

**UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA
SEDE-QUITO**

CARRERA: INGENIERIA ELÉCTRICA

**Tesis previa a la obtención del título de:
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
LICITACIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL CONCESIONAMIENTO
DE NUEVOS GENERADORES EN EL MERCADO ELÉCTRICO**

**AUTOR:
GALO RICARDO GUANO ZAMBRANO**

**DIRECTOR:
SANTIAGO RAÚL ESPINOSA GUALOTUÑA**

QUITO, Febrero de 2015

DECLARATORIA DE AUTORÍA:

Yo, Galo Ricardo Guano Zambrano, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

Atraves de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Universidad Politécnica Salesiana, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Quito, 28 de febrero del 2015

Galo Ricardo Guano Zambrano

C.I. 171533799-2

AUTOR

CERTIFICA:

Haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos técnicos y financieros del informe de la tesis, así como la investigación respecto a las: “LICITACIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL CONCESIONAMIENTO DE NUEVOS GENERADORES EN EL MERCADO ELÉCTRICO”, realizada por el Sr. Galo Ricardo Guano Zambrano, previos a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la Carrera de Ingeniería Eléctrica Sede-Quito.

Por cumplir los requisitos autorizo su presentación

Quito, 28 de febrero del 2015

Ing. Santiago Raúl Espinosa Gualotuña
DIRECTOR

DEDICATORIA

La presente tesis la dedico con mucho cariño a mis padres que me dieron la vida y han estado conmigo en todo momento. Gracias padres por darme una carrera para mi futuro y por creer en mí, a pesar de haber pasado momentos muy difíciles siempre han estado brindándome todo su apoyo, por todo lo que han hecho le agradezco de todo corazón. No puedo olvidar de agradecer y dedicar al resto de mi familia a mi esposa y mis hijos que son el eje fundamental de mi vida.

AGRADECIMIENTO

Mi reconocimiento al Ing. Santiago Espinosa por su enorme paciencia y voluntad para dirigir mi tesis, haciendo gala de su gran humanidad, profesionalismo y vocación de servicio.

ÍNDICE DE GENERAL

DEDICATORIA.....	iv
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	vi
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xi
ÍNDICE DE TABLAS.....	xii
GLOSARIO DE ABREVIATURAS.....	xiv
RESUMEN.....	xv
ABSTRACT.....	xvi
INTRODUCCIÓN.....	1

ÍNDICE DE CONTENIDO

CAPITULO I SISTEMA ELECTRICO

1.1 Planificación del sistema de Generación.....	2
1.1.1 Potencia instalada en el sistema de generación.....	2
1.1.2 El Parque Generador en Ecuador.....	4
1.1.3 Autogeneradores en Ecuador.....	9
1.1.4 Incorporación de nuevas instalaciones de Generación.....	10
1.2 Crecimiento de la demanda.....	10
1.2.1 Demanda Nacional.....	11
1.2.2 Proyección de la demanda.....	13
1.2.3 Áreas de Concesión.....	14
1.3 Mercado Eléctrico.....	15
1.3.1 Liquidación Comercial de las Transacciones.....	16
1.3.2 Agentes del Mercado Eléctrico.....	17
1.3.2.1 Mecanismos de Contratación para Generadores.....	17
1.3.2.2 Mercado de largo Plazo.....	18
1.3.2.3 Contratos Regulados.....	19
1.3.2.4 Mercado de Corto Plazo.....	20
1.3.3 Mecanismo de Contratación para Autogeneradores.....	20
1.3.3.1 Verificación de Autogeneradores.....	21
1.3.3.2 Contratación Regulada de Autogeneradores Públicos.....	21
1.4 Fijación de Tarifas para clientes Regulados.....	22
1.4.1 Clientes Regulados o Abonados.....	23
1.4.2 Clientes no Regulados.....	23
1.4.3 Consumidor Comercial.....	23

1.4.4 Consumidor Industrial.....	23
1.4.5 Las tarifas al consumidor final.....	24
1.4.6 Las tarifas de transmisión y los peajes de distribución.....	24
1.4.7 Categorías y grupos de tarifas.....	24
1.4.7.1 Categoría residencial.....	24
1.4.7.2 Categoría general.....	25
1.4.8 Tarifas de Baja Tensión.....	25
1.4.8.1 Tarifa residencial.....	25
1.4.8.2 Tarifa residencial temporal.....	26
1.4.8.3 Tarifa general con demanda.....	26

CAPITULO II LICITACIÓN DE ENERGÍA

2.1 Análisis de mecanismos de Licitaciones en Sudamérica, Europa y Norteamérica...	27
2.1.1 Reformas en Países Sudamericanos.....	28
2.1.1.1 Mercado Brasileiro.....	28
2.1.1.2 Mercado Chileno.....	29
2.1.1.3 Resolución Exenta No. 611.....	30
2.1.1.4 Mercado Peruano.....	31
2.1.2 Licitaciones Europeas.....	32
2.1.2.1 Mercado Eléctrico Europeo.....	34
2.1.2.2 Contratación bilateral física.....	35
2.1.2.3 Contratación por diferencias de mercado.....	36
2.1.2.4 Acuerdos a plazo fuera del mercado.....	36
2.1.2.5 Diferentes licitaciones Europeas.....	37
2.1.2.6 Suecia.....	37
2.1.2.7 Noruega.....	37
2.1.2.8 Inglaterra.....	38
2.1.3 Licitaciones Norteamericanas.....	38
2.1.3.1 Illinois.....	39
2.1.3.2 Descripción general del mercado de licitación.....	40
2.1.3.3 Aspectos destacados del Mecanismo.....	41
2.2 Teoría de Subastas Eléctricas.....	42
2.2.1 Desempeño de los mecanismos de subastas.....	42

2.2.2 Tipos de Subastas.....	42
2.2.2.1 Metodología de Subasta “reloj descendiente”.....	43
2.2.2.2 Subasta Inglesa.....	43
2.2.2.3 Subasta Holandesa Uniproducto.....	43
2.2.2.4 Subasta Primer Precio.....	43
2.2.2.5 Subasta de Segundo Precio Uniproducto.....	44
2.2.2.6 Subasta Pay-As-Bid Multiproducto(Sobre Cerrado).....	44
2.2.3 Proceso de Subasta para abastecimiento Eléctrico.....	45
2.2.4 Características de los Procesos de Subastas.....	46
2.2.5 Experiencias Internacionales de Subastas – Brasil.....	46
2.2.5.1 Contratación con tres años de anticipación (Subasta A-3).....	48
2.2.5.2 Contratación con cinco años de anticipación (Subasta A-5).....	49
2.2.6 Experiencia en Chile.....	50
2.3 Tipos de Licitaciones.....	51
2.3.1 Licitación de Energía.....	51
2.3.2 Licitación de Energía Nueva.....	52
2.3.3 Subasta Principal.....	52
2.3.4 Subasta Complementaria.....	52
2.3.5 Licitación de Energía Existente.....	52
2.3.6 Licitación de Ajuste.....	52
2.3.7 Licitación de Energía Distribuida.....	53
2.3.8 Experiencias de Licitaciones Internacionales.....	53
2.3.8.1 Licitaciones en Perú.....	53
2.3.8.2 Segunda Licitación de energías en Perú.....	54
2.3.8.3 Licitaciones en Panamá.....	55
2.3.8.4 Licitaciones en Guatemala.....	55
2.3.8.5 Licitaciones en el Salvador.....	56
2.3.8.6 Licitaciones en México.....	58
2.3.8.7 Licitaciones en Argentina.....	58
2.3.8.8 Licitaciones en Chile.....	58
2.4 Tipos de Negociaciones.....	59
2.4.1 Negociación Integrativa o Cooperativa.....	59
2.4.2 Negociación Distributiva o Competitiva.....	60
2.4.3 Metodología empleada en el Estudio de la Negociación.....	60

2.4.3.1 Modelos empíricos o experimentales.....	60
2.4.3.2 Modelos Matemáticos.....	60
2.4.4 Estrategias y Tácticas de la Negociación.....	60
2.4.5 Diseño de Negociaciones relevantes en el Sector Eléctrico.....	62
2.4.5.1 Negociación Competitiva.....	62
2.4.5.2 desventajas de la Negociación Competitiva.....	63
2.4.6 Negociación Directa.....	63
2.4.7 Asignación mixta subasta-negociación.....	64
2.4.8 Subastas y Negociaciones.....	64
2.4.8.1 Subastas.....	64
2.4.8.2 Negociación.....	65

CAPITULO III MERCADOS DE ELECTRICIDAD

3.1 Tipos de Mercados.....	66
3.1.1 Mercados Desregulados.....	66
3.1.2 Características en un mercado Desregulado.....	67
3.1.3 Resultado de la Desregulación en diferentes Países.....	67
3.1.3.1 Reino Unido.....	67
3.1.3.2 Norteamérica.....	69
3.1.3.3 Países Europeos.....	69
3.1.3.4 Países Latinoamericanos.....	70
3.1.4 Mercado Regulado.....	71
3.2 Mercados de Energía.....	72
3.2.1 Organización y Operación.....	72
3.2.2 Tipos de Mercados de Energía.....	72
3.2.2.1 Mercados Físicos y Financieros en el Sector Eléctrico.....	72
3.2.2.2 Mercados Físicos.....	72
3.2.2.3 Mercado Financiero.....	73
3.2.3.1 Riesgo de Liquidez.....	73
3.2.3.2 Riesgo Jurídico.....	73
3.2.3.3 Riesgo Operativo.....	73
3.2.3.4 Riesgo de Crédito.....	73
3.2.4 Modelos de Mercados de Energía.....	74

3.2.4.1 El modelo de la Cadena de Producción.....	74
3.2.4.2 El Modelo Leontief.....	76
3.2.4.3 Clasificación de Modelos de Mercados.....	76
3.3. Niveles de Integración.....	78
3.3.1 Modelo Altamente Integrado.....	78
3.3.2 Modelo de Comercio por Contratos.....	79
3.3.3 Modelo Descentralizado.....	80
3.3.4 Miembros que forman el Mercado Pool.....	82
3.3.4.1 Pool de Productores.....	82
3.3.4.2 Pool de Consumidores.....	82
3.3.4.3 Pool de Distribuidores.....	82
3.3.4.4 Pool de abastecimiento a Largo Plazo.....	83
3.3.4.5 Pool de abastecimiento a corto plazo.....	83
3.3.4.6 Pool en el Mercado Spot.....	83
3.3.4.7 Pool Comercial.....	83
3.4 Mercados Mayoristas.....	83
3.4.1 Modelos Centralizados.....	84
3.4.2 Modelos Descentralizados.....	85
3.4.3 Modelos Híbridos.....	86

CAPITULO IV PROPUESTA DE MECANISMO PARA LA ASIGNACIÓN DE NUEVA GENERACIÓN PARA EL SISTEMA ELECTRICO ECUATORIANO

4.1 Aplicación del Mecanismo al Sector Eléctrico Ecuatoriano.....	88
4.1.1 Delegación a la Empresa privada por parte del Estado.....	92
4.1.1.1 Criterios a Considerar.....	93
4.1.2 Propuesta de la Iniciativa Privada.....	93
4.1.2.1 Criterios a ser Considerados.....	94
4.2 Mecanismos de Subasta.....	95
4.2.1 Mecanismo de Delegación.....	95
4.2.2 Mecanismo de Participación.....	96
4.2.3 Diseño del Mecanismo de Subasta.....	96
4.3 Mecanismo de Negociación.....	97
4.3.1 Obligaciones del Contratista.....	98

4.3.2 Obligaciones del Contratante.....	98
4.4 Propuesta General de Normativa.....	98
4.4.1 Regulaciones 006/08- 013/08 – 004/09 Normas Complementarias para Aplicación del Mandato Constituyente No. 15.....	99
4.4.2 Regulación 002/11 Excepcionalidad para la Participación privada en Generación Eléctrica.....	99
4.4.3 Cubrimiento de la Demanda y reserva de Generación.....	100
4.4.4 Interés Público, Colectivo o General.....	100
4.4.5 Regulación 003/11 Metodología para el Cálculo del Plazo y de los Precios referentes de Generación y Autogeneración.....	101
4.4.6 Regulación 004/11 Tratamiento para la Energía producción con Recursos Energéticos Renovables no Convencionales.....	102
4.4.7 Proceso de Suscripción de un nuevo Contrato Regulado en Generación privada(Hidráulica y Térmica).....	103
4.4.8 Lineamientos Normativos de Carácter General para realizar una Subasta.....	104
4.4.9 Estructura General para la Normativa.....	106
V CONCLUSIONES.....	110
VI RECOMENDACIONES.....	111
BIBLIOGRAFIA.....	112

INDICE DE FIGURAS

CAPITULO I

Fig. 1.1 Capacidad de energía instalada 2014.....	2
Fig. 1.2 Composición de energía instalada.....	3
Fig. 1.3 Producción de Energía 2016.....	3
Fig. 1.4 Evolución histórica y proyección de la facturación por grupo de consumo.....	11
Fig. 1.5 Evolución y proyección de la facturación total de Energía en el Ecuador.....	11
Fig. 1.6 Composición del mercado de distribución eléctrica del Ecuador 2012-2022...	12
Fig. 1.7 Evolución histórica y proyección de clientes totales y por grupo de consumo del Ecuador.....	12
Fig. 1.8 Proyección de la demanda de energía eléctrica (GWh) en bornes de generación del S.N.I.....	13
Fig. 1.9 Energía Facturada a diferentes tipos de clientes.....	22

CAPITULO II

Fig. 2.1 Estructura Mercado Eléctrico de España.....	34
Fig. 2.2 Subasta Pay-as-bid Multiproducto.....	44
Fig. 2.3 Horizontes de adjudicación de licitaciones en Brasil.....	48
Fig. 2.4 Procesos de Licitaciones.....	53

CAPITULO III

Fig. 3.1 Cadena de producción de electricidad.....	74
Fig. 3.2 Tipos de Mercados Pool Centralizados.....	76
Fig. 3.3 Tipos de Mercados Híbridos.....	77
Fig. 3.4 Tipos de Mercados Descentralizados.....	77
Fig. 3.5 Componentes de un Mercado Mayorista.....	84

CAPITULO IV

Fig. 4.1 Esquema propuesta para generación privada futura.....	91
Fig. 4.2 Esquema propuesto para generación privada futura.....	92
Fig. 4.3 Esquema propuesto para generación que propone la iniciativa privada futura..	94
Fig. 4.4 Jerarquía Jurídica del Ecuador.....	98
Fig. 4.5 esquema general sobre el tratamiento efectuado.....	99
Fig. 4.6 Casos de Excepción.....	100
Fig. 4.7 Proyectos de generación privada.....	101
Fig. 4.8 Política de Incentivos.....	102

INDICE DE TABLAS

CAPITULO I

Tabla 1.1 Capacidad de energía instalada 2014.....	2
Tabla 1.2 Infraestructura existente en generación hidroeléctricas y renovables no convencionales.....	5
Tabla 1.3 Infraestructura existente en Generación termoeléctrica a Diciembre 2012.....	5

Tabla 1.4 Potencia nominal y efectiva de los Agentes del sector eléctrico por tipo de servicio.....	7
Tabla 1.5 Energía bruta y entregada para servicio público y no público por los agentes del sector eléctrico.....	8
Tabla 1.6 Potencia nominal y efectiva de Empresas Autogeneradoras.....	9
Tabla 1.7 Empresas de Distribución Eléctrica con sus áreas de Concesión.....	15
Tabla 1.8 Número de clientes regulados a nivel nacional con servicio eléctrico por grupos de Consumo periodo 2008-2012.....	23

CAPITULO II

Tabla 2.2 Brasil: capacidad adjudicada según licitación y tipo de Fuente (MW).....	49
Tabla 2.3 Brasil: precio según licitación y tipo de fuente (USD/MWH).....	49
Tabla 2.4 Licitación Perú 2011 (distribuidoras).....	54
Tabla 2.5 Licitaciones realizadas en Panamá.....	55
Tabla 2.6 Partición por tecnología objetivo en Guatemala.....	55
Tabla 2.7 Adjudicaciones de largo plazo	57

CAPITULO IV

Tabla 4.1 Plazos para diferentes tipos de generación.....	101
---	-----

INDICE DE ANEXOS

Construcción de 16 proyectos hidroeléctricos y geotérmicos en Ecuador.....	114
--	-----

GLOSARIO DE ABREVIATURAS

PRPD	Potencia Remunerable Puesta a Disposición
CVP	Costo variable de Producción.
CVA	Costo Variable Adicional
AEA	Alianza Energética Andina
AMM	Administrador del Mercado Mayorista
ANEEL	Agencia Nacional de Energía Eléctrica
EU	Unión Europea
EUA	Estados Unidos de América
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
EdF	Electricité de France
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
CADE	Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
CEGB	The Central Electricity Generating Board.
NGC	The National Grid Company
RECs	Regional Electricity Companies
CFDs	Contracts for Differences
CUR	Comercializadoras de Último Recurso
PVPC	Precio Voluntario Pequeño Consumidor
PTR	physical transmisión rights
BT	Bienes de transmisión.
OM	Operador del Mercado
OS	Operador del Sistema.
IE	Intercambio de Energía.
ISO	Operador Independiente de sistema.
PJM	Pennsylvania-New Jersey-Maryland.
NYPP	Potencia Centralizada de New York
NY	New York

Licitaciones de Energía Eléctrica para el Concesionamiento de Nuevos Generadores en el Mercado Eléctrico

Galo Ricardo guano Zambrano
ricky_f_orever@hotmail.com
Universidad Politécnica Salesiana

Resumen- En esta tesis se analiza la evolución del sector eléctrico Ecuatoriano con relación a los mecanismos de licitaciones de generación eléctrica con iniciativa privada, su demanda, las áreas de concesión los diferentes tipos mercados tanto en licitaciones como en negociaciones nacionales e internacionales con relación a Europa, Norteamérica y Latinoamérica.

Con base a este análisis sobre estos mercados eléctricos internacionales, las ventajas y desventajas los resultados obtenidos en los diferentes tipos de mercado que cada país lo aplicado nos servirán como referencia para poder crear una normativa de subasta o negociación por parte de la iniciativa privada que pueda ser aplicada al sistema eléctrico Ecuatoriano en base a las Regulaciones establecidas por el ente regulador CONELEC se contempla este análisis con la aplicación de la nueva Constitución de la República del Ecuador del año 2008 el Mandato Constituyente No15.

Tenders of electricity for concessioning of new generators in the electricity market

Galo Ricardo guano Zambrano
ricky_f_orever@hotmail.com
Universidad Politécnica Salesiana

Abstract- In this thesis the evolution of the Ecuadorian electricity sector in relation to the mechanisms of power generation tender to private initiative, demand, concession areas discusses the different types both in procurement markets as national and international negotiations in relation to Europe, North and Latin America.

Based on this analysis on these international electricity markets, the advantages and disadvantages results obtained in different market rates applied to each country to serve as a reference to create a standard auction or negotiation by the private sector that can be applied to the Ecuadorian electrical system based on the regulations set by the regulator CONELEC this analysis to the implementation of the new Constitution of the Republic of Ecuador in 2008 the Constituent No15 is contemplated.

INTRODUCCIÓN

Con el objeto de reducir la participación del Estado en el Sector Eléctrico, y buscando la eficiencia de sus empresas y tras las experiencias de países como Chile en la liberación de los mercados para dar paso a futuras privatizaciones, el Ecuador decidió adoptar este camino y procedió a reestructurar el sector eléctrico mediante la ley del Régimen del Sector Eléctrico.

En este sentido, el sector eléctrico ecuatoriano es reestructurado en 1996, desde octubre de 1996 en esta fecha este sector se rige por lo dispuesto en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico(LRSE), y se da por terminado con la vida jurídica de INECEL en 1999 también se crea el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), y da inicio a su funcionamiento en abril de 1999 permitiendo la posibilidad de participación privada en cada segmento del sector logrando así la competencia en la actividad de generación, bajo los principios establecidos en la LRSE y en la normativa de detalle emitida por el Organismo Regulador en el que participan las empresas de generación, transmisión, distribución, y grandes consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado.

Sin embargo, a partir del 23 de julio del 2008, la Asamblea Nacional Constituyente, pone en vigencia, el Mandato Constituyente No. 15, y establece a través de esta norma al Estado como único responsable de proveer servicios públicos estratégicos como la electricidad a través de sus empresas públicas; en este contexto también, el 20 de octubre de 2008, en el Registro Oficial No. 449, se publicó la Constitución de la República del Ecuador, que incorpora nuevas definiciones en cuanto al manejo del Estado, a diferencia de lo señalado en la Constitución de 1998, dando como resultado que el sector eléctrico será considerado como un sector estratégico y además, el servicio de energía eléctrica se configura como un servicio público.

Por lo expuesto, el presente trabajo permitirá determinar algunos mecanismos para los procesos de licitación estos mecanismos de licitación serán para la participación de la empresa privada en la actividad de generación y sus aspectos a observarse, a través de un análisis detallado, basándose principalmente en la realidad Sudamericana, Europea y Norteamericana a fin de ver sus falencias y aciertos, con el objeto de que dicho análisis pueda ser aplicable a la realidad Ecuatoriana enmarcada en los principios rectores de la Constitución de la República.

CAPITULO I

SISTEMA ELECTRICO

En el primer capítulo trata de forma general la parte de generación del sector eléctrico ecuatoriano, considerando para el efecto las diferentes mecanismos que actualmente están vigentes para realizar una contratación privada de generación eléctrica de conformidad con las normas constituyentes, leyes, regulaciones emitidas por parte de las entidades reguladoras encargadas y por último se describe la normativa que permite el funcionamiento del mercado eléctrico.

1.1 PLANIFICACION DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

1.1.1 Potencia Instalada en el sistema de generación

La potencia instala para el año 2014 fue 5.100 MW, de los cuales 2,354 MW (46,16%) provienen de la energía renovable, cuyo desglose corresponde a: energía hidráulica (43.86%), solar (0.10%), eólica (0.37%) y turbo vapor (1.83%) que corresponde a generación térmica como se puede ver en las fig.1.1 y 1.2.

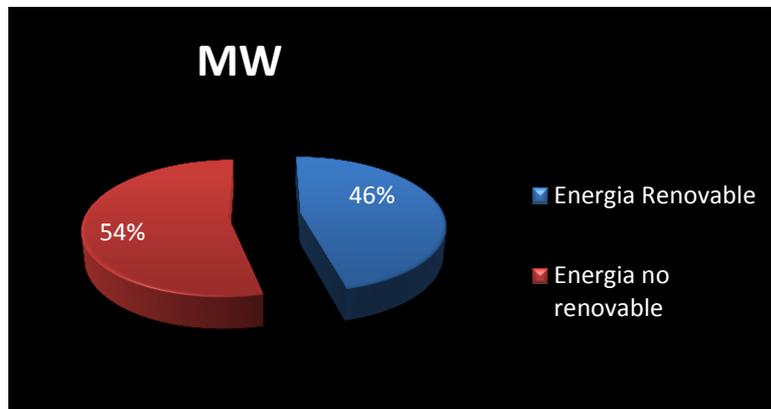


Fig. 1.1 Capacidad de energía instalada 2014

Fuente: Visión sector eléctrico Ecuatoriano beneficios proyecto mazar

Capacidad efectiva de Generación	MW	%
Energía Renovable	2.354	46,16
Energía no Renovable	2.746	53,84
Total capacidad Instalada	5100	100

Tabla 1.1 Capacidad de energía instalada 2014

Fuente: Visión sector eléctrico Ecuatoriano beneficios proyecto mazar

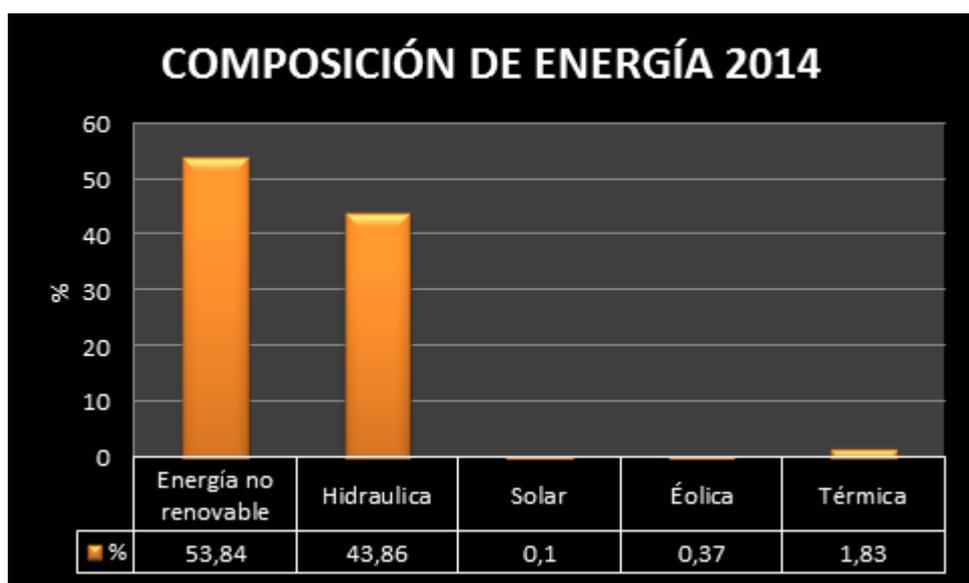


Fig. 1.2 Composición de energía instalada 2014

Fuente: Visión Sector Eléctrico Ecuatoriano beneficios proyecto mazar

A pesar de lo mencionado y dadas las directrices políticas, para el 2016 el sector eléctrico podrá contar con ocho nuevas centrales de energía hidráulica: Toachi-Pilatón, Coca Codo Sinclair, Sopladora, Delsitanisagua, San Francisco, Mazar, Quijos y Esmeraldas, a fin de reestructurar la matriz energética con más participación de energía renovable como se puede ver en la fig. 1.3.[1]

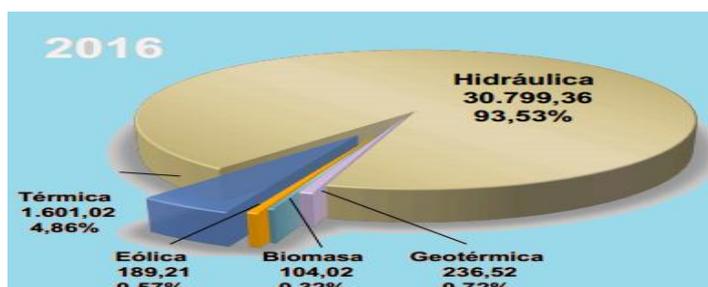


Fig. 1.3 Producción de Energía año 2016

Fuente: Visión Sector Eléctrico Ecuatoriano beneficios proyecto mazar

1.1.2 El Parque Generador en Ecuador

El parque generador en el Ecuador dispone de 16 hidroeléctricas estatales de pequeña, mediana y gran capacidad (1- 1.100 MW) y 39 centrales pequeñas pertenecientes a las empresas de distribución eléctricas, a municipios y a empresas privadas¹.

