explica la forma de cálculo en el modelo.

Cálculo del costo del combustible. El Costo del combustible (M€/MWh) depende del precio de la compra (en nuestro caso el precio del gas), de las horas de operación y de la eficiencia propia de la máquina. Este costo de combustible se calcula anualmente.

Costo de Capitalización Corresponde al costo de la planta anualizada. Depende de los años en que se quiere que la planta se pague y la tasa de retorno deseada de la inversión. A este costo se le dio el nombre de anualidad dentro del modelo. Las variables de años de operación y la tasa de retorno son mudables también y, por lo tanto, susceptibles de encontrar diversos escenarios.

Costo de Administración, Operación y Mantenimiento Como es habitual en este tipo de modelos, este costo se calcula como un porcentaje de los costos de capitalización; en principio, es un valor escogido entre el 2 y el 10%. Dicho valor también puede servir para generar escenarios dentro del modelo.

5.3 Penetración de generación de pequeña dimensión en mercados eléctricos.

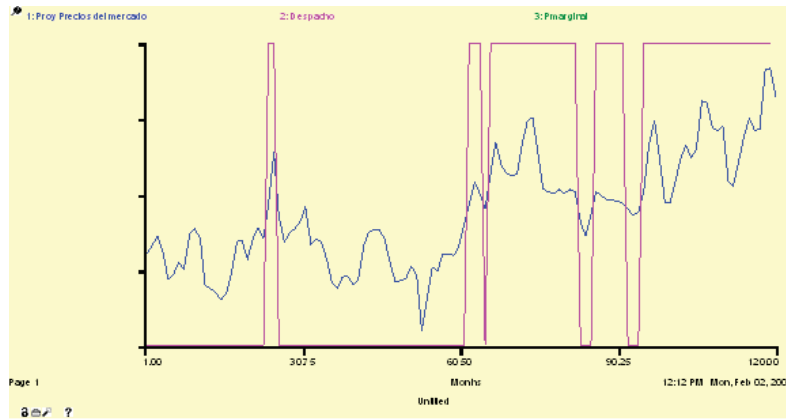


Figura 5.4: Proyección de Precios.

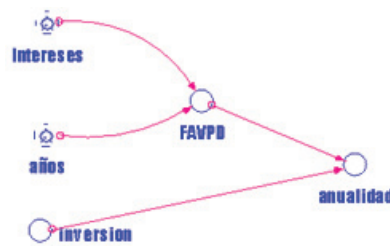


Figura 5.5: Costo de Combustible.

Cálculo del valor final (ingreso). El objetivo del modelo es verificar, desde el punto de vista financiero, las bondades de las plantas de generación conectadas a la red. En este sentido, con los costos de combustible, capitalización y AOYM se obtiene el valor de costos totales.

El cálculo del ingreso se hace de la siguiente forma, el ingreso total en el período será:

$$IT = \left| \sum_{t=0}^T EG * Pm \right| \dots si D = 1 + \left| \sum_{t=0}^T Ed * Gp \right| \dots si D = 0 \quad (5.1)$$

En la ecuación anterior, se propone que el ingreso total depende de dos valores: la energía generada (en el caso de que las condiciones de despacho se den $D=1$) o la garantía de suministro (por estar la planta disponible: $D=0$).

Capítulo 5 Modelos para el Análisis Regulatorio

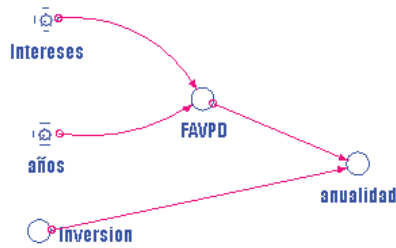


Figura 5.6: Costo de Capitalización.



Figura 5.7: Costo de AYOM.

Este análisis corresponde al siguiente diagrama de relación causal mostrada en la figura 5.8.

Cálculo de Ingresos Año:Decisión. En la parte derecha de esta sección del modelo, aparece la variable "DECISION", la cual toma los resultados obtenidos de los ingresos totales y los compara con lo deseado por el inversor durante el período establecido. Si el ingreso es menor que el deseado, la decisión será negativa. En caso contrario, de acuerdo con el modelo, será positiva la relación; por lo tanto, se debería construir la central.

5.3.5 Interfaz generador de escenarios

La forma en que el modelo genera escenarios corresponde a la variación de las variables de entrada. Para esto, se ha construido una interfaz que permite la variación de los parámetros más importantes, tales como: horas de operación, eficiencia, costo de combustible, potencia de la planta, vida útil, costos de operación, etc. El diagrama de entradas se muestra en la figura 5.9.

5.3 Penetración de generación de pequeña dimensión en mercados eléctricos.

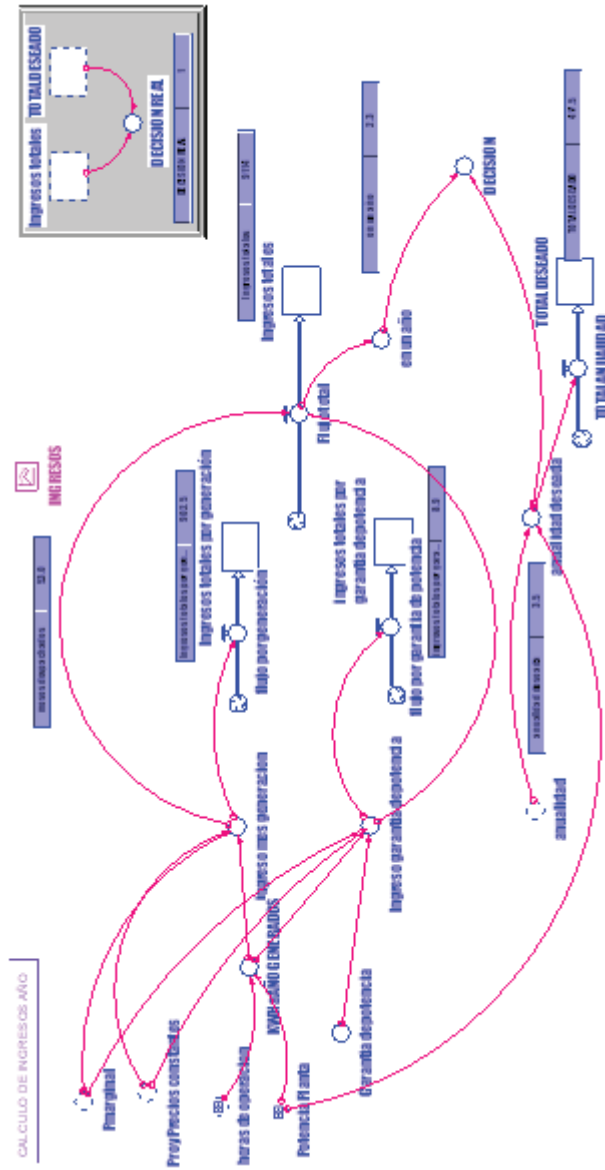


Figura 5.8: Diagrama causal.

Capítulo 5 Modelos para el Análisis Regulatorio

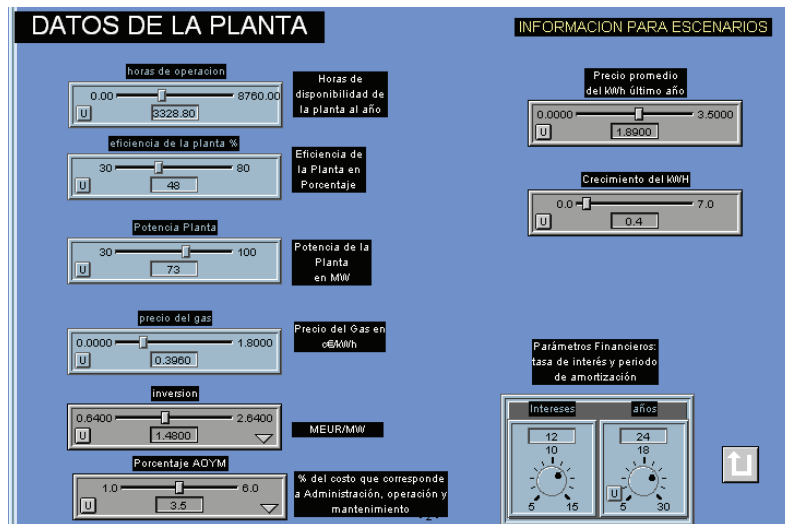


Figura 5.9: Generador de Escenarios.

5.3.6 Resultados de la Aplicación

Punto de vista del Generador. En esta pantalla podemos observar los resultados de la simulación y obtener y decidir si vale o no la pena realizar la inversión. Tras pulsar el botón *Run*, y se mostrarán dos resultados de la simulación según dos metodologías distintas (evidentemente podría darse el caso en que los dos resultados fueran iguales).

La primera de las gráficas detalla el resultado de acuerdo con la metodología ARIMA. Se realiza una proyección de los precios de mercado según el modelo autorregresivo ARIMA y se juzga rentable (valor 1.0 bajo el cuadro decisión) o no (valor 0 bajo el cuadro decisión).

La segunda gráfica realiza la proyección de los precios de mercado teniendo en cuenta el precio inicial y la tasa de crecimiento anual. De igual manera que en el caso anterior, se juzga rentable (valor 1.0) o no (valor 0) realizar la inversión. En ambos casos se muestra también el número de horas necesarias para que la generación llegue al equilibrio. En el ejemplo, se puede apreciar que la metodología ARIMA considera no rentable la inversión mientras que el segundo método sí ofrece rentabilidad. Aun así, deberíamos reconocer que el método ARIMA es mucho más restrictivo y que probablemente muestre la evolución del precio de mercado de manera más fiel que el segundo método.

Se regresa a la pantalla inicial pulsando el botón inferior derecho y ac-

5.3 Penetración de generación de pequeña dimensión en mercados eléctricos.

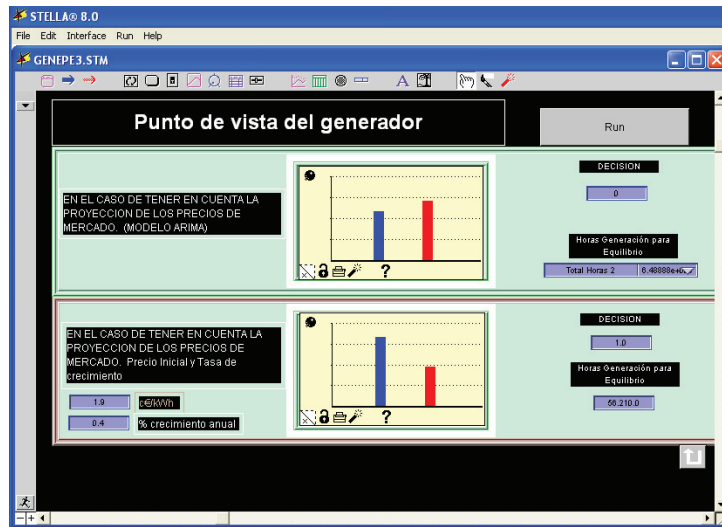


Figura 5.10: Punto de vista del Generador.

cedemos a la pantalla *Punto de vista del Distribuidor* pulsando el botón correspondiente.

Punto de vista del Generador. Esta pantalla ofrece una simulación para obtener los resultados desde el punto de vista del distribuidor. En primer lugar hay que fijar tanto el sobre coste de la restricción como el alcance de la misma. Para obtener los resultados hay que pulsar el botón *Run*. De esta manera se obtienen los beneficios por restricciones en millones de euros al año, tanto de forma numérica como de forma gráfica.

Generación de Informe. En esta pantalla de la aplicación tenemos un resumen de toda la simulación realizada anteriormente. En un primer lugar, a la izquierda, se muestran los datos de entrada, los datos financieros y el escenario de crecimiento de precios. También se aprecian todos los resultados comentados anteriormente: los del generador y los del distribuidor.

Para personalizar el informe, tenemos la opción de escribir un número o código que identifique el informe correspondiente dentro de la caja amarilla, tras *INFORME CASO*. La pantalla nos ofrece también la oportunidad de imprimir el informe pulsando el botón *Print*, para obtener los resultados en un soporte físico.

Capítulo 5 Modelos para el Análisis Regulatorio

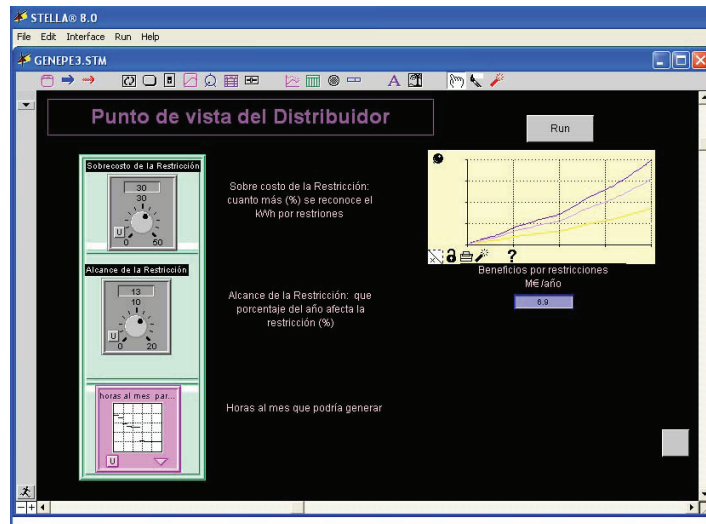


Figura 5.11: Punto de vista del Distribuidor.

5.4 Modelo para la Evaluación del Valor Agregado de Distribución

En general, las metodologías para el cálculo de la retribución del sistema de distribución descritas en capítulos anteriores y, en especial, las relacionadas con optimizar los incentivos a los distribuidores, caso del *Yardstick Competition*, requieren que se realice un análisis profundo de la empresa distribuidora. Uno de los análisis iniciales es la valoración de los activos de distribución que posee la empresa. Este ejercicio puede resultar muy complicado en ocasiones y, por lo tanto, se requieren herramientas que puedan ayudar a fijar su valor y a simular, si se requiere, escenarios del mismo[26].

En este sentido, durante el desarrollo de esta tesis, se elaboró un modelo en dinámica de sistemas que permitiese evaluar el Valor Agregado de Distribución - *VAD* en una empresa cualquiera.

El modelo planteado pretende tener como principal objetivo servir de herramienta de simulación y análisis para obtener valores del *VAD* que puedan utilizarse en el futuro para la fijación de tarifas reguladas, en el caso de mercados liberalizados: tarifas de acceso.

5.4 Modelo para la Evaluación del Valor Agregado de Distribución

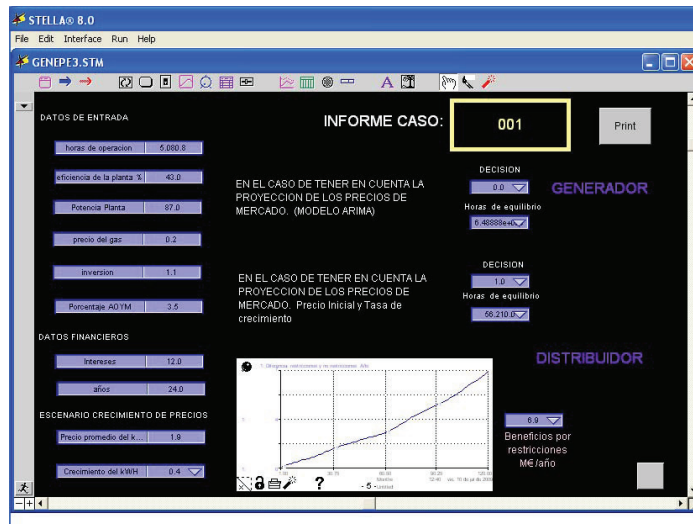


Figura 5.12: Informe de cada escenario.

5.4.1 Análisis del Modelo

El modelo de *VAD* sobre la plataforma de dinámica de sistemas permite calcular el valor Agregado de Distribución teniendo en cuenta los costos de alta tensión así como los de baja tensión. Reúne de este modo en cada uno de los niveles los costos asociados. El resultado obtenido de este modelo es el Valor Agregado de Distribución a través de los costes medios. Por ejemplo, en costos de alta tensión, considera[27]:

- Costos fijos de atención al cliente.
- Costos de inversión en instalaciones de distribución en alta tensión.
- Costo de instalaciones en muebles e inmuebles.
- Costos de bienes intangibles.
- Capital de explotación en AT.
- Costos de Operación y Mantenimiento

De igual forma se tiene en cuenta estos conceptos para la distribución en baja tensión.

De forma similar, se obtienen los costos en baja tensión.

Capítulo 5 Modelos para el Análisis Regulatorio

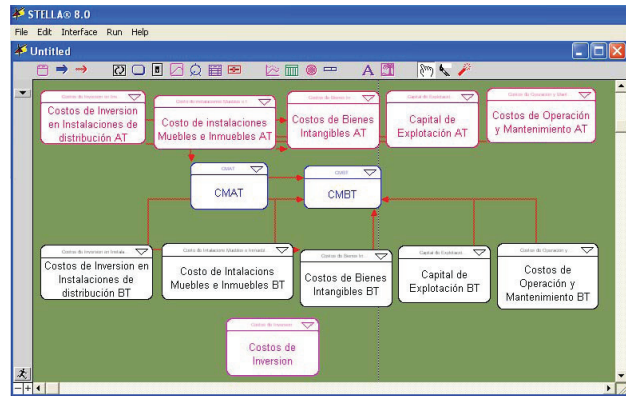


Figura 5.13: Página Inicio. Programa cálculo VAD.

Para cada uno de los parámetros descritos, se requiere de información y de una forma de cálculo independiente.

A continuación, se muestran algunos de los cálculos de costos.

Costos fijos de Atención al Cliente. En este apartado se calculan los costos de atención al cliente, tales como medición, facturación, cobro etc.

Costo de Inversión en Instalaciones de distribución AT. Los costos de inversión en instalaciones de distribución tienen en cuenta los kilómetros de líneas, postes, estructuras, equipos eléctricos, tomas de tierra y otros. Igualmente se engloban las subestaciones, estructuras y equipos eléctricos.

Costos de instalaciones en Muebles e Inmuebles AT. En el caso de costo de instalaciones de muebles e inmuebles en alta tensión, se valora: empalmes, medidores, terrenos, edificios, bodega, vehículos, equipos de laboratorio, equipos de computación y otros.

Costos de operación y mantenimiento AT En este caso, hablamos del el personal propio, pagos por servicios externos y otros costos de operación en alta tensión[28].

Otros costos En este apartado, encontramos costos tales como los de explotación y costos intangibles, que son igualmente calculados tanto para alta tensión como para baja tensión.