En la tabla 1.2 y tabla 1.3 se indican las características de la infraestructura de centrales hidroeléctricas, convencionales no renovables y termoeléctricas con información levantada a diciembre de 2012

No.	EMPRESA	CENTRAL HIDROELÉCTRICA	UNIDADES	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGÍA MEDIA (GWh/año)	FACTOR DE PLANTA (%)
1	CELEC EP HIDROPAUTE	PAUTE	10	1.100	5.865,0	62,28
2	CELEC EP HIDROAGOYÁN	SAN FRANCISCO	2	216	914,00	45,30
3	CELEC EP HIDRONACIÓN	DAULE PERIPA	3	213	1.050	56,30
4	CELEC EP HIDROPAUTE	MAZAR	2	163	908,40	61,00
5	CELEC EP HIDROAGOYÁN	AGOYÁN	2	156	1.010	73,90
6	CELEC EP HIDROAGOYÁN	PUCARÁ	2	73	149,40	23,40
7	E.E. QUITO	CUMBAYÁ	4	40	181,09	52,40
8	HIDROABANICO	HIDROABANICO	5	37,5	325,00	97,70
9	E.E. QUITO	NAYÓN	2	29,7	151,14	58,90
10	ELECAUSTRO	OCAÑA	2	26	203,00	89,00
11	ELECAUSTRO	SAUCAY	4	24	141,42	68,20
12	E.E. QUITO	GUANGOPOLO	6	20,92	86,40	47,80
13	ENERMAX	CALOPE	2	18	90,00	62,50
14	HIDROSIBIMBE	SIBIMBE	1	15	89,25	63,70
15	EMAAP-Q	RECUPERADORA	1	14,5	102,60	81,90
16	ELECAUSTRO	SAYMIRIN	6	14,4	96,26	77,20
17	E.E. RIOBAMBA	ALAO	4	10	69,12	80,00
18	E.E. COTOPAXI	ILLUCHI 1-2	6	9,2	47,69	60,00
19	EMAAP-Q	EL CÁRMEN	1	8,2	36,77	51,90
20	E.E. NORTE	AMBI	2	8	34,56	50,00
21	ECOLUZ	PAPALLACTA	2	6,2	23,62	44,10
22	MANAGENERACIÓN	ESPERANZA	1	6	19,00	-
23	LA INTERNACIONAL	VINDOBONA	3	5,86	32,66	64,50
24	E.E. QUITO	PASOCHOA	2	4,5	24,03	61,80
25	MANAGENERACIÓN	POZA HONDA	1	3	16,00	-
26	E.E. RIOBAMBA	RÍO BLANCO	1	3	18,09	69,80
27	PERLABÍ	PERLABÍ	1	2,46	13,09	61,60
28	E.E. SUR	CARLOS MORA	3	2,4	17,00	82,00
29	ECOLUZ	LORETO	1	2,15	12,97	69,80
30	E.E. NORTE	BUENOS AIRES	1	1	7,00	80,00
31	HIDROSIBIMBE	CORAZÓN	1	0,98	7,62	90,00
32	-	Otras Menores	24	21,97	94,91	50,00
		Total	108	2.256	11.837	

¹ PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION 2013-2022, resumen ejecutivo, capítulo 3 expansión de generación, 3.3. Potencia Instalada y Disponible del S.N.I.

No.	EMPRESA	CENTRAL * ERNC	UNIDADES	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGÍA MEDIA (GWh/año)
1	ECOELECTRIC	ECOELECTRIC	3	35,20	110,84
2	SAN CARLOS	SAN CARLOS	4	30,60	87,72
3	ECUDOS	ECUDOS A - G	4	27,60	97,80
4	GENSUR	VILLONACO	11	16,50	-
Total			22	109,90	296,35

Tabla 1.2 Infraestructura existente en generación hidroeléctricas y renovable no convencional, año 2012

Fuente: PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013-2022

No.	EMPRESA	CENTRAL	TIPO	POTENCIA NOMINAL (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGÍA NETA (GWh/año)
1	ELECTROGUAYAS	ENRIQUE GARCÍA	Térmica Turbogas	102,00	93,00	142,09
2		G. ZEVALLOS TG4	Térmica Turbogas	26,27	20,00	1,33
3		G. ZEVALLOS TV2-TV3	Térmica Turbogas	146,00	146,00	685,74
4		SANTA ELENA 2	Térmica MCI	90,10	90,10	388,01
5		SANTA ELENA 3	Térmica MCI	41,70	41,70	98,53
6		TRINITARIA	Térmica Turbogas	133,00	133,00	629,48
1	TERMOESMERALDAS	JARAMILLO	Térmica MCI	140,00	138,50	457,82
2		C. LA PROPICIA 1-2-3	Térmica MCI	10,50	9,60	16,14
3		MANTA 2	Térmica MCI	20,40	19,20	94,53
4		MIRAFLORES	Térmica MCI	29,50	24,00	27,93
5		PEDERNALES	Térmica MCI	2,50	2,00	1,25
6		ESMERALDAS	Térmica Turbogas	132,50	131,00	755,35
1	TERMO GAS MACHALA	MACHALA 1	Térmica Turbogas	140,00	128,50	813,28
2		MACHALA 2	Térmica Turbogas	136,80	124,00	406,64
1	TERMOPICHINCHA	CAMPO ALEGRE	Térmica MCI	0,40	0,36	0,51
2		CELSO CASTELLANOS	Térmica MCI	7,50	5,70	5,51
3		GUANGOPOLO	Térmica MCI	17,52	16,80	68,07
4		JIVINO	Térmica MCI	5,00	3,80	0,51
5		JIVINO 2	Térmica MCI	10,20	10,00	8,19
6		JIVINO 3	Térmica MCI	40,00	36,00	170,83
7		PAYAMINO	Térmica MCI	4,08	2,70	0,08
8		PUNÁ NUEVA	Térmica MCI	3,37	3,15	2,18
9		PUNÁ VIEJO	Térmica MCI	0,07	0,06	0,10
10		QUEVEDO 2	Térmica MCI	102,00	100,00	474,30
11		SACHA	Térmica MCI	20,40	18,00	74,23
12		SANTA ELENA	Térmica MCI	40,00	40,00	8,92
13		SANTA ROSA 1-2-3	Térmica Turbogas	51,30	51,00	17,90
14		SECOYA	Térmica MCI	11,40	10,00	25,95
1	Elecaastro	EL DESCANSO	Térmica MCI	19,20	17,20	67,50
1	Electroquil	ELECTROQUIL U1-U2-U3-U4	Térmica Turbogas	181,00	181,00	217,06
1	Generoca	GENEROCA 1-2-3-4-5-6-7-8	Térmica MCI	38,12	34,33	121,41
1	Intervis Trade	VICTORIA 2	Térmica Turbogas	115,00	102,00	60,54
1	Termoguayas	TERMOGUAYAS	Térmica MCI	150,00	120,00	546,45
1	E. E. Ambato	LLIGUA	Térmica MCI	5,00	3,30	0,42
1	E. E. Centro Sur	CENTRAL TÉRMICA TAISHA	Térmica Turbogas	0,24	0,24	0,34
1	EEQ SA	GUALBERTO HERNANDEZ	Térmica MCI	34,32	31,20	142,15
1	Regional Sur	CATAMAYO	Térmica MCI	19,74	17,17	9,82
1	Eléctrica de Guayaquil	ALVARO TINAJERO 1-2	Térmica Turbogas	94,80	81,50	121,81
2		ANIBAL SANTOS G. 1-2-3-5-6	Térmica Turbogas	106,77	97,50	40,72
3		ANIBAL SANTOS V.	Térmica Turbogas	34,50	33,00	207,09
1	CNEL-Sucumbios	NUEVO ROCAFUERTE	Térmica MCI	0,45	0,37	0,31
2		PUERTO EL CARMEN	Térmica MCI	0,65	0,45	2,93
3		TIPUTINI	Térmica MCI	0,16	0,12	0,60
Total		43	Total	2.287,25	2.136,54	6.944,78

Tabla 1.3 Infraestructura existente en Generación termoelectrica a Diciembre 2012

Fuente: PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013-2022

Del total de la potencia efectiva en todo el país (4.838,14 MW): el 87,67 % corresponde a la destinada para el servicio público; y, el 12,33 % al servicio no público. Potencia que es entregada a través del S.N.I. y de los sistemas no incorporados. La Unidad de Negocio CELEC-Hidropaute, con sus centrales hidroeléctricas Paute y Mazar, representan el 28,33 % del total de la potencia instalada en el país y el 29,78 % de la potencia efectiva. Dentro de la generación termoeléctrica, la Unidad de Negocio CELEC-Electroguayas, y sus centrales Enrique García, Gonzalo Cevallos (Gas), Gonzalo Cevallos (Vapor), Pascuales II, Trinitaria y Santa Elena II, representa el 14,28 % de la potencia instalada y el 14,29 % de la potencia efectiva. En la tabla 1.4 y 1.5 que se muestra a continuación, se detalla la energía bruta y entregada tanto para servicio público, como no público, por cada una de las empresas del sector eléctrico. Para el caso de la potencia, CELEC-Hidropaute es la de mayor aporte de energía al servicio público con el 36,20 %, seguida de CELEC-Electroguayas con el 11,66 %. Para el caso de la energía entregada para servicio no público, las empresas petroleras, debido a sus procesos de producción, son las de mayor participación en este tipo de servicio. Para el caso de las empresas Ecudos, Hidroabánico, Lafarge y OCP la energía disponible es mayor a la generada, debido que compraron energía y quedó un excedente que se sumó a la energía generada.[2]

Tipo de Empresa	Empresa	Servicio Público		Servicio No Público		Total	
		Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Generadora	CELEC-Electroguayas	634,17	606,10	-	-	634,17	606,10
	CELEC-Hidroagoyán	233,00	226,00	-	-	233,00	226,00
	CELEC-Hidropaute	1.258,66	1.263,26	-	-	1.258,66	1.263,26
	CELEC-Termoesmeraldas	132,50	131,00	-	-	132,50	131,00
	CELEC-Termopichincha	383,24	355,43	-	-	383,24	355,43
	Gas Machala	140,00	128,50	-	-	140,00	128,50
	Elecaustro	57,63	55,63	-	-	57,63	55,63
	Electroquil	181,00	181,00	-	-	181,00	181,00
	EMAAP-Q	15,40	15,11	7,96	7,83	23,36	22,94
	Eolisa	2,40	2,40	-	-	2,40	2,40
	Generoca	38,12	34,33	-	-	38,12	34,33
	Hidronación	213,00	213,00	-	-	213,00	213,00
	Hidropastaza	230,00	212,60	-	-	230,00	212,60
	Hidrosibimbe	18,00	16,43	-	-	18,00	16,43
Intervis Trade	115,00	102,00	-	-	115,00	102,00	
Termoquayas	150,00	120,00	-	-	150,00	120,00	
Total Generadora		3.802,11	3.662,80	7,96	7,83	3.810,07	3.670,63
Distribuidora	CNEL-Bolívar	1,66	1,33	-	-	1,66	1,33
	CNEL-EI Oro	0,27	0,22	-	-	0,27	0,22
	CNEL-Sucumbios	43,64	32,04	-	-	43,64	32,04
	E.E. Ambato	8,00	6,20	-	-	8,00	6,20
	E.E. Centro Sur	0,50	0,40	-	-	0,50	0,40
	E.E. Cotopaxi	12,19	11,88	-	-	12,19	11,88
	E.E. Galápagos	10,08	7,90	-	-	10,08	7,90
	E.E. Norte	12,27	12,27	-	-	12,27	12,27
	E.E. Quito	140,37	136,05	-	-	140,37	136,05
	E.E. Riobamba	16,34	15,30	-	-	16,34	15,30
	E.E. Sur	22,14	19,57	-	-	22,14	19,57
Eléctrica de Guayaquil	236,07	212,00	-	-	236,07	212,00	
Total Distribuidora		503,52	455,16	-	-	503,52	455,16
Autogeneradora	Agip	3,68	2,70	42,38	37,48	46,06	40,18
	Agua Y Gas De Sillunchi	0,10	0,09	0,30	0,30	0,40	0,39
	Andes Petro	-	-	140,65	117,27	140,65	117,27
	Consejo Provincial De Tungurahua	-	-	0,12	0,11	0,12	0,11
	Ecoeléctric	27,50	27,50	9,00	7,70	36,50	35,20
	Ecoluz	3,03	2,79	5,90	5,52	8,93	8,31
	Ecudos	14,90	13,80	14,90	13,80	29,80	27,60
	Electroandina	0,60	0,56	-	-	0,60	0,56
	Electrocórdova	0,20	0,20	-	-	0,20	0,20
	Enermax	5,00	5,00	11,60	10,00	16,60	15,00
	Hidroabánico	27,25	26,92	11,20	11,07	38,45	37,99
	Hidroimbabura	0,60	0,49	-	-	0,60	0,49
	Hidroservice	0,56	0,56	-	-	0,56	0,56
	I.M. Mejía	2,50	1,98	-	-	2,50	1,98
	La Internacional	3,50	3,26	-	-	3,50	3,26
	Lafarge	8,34	6,60	24,82	20,70	33,16	27,30
	Moderna Alimentos	2,07	1,74	1,18	1,31	3,25	3,05
	Municipio A. Ante	0,40	0,32	-	-	0,40	0,32
	Ocp	-	-	21,51	19,55	21,51	19,55
	Perlabí	0,47	0,42	2,23	2,04	2,70	2,46
	Petroamazonas	-	-	233,41	122,09	233,41	122,09
	Petrobras	1,80	0,54	17,30	16,00	19,10	16,54
	Petroproducción	3,69	3,60	76,02	63,87	79,71	67,47
Repsol	0,25	0,20	153,31	125,27	153,56	125,47	
San Carlos	28,00	22,40	7,00	8,20	35,00	30,60	
Sipac	2,30	1,80	8,70	6,60	11,00	8,40	
Total Autogeneradora		136,75	123,47	781,53	588,88	918,28	712,35
Total general		4.442,39	4.241,43	789,49	596,71	5.231,88	4.838,14

Tabla 1.4 Potencia nominal y efectiva de los Agentes del sector eléctrico por tipo de servicio

Fuente: CONELEC Boletín estadístico del sector eléctrico ecuatoriano 2012

Tipo de Empresa	Empresa	Energía Bruta (GWh)	Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)	Energía Disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)
Generadora	CELEC-Electroguayas	2.288,59	2.288,32	0,27	2.169,62	2.169,36	0,25
	CELEC-Hidroagoyán	1.084,56	1.084,56	-	1.083,23	1.083,23	-
	CELEC-Hidropaute	6.757,90	6.757,90	-	6.737,44	6.737,44	-
	CELEC-Termoesmeraldas	780,06	780,06	-	719,71	719,71	-
	CELEC-Termopichincha	885,71	778,79	106,91	861,59	757,59	104,00
	CELEC-Termogas Machala	717,58	717,58	-	702,95	702,95	-
	Elecaastro	314,54	314,54	-	309,26	309,26	-
	Electroquil	228,88	228,88	-	221,74	221,74	-
	EMAAP-Q	145,60	115,77	29,83	142,18	113,05	29,13
	Eolícsa	3,34	3,34	-	3,34	3,34	-
	Generoca	141,64	141,64	-	135,38	135,38	-
	Hidronación	657,39	657,39	-	647,83	647,83	-
	Hidropastaza	913,52	912,61	-	912,61	912,61	-
	Hidrosibimbe	105,23	105,23	-	105,23	105,23	-
Intervis Trade	229,03	229,03	-	228,34	228,34	-	
Termoguyas	540,97	540,97	-	540,97	540,97	-	
Total Generadora		15.794,54	15.656,63	137,01	15.521,44	15.388,06	133,38
Distribuidora	CNEL-Bolívar	2,26	2,26	-	2,26	2,26	-
	CNEL-EI Oro	0,03	0,03	-	0,03	0,03	-
	CNEL-Sucumbios	47,49	47,49	-	45,78	45,78	-
	E.E. Ambato	9,37	9,37	-	9,37	9,37	-
	E.E. Centro Sur	0,05	0,05	-	0,05	0,05	-
	E.E. Cotopaxi	60,79	60,79	-	60,69	60,69	-
	E.E. Galápagos	31,90	31,90	-	31,76	31,76	-
	E.E. Norte	69,18	69,18	-	69,18	69,18	-
	E.E. Quito	619,41	619,41	-	612,82	612,82	-
	E.E. Riobamba	100,83	100,83	-	100,72	100,72	-
E.E. Sur	30,98	30,98	-	30,56	30,56	-	
Eléctrica de Guayaquil	336,57	336,57	-	331,45	331,45	-	
Total Distribuidora		1.308,89	1.308,89	-	1.294,66	1.294,66	-
Autogeneradora	Agip	221,71	-	221,71	213,06	-	213,06
	Agua Y Gas De Sillunchi	1,66	0,03	1,63	1,66	0,03	1,63
	Andes Petro	467,85	-	467,85	452,97	-	452,97
	Consejo Provincial De Tungurahua	0,59	0,59	-	0,59	0,59	-
	Ecoelectric	110,99	69,27	41,72	104,03	64,92	39,10
	Ecoluz	39,58	39,58	-	38,43	38,43	-
	Ecuador	94,04	48,83	45,21	94,40	49,02	45,38
	Electroandina	-	-	-	-	-	-
	Electrocordova	0,47	-	-	0,47	0,47	-
	Enermax	87,78	87,78	-	87,77	87,77	-
	Hidroabanico	324,82	324,82	-	327,12	327,12	-
	Hidroimbabura	0,50	0,50	-	0,50	0,50	-
	Hidroservice	-	-	-	-	-	-
	I.M. Mejía	9,88	-	-	9,88	9,88	-
	La Internacional	16,96	0,14	16,82	15,69	0,13	15,56
	Lafarge	96,93	0,29	96,63	157,13	0,48	156,65
	Moderna Alimentos	7,00	7,00	-	7,00	7,00	-
	Municipio A. Ante	1,36	1,36	-	1,36	1,36	-
	Ocp	24,04	0,00	24,04	28,90	0,00	28,90
	Perlabi	14,58	14,58	-	14,54	14,54	-
	Petroamazonas	794,42	0,00	794,42	771,47	0,00	771,47
Petroproducción	213,76	0,00	213,76	207,34	0,00	207,34	
Repsol	805,19	0,00	805,19	789,92	0,00	789,92	
San Carlos	73,17	34,09	39,08	71,54	33,33	38,21	
Sipac	33,45	0,00	33,45	32,35	0,00	32,35	
Total Autogeneradora		3.440,72	628,87	2.801,51	3.428,12	635,57	2.792,55
Interconexión	Colombia	1.294,59	1.294,59	-	1.294,59	1.294,59	-
	Perú	-	-	-	-	-	-
Total Interconexión		1.294,59	1.294,59	-	1.294,59	1.294,59	-
Total general		21.838,73	18.871,28	2.966,55	21.538,81	18.612,88	2.925,93

Tabla 1.5 Energía bruta y entregada para servicio público y no público por los agentes del sector eléctrico

Fuente: Boletín estadístico del sector eléctrico ecuatoriano 2012.

1.1.3 Autogeneradores en Ecuador

Se considera como autogeneradores a las empresas de sociedad anónima que producen energía para su propio consumo, pudiendo tener eventualmente excedentes que pueden ser puestos a disposición del Sector Eléctrico ecuatoriano, a través del Sistema Nacional Interconectado o a los sistemas de distribución, previa autorización del CONELEC.

Las principales empresas habilitadas como Autogeneradoras se las puede ver en la tabla 1.6.

Tipo de Empresa	Empresa	Sistema	Tipo de Central	Provincia	# centrales	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	
Autogeneradora	Agip	No Incorporado	Térmica	Napo	1	9,00	7,78	
				Pastaza	2	37,06	32,40	
	Agua Y Gas De Sillunchi	S.N.I.	Hidráulica	Pichincha	2	0,40	0,39	
	Andes Petro	No Incorporado	Térmica	Orellana	23	32,71	26,42	
				Sucumbios	19	107,94	90,85	
	Consejo Provincial De Tungurahua	S.N.I.	Hidráulica	Tungurahua	1	0,12	0,11	
	Ecoelectric	S.N.I.	Biomasa	Guayas	1	36,50	35,20	
	Ecoluz	S.N.I.	Hidráulica	Napo	2	8,93	8,31	
	Ecudos	S.N.I.	Biomasa	Cañar	1	29,80	27,60	
	Electroandina	S.N.I.	Hidráulica	Carchi	1	0,20	0,16	
				Imbabura	1	0,40	0,40	
	Electrocordova	S.N.I.	Hidráulica	Imbabura	1	0,20	0,20	
	Enemax	S.N.I.	Hidráulica	Cotopaxi	1	16,60	15,00	
	Hydroabanico	S.N.I.	Hidráulica	Morona Santiago	1	38,45	37,99	
	Hydroimbabura	S.N.I.	Hidráulica	Imbabura	1	0,60	0,49	
	Hydroservice	S.N.I.	Hidráulica	Imbabura	1	0,56	0,56	
	I.M. Mejía	S.N.I.	Hidráulica	Pichincha	1	2,50	1,98	
	La Internacional	S.N.I.	Hidráulica	Pichincha	1	3,00	2,86	
				Térmica	Pichincha	1	0,50	0,40
	Lafarge	S.N.I.	Térmica	Imbabura	1	33,16	27,30	
	Modema Alimentos	S.N.I.	Hidráulica	Pichincha	1	1,65	1,65	
				Térmica	Pichincha	1	1,60	1,40
	Municipio A. Ante	S.N.I.	Hidráulica	Imbabura	1	0,40	0,32	
	Ocp	No Incorporado	Térmica	Esmeraldas	1	1,73	1,73	
				Napo	2	9,51	7,74	
				Pichincha	2	0,80	0,60	
				Sucumbios	2	9,48	9,48	
	Perlabi	S.N.I.	Hidráulica	Pichincha	1	2,70	2,46	
	Petroamazonas	No Incorporado	Térmica	Napo	2	34,53	19,27	
				Orellana	17	128,20	71,20	
				Sucumbios	13	70,68	31,62	
	Petrobras	No Incorporado	Térmica	Orellana	1	19,10	16,54	
Petroproducción	No Incorporado	Térmica	Orellana	3	17,60	13,35		
			Sucumbios	9	62,11	54,12		
Repsol	No Incorporado	Térmica	Orellana	5	143,08	117,52		
			Sucumbios	1	10,49	7,95		
San Carlos	S.N.I.	Biomasa	Guayas	1	35,00	30,60		
Sipec	No Incorporado	Térmica	Orellana	5	11,00	8,40		
Total Autogeneradora					131	918,28	712,35	

Tabla 1.6 Potencia nominal y efectiva de Empresas Autogeneradoras

Fuente: Boletín estadístico del sector eléctrico Ecuatoriano 2012

1.1.4 Incorporación de nuevas instalaciones de Generación

El CONELEC, a través de Plan Maestro de Electrificación 2013 – 2022, ha previsto la incorporación de las siguientes centrales y/o unidades:

- Proyectos hidroeléctricos: Isimanchi, 2.25 MW, diciembre/2013; San José de Tambo, 8 MW, marzo/2014; proyecto Mazar-Dudas, 21 MW, marzo/2014; proyecto Saymirin_V, 7 MW, julio/2014; Chorrillos, 3.96 MW, enero/2014; Victoria, 10 MW, diciembre/2014.
- Proyectos termoeléctricos: Guangopolo II, fuel oíl, 50 MW, 15/mar/2014 (2 unidades), 30/abr/2014 (4 unidades), 19/may/2014 (6 unidades); proyecto Esmeraldas II, fuel oíl, 96 MW, 29/mar/2014 (6 unidades), 21/jun/2014 (12 unidades); generación térmica en Guayaquil, 150 MW, dic/2014.
- Proyectos Fotovoltaicos: Chota Piman, 8 MW, 9/abr/2014; Mitad del Mundo, 10 MW, 22/feb/2014; Villa Cayambe, 16 MW, 15/mar/2014; San Alfonso, 6 MW, 1/jul/2014; Santa Elena, 25 MW, 27/nov/2013; Zapotillo, 8 MW, 29/jul/2014.
- Proyecto Biomasa. Chone, 10.7 MW, 5/dic/2014.

1.2 CRECIMIENTO DE LA DEMANDA.

La demanda es el mejor indicador de la carga de trabajo a la que se está sometiendo al conjunto del sistema eléctrico. Pero la importancia de su valor no se queda en un dato indicativo, sino que es un claro reflejo de la actividad económica y del bienestar del país. La proyección de demanda eléctrica consiste en pronosticar lo siguiente:

- Número de abonados.
- Facturación de energía por sectores:
 - Residencial
 - Comercial
 - Industrial
 - Alumbrado público y otros
- Demanda de energía y potencia a nivel de distribución (facturación más pérdidas técnicas y no técnicas).
- Demanda de energía y potencia a nivel de puntos de entrega del SNT.
- Demanda de energía y potencia a nivel de bornes de generación (generación bruta).

1.2.1 Demanda Nacional

En la Fig. 1.4 se resume la evolución de la energía entregada en la etapa de distribución de electricidad para su venta por tipo de consumo, como resultado de la proyección se estima un crecimiento promedio anual para el periodo 2013-2022 del 5% alcanzando 26.542 GWh en el término del periodo.

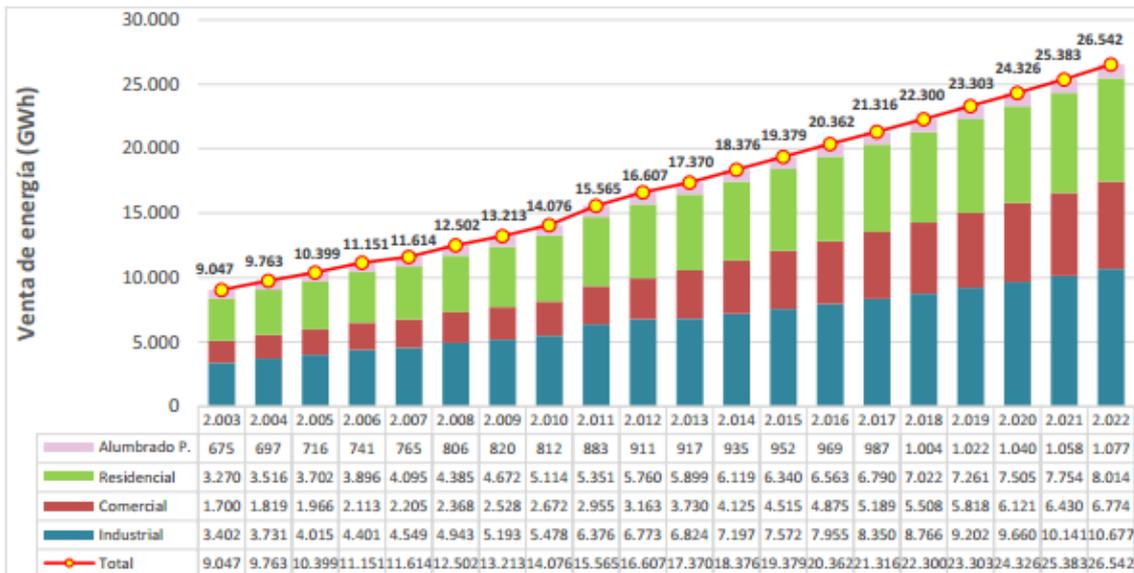


Fig. 1.4 Evolución histórica y proyección de la facturación por grupo de consumo

Fuente: PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION 2013-2022.

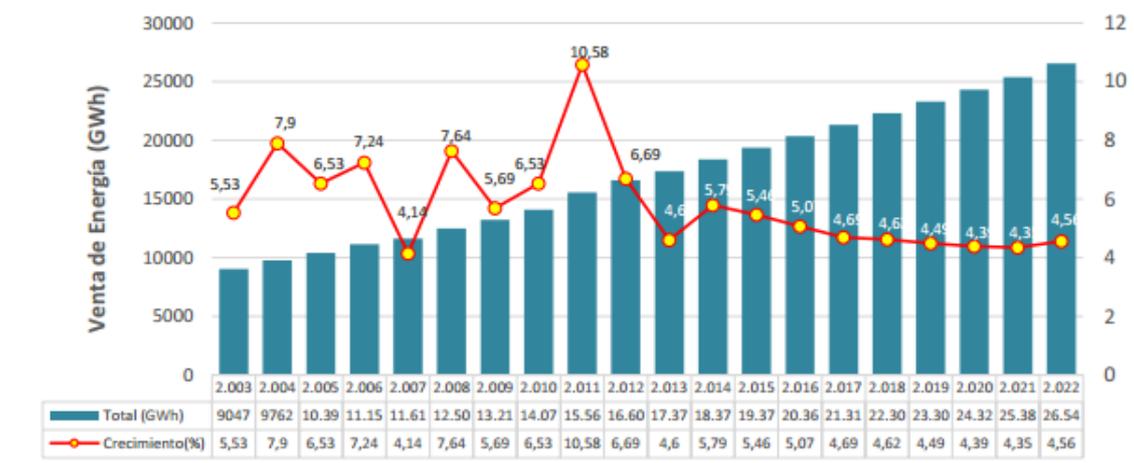


Fig. 1.5 Evolución y proyección de la facturación total de energía en el Ecuador.

Fuente: PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION 2013-2022.

Como se observa en la Fig. 1.5 la energía facturada total de Ecuador muestra un tendencia creciente en todo el período de análisis histórico (2010-2012), presentando fuertes crecimientos en los últimos cinco años(2008-2012).

En la Fig. 1.6 se muestra la composición del mercado de distribución eléctrica del Ecuador en los años 2013-2022 reflejando que el sector residencial representa en conjunto con el sector industrial más del 70% de la energía facturada del Ecuador .



Fig. 1.6 Composición del mercado de distribución eléctrica del Ecuador, años 2012 – 2022

Fuente: PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013-2022.

En la Fig. 1.7 se resume la evolución de la cantidad total de clientes del mercado de distribución de electricidad del Ecuador y desagrega por grupo de consumo, para el periodo 2009-2022. Como resultado de la proyección se estima un crecimiento promedio anual 2013-2022 del 3.7% alcanzando 5,8 millones de clientes en el 2022.

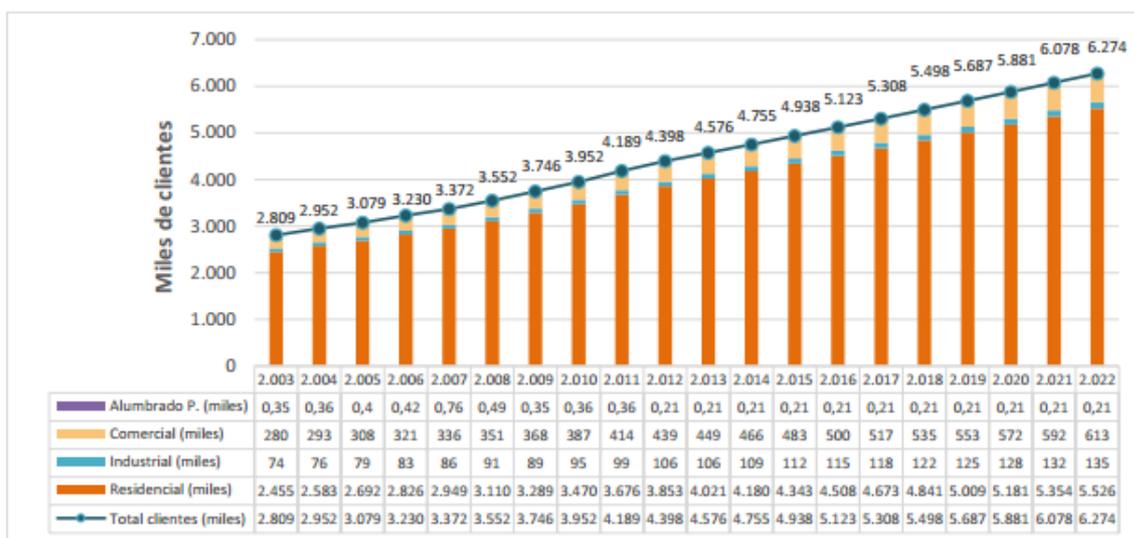


Fig.1.7 Evolución histórica y proyección de clientes totales y por grupo de consumo del Ecuador

Fuente: PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013-2022.

1.2.2 Proyección de la demanda

En el análisis prospectivo realizado al Plan Maestro de Electrificación (2013-2022), se parte del principio de que la demanda puede ser una variable controlable, por la planificación energética y los incentivos a la demanda. Para incorporar esta política al análisis, se han definido cinco hipótesis para el desarrollo futuro de la demanda de servicio público de electricidad, como se puede observar en la fig. 1.8

Hipótesis 1: Proyección tendencial.

Hipótesis 2: Hipótesis 1 + Incorporación de Cargas Singulares + Programas de Eficiencia Energética.

Hipótesis 3: Hipótesis 2 + Programa Nacional de Cocción Eficiente.

Hipótesis 4: Hipótesis 2 + Abastecimiento de la Refinería del Pacífico desde el S.N.I.

Hipótesis 5: Hipótesis 2 + Programa Nacional de Cocción Eficiente + Abastecimiento de la Refinería del Pacífico desde el S.N.I.

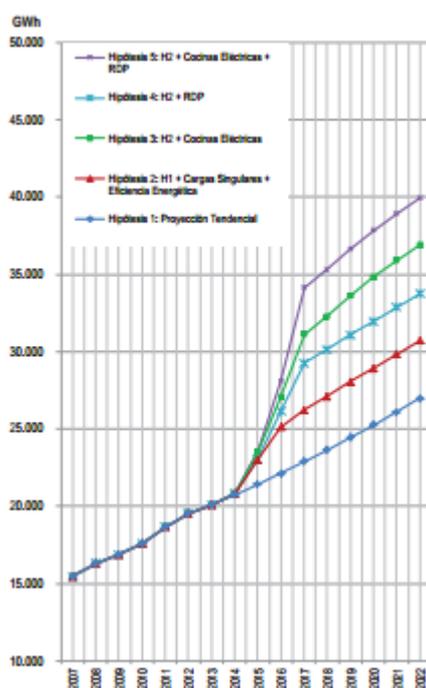


Fig. 1.8 Proyección de la demanda anual de energía eléctrica (GWh) en bornes de generación del S.N.I.

Fuente: PME 2013- 2022 Vol. 2. Cap. 5

A partir de la hipótesis 1 o escenario base, su combinación con la incorporación de los programas de eficiencia energética, las cargas singulares industriales, Refinería del Pacífico y el Programa de Cocción Eficiente dan lugar a diferentes requerimientos de energía y potencia en los sistemas de distribución de las empresas eléctricas, y en las etapas de transmisión y generación del S.N.I. En la Hipótesis 5 se incorpora a todas las cargas de las hipótesis antes mencionadas, por lo que es el caso más extremo al que se sometería el Sistema Nacional Interconectado y sobre el cual se ha elegido el escenario medio para los análisis requeridos para la planificación del sector. Las Hipótesis 3 y 5, demuestran la fuerte influencia que tendrán en la demanda eléctrica del país, la incorporación de las cocinas de inducción, la cuales a su vez, de acuerdo al supuesto adoptado en relación al perfil de esta carga, estaría produciendo una disminución del factor de carga del sistema. Por otra parte, la presencia de una importante cantidad de clientes industriales (incluyendo a la Refinería del Pacífico) que se estarán conectando en los niveles de tensión de los sistemas de transmisión, justifica mostrar los efectos a nivel de barras de subestaciones de entrega a los sistemas de distribución. En esta etapa de la red, las cargas en transmisión no son consideradas.

1.2.3 Áreas de Concesión

Dadas las disposiciones emanadas del Mandato Constituyente No. 15 del 23 de julio de 2008 que en su transitoria tercera faculta la fusión de empresas del sector y determina que el regulador, facilite los mecanismos para su funcionamiento, se crea la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) el 16 de febrero de 2009, que funcionará como una empresa de distribución con la finalidad de mejorar la gestión empresarial dadas las cuantiosas pérdidas de las empresas de distribución, en la actualidad la CNEL agrupa a 10 empresas de distribuidoras, cada una de ellas como una unidad de negocio, como se puede ver en la tabla 1.7 de igual manera se puede ver el área de concesión de otras empresas eléctricas.

Empresa	Provincias a las que sirve de manera total o parcial	Área de Concesión (km ²)
E.E. Ambato	Tungurahua, Pastaza, %Morona, %Napo	40.805
CNEL-Sucumbíos	Sucumbíos, Napo, Orellana	37.842
E.E. Centro Sur	Azuay, %Cañar, Morona	28.962
E.E. Sur	Loja, Zamora, %Morona	22.721
CNEL-Manabí	Manabí	16.865
CNEL-Esmeraldas	Esmeraldas	15.366
E.E. Quito	Pichincha, %Napo	14.971
E.E. Norte	Carchi, Imbabura, %Pichincha, %Sucumbíos	11.979
CNEL-Guayas Los Ríos	Guayas, Los Ríos, %Manabí, %Cotopaxi, %Azuay	10.511
E.E. Galápagos	Galápagos	7.942
CNEL-Sta. Elena	% Guayas, Sta. Elena	6.774
CNEL-EI Oro	El Oro, %Azuay	6.745
CNEL-Sto. Domingo	Sto. Domingo, % Esmeraldas	6.574
CNEL-Milagro	% Guayas, %Cañar, % Chimborazo	6.175
E.E. Riobamba	Chimborazo	5.940
E.E. Cotopaxi	Cotopaxi	5.556
CNEL-Los Ríos	% Los Ríos, %Guayas, %Bolivar, %Cotopaxi	4.059
CNEL-Bolívar	Bolívar	3.997
Eléctrica de Guayaquil	% Guayas	1.399
E.E. Azogues	% Cañar	1.187

Tabla 1.7 Empresas de Distribución Eléctrica con sus áreas de Concesión
Fuente: Estadísticas del Sector Ecuatoriano

1.3 MERCADO ELÉCTRICO

Mediante la LRSE (1996), se estableció que en el mercado eléctrico Ecuatoriano la generación de energía está a cargo de diferentes unidades generadoras las cuales aparecen como agentes competidores dentro del mercado eléctrico, debido que además de pertenecer al régimen pueden establecer libremente contratos a plazo con las empresas distribuidoras y grandes consumidores. Estableciendo la competencia en la actividad de generación

Adicionalmente, se señala que los grandes consumidores se encuentran constituido por empresas, industrias y otras instituciones que, debido a su gran demanda de energía no son consideradas como usuarios “normales” del flujo eléctrico, razón por la cual están facultados para acordar libremente con un generador o distribuidor el suministro y precios de energía eléctrica para consumo propio.

Sin embargo y dados los principios rectores de la Constitución Nacional, la Asamblea Constituyente expide el Mandato Constituyente No. 15, mismo que establece lineamientos para el funcionamiento del sector eléctrico, en tal sentido y a fin de dar aplicación al Mandato, el CONELEC en plenitud de sus atribuciones otorgadas por la

LRSE como ente regulador, estableció las Regulaciones No. CONELEC 006/08 y 013/08, mismas que tienen como objetivo principal lo siguiente:

- Definir nuevas reglas comerciales para el funcionamiento del mercado.
- Establecer los parámetros regulatorios específicos para el establecimiento de una tarifa única para cada tipo de consumo de energía eléctrica.
- Establecer los nuevos parámetros regulatorios que se considerarán para el cálculo de las tarifas eléctricas.

Debido a la necesidad de complementar el marco jurídico del sector eléctrico establecido en anteriores regulaciones considerando las directrices del Mandato Constituyente No 15 se emite la Regulación No CONELEC 004/09. Ésta tiene como principal objetivo lo siguiente:

- Establecer los mecanismos alternativos de contratación regulada, para los generadores y auto generadores especialmente para los de capital privado.
- Definir los parámetros para la participación de las empresas integradas dentro del mercado eléctrico.
- Determinar reglas comerciales adicionales para la liquidación de transacciones en el mercado eléctrico.
- Complementar los aspectos tarifarios, especialmente los relacionados con las empresas fusionadas.
- Establecer reformas y modificaciones de la normativa vigente con el fin de armonizar con los principios constantes en la Constitución y el Mandato Constituyente No 15.

1.3.1 Liquidación Comercial de las transacciones.

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) de conformidad a sus atribuciones, liquida todas las transacciones comerciales, determinando los importes que deben abonar y percibir los distintos participantes del Mercado Eléctrico, conforme los términos establecidos en los contratos regulados de compraventa, incluyendo las importaciones y exportaciones de electricidad.

La liquidación de servicios complementarios del mercado, serán liquidadas y asignados por el CENACE, observando la normativa vigente, en todo lo que sea aplicable y que no se contraponga a las disposiciones del Mandato Constituyente No. 15.[3]

1.3.2 Agentes del Mercado Eléctrico

En el Mercado Eléctrico participan, como Agentes, la o las personas jurídicas dedicadas a las actividades de generación, de autogeneración, al servicio público de transmisión, al servicio público de distribución y comercialización, los grandes consumidores, así como quienes realicen actividades de importación y exportación de energía y que cuenten con la autorización correspondiente del CONELEC.

1.3.2.1 Mecanismos de Contratación para Generadores

Las transacciones de largo plazo, a través de los contratos regulados de compraventa de energía, se realizarán sobre la base de los mecanismos descritos en la Regulación No. 006/08, Regulación No. 013/08, y Regulación No.004/09 o las normas que les modifiquen, complementen o sustituyan.

A más de lo señalado en el párrafo inmediato anterior, como alternativa, los generadores podrán optar por otro esquema de contratación regulada, sobre la base de los siguientes parámetros:

- a. Este mecanismo de contratación regulada tiene tres componentes: Potencia Remunerable Puesta a Disposición -PRPD-, cargo variable o costo variable de producción -CVP-, y finalmente, Cargo Variable Adicional -CVA-.
- b. La PRPD de cada unidad o planta de generación, será calculada conforme lo establecido en la Regulación No. CONELEC - 003/04 “Cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición” o la que la sustituya. La remuneración de la PRPD será realizada en función del Precio Unitario de Potencia -PUP- aprobado por el CONELEC, y de la disponibilidad de las unidades y plantas de generación.
- c. El CVP será determinado conforme a la normativa específica y liquidado de acuerdo con la producción de energía eléctrica medida. La Regulación que se aplicará para la declaración de este componente será la No. CONELEC – 003/03 vigente o la que la sustituya.

- d. El CVA será propuesto por los generadores, en USD/kWh, y considerará un pronóstico de la operación de sus equipamientos, el mismo que será liquidado de acuerdo con la producción de energía eléctrica medida. El CONELEC podrá establecer valores referenciales para el CVA, los mismos que serán informados a los entes responsables de la negociación de los contratos regulados.

El CVA que constará en el contrato será el valor establecido en la negociación.

Los generadores deberán optar por un solo esquema de contratación, es decir no se permitirán contratos parciales que consideren los dos mecanismos de contratación regulada.

En los demás temas referentes a la contratación regulada, se deberá observar los principios establecidos en las Regulaciones vigentes.

1.3.2.2 Mercado de largo Plazo.²

De conformidad a las Regulaciones CONELEC No 006/08, 013/08 y 004/09, emitidas por el CONELEC con el propósito de aplicar las disposiciones del Mandato Constituyente No 15, establecen como transacciones en el Mercado Eléctrico los siguientes contratos:

- a. Contratos regulados a plazo que, como resultado de concursos públicos, se suscriban entre generadores privados y distribuidores;
- b. Contratos regulados a plazo que se suscriban entre generadores en los que el Estado tenga participación, sin excepción alguna, y los distribuidores;
- c. Contratos a plazo libremente pactados entre aquellos generadores privados y Grandes Consumidores que se encuentren debidamente facultados.
- d. Contratos regulados a plazo que, se suscriban entre los generadores privados que están operando a la fecha de aprobación de la presente regulación y los distribuidores.
- e. Asignación de la energía producida por las centrales de generación (estatales) embebida en las empresas eléctricas a todos los Distribuidores.

² SESIÓN DE DIRECTORIO DE 12 DE AGOSTO DE 2008 RESOLUCIÓN No. 106/08
REGULACIÓN No. CONELEC - 006/08

- f. Asignación de la energía producida importada desde otros países a todos los Distribuidores.

1.3.2.3 Contratos Regulados[4]

Los contratos regulados son liquidados (ex-post) por el Centro Nacional de Control de Energía, para lo éstos son registrados en el CENACE. Los agentes contratantes, al momento del registro, informan al CENACE los precios de los contratos (cargos fijos y cargos variables).

Los contratos regulados a plazo suscritos por los generadores, señalados en los literales a) y b) del numeral anterior tendrán las siguientes características:

- a. Serán liquidados por toda la producción real de energía eléctrica, y serán asignados a todas las empresas distribuidores en proporción a su demanda real medida.
- b. Contemplarán un cargo fijo relacionado con su disponibilidad y un cargo variable en función de su producción. El cargo fijo será liquidado, así no sea despachado por el CENACE, siempre que se mantenga disponible el generador o en los períodos de mantenimiento debidamente autorizados por el CENACE. Los cargos variables serán liquidados de acuerdo a la producción de energía eléctrica medida.
- c. Los contratos tendrán una duración mínima de un año; excepto para los generadores que usen energías renovables no convencionales cuya duración no podrá ser menor a diez años.

Para los contratos a plazo señalado en el literal c del numeral de mercado de largo plazo tendrá las siguientes características:

- a. Para el caso de los nuevos proyectos destinados a la autogeneración, que deseen comercializar sus excedentes de energía a través de contratos deben presentar para consideración y evaluación del ente responsable de la negociación su oferta para la venta de energía eléctrica.
- b. Esta oferta es determinada en función de la capacidad total de generación, de su propio consumo total, de la información económica del autogenerador y del pronóstico sobre su producción de energía.

1.3.2.4 Mercado de Corto Plazo

En este mercado secundario, se liquidarán únicamente los remantes de la producción de aquellos generadores que no tengan contratos de compraventa con la demanda, de acuerdo a la normativa vigente.[4]

1.3.3 Mecanismos de Contratación para Autogeneradores.

En función de la información recibida, el CONELEC podrá otorgar la calificación que acredite a la empresa como autogeneradora, siempre y cuando se cumpla con los siguientes criterios:

- a) Los estudios de proyección de demanda de energía de consumos propios y producción de la planta de autogeneradora de un proyecto, deberán evidenciar que toda la energía autogenerada estará destinada exclusivamente a abastecer parcial o totalmente la demanda de sus consumos, pudiendo existir excedentes eventualmente. Para ello, se deberá dejar constancia en los estudios, que la relación entre los excedentes y la energía autogenerada anual no será mayor al 25% para plantas de autogeneración hidráulicas o que utilicen cualquier otro tipo de energía renovable no convencional, y 5% para plantas de autogeneración térmicas, para cada año de la concesión.
- b) El CONELEC verificará que el dimensionamiento del proyecto de autogeneración asegure un uso óptimo de los recursos naturales (en los casos que competa) que utilizará para la generación de electricidad. Para proyectos hidroeléctricos, además, se deberá verificar que su incorporación al sistema eléctrico ecuatoriano no afecte a otros proyectos ya instalados o a futuros proyectos planificados para desarrollarse en la misma cuenca hidrográfica.
- c) Se deberá verificar que el proyecto no conste en el Plan Maestro de Electrificación (PME) vigente.

1.3.3.1 Verificación de Autogeneradores.

Una vez que el autogenerador haya entrado en operación comercial, el CONELEC, realizará una evaluación anual de los excedentes comercializados por este, en ese periodo; para lo cual, solicitará la información necesaria tanto al CENACE como a las empresas eléctricas de distribución. En caso de que la energía total de los excedentes

registrados durante el año, respecto del total de energía producida por autogeneradores en el mismo periodo, resultaren mayores al 25% para autogeneradores hidráulicos o que utilicen energías renovables no convencionales, y 5% para autogeneradores térmicos, el CONELEC solicitará a la empresa autogeneradora las justificaciones respectivas. El CONELEC evaluará las mismas, y en caso determine que no son valederas, procederá al retiro del Título Habilitante o Registro.[5]

1.3.3.2 Contratación Regulada de Autogeneradores Públicos.

Los Autogeneradores en los que el Estado ecuatoriano, a través de sus distintas instituciones, gobiernos seccionales y organismos de desarrollo regional posee capital mayoritario, disponen de excedentes de generación y los colocan a disposición del mercado eléctrico, se efectuará de manera similar a lo previsto para el caso de generadores, es decir, en un reconocimiento de sus costos fijos y sus costos variables de producción, con la diferencia de que los costos fijos serán reconocidos solamente en la proporción que corresponda al excedente puesto a disposición del mercado, como se expresa en la siguiente relación:

$$MA_{CR} = \frac{A_T}{12} * \frac{E_{CR}}{E_T}$$

Dónde:

MA_{CR} : Monto mensual correspondiente a la anualidad a ser considerada en los contratos regulados.

A_T : Anualidad total del Autogenerador, calculada por el CONELEC.

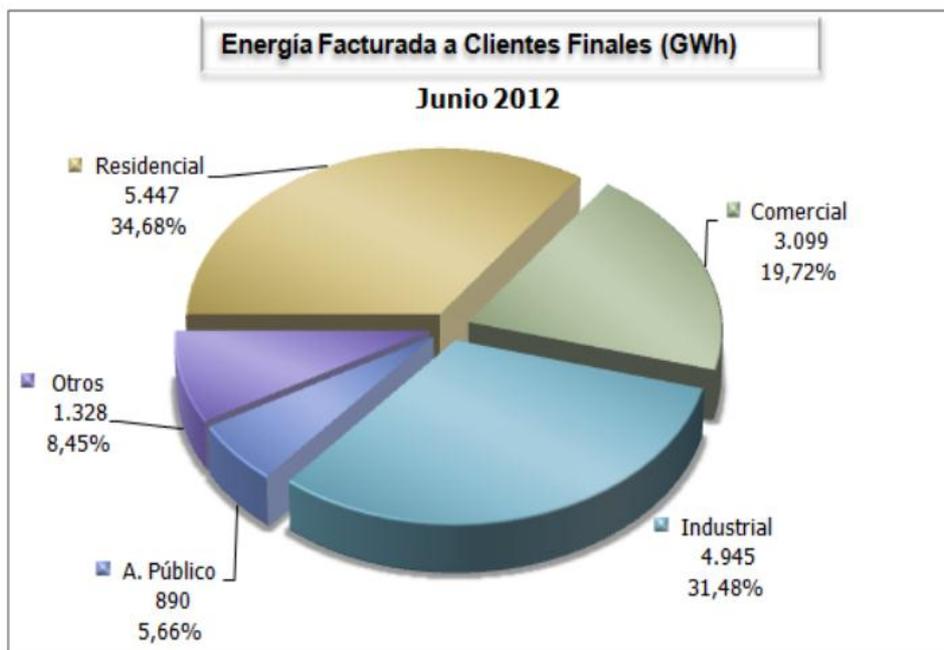
E_{CR} : Energía comprometida en contratos regulados, y que corresponderá a la diferencia entre la energía total producida y la energía comprometida en consumos propios para cada mes.

E_T : Energía total producida por el Autogenerador en el mes correspondiente.

Para la liquidación de la producción de un Autogenerador público, se tiene que afectar el valor de la anualidad determinado por el CONELEC, por una fracción de la energía que efectivamente está a disposición del mercado, a través de contratos regulados.[6]

1.4 FIJACIÓN DE TARIFAS PARA CLIENTES REGULADOS

En la Fig. 1.9 se puede observar detalladamente la distribución eléctrica de clientes finales.