5.4 Modelo para la Evaluación del Valor Agregado de Distribución

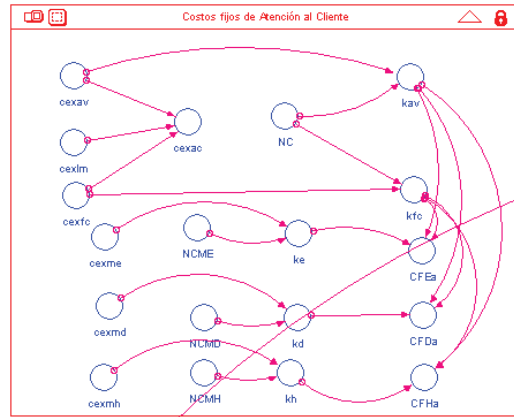


Figura 5.14: Costos fijos de Atención al Cliente.

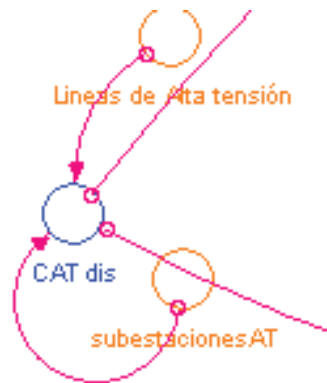


Figura 5.15: Costos de Inversión en Instalaciones AT.

Capítulo 5 Modelos para el Análisis Regulatorio

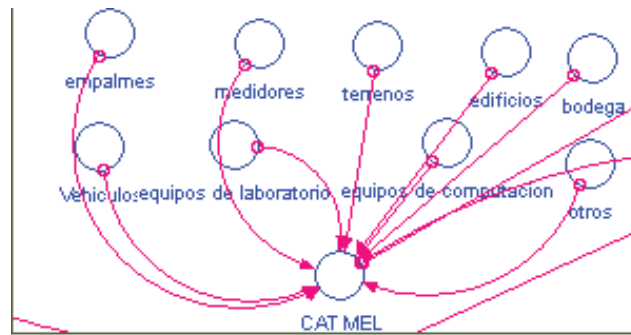


Figura 5.16: Costo de Instalaciones en Muebles e Inmuebles AT.

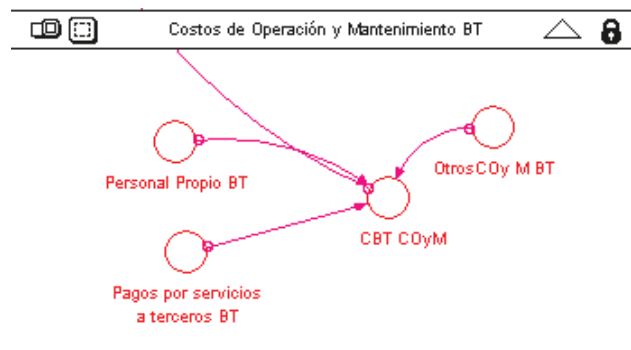


Figura 5.17: Costos de Operación y Mantenimiento

5.4.2 Ejemplo de resultados

Uno de los ejemplos que fue calculado se muestra en la figura 5.18. Los datos fueron supuestos por el autor.

5.5 Cálculo del WACC

Una de las características habituales en el cálculo de tarifas reguladas (como puede ser la tarifa de acceso en redes de distribución) es la búsqueda de su eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia; en general, se pretende igualmente obtener metodologías con claros criterios de eficiencia económica y suficiencia

5.5 Cálculo del WACC

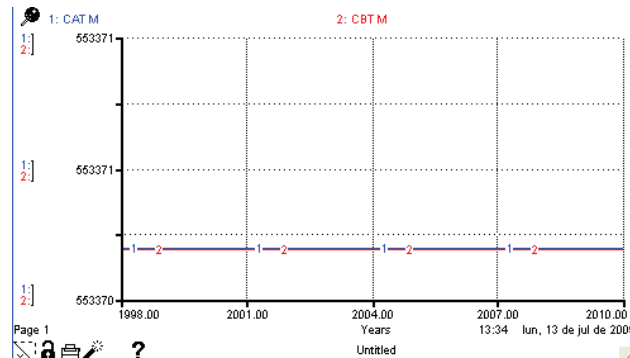


Figura 5.18: Ejemplos de Resultados

financiera (ver capítulo 4)[29].

Por suficiencia financiera, se entiende la búsqueda de mecanismos financieros que permitan garantizar la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento. Así se permite remunerar el patrimonio de los accionistas de la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable, y utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus clientes.

El modelo que aquí se presenta permite decidir la tasa de retorno adecuada para calcular el costo del capital invertido y de los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento asociados con la prestación del servicio y, de forma general, el costo de oportunidad del capital, es decir, el retorno que se obtendría sobre el capital invertido en una actividad alternativa de riesgo similar.

En consecuencia, para su cálculo, se deben considerar aspectos tales como el tratamiento de los impuestos (vía tasa o vía flujos de efectivo), el valor que se reconoce regulatoriamente de los activos a remunerar (*VAD*), la vida útil de los mismos y los elementos que componen los costos y gastos eficientes propios de la prestación del servicio.

5.5.1 Cálculo y ajustes al costo de capital

El concepto de costo promedio de capital- *WACC* se refiere al retorno medio esperado para una actividad particular durante un período determinado. Por esta razón, el período de aplicación de la tasa de retorno determina la manera

Capítulo 5 Modelos para el Análisis Regulatorio



Figura 5.19: Modelo de Costo de Capital.

en que se calcula. Para formarse una expectativa sobre el retorno esperado, se utiliza generalmente un enfoque histórico, tomando los valores promedio observados sobre un período de tiempo representativo de acuerdo con el entorno económico, las condiciones particulares del negocio y la duración del período tarifario en el cual se va a aplicar. En un esquema de regulación por incentivos y precio máximo, las tarifas se fijan durante el período de vigencia y el riesgo de cambios del costo corriente de capital, hacia arriba o hacia abajo, es absorbido por las empresas. En contraste, una regulación por tasa de retorno, que ajusta periódicamente dicha tasa de acuerdo con cambios en el costo de capital corriente, reduce el riesgo para las empresas a cambio de transferirlo hacia los usuarios. Desde el punto de vista regulatorio, la determinación de quién está en mejores condiciones para asumir dicho riesgo es de gran importancia. En esencia, la regulación debe procurar alcanzar un balance entre el interés de proteger a los clientes a través de tarifas razonables y estables y la necesidad de brindar viabilidad financiera a las empresas en un entorno de mercado de capitales competitivos.

Los resultados de estos elementos de análisis fueron utilizados para las recomendaciones pertinentes (ver capítulo 4).

5.6 Sumario

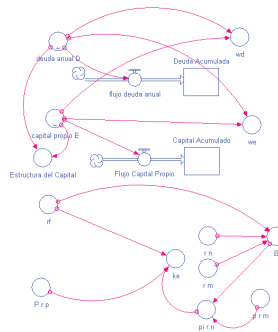


Figura 5.20: Comportamiento del Capital.

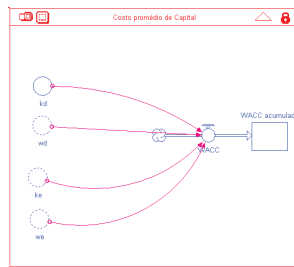


Figura 5.21: Costo Promedio de Capital.

5.6 Sumario

En el análisis de la regulación de la distribución se ha encontrado la necesidad de desarrollar herramientas que permitan realizar cálculos sobre diversos aspectos. Estos cálculos se relacionan no solamente con los valores financieros o económicos causados por las variaciones propias de los esquemas de retribución sino también con aspectos relacionados con la estructura tecnológica de las empresas. Por esta razón se tiene un modelo para el cálculo de instalación de generación distribuida en la red de distribución, que afecta los beneficios del distribuidor, y que por lo tanto, debe establecerse y regularse: se trata de modelos para el cálculo del valor agregado de distribución y cálculos para el *WACC*, entre otros. En el documento final se presentan solamente los modelos desarrollados dentro de la tesis que se consideran de interés: modelo *DEA*, modelo de indexación de empresas y otros)

Capítulo 6

Los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica y su Eficiencia

En esta segunda parte de este documento se tratan dos temas importantes dentro del desarrollo del sector de la distribución de energía eléctrica. En este capítulo se estudia el problema de la eficiencia energética y se proponen medidas a ser incluidas dentro de la regulación de la distribución de energía eléctrica.

6.1 Introducción

El gran reto energético del siglo XXI está relacionado con tres aspectos básicos: la seguridad de suministro, la competitividad y la sostenibilidad energética. Estos aspectos abarcan en su interior un universo de desafíos que deben ser abordados en un plazo inmediato para evitar graves problemas que afecten al desarrollo tecnológico, al desarrollo económico y, por encima de todo, al desarrollo social.

En los últimos años se ha ido incrementando la conciencia mundial a este respecto. Sin embargo, es función de los entes tecnológicos y gubernamentales promover más iniciativas que conlleven una mejor utilización de la cadena energética.

Dentro de este amplio escenario, la energía eléctrica sigue estando en el ojo del huracán. Es necesario abordar con mayor agilidad soluciones que contribuyan a la mejora de la eficiencia energética y la seguridad de suministro. Por esta razón, resulta urgente desarrollar y poner en marcha iniciativas que cubran toda la cadena energética, es decir, desde la energía primaria, pasando por la generación eléctrica, el transporte, la distribución y llegando hasta la energía útil.

Capítulo 6 Los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica y su Eficiencia

6.1.1 La Eficiencia Energética en el Sector Eléctrico

La eficiencia energética es un concepto que, debido a la situación energética global, es utilizado ampliamente por investigadores, gobiernos y empresas del sector. Su significado, en ocasiones, puede resultar un tanto ambiguo o impreciso. Es por ello que, a continuación, se proporciona la definición de eficiencia energética considerada en el desarrollo de este documento: *La eficiencia energética está relacionada con la cantidad de producto que se obtiene de un proceso por unidad de energía y se define como el conjunto de actividades encaminadas a reducir (u optimizar) el consumo de energía en términos unitarios, manteniendo el nivel de los servicios prestados*[30]. De acuerdo con esto, un proceso puede compararse con otro, en materia de eficiencia, a partir de índices de consumo. La eficiencia energética igualmente se relaciona con todas aquellas acciones aplicadas a procesos que conllevan la reducción de la energía primaria consumida, sin perjudicar la actividad realizada en los mismos. En general, la eficiencia energética empieza por la ejecución de acciones desde el lado de la demanda y así ha venido ocurriendo. En este sentido, en el mundo actual, el consumidor de energía sigue siendo el eslabón en la cadena energética que se preocupa más por el consumo de energía eléctrica, tanto por los cambios permanentes en los precios de la energía como por los efectos en el medio ambiente (más recientemente).

De forma particular, en la generación de energía eléctrica se presenta el mismo fenómeno: los generadores ven la necesidad de ahondar en la mejora de la eficiencia en sus procesos propios impulsados por el crecimiento de los costes de las energías primarias y por las posibilidades tecnológicas disponibles en su negocio.

En este escenario, el transporte y la distribución de energía eléctrica están un poco atrás: de forma general, los esquemas regulatorios actuales, tanto nacionales como internacionales, y la estructura de los mercados eléctricos hacen que la mejora de eficiencia en la distribución de la energía eléctrica y el tratamiento de las pérdidas sólo sea una referencia que debe cumplirse. Se habla, por ejemplo, de que los niveles de pérdidas promedio son del 12 % o del 8 % y éstas son reconocidas de diferentes formas por las regulaciones actuales dejando al mercado el problema de esquemas de incentivos o medios para mejorar la eficiencia en el transporte y la distribución de energía eléctrica.

El negocio de la distribución, por su carácter masivo, es más complejo tecnológicamente que el de transporte. Controlar las pérdidas eléctricas (tan solo la medición de las mismas) ya supone un gran esfuerzo de las compañías, aun sin contar con los costes propios de los equipos necesarios.

6.1 Introducción

6.1.2 ¿Por qué la Eficiencia?

El objetivo del Protocolo de Kyoto es conseguir reducir un 5,2% las emisiones de gases de efecto invernadero globales sobre los niveles de 1990 para el periodo 2008-2012. Contiene objetivos legalmente obligatorios para que los países industrializados reduzcan las emisiones de los gases de efecto invernadero de origen humano, como son el dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄) y el óxido nitroso (N₂O), además de tres gases industriales fluorados: hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆).

Resumiendo en tres simples puntos, se puede observar lo siguiente:

1. La Unión Europea y España por supuesto, va a incrementar su grado de dependencia de fuentes energéticas exteriores y se puede preveer una tasa mayor al 70% para Europa antes del 2020.
2. Son pocas las actuaciones posibles para Europa en el campo de la oferta de energía; es al nivel de la demanda donde la Unión Europea puede actuar, sobre todo en el campo del ahorro energético y de la concienciación del problema.
3. Sin medidas claras y ambiciosas, Europa no podrá hacer frente al reto del cambio climático y a largo término no podrá respetar los objetivos del protocolo de Kyoto.

De momento, no parece muy esperanzador el escenario actual, ya que son pocos los países europeos que han invertido la tendencia.

El consumo de energía a nivel mundial ha ido aumentando de forma considerable, casi duplicándose en los últimos 30 años, y se puede observar como en los últimos años se han registrado importantes cambios en los hábitos energéticos tanto europeos como de los países en fase de desarrollo tales como India y China. Las tasas de crecimiento no parecen bajar y esto hace pensar en posibles escenarios de consumo que van a necesitar actuaciones importantes.

Puesto que un cambio radical en los consumos actuales no es una opción posible a corto plazo, es necesario pensar en acotar el problema introduciendo la eficiencia energética.

Se puede observar también la evolución del grado de dependencia energética de España. En los últimos diez años, según los datos de Eurostat, la dependencia energética española ha aumentado casi un 20%. El consumo de energía final en España se distribuye como se presenta en la figura 6.4. Se puede apreciar como una parte muy pequeña de este consumo se cubre con

Capítulo 6 Los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica y su Eficiencia

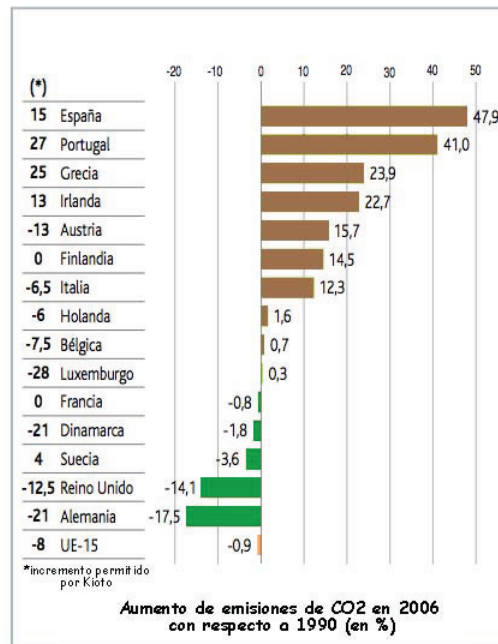


Figura 6.1: Incremento de emisiones, World Coal Institute, 2007.

energías renovables. La mayoría de recursos que se emplean son de origen fósil y aumentan considerablemente el nivel de emisiones de gases nocivos.

6.1.3 Actividades y retos en el campo de la Eficiencia Energética en Distribución

Las actividades que apoyan la búsqueda de la eficiencia energética en la distribución de energía eléctrica se han dividido en tres medidas estructurales relacionadas con la topología, el diseño y la construcción de las redes eléctricas, y medidas operacionales que se relacionan con la operación y el control de las redes. Estas medidas se han soportado a su vez en varios puntos de partida: primero, en un benchmarking regulatorio que busca identificar el tratamiento de las pérdidas en las redes eléctricas de diferentes países, y, segundo, en una visión general de las redes del futuro.

La eficiencia energética en la distribución se enfrenta a varios retos relacionados con la utilización de mejores dispositivos y mejor control y operación de los mismos. Cualquiera de estos retos debe ir acompañado de una es-

6.1 Introducción

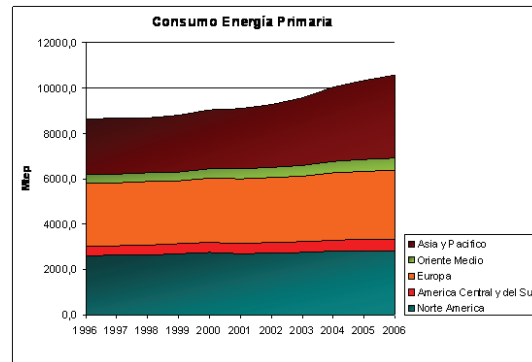


Figura 6.2: Evolución del Consumo energético Mundial.

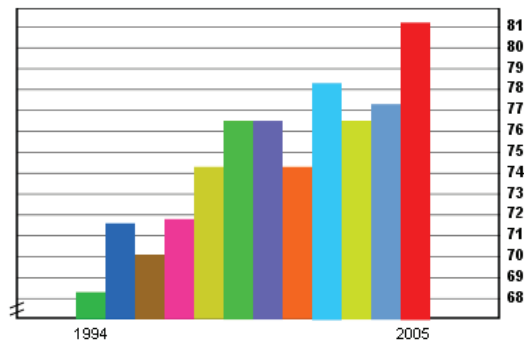


Figura 6.3: Dependencia Energética España

Capítulo 6 Los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica y su Eficiencia

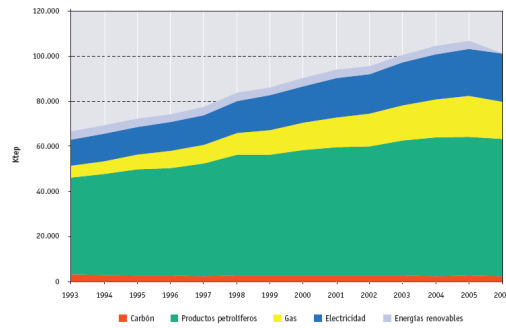


Figura 6.4: Evolución del consumo de energía final.

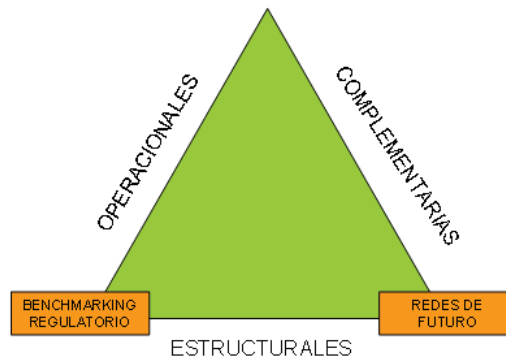


Figura 6.5: Estrategia de desarrollo del proyecto de eficiencia energética.

6.1 Introducción

estructura de precios coherente con las señales de eficiencia que se quieran establecer. A continuación, se describen algunos de los aspectos que se deben tener en cuenta para buscar una mayor eficiencia en la distribución de energía eléctrica.