Gráfica 1.9 Energía Facturada a diferentes tipos de clientes.

Fuente: Visión sector eléctrico Ecuatoriano beneficios proyecto mazar

El organismo regulador identifica como usuarios finales a todas las personas naturales o jurídicas, que reciben el servicio eléctrico autorizado por el distribuidor, dentro del área de concesión. El Pliego Tarifario se sujeta a las disposiciones establecidas en el Mandato Constituyente No. 15, Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Codificación del Reglamento de Tarifas Eléctricas; y, en la Ley Orgánica de Defensa del Consumidor y su correspondiente Reglamento, en los aspectos atinentes a la prestación del servicio de energía eléctrica.

1.4.1 Clientes Regulados o Abonados

Son aquellos que se acogen al pliego tarifario y que a su vez se subdividen en: Residenciales, Comerciales, Industriales, Alumbrado Público y otros que incluye a Entidades oficiales, Asistencia social, Beneficio público, Bombeo de agua, Escenarios

deportivos, y Abonados especiales. Esta clasificación que obedece a la aplicación tarifaria de acuerdo con el tipo de servicio entregado por las empresas Distribuidoras como se puede apreciar en la tabla 1.8.

Año	Todos	Alumbrado Publico	Comercial	Industrial	Otros	Residencial
2008	3.553.599	486	351.339	42.373	48.928	3.110.473
2009	3.746.373	349	368.490	43.349	45.811	3.288.798
2010	3.921.990	361	386.639	45.303	49.356	3.740.331
2011	4.189.567	364	413.905	47.193	52.081	3.675.992
2012	4.398.567	211	439.254	48.124	57.802	3.853.176
Total	19.810,064	1.771	1.959,627	226.342	253.978	17.668.770

Tabla 1.8 Número de clientes regulados a nivel nacional con servicio eléctrico por grupos de Consumo periodo 2008-2012

Fuente: Boletín estadístico del sector eléctrico Ecuatoriano

1.4.2 Clientes No Regulados

Son los usuarios a los que no se les aplica el pliego tarifario como: grandes consumidores, compra de energía entre distribuidores, exportación.

1.4.3 Consumidor Comercial

Persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza los servicios de energía eléctrica para fines de negocio, actividades profesionales o cualquier otra actividad con fines de lucro.

1.4.4 Consumidor Industrial

Persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza los servicios de energía eléctrica para la elaboración o transformación de productos por medio de cualquier proceso industrial. También se debe considerar dentro de esta definición a los agroindustriales, en los cuales existe una transformación de productos de la agricultura, ganadería, riqueza forestal y pesca, en productos elaborados.

1.4.5 Las tarifas al consumidor final

Estarán destinadas a todos los Consumidores que no hayan suscrito un contrato a plazo con un Generador o un Distribuidor. La correcta aplicación de estas tarifas estará a cargo de los Distribuidores en su zona de concesión.

1.4.6 Las tarifas de transmisión y los peajes de distribución

Serán los pagos que deberán realizarse a favor del Transmisor o del Distribuidor, respectivamente, por quienes utilicen sus instalaciones. La liquidación de estos pagos estará a cargo del CENACE en coordinación con el Transmisor y los Distribuidores.

1.4.7 Categorías y Grupos de Tarifas.

De conformidad con el artículo 17 de la Codificación del Reglamento de Tarifas Eléctricas, por las características de consumo se consideran tres categorías de tarifas: residencial, general y alumbrado público; y, por el nivel de tensión, tres grupos: alta tensión, media tensión y baja tensión. No obstante, el Directorio del CONELEC con Resolución No. 083/11 aprobó la Regulación No. CONELEC 008/11 relativa a la “*Prestación del Servicio de Alumbrado Público General*”, en la cual el Servicio de Alumbrado Público pasa a tratarse como un servicio independiente al del Servicio Eléctrico. En consecuencia, en este pliego tarifario se consideran dos categorías de tarifas por las características de consumo: residencial y general; y, tres grupos por el nivel de tensión: alta, media y baja tensión.[7]

1.4.7.1 Categoría Residencial

Corresponde al servicio eléctrico destinado exclusivamente al uso doméstico de los consumidores, es decir, en la residencia de la unidad familiar independientemente del tamaño de la carga conectada. También se incluyen a los consumidores de escasos recursos económicos y bajos consumos que tienen integrada a su vivienda una pequeña actividad comercial o artesanal. Es responsabilidad de la empresa distribuidora evaluar las características de consumo de energía eléctrica y recomendar de ser necesaria la separación de los respectivos circuitos con su sistema de medición.

1.4.7.2 Categoría General

Corresponde al servicio eléctrico destinado por los consumidores en actividades diferentes a la Categoría Residencial y básicamente comprende el comercio, la industria y la prestación de servicios públicos y privados. Se consideran dentro de esta categoría, entre otros, los siguientes:

- a) Locales y establecimientos comerciales públicos o privados
- b) Locales públicos o privados destinados a la elaboración o transformación de productos por medio de cualquier proceso industrial y sus oficinas administrativas.
- c) Instalaciones de Bombeo de Agua
- d) Entidades de Asistencia Social: Hospitales, centros de salud, asilos y similares del Estado.
- e) Entidades de Beneficio Público: Guarderías, escuelas, colegios, universidades e instituciones similares del Estado.
- f) Entidades Oficiales
- g) Escenarios Deportivos:
- h) Culto Religioso.
- i) Servicio Comunitario (Servicio General).
- j) Y los demás que no estén considerados en la Categoría Residencial. Nota: Para efectos tarifarios, los Distribuidores tienen la obligación de mantener en sus registros una clasificación de los Consumidores Comerciales e Industriales.

1.4.8 Tarifas de Baja Tensión

1.4.8.1 Tarifa Residencial

Se aplica a todos los consumidores sujetos a la Categoría Residencial, independientemente del tamaño de la carga conectada. En el caso que el consumidor residencial sea atendido a través de un transformador de su propiedad y el registro de lectura sea en Baja Tensión, la empresa considerará un recargo por pérdidas de transformación equivalente a un 2% en el monto total de energía consumida. El consumidor deberá pagar:

- a) Un cargo por comercialización en USD/consumidor, independiente del consumo de energía.

- b) Cargos crecientes por energía en USD/kWh, en función de la energía consumida. [7]

1.4.8.2 Tarifa Residencial Temporal

Se aplica a los consumidores residenciales que no tienen su residencia permanente en el área de servicio y que utilizan la energía eléctrica en forma puntual para usos domésticos (fines de semana, períodos de vacaciones, entre otros). El consumidor deberá pagar:

- a) Un cargo por comercialización en USD/consumidor, independiente del consumo de energía.
- b) Un cargo único por energía en USD/kWh, en función de la energía consumida.

1.4.8.3 Tarifa General con Demanda

Se aplica a los consumidores de la Categoría General de Baja Tensión, cuya potencia contratada o demanda facturable sea superior a 10 kW, que disponen de un registrador de demanda máxima o para aquellos que tienen potencia calculada. El consumidor deberá pagar:

- c) Un cargo por comercialización en USD/consumidor, independiente del consumo de energía.
- d) Un cargo por potencia en USD/kW, por cada kW de demanda facturable, como mínimo de pago, sin derecho a consumo.
- e) Un cargo por energía en USD/kWh, en función de la energía consumida. En el caso de los consumidores de asistencia social y beneficio público, que cumplan con la condición de una potencia contratada o demanda facturable superior a 10 kW. [8]

CAPITULO II

LICITACIÓN DE ENERGÍA

En este capítulo se tratará las diferentes formas de licitaciones para la actividad de generación que se encuentran vigentes a nivel mundial, a fin de analizar sus mecanismos y resultados después de su aplicación, considerando para el efecto la normativa específica de cada país. Con este análisis, se pretende contribuir con desarrollos metodológicos, modelos y propuestas para la aplicación de un modelo de contratación regulada y licitaciones de energía para el sector eléctrico ecuatoriano.

2.1 Análisis de mecanismos de Licitaciones en Sudamérica, Europa y Norteamérica.

Los cambios realizados en varios mercados, han sido con el propósito de proporcionar y asegurar las condiciones adecuadas para un seguro abastecimiento de la demanda eléctrica. Algunos países en Sudamérica, Europa y Norteamérica han instaurado esquemas de licitaciones de contratos de abastecimiento entre distribuidoras y generadoras, con tal de incorporar una verdadera señal de mercado en el precio de compra-venta de electricidad.

Es así que, en Chile y Perú en los años 2005 y 2006 aprobaron leyes para fomentar el desarrollo eficiente de generación eléctrica en el largo plazo a través de la suscripción de contratos, sustentándose en licitaciones de energía y en la experiencia del mercado brasileño. Los mecanismos de subasta para asignación de contratos de largo plazo se basan en introducir la competencia por el mercado como garantía de la eficiencia, para garantizar simultáneamente la seguridad de suministro a través de decisiones centralizadas. Es decir, mientras que las reformas que incluyeron la constitución de mercados mayoristas de electricidad buscaban la eficiencia a través de distintos agentes que compiten permanentemente entre sí en un mercado organizado, asumiendo para ello el riesgo de perder en ese proceso frente a otros más eficientes, en los mecanismos de subastas la eficiencia se garantiza por la generación de condiciones de competencia al momento de su realización.

El éxito de los mecanismos implementados en cada país resulta así un elemento clave para la región en el contexto de crecimiento descrito más arriba. En este sentido, los últimos tiempos han mostrado elementos de relevancia en la materia. A continuación realizaremos un repaso de lo sucedido y los distintos desempeños verificados en la

región en materia de promoción de nueva generación eléctrica sustentable y eficiente. Para ello es relevante conceptualizar primero la variedad de mecanismos implementados en los diferentes países para lograr el desarrollo de la infraestructura de generación de electricidad, y, sobre esa base caracterizar el desempeño reciente de los mismos según los hechos sucedidos.

2.1.1 Reformas en Países Sudamericanos [9]

2.1.1.1 Mercado Brasileiro

La primera etapa de reformas en el año 2004, trajo consigo un esquema competitivo en el ámbito de la generación, en tanto que las actividades de transmisión y distribución permanecieron reguladas. Por otra parte, se estableció un operador independiente del sistema, un mercado mayorista y una agencia de regulación y se privatizaron la mayoría de empresas de distribución y de expansión de la transmisión.

Se privilegiaron los contratos bilaterales para proteger a los consumidores de la volatilidad inherente del precio spot de la energía y se estableció que las distribuidoras y comercializadoras debían mantener en contratos a largo plazo al menos el 85% de su demanda. De esta manera se buscaba que sea el precio de los contratos el que de las señales de expansión del sistema, situación que no se presentó y trajo consigo un desbalance entre generación y demanda que combinada con la oposición política que obstaculizó la privatización de las compañías de generación del estado desembocó en una severa crisis energética que provocó racionamientos durante nueve meses consecutivos entre el 2001 y 2002.

Como resultado de la crisis y del análisis de sus efectos se planteó la necesidad de asegurar un adecuado abastecimiento de la demanda, lo que a su vez desembocó en la implementación de reformas en el modelo de mercado en el año 2002. El 7 de diciembre de 2004 se llevó a cabo la primera subasta de energía eléctrica en Brasil, ésta surgió como consecuencia de las reformas que ha estado sufriendo el sector eléctrico. En esta directriz el Gobierno publicó, en diciembre de 2003, varias medidas provisionarias, las cuales fueron, posteriormente, aprobadas por el Congreso en marzo de 2004. En función del Artículo No. 2 de la Ley No. 18 848, del 15 de marzo de 2004, todas las Distribuidoras pertenecientes al SNI deben garantizar el suministro de energía mediante contratos regulados obtenidos en base a una licitación. En el mismo articulado se

establece que el responsable de realizar y regular las licitaciones será la Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL.

Este nuevo marco regulatorio contempla que la totalidad de la demanda regulada proveniente de Empresas Distribuidoras debe estar contratada en todo momento. Los contratos que regulan la interacción entre Distribuidores y vendedores deben ser contratos estandarizados y asignados mediante una subasta. El nuevo marco contempla cinco tipos de subastas:

- Subastas de Energía Existente (9 Subastas desde 2004)
- Subastas de Ajuste (10 Subastas desde 2005)
- Subastas de Energía Nueva (11 Subastas desde 2005)
- Subastas de Fuentes Alternativas (2 Subastas 2007/2010)
- Subastas de Energía de Reserva (3 Subastas desde 2008)

2.1.1.2 Mercado Chileno[10]

Las recientes contingencias ocurridas durante el 2004 y 2005 respecto al racionamiento del abastecimiento de gas natural importado desde Argentina a Chile, rearmaron los problemas que presentaba la metodología de cálculo de precio de nudo. Dicha metodología no permitió transferir correctamente el alza de costos operacionales al consumidor nacional, lo que provocó un drástico desincentivo a la inversión.

Es así como el regulador estatal comenzó a estudiar diversas medidas para solucionar el problema, considerando incluso, la posibilidad de liberalizar dicho precio de nudo. Finalmente, en mayo de 2005 se formula una nueva metodología de cálculo de precio de nudo mediante la aprobación de la Ley No. 20 018 (Ley Corta II), la cual permite que las concesionarias de servicio público de distribución liciten sus requerimientos de energía, contratando abastecimiento eléctrico al precio despejado en la licitación. La aprobación de la Ley No. 20 018 en el mercado chileno es una repuesta extendida ante las nuevas condiciones de mercado presentes en toda la región. Básicamente, este conjunto de reglas establece que:

- Las Distribuidoras deben disponer del suministro de energía de a lo menos los próximos 3 años.
- El suministro debe provenir de contratos obtenidos mediante licitaciones o generación propia.
- Las licitaciones deben ser públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes.
- Las Distribuidoras pueden coordinarse de manera de realizar una licitación conjunta por su demanda agregada.
- Las Distribuidoras deben elaborar las Bases de licitación en función de un contenido mínimo especificado en la Resolución Exenta No. 611.
- Los plazos de vigencia de los contratos negociados en las licitaciones no deben ser mayores a 15 años.
- El precio de la energía presentado por el oferente en la licitación no puede ser superior a un umbral calculado en base al precio nudo vigente (precio de reserva).
- Para los contratos negociados mediante una licitación el precio de la potencia no se actualizará en cada cálculo de precio nudo, sino que se indexará según una formula previamente establecida.
- La licitación se adjudica a la oferta de menor precio.

2.1.1.3 Resolución Exenta No. 611

La Resolución Exenta No. 611, expedida por el Gobierno de Chile, señala como aspectos más relevantes para la realización de las licitaciones, los siguientes

- a) La licitación debe tener un formato de sobre cerrado.
- b) Cada Distribuidora debe licitar dos tipos de contrato: para suministro de base y para suministro de crecimiento.
- c) Cada oferta debe contener: una oferta administrativa y una oferta económica.
- d) Las Distribuidoras pueden dividir su bloque de demanda en sub-bloques de igual magnitud con el orden de aceptar ofertas parciales de suministro.
- e) La indexación de precios de energía debe ser propuesta por el generador en su oferta.
- f) Las actividades correspondientes al proceso de licitación se deben ajustar a una estructura específica de etapas estandarizadas según el cronograma elaborado por la

autoridad. Así, las Distribuidoras deben organizar procesos de licitación acordes a las reglas presentadas anteriormente.

2.1.1.4 Mercado Peruano

El 23 de julio de 2006, se publicó la Ley No. 28 832 llamada “Ley para asegurar el desarrollo del cliente de la generación eléctrica”, la cual tiene los siguientes objetos fundamentales:

- Asegurar la suficiencia de generación eficiente que reduzca la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de precios y a los riesgos de racionamiento prolongados por falta de energía; asegurando al consumidor una tarifa eléctrica más competitiva.
- Reducir la intervención administrativa para la determinación de los precios de generación mediante soluciones de mercado.
- Adoptar las medidas necesarias para propiciar la efectiva competencia en el mercado de generación.
- Ningún Generador podrá contratar con Usuarios Libres o Distribuidores más potencia y energía firme que las propias y las que tenga contratadas con terceros.

Las ventas de electricidad de Generador a Distribuidor, se efectúan mediante:

1. Contratos sin licitación, cuyos precios no podrán ser superiores a los precios de barra.
2. Contratos resultantes de licitaciones.

El abastecimiento oportuno y eficiente de energía eléctrica para el mercado regulado se asegurará mediante licitaciones que resulten en contratos de suministro de electricidad de largo plazo con precios firmes que serán trasladados (pass trough) a los usuarios regulados, en este contexto se puntualiza lo siguiente:

- El proceso de licitación será llevado a cabo con la anticipación necesaria para facilitar y promover el desarrollo de inversiones en generación, aprovechar las economías de escala, promover la competencia por el mercado y asegurar el abastecimiento del mercado regulado. Es facultad de cada Distribuidor establecer sus requerimientos y modalidades de compra de potencia y energía, así como los plazos contractuales a licitar. Sin embargo, los contratos con plazos inferiores a

cinco años no podrán cubrir requerimientos mayores al 25% de la demanda total de los Usuarios Regulados del Distribuidor.

- Los procesos de licitación se deberán iniciar con anticipación mínima de 3 años.
- Se podrán iniciar licitaciones con anticipación menor de 3 años por una cantidad no mayor al 10% de la demanda total de sus Usuarios Regulados.
- OSINERG (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía), establecerá un precio máximo para las licitaciones, el cual se mantendrá en reserva durante el proceso. Sobre este precio no se podrá adjudicar ningún contrato. En este caso se debe convocar a una nueva licitación dentro de 30 días.

Los contratos deberán ser firmados con plazos de suministro de hasta 10 años con precios firmes, ninguno de los cuales podrá ser modificado por acuerdo de las partes, a lo largo de la vigencia del contrato, salvo autorización previa de OSINERG. El mercado de corto plazo servirá únicamente para transacciones de Generadores y Distribuidores para atender a sus Grandes Usuarios Libres. [10]

2.1.2 LICITACIONES EUROPEAS[11]

La capacidad de los vínculos se la asigna a través de subastas implícitas y explícitas. Con respecto al uso de las rentas de congestión, se considera que éstas se deben emplear para reducir la congestión de la manera más eficiente posible. Se sugiere la creación de un fondo administrado y vigilado por el CEER (Council of European Energy Regulators).

En Europa se han lanzado licitaciones de energías renovables para aumentar la inversión en esta área. Francia los últimos años ha estado licitando para incentivar la generación con estas energías, llegando a posicionarse décimo en el mundo en la generación eólica. Francia ha seguido los pasos de Reino Unido, líder en energía eólica marina, que ha lanzado una licitación para la construcción de una red eléctrica que conecte las estaciones eólicas marinas con la red eléctrica principal. Así vemos como las licitaciones no sólo se ocupan en la generación de energía, sino que también en el mercado de transmisión.

La integración energética europea tiene un lejano comienzo en 1951, con la firma del Tratado de París que constituyó la Comunidad Europea del Carbón y el Acero (CECA), por iniciativa de los Gobiernos de Alemania y Francia, para desarrollar los recursos de

carbón e incentivar la producción de acero. Pronto se le unieron Italia, Bélgica, Holanda y Luxemburgo (La Europa de los Seis).

A partir de los Tratados de Roma en 1957 se crea la Comunidad Económica Europea (CEE) y la Comunidad Europea de la Energía Atómica (CEEA). La energía, entonces, tiene un papel seminal en la creación de la que hoy es la Unión Europea, en el proceso más importante y ambicioso de integración económica antes visto. Entre las agencias que componen el cuerpo ejecutivo de la UE se encuentra la Comisión Europea, que es el órgano ejecutivo encargado de aplicar los Tratados y hacer cumplir las disposiciones de la Unión; con el poder de sancionar los países que las incumplan.

La Comisión está formada por varios departamentos, o Directorios Generales, para atender temas específicos, entre ellos el de energía. La Comisión emite Directivas que son de obligatorio cumplimiento por parte de los países miembros. Con la firma del Tratado de Maastricht en 1993 y la creación de la UE, los países miembros se comprometían a trabajar para armonizar los mercados energéticos locales con el fin de elaborar una política energética común. Las Directivas 96/92/EC del 19 de diciembre de 1996 y la Directiva 98/30/EC de 8 de diciembre de 1997 establecen las reglas comunes para los sectores de electricidad y de gas, respectivamente, de los países miembros de la Unión. Electricidad.

La Directiva 96/92/EC que establece las pautas a seguir en el sector eléctrico, requiere que los países miembros abran sus mercados nacionales a la competencia. Esto incluye dar libertad a los consumidores para escoger su proveedor de energía, la separación de las actividades y el libre acceso a las redes.

La Directiva estableció un cronograma gradual en tres pasos, para la apertura de los mercados nacionales que tendría lugar el primero de ellos en 1999 y después en 2000 y 2003, a partir de los cuales se fijaba un porcentaje mínimo del mercado, que debía estar abierto a la competencia. Los países estaban en libertad para adoptar el tipo de regulación preferida.

En resumen la integración de los sistemas eléctricos en la UE, cuenta con una larga historia de cooperación energética, con amplios recursos de infraestructura y con un

gran mercado de consumo en un área geográfica que es menos de la mitad del territorio que ocupa la América Latina y el Caribe.

Los conflictos entre el enfoque nacional y el regional en materia energética todavía están vivos. Una de las experiencias europeas que vale la pena mencionar pero que inicialmente no hicieron parte del movimiento europeo de integración energética es el Nordpool.

2.1.2.1 Mercado eléctrico Europeo

La energía eléctrica en Europa se negocia según la estructura definida en el Artículo 11 de la Ley 54/1997: "Mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios, la gestión de desvíos y mercados no organizados". La Figura 1.2 ilustra la estructura del mercado eléctrico español.

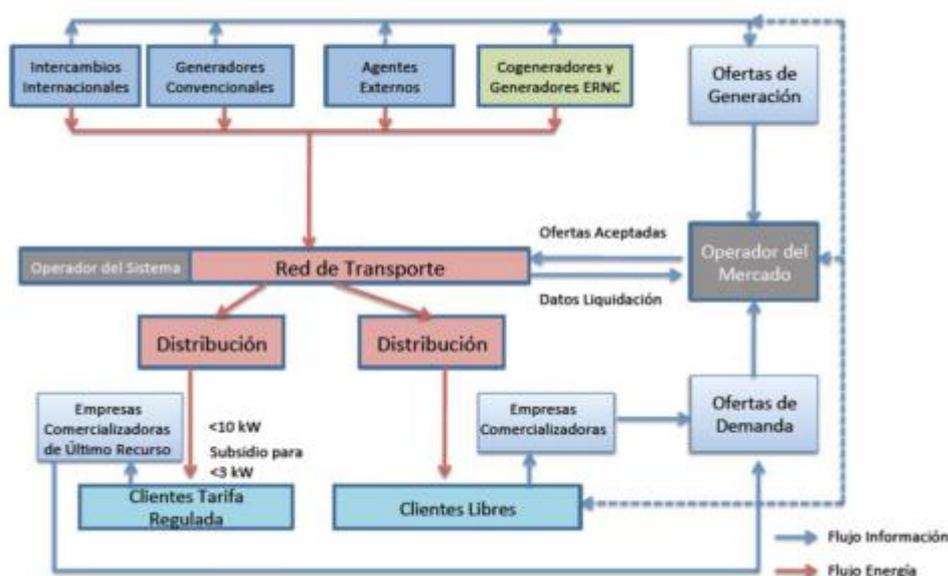


Fig. 2.1 Estructura Mercado Eléctrico de España

Fuente: Mecanismo de subastas eléctricos Europeo; G. Caicedo

De forma similar, a los comercializadores de electricidad se les plantea una disyuntiva parecida y en vez de arriesgar todas sus compras a lo que resulte en el Mercado Diario, pueden tener interés en llegar a acuerdos de compra a plazo a un precio determinado. El hecho de que los generadores y los comercializadores tengan estrategias

complementarias de aseguramiento es lo que posibilita la viabilidad del mercado a plazo de electricidad y de que puedan cerrarse contratos entre ellos. En la práctica, existen varias modalidades de contratación a plazo. A continuación se describen las más utilizadas.

2.1.2.2 Contratación bilateral física

En esta modalidad, la más simple de todas, un generador y un comercializador acuerdan intercambiarse una determinada cantidad de energía eléctrica en una fecha determinada, durante un plazo determinado y a un precio determinado. Por ejemplo 100 MWh, durante las 24 horas de todos los días del primer trimestre de 2013 a un precio de 45 €/MWh.

El término bilateral hace referencia a que sólo el generador y el comercializador intervienen en el acuerdo. El término físico hace referencia a que el generador especifica la central en concreto que producirá la energía y el comercializador los puntos de entrega de la misma. Llegado el momento de ejecución del contrato, las partes informan de los detalles de su acuerdo (a excepción del precio, que no están obligados a revelarlo a terceros) al Operador del Sistema (OS) a efectos exclusivos de seguridad del sistema, sin que afecte a la formación de precios del Mercado Diario.

La experiencia indica que el contrato bilateral físico resulta ser excesivamente rígido. Por un lado, el carácter bilateral deja a ambos contratantes sometidos al riesgo de incumplimiento, parcial o total, del acuerdo por parte del otro. Por otro lado, el carácter físico del acuerdo limita la flexibilidad de generadores y comercializadores en la localización de sus puntos de entrega y demanda, los cuales podrían variar en el periodo comprendido entre la firma del contrato y su ejecución.

La modalidad de acuerdo bilateral físico impide la participación de otros agentes que no sean generadores y comercializadores, por ejemplo agentes financieros que podrían ayudar a facilitar acuerdos, aportando flexibilidad y aseguramiento ante riesgos a las contrapartes. En España, los contratos bilaterales físicos se han limitado, en la práctica, a acuerdos intragrupo (entre productores y comercializadores del mismo grupo empresarial). En el año 2011, el volumen de energía negociado en esta modalidad fue de 70 TWh (un 30% del total de la energía demandada)

2.1.2.3 Contratación por diferencias de mercado

Esta modalidad es la más extendida en los mercados a plazo de cualquier producto. En ella las partes se aseguran el precio de apertura del contrato a plazo, al acordar intercambiarse la diferencia de precios entre el precio pactado en ese contrato y el precio de cierre en el mercado de referencia. En un contrato por diferencias no se hace referencia a ninguna central de producción ni a ningún punto de demanda, se trata de un puro acuerdo financiero, similar a un seguro. Las partes pueden ser un generador y un comercializador, ya que, según se ha visto, ambos tienen estrategias complementarias de aseguramiento de precios.