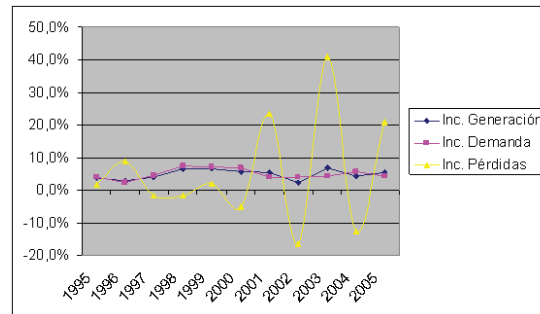


Figura 6.6: Variación del crecimiento de las pérdidas, la oferta y la demanda. 2006, REE.

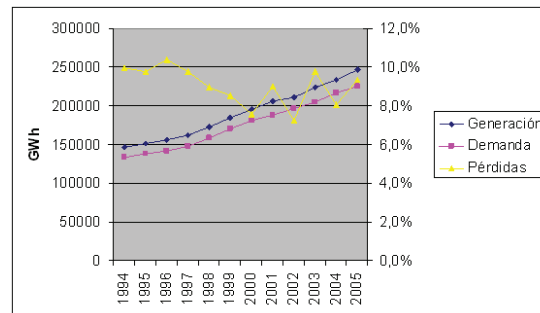


Figura 6.7: Evolución de las pérdidas del sistema eléctrico en España. 2006, CNE.

Las responsabilidades de las empresas de distribución en la eficiencia energética se pueden agrupar en dos niveles:

- Nivel de negocio: las responsabilidades directas relacionadas con las actividades propias de su negocio, es decir, los insumos o energía comprada a generadores y/o comercializadores, las pérdidas en sus equipos y redes, y los consumos en servicios auxiliares.

Capítulo 6 Los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica y su Eficiencia

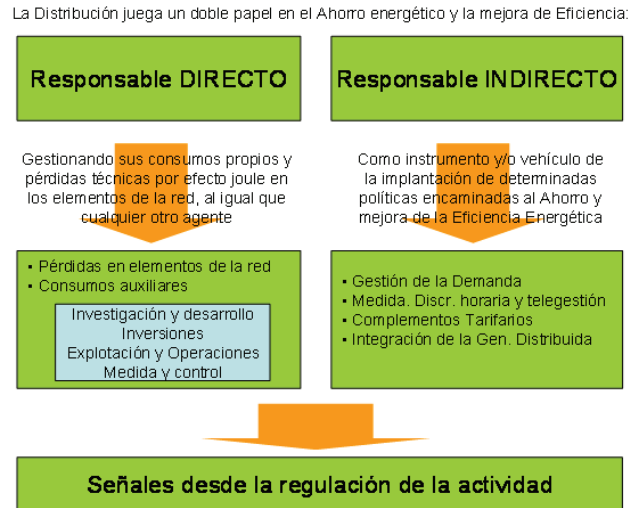


Figura 6.8: Compañías Distribuidoras y Eficiencia energética. ENDESA, 2007.

- Nivel de difusión: debido a la capacidad de llegar al usuario final, la distribuidora puede impulsar medidas relacionadas con la gestión de la demanda, la discriminación horaria, la eficiencia en el consumo final y las acciones que afectan a los consumos de los clientes y que pueden significar aumentos de eficiencia.

6.2 Los sistemas de distribución y la Eficiencia Energética

El sistema de distribución de energía eléctrica posee una elevada complejidad solamente explicada por ser una de las mayores infraestructuras creadas por el hombre.

El tamaño de esta infraestructura requiere grandes necesidades de diseño, gestión e inversión. Especialmente precisa de una gran cantidad de esfuerzos para su compleja operación, que se desarrolla bajo criterios de calidad,

6.2 Los sistemas de distribución y la Eficiencia Energética

seguridad y eficiencia.

Para observar un poco la magnitud del negocio en España; solo teniendo en cuenta la media tensión, se trata de 200.000 Km. de red, 250.000 centros de transformación y 275.000 Km. de red de baja tensión que conectan a 23.1 millones de clientes.

En un sistema eléctrico tan grande y complejo, resulta normal que se presenten ineficiencias y pérdidas de energía que representan una alta potencialidad de mejora. Como conclusión, general, se puede afirmar que este sistema presenta una alta potencialidad de ahorro de energía.

Las particularidades de la distribución de energía eléctrica se explican a continuación. En primer lugar la distribución de energía eléctrica por las características que presenta, ya analizadas es un monopolio natural. Es importante indicar que se trata de un servicio esencial para la sociedad. Estas dos características hacen necesario que sea una actividad que debe ser regulada por los gobiernos. La distribución de energía eléctrica en España es una actividad prestada por agentes privados que son remunerados de acuerdo con una tarifa.

Las tarifas de acceso son fijadas por el regulador (Ministerio de Industria y Comercio) y tienen como objetivo cubrir los costes propios de la actividad.

Si bien son actividades propias de los distribuidores el desarrollo, la operación y el mantenimiento de las redes eléctricas, existen otras que aunque no son propias del negocio, también se ejecutan o pueden ejecutarse: son la promoción de programas gubernamentales en el uso eficiente de la energía o la seguridad eléctrica.

En este primer escenario que se está perfilando, hay que considerar también el papel de la distribución de energía frente al ahorro de energía eléctrica

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica tienen responsabilidades directas en el uso eficiente de energía gestionando sus consumos propios y reduciendo las pérdidas técnicas por efecto joule en los elementos de la red al igual que cualquier otro agente del sistema. Esta reducción de pérdidas significará a los distribuidores alcanzar los niveles exigidos por el regulador.

De forma indirecta, los distribuidores de energía eléctrica deben servir como instrumento y/o vehículo de la implantación de determinadas políticas encaminadas al ahorro y la mejora de eficiencia.

Sin embargo, en un análisis primario, las señales actuales de retribución, no están causando que los distribuidores vean beneficios directos o indirectos en disminuir las pérdidas de sus sistemas eléctricos. En general, se requieren medidas regulatorias que impulsen la eficiencia energética en sistemas de distribución.

Capítulo 6 Los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica y su Eficiencia

6.3 Las pérdidas de Energía Eléctrica en los sistemas de distribución Eléctrica

Las pérdidas de energía en sistemas de distribución se presentan principalmente en elementos técnicos y en problemas de medida y ambos pueden corresponder a condiciones técnicas propias de los equipos. Existen ocasionalmente fraudes o robos de energía; se conocen como pérdidas no técnicas y no son objetos de este estudio.

En general, las pérdidas técnicas se presentan por problemas relacionados con el diseño y construcción de las redes eléctrica y por su operación y mantenimiento. Este documento intenta cubrir los problemas que se presentan en las redes eléctricas españolas y las posibles medidas para minimizar sus pérdidas y de esta manera mejorar la eficiencia en la distribución de energía eléctrica.

6.4 Nivel de Pérdidas Eléctricas en Europa y en España

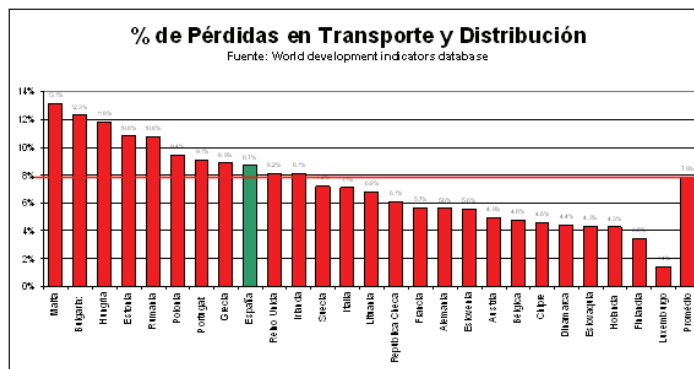


Figura 6.9: % de pérdidas en Transporte y Distribución en Europa

El nivel de pérdidas de transporte y distribución en Europa presentan un promedio de 7,9% (según datos del World Development Indicators Database). Las mayores pérdidas se presentan en países con poco número de habitantes siendo Hungría el primer país con más de 10 MHab (millones de habitantes) con unas pérdidas de 11,8%.

6.4 Nivel de Pérdidas Eléctricas en Europa y en España

España tiene unas pérdidas, según la citada fuente, de 8,7%. La diferencia entre este valor de pérdidas y el promedio en Europa (7,9%) es de 0,79%.

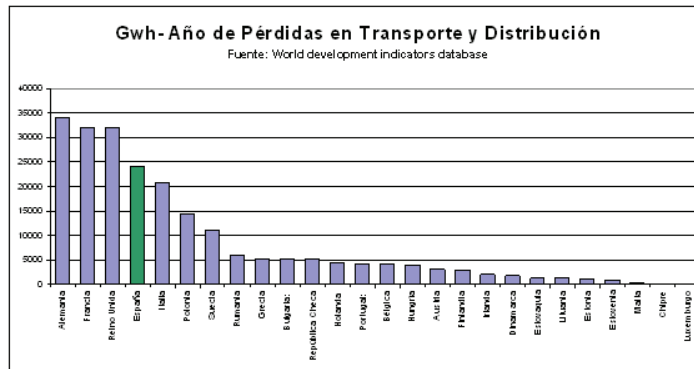


Figura 6.10: Gwh - Año de Pérdidas en Transporte y Distribución

Las pérdidas en distribución en Europa se concentran en 7 países: Alemania, Francia, Reino Unido, España, Italia, Polonia y Suecia. Suponen más del 75% de las pérdidas totales de Europa. España tiene la responsabilidad del 10.87% del total de las pérdida de Europa.

Si se tienen en cuenta solo los países europeos con más de 10 Mhab, España ocuparía el primer puesto en las pérdidas por habitante. La cifra de pérdidas anuales por habitante es de 563.81 kWh. Esta cifra es un 30% mayor que el promedio de estos países (433 kWh) y correspondería a 5.581 GWh al año (Figura 7). Realizando un cálculo sencillo con el costo del kWh en el mercado liberalizado del mes de noviembre de 2007, el valor de pérdidas por encima del promedio de los países más grandes de Europa significa cerca de 2.900 millones de euros al año.

Es necesario empezar a identificar los niveles de pérdidas mínimos que deberían tener el transporte y la distribución de energía en España de acuerdo con los valores actuales del resto de países europeos. Esta meta debe ser analizada con un detalle que no es objetivo del presente estudio; sin embargo, se pueden plantear algunas consideraciones:

- Las pérdidas de transporte y distribución de energía en España se hallan por encima de la media Europea.
- Llevar las pérdidas de energía al promedio del nivel de los 10 países más grandes de Europa significaría una disminución, de acuerdo con

Capítulo 6 Los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica y su Eficiencia

los precios actuales, de la energía en más de 2 mil millones de euros al año.

- Existen desarrollos tecnológicos que permiten disminuir las pérdidas.
- Se da una conciencia generalizada en desarrollar actividades que permitan un mejor uso de la energía en España.

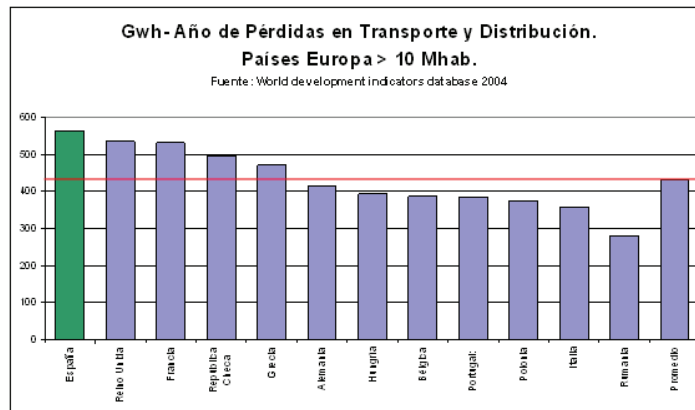


Figura 6.11: Gwh- Año de Pérdidas en Transmisión y Distribución. Países Europa > 10 Mhab.

6.5 La apuesta europea a la Eficiencia Energética

La Comisión Europea ha presentado su Plan de Acción sobre Eficiencia Energética como un paso decisivo para resolver los desafíos en materia de energía a los que se enfrenta la Unión Europea. El Plan incluye un paquete de medidas prioritarias que abarcan una serie de iniciativas dirigidas a ampliar de forma rentable la eficiencia energética. Entre ellas destacan medidas para lograr que los electrodomésticos, los edificios, el transporte y la generación de energía resulten más eficientes desde el punto de vista energético. Se proponen nuevas normas de eficiencia energética más rigurosas, el fomento de servicios energéticos y mecanismos específicos de financiación para apoyar productos de mayor eficiencia energética. El objetivo claro propuesto por la Unión Europea es ahorrar un 20% de energía de aquí al año 2020.

La eficiencia energética resulta crucial para Europa: el coste directo del consumo energético podría reducirse en más de 100 000 millones de euros

6.6 Regulación para mejorar la eficiencia energética en Redes

anuales de aquí a 2020; además, se evitaría la emisión de cerca de 780 millones de toneladas de CO₂ al año. El Plan subraya el considerable potencial de reducción de pérdidas en las fases de generación, transporte y distribución de electricidad, y propone instrumentos específicos para mejorar la eficiencia de la capacidad de generación nueva y de la ya existente, así como para reducir las pérdidas por transporte y distribución.

SECTOR	CONSUMO 2005 (MTOE)	CONSUMO 2020 (MTOE)	POTENCIAL 2020 AHORRO	AHORRO % 2020
Residencial	280	338	91	27 %
Comercial	157	211	63	30 %
Transporte	332	405	105	26 %
Residencial	297	382	95	25 %

Cuadro 6.1: Potencial de Ahorro

6.6 Regulación para mejorar la eficiencia energética en Redes

6.6.1 Introducción

La preocupación por la eficiencia energética en redes de distribución se ha asociado, hasta ahora, a la disminución de las pérdidas y a la minimización de los efectos que éstas causan en los flujos financieros de las empresas.

Sin embargo, en los últimos años, la escalada en los precios de la energía, así como el incremento de la preocupación por los gases de efecto invernadero en el medio ambiente (Kyoto), han dado lugar a un mayor interés en la comunidad científico-tecnológica por el tema.

En este apartado se realiza una recopilación de las diferentes reglamentaciones y de los principales programas que han incentivado el incremento de la eficiencia energética, haciendo hincapié especialmente en lo referente a las redes eléctricas.

6.6.2 Iniciativas para la búsqueda de eficiencia energética

A continuación, se describen algunas iniciativas que se han generado en diferentes escenarios para el logro de la eficiencia energética.

Capítulo 6 Los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica y su Eficiencia

6.6.3 Unión Europea

En los últimos años, la Comisión Europea ha desarrollado diferentes programas para incentivar la conservación de la energía. Estos han estado motivados por diferentes factores entre los que destacan la seguridad de suministro y el cambio climático (Kyoto). En ellos se ha hablado del ahorro energético en general así como de la reducción de la emisión de los gases de efecto invernadero.

Mayo 2005: Libro verde sobre la eficiencia energética:

De forma específica, este documento alude a la eficiencia energética en las redes eléctricas. En él, se resalta el potencial de ahorro energético en el sector y se plantean las cuestiones “¿Qué puede hacerse para mejorar la eficiencia del transporte y de la distribución de electricidad?, ¿Cómo poner en práctica iniciativas en este sentido?, y ¿Cómo dar un incentivo a la comunidad científico-tecnológica para desarrollar estas iniciativas?”

A nivel europeo, en el Libro Verde se sugiere una serie de actuaciones para mejorar la eficiencia energética, entre las que se encuentra la necesidad de implantar cambios regulatorios que incentiven a las compañías distribuidoras y de transporte a invertir en hacer más eficientes las redes. La entidad que fue invitada principalmente para sentar las bases de estos cambios regulatorios fue la ERGEG (European Regulators Group for Electricity and Gas), aunque otras instituciones de la misma índole como la CEER (Council of European Energy Regulators) también dieron su respuesta.

ERGEG: European Regulators Group for Electricity and Gas

Como respuesta a la convocatoria de la Comisión Europea, la ERGEG puso sobre la mesa dos ideas:

- Enviar señales económicas a los usuarios de la red (tanto generadores como consumidores) mediante la regulación, de manera que se incentive adoptar una localización a nivel nacional en puntos en los que produzcan menores pérdidas en la red. Se recomienda que, en una primera etapa, se implementen estas señales sobre todo para los generadores, debido a que influyen en mayor medida en el precio de la energía.
- Iniciar un proceso para preparar una regulación que permita enviar señales de localización tanto a los consumidores como a los generadores a nivel europeo

6.6 Regulación para mejorar la eficiencia energética en Redes

CEER: Council of European Energy Regulators

Como institución, el CEER apoyó la iniciativa tomada por la Comisión para que ERGEG sea el ente que desarrolle las bases para la regulación. Además de eso, recomendó lo siguiente:

- Debe tenerse en cuenta el papel que puede jugar la generación distribuida en este sentido, debido a que una inserción de la misma en las redes de forma correcta puede aportar muchos beneficios por lo que a las pérdidas se refiere.
- No sólo deben tenerse en cuenta criterios eléctricos en cuanto la eficiencia energética de la red, debido a que intervienen muchos otros factores tales como el rendimiento de los equipos de GD, los costes energéticos del abastecimiento de combustibles a las centrales, la ubicación rural necesaria para la explotación de determinadas renovables, etc.

Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential. Octubre de 2006.

Este documento fue propuesto durante el “2006 Spring European Council”, un encuentro que, en la línea del movimiento iniciado por el Libro Verde, se centró en la determinación de estrategias para mantener la seguridad de suministro, así como para asegurar la competitividad económica de la UE.

La nota de prensa utilizada por la Comisión Europea para presentar el documento fue la siguiente: *El documento «Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential» representa un paso decisivo para resolver los desafíos sin precedentes en materia de energía con los que se enfrenta la Unión Europea. El Plan incluye un paquete de medidas prioritarias que abarcan una vasta serie de iniciativas dirigidas a ampliar de forma rentable la eficiencia energética. Entre ellas destacan las medidas para hacer que los electrodomésticos, los edificios, el transporte y la generación de energía resulten más eficientes desde el punto de vista energético. Se proponen nuevas normas de eficiencia energética más rigurosas, el fomento de servicios energéticos, y mecanismos específicos de financiación para apoyar productos de mayor eficiencia energética. La Comisión, además, establecerá un Pacto entre Alcaldes de las 20 ó 30 ciudades europeas más pioneras en este ámbito y propondrá un acuerdo internacional sobre la eficiencia energética. En total, se presentan más de 75 medidas.*

En el texto se hizo referencia a la eficiencia energética en la red eléctrica en la tercera acción prioritaria («Priority Action 3»), en la que se recomendó de

Capítulo 6 *Los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica y su Eficiencia*

nuevo el desarrollo de directrices sobre buenas prácticas en la regulación que promuevan la eficiencia energética en las redes. Por otro lado, también se instó al desarrollo de un nuevo marco regulatorio que facilite la integración de GD en la red durante 2007. En este caso de nuevo se aludió al CEER y al ERGEG.