Sin embargo, pueden cerrarse contratos entre un generador y una contraparte ajena al mundo eléctrico (que acepta asumir el riesgo de mercado), de la misma forma que pueden cerrarse acuerdos entre un comercializador y una contraparte puramente financiera. La contraparte financiera del acuerdo puede tener intereses diversos en el mismo. Por un lado, puede servirle de cobertura de otros riesgos asumidos y que sean complementarios al eléctrico, por ejemplo con materias primas, bienes o servicios, etc. Por otro lado, obviamente, puede tener un mero interés especulativo, lo que le llevaría a abrir un contrato con un generador si tuviese una perspectiva de precios al alza en el Mercado Diario.

En resumen, el contrato por diferencias es similar al contrato bilateral físico en términos de aseguramiento de precio, aunque resulta de una mayor flexibilidad por su carácter financiero, razón por la cual se utiliza mucho más.

2.1.2.4 Acuerdos a plazo fuera del mercado

Estos acuerdos se denominan OTC ("Over The Counter") y su característica básica es que no están sometidos a ningún mercado organizado, siendo un puro acuerdo financiero entre las partes y sin ninguna cobertura en el caso de incumplimiento de la otra parte. En España, los contratos OTC de electricidad se pusieron en marcha muy poco después del comienzo del Mercado Diario en 1998 y han tenido un desarrollo importante con los años. En 2011, la energía contratada de esta forma fue de 284 TWh, concentrándose el mayor volumen de negociación (63%) en productos con horizontes de vencimiento inferior o igual a un año.

2.1.2.5 Diferentes licitaciones Europeas

2.1.2.6 Suecia.

Para el periodo 2001-2003, aproximadamente 1000MW de generación han sido contratados por medio de licitaciones a empresas privadas como capacidad de reserva.

Los generadores son libres de utilizar esta capacidad cuando lo deseen y venderla al precio que deseen. En tiempo de escasez, se ordena a los generadores emplear estas unidades; en estas ocasiones, esta capacidad es ofertada en el Nord Pool al doble del costo variable

2.1.2.7 Noruega

En el año 2009 el 95.7% de la energía eléctrica generada por Noruega fue energía hidroeléctrica (127.1 TWh) con una capacidad instalada de 29.626 MW. El resto fue generada por termoeléctricas (4.7 TWh) y fuentes eólicas (1 TWh). Noruega ha desarrollado energía hidroeléctrica por más de 100 años. Entre 1907 y 1920 el estado compró muchas cascadas por temor a que fueran adquiridas por capitales extranjeros que conllevaran a un monopolio. En el año 1955 el gobierno decidió que el Estado debía tener el poder de las importaciones y exportaciones de energía eléctrica. A partir de la década del 70 se aprobaron muchos proyectos hidroeléctricos. En 15 años la capacidad ascendió en 10.730 MW. La evolución histórica de la problemática medioambiental se centra principalmente en problemas de hidroelectricidad. A continuación se resumen los principales eventos en esta materia:

- En 1969 se establece un nuevo proceso de concesión de licitaciones, donde la parte demandante debe enviar, al comienzo de la planificación del proyecto, una “notificación” al NVE(Dirección Nacional de energía y recursos hídricos), que invitara a los diferentes actores sociales a realizar observaciones sobre el proyecto, con el fin de promover la integración y la mitigación de los conflictos.
- Durante la década del 70 el NVE trabajó en el desarrollo de la notificación, concentrado en la inclusión de una evaluación de impacto ambiental y en los métodos de información pública. Sin embargo estas medidas no pudieron evitar el descontento social producido por el proyecto “Alta Represa”.

- En 1980, producto de grandes conflictos entre intereses ambientales, desarrolladores de energía hidroeléctrica y las autoridades, se establece la creación del Plan Maestro, el que repercute directamente en la postulación de los proyectos hidroeléctricos.

2.1.2.8 Inglaterra

En el nuevo mercado, las licitaciones de energía se detiene 3.5 horas antes de la publicación oficial. De aquí en adelante el operador del sistema mantiene el sistema en balance de potencia aceptando ofertas de balance de potencia, además de cancelar contratos de largo plazo sobre servicios de balance. Solo los compradores/vendedores tienen que pagar por ese balance de potencia. Esto es establecido después de la entrega real, así como los pagos a los productores de potencia de balance. No hay despacho centralizado ni algún tipo de pago explícito

Después del cierre, las ofertas se modifican, es decir ya sea que se incremente o disminuya el consumo/producción. La sobreproducción y subconsumo obtienen un pago conocido como “spill Price”, mientras que las entidades de servicio de carga, en estado de subproducción o sobreconsumo, tienen que pagar un precio por incrementar la potencia de regulación

2.1.3 LICITACIONES NORTEAMERICANAS

Estados Unidos tiene un mercado Spot Market precios pico con tope. El sistema ICAP no ha sido aplicado en todo Estados Unidos, pero es el más discutido y ha sido tratado en varios estados. El ICAP es un sistema un tanto controversial, ya que se argumenta que no incentiva nueva generación. PJM es uno de los mercados integrados eléctricos más grande del mundo con un sistema parecido a un ICAP.

Uno de las características que PJM ha hecho famosa es que los consumidores pagan créditos para todo el año, mientras que los productores pueden salir de lista y vender su capacidad en mercados vecinos con un precio tope menor o ninguno, incluso en situaciones de escasez

2.1.3.1 Illinois

El mercado eléctrico de Illinois ha experimentado profundos cambios en la última década, motivados principalmente por modificaciones a la reglamentación federal, afectando de manera importante la generación, la estructura empresarial y las opciones de los consumidores. La transformación de este mercado se inició en rigor en 1996, donde según lo establecido en las ordenes 888 y 889 de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), las empresas de servicios debían dar acceso abierto a las redes a todos los vendedores independientes, estableciendo además la conformación de un Operador Independiente del Sistema (ISO) para gestionar la estabilidad de la red y establecer pautas de funcionamiento y brindar sistemas de información de la operación del sistema.

De esta manera se creó un mercado spot con competencia en generación independiente de la transmisión y una demanda de usuarios finales representados por empresas de servicios o comercializadores, los cuales realizan sus transacciones físicas en cada nodo del sistema a partir de los resultados del despacho coordinado por el ISO. En 1997, la Asamblea General de Illinois aprobó el Servicio Eléctrico de Elección del Cliente consolidando (i.e. el proceso de desregulación en Illinois). Las dos principales empresas de servicio eléctrico, Comed (ahora propiedad de Exelon) e Illinois Power (ahora propiedad de Ameren), fueron objeto de recortes de tasas de rentabilidad aproximadamente del 20% y del congelamiento de tarifas hasta el 2005 (que luego se extendió hasta el 2007). Esta ley abrió el mercado a los Alternative Retail Electric Suppliers (ARES), que competirían contra los Investor Owned Utilities (IOUs), las cuales eran las empresas originales estatales integradas verticalmente.

Los ARES son empresas de comercialización quienes compran la energía a productores independientes para atender la demanda. Estas compañías, a diferencia de los IOUs, no son propietarias de redes de distribución, teniendo que pagar además garantías para soportar sus operaciones a no ser que tuvieran activos de generación integrados. Adicionalmente, sus tarifas no son aprobadas o reguladas por la Comisión de Comercio de Illinois (ICC) como si ocurría con las IOUs.

Durante este período de transición de 10 años, al ser congeladas las tarifas residenciales y de pequeños comerciantes, la demanda fue cubierta mediante contratos de largo plazo.

En el año 2004, la ICC inició una serie de seminarios y estudios para determinar qué hacer después de la finalización del período de transición.

Una de las recomendaciones fue el uso de licitaciones como un método de contratación a largo plazo, siguiendo el ejemplo de otros estados en los Estados Unidos como el de Nueva Jersey. Así, el año 2006 la ICC aprobó el uso de la licitación propuesta por Exelon y Ameren. En septiembre de 2006, la licitación se llevó a cabo y el efecto sobre las tarifas se inició en enero de 2007. Los resultados de la licitación generaron controversia por el nivel de precios alcanzado, pues la definición de los productos de la licitación 2006 de Illinois no pudo capturar, de una manera natural, la característica sobresaliente de la electricidad. Adicionalmente, las empresa Exelon y Ameren tenían una clara ventaja en la licitación, debido a su gran tamaño de activos de generación, afectando directamente la competencia.

2.1.3.2 Descripción general del mecanismo de licitación

Debido a que el proceso de licitación desarrollado en el 2006 fue el más impactante para el mercado debido a sus resultados, se describirá este mecanismo en detalle con el fin de establecer las causas de los inconvenientes que generó el diseño de la licitación y en especial el tipo de productos licitados.

El mecanismo de licitación de la electricidad utilizado en 2006 fue el mecanismo de reloj descendente simultaneo de varios productos. La licitación se realizó para asegurar el suministro confiable de las empresas de distribución de Ameren-CILCO, CIPS y de IP, y Exelon-ComEd. Debido al hecho que cada empresa tenía grupos de contratos con consumidores a precios fijos y otros con planes referidos a precios en tiempo real, fue necesario realizar dos licitaciones en paralelo. El abastecimiento a los clientes que tenían plan de precios fijos se adquirió a través de la sección de precio fijo de la licitación. Para el cliente en tiempo real que se propuso una sección de precio por hora, pero los resultados de esta sección no fueron aceptados.

El diseño e implementación de la licitación fue realizada por NERA Economic Consulting utilizando el formato de la licitación de Nueva Jersey en 2002. Las partes involucradas en la licitación fueron 2 compradores (Ameren y ComEd), 21 vendedores y el administrador de la licitación. Adicionalmente, participaron la Comisión de

Comercio de Illinois (ICC) y un supervisor o monitor de la licitación. Este último tiene la misión de revisar los resultados de la licitación y dar recomendaciones a la ICC. La comisión sobre la base de estas recomendaciones determina si aprueba o no los resultados de la licitación.

Los productos se diferencian por compañía de distribución, la clase del cliente y la duración del contrato. Hay dos clases de clientes de ComEd-CPP-B y el CPP-A-, sus características más destacadas son:

- CPP-B o proceso competitivo - Mixtos: residencial, de servicios designado de iluminación y pequeños clientes comerciales con una demanda menor 400 kW.
- CPP-A o proceso competitivo - Anual: grandes clientes comerciales e industriales con una demanda superior a 400 kW. De la misma manera, para las filiales de Ameren hay dos clases de clientes-BGSFP y BGS-LFP:
- BGS-FP o Servicio Básico de Generación – precios fijos: los clientes residenciales y pequeñas empresas con una demanda menor de 1 MW.
- BGS-LFP o servicio de generación de base - grandes clientes precio fijo: los grandes clientes comerciales e industriales con una mayor demanda de igual a 1 MW.

Esta licitación tiene un complejo conjunto de reglas con el propósito de incentivar la competitividad, facilitar la transparencia y evitar los fallos del mercado. Las reglas son ampliamente detalladas en el Reglamento de Licitación de Illinois.

2.1.3.3 Aspectos destacados del mecanismo

En el caso del suministro de electricidad la definición de los contratos es esencial para el buen funcionamiento el desempeño del mercado de licitaciones para los contratos de electricidad.

Para el caso de la licitación del 2006 en Illinois, los segmentos definidos de cada uno de los productos difirieron en gran medida con respecto a los considerados comúnmente en los mercados eléctricos de muchos países. La principal diferencia es que, mientras que los contratos típicos especifican el monto total de la energía y/o la potencia, los

contratos licitados en Illinois representaban el porcentaje de la demanda que el proveedor debe cumplir durante la vigencia del contrato.

Así, la cantidad de consumo es desconocida al momento de la firma el contrato, generando incertidumbres que se reflejarían en las ofertas de los generadores. Desde el punto de vista de las empresas de distribución, tal mecanismo parecería conveniente, pero la incertidumbre desde el lado del generador conlleva la consideración de una prima de riesgo implicando mayores precios en la oferta de los contratos, siendo incluso en algunos casos muy superior al precio spot.[12]

2.2 TEORIA DE SUBASTAS ELÉCTRICAS

2.2.1 Desempeño de los mecanismos de subastas

Una subasta o licitación es básicamente un proceso en donde un número de participantes buscan adjudicarse un(os) bien(es) en función de ofertas realizadas ante un martillero. El mecanismo de subasta nace con el propósito de maximizar el beneficio obtenido por la venta de uno o varios productos. A pesar que el auge en el estudio económico de subastas es reciente, éstas se han utilizado en el proceso de compra-venta desde varios siglos atrás.

2.2.2. Tipos de Subastas[10]

Acerca del número de bienes a subastar y las reglas del proceso una subasta puede liquidar uno o varios bienes bajo distintos mecanismos o reglas. Los mecanismos se pueden resumir básicamente en dos: subasta holandesa y subasta inglesa, de las cuales se pueden derivar otros formatos dependiendo si se trata de una subasta abierta o de sobre cerrado, o bien si se quieren liquidar uno o varios bienes a la vez. En la Tabla 2.1 se resume los formatos básicos de subasta.

<i>Subasta Uniproducto</i>		<i>Subasta Multiproducto</i>	
<i>Abierto</i>	<i>Sobre Cerrado</i>	<i>Abierto</i>	<i>Sobre Cerrado</i>
<i>Subasta Inglesa</i>	<i>Segundo Precio</i>	<i>Subasta Inglesa</i>	<i>Precio Uniforme</i>
<i>Subasta Holandesa</i>	<i>Primer Precio</i>	<i>Subasta Holandesa</i>	<i>Pay-As-Bid</i>

Tabla 2.1 Tipos de Subastas

Fuente: Licitaciones de energía eléctrica, Salazar G; Hinojosa V, 2011, pág. 20

2.2.2.1 Metodología de subasta “reloj descendiente”

Consiste en que los oferentes sólo pueden mantener o reducir la cantidad de energía firme ofrecida a medida que el precio desciende en el proceso, siendo este comportamiento consistente con una curva de oferta dependiente positiva. El generador al que se le ha asignado una Obligaciones de Energía Firme (OEF) recibirá así una remuneración fija durante el período de vigencia de la misma, haya sido solicitado el cumplimiento de tal obligación o no. El precio por cada unidad de energía de la OEF corresponde al precio de cierre de la subasta en la que se asignó la obligación, y se denomina Precio del Cargo por Confiabilidad.

2.2.2.2 Subasta Inglesa

Es la típica puja en la que los agentes van haciendo ofertas con precios cada vez más altos. Los compradores van emitiendo ofertas de forma progresiva. Estas ofertas se realizan en orden ascendente de precios, empezando por precios bajos y mejorando en cada oferta los precios del comprador anterior hasta que ningún comprador puede superar el precio del último ofertante. En ese momento, éste adquiere el bien.[13]

2.2.2.3 Subasta Holandesa Uniproducto

El vendedor va anunciando diferentes precios en orden descendente, partiendo de un precio muy elevado que va reduciendo poco a poco. El proceso continúa mientras nadie esté dispuesto a pagar el precio que canta el vendedor y se detiene cuando el precio es suficientemente bajo como para que alguno de los compradores lo acepte, gane la subasta y compre el producto.

2.2.2.4 Subasta Primer Precio

Cada uno de los compradores puede realizar solamente una oferta, que formula al mismo tiempo que todos los demás y sin saber cómo han ofertado éstos. Por este motivo se suelen conocer como subastas de sobre cerrado. El bien se adjudica a la oferta más cara y el precio de venta es el precio de su oferta. Éste es el procedimiento es común para adjudicar los bienes y servicios que compra la Administración. [10]

2.2.2.5 Subasta de Segundo Precio Uniproducto

Cada uno de los compradores puede realizar solamente una oferta, que realiza al mismo tiempo que todo el resto y sin saber cómo han ofertado los demás. Típicamente, la oferta se realiza en un sobre cerrado el cual se deposita en una urna. El bien se adjudica a la oferta más cara y el precio de venta es el correspondiente a la segunda oferta más cara. Se advierte que la definición anterior está referida a la oferta; en el caso de referirla a la demanda, el activo se adjudica a la oferta más barata y el precio de negociación es el correspondiente a la segunda oferta más barata.

2.2.2.6 Subasta Pay-As-Bid Multiproducto (Sobre Cerrado)

En este tipo de subasta se desean liquidar múltiples activos, por ejemplo, un número de K activos homogéneos. Para esto, el martillero solicita a los oferentes escribir sus ofertas en un papel, las cuales luego serán entregadas a éste en un sobre cerrado. Las ofertas de cada oferente deben incluir la cantidad ofrecida y el precio correspondiente de venta. Una vez abierta las ofertas de todos los oferentes, éstas se ordenan de menor a mayor, y quedarán adjudicadas aquellas que formen parte del conjunto de ofertas más económicas que pueden abastecer la demanda. El precio de negociación con cada oferente será el ofrecido por cada uno de éstos en sus respectivas ofertas. En la Figura 2.2 se puede observar cómo se realiza la casación de este tipo de subasta.

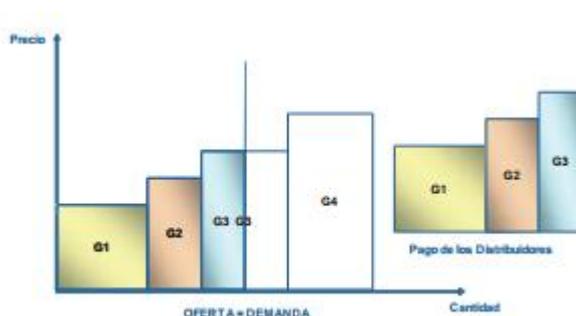


Fig. 2.2 Subasta Pay-as-bid Multiproducto

Fuente: Licitaciones de energía eléctrica, Salazar G; Hinojosa

2.2.3 Proceso de Subasta para abastecimiento eléctrico

El proceso de subasta tiene por finalidad crear un mecanismo competitivo, mediante el cual los Distribuidores puedan adquirir la energía eléctrica proveniente desde los vendedores, asegurando la publicidad, la transparencia y la igualdad de acceso.

En el proceso de subasta se rematan diferentes productos, los cuales se diferencian entre sí debido a que son contratos, por bloques de energía, que tienen distinta fecha de inicio y distinta duración. La subasta se puede desarrollar mediante un sistema electrónico en donde los distintos vendedores pueden realizar sus ofertas de manera iterativa. Mientras los vendedores están realizando sus ofertas, estos tienen comunicación limitada con el exterior.

Antes del comienzo de la subasta se debe ingresar al sistema las siguientes variables: oferta de referencia, cantidades declaradas, precio inicial de cada producto y el precio de reserva. Una vez iniciada la subasta, no hay plazo para el cierre, ya que éste se encuentra en función de un número indeterminado de iteraciones. La subasta de energía existente está conformada por dos fases, una de clasificación y otra de negociación, estas fases conforman un mecanismo híbrido de subasta.

La primera fase de clasificación, corresponde a un modelo modificado de subasta inglesa multiproducto, mientras que la segunda etapa de negociación corresponde a un modelo clásico de subasta de sobre cerrado pay-as-bid multiproducto.

En cada rueda de la fase I los vendedores deben ir ingresando una cantidad dispuesta a vender de cada producto al precio especificado por el sistema. El precio especificado por el sistema corresponde al precio de mercado obtenido en la rueda anterior menos un decrecimiento calculado por este mismo. El precio de mercado para la primera iteración está determinado mediante un precio inicial ingresado al sistema, y con el cual se desea dar comienzo a la subasta. La fase I itera mientras el sistema detecte sobreoferta. El sistema finaliza la fase I cuando la demanda virtual es igual a la oferta.

La fase II sólo contiene una rueda, en la cual se negocian definitivamente los contratos subastados. En ésta parte del proceso el vendedor es libre de ofrecer un precio por los distintos lotes deseados, de manera que este precio sea igual o inferior al precio de mercado resultante de la fase anterior. Finalmente, la energía asignada a cada vendedor mediante el proceso de subasta anteriormente descrito es concedida a cada distribuidor mediante una prorrata en función de la demanda declarada por cada uno de éstos.[13]

2.2.4 Características de los Procesos de Subastas

Las características del proceso de licitaciones y subastas a considerar son los siguientes:

- a) Se prepara una lista de proyectos nuevos de generación, algunos pueden tener o no concesión.
- b) El inversionista debe elegir una de estas obras del plan, las cuales cuentan con los permisos ambientales correspondientes.
- c) El inversionista puede añadir capacidad al proyecto a través de unidades térmicas y energía renovable.
- d) Los inversionistas ofertan una remuneración anual fija en \$/año, que considera inversión y operación y mantenimiento, y conociendo la energía de la planta en MWh/año se obtiene el precio unitario de energía ofertado en \$/MWh.
- e) La casación se realiza por uno de los métodos explicados anteriormente.
- f) Los ganadores de las subastas firman un contrato con cada una de las Distribuidoras licitantes.
- g) Los permisos de concesión para una planta hidroeléctrica se adjudican automáticamente al firmar el contrato.

2.2.5 Experiencias Internacionales de Subastas - Brasil

La primera subasta se organizó para realizar contratos del tipo energía existente en el sistema, por lo tanto, consistió en remates de contratos de corto plazo. Los productos ofrecidos en esta subasta fueron: Producto 2005-08: Contratos con fecha de inicio de operaciones el 2005-01-01 y cuya duración abarca 8 años; Producto 2006-08: Contratos con fecha de inicio de operaciones el 2006-01-01 y cuya duración abarca 8 años; Producto 2007-08: Contratos con fecha de inicio de operaciones el 2007-01-01 y cuya duración abarca 8 años.

Conforme a lo informado por la ANEEL la subasta estuvo conducida por el Mercado Atacadista de Energía Eléctrica - MAE, en calidad de entidad coordinadora de la subasta. La subasta estuvo conformada por 21 ruedas en la primera fase y por 1 en la segunda fase. El proceso completo de subasta duró desde las 11:00 hasta las 19:00, incluyendo la divulgación de resultados. Los participantes incluyeron a 18 Agentes autorizados como vendedores y 35 Distribuidores que declararon su demanda previo inicio de la subasta. En total se contrataron 17000(MW) del total de productos, la

cantidad por producto. Contrariamente a lo que se preveía, los precios resultaron muy lejanos a los precios pronosticados para la subasta; mientras los expertos preveían precios del orden de 70 R\$/MWh para el 2005, estos resultaron del orden de 58 R\$/MWh, muy por debajo del precio promedio de contratación observado en el último período antes de la subasta, el cual alcanzó los 65 R\$/MWh.

El hecho que los precios resultantes de la subasta fueron, especialmente, bajos se hizo sentir fuertemente en la bolsa de comercio, alcanzando caídas sobre el 10% para algunas Empresas Eléctricas el 8 de diciembre. Entre las razones para justificar los resultados anteriormente descritos, se encuentra la alta participación de mercado del Estado en la industria generadora.

Así mismo, el 2 de abril de 2005 se efectuó una nueva subasta, la que no logró contratar toda la demanda subastada. El objetivo de la subasta era rematar dos tipos de contrato (dos productos): 2008-08 y 2009-09. Si bien el precio medio despejado fue razonable (83 R\$/MWh), la cantidad negociada fue muy pobre, logrando contratar apenas la mitad de la demanda disponible en la subasta. Más aún, no fue posible negociar ningún lote del producto 2009-09. Dado estos hechos, los altos funcionarios acordaron cambios en las futuras subastas, como por ejemplo, que en cada una de éstas se licitará sólo un tipo de contrato. Finalmente, en cuanto al modelo de subasta no se pueden obtener conclusiones definitivas mediante evidencia empírica, ya que el mecanismo ha sido poco utilizado con sólo tres jornadas realizadas. A pesar de esto, se puede observar de los resultados anteriormente expuestos que el mecanismo es capaz de despejar precios bajos.

Bajo las consideraciones expuestas, la primera licitación de “energía nueva” se llevó a cabo el 3 de diciembre de 2005. Se licitaron 300 MW en contratos de largo plazo por un monto de R\$ 68,4 billones (US\$ 31,5 billones) con la adjudicación a 51 Generadoras nuevas y existentes, con precios en el rango de 107 R\$/MWh (49,25 US\$/MWh) hasta 132 R\$/MWh (60,76 US\$/MWh).

El 30 de junio de 2006 se efectuó la segunda licitación de “energía nueva”, logrando adjudicar contratos a 31 Generadores entre nuevos y existentes por un total de 1 682 (MW) en contratos de 15 y 30 años por un total de R\$ 45 623 billones (US\$ 21 billones) para un pool de 30 Distribuidoras. Los precios medios de despeje de las subastas fueron de: a. 126,77 R\$/MWh (58,35 US\$/MWh) para Generadoras Hidroeléctricas. b. 132,39

R\$/MWh (60,94 US\$/MWh) para Generadoras Térmicas. Esta fue una licitación del tipo A-3, es decir los proyectos deberán entrar en operación en enero de 2009. Los contratos con Generadoras Térmicas son de 15 años y con Generadoras Hidroeléctricas son de 30 años. De los 31 Generadores subastados: 15 fueron proyectos hidroeléctricos (60% del volumen de energía transado) y 16 fueron térmicos (40% del volumen de energía transado).

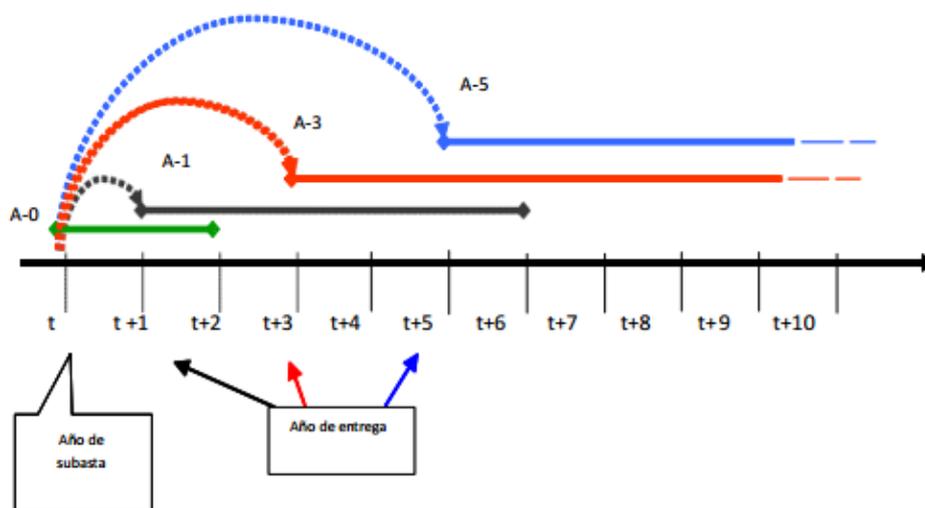


Fig. 2.3 Horizontes de adjudicación de licitaciones en Brasil

Fuente: Infraestructura en el Desarrollo Integral de América latina.