Como medidas a corto plazo que aparecen en este documento, se propuso acordar directivas en cooperación con el CEER y el ERGEG acerca de buenas prácticas en la regulación para disminuir las pérdidas en transporte y distribución para 2008.

España. Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012 (E4).

La Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética se elaboró por mandato de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, que, en su reunión de 17 de octubre de 2002, encomendó a la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa la realización de la Estrategia, asumiendo la Dirección General de Política Energética y Minas y el IDAE el compromiso de realizarla.

El principal objetivo de este plan radica en la reducción de la intensidad energética, lo cual contribuirá a:

- Garantizar el suministro de energía a nivel internacional.
- Mejorar la competitividad por la vía de la utilización eficiente de recursos energéticos.
- Fomentar la protección del medio ambiente.

En la redacción de las bases del documento, no se mencionó de forma explícita la necesidad de incrementar la eficiencia energética de las redes eléctricas, pero los principios promulgados por el mismo la incluyen de forma implícita. Esto se materializa en el Plan de Acción 2008-2012, que desarrolla el E4, en el que se incluye, en el plan nacional de I+D+i de energía, la investigación acerca del transporte, la distribución y el almacenamiento de energía.

Cataluña. Plan de la Energía de Cataluña 2006-2015.

A nivel de las Comunidades Autónomas, también se han efectuado acciones para el fomento de la eficiencia energética, motivadas por las mismas

6.6 Regulación para mejorar la eficiencia energética en Redes

razones expresadas en los documentos a nivel europeo y español descritos anteriormente. En el texto se expresa de manera explícita que uno de los principales objetivos del mismo es impulsar políticas que fomenten el ahorro y la eficiencia energética.

En el documento se hace mención a la eficiencia energética en las redes en dos puntos:

- **Plan de infraestructuras:** Se incide en que uno de los objetivos fundamentales de quienes han de planificar las infraestructuras es impulsar la eficiencia energética potenciando la utilización de los medios de generación más eficientes con las tecnologías actuales, la ubicación de la generación eléctrica cerca de la demanda y el diseño de la red de forma que se minimicen las pérdidas.

Uno de los criterios que se han adoptado para la planificación de la red de transporte, entre otros, ha sido tener en cuenta que la ubicación de la generación eléctrica no renovable próxima a la demanda proporciona una reducción de las pérdidas en la red.

- **Plan de compensación de la demanda de reactiva en las redes de distribución de AT y MT.:** Se promueve un plan de mejora de la eficiencia de la red mediante la compensación de reactiva. El programa de instalación propuesto consiste en un incremento de la potencia reactiva de 663 MVar en el período 2005-2015, de los cuales 563 MVar se han de conectar a barras de MT de las subestaciones de distribución y 100 MVar, a las redes de AT de distribución y, eventualmente, a la red de transporte a 220 kV.

6.6.4 Regulación de la Eficiencia Energética (España)

La regulación española, fruto de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, promueve en algunos aspectos la eficiencia energética de la red de distribución mediante señales económicas a los usuarios de la misma, es decir, consumidores y compañías distribuidoras.

Consumidores

En España la estratificación tarifaria se realiza considerando en cuenta principalmente los niveles de tensión, la discriminación horaria y el nivel de consumo. Hasta el momento no se han introducido complementos por la

Capítulo 6 *Los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica y su Eficiencia*

localización, aunque es algo que se contempla en el desarrollo de la regulación a nivel europeo, tal y como se ha comentado en apartados anteriores. Seguidamente, se describen los mecanismos que se refieren a la eficiencia energética en la reglamentación vigente:

- La estratificación según los niveles de tensión tanto en la tarifa básica como en la tarifa de acceso invita a los consumidores a conectarse a redes adecuadas a su consumo, teniendo en cuenta el nivel de pérdidas (coeficientes de pérdidas) y los activos requeridos para darles servicio.
- La discriminación horaria, por otro lado, promueve que los consumidores modulen su curva de demanda con el fin de reducir al máximo los picos. Esta práctica se realiza tanto en el mercado liberalizado como a tarifa, aunque en diferentes periodos.
- El complemento por reactiva también se practica desde hace años en España. En referencia a este complemento, se puede afirmar que su implantación en el mercado liberalizado no se hallatan desarrollada como en el regulado, aunque se están produciendo avances a nivel regulatorio en este sentido.

Distribuidores

En lo que se refiere a la regulación sobre la actividad de distribución, se exponen a continuación los mecanismos que hacen referencia directa o indirecta a la eficiencia energética, diferenciando entre obligaciones y derechos:

• **OBLIGACIONES**

- Realizar el suministro de energía a los distintos usuarios conectados a sus redes procurando un uso racional de la energía y asegurando el nivel de calidad de servicio determinado.
- Ampliar las instalaciones de distribución para atender nuevas demandas.

• **DERECHOS**

- Recibir una retribución adecuada por el ejercicio de su actividad

Regulación de la retribución a la distribución y la Eficiencia energética.

La retribución de la distribución en el Estado español, hasta el año 2007, se ha efectuado según lo dispuesto en el RD 2819/1998 por el que se regulan

6.6 Regulación para mejorar la eficiencia energética en Redes

las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica. Según este marco regulatorio, el distribuidor recibe señales económicas para incrementar su eficiencia energética por dos vías: Retribución general de la actividad e Incentivo para la reducción de pérdidas.

Retribución actual de la actividad: Tipo *revenue cap*.

$$R_{n+1} = R_n[1 + (IPC_{n+1} - 1)] + (1 + \Delta D + fe) \quad (6.1)$$

Donde:

- n = Año R_{n+1} = Retribución reconocida para el año $n+1$.
- R_n = Retribución reconocida para el año n .
- IPC_{n+1} = Tasa de variación del índice de precios al consumo prevista para el año $n+1$.
- D = Incremento previsto de la demanda.
- fe = Factor de eficiencia.

Según datos de UNESA, entre 1997 y 2005 se ha perdido un 35% de ingreso por kWh distribuido. De esto se puede concluir que la evolución de la retribución de la distribución de energía eléctrica en los últimos años ha conducido a un escenario poco favorable para el Ahorro Energético en la distribución.

El tratamiento de la asignación de pérdidas

Por otra parte, la forma en que se realiza la asignación de pérdidas eléctricas en la regulación española, es decir, la metodología de coeficientes de pérdidas estándar, permite que se genere la posibilidad de un incentivo para los distribuidores.

En general, el distribuidor soporta toda la responsabilidad sobre las pérdidas de energía entre las plantas de generación y los puntos de consumo.

Adicionalmente a la retribución base en la actividad de la distribución, la cual se relaciona con la cantidad de energía que se distribuye, existe un incentivo de pérdidas. El incentivo de pérdidas viene dado, para cada distribuidor, como la diferencia entre las Pérdidas Estándar que se le reconocen y las Pérdidas Reales que debe comprar en el mercado.

Este incentivo se calcula de la siguiente forma:

Capítulo 6 Los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica y su Eficiencia

$$\text{Incentivo Pérdidas} = \text{Pérd. Estándar} - \text{Pérd. Reales}$$

Valorado a Precio Medio del Mercado

$$\begin{aligned} \text{Pérd. Reales} &= \text{Compras Mercado} - \text{Vtas. Consumo} \\ \text{Compras Estándar} &= \text{Vtas. Consumo} \times K_v \end{aligned}$$

Donde:

- K_v = Coeficientes estándar de pérdidas por Tarifa
- Pérd. Estándar = Compras Estándar - Vtas. Consumo

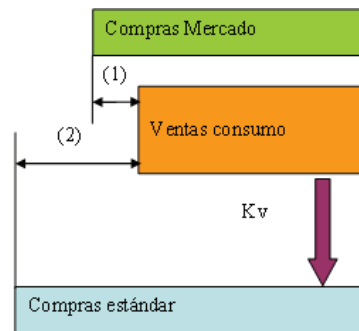


Figura 6.12: Incentivos para las distribuidoras: (1) = Pérdidas reales (2) = Pérdidas Estándar. CITCEA, 2007

La forma de aplicación de este incentivo ha resultado también controvertida:

- Los coeficientes estándar de pérdidas aplicados se revisan todos los años al establecer las tarifas eléctricas.
- El procedimiento de revisión se desconoce y, por tanto, es difícil de prever.
- No se contempla la realidad zonal de granulometría de mercado ni de dispersión geográfica de las distintas empresas.

Por tanto, se deduce que durante esta etapa regulatoria ha existido un escenario de gran incertidumbre para las inversiones cuya finalidad fuese la reducción de pérdidas.

6.7 Propuesta regulatoria para incrementar la eficiencia en la distribución

6.7 Propuesta regulatoria para incrementar la eficiencia en la distribución

En general, se puede afirmar que la regulación de la actividad de la producción, transporte y distribución de la energía eléctrica garantiza el cumplimiento de las necesidades de los clientes; sin embargo, desde el punto de vista de los autores de este documento, la forma particular en que la regulación actual encara el problema de la eficiencia energética en redes de distribución (solamente desde la reducción de pérdidas) conlleva algunos vacíos:

1. Toda acción relacionada con la eficiencia energética se centra en la disminución del índice de pérdidas: desde este punto de vista, se pierde la posibilidad de realizar otras actividades relacionadas con la mejora de la eficiencia energética (como puede ser la gestión de demanda) que por sí mismas no reducen las pérdidas en los sistemas de distribución.
2. Las pérdidas eléctricas se convierten para las empresas distribuidoras en una cifra a reducir y llevar hasta el límite propuesto por el regulador. Este esquema puede concentrar los esfuerzos a ejercicios meramente estadísticos y no profundizar en problemas complejos como puede ser el estudio, diseño y operación de un sistema de distribución eficiente.

Tal y como se estableció previamente, los sistemas de distribución presentan un alto potencial de mejora en cuanto a su eficiencia energética (capítulo 3); sin embargo, actualmente su retribución no tiene en cuenta las inversiones para su mejora. Este potencial debe ser apoyado con medidas regulatorias que permitan que las inversiones necesarias para su desarrollo se cubran, y por qué no, se retribuya de manera significativa a las empresas que realicen proyectos que lleven a una mejor utilización de la energía y, por lo tanto, a un mejor manejo de los recursos primarios, en general escasos en nuestros países, y así menores emisiones de gases de efecto invernadero.

Existe un problema adicional: los cargos destinados a retribuir la actividad de la generación, transporte y sobre todo de la distribución de energía eléctrica no son suficientes para satisfacer los requerimientos financieros, generándose un “déficit” (ya histórico) que debe obligar al regulador a tomar medidas drásticas para su minimización y posterior eliminación.

En resumen, se presenta una alta potencialidad de mejora de eficiencia en los sistemas de distribución eléctrica, pero la regulación actual (que según las cifras no alcanza a cubrir los costos asociados creando el tan famoso déficit) no tiene en cuenta su retribución.

Capítulo 6 Los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica y su Eficiencia

6.7.1 Aspectos a retribuir dentro de la Actividad de la Distribución

Es necesario valorar todas las actividades que desarrollan las empresas de distribución de energía eléctrica, e incluirlas dentro de su retribución:

- **Atención de la demanda:** La actividad de la distribución debe velar porque se atienda la demanda eléctrica de los clientes. Históricamente es la actividad que siempre se ha retribuido: diseño, construcción y operación de los sistemas eléctricos. Los niveles de cubrimiento del sector eléctrico son óptimos (nivel de cobertura por encima del 95 %) cumpliendo en líneas generales este objetivo.
- **Seguridad:** Actualmente se cubren con normalidad los eventos propios del sistema eléctrico sin grandes problemas de seguridad de suministro o seguridad física tanto de los clientes como de los mismos empleados de las compañías. Aunque los problemas de suministro se pueden presentar en cualquier parte de la cadena eléctrica, es el distribuidor el que recibe la presión cuando el resto de la industria eléctrica falla. En general, el cliente asimila toda la actividad eléctrica al distribuidor local.
- **Obligaciones reglamentarias:** Se sigue con especial cuidado los diversos códigos y reglamentos establecidos en el sector para satisfacer de manera adecuada y suficiente las necesidades eléctricas en los diferentes sectores. Estas obligaciones reglamentarias varían de acuerdo a los códigos aprobados y también de acuerdo a lo establecido desde los territorios con sus consecuentes complejidades.
- **Calidad:** desde las distribuidoras se vienen cumpliendo las reglamentaciones que buscan dotar con características de calidad la energía eléctrica que llega a los clientes. Estos estándares de calidad, relacionados con los cortes de suministro, los huecos de tensión, los armónicos en las ondas de tensión, los fenómenos de flicker y las sobretensiones, significan en muchos casos la necesidad de inversiones profundas en las redes eléctricas no contempladas con anterioridad.
- **Compromisos de la administración:** los sistemas de distribución y en general las compañías deben acercar sus planes de desarrollo a los compromisos administrativos, casi siempre en línea con las necesidades de la población. Sin embargo, se pueden presentar casos en

6.7 Propuesta regulatoria para incrementar la eficiencia en la distribución

los cuales se establezcan compromisos desde la administración poco o nada rentables para la empresa eléctrica.

Sin embargo, dentro de las anteriores actividades no se contempla, de forma específica, obligaciones o beneficios relacionados con la aplicación de programas de eficiencia energética de las redes de distribución eléctrica. Así, existe la posibilidad de desarrollar elementos regulatorios específicos que lleven a una mejor disponibilidad de recursos de todo tipo que puedan utilizarse para mejorar la eficiencia en los sistemas de distribución.

La eficiencia energética en la distribución de energía eléctrica se puede entender como una actividad adicional (nueva) de las empresas de distribución, actividad no contabilizada dentro del cargo actual y, por lo tanto, debe desarrollarse la regulación necesaria para ser involucrada dentro de la normativa del sector eléctrico.

6.7.2 Escenario para el desarrollo de una propuesta regulatoria

Cualquier propuesta regulatoria relacionada con un programa de eficiencia energética en el sector de la distribución que se trace debe considerar el estado actual de la regulación. A continuación, se describen una serie de parámetros a tener en cuenta en el diseño de una reglamentación que pretenda una mejor eficiencia en las redes de distribución de energía eléctrica.

Calidad Los valores estadísticos asociados con la calidad con la que se presta el servicio de energía vienen mejorando. Este escenario de mejora significa un alto nivel de compromiso por parte de las empresas distribuidoras.

En este panorama de mejora de la calidad, es necesario preguntarse: ¿Cuál es el nivel de calidad que se requiere? Si bien es cierto que siempre queremos la mejor calidad, esta necesidad debe limitarse a los recursos que tenemos (calidad infinita=costos infinitos).

Retribución

El panorama retributivo hasta el año 2007 presentaba una clara disminución en cuanto a lo que perciben las empresas de distribución por cada kWh distribuido. Esta disminución pone en peligro el negocio de la distribución de energía eléctrica desde el punto de vista financiero. Es necesario dedicar inversiones adicionales o mejorar las formulas retributivas aplicadas hasta el momento en el negocio eléctrico.

Capítulo 6 Los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica y su Eficiencia

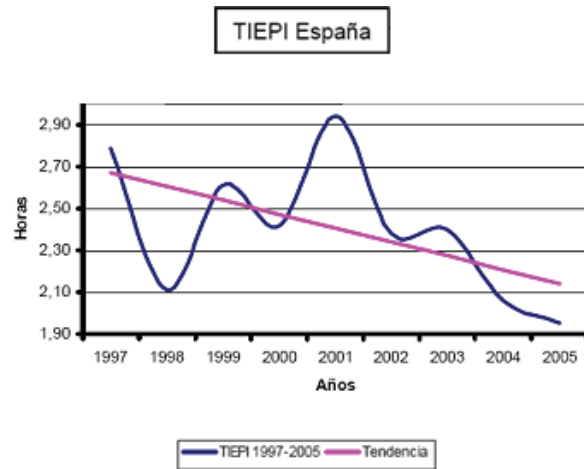


Figura 6.13: España TIEPI

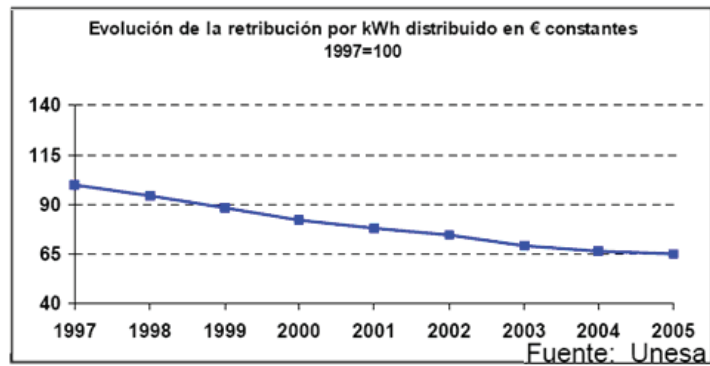


Figura 6.14: Evolución de la Retribución

6.7 Propuesta regulatoria para incrementar la eficiencia en la distribución

Relación Ingresos/Energía

En la siguiente figura, se puede apreciar que España, junto con el Reino Unido, presenta una relación de ingresos por energía distribuida por debajo de la media de los países europeos.

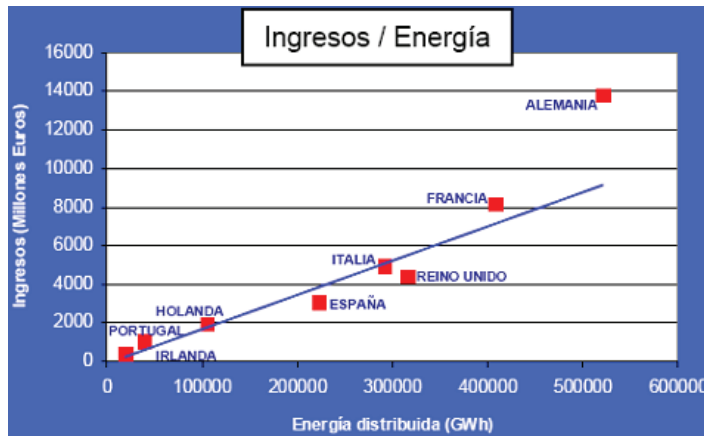


Figura 6.15: Energía distribuida vs. Ingresos recibidos en Europa

Relación Pérdidas estándares / costes medios

La estructura normativa actual de pérdidas ha significado un aumento tanto en el coste medio de las mismas como en su proporción. Ello significa que no ha resultado tan efectiva la reglamentación relacionada con las pérdidas en cuanto a su efecto final de disminución de las mismas.

6.7.3 Oportunidades para la eficiencia energética en el marco regulatorio de la retribución de la distribución. Real Decreto 222 de Marzo de 2008

En marzo de 2009 se promulgó el Real Decreto 222 que establece el régimen retributivo de la actividad de la distribución de energía eléctrica. Esta reglamentación modifica lo establecido en la Ley 54 de 1997 y el Real Decreto 2819 de 1998 en España y las normas relacionadas con la forma en que se retribuyen las actividades relacionadas con el modo en que se paga por la infraestructura de la distribución de energía eléctrica. El nuevo esquema

Capítulo 6 Los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica y su Eficiencia

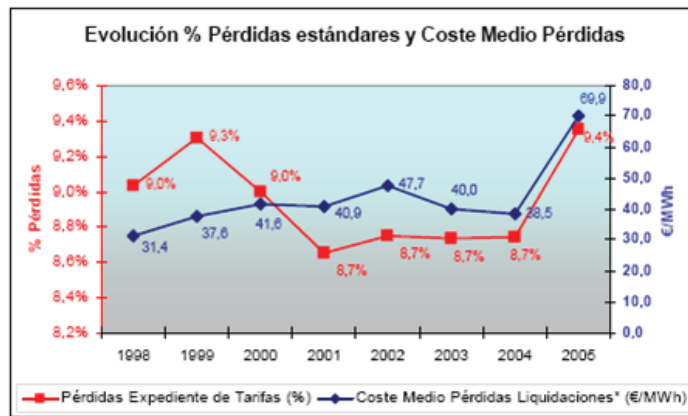


Figura 6.16: Evolución de Pérdidas y Coste medio de Pérdidas en España

de la retribución de la distribución establece una nueva forma retributiva relacionada con una red de referencia (tanto base cero como incremental).

La forma retributiva se expone en el articulado de la norma: el cálculo de la retribución de la actividad de distribución para cada empresa distribuidora i se determinará para cada periodo regulatorio aplicando la siguiente ecuación:

$$R_{base}^i = CI_{base}^i + COM_{base}^i + OCD_{base}^i \quad (6.2)$$

Donde:

- R_{base}^i es el nivel de retribución de referencia para la empresa distribuidora i.
- CI_{base}^i es la retribución de la inversión.
- COM_{base}^i es la retribución por operación y mantenimiento de las instalaciones que gestione cada distribuidor. Independientemente de su forma de cálculo (por red de referencia o costes medios), deja abierta la posibilidad de ser afectado por «un factor que introduzca competencia referencial». Es importante determinar que esa competencia puede ser establecida también por acciones relacionadas con la eficiencia energética que asuman las distribuidoras en sus sistemas.
- OCD_{base}^i es la retribución por otros costes necesarios para desarrollar la actividad de distribución. Estos costes incluyen costes de gestión comercial, así como los relativos a la planificación de las redes y la

6.7 Propuesta regulatoria para incrementar la eficiencia en la distribución

«gestión de la energía». Pareciera que éste es un camino expedito para poder efectuar acciones relacionadas con la eficiencia energética en redes. La gestión de la energía, en este caso, se relaciona también con la gestión de la demanda y las actividades relacionadas para su desarrollo.

La norma en su artículo 8 establece, igualmente, que la retribución reconocida a cada distribuidor por la actividad de distribución para los próximos cuatro años del periodo regulatorio se determinará mediante las siguientes fórmulas:

$$\begin{aligned} R_0^i &= R_{base}^i (1 + IA_0) \\ R_1^i &= R_0^i (1 + IA_1) + Y_0^i + Q_0^i + P_0^i \\ R_2^i &= (R_1^i Q_0^i P_0^i) (1 + IA_2) + Y_1^i + Q_1^i + P_1^i \\ R_3^i &= (R_2^i Q_1^i P_1^i) (1 + IA_3) + Y_2^i + Q_2^i + P_2^i \\ R_4^i &= (R_3^i Q_2^i P_2^i) (1 + IA_4) + Y_3^i + Q_3^i + P_3^i \end{aligned}$$

Al margen de la forma en que se calcula esta variación de la retribución, es importante anotar lo siguiente en relación con los componentes de la ecuación:

- Q_{n-1}^i es el incentivo o penalización a la calidad del servicio repercutido a la empresa distribuidora i el año n asociado al grado de cumplimiento durante el año $n-1$ de los objetivos establecidos para los índices de calidad de servicio. Este indicador de calidad puede asociarse a la eficiencia energética; sin embargo, solo tiene en cuenta la calidad de suministro relacionada con los tiempos de salida y la frecuencia de los mismos. La calidad del suministro de energía está íntimamente ligada al problema de la eficiencia en la misma, por lo tanto se podría ampliar su competencia.
- $P_{base(n-1)}^i$ es el incentivo o penalización por la reducción de pérdidas repercutido a la empresa distribuidora i el año n asociada al grado de cumplimiento de los objetivos establecidos para el año $n-1$. El incentivo de pérdidas no considera aspectos relacionados con la eficiencia energética, tales como la gestión de la demanda o acciones contempladas dentro de la operación para mejorar la eficiencia de las mismas.

Según la misma norma, los incentivos empezarán a aplicarse a partir del momento en que el Ministerio establezca los objetivos para la mejora de la calidad y la reducción de pérdidas; resulta, por lo tanto, especialmente útil y oportuno desarrollar acciones que permitan dentro de esta nueva óptica de la distribución mejorar la eficiencia energética en las redes de distribución.

Capítulo 6 *Los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica y su Eficiencia*

6.7.4 Necesidad de un nuevo marco regulatorio de la distribución que fomente el ahorro de energía

En un escenario como el descrito anteriormente, es necesario impulsar o adecuar el marco regulatorio para lograr el desarrollo de programas que impulsen de forma efectiva la eficiencia energética en la distribución de energía eléctrica. Este nuevo marco regulatorio debe tener en cuenta los siguientes aspectos relacionados con las empresas de distribución:

- **Impulso de nuevas acciones:** Se debe buscar el apoyo para nuevas acciones dedicadas al desarrollo de programas de gestión energética. Estas acciones que promuevan las compañías distribuidoras deben presentar las siguientes características:
 - Deben ser medidas que promuevan o incentiven nuevas acciones relacionadas con la eficiencia energética. En este sentido deben promoverse dentro de las compañías la creación de Planes de Gestión de la energía que fomenten directamente la eficiencia energética en las mismas.
 - Los Planes que recojan los proyectos diseñados para mejorar la eficiencia energética en las empresas distribuidoras deben poseer una justificación clara y por periodos de tiempo establecidos, y metas claras.
 - El cumplimiento de las metas establecidas en los planes de gestión de la energía de las empresas distribuidoras permitirá al regulador establecer los criterios y el valor con el que se va a retribuir el cargo de gestión energética.
- **Eliminación de barreras.** Algunas iniciativas propuestas que pueden efectuar las empresas de distribución de forma directa, pero que requieren apoyo por parte del regulador son:
 - Instalación de transformadores eficientes en la red de distribución.
 - Sustitución de tensiones en el suministro y eliminación de tensiones de suministro no normalizadas. Estos niveles de tensión causan pérdidas de energía tanto por requerimientos de transformación no necesarios como por tecnologías obsoletas. De otra parte, presentan inconvenientes en la operación de los sistemas. Se recomienda una especial atención en este aspecto en la nueva aplicación de los planes operativos de la distribución.

6.7 Propuesta regulatoria para incrementar la eficiencia en la distribución

- Implantación de Electrónica de potencia en las redes de distribución: FACTS, baterías condensadores y en general mecanismos que permitan el direccionamiento de flujos eléctricos y el almacenamiento de energía.
- Reconocimiento de los sistemas de mallados y al sobredimensionamiento de instalaciones que reciben beneficios por su mejora en la eficiencia energética del sistema.

Ahora bien, las actividades anteriores se relacionan con aspectos en los cuales las empresas de distribución son responsables directos; sin embargo, existen actividades que estas empresas realizan que de forma indirecta pueden apoyar programas relacionados con la eficiencia energética. Tales actividades pueden ser:

Campañas informativas o divulgativas, propuestas gubernamentales, campañas de sustitución de electrodomésticos, Campañas dirigidas a instaladores y técnicos para desarrollar buenas prácticas relacionadas con la eficiencia energética.

6.7.5 Actividades Regulatorias a Desarrollar.

A continuación, se describen las actividades que se proponen para desarrollar, dentro de la actividad regulatoria, la eficiencia energética en distribución de energía eléctrica:

1. Incluir costes relacionados con la innovación, el desarrollo e implantación de nuevos esquemas de medición (contadores y sistemas de Telegestión) dentro de los planes de eficiencia energética lanzados por el gobierno (E4-E7 y planes desarrollados a nivel de comunidades autónomas).
2. Incluir proyectos pilotos de implantación de medidas de uso eficiente de energía (Generación Distribuida en redes aisladas, programas de sustitución masiva de bombillas incandescentes, sustitución de niveles de tensión, mejoramiento operativo de las redes de distribución para mejora de la eficiencia energética entre otros) dentro de planes de eficiencia energética lanzados por el gobierno (E4-E7 y planes desarrollados a nivel de comunidades autónomas)
3. Aprovechando la oportunidad que ofrece la nueva legislación de la retribución de la actividad de la distribución de energía eléctrica (Real Decreto 222 de 2008), establecer un complemento específico dentro del

Capítulo 6 *Los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica y su Eficiencia*

Esquema Retributivo para actuaciones concretas de gestión energética que no tenga solo en cuenta la reducción de pérdidas en red.

4. Diseñar mecanismos de reducción impositiva en materiales, equipos e impuestos ligados a proyectos que permitan mejorar la eficiencia energética en redes de distribución.
5. Estudiar mecanismos que permitan beneficios impositivos en empresas distribuidoras que presenten medidas innovadoras que conlleven a una mejora en la eficiencia energética en la actividad de la distribución de energía eléctrica.
6. Diseñar esquemas similares a los utilizados en los últimos años para la promoción de la instalación de energías renovables en España (régimen especial).

En este sentido, se debe recordar que las tarifas ya sean en el mercado regulado o como fracción de la actividad liberalizada (tarifas de acceso) recogen una serie de cargos adicionales que, en algunos casos, se alejan de lo netamente relacionado con los kWh demandados.

Se ha de estudiar la posibilidad de establecer un complemento, o por lo menos, diseñar una estructura financiera que permita a través de las tarifas apoyar los programas que en este momento están desarrollando las distribuidoras y los futuros que se requieran para mejorar la eficiencia energética en este eslabón de la cadena eléctrica.

CONCEPTO
Costes de transporte
Costes de distribución
Costes de gestión comercial de los distribuidores
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento
Moratoria nuclear
Stock básico de uranio
2ª parte del ciclo de combustible nuclear
Disposición transitoria 11 (compensación a distribuidoras)
Sobrecoste régimen especial
Costes permanentes
Compensación insulares y extrapeninsulares
Operador del sistema
Operador del mercado
Comisión Nacional de Energía
Costes de transición a la competencia

Cuadro 6.2: Conceptos asociados a las tarifas de acceso

6.8 Sumario

La mayoría de las actividades relacionadas con la eficiencia energética en el sector de la distribución de energía eléctrica se orientan directamente a actividades relacionadas con mejorar la relación entrada/salida en KWh, dejando de lado otras oportunidades como la gestión de la demanda y, en general, actividades como la innovación y el desarrollo tecnológico, las cuales no se reflejan de forma inmediata en los balances energéticos de las empresas. Por esta razón se debe desarrollar una regulación que vincule la eficiencia energética de los sistemas de distribución con aspectos como la calidad de suministro, la retribución o la relación beneficio/costo, entre otros. La nueva regulación ha de igualmente propiciar la instalación de nuevas alternativas más eficientes en las redes, verificar el desarrollo y seguimiento de los planes propuestos por las empresas y eliminar las barreras que se puedan presentar para mejorar la eficiencia energética en el sector. La propuesta regulatoria debe incluir costes relacionados con la innovación, los proyectos pilotos, establecer complementos o reducciones impositivas similares a otros servicios del sector eléctrico (generación renovable), entre otros.

Capítulo 7

La Generación Distribuida y la Distribución de Energía Eléctrica

Como capítulo final de este documento, se plantea el problema de la generación distribuida y la distribución de energía eléctrica como receptor de ésta. Se proponen análisis relacionados con este tipo de generación así como recomendaciones para el futuro regulatorio teniendo en cuenta estas tecnologías.

7.1 Introducción

Hasta hace algún tiempo la concepción de la red de distribución era la de un sistema exclusivamente pasivo, utilizado únicamente para entregar electricidad a los consumidores. Con la introducción de la generación distribuida, la red está siendo utilizada de otra forma con flujos de potencia variables y bidireccionales. El nivel de pérdidas está ligado al flujo de potencia y, por ello, una oportuna localización de la generación distribuida abre la posibilidad de disminuir las pérdidas asociadas, en este caso, a la distribución de la energía eléctrica.

Una conexión de generación es la que sirve de enlace entre una o varias centrales de generación de energía eléctrica y la correspondiente instalación de transporte o distribución. Constituyen instalaciones de conexión las subestaciones y líneas en tensión de transporte o distribución que resulten necesarias para la efectiva unión de la instalación de generación a la red preexistente o resultante de la planificación aprobada.

Se conoce como generación distribuida a aquella que cumple las siguientes condiciones:

Capítulo 7 La Generación Distribuida y la Distribución de Energía Eléctrica

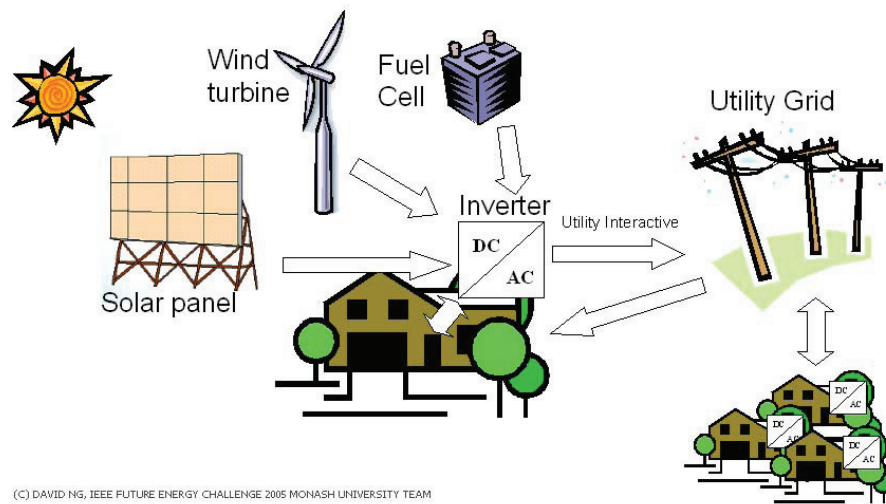


Figura 7.1: Generación Distribuida

- Está conectada directamente a la red de distribución o a las propias acometidas de los consumidores.
- No es distribuida por los operadores de la red.
- No se gestiona de forma centralizada.
- Se produce a través de pequeños generadores.

7.1.1 Ventajas

Durante los últimos años, la generación distribuida ha incrementado su presencia en muchos de los sistemas eléctricos alrededor del mundo. Las principales ventajas de la generación distribuida frente la generación centralizada se describen a continuación:

Reducción de la necesidad de capacidad en transporte y distribución.

Debido a que con un modelo de GD la electricidad se produce allí donde se va a consumir, se reducen las pérdidas que conllevan el transporte y la distribución de energía, ya que en teoría no sería necesario transportar electricidad. A pesar de ello, es evidente la necesidad de mantener las líneas

7.1 Introducción

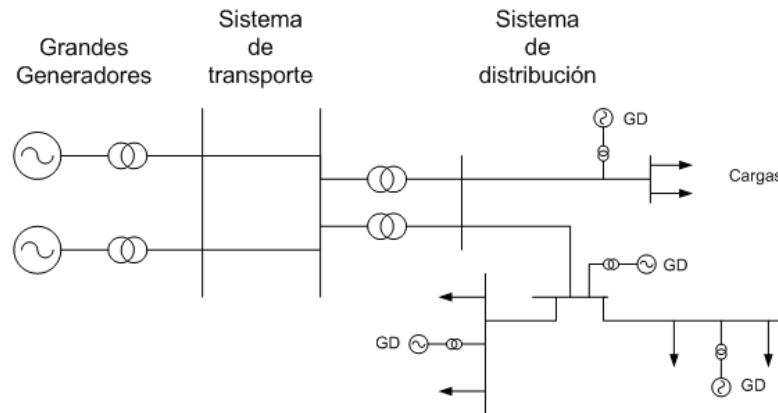


Figura 7.2: Sistema eléctrico con generación distribuida.

con el fin de proporcionar seguridad en el suministro, aunque la necesidad de inversión se ve ampliamente reducida.

Reducción de la necesidad de activos para hacer frente a la demanda en los periodos de punta.

La reducción de las pérdidas en las líneas en los periodos de punta supone uno de los principales beneficios de la GD. Las pérdidas en las redes eléctricas son inevitables, y aumentan a medida que se incrementa la potencia transferida. Como consecuencia, las mayores pérdidas se dan en los periodos de punta (momentos del día en los que el consumo doméstico e industrial resulta mayor). Si los sistemas de GD se construyen cerca de las áreas con mayor consumo, en los periodos de punta no sólo se evita la necesidad de invertir en líneas, sino que también se reduce la necesidad de potencia en generación centralizada.

7.1.2 Inconvenientes

En el apartado anterior, se describían los principales beneficios de la GD. Sin embargo, una amplia divulgación de la GD puede presentar inconvenientes tanto económicos como ambientales, los cuales se describen a continuación:

Mayor coste económico

Desde el inicio del planeamiento de la GD, el coste por kW instalado ha sido uno de los principales inconvenientes. Mientras que los costes de las fuentes convencionales se encuentran entre los 750 €·kW⁻¹ y los 1.700 €·kW⁻¹ (gas natural convencional y nuclear respectivamente), el coste de

Capítulo 7 La Generación Distribuida y la Distribución de Energía Eléctrica

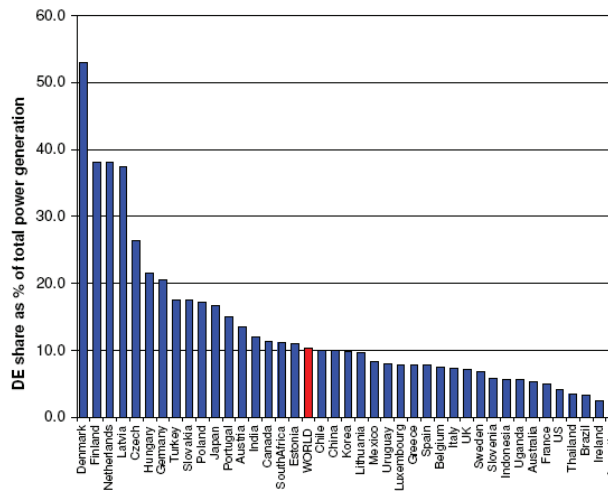


Figura 7.3: Peso de la generación distribuida por países. WADE, 2006.

las diferentes tecnologías aplicadas en GD varían desde los 1.000 € hasta los 20.000 €. Otro foco de encarecimiento energético, pero que en este caso afecta al coste variable, es el sobrecoste del abastecimiento de combustibles para los sistemas de GD, debido a las economías de escala de dicha actividad.