- **Licitaciones A-1** Capacidad existente para energía existente este tipo de subastas son realizadas 4 veces al año de manera de efectuar un ajuste fino a la cobertura total de la demanda. Los contratos celebrados en éstas comienzan a operar dentro del mismo año y tienen una duración de, 1-2 años, como se puede ver en la fig. 2.3.
- **Licitación de nueva capacidad (A3-A5):** Son contratos que se celebran con contratos a largo plazo (15 años) Licitaciones A-5 y A-3 con entrega a 5 y 3 años. Permite a los ganadores tener suficiente tiempo para construir las plantas y arreglar el financiamiento de proyectos.

2.2.5.1 Contratación con tres años de anticipación (subastas A-3).

Durante 2011 se realizaron subastas de los tres tipos, las que se describen a continuación Licitación A-3 La licitación N° 02/2011-ANEEL, llamada A-3, fue realizada el 17 de agosto de 2011, con el objetivo de contratar energía a partir de nuevos proyectos de generación que tengan fuentes renovables de energía como biomasa, eólica, gas natural e hidroelectricidad, y comenzar sus operaciones el 1 de marzo de 2014. Se adjudicaron en la misma 2745 MW, a un precio promedio de USD/MWh

60,81, como resultado de la expansión de la central hidroeléctrica Jirau, 4 termoeléctricas de biomasa, dos plantas termoeléctricas a gas natural y 44 parques de energía eólica. Licitación de energía de reserva La licitación de energía de reserva N° 03/2011-ANEEL fue celebrada el 18 de agosto de 2011, con el objetivo de contratar energía de reserva de proyectos de generación de fuentes eólicas o de biomasa para dar comienzo al suministro de electricidad el 1 de julio de 2014. Se adjudicaron 1.515 MW a partir de 2014, a un precio promedio de USD/MWh 59,61, correspondientes a 7 centrales termoeléctricas de biomasa y 34 parques de energía eólica.

2.2.5.2 Contratación con cinco años de anticipación (subastas A-5).

Licitación A-5 La subasta A-5 N° 07/2011-ANEEL fue celebrada el 20 de diciembre de 2011 y tuvo como objetivo adquirir energía de nuevo proyectos de generación a partir de la energía hidroeléctrica, energía eólica y termoeléctrica de biomasa o de ciclos combinados de gas natural, para el suministro de energía a partir del 1 enero de 2016 (5 años después de la fecha de licitación). Se correspondientes a la hidroeléctrica de San Roque, 2 centrales termoeléctricas de biomasa y 39 parques eólicos. Adjudicaron 1076 MW a un precio promedio de USD/MWh 61,18, Resumen de adjudicaciones En la tabla 2.2 y tabla 2.3 sintetiza las adjudicaciones de nueva generación realizadas por Brasil desde enero de 2011, totalizando 5.335 MW.

	A-3	Reserva	A-5	Total
Hidro	450	0	0	450
Eólica	1.068	861	976	2.904
Gas natural	1.029	0	0	1.029
Biomasa	198	357	100	655
Térmicas	0	297	0	297
Total	2.745	1.515	1.076	5.335

TABLA 2.2 Brasil: capacidad adjudicada según licitación y tipo de fuente (MW)

Fuente: Infraestructura en el desarrollo Integral de América latina.

	A-3	Reserva	A-5	Total
Hidro	60,97			60,97
Eólica	59,40	59,52	63,05	60,66
Gas natural	61,76			61,76
Biomasa	61,13	60,23	59,31	60,22
Térmicas		59,07		59,07
Precio medio de venta	60,81	59,61	61,18	60,54

TABLA 2.3 Brasil: precio según licitación y tipo de fuente (USD/MWh)

Fuente: Infraestructura en el Desarrollo Integral de América latina.

Brasil se ha mostrado muy dinámico en la realización de subastas y asignación de contratos de largo plazo, evidenciando además una gran estabilidad de precios entre las diversas tecnologías, todos ellos ubicados en el entorno de los 60 USD/MWh. Estos precios marcan asimismo importantes reducciones respecto de los obtenidos en subastas de años anteriores, tema analizado más adelante como parte de las consideraciones de largo plazo.

2.2.6 Experiencia en Chile

Como solución a la incertidumbre escenarios futuros, los contratos con distribuidoras sin renovar, la incertidumbre regulatoria y el congelamiento de las inversiones la autoridad respondió con la Ley 20.018 o Ley Corta II, introducida en mayo del 2005, en la que se establece el mecanismo de licitaciones de precios a los que las distribuidoras comprarán la energía a las generadoras.

Este mecanismo disminuye la importancia del costo marginal como señal de mercado, el cual es muy volátil para una adecuada señal de expansión. A su vez, aumenta la importancia de señales de largo plazo que incorporen las reales expectativas de costos de generación de los propios productores. Los generadores toman decisiones de acuerdo a las señales de precios del mercado. Ante la incertidumbre sobre cuáles son las condiciones futuras, el riesgo de las empresas generadoras aumenta retrayendo la inversión.

Un claro ejemplo de esto es la decisión de convertir una planta de Gas Natural en Diesel. Si los precios de los combustibles son inciertos, el riesgo económico de convertir la planta será demasiado alto. Lo que verdaderamente busca el mecanismo de

licitación es dar una señal de estabilidad en el largo plazo. Si el mecanismo funciona correctamente, se resolverían los problemas del desacople de los costos con el precio regulado, y se mejoraría el proceso de contratación para garantizar expansión y suficiencia.

La necesidad de firmar nuevos contratos para cubrir la demanda creciente conduce al ingreso de nueva capacidad. Esta ley dio una señal de estabilidad y planteó un mecanismo de mercado para la determinación del precio.

2.3 TIPOS DE LICITACIONES

La obligación de tener el 100% de la demanda de los consumidores regulados contratada, obliga a que las Empresas Distribuidoras realicen licitaciones con la debida anticipación. Estos contratos firmados a través de las licitaciones deben tener respaldo de producción firme, lo cual obliga a la creación de nuevos proyectos de generación. Como el total de la energía está respaldada con generación firme, se garantiza el abastecimiento de la demanda en el largo plazo. Este esquema se obliga mediante la aplicación de fuertes multas a las Distribuidoras por subcontratación y fuertes multas a las Generadoras ante retraso en la entrada de sus plantas.[10]

2.3.1 LICITACIONES DE ENERGÍA

Los principales aspectos a considerar en el proceso de licitaciones son los siguientes:

- a) Toda la demanda debe estar 100% contratada.
- b) Todo contrato debe ser respaldado.
 - Hidroeléctrica: energía firme.
 - Térmica: energía disponible.
 - Importación de energía y la cogeneración es análoga a las centrales térmicas.
- c) Los contratos de suministro deben ser públicos, abiertos, no discriminatorios y transparentes.
- d) Las Empresas de Distribución se pueden agrupar para licitar en bloque su demanda. Los contratos luego serán suscritos de manera individual.

e) El precio de la energía que espera obtener la Distribuidora no debe ser mayor a un precio tope precio de reserva.

f) La indexación de los precios de energía y potencia pueden ser definidas en las bases, como en las mismas ofertas de los Generadores.

g) Debe existir multas por sub-contratación.

h) Se puede respaldar un contrato con capacidad propia o mediante contratación con terceros pero respaldada físicamente.

2.3.2. Licitación de Energía Nueva

Cada año se realizarán dos tipos de subastas de energía nueva, las cuales están destinadas a abastecer la demanda mediante la construcción de nueva capacidad de generación. Estos dos tipos de subastas son:

2.3.3 Subasta Principal

Ésta ofrece a los inversionistas la garantía de contar con contratos de duración de 20 años, y con fecha de inicio de operaciones 5 años después de haber sido adjudicado el contrato. Esto le da el tiempo suficiente al inversionista para construir la nueva planta, y posteriormente, poder contar con flujos de caja que minimicen el riesgo de la inversión. El inconveniente de este tipo de subastas es que requiere de una precisa previsión de demanda.

2.3.4 Subasta Complementaria

Ésta es similar a la anterior, con la diferencia que la fecha de inicio de operaciones es 3 años después de haber sido adjudicado el contrato. El concepto es que esta subasta complementa a la subasta realizada dos años atrás (subasta principal), debido a que en el momento de su realización hay menos incertidumbre en la previsión de la demanda. En consecuencia, estas dos subastas interactúan de manera complementaria, contrarrestando el efecto negativo que provoca la volatilidad de la demanda.

2.3.5 Licitación de Energía Existente

Este tipo de subastas permite complementar a la subasta de energía nueva, y así cubrir el 100% de la demanda. Esta subasta también se realiza una vez al año, y en ésta se

celebran contratos de duración de 5, 6, 7 y 8 años. Dichos contratos comienzan a operar a partir del 1 de enero del año siguiente a la subasta.

2.3.6 Licitación de Ajuste

Este tipo de subastas son realizadas 4 veces al año de manera de efectuar un ajuste fino a la cobertura total de la demanda. Los contratos celebrados en éstas comienzan a operar dentro del mismo año y tienen una duración de máximo 2 años

2.3.7 Licitación de Energía Distribuida

Esta es una subasta especial para contratar generación distribuida presente. Hasta un 10% de la demanda de una distribuidora puede ser cubierta mediante este tipo de contratos. En la Figura 2.4, se muestra una gráfica donde se puede apreciar los distintos tipos de licitaciones y la evolución de la energía existente y nueva.[10]

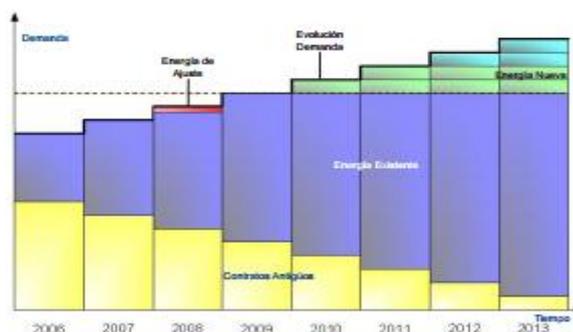


Fig. 2.4 Procesos de Licitaciones

Fuente: Licitaciones de energía eléctrica, Salazar G; Hinojosa

2.3.8 Experiencias de Licitaciones Internacionales

2.3.8.1 Licitaciones en Perú

Se realizaron en el año 2011 licitaciones para la contratación de nueva generación tanto de tipo convencional para el suministro a clientes regulados, convocadas por las empresas de distribución o realizadas a través de la Agencia de Promoción de la Inversión Privada de Perú (Pro inversión), como en base a recursos renovables- La licitación LDS-01-2011-LP fue convocada por la distribuidora Luz del Sur para su

propio suministro de energía eléctrica a partir de enero de 2018 como también el de las empresas concesionarias de distribución Edelnor y Edecañete.

En la misma se adjudicaron, en la primera convocatoria 356 MW por un precio ponderado de USD/ MWh 38,4 y en la segunda 32 MW por un precio ponderado de USD/MWh 40,25. Dichas adjudicaciones fueron para centrales térmicas a gas natural (Fénix Power, Celepsa) y centrales hidroeléctricas. El detalle de las adjudicaciones realizadas se indica en la tabla 2.4.

Empresa	Fecha inicio	Potencia Adjudicada	Precio de energía
		[MW]	[USD/MWh] ¹
		Total	Ponderado
Cerro del Águila 1	ene-18	70	35,79
Cerro del Águila 2	ene-18	80	36,99
Cerro del Águila 3	ene-18	52	37,46
Celepsa 1	ene-18	10	38,73
Egesur 1	ene-18	18	39,56
Celepsa 3	ene-18	10	39,71
Enersur 1	ene-18	30	40,00
Egesur 2	ene-18	6	40,83
Enersur 2	ene-18	30	41,02
Fenix Power 1	ene-18	50	41,81
Total adjudicado		356	38,40

Tabla 2.4 Licitación Perú 2011 (distribuidoras)

Fuente: Infraestructura en el Desarrollo Integral de América latina.

Por su parte, la Agencia de Promoción de la Inversión Privada de Perú (PROInversión) realizó una licitación para abastecer 500 MW de potencia firme por 15 años, comenzando en enero de 2016. En esta licitación fueron adjudicados finalmente tres proyectos hidroeléctricos, por un total de 544 MW: Pucará (60 MW), Chaglla (284 MW) y Cerro del Águila (200 MW), adicionales a los comprometidos en la licitación convocada por las distribuidoras.

2.3.8.2 Segunda licitación de energías Perú

Se llevó cabo la segunda licitación de energías renovables, que requirió energía eólica, a partir de biomasa y plantas solares por un total de 1.300 GWh/año (132 MW de potencia instalada), así como 78 MW de pequeñas hidroeléctricas las ofertas adjudicadas. En Perú se han realizado desde enero de 2011 adjudicaciones que implican el desarrollo de nueva capacidad por un total de 1.142 MW, 210 MW de ellos renovables, que deberán estar operativos entre 2013 y 2018.

Perú diferencia de otros países, en donde se licita la compra de energía y/o potencia de largo plazo, en Perú se licita el pago de un cargo fijo a cambio de la obligación del generador de entregar una cantidad de energía en condiciones de falta de oferta en el sistema (por ejemplo en años secos), sujeta en esas condiciones a un límite superior de precio, denominado precio de escasez. En términos prácticos, el mecanismo funciona como una opción: el comprador paga un cargo fijo prima y a cambio, si el precio en el mercado supera el precio de escasez, tiene derecho a comprar la energía a este último precio, que opera como strike price. [7]

2.3.8.3 Licitaciones en Panamá [10]

Se realizaron varias licitaciones para contratación de compra de energía para consumidores regulados, entre ellas tres de largo plazo, que implican el desarrollo de la infraestructura de generación asociada. El detalle de las licitaciones realizadas en Panamá se puede ver en la tabla 2.5.

ACTO	Período de contratación	Requerimiento	Tipo de acto
ETESA 07-10	Enero 2011 - Junio 2011	Energía	Excedente
ETESA 01-11	2012-2013-2014	Potencia y energía	Corto Plazo
ETESA 02-10	2015-2029	Potencia y energía	Largo Plazo
ETESA 02-11	Jul-Dic 2011	Energía	Excedente
ETESA 03-10	2014-2023	Energía	Largo Plazo
ETESA 04-11	2012-2014	Potencia	Corto Plazo
ETESA 04-11 (2)	2012	Potencia	Corto Plazo
ETESA 05-11	2014-2028	Energía eólica	Largo Plazo

Tabla 2.5 Licitaciones realizadas en Panamá
Fuente: Infraestructura en el Desarrollo Integral de América latina.

2.3.8.4 Licitaciones en Guatemala

La política energética de Guatemala tiene como uno de sus objetivos incrementar la proporción de energías renovables en el portafolio de generación eléctrica. En el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación se estableció la necesidad de transformar la matriz energética para lograr que en el año 2022 al menos el 60% de la producción de energía se base en fuentes renovables según la participación por tecnología lo podemos ver detalladamente en la tabla 2.6.

Tecnología	Participación (%)
Plantas hidráulicas	57,46
Base	29,93
Cogeneradores	6,89
Geotermia	4,16
Importaciones	0,95
Derivados del petróleo	0,61

Tabla 2.6 Participación por tecnología objetivo en Guatemala
Fuente: Infraestructura en el desarrollo Integral de América latina.

En tal sentido, la CNEE (Comisión Nacional de Energía Eléctrica) conjuntamente con las distribuidoras Eegsa, Deorsa y Deocsa, realizaron un pliego (PEG-1-2010) de Licitación Abierta para la contratación de hasta 800 MW de Oferta Firme Eficiente (OFE).

El pliego de licitación estableció que al menos el 60% de los 800 MW debían ser generados por centrales de energía renovable (hidroeléctrica, eólica, solar), y hasta un máximo de 40% por centrales existentes (bunker, diesel y carbón). Las centrales existentes podían ofertar por contratos de hasta 5 años; las nuevas podían hacerlo por contratos de hasta 15 años de duración.

La generación de fuera del país (importación regional) podía participar en la licitación por el suministro de hasta 160 MW. La asignación se realizaría al conjunto de oferentes que determine mínimo costo de abastecimiento de la demanda proyectada. La metodología establecía a la vez un generador “virtual” que puede cubrir la totalidad de la potencia y energía objeto de la licitación a un precio definido por la CNEE. De esta manera, el proceso de selección rechazaría toda oferta que superase la del generador virtual. La subasta, prevista inicialmente para 2011, se llevó a cabo en febrero de 2012, cuando se recibieron 33 ofertas y fueron asignados en principio 210 MW en 16 proyectos de generación a un precio que no supera los USD/MWh 117,5.

2.3.8.5 Licitaciones en el Salvador

En el marco de las licitaciones de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), tomando en cuenta lo establecido en el Artículo 79 de la Ley General de Electricidad (Licitación del Proceso de Libre Concurrencia), una empresa de distribución (Caess) lideró una convocatoria para contratar el suministro de

varias empresas de distribuidoras a partir del 1 de enero de 2013. La licitación se realizó y finalmente fue declarada desierta, al presentarse una única oferta que superó el precio máximo fijado para la adjudicación. En la tabla 2.7 sintetiza las asignaciones de compromisos de largo plazo más relevantes realizadas en la región desde enero de 2011.

País	Tecnología	MW	Precio medio USD/MWh
Brasil		5.335	60,5
	Hidro	450	61,0
	Biomasa	655	60,2
	Gas Natural	1.029	61,8
	Eólica	2.904	60,7
	Térmica	297	59,1
Colombia (sólo cargo por confiabilidad)		575	15,7
	Hidro	165	15,7
	Térmica	410	15,7
Panamá		267	106,6
	Hidro	109	112,0
	Eólica	158	102,8
Perú		1.142	75,1
	Hidro	964	45,3
	Biomasa	2	100,0
	Solar	16	119,9
	Eólica	90	69,0
	Gas Natural	70	41,1
Uruguay	Eólica	192	65,7

Tabla 2.7 Adjudicaciones de largo plazo (2011)
Fuente: Infraestructura en el Desarrollo Integral de América latina.

Las adjudicaciones por subasta o licitación realizadas en 2011 en la región totalizaron 7.511 MW de nueva generación, implicando inversiones por aproximadamente USD 13.200 millones en los próximos cinco años. De esas inversiones, Brasil adjudicó el 69%, seguido por Perú con el 15%, Colombia el 10%, y Panamá y Uruguay el 6% restante, siendo estos los países que se han mostrado más dinámicos y eficaces en la materia.

Adicionalmente se realizaron licitaciones en El Salvador y Guatemala que no han resultado en adjudicaciones, a la vez que se propuso la realización de una licitación en un futuro próximo en República Dominicana. Chile y México no realizaron licitaciones de largo plazo en 2011 de acuerdo a lo previsto, mientras que Argentina, luego de la licitación de generación renovable de finales de 2009, que incluyó una segunda convocatoria en 2010, no realizó más licitaciones para contratación de largo plazo, para

recurrir a mecanismos de licitación de la construcción con financiamiento público como vía para desarrollar nuevas centrales convencionales.

2.3.8.6 Licitaciones en México

De acuerdo a lo establecido en el Plan de Expansión de la generación vigente, en México se licitaron y adjudicaron, en 2008, 306 MW en tres parques eólicos en Oaxaca (parques Oaxaca I, II y III). El precio medio de adquisición de la energía a generar por los parques resultó de USD/MWh 65,8, los parques eólicos licitados se construyeron y están actualmente en operación. El precio logrado es competitivo, comparable al obtenido en Brasil, Perú y Uruguay para centrales similares. Es decir, México ha logrado eficacia en la convocatoria al financiamiento privado en la construcción de centrales eléctricas, aunque continúa presentando dificultades de sustentabilidad sectorial por los aportes estatales que el sector requiere, necesarios para mantener la política de tarifas al consumidor final.

2.3.8.7 Licitaciones en Argentina

En el 2009, Argentina licitó contratos de largo plazo para generación eléctrica a partir de fuentes renovables, oportunidad en la que se adjudicaron 895 MW. Correspondieron a 17 proyectos de energía eólica, a un precio medio de USD/ MWh 126,9, repartiéndose la restante capacidad adjudicada entre centrales a biocombustibles (110.4 MW a USD/MWh 287,6), pequeña hidroeléctrica (10.6 MW a USD/MWh 162,4) y solar fotovoltaica (20 MW a USD/MWh 571,6) MW a un precio medio de 287,13USD/MWh, la situación es más compleja. De los proyectos licitados, a los cuales se pre adjudicaron contratos de compra de energía de 15 años de duración, al presente se han construido 80 MW de generación eólica y 20 MW de otras tecnologías renovables. Es decir, se construyeron 100 MW de los 895 MW adjudicados, existiendo cierta incertidumbre sobre la concreción de la totalidad del resto de los proyectos comprometidos. Un análisis de las causas de estos retrasos conduce a la dificultad de los promotores de los proyectos para acceder al crédito al intentar desarrollar los mismos como “Project finance”. Este efecto es consistente con las condiciones macroeconómicas imperantes en ese país.

2.3.8.8 Licitaciones en Chile

A diferencia de la mayoría de los demás países de la región, los mecanismos de contratación a largo plazo de energía eléctrica en Chile no discriminan entre nueva generación y generación existente. En este sentido, en las licitaciones para contratación a largo plazo de clientes regulados, compiten empresas que pueden respaldar ese suministro tanto con centrales existentes o futuras, o una combinación de ellas.

En el año 2011 el gobierno de Chile encargó a una comisión constituida ad hoc por expertos, denominada CADE (Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico), un análisis amplio de la situación del mercado eléctrico en Chile, y que sobre el mismo formulara recomendaciones para enfrentar los problemas que se hayan identificado, y propuestas para viabilizar el desarrollo sustentable del sector.

La supervisión sobre el eventual poder de mercado que pudiera ejercerse por los propietarios de derechos de agua es responsabilidad de la institucionalidad de libre competencia del país. Los inconvenientes detectados en Chile están relacionados con la estructura de la oferta en su mercado eléctrico, en tal sentido se ha implementado un mecanismo que viabiliza la contratación de largo plazo, con resultados positivos en términos de dinamizar nuevas inversiones, pero al diagnosticarse falta de competencia en las licitaciones existe riesgo de ocurrencia de ineficiencias que afectan a la competitividad sectorial en forma conjunta.

2.4 TIPOS NEGOCIACIONES

La negociación es una actividad muy diferenciada, que pueden revestir formas distintas, responder a variadas prioridades y combinarse e interactuar según múltiples modalidades. Una tipología que tiene gran aceptación es aquella que considera las orientaciones integrativa y distributiva.

2.4.1 Negociación Integrativa o Cooperativa

Los negociadores manifiestan deseos de ganancias mutuas y una alta cooperación, se tiende a dar importancia a la calidad de la relación entre las partes, incluso puede conducir eventualmente a la modificación de los objetivos particulares y de las respectivas prioridades, para orientarlos hacia objetivos de interés común.

En un mercado competitivo como lo es el mercado eléctrico y en el caso específico del mercado de adjudicación de contratos de energía este tipo de negociación no es muy frecuente.

2.4.2 Negociación Distributiva o Competitiva

Es aquella en la cual los negociadores demuestran una débil cooperación e incluso, en algunos casos extremos, ésta no existe. Se da importancia, más bien, a la ganancia particular, incluso en detrimento de los objetivos contrarios comunes. Es precisamente en este tipo de negociación en que los poderes que gozan las partes entran en juego a fin de desempatar la posición de los negociadores. Los juegos “a suma cero” han sido llamados frecuentemente distributivos, porque la solución consiste en el reparto a suma cero de recursos puestos en juego, lo que permite que una parte gane y la otra pierda.

Este tipo de negociación es la más frecuente en la adjudicación de contratos de energía. Es necesario destacar que la mayoría de las negociaciones son “mixtas” y corresponden a una mezcla entre características integrativas y distributivas.[14]

2.4.3 Metodología Empleada en el Estudio de la Negociación

La metodología utilizada en los estudios sobre negociación, se encuadra en dos categorías básicas:

2.4.3.1 Modelos empíricos o experimentales

Se han desarrollado dos estrategias metodológicas básicas: los experimentos de laboratorio realizados en contextos artificiales y los estudios correlacionales que se llevan a cabo en contextos naturales, pero en los que las variables causales se miden en vez de manipularse. Los juegos experimentales consisten en tareas de laboratorio para estudiar cómo actúan las personas en situaciones de interdependencia. Se toman decisiones que afectan a la propia parte y a la otra. Los estudios correlacionales de campo se incluyen los estudios de caso, las entrevistas a negociadores y a mediadores y los estudios estadísticos de los datos de negociaciones pasadas.

2.4.3.2 Modelos matemáticos.

Son los que tratan de simular el proceso de negociación(desarrollados por economistas y matemáticos aplicados). La mayoría de estos modelos se fundamentan en la teoría de juegos.

2.4.4 Estrategias y Tácticas de la Negociación.

Las cuatro estrategias básicas que el negociador puede utilizar son las siguientes:

1. **Solución del problema:** se caracteriza por el intento de encontrar una alternativa aceptable y satisfactoria para ambas partes. Es una estrategia conciliadora y cooperativa. Esta genera los mayores beneficios conjuntos.

2. **Rivalidad:** Se intenta forzar a la otra parte, presionando para que pase a una actitud o conducta más concesiva. Esta estrategia trata de dominar al contrario y es frecuente. A veces es necesario para reducir los niveles de aspiración altos de las partes.

3. **Flexibilidad:** Esto implica una reducción de los objetivos de partida y una disminución de las demandas a lo largo del proceso negociador. Es una estrategia sencilla que no requiere de tácticas especiales y favorece la finalización de la negociación.

4. **Inacción:** Esta tiende a imposibilitar el acuerdo y contribuye a propiciar la ruptura de la negociación, solo se usa cuando hay voluntad de no negociar.

Una vez perfiladas las estrategias, el problema que se plantea pasa por aclarar los factores que llevan elegir alguna de ellas. Para ello se acude a dos teorizaciones que son distintas y complementarias, entre la mas relevante se señala el modelo de intereses dobles.

El modelo de intereses dobles caracteriza cada una de las estrategias basándose en el interés sobre los resultados de la otra parte y en interés sobre los propios resultados. La solución de problemas y la flexibilidad pueden definirse como formas de cooperación, mientras que rivalidad y la inacción son modos de avanzar hacia la consecución de intereses propios.

El interés de los propios resultados esta determinado por la importancia de las cuestiones que se negocian. Cuando estas son relevantes aumenta la probabilidad de que el

negociador utilice tácticas de rivalidad o solución de problemas en detrimento de la flexibilidad y la innovación. La tendencia a hacer concesiones será menor y mucho más cuando las aspiraciones del negociador están prácticamente al límite, es decir en el umbral por debajo del cual no se está dispuesto a ceder en modo alguno.

2.4.5 Diseño de Negociaciones Relevantes en el Sector Eléctrico

2.4.5.1 Negociación Competitiva[14]

En la negociación competitiva se contactan a varias empresas generadoras y se les invita a presentar propuestas, que se evalúan sobre la base del precio y de otros términos y condiciones de las mismas. Varios factores se toman en cuenta, entre ellas están la capacidad de cumplir el contrato (capacidades financieras) y los compromisos adicionales que los oferentes han incluido en sus propuestas.

Entonces, con objeto de negociar los términos y condiciones finales, se selecciona la mejor propuesta de suministro de energía entre las que reúnen los requisitos. Este enfoque es oportuno cuando la empresa busca ideas independientes de los proveedores potenciales de energía. Esta modalidad es menos formal que la licitación, por tanto una vez seleccionado el proveedor de energía, las principales condiciones del contrato se pueden aclarar y definir en negociaciones.

Es posible incorporar a estas negociaciones partes de las alternativas propuestas por otros oferentes. Las habilidades de negociación son muy importantes; ayuda a la empresa la información adicional, costos y precios de las otras propuestas, que puede utilizar en las negociaciones con la empresa generadora seleccionada. Durante las conversaciones, la empresa generadora puede explicar y justificar los distintos elementos de su oferta y, tal vez, lograr obtener acuerdos para compartir el riesgo.

Por último se tienen ventajas administrativas en comparación con la licitación pública ya que hay más flexibilidad menos complicación en el proceso administrativo lo que implica una reducción de los costos de preparación del contrato.

2.4.5.2 Desventajas de la Negociación Competitiva

En primer lugar, en ésta no se logra la transparencia, pues las negociaciones entre la empresa y el contratista elegido no están abiertas al escrutinio público, con lo que se facilita la conclusión, el soborno y la corrupción.

La negociación competitiva resulta administrativamente más costosa que la adjudicación directa, sencillamente porque hay más contratistas potenciales y más ofertas y propuestas para evaluar. No obstante, probablemente dará como resultado mejores contratos de energía, menores precios de oferta y facilitará la supervisión y el seguimiento del contrato negociado final.

Al elegir esta opción, las empresas deben sopesar la imparcialidad, la transparencia en el proceso de adjudicación del contrato, los beneficios de una mayor flexibilidad y el potencial de un mejor acuerdo final.

2.4.6 Negociación Directa

En la negociación directa de los contratos de energía, o en los contratos con proveedores únicos, está involucrado solamente un contratista y la empresa que pretende adjudicar el contrato. Este método es aplicable en los siguientes casos: escaso número de oferentes potenciales, pocos o sólo un contratista calificado, existencia de una situación de monopolio (como el caso de una empresa que se encuentra dentro del área de concesión de una empresa distribuidora) o un solo contratista con la capacidad y el interés de cumplir los requisitos contractuales exigidos.

En el caso de que se elija la negociación directa o la contratación con suministradores únicos, la empresa, a fin de poseer un fuerte poder de negociación, debe contar con la mayor información posible sobre las condiciones y el valor de la energía, los costos de realización del contrato y el suministrador involucrado. Es imprescindible que la empresa especifique lo más detalladamente posible los requisitos del contrato de suministro eléctrico y que establezca, además, el conjunto de criterios para la evaluación de las propuestas del contratista, para utilizarlos en el proceso de negociación.

La negociación directa posee la ventaja de permitir una cierta flexibilidad en la discusión de las condiciones contractuales más importantes después de la elección del contratista. El proceso administrativo es más sencillo, más económico y más rápido. Por tanto, este método resulta apropiado cuando hay que finalizar rápidamente un contrato de suministro de energía, o bien para contratos de pequeñas cantidades de energía o contratos transitorios. En la mayor parte de los casos, la negociación directa no resulta conveniente para adjudicar contratos de energía a largo plazo, sino más bien para los contratos a corto plazo inherentes a pequeñas cantidades de energía.[13]

Un inconveniente de peso, relacionado con la negociación directa, es que por lo general las empresas se encuentran considerablemente desventajadas durante las negociaciones, especialmente en lo referente al precio.

Normalmente, la empresa dispone de menos información sobre los precios, que el contratista, quien puede preparar y presentar datos sobre esos aspectos para favorecer sus propios intereses y originar mayores costos en el suministro eléctrico.

Otra desventaja importante de la negociación directa radica en que normalmente se trata de un proceso altamente reservado o completamente confidencial. Por lo tanto, se situó en un nivel muy bajo en cuanto a la transparencia, ya que proporciona oportunidades de soborno y corrupción.

2.4.7 Asignación mixta subasta- negociación

Cuando resulta complicado conseguir una licitación totalmente competitiva, pueden ser útiles sistemas híbridos en los que se combinan la negociación y la licitación competitivas.

2.4.8 Subastas y Negociaciones

Para poder contestar cuando usar subastas o negociaciones se presenta a continuación un conjunto de características de ambos métodos de adjudicación:

2.4.8.1 Subastas

Las subastas son la opción preferida y recomendada en los casos en que existe libre competencia para los contratos. Es el método de adjudicación más transparente ya que con él se reducen las posibilidades de colusión, soborno e influencia.

Las subastas introducen un mecanismo de mercado que da como resultado precios que reflejan mejor los valores de los recursos en los contratos de energía.

En la medida que no se conoce el precio futuro del mercado de energía, se requerirá de transparencia en el proceso de adjudicación del contrato de energía, y de la existencia de un número razonable de oferentes, razón por la cual se preferirá el esquema de subastas.

Para motivar la competencia en la subasta, los bloques de energía a contratar deben ser atractivos, así existirá una mayor competencia. Se toma este método de adjudicación de contrato conveniente para las contrataciones realizadas por las empresas distribuidoras y para grandes usuarios que poseen bloques de consumo de energía interesantes.

2.4.8.2 Negociación

En una negociación la empresa distribuidora o cliente libre, que desea adjudicar el contrato usualmente discute los detalles del mismo con la empresa generadora antes de firmar el contrato.

La comunicación y coordinación entre comprador y vendedor es más importante en proyectos complejos, con mayores requerimientos técnicos. Solo puede existir negociación cuando las relaciones de poder son comparables entre los participantes. Si hay superioridad de poder finalmente la negociación se transforma en una imposición del más fuerte.

Las negociaciones competitivas implican un cierto grado de competencia entre las propuestas presentadas, además de una negociación directa con el contratista seleccionado. Su adopción es conveniente cuando la empresa distribuidora o cliente libre desea obtener información de precios de mercado y propuestas, o cuando es importante la competencia técnica y organizativa del contratista. Desde el punto de vista administrativo la negociación es más sencilla y flexible, pero no es transparente.

La negociación directa se produce en el sector eléctrico cuando hay pocos suplidores o existe monopolio como en el caso en que un cliente libre que se encuentra en la zona de concesión de la empresa de distribución. Esta es usada solo en los casos en que hay poca competencia o en contratos de poco y breves. Es flexible y rápida, pero el proceso no es transparente.

Su desventaja más importante es la falta de competencia. Por ello, es posible que la empresa pague una cantidad excesiva en los contratos de energía.

En general la negociación competitiva es recomendable para la adjudicación de contratos cuando existen complejidades adicionales al suministro eléctrico. Cuando se conoce el costo de producción de los oferentes y es posible obtener algún margen adicional de reducción del precio de contrato.[14]

CAPITULO III

MERCADOS DE ELECTRICIDAD

En este capítulo se tratará de los diferentes tipos de mercados eléctricos a nivel mundial sus ventajas y desventajas, su evolución en el tiempo y los resultados obtenidos en los diferentes tipos de mercados que cada país lo aplicado como lo es en Europa, Norteamérica y Sudamérica, y de igual manera el impacto que sufren los mercados eléctricos.

3.1 TIPOS DE MERCADOS

3.1.1 Mercados Desregulados

Una verdadera desregulación de la industria eléctrica en el orbe no puede suceder sin la creación de mercados de energía que permitan a los vendedores y compradores de energía involucrarse libremente en actividades comerciales en un amplio rango de fuentes de energía, productos y geografías.

Tradicionalmente, las empresas de suministro eléctrico han seguido el modelo de monopolio regulado. Las compañías se integran verticalmente, de manera que la generación, transmisión y distribución de la electricidad forman parte de un solo paquete. El precio está en función de los costos de producción y suministro.

Los beneficios más mencionados cuando se habla de la desregulación del mercado eléctrico caen en las siguientes siete áreas principales:

- Incremento en la competencia.
- Precios más bajos.
- Menores costos de operación para las empresas eléctricas.
- Menores diferencias regionales en costos.
- Más empleos.
- Mayor confiabilidad en el suministro eléctrico.
- Un medio ambiente más limpio.

3.1.2 Características en un mercado desregulado [15]

Existen algunos cambios significativos en los nuevos procedimientos competitivos:

- Desagregación de la generación, transmisión y distribución en negocios por separado.
- Formación de "consorcios" para el despacho de toda la generación.
- Los precios de grandes bloques de energía dejan de estar basados en sus costos.
- La competencia en la producción de energía se logra con un despacho basado en cotizaciones.
- Construcción de plantas de gas por productores independientes.
- Acceso abierto a la transmisión.
- Control de la operación del sistema de transmisión en forma de monopolio.
- No existe planeación central.
- Los nuevos participantes en el mercado se especializarán en la generación de energía eléctrica con plantas eficientes, a fin de hacer ofertas favorables, el mercado de intercambio de energía se incrementará, el precio de la electricidad será el agente clave en todos los mercados, aunque también serán importantes otros factores como calidad, energía primaria, confiabilidad, etc.

Un paso importante en la preparación para el nuevo mercado competitivo es el de reducir costos en todas las empresas eléctricas para ofrecer un mejor precio.

3.1.3 Resultado de la desregulación en diferentes países

3.1.3.1 Reino Unido

El sistema eléctrico del Reino Unido se privatizó entre los años 1990 y 1994. Los inicios de la privatización comenzaron con los Distribuidores de energía eléctrica en el año 1990, y los generadores en el año 1991. A diferencia de privatizaciones anteriores en el Reino Unido, la industria fue radicalmente reestructurada antes de la privatización, para promover la competencia de manera explícita. En particular, la generación fue

separada de la transmisión y se desarrolló un sistema de mercado conocido como el "Pool".

La empresa estatal de generación y transmisión, The Central Electricity Generating Board (CEGB), fue separada en dos componentes, generación y transmisión. En sus inicios, el sector generación quedó dividido en las siguientes compañías:

- National Power, con un 46 % de la generación.
- PowerGen, con un 29 %.
- Nuclear Electric, con un 13 %.
- Otros, con un 13 %. Entre estos se cuenta a Scottish Power y Hydro-Electric.

La transmisión fue otorgada a "The National Grid Company (NGC)", cuya propiedad fue repartida a los distribuidores privados conocidos como "Regional Electricity Companies (RECs)", de acuerdo al tamaño de estos. En 1995, los RECs se hicieron cargo de la NGC, pero de una forma muy restringida para evitar un manejo anti-competitivo de esta.

El 9 de Mayo de 1995 el gobierno del Reino Unido anunció que se privatizarían las instalaciones nucleares. El objetivo del Gobierno era introducir más competencia en el mercado. Pero más específicamente para permitir que las fuerzas del mercado determinaran el futuro de la industria de la Generación nuclear en ese país. Estas privatizaciones del sector nuclear significaron importantes reestructuraciones al interior de las empresas, la creación de nuevas entidades legales, la renegociación y la firma de nuevos contratos.

El paso más reciente en la historia de la energía en el Reino Unido, se dio en junio de 1998 con la fusión de las empresas Scottish Nuclear y Nuclear Electric para formar una única empresa llamada British Energy Generation Limited.

Al centro de estas nuevas reformas estaba el nuevo mercado de la electricidad, conocido como el Pool, al cual se hizo mención anteriormente, denominado así debido a que toda la potencia que ingresaba y salía era prorrateada ("pooled"), reunida y vendida a un mismo precio de despeje. El mercado trabajaba utilizando el antiguo software de programación de despacho de la CEGB, conocido como GOAL. A grosso modo, el Pool opera de la siguiente forma:

a. Se solicita que todos los flujos de potencia pasen a través del Pool, y toda la electricidad es reunida y vendida a través del Pool.

b. Todo el sistema descansa sobre un elaborado sistema de contratos que se conocen como contratos por diferencia (Contracts for Differences, CFDs), que pueden compararse con contratos tipo swap en un mercado de commodities. Un contrato por diferencia, establece efectivamente un precio fijo entre las dos partes. El comprador del contrato recibe la diferencia entre el precio del Pool y el precio de despeje instantáneo cuando el primero es mayor que el segundo, y viceversa. Entonces esto efectivamente determina el precio entre las dos partes al precio de despeje instantáneo.[16]

3.1.3.2 Norteamérica

En el caso de este país, en abril de 1996, la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC) emitió la última versión de las reglas para el acceso abierto a la transmisión, solicitando de esta manera a las empresas eléctricas el acceso de organizaciones de compra/venta a los sistemas de transmisión de manera indiscriminada.

Anteriormente, las empresas eléctricas eran organizaciones verticales en donde la electricidad se consideraba como un solo producto que se pagaba con una sola tarifa. La FERC, en efecto rompió con este modelo vertical y ahora existen diferentes organizaciones para la generación, transmisión y distribución, operando en forma independiente entre ellas. Además, esto dio lugar a la aparición de productores independientes, operadores del sistema independientes y comerciantes independientes de energía eléctrica, entre otros. Actualmente, el sistema de distribución permanece aún como un monopolio, pero eventualmente el consumidor podrá tener acceso directo a los suministradores.

3.1.3.3 Países Europeos

Las reformas del sistema eléctrico en el Reino Unido han servido como ejemplo para otros países europeos. Se ha observado su desarrollo, las reformas adoptadas o en desarrollo en los países nórdicos (Noruega, Suecia, Finlandia) son similares en muchos aspectos a las adoptadas en el Reino Unido, con la introducción de una competencia total y un acceso generalizado por terceras partes a las redes eléctricas; sin embargo, la privatización no parece ser una meta inmediata en estos países.

En los tres países nórdicos, gracias a decisiones sobre la desregulación que se han tomado nacionalmente, se cuenta con un mercado de electricidad común entre las tres fronteras en el que los consumidores tienen acceso libre a cualquier suministrador; esto quiere decir que no sólo los productores operan traspasando fronteras, sino también los consumidores.

Los principios de desregulación aplicables en estos países, son los siguientes:

- Las empresas integradas en forma vertical tendrán que dividir su contabilidad en tres partes diferentes: contabilidad para la producción, para la transmisión y para el suministro.
- Se anularán los derechos exclusivos: esto significa que no habrá territorios exclusivos para ninguna compañía eléctrica.
- Acceso de tercera parte: todos los usuarios, productores independientes y todos los que produzcan o intercambien electricidad tendrán acceso a la transmisión o a la red suministradora.

3.1.3.4 Países Latinoamericanos

Sudamérica ha sido pionero en el orbe en la desregulación de los mercados de electricidad. En Chile este proceso se inició en 1982, en donde los elementos clave son la competencia en la generación y un acceso abierto en la transmisión. Le siguió Argentina con una nueva ley para la electricidad en 1992, después Perú en 1993 y Colombia en 1994. Brasil y Venezuela iniciaron cambios regulatorios en 1997.

Chile fue el primero en integrar en diferentes unidades de negocios a la generación, la transmisión y la distribución. Las dos empresas eléctricas dieron lugar a siete compañías de generación compitiendo en la red eléctrica principal.

En Argentina, este proceso se inició en 1991 mediante el establecimiento de mercado al mayoreo de electricidad. Las actividades principales, con la excepción de plantas nucleares y aquellas binacionales, han sido transferidas a manos del sector privado. Asimismo, las dos empresas eléctricas gubernamentales han sido sustituidas por treinta compañías de generación. En el área de distribución existen dos compañías compitiendo entre sí en Buenos Aires.

Tanto en Argentina como en Chile se considera que las compañías generadoras requieren alcanzar el mercado y por lo tanto son responsables de la expansión del sistema de transmisión.

Brasil no se ha mantenido aparte de estos procesos, y comenzó, en el año de 1996 con un profundo proceso de desregulación de su mercado eléctrico, mediante la creación de ANEEL (Agencia Nacional de Energía Eléctrica), y mediante la venta de parte de las empresas generadoras y distribuidoras según estas políticas en 1997. Su situación económica y cultural lo hacen aparecer como uno de los países con mejores expectativas frente al proceso latinoamericano de desregulación y privatización eléctrica.[15]

3.1.4 Mercado regulado

Un mercado regulado, es en donde el Gobierno, o entidad designada por el mismo, fija los precios de venta de las distribuidoras de energía, el usuario final de la energía, no tiene más remedio que contratar el suministro, a la compañía distribuidora que está implantada en su zona, y que es propietaria de las redes de distribución. [17]

3.2 MERCADOS DE ENERGÍA

3.2.1 Organización y Operación

El sector eléctrico de la mayor parte de los países a nivel americano y europeo, se encuentra inmersa en un proceso de reestructuración en donde el modelo verticalmente integrado, generación, transmisión y distribución, ya no pertenece a una sola compañía. Las diferentes actividades ahora están separadas y más de una compañía participa en cada actividad. La idea de esta nueva estructura es promover la competencia en generación y distribución, mientras que a los consumidores se les ofrece una serie de características en servicios.

Este nuevo modelo se basa en las fuerzas del mercado, por lo que es necesario entender la organización del mismo. Finalmente, es importante remarcar que las leyes de la física no cambian y por consiguiente, la operación de los sistemas de potencia tampoco lo hace, pero si la forma en que las transacciones se realizan desde el punto de vista económico.

3.2.2 Tipos de Mercados de Energía

Un mercado es un mecanismo que permite realizar transacciones mediante las leyes de la oferta y la demanda. Los mercados trabajan localizando a los vendedores en un lado lo cual facilita la búsqueda a los potenciales compradores.

El mercado básico tradicional es el que se encuentra en una ciudad donde los vendedores instalan sus puestos y los compradores buscan por la mercancía deseada. Este tipo de mercados es el más viejo y muchos mercados de este tipo operan hoy en día alrededor del mundo.

3.2.2.1 Mercados Físicos y Financieros en el Sector Eléctrico.

3.2.2.2 Mercados Físicos

La competencia del mercado eléctrico es generalmente estructurada en un mercado de 24 horas, en adelante donde la energía eléctrica es comercializada. Toda la energía es comercializada a través de este mercado. Un solo operador procesa y determina el orden de despacho de la generación para las 24 horas del día siguiente en intervalos horarios, satisfaciendo el balance generación demanda.

3.2.2.3 Mercado Financiero

El mercado de 24 horas en adelante es muy volátil. Los participantes del mercado desearan reducir el riesgo mediante la adquisición de contratos de mayor duración. Estos contratos son comercializados en un mercado organizado entre las partes involucradas o mediante un agente “bróker”. Los contratos proveen una herramienta de cobertura ello no implica un derecho sobre la entrega física de energía eléctrica.

3.2.3 Riesgos en el Mercado

3.2.3.1 Riesgo de liquidez

Es la contingencia de que la entidad incurra en pérdidas excesivas por la venta de activos y la realización de operaciones con el fin de lograr la liquidez necesaria para poder cumplir con sus obligaciones.

3.2.3.2 Riesgo Jurídico

Es la contingencia de pérdidas derivada de situaciones de orden legal que pueden afectar la titularidad de las inversiones.

3.2.3.3 Riesgo operativo

Es el riesgo de no estar en capacidad de cubrir los costos de operación y está asociado al incremento de los costos fijos de la empresa, a cambio de lo cual las utilidades antes de intereses e impuestos experimentan un incremento superior al pronosticado por el modelo lineal con un incremento en las ventas.

3.2.3.4 Riesgo de crédito

Es la probabilidad de que un individuo pague sus obligaciones de crédito según las condiciones acordadas. Los prestarios con más probabilidades de pagar según las condiciones que se acuerden suponen en riesgo menor para los acreedores y prestamistas.

3.2.4 Modelos de Mercados de Energía[14]

El Mercado de Energía es una colección de productos los cuales son muy diferentes en naturaleza. Los mercados de energía incluyen mercados de combustible, mercados de electricidad y mercados de emisiones contaminantes. Algunos mercados nuevos han sido creados en respuesta a la reestructuración de la industria eléctrica.

3.2.4.1 El modelo de la Cadena de Producción

Una cadena de producción es una red que facilita la ejecución de funciones en la obtención del material, transformación en productos intermedios y finales, y distribución del producto al consumidor.

La industria eléctrica opera a través de una cadena de producción la cual se extiende de las centrales de generación hasta los consumidores lista para ser utilizada por los millones de casas oficinas y fábricas. Cada una de las actividades en esta cadena depende de todas las otras partes a fin de mantener funcionando la cadena como se puede ver en la fig. 3.1

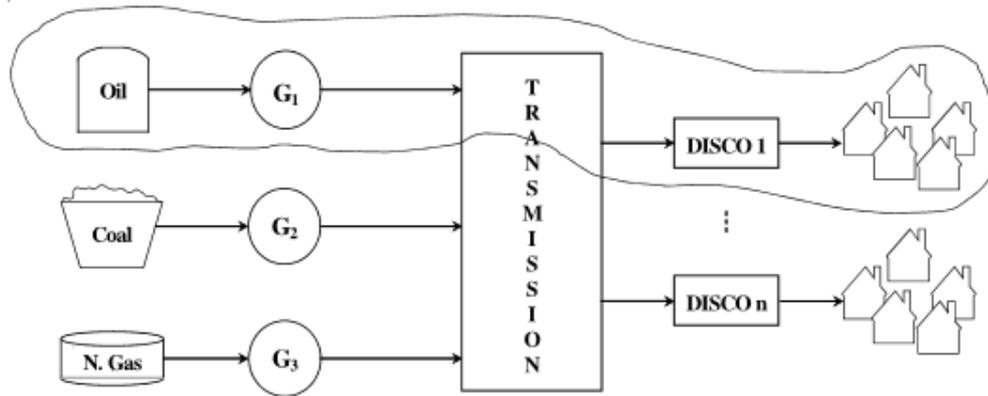


Figura 3.1 Cadena de producción de electricidad
Fuente: Energía de Subastas, Pág., 45

Toda la energía eléctrica generada en una planta de generación, típicamente están muy alejadas de los centros de consumo. La energía eléctrica es transmitida a través de las líneas de transmisión. Cuatro actividades son claramente identificadas en esta cadena: Generación, transmisión, Distribución y comercialización.

3.2.4.2 El Modelo Leontief

Wassile Leontief desarrolló la teoría de Entrada-Salida la cual es una aproximación lineal lineal del modelo de Wallas que permite que la teoría general de equilibrio sea aplicada.

Un análisis económico mediante el método de Leontief es un método que sistemáticamente cuantifica las interrelaciones entre varios sectores productivos de un sector económico en el cual los bienes son producidos en esos sectores por medio de factores primarios. El sector económico puede ser tan grande como una nación o tan pequeño como un área municipal.

La estructura de cada sector productivo es representado por un vector apropiado de coeficientes técnicos que describen cuantitativamente la relacionen entre los insumos y el nivel de producción obtenido.

Las interdependencias entre los diferentes sectores de una economía dada son descritas por un sistema de ecuaciones que expresa el balance entre el total de insumos y la producción agregada de cada producto y servicio producido y usado en el curso de uno o varios periodos de tiempo.

En un análisis de entrada-salida, una consideración fundamental es que el fluye de i a j y depende enteramente del total de la producción del sector j . Basado en esta consideración, la razón de entrada/salida se representa en un coeficiente tecnológico. Así pues, existe una relación lineal entre la entrada y la salida y por tanto no hay economías de escala.

En el caso del sector eléctrico, el modelo de entrada-salida es un modelo geográficamente distribuidos tanto para los flujos de combustible, como para los flujos de energía eléctrica. Los costos de combustible al punto de entrega consideran los costos de transportación.

Dependiendo de la proximidad a los centros de distribución de combustible cada compañía seleccionará una combinación de estos para generar electricidad que maximice sus ganancias y le permite diversificar su portafolio de servicios energéticos.

El aspecto ambiental, juega un papel importante en la industria energética dado que esto implica restricciones adicionales a los participante. La incorporación de este mercado en la matriz anterior conlleva a la adición de un renglón y una columna más. Adicionalmente, el mismo mercado de electricidad se compone hoy en día de un mercado primario y una serie de mercados adicionales donde los servicios conexos se comercializan.

La cadena de producción de generación y distribución de energía eléctrica a los consumidores incluye adquisición de combustible, generación, transmisión y distribución de energía eléctrica a través de la red de transporte.