Menor diversificación en la utilización de combustibles

Estudios realizados por diversas instituciones entre las que destaca la AIE, preveen que una mayor divulgación de la GD incrementará la demanda y la dependencia sobre el gas natural, frente al decremento sobre otros como el carbón o el fuel. La magnitud de este fenómeno dependerá del nivel de penetración de la GD y del porcentaje que represente en ella la cogeneración.

Eficiencia económica

La eficiencia económica de la generación distribuida así como su penetración dependerá de la estructura del mercado, su operación y su estructura de precios. La evolución de los mercados tiende hacia una liberalización completa, lo cual en un principio favorece al desarrollo de la GD. A pesar de eso, la distribución seguirá siendo un monopolio y, por tanto, una regulación adecuada debe afrontar la inserción de la GD sin afectar negativamente a ninguno de los agentes que intervengan en el proceso.

Aspectos ecológicos

El rendimiento de los equipos de generación distribuida no tiene que ser mejor que el de los utilizados actualmente. Por lo que se refiere a los equipos

7.1 Introducción

de cogeneración, su rendimiento sólo será superior a las tecnologías convencionales cuando se utilicen paralelamente para la producción de calor. Aun así, existen equipos cuyo rendimiento depende de la localización y, por supuesto, de la tecnología que empleen. En lo que se refiere a la utilización de renovables, no hay que perder de vista el concepto de pay-back energético en el momento de analizar su impacto ecológico.

Seguridad de suministro

En relación a la diversificación de fuentes energéticas, se observa que se incrementa, tal y como se ha nombrado en apartados anteriores, la dependencia sobre el gas natural. En lo que se refiere a la fiabilidad de la red, existen corrientes de opinión contrarias a la GD (por ejemplo, en ciertas ponencias del CIRED, 1999) en las que se insiste en la dificultad de gestionar la generación en un sistema eléctrico con GD.

Calidad de suministro

Frecuencia: Los desequilibrios entre la generación y la demanda causan oscilaciones de la frecuencia fuera del valor nominal (50 Hz). La integración de GD en los sistemas eléctricos dificulta la tarea del operador de la red de mantener la frecuencia constante, como bien público que es. En consecuencia, es de vital importancia para el sistema desarrollar estrategias de implantación de la GD, así como redactar una regulación que la contemple.

Tensión: La conexión de GD a las redes de distribución afecta fuertemente a la tensión de los mismos; en consecuencia, de igual forma que con la frecuencia, la implantación debe ser estudiada a fondo con el fin de evitar efectos negativos.

Problemas de conexión

Cambios en el flujo de carga: Una elevada integración de GD en la red puede producir cambios en los flujos de carga de la red provocando, por ejemplo, flujo de potencia de la red de BT a la de MT. Este tipo de cambios obliga a realizar cambios importantes en los sistemas de protección.

Protección: La autonomía de los consumidores en la gestión de sus recursos de generación puede conllevar graves problemas de seguridad en caso de darse un apagón generalizado. En caso de que los consumidores quieran generar para autoabastecerse, deberán tomar la precaución de no ceder potencia a la red. En el momento de la reconexión, se deberá hacer una maniobra de resincronización.

Potencia reactiva: Los equipos de GD deberán ser capaces de proporcionar potencia reactiva y, en caso de que no lo sean, deberán proveerse de dispositivos que lo permitan. Esto resulta indispensable sobre todo en caso de utilizar máquinas asíncronas sin alimentación en el rotor.

Calidad de suministro: Algunas de las tecnologías utilizadas en la ge-

Capítulo 7 La Generación Distribuida y la Distribución de Energía Eléctrica

neración distribuida (paneles solares o, en el futuro, pilas de combustible) producen corriente continua. En consecuencia, dichos equipos deben estar provistos de un convertidor DC/AC, el cual contribuye al aumento de la polución de armónicos en la red. Por otro lado, los generadores de frecuencia variable que también necesitan convertidores no proporcionan inercia al sistema.

7.2 Estado de la GD en España

En España, siguiendo la línea de muchos países del mundo, se ha llevado a cabo un gran desarrollo de la generación distribuida. Dicho desarrollo ha sido protagonizado tanto por las renovables como por la cogeneración, es decir, los generadores del régimen especial.

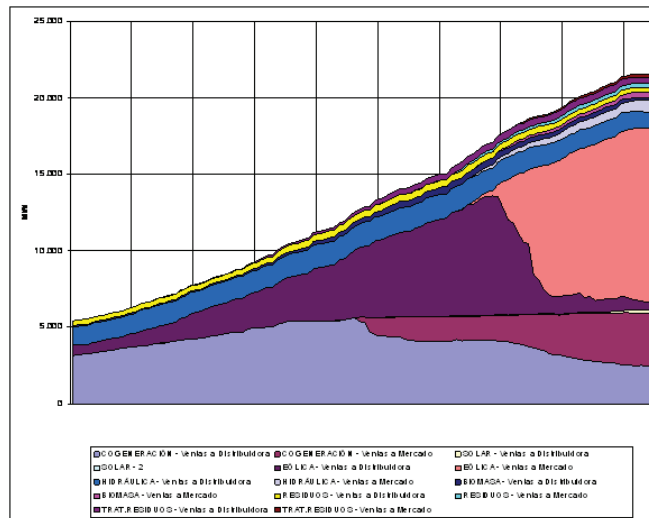


Figura 7.4: Evolución de la potencia instalada según tecnología de GD. CNE, 2007.

Este impulso se debe principalmente al incentivo por parte de las instituciones mediante las Directivas Europeas y los diferentes Planes desarrollados por el estado y las Comunidades Autónomas, que proporcionan escenarios favorables para que los inversores apuesten por este tipo de tecnologías. Su regulación se contempla en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico y los Reales Decretos que la contemplan.

7.2 Estado de la GD en España

Tal y como se ha expuesto en el apartado anterior, la integración de este tipo de generadores en las redes de distribución crea una serie de inconvenientes y beneficios en dichas redes, como son aumentar o reducir las pérdidas, la necesidad de reforzar la capacidad de las líneas y centros de transformación para dar cabida a los nuevos flujos de potencia inyectados por la GD o, por el contrario, reducir el volumen de inversiones en refuerzos de las redes (la generación en puntos cercanos a la demanda reduce los flujos de energía). Por otro lado, la operación de la red de distribución se vuelve más compleja, debido a que la red de distribución ya no se considera como una red de carácter radial, sino que las redes muestran caracteres diferentes a lo largo del día debido a la existencia de generadores que inyectan potencia.

Debido a estos cambios, durante un tiempo en España se ha dado un déficit normativo y regulatorio en materia de integración de este tipo de sistemas en las redes, así como la inexistencia de uniformidad en los criterios de operación y conexión de la generación distribuida, o la falta de contabilidad del coste/beneficio generado por la GD en la tarifa de acceso. En consecuencia, la legislación del sector ha evolucionado en este sentido proporcionando soluciones a los posibles conflictos y adaptándose a este nuevo escenario tecnológico.

Seguidamente, se resume brevemente la normativa tanto a nivel estatal como a nivel europeo.

7.2.1 España

En España, al igual que en muchos países industrializados, se empezó a hablar de generación distribuida en la década de los 80 (cogeneración principalmente), como reacción a las diferentes crisis energéticas sufridas. Su aparición creó la necesidad de desarrollar una normativa; el 5 de septiembre de 1985 se decretó la primera Orden Ministerial del sector.

El cambio más importante a nivel regulatorio que de alguna manera sienta las bases de la situación actual es la aparición de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico. Ésta supuso un gran cambio debido a que permite iniciar la desregulación del sector. Desde la fecha, se pueden distinguir tres periodos diferenciados:

RD 2818/1998, el cual desarrolló las directrices en instalaciones por la Ley 54/1997, y proponía un primer modelo de retribución que consistía en el pago del precio del pool más una prima constante.

RD 436/2004, que derogó el RD 2818/1998 y que planteaba dos fórmulas retributivas: precio de mercado más una prima (igual que el anterior) o precio regulado referenciado a la tarifa media de referencia.

Capítulo 7 *La Generación Distribuida y la Distribución de Energía Eléctrica*

RD 661/2007, aprobado el 27 de mayo de 2007, introduce como puntos principales los siguientes:

- La retribución del régimen especial no va ligada a la Tarifa Media o de Referencia. La actualización de las tarifas, primas y complementos irá ligada a la evolución de diversos factores (como el IPC o el precio del gas natural).
- Se establece una prima de referencia y unos límites superior e inferior para la generación procedente de renovables que participa en el mercado.
- Se establece un aval que deberán satisfacer las instalaciones de régimen especial al solicitar el acceso a la red de distribución. El aval era ya necesario en el caso de productores que se quieran conectar a red de transporte.
- Los nuevos parques eólicos deberán ser capaces de mantenerse conectados a la red ante una breve caída de tensión en la misma.
- Se permite la hibridación en instalaciones de biomasa y solar termoeléctrica.
- Obligación del régimen especial de potencia instalada superior a 10 MW a conectarse a un centro de control.
- Obligación del régimen especial a tarifa a presentar ofertas en el mercado de producción a precio cero por medio de un representante.
- Derecho del régimen especial a tarifa a que la distribuidora sea su representante para la participación en el mercado hasta el 31/12/2008. Los distribuidores empezarán a cobrar al régimen especial por este servicio un cargo de 0,5 c€/kWh a partir del 1/07/2008.
- Se aplicarán costes de desvíos a las instalaciones en régimen especial a tarifa que deban disponer de equipo de medida horaria.
- En 2008 se comenzará la elaboración del Plan de Energías Renovables 2011-2020.

Independientemente de la normativa del sector eléctrico, el 12 de mayo de 2007 fue publicado en el BOE el Real Decreto 616/2007, del 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración. Mediante este Real Decreto se incorpora al derecho español el contenido de la Directiva 2004/8/CE (fomento de la

7.3 Criterios de conexión para Generación Distribuida

cogeneración). En este sentido la cogeneración queda en una situación muy favorable y hoy día se prevé una gran proliferación de este tipo de instalaciones.

7.2.2 Europa

A nivel europeo se ha desarrollado la siguiente normativa:

Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.

Directiva 2004/8/CE relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía.

Según el Artículo 30 del Real Decreto 1955/2000, las instalaciones de conexión de centrales de generación se regulan tal como se explica a continuación.

7.3 Criterios de conexión para Generación Distribuida

Para rentabilizar las inversiones de la generación dentro del sistema energético, se debe diseñar un marco regulatorio que garantice señales óptimas de localización eficiente de centrales eléctricas de forma que se pueda aumentar la eficiencia del sector minimizando las pérdidas asociadas al transporte y distribución de energía eléctrica.

A falta de una completa normativa al respecto en el campo de la Generación Distribuida, se suelen emplear las siguientes consideraciones:

- Nivel de Tensión: se elige en función de la potencia que se decida instalar. El nivel de tensión se determina según el tamaño del generador y de la potencia de cortocircuito del nodo al cual se conecta la red.
- Variación de Tensión: no se permiten variaciones superiores a un margen determinado $\pm V$ en el nodo al cual se conecte el generador.
- Normalizar y racionalizar las protecciones.

Las funciones de las protecciones de la interconexión son proteger a la GD de la Red y a la Red de la GD.

7.4 Optimización

7.4.1 Introducción

Desde el punto de vista de la eficiencia energética en las redes de distribución, el principal parámetro que se tiene en cuenta es el nivel de pérdidas. Dichas pérdidas dependen principalmente del flujo de carga a lo largo de las líneas que componen los sistemas eléctricos. Partiendo de esta base, se deduce que la utilización de GD proporciona una oportunidad de disminuir las pérdidas debido a que su integración en la red modifica los flujos de carga. Por otro lado, determinadas ubicaciones de la GD pueden producir un incremento de las pérdidas.

7.4.2 Ejemplo sencillo de pérdidas en un alimentador

Con el fin de exponer esta cuestión con mayor claridad, se hará uso de este ejemplo, el cual es fruto de uno de los numerosos estudios que se han llevado a cabo por diferentes autores en los últimos años [31].

El ejemplo consiste en considerar una red de distribución radial cuya carga se distribuye uniformemente a lo largo de ella. Empleando uso de un modelo de línea concreto se obtiene como resultado de la minimización de las pérdidas lo siguiente:

- La inserción de GD no implica la reducción de las pérdidas del sistema necesariamente.
- El óptimo se obtiene inyectando $2/3$ de la potencia a una distancia de $2/3$ de L .
- Otras inyecciones podrían incrementar las pérdidas.

Realizando las simplificaciones pertinentes en la modelización de la red, se puede considerar a grandes rasgos que la introducción de GD en una red radial provoca en un primer momento un efecto beneficioso reduciendo las pérdidas. Este efecto se invierte en el momento que la GD suministra la potencia suficiente para satisfacer la demanda en esa línea, invirtiendo el sentido del flujo de carga.

Por tanto, se deduce que la ubicación de la generación distribuida influye fuertemente en el nivel de pérdidas de la red, así como en otros aspectos técnicos tales como la calidad de suministro y el coste de explotación de los activos. En este sentido, se han desarrollado diversas metodologías, las cuales consisten mayoritariamente en la determinación de la ubicación de la

7.4 Optimización

GD en la red de manera que se minimice una función objetivo utilizando diferentes métodos de optimización.

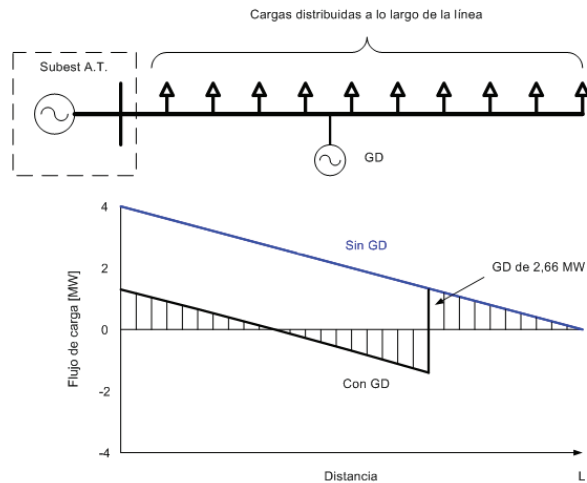


Figura 7.5: Pérdidas en un alimentador con GD. K.U.Leuven. ESAT-ELECTA, 2006.

7.4.3 Ejemplos prácticos de algoritmos propuestos por diversos autores

Seguidamente se expone un breve resumen de una selección de algoritmos desarrollados por diferentes autores. Dichos resúmenes pretenden dar una idea general de los métodos. Para una mayor comprensión, se recomienda la consulta de los artículos referenciados, disponibles para consulta pública.

Ejemplo 1: Método analítico para la localización óptima de GD en sistemas de potencia [32].

Este método se puede clasificar como optimización simple cuyo único objetivo es la reducción de las pérdidas. Se puede aplicar a dos tipos de problemas: configuración radial y configuración mallada.

Configuración radial

La resolución de este problema proporciona la localización óptima de un equipo de GD a lo largo de un alimentador.

Configuración mallada

La resolución de este problema proporciona la localización óptima de un equipo de GD a lo largo de una red mallada.

Capítulo 7 La Generación Distribuida y la Distribución de Energía Eléctrica

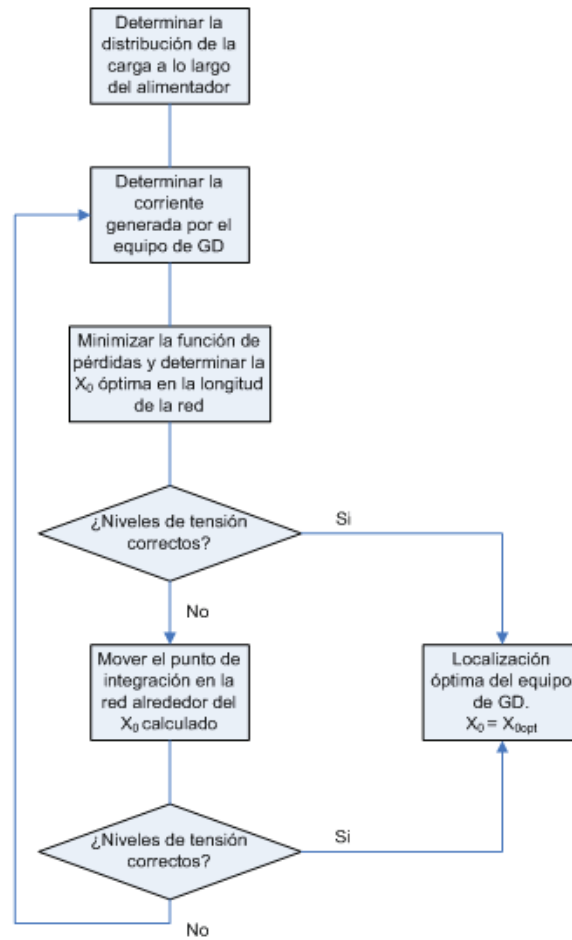


Figura 7.6: Diagrama de bloques del método analítico para la localización óptima de GD en sistemas de potencia, caso radial. CITCEA, 2007.

7.4 Optimización

El procedimiento para determinar la localización óptima evidentemente debe tener en cuenta otros factores como son las consideraciones económicas y geográficas, que no se abordan en este método.

Ejemplo 2: Método propuesto por M. O’Malley y A. Keane [33].

Hasta el momento se ha considerado que las pérdidas representan el objetivo a minimizar, enfocando el problema de la configuración de la red desde el punto de vista de la eficiencia energética. Además, estas pueden representar un coste muy importante. Sin embargo, de la misma forma que con otros costes, las pérdidas se deben considerar teniendo en cuenta otros factores económicos y objetivos y, en consecuencia, su minimización no es siempre lo más deseable [24].

Este método se puede clasificar como optimización simple cuyo objetivo es la maximización de la potencia transferida a la red de transporte. Tal y como se ha comentado en la descripción de este tipo de problemas, el objetivo no se centra exclusivamente en la eficiencia energética en distribución, pero se ha considerado interesante su exposición debido a que su aplicación puede resultar práctica en determinados escenarios económicos y regulatorios.

Los datos de partida con los que se cuenta son la topología de la red de distribución, una modelización de sus cargas y una modelización de la generación distribuida candidata a ser integrada (se observa que la curva de generación varía en función de la tecnología utilizada para la GD).

Se define:

$$P_{loss} = \sum_{j=1}^N [P_{DG_i} * \eta_{ji} + P_{LD_i} * \rho_{ji}] \quad (7.1)$$

Donde P_{loss} son las pérdidas en el bus i ; P_{DG_i} y P_{LD_i} son la potencia inyectada por la GD, y las cargas en el bus i , η_{ji} y ρ_{ji} son la interdependencia de las pérdidas debido a la generación y el consumo del bus i y el bus j respectivamente.

Estas interdependencias tienen las siguientes características:

- Se calculan analíticamente.
- Debido a la configuración radial sólo serán distintas de cero cuando los buses pertenezcan a la misma rama.
- Varían de forma cuadrática con el factor de carga. En consecuencia, con el fin de mantener la linealidad del problema y así facilitar la resolución del mismo, se procede al seccionamiento de las curvas en tramos lineales, de manera que dichos coeficientes puedan considerarse constantes a lo largo de ellos.

Capítulo 7 La Generación Distribuida y la Distribución de Energía Eléctrica

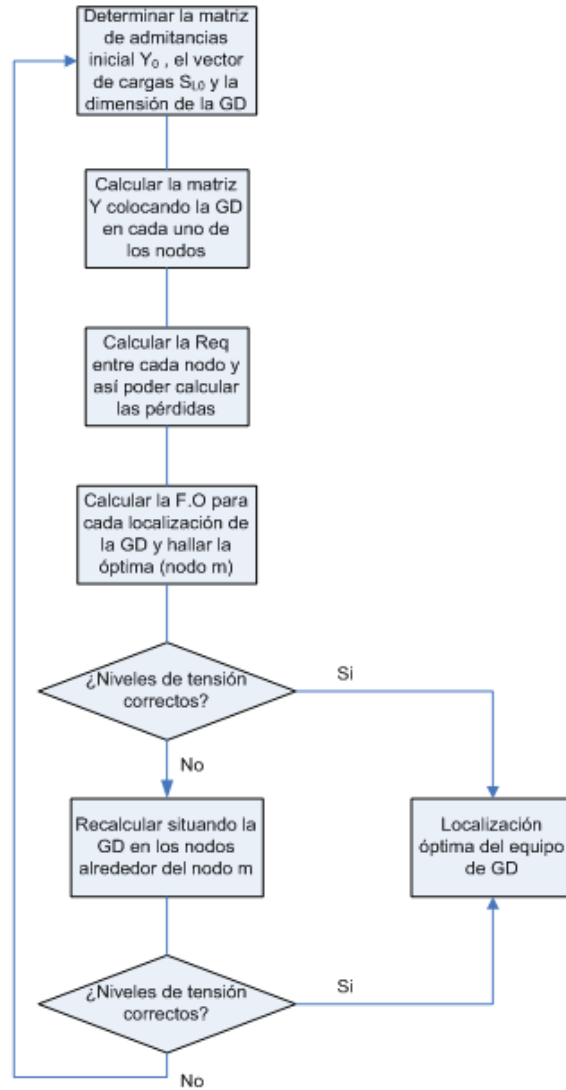


Figura 7.7: Diagrama de bloques del método analítico para la localización óptima de GD en sistemas de potencia, caso mallado. CITCEA, 2007.

7.5 Impacto de la Generación Distribuida

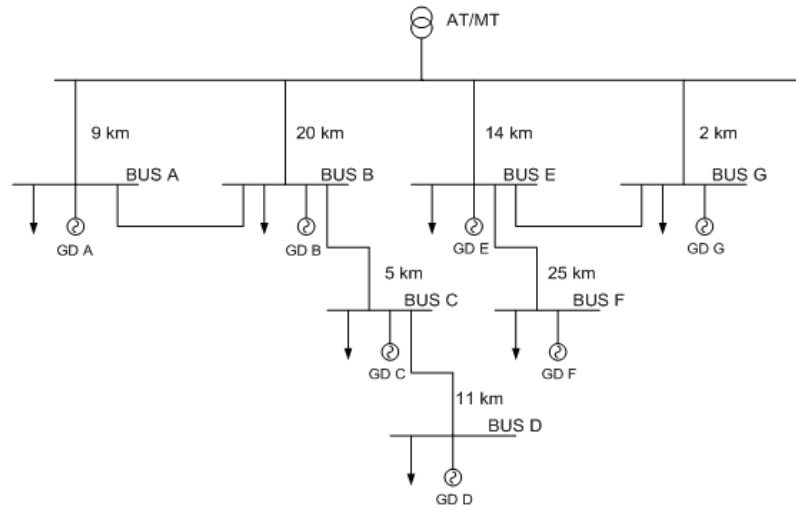


Figura 7.8: Red de distribución. CITCEA-UPC. 2007

- Se pueden obtener de forma sencilla mediante programas de simulación.

Por tanto, la función objetivo tendrá la siguiente forma:

$$[MAX]P_{tk} = \sum_{j=1}^N [P_{DG} * (1 - \eta_{ji}) + P_{LD} * (1 - \rho_{ij})] \quad (7.2)$$

Donde P_{tk} es la potencia transferida a la red de transporte.

Diferentes simulaciones publicadas en el artículo de M. O'Malley y A. Keane [3] muestran resultados interesantes de la efectividad del método. Se observa que con determinadas configuraciones de la red, se obtienen elevadas tasas de exportación a la red de AT con disminución de los niveles de pérdidas.

7.5 Impacto de la Generación Distribuida

Para conocer a fondo el impacto de la generación Distribuida (GD) en las pérdidas de la red, es necesario evaluar la variación como función de los parámetros característicos de una conexión de GD a la red de distribución.

Capítulo 7 La Generación Distribuida y la Distribución de Energía Eléctrica

Para estudiar el impacto de la GD en la red de distribución es posible crear distintos escenarios según el nivel de penetración de la GD y sus niveles de concentración. La primera es la relación entre la cantidad de energía GD inyectada en la red, frente la capacidad del feeder, mientras que la segunda se puede entender como el grado de concentración de las unidades de GD a lo largo de la red. Esta se mide como función del número de nudos en los que la GD está presente frente el número de nudos totales de la red bajo análisis.

Un enfoque puede ser la computación de las pérdidas anuales en una red de distribución y, por ello, las pérdidas deberían calcularse para cada hora del día. Esto requiere un estudio del flujo de carga horario que considere la demanda y la producción distribuida.

Para medir el impacto de la GD se evalúa la diferencia entre las pérdidas en el escenario donde la GD está empleándose y las pérdidas en el caso «base», donde se considera que la GD sea ausente.

Para efectuar el análisis es necesario modelar la red y las unidades de GD, teniendo en cuenta que los efectos de la GD dependen del número y del tamaño de las unidades mismas, junto a su producción de energía.

Así mismo será necesario modelar la producción de energía según las distintas fuentes que se pueden emplear en el ámbito de la GD. Finalmente, son necesarias las modelizaciones de las cargas para todos los nudos y también la descripción de los escenarios que dependen del grado de concentración y expansión de la GD.

Para entrar en detalle en este tipo de análisis, se van a considerar las conclusiones ofrecidas por el paper IEEE *Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation* de V. Méndez, J. Rivier y T. Gómez, en el que se presentan los algoritmos computacionales necesarios para evaluar el flujo de carga y se presentan los resultados por tipo de tecnología y según tres diferentes escenarios que siguen el número de instalaciones de GD.

Para los tres escenarios, la variación anual de las pérdidas presenta una trayectoria en forma de U, como se puede observar en las imágenes siguientes.

Se puede, por lo tanto, observar como las pérdidas empiezan a decrecer con niveles de penetración bajos de GD, sea cual sea la tecnología asociada, mientras que aumentan al incrementarse de la misma.

7.5 Impacto de la Generación Distribuida

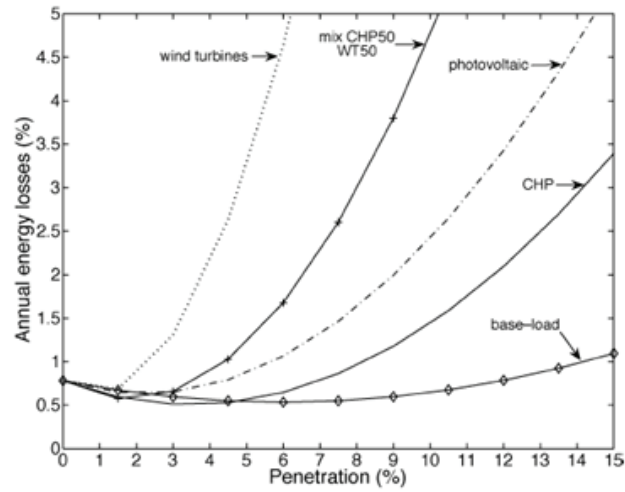


Figura 7.9: Escenario Ideal

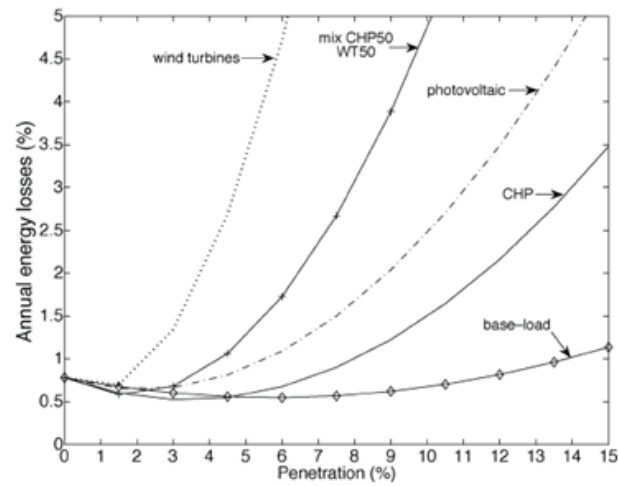


Figura 7.10: Escenario GD con carga equilibrada

Capítulo 7 La Generación Distribuida y la Distribución de Energía Eléctrica

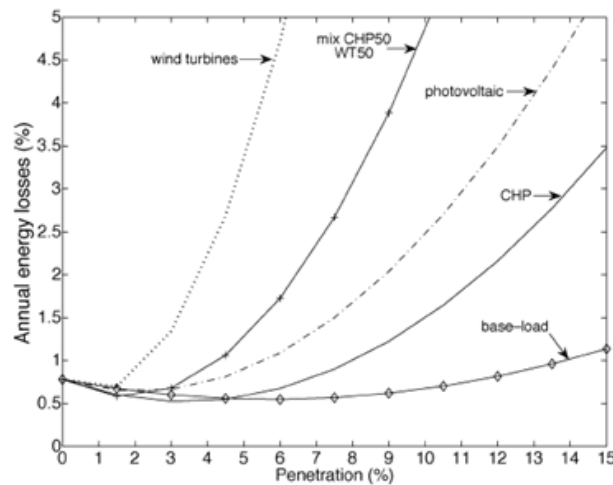


Figura 7.11: Escenario GD en diferentes nudos

7.6 Evaluación de la generación distribuida en redes de distribución

Adicionalmente a los resultados presentados anteriormente, en el capítulo V se mostró el modelo desarrollado para analizar desde diversas perspectivas la utilización de la generación distribuida en red. Una vez contemplados diversos escenarios, se pueden recoger los siguientes comentarios que deben ser tenidos en cuenta en revisiones regulatorias que quieran considerar los efectos de este tipo de generación en la red de distribución:

- La GD presenta efectos en las redes de distribución; tales efectos deben ser valorados por los interesados en su construcción o desarrollo.
- Debe establecerse tanto los beneficios desde el punto de vista del generador como los beneficios del distribuidor local.
- Deben estudiarse en detalle caso por caso los efectos relacionados con la mejora de la calidad del sistema de distribución y sus efectos en sus indicadores generales

7.7 Evaluación de las alternativas de generación con dinámica de sistemas.

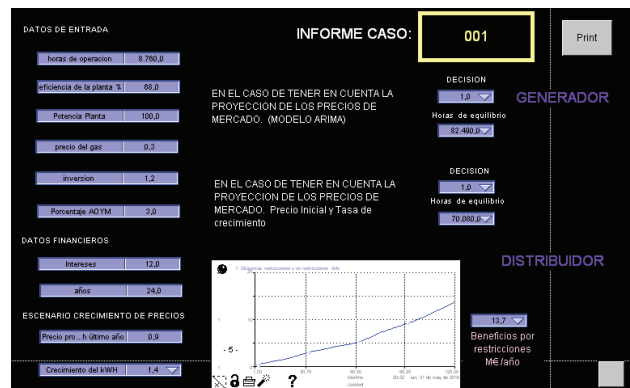


Figura 7.12: Salida del programa para el análisis de generación distribuida.

7.7 Evaluación de las alternativas de generación con dinámica de sistemas.

Usando la herramienta comentada en el capítulo 5 se evaluaron diversos casos relacionados con la opción más óptima para la ubicación de generación distribuida. En la figura 7.12 se puede observar el tipo de resultados que brinda la herramienta desarrollada. Los resultados obtenidos pueden darnos como conclusiones principales:

- Es posible con herramientas de dinámica de sistemas determinar las mejores opciones de generación de distribución de acuerdo a la visión del generador o el distribuidor.
- Los escenarios previstos pueden variar de diversas formas. Se presenta el caso de escenarios en los cuales desde el punto de vista del generador no es factible el desarrollo de un proyecto, pero para el distribuidor si, o al contrario.
- Son variables de especial interés los costos de gas, los períodos de retorno de la inversión y en general el costo del kWh (generado y vendido a la red)
- En cuanto al distribuidor es importante decidir el nivel de restricciones que puede superarse con la inversión, esto es determinante en el caso de que la inversión para la nueva planta sea una propuesta del distribuidor

Capítulo 7 La Generación Distribuida y la Distribución de Energía Eléctrica

7.8 Sumario

Como se evidencia en los resultados obtenidos y en los casos revisados, la generación distribuida afecta al comportamiento de las pérdidas en los sistemas de distribución. Es, por lo tanto, necesario adelantar más estudios que permitan determinar el grado de beneficio que pueden tener los sistemas eléctricos bajo estas tecnologías; en otras palabras, poder establecer los beneficios de la generación distribuida desde diversos puntos de vista. Para ello se ha realizado la aplicación que se describió en el capítulo V; con ella se pueden revisar las bondades de utilizar generación distribuida bajo los puntos de vista del generador así como del distribuidor, en diferentes escenarios. Se recomienda continuar con estos análisis en posteriores estudios.

Capítulo 8

Conclusiones

Esta tesis presenta las siguientes conclusiones generales:

- La distribución de energía eléctrica al igual que la mayoría de las actividades relacionadas con el suministro de energía eléctrica ha sufrido grandes variaciones en los últimos años. Los cambios han estado presentes en toda la actividad: desde el punto de vista técnico como el comercial o financiero. Estos cambios han generado la necesidad de desarrollar herramientas y mecanismos que permitan que este sector tenga la viabilidad necesaria. De forma general se puede decir que el problema de la retribución de la distribución de energía eléctrica no está ni mucho menos solucionado. En general se deben buscar formas que permitan involucrar en su cálculo aspectos que siempre han sido objetos de discusión, por ejemplo, el cálculo de los activos de distribución así como los relacionados con los nuevos paradigmas del sector energético: la seguridad de suministro, la sostenibilidad y la eficiencia energética dentro de un contexto de mercado.
- De forma general, la actividad de la distribución, se entiende como un monopolio natural que busca la prestación del servicio de energía eléctrica al cliente bajo unas normativas claras de precios y calidad de suministro. En general se debe garantizar no solamente la prestación del servicio bajo unos parámetros de calidad y eficiencia, sino que este servicio sea retribuido de manera adecuada por el consumidor y que no ponga en peligro la estabilidad financiera del distribuidor. Que este paradigma funcione bajo un escenario de mercado es el compromiso del regulador. Bajo este esquema, es necesario contar con herramientas que permitan fijar la retribución de la actividad de forma eficiente y transparente. Analizadas las diferentes formas de retribuir la actividad de la distribución de energía eléctrica y observando la experiencia en diferentes países se encuentra que la mayoría de las alternativas consideradas adolecen tener en cuenta aspectos que vienen cambiando en

Capítulo 8 Conclusiones

el sector eléctrico. Estos aspectos son por ejemplo la generación distribuida, la calidad empresarial y la eficiencia energética, parámetros claves de los sistemas eléctricos actuales. En general no se debe dejar esta responsabilidad únicamente al distribuidor, es necesario que en toda la cadena eléctrica se velen por estas responsabilidades, sin embargo en esta tesis se analizan estos aspectos desde el punto de vista del distribuidor.

- Para poder analizar o comparar las empresas de distribución se propone en esta tesis la utilización de la metodología *DEA-Data Envelopment Analysis*, esta herramienta permite establecer una metodología con la cual hacer mediciones de productividad en empresas de distribución. Esta metodología fue aplicada en un grupo de empresas de distribución obteniendo resultados importantes y extrapolables en otros aspectos relacionados con la prestación del servicio de energía eléctrica. Una vez aplicada la metodología DEA, los resultados no solo permiten identificar cual es el valor de la eficiencia meta para todas las empresas sino permite determinar cuánto tienen que variar las provincias ineficientes para lograr eficiencias comparables con las demás. Los valores así vistos pueden dar información al regulador o a la empresa para hacer recomendaciones o tomar decisiones relacionadas con parámetros técnico - económicos que afecten la eficiencia de la empresa en este caso en cada una de las provincia. Sin embargo la información disponible para este análisis y utilizada para probar la herramienta es de carácter privado por lo tanto debe partir del regulador la aplicación de esta metodología. Si las diferencias entre empresas es muy grande es necesario aplicar algún tipo de metodología que permita clasificar las empresas y poder de esta forma comparar de manera real empresas parecidas.
- El proceso regulatorio de las actividades que contempla la distribución de energía eléctrica ha de tener cambios de acuerdo a varios aspectos:
 - En primer lugar el nuevo esquema de mercado en el que se adscriben las empresas distribuidoras,
 - En segundo lugar a las novedades tecnológicas que existen y se aplican en las redes de distribución (electrónica de potencia, medición y registro de energía, flujos eléctricos bidireccionales, generación distribuida entre otros) y
 - en tercer lugar a los nuevos entornos regulatorios que propenden hacia sistemas eficientes, seguros, sostenibles y con una calidad

de suministro mínima.

Es por esta razón que se proponen mejoras regulatorias en aspectos como las pérdidas, la calidad, cálculo de la rentabilidad y cálculo de los cargos de Administración, Operación y Mantenimiento. Con estas propuestas se espera superar vacíos regulatorios actuales y preparar al sistema de distribución eléctrica para los cambios del inmediato futuro.

- En el análisis de la regulación de la distribución se ha encontrado la necesidad de desarrollar herramientas que permitan realizar cálculos sobre diversos aspectos. Estos cálculos se relacionan no solamente con los valores financieros o económicos causados por las variaciones propias de los esquemas de retribución sino con aspectos relacionados con la estructura tecnológica de las empresas. Es por esta razón que se tienen modelos para el cálculo de instalación de generación distribuida en la red de distribución, que afecta los beneficios del distribuidor por lo tanto deben establecerse y regularse. Modelos para el cálculo del valor agregado de distribución y cálculos para el WACC entre otros. Existen modelos adicionales a los anteriores desarrollados dentro de la tesis que no se consideran de interés en el documento final (modelo DEA, modelo de indexación de empresas entre otros)
- La mayoría de las actividades relacionadas con la eficiencia energética en el sector de la distribución de energía eléctrica se orientan directamente a actividades relacionadas con mejorar la relación entrada/salida en KWh, dejando de lado otras oportunidades como la gestión de la demanda, y en general actividades como la innovación y el desarrollo tecnológico estas no se reflejan de forma inmediata en los balances energéticos de las empresas, ni del sector en general.

Es por esta razón que se debe desarrollar una regulación que vincule la eficiencia energética de los sistemas de distribución con aspectos como la calidad de suministro, la retribución, la relación beneficio/costo, entre otras. La nueva regulación debe igualmente propiciar la instalación de nuevas alternativas más eficientes en las redes, verificar el desarrollo y seguimiento de los planes propuestas por las empresas y de forma general eliminar las barreras que se puedan presentar para mejorar la eficiencia energética en el sector. La propuesta regulatoria debe incluir costes relacionadas con la innovación, los proyectos pilotos que se puedan desarrollar, establecer complementos o reducciones impositivas similares a otros servicios del sector eléctrico (generación renovable) entre otras.

Capítulo 8 Conclusiones

- Como se evidencia en los resultados obtenidos y en los casos revisados, la generación distribuida afecta el comportamiento de las pérdidas en los sistemas de distribución. Es por lo tanto necesario adelantar más estudios que permitan determinar el grado de beneficio que pueden tener los sistemas eléctricos bajo estas tecnologías, en otras palabras poder establecer los beneficios de la generación distribuida desde diversos puntos de vista. Para esto se ha realizado la aplicación que se describió en el capítulo V, con ella se pueden revisar las bondades de utilizar generación distribuida bajo los puntos de vista del generador así como el del distribuidor, bajo diferentes escenarios. Se recomienda continuar con estos análisis en posteriores estudios.

Bibliografía

- [1] J. R. Abbad, “Calidad del servicio. regulación y optimización de inversiones,” Ph.D. dissertation, Universidad Pontificia Comillas de Madrid, 1999. 1
- [2] S. Bar, M. Gonen, and A. Wool, “A geographic directed preferential internet topology model,” in *Proc. 13th IEEE International Symposium on Modeling, Analysis, and Simulation of Computer and Telecommunication Systems*, 27–29 Sept. 2005, pp. 325–328. 1
- [3] BOE, “Real decreto 222/2008,” *BOE.67*, p. 16067, 2008. 7, 35
- [4] J. H. Rudnick, “Planificación y expansión de la transmisión en mercados eléctricos competitivos,” *Escuela de Ingeniería. Pontificia Universidad Católica de Chile.*, 2000. 7
- [5] L. Gutierrez., “Fundamentos de los sistemas regulatorios,” in *Public Utility Research Center*, 2000. 8
- [6] H. Rudnick and J. Zolezzi, “Electric sector deregulation and restructuring in latin america: lessons to be learnt and possible ways forward,” *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 148, no. 2, pp. 180–184, March 2001. 8
- [7] H. Rudnick and S. Mocarquer, “Benchmark regulation and efficiency of electricity distribution: strengths and weaknesses,” in *Proc. IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 24–28 June 2007, pp. 1–4. 8
- [8] L. A. Barroso and H. Rudnick, “Market mechanisms and supply adequacy in the second wave of power sector reforms in south america,” in *Proc. IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2006, p. 1pp. 9
- [9] D. Energy, “Strategic research agenda for europe electricity networks of future,” European Commission, Tech. Rep., 2007. 9

Bibliografía

- [10] R. H. Fernando, “La política de competencia y el proceso de regulación en México, 1993-1999,” in *Biblioteca de Derecho y Economía*, 2008. 9
- [11] H. A. Averch and L. L. Johnson, “Behaviour of the firm under regulatory constrain,” *American Economic Review*, pp. 1053–1069, 1962. 10
- [12] H. Rudnick, “La crisis de California, Brasil y Chile y su impacto en los procesos de desregulación de Latinoamérica,” *IEEE Spectrum*, 2001. 11
- [13] T. Gómez, “Regulación de la distribución de energía eléctrica en un marco de competencia. esquemas basados en incentivos.” in *6ª Jornadas Hispano - Lusas de Ingeniería Eléctrica. Lisboa, Portugal.*, 1999. 12, 15
- [14] A. C, “La remuneración de la actividad de la distribución de energía eléctrica. el proceso de liquidación,” *Universidad Politécnica de Valencia*, 2002. 12, 25
- [15] Sole., “Esquema de retribución de la distribución. situación actual. propuesta nuevo modelo.” *IEEE. Power Engineering Society, Capítulo Español.*, 2002. 12, 18
- [16] S. P. Karl E. Knapp, Jennifer Martin, “Costing methodology for electric distribution system planning,” *Energy & Environmental Economics, Inc.*, 2002. 14
- [17] K. Bengt, *Benchmarking: Un marco para la excelencia en calidad y productividad.* Don Quijote, 1993. 16
- [18] D. S. J. Bernstein, “Setting the x factor in price cap regulation plans,” in *Department of Economics. Ottawa, Ontario. National Bureau of Economic Research*, 2001. 16
- [19] J. Kwoka, John, “Productivity and price caps in telecommunications,” *Einhorn (ed.), Price Caps and Incentive Regulation in Telecommunications. Boston: Kluwer Academic Publishers.*, pp. 77–93, 1991. 16
- [20] D. S. J. Bernstein, “How to determine the x in rpi - x regulation: A user guide,” *Department of Economics. Ottawa, Ontario.*, 2001. 16
- [21] S. S. Comnes G. A, “Performance-based ratemaking for electric utilities: Review of plans and analysis of economic and resource-planning issues,” *Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California.*, 1995. 17, 37

Bibliografía

- [22] S. V. Berg, “Fundamentals of incentive regulation,” *PURC - ENER GAS Training Program*, pp. 32–42, 1999. 18
- [23] H. Rudnick and J. A. Donoso, “Integration of price cap and yardstick competition schemes in electrical distribution regulation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, no. 4, pp. 1428–1433, Nov. 2000. 21
- [24] E. Recordon and H. Rudnick, “Distribution access pricing: Application of the oftel rule to a yardstick competition scheme,” *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 22, no. 10, pp. 58–58, Oct. 2002. 28, 29, 145
- [25] e. a. Charnes A, W W Cooper, “Measuring the efficiency of decision making units.” *European Journal of Operations Research*, vol. 44, p. 429, 1978. 39
- [26] P. Barros, “Yardstick competition,” in *Presentación Univerisdade Nova de Lisboa Facultad de Economia*, 2002. 92
- [27] R.-L. Chen, K. Allen, and R. Billinton, “Value-based distribution reliability assessment and planning,” *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 10, no. 1, pp. 421–429, Jan. 1995. 93
- [28] CREG, “Estudio sobre las actividades de administración, operación y mantenimiento en todos los niveles de tensión y topología del nivel de tensión i,” Consultoria Colombiana, Tech. Rep., 2002. 94
- [29] —, “Costo promedio de capital: Metodología de cálculo para la distribución de energía eléctrica y gas combustible por redes.” CREG, Tech. Rep., 2001. 97
- [30] R. Ramirez, “Gerencia energética,” *AUTOMATICA E INSTRUMENTACION*, vol. 3E, pp. 23–27, 2009. 102
- [31] G. W. Ault, J. R. McDonald, and G. M. Burt, “Strategic analysis framework for evaluating distributed generation and utility strategies,” *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 150, no. 4, pp. 475–481, 14 July 2003. 142
- [32] N. G. Boulaxis and M. P. Papadopoulos, “Optimal feeder routing in distribution system planning using dynamic programming technique and gis facilities,” *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 21, no. 11, pp. 63–63, Nov. 2001. 143

Bibliografía

- [33] J. A. Momoh, “Value-based distribution system reliability analysis,” in *Proc. IEEE International Conference on Systems, Man, and Cybernetics 'Computational Cybernetics and Simulation'*, vol. 4, 12–15 Oct. 1997, pp. 3452–3457. 145
- [34] J. P. A. B. M. Mitchell, *Economic principles and the structure of electric rates : cost of service, allocation of costs, and rate design*, R. P. Series, Ed. Santa Monica. rand Corp, 1975. 161
- [35] D. E. Sappington, “Incentives in principal agent relationship,” *Journal of Economic Perspectives*, vol. 5, p. 45, 1991. 162

Apéndice A

Fijación de Tarifas

A.1 Introducció

A.1.1 Descomposición entre cargo fijo y variable y penetración del mercado

Para analizar la descomposición entre cargos fijos y variables y la penetración del mercado se simuló el modelo propuesto por Bridger Mitchell. [34].

El modelo parte de una función de utilidad cuadrática.

$$U(x, 1) = \lambda(y) \left[\alpha q - \frac{1}{2\beta} q^2 \right] \quad (\text{A.1})$$

Donde q es el consumo unitario de gas, x el consumo en otros bienes, es un factor multiplicador que recoge el ingreso del usuario y describe, para un mismo nivel de ingreso, la disponibilidad al consumo. Derivando la función de utilidad e igualando la utilidad marginal al precio, se despeja una función lineal de demanda:

$$q = D(p) = \left[\alpha - \frac{p}{\lambda} * \beta \right] \quad (\text{A.2})$$

Donde D es la demanda y p el precio. Este modelo no contempla discriminación de precios; hay un solo precio variable y uno fijo para todo el mercado.

Adicionalmente, se deriva el precio de reserva con base en la resta entre la utilidad y el pago por el consumo variable ($U - p q$). Este precio de reserva es función del precio variable y representa el área debajo de la curva de demanda limitado en su cota inferior por el precio por consumo.

$$R(p) = \lambda \left[\frac{q^2}{2\beta} \right] \quad (\text{A.3})$$

A partir del precio de reserva se puede establecer la función de demanda por suscripciones al servicio. Si el precio de reserva es mayor que el cargo fijo, el consumidor suscribe y paga el cargo fijo. Si el precio de reserva es menor que el cargo fijo, el consumidor no se conecta.

Apéndice A Fijación de Tarifas

La demanda agregada se obtiene a partir de las funciones de demanda por consumo y suscripción individuales y una función de distribución por tipo de consumidor.

El propósito del modelo de Sappington [35], es simular el comportamiento de un monopolio público sujeto a una restricción de tariff basket (o de ingreso mínimo) durante un período regulatorio . En particular, el modelo analiza la estructuración de tarifas entre cargos fijos y variables bajo este esquema regulatorio. El modelo es lo suficientemente general para extrapolar los resultados a situaciones en que se diferencian dos o más tipos de clientes en función de su disponibilidad a consumir y la elasticidad precio.

La restricción regulatoria es:

$$P_t + \frac{E_t}{Q_{t-1}} \leq P_0 \quad (\text{A.4})$$

El cargo variable (p_t) más el recaudo por cargo fijo (E_t) dividido por el consumo del período anterior debe ser menor o igual a un ingreso medio regulado.

La restricción se puede escribir también como:

$$E_t \leq Q_{t-1} * (p_0 - p_t) \quad (\text{A.5})$$

En esencia, si el monopolista reduce el cargo variable, puede aumentar sus recaudos por cargo fijo sin ir respetar la restricción regulatoria. Además, con esta estrategia aumenta el consumo, con lo cual en el período siguiente la restricción al recaudo por cargo fijo se relaja.

El modelo supone que la demanda sólo responde al cargo variable. En esta configuración, los consumidores son, a diferencia del modelo de Mitchell, completamente inelásticos al nivel de cargo fijo.

La estrategia de precios de la firma durante el período regulatorio es resolver el siguiente problema de maximización:

$$\max \sum_{t=1}^T \beta^{t-1} \{p_t * Q(P_t) - C(Q(P_t)) + E_t\} \quad (\text{A.6})$$

Sujeto a la restricción regulatoria. es el factor de descuento asociado a una tasa de 12%. El modelo considera que la demanda es lineal:

$$Q(p) = a - bp \quad (\text{A.7})$$

Se utilizaron los mismos coeficientes de demanda descritos anteriormente. La función de costos es:

$$C(Q) = k + cQ \quad (\text{A.8})$$

A.1 Introducció

donde K es el costo fijo y c el costo marginal. Como costo fijo, se utilizó el costo mensual equivalente de los costos totales del distribuidor; como cargo marginal, el costo de gas en puerta de ciudad.

Como resultado se obtiene el mayor excedente económico con relación al escenario de precios estables, dentro de las opciones dinámicas de regulación de precios. El inconveniente señalado en la teoría para este esquema regulatorio es la determinación de los ponderadores. En el ejercicio se utilizó la participación en la demanda de cada uno de los grupos de consumo. Se podría evaluar la aplicación de esta metodología en cualquier región.

Por otra parte, el esquema de *tariff basket* con ponderadores variables en función del consumo genera incentivos muy fuertes a la penetración. En esencia, los precios no lineales son precios que varían en función de la cantidad vendida. Por razones prácticas, el mecanismo más empleado es el de tarifas multiparte, que consiste en un menú de precios conformado por opciones de cargos fijos y cargos variables en función del consumo. Con un menú, el consumidor selecciona entre pagar un cargo fijo bajo y un variable alto o viceversa. Esta decisión es tomada en función de sus niveles habituales de consumo.

Los menús de precios son superiores en términos de bienestar a los precios uniformes. A un mismo nivel de ingreso para el monopolista, el consumidor captura un mayor excedente. Alternativamente, si el regulador fija una meta en excedente para los consumidores, el monopolista, con precios no lineales, obtendrá más ganancias que en el escenario de precio uniforme.

Los menús de precios, además, permiten discriminar en el mercado sobre una base transparente, tomando en cuenta exclusivamente los volúmenes de consumo. De esta forma, la regulación incentiva un esquema tarifario que se acerque a los costos de prestación del servicio.

Actualmente, las empresas distribuidoras ofrecen descuentos tarifarios según el cliente en procesos de negociación directa desatendiendo, en cierta medida, el mandato legal según el cual no se debe discriminar entre iguales. Con los menús, el distribuidor cobrará tarifas idénticas a dos consumidores con los mismos volúmenes de consumo.

Este esquema, no obstante, desprotege a los usuarios de baja disponibilidad a pagar por la energía. De hecho, un menú óptimo de tarifas sin restricción regulatoria captura al máximo la disponibilidad a pagar de los grupos de menor consumo. Para ello, se ha ideado un complemento a los precios no lineales, denominado la opción mandatoria. De acuerdo con esta, la empresa debe tener siempre abierta la posibilidad al usuario de optar por la tarifa uniforme que regía en el mercado. En la transición regulatoria, los usuarios de menor consumo no sufrirán ningún impacto con el cambio tarifario.

Apéndice A Fijación de Tarifas

La matemática que soporta el cálculo de un esquema óptimo de tarifas multiparte es compleja. En esencia, se trata de despejar simultáneamente los tipos de consumidor marginales; aquellos que estarían indiferentes entre utilizar un par de ofertas, y los precios asociados a cada menú.

A partir del problema de maximización del bienestar desde el punto de vista del regulador, Wilson deriva las siguientes condiciones necesarias y suficientes para determinar los tipos marginales y los precios variables .

El precio marginal óptimo para cada grupo i exige que se cumpla la primera condición:

$$\int_{t_i}^{t_{i+1}} \{ [p_i - c] * D_p(p_i, t) + \alpha \frac{\bar{F}(t)}{f(t)} * D_t(p_i, t) \} dF(t) = 0 \quad (A.9)$$

El tipo óptimo, en cada fraccionamiento de menús, debe satisfacer la segunda condición.

$$\int_{t_i}^{t_{i+1}} \{ [p - c] * D_p(p, t_i) + \alpha \frac{\bar{F}(t_i)}{f(t_i)} * D_t(p, t_i) \} dp = 0 \quad (A.10)$$

i es el número de menús que estructura la empresa. Se generan, entonces, dos ecuaciones, una para p y otra para t , por cada menú ofrecido . En términos de programación, las ecuaciones se resuelven en forma simultánea con métodos no lineales, utilizando como variables endógenas p_i y t_i .

p es el precio marginal; c es el costo marginal; D_p es la derivada de la función de demanda con respecto al precio; D_t es la derivada de la función de demanda con respecto al tipo de consumidor; $F(t)$ barra es uno menos la distribución acumulada en t ; $f(t)$ es la función de densidad de los tipos de consumidores. En la literatura este último cociente se conoce como el "hazard rate".

En esencia, las fórmulas establecen un equilibrio entre los siguientes factores: (i) el mark up que se gana al subir un precio y la caída en el consumo al interior del grupo asociada al aumento de precio (ii) el efecto en el consumo unitario de dirigirse a un grupo con mayor disponibilidad al consumo, afectado por el sacrificio de consumidores en grupos de menor consumo.

Para derivar el cargo fijo asociado a cada pareja t y p , se sigue el siguiente procedimiento. El cargo fijo del grupo con menos disposición a pagar agota el área debajo de la curva de demanda para este grupo. A partir de este cargo, se obtienen los siguientes, con la siguiente fórmula:

$$P_t = P_0 + \sum_{j \leq i}^{P_{j-1}} \int_{P_j}^{P_{j-1}} *D(p, t) dp \quad (A.11)$$

A.1 Introducció

Para ilustrar los resultados de esta metodología se aplicó una configuración sencilla. La ventaja de este ejercicio es que se conocen las respuestas algebraicas. Con métodos numéricos se llegó a soluciones idénticas.

En el ejercicio, la demanda es

$$D(p, t) = t * [1 - p] \quad (\text{A.12})$$

Donde t se distribuye uniformemente en el intervalo $0,1$. El siguiente menú de cargos fijos y variables cumple las condiciones impuestas por las integrales.

Un esquema de precios no lineales desfavorece a los hogares con menor consumo. Los cargos variables dirigidos a este grupo de consumidores son considerablemente más altos que los que enfrentan los grupos con mayor disposición al consumo. Esta característica, con motivos, ha frenado la generalización de este sistema por parte de las agencias regulatorias de servicios públicos domiciliarios.

No obstante, se ha propuesto un mecanismo que protege a los consumidores de bajos consumos denominado la opción mandatoria. Esta propuesta, descrita en los textos de Sappington y Wilson, consiste en obligar a la empresa a incluir en su menú tarifario una opción que permite cancelar el servicio a los precios que prevalecían en el mercado con anterioridad a la transición regulatoria. Con ello se asegura que los grupos de menor consumo no empeoren su situación con respecto a la situación actual. En sentido paretiano, la opción mandatoria constituye un óptimo. Como lo muestra Wilson, aún con este mecanismo, los precios no lineales representan una ganancia en eficiencia económica sobre las alternativas regulatorias expuestas en este capítulo.