3.2.4.3 Clasificación de Modelos de Mercados

En la actualidad, se han descrito nueve propuestas de mercados en diferentes partes del mundo. A continuación, se realiza una clasificación en base a sus similitudes y sus diferencias principales. Puede identificarse 4 grandes grupos:

1. Pool(todos tipos)/Centralizados.
2. Híbridos.
3. Descentralizados.
4. Empresa Pública.

Esto asu vez se clasifican en forma esquematica como se muestra en las Figuras 3.2,3.3 y 3.4 respectivamente. [14]

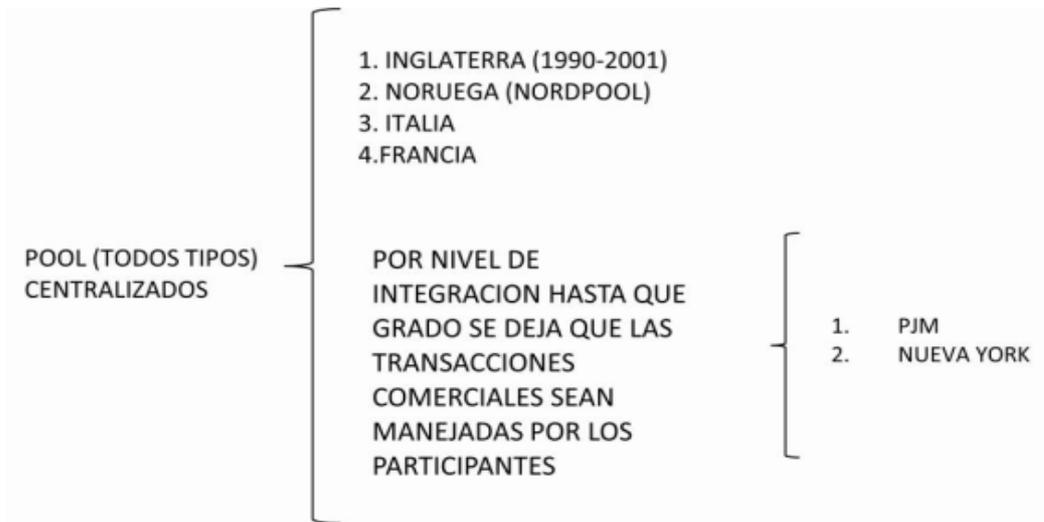


Fig.3.2 Tipos de Pool centralizados

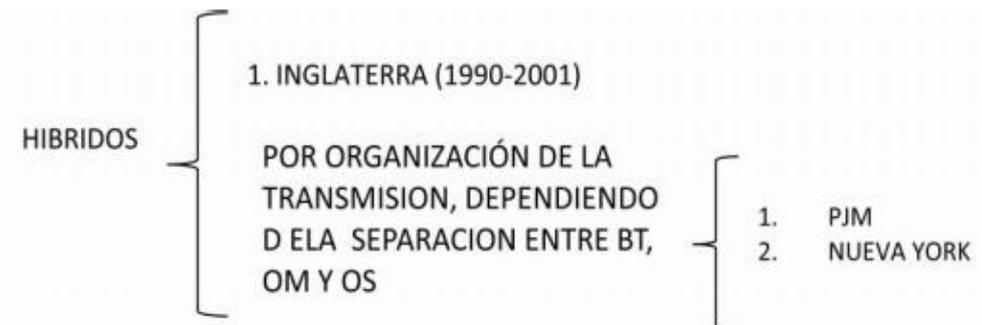


Fig. 3.3 Tipos de Híbridos

Fuente: Compra y venta de energía por subastas S.Hernandez; J.Martinez pág, 48, 2012

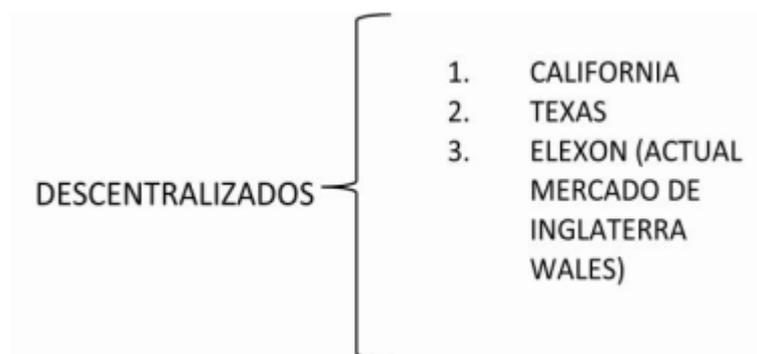


Fig. 3 .4Tipos de Descentralizados

En cuanto a la empresa pública, donde tanto la generación, transmisión y distribución son propiedad del gobierno, puede mencionarse a México.

La experiencia muestra que en algunos países con un esquema de empresa pública verticalmente integrada, para pasar a la libre competencia, el primer paso a tomar es el de establecer contratos y permitir la generación mixta.

3.3 NIVELES DE INTEGRACIÓN

3.3.1 Modelo altamente Integrado

En este caso, el operador del sistema asigna contratos en adelante según las peticiones de los participantes, para manejar los desbalances; congestiones y servicios auxiliares, el operador del sistema acepta ofertas de parte de los participantes. El objetivo del operador del sistema es minimizar el costo de estos servicios. Para el mercado en adelante, los participantes informan al operador del sistema los siguientes parámetros:

1. Generadores que van a entregar energía.
2. Inyecciones netas al sistema para mantener los niveles de los contratos.
3. Precios y cantidades que están dispuestos a ofertar para vender o comprar menos o más energía que las cantidades preestablecidas.

El operador del sistema despacha en orden ascendente de acuerdo a los precios ofertados por los generadores y, de esta manera, puede calcular el precio spot, también utilizado para ajustar los desbalances. En el caso del PJM y de NY, los participantes ofertan precios de compra-venta en el mercado (los generadores ofrecen el precio mínimo al cual están dispuestos a comprar para generar el precio spot). Todos los generadores que cuyo precio de oferta de venta es menor al precio spot, son despachados; de la misma manera, todos los consumidores cuya oferta de compra sea mayor al precio spot, son suministrados.

Este tipo de estructura habilita la libre competencia “la ley de la oferta y la demanda” donde normalmente todos los generadores ofertan a sus costos marginales. Tanto generadores como consumidores entran en contratos por adelantado de largo plazo casi

el 80% de la energía es contratada de esta manera, el resto se hace en tiempo real. Esto trae beneficios tanto para los generadores como para los consumidores, puesto que les permita acordar un precio fijo, protegiéndose así de la volatilidad del precio spot del mercado. Todos los desbalances entre la cantidad de energía consumida o generada contratada y la consumida o generada en tiempo real, se paga al precio spot que arroje el mercado.

3.3.2 Modelo de Comercio por Contratos

Este modelo, conocido en inglés como Wheeling trading, se usa en los mercados que no han ido completamente a la competencia (la mayoría de USA lo utiliza), siendo un primer paso para establecer la empresa pública verticalmente integrada, que posee su propia generación, realiza las operaciones de transmisión y de operación del sistema. Esta provee el acceso a la red de transmisión sólo después que ya ha asignado su propia generación para su propia carga o carga nativa, la cual es prioritaria.

Es decir, ofrece su capacidad de transmisión restante. Abre este acceso de transmisión para asignar contratos entre generadores privados y consumidores, o bien, entre empresas públicas localizadas en diferentes áreas para tomar ventaja de los precios regionales. Después que los participantes negocian entre ellos, informan al operador del sistema cuáles serán sus transacciones (inyecciones y sustracciones en el sistema) y en que nodos las realizarán.

Estos arreglos de comercio por contratos asumen que los flujos de potencia pueden ser dirigidos a través de una trayectoria específica los participantes contratan derechos físicos a través de una trayectoria contratada, ignorando así, las leyes de la física. Esto en la práctica no es posible, puesto que la diferencia entre los flujos reales y las trayectorias contratadas llega a ser tan grande que no pueden ser ignoradas o bien absorbidas por el operador del sistema, de manera que la seguridad del sistema se pone en riesgo.

La empresa pública se hace cargo de los desbalances, la congestión y los servicios auxiliares con su propia generación, y estos servicios se cobran de manera regulada. Bajo esta estructura de mercado, los desbalance no son muy significativos, dado que ellos son adsorbidos por el operador del sistema y cobra por este (a diferencia de la libre

competencia, donde los desbalances si son significativos y deben ser cobrados de manera competitiva). Cuando se presentan alguna congestión, el operador del sistema tiene 2 alternativas: cancelar ciertos contratos esto está regulado o bien, reasignar sus propios generadores para poder cumplir con los contratos. Puesto que retirar ciertos contratos está regulado y si reasigna sus unidades muy a menudo le genera costos elevados, prefiere calcular la capacidad física de la transmisión de la manera más exacta y eficientemente posible, para después ofrecerla, de modo que se minimiza la congestión, pero lo que realmente ocurre es que hay falta de capacidad disponible.

En el caso de los servicios auxiliares, especialmente en el caso de la reserva rodante, el operador del sistema cobra esta reserva extra a cada transacción, lo cual implica que es obligación del operador del sistema contar con esa reserva para las emergencias.

Por lo tanto, este mercado por contratos no puede evolucionar a la libre competencia, puesto que su estructura está diseñada considerando a un operador del sistema verticalmente integrado.

Este modelo no promueve la libre competencia, solo se enfoca a una competencia relativa en generación porque la empresa verticalmente integrada tiene el control monopólico de la transmisión y además tiene interés de competir con los generadores privados y no tiene incentivos para dar la misma cantidad de capacidad de transmisión a sus competidores. Es obvio que la empresa pública favorezca a sus generadoras al reservarse mucha capacidad de transmisión para su carga nativa, dejando prácticamente a los competidores sin acceso a la transmisión.

3.3.3 Modelo Descentralizado

Algunos ejemplos de este modelo son los parcialmente descentralizados como California y Texas, pero el mejor exponente de esta estructura de mercado es ELEXON (NETA) en Inglaterra y Wales. El operador del sistema asigna los contratos de los participantes y se mantiene fuera de los mercados spot. El operador del sistema administra los acuerdos y los desbalances. Los participantes corren el mercado spot y manejan la congestión mientras que los servicios auxiliares se manejan por separado.

El operador del sistema no posee generación y no tiene qué ver con las transacciones comerciales, esto es con el propósito de forzar a los participantes a entrar en contratos,

el operador del sistema debe asignar el sistema tomando en cuenta estos contratos. Los participantes acuerdan la cantidad de energía a comprar o vender, nodos de inyección y de extracción de la potencia y el precio al cual se va a comerciar.

Antes de la operación del sistema en tiempo real, el operador del sistema toma el control sobre el manejo de las transacciones tomando en cuenta para el despacho y la asignación los nodos de inyección y extracción de potencia. Cada vendedor debe tener un comprador y la cantidad vendida debe ser igual a la cantidad comprada. El propósito de este modelo descentralizado es que las transacciones comerciales sean manejadas al mayor grado posible por los participantes.

El operador del sistema tiene mecanismos para tratar con los desbalances y las congestiones. En caso de desbalances, puesto que el operador del sistema no posee generación, debe de poder comprar energía a los generadores de alguna manera para corregir tales desbalances y, también, de alguna manera, debe poder cobrar por estos desbalances a los consumidores, mediante dos maneras: 1) precios regulados ó 2) precios basados en el mercado. Sin embargo, los precios regulados son normalmente arbitrarios, de modo que no son adecuados, ya que conducen a prácticas comerciales inapropiadas. Por esto, lo más adecuado es un mercado basado en precios para los desbalances. Ya que si existe este mercado de desbalances, este arrojará señales económicas correctas al mercado de contratos.

Cuando el precio de la energía de desbalance es bajo, los generadores pueden reducir su salida de potencia a un nivel menor al contratado, puesto que en el mercado de desbalances puede suministrar esa energía de manera más barata. Si el precio de la energía de desbalance es alto, los generadores pueden aumentar su salida de potencia a un nivel mayor a la contratada, debido a que el generador sería un medio más económico de suministrar la energía que el mercado de desbalances. Por todo lo anterior, el mercado de desbalances debe ser a corto plazo, horario si es posible.

El mercado nuevo de Inglaterra y Wales trata, por todos los medios, evitar el uso del mercado de desbalances (aunque si está contemplado su uso) y forzar a todos los participantes a establecer contratos. En Inglaterra y Wales, bajo el NETA (New Electricity Trading Arrangements), esto se logra fijando dos precios diferentes para los desbalances, uno es el precio de “derrame” (spill off), el cual es cobrado a generadores

que entregan menos que su potencia contratada o a consumidores que utilizan más que su potencia contratada o a consumidores que utilizan más que su potencia contratada.

En cuanto al manejo de la congestión, hay 3 formas de realizarlo:

1. Derechos Físicos de Transmisión (physical transmission rights o PTR)
2. Reglas de asignación; primero que oferte, primero que se despacha.
3. Subastas de capacidad disponible de transmisión.

Los PTR no funcionan, por las mismas razones por las que el modelo de comercio por contratos no puede evolucionar a la competencia completa. Las Reglas de asignación (primero que oferta, primero que se despacha) tampoco trabajan adecuadamente por la experiencia vivida en el mercado de PJM, donde los participantes programaron sus computadoras para que todas ofertaran al mismo tiempo, a las 12:00 hrs. La tercera opción ofrece una buena solución; la subasta determina a los participantes que usarán la transmisión, así como el precio que pagarán por el uso de este derecho. De todas maneras, el operador del sistema mantiene el control en cuanto a seguridad ya que sólo se desviará de los contratos finales cuando la seguridad del sistema se vea comprometida.

En resumen, en el modelo descentralizado, el mercado selecciona al conjunto más barato de generadores para satisfacer la carga, haciéndole mediante el establecimiento de mercados separados para la congestión, desbalances, reservas y energía contratada y, aunque es la misma energía, los precios son diferentes.[13]

3.3.4 Miembros que forman el Mercado Pool

3.3.4.1 Pool de Productores

Su función es optimizar de manera centralizada la producción de los miembros, evitando arranques y paros innecesarios, aspecto que es útil en mercados SPOT.

3.3.4.2 Pool de Consumidores

Se benefician de las economías de escala, de la diversidad de sus curvas de demanda, poder de mercado incrementando y de un manejo centralizado por parte de la demanda.

3.3.4.3 Pool de Distribuidores

Se obtiene los dos beneficios previamente explicados. Dentro de este pool, se encuentra también cuatro diferentes esquemas, debido a las deficiencias que tienen los distribuidores pequeños como son pocos recursos para inversión y la de economías de escala, entre otros. Estos 4 esquemas son:

3.3.4.4 Pool de abastecimiento a largo plazo

Los distribuidores regionales pueden sumar sus curvas de demanda y así combinar sus requerimientos de potencia a largo plazo y, por ende, obtener un mejor posicionamiento durante la transacción con los productores y comercializadores. Otro beneficio es que, al combinar la diversidad de las curvas de demanda, pueden obtener límites tarifarios más bajos y, como consecuencia, precios más bajos en contratos de largo plazo.

3.3.4.5 Pool de abastecimiento a corto plazo

Obtiene los mismos beneficios que el de largo plazo; la única diferencia es que este se incorpora al comercio de energía de corto plazo.

3.3.4.6 Pool en el mercado Spot

Aparte de los beneficios de los pool de corto y largo plazo, este incorpora el comercio spot en tiempo real y también los mercados futuros. Las coaliciones entre distribuidores regionales pequeños se dan por la falta de recursos para invertir en la coordinación centralizada requerida para el comercio spot en tiempo real.

3.3.4.7 Pool Comercial

Mientras que el pool del mercado spot opera fundamentalmente con las ofertas y demandas de sus miembros, el pool comercial busca obtener beneficios mediante operaciones especulativas del mercado spot y de corto plazo, por lo que sus operaciones comerciales pueden exceder al número de sus miembros.

3.4 MERCADOS MAYORISTAS

El mercado mayorista (o al por mayor) es parte fundamental de la industria de la energía eléctrica competitiva; la electricidad generada se compra en el mercado mayorista antes de ser vendida a los consumidores finales, dicho de otra manera, un mercado mayorista es donde se realiza la compra-venta competitiva de energía. Los componentes principales de un mercado mayorista son presentados en la Fig. 3.5



Fig.3.5 Componentes de un Mercado Mayorista

Fuente: Compra y Venta de energía por subastas S.Hernandez; J.Martinez pág, 30, 2012

Hoy en día los mercados eléctricos tienen diferentes formas y no existen dos mercados mayoristas iguales, aunque estos se pueden clasificar por su diseño en tres grandes grupos para hacer la transacción de energía eléctrica.[14]

- Modelos Centralizados
- Modelos Descentralizados
- Modelos Híbridos

3.4.1 Modelos Centralizados

De las primeras estructuras utilizadas en la creación del mercado mayorista es la llamada Pool, la cual agrupa a modelaciones de mercados considerados como centralizado. Para este tipo de mercados se requiere de una optimización centralizada que requiere un algoritmo de asignación de unidades para determinar la cantidad de energía que se debe comprar cada generador en que etapa (hora) del día, esta asignación debe de considerar restricciones físicas de generadores como de la red eléctrica.

Este tiene como base la solución del problema de asignación de unidades. Desde el punto de vista económico, el problema a resolver comprende el hecho de que los costos de arranque de los generadores introducen una no convexidad en los costos de producción.

Lo que busca cualquier modelo de mercado mayorista de energía eléctrica es encontrar el precio de la energía en cada nodo del sistema. El efecto que producen los límites de transmisión es que se genera precios nodales diferentes, aún cuando sólo una línea se vea restringida.

Esto es fácil de entender, puesto que, en cierto lugar, producir la energía puede resultar más barato y, además, transportarla está limitado por la capacidad de transmisión.

A la diferencia de precios entre los nodos del sistema se le conoce como “precio de congestión” o “precio de transmisión”.

El problema de no convexidad en costos de producción (los costos no convexos), causados por los costos de arranque de generadores, está íntimamente relacionado con el problema de asignación de unidades. Como consecuencia, puede ocurrir que el precio del mercado no sea suficiente para que uno o más generadores cubran sus costos de producción.

Manejar los inconvenientes de los límites de transmisión y los de la no convexidad introducida por los costos de arranque, son responsabilidad del operador del sistema.

Tanto los contratos bilaterales como un despacho centralizado que resuelva el problema de asignación de unidades. A través de los contratos bilaterales la solución se encuentra de manera muy lenta, ya que los participantes tratan de resolver por sí mismo los dos problemas al mismo tiempo (encontrar el precio óptimo de la energía y vigilar las restricciones físicas del sistema). A través de un despacho centralizado, la solución óptima al mercado se encuentra de manera rápida ya que este utiliza modelos matemáticos y herramientas de optimización para encontrar la solución y lo hace bajo un esquema centralizado. El factor decisivo que inclina la balanza es la necesidad de velocidad al resolver los mercados.

3.4.2 Modelos Descentralizados

En el mercado de energía eléctrica descentralizado, se presentan ofertas simples de compra y venta de energía eléctrica, las cuales las ejecuta el operador del mercado en forma exclusiva. Otra parte fundamental en el mercado descentralizado corresponde al manejo del sistema eléctrico, lo cual lo hace el operador del sistema y este manejo se realiza de acuerdo a los resultados del operador del mercado. En estos mercados la subasta se realiza con ofertas simples, es decir, los suministradores especifican la cantidad de energía que pueden producir y su costo y los compradores especifican la cantidad de energía que requieren y cuanto están dispuestos a pagar por dicha energía.

La base para el mercado descentralizado son: el operador del mercado, coordinadores de programación y del operador del sistema, cuyas características son las siguientes [17]:

Operador del mercado:

- Usa una subasta estándar para implementar el mercado.
- Determina el precio del mercado diario sin considerar el derecho de transmisión.
- Reporta al operador de sistema el resultado de mercado.
- Realiza funciones de contabilidad y facturación.

Coordinadores de programación:

- Coordinan contratos bilaterales
- Reportan las inyecciones y extracciones programadas al operador del sistema.

Operador del sistema:

- Recibe información del mercado y coordinadores
- Maneja la transmisión con un esquema predeterminado

3.4.3 Modelos Híbridos

En los sistemas de mercados híbridos combinan características de mercados centralizados y descentralizados. Este mercado no es subastado con ofertas simples de

precio de compra y venta de energía ni con subastas de asignación de unidades, por lo que este mercado, está basado en un despacho simplificado. Al realizar la subasta de energía mediante un despacho, se considera la red de transmisión en forma simplificada.

El operador del mercado y de sistema es un solo operador, ejecuta el mercado en el modelo de despacho simplificado para realizar la subasta híbrida. La subasta realizada no es tan compleja como lo es en el mercado centralizado y no tan simple como en el mercado descentralizado.

La filosofía en este tipo de mercados consiste en ejecutar la subasta del mercado mayorista (mercado diario) utilizando modelos de despacho económico restringido (modelos lineales de flujos óptimos), de tal manera que la subasta de energía genera resultados que son hasta cierto punto factibles a la red de transmisión y permiten la generación de precios nodales o regionales de la energía.

Además, en este tipo de modelos la subasta permite la inclusión de algunas restricciones en las ofertas de generación; entre las cuales se encuentra, por lo general las restricciones de rampa. Con lo anterior, el modelo de subasta para el mercado diario no puede ser desacoplado de manera horaria.

En resumen, se puede decir que un modelo híbrido para mercado mayoristas contiene las siguientes características distintas con respecto a los modelos completamente centralizados o descentralizados:

- Utilizan modelos de la red eléctrica en la subasta para generar soluciones factibles y precios nodales entre los precios regionales de la energía.
- Inclusión de ciertas restricciones en las ofertas de los generadores, especialmente restricciones de rampa.
- Manejo de contratos bilaterales y posible ejecución paralela de mercados para servicios auxiliares, especialmente reserva.

CAPITULO IV

PROPUESTA DE MECANISMO PARA LA ASIGNACIÓN DE NUEVA GENERACIÓN PARA EL SISTEMA ELECTRICO ECUATORIANO

En este capítulo se establecerán de forma clara los lineamientos necesarios para poder efectuar una subasta o negociación a fin adjudicar los proyectos de generación a ser desarrollados en el sistema eléctrico ecuatoriano por parte de la iniciativa privada. Posteriormente, se describirán los lineamientos mínimos generales que se deberían considerar en la normativa que a futuro expida el ente Regulador con el objeto de normar el tema.

4.1 APLICACIÓN DEL MECANISMO AL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO. [9]

La Constitución del Ecuador determina como una de las responsabilidades del Estado la provisión de los servicios públicos, siendo la electricidad uno de estos. Para el efecto el Estado debe constituir empresas públicas para entregar este servicio; y, de forma excepcional el Estado podrá delegar a la iniciativa privada la prestación de estos servicios en los casos que establezca la ley.

Por otra parte, con la expedición del Mandato Constituyente No. 15, se facultó al CONELEC expedir la normativa que corresponda para aplicar las disposiciones establecidas en dicho Mandato, aspecto que provocó la suscripción de contratos regulados entre las empresas privadas de generación con la demanda regulada, conforme a los lineamientos especificados en las Regulaciones Nos. CONELEC - 006/08, 013/08 y 004/09.

El 29 diciembre del año 2010, en el Suplemento Registro Oficial No. 351, se publicó el Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones, en el cual en su Disposición Reformatoria Cuarta, al artículo 2 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, establece que podrá delegar a la iniciativa privada el desarrollo de proyectos de generación cuando sea necesario y adecuado para satisfacer el interés público, colectivo o general. En función de esta disposición el CONELEC implemento la normativa necesaria que permita la participación de la iniciativa privada en los proyectos de generación.

Por lo expuesto, antes de definir cada uno de los mecanismos para que la empresa privada participe en la actividad de generación, es necesario conocer que aspectos normativos se encuentran rigiendo el mercado eléctrico, los cuales se mencionan a continuación:

- El artículo 313, de la Constitución de la República del Ecuador, establece que el Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos; dentro de los cuales, se consideran a la energía en todas sus formas.
- El artículo 316 de la Constitución de la República del Ecuador, en su segundo párrafo, establece que el Estado podrá, de forma excepcional, delegar a la iniciativa privada y a la economía popular y solidaria, el ejercicio de actividades en los sectores estratégicos y de servicios públicos, en los casos que establezca la Ley.
- El 23 de julio de 2008, la Asamblea Constituyente expidió el Mandato Constituyente No. 15, mediante el cual, se establecen varias disposiciones relacionadas con el sector eléctrico ecuatoriano.
- Mediante Resolución No. 0138/08 de 27 de noviembre de 2008, el Directorio del CONELEC aprobó la Regulación No. CONELEC - 013/08 “Regulación Complementaria No. 1 para la Aplicación del Mandato Constituyente No. 15”, en cuyo numeral 17, último inciso, se establece la responsabilidad del CONELEC en cálculo del precio de reserva para la contratación regulada.
- Así mismo, en el numeral 18 de la Regulación citada en el literal anterior, se establece que el CONELEC emitirá una Regulación específica para normar el proceso de contratación regulada con la generación futura de capital privado.
- La Disposición Reformatoria Cuarta del Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones, reformó el artículo 2 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, quedando de la siguiente manera:
“Art. 2.- Concesiones y Permisos.- El Estado es el titular de la propiedad inalienable e imprescriptible de los recursos naturales que permiten la generación de energía eléctrica. Por tanto, solo él, por intermedio del Consejo Nacional de Electricidad como ente público competente, puede concesionar o delegar a otros sectores de la economía la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.”

El Estado podrá delegar la prestación del servicio de energía eléctrica en sus fases de generación, transmisión, distribución y comercialización a empresas mixtas en las cuales tenga mayoría accionaria. De forma excepcional, podrá otorgar delegaciones a la iniciativa privada y a la economía popular y solidaria para la prestación del servicio público de energía eléctrica, en cualquiera de los siguientes supuestos:

- Cuando sea necesario y adecuado para satisfacer el interés público, colectivo o general; o,
- Cuando la demanda del servicio no pueda ser cubierta por empresas públicas.”

Mediante Resolución 021/11 de 14 de Abril de 2011, el Directorio del CONELEC aprobó la Regulación No. CONELEC - 002/11 «Excepcionalidad para la participación privada en la generación eléctrica», la cual establece los principios y parámetros que permitan aplicar los casos de excepción para la participación privada en generación de electricidad.

En sesión de Directorio de 14 de abril de 2011, se aprobó mediante Resolución No. 022/11, la Regulación No. CONELEC - 003/11 «Determinación de la metodología para el cálculo del plazo y de los precios referenciales de los proyectos de generación y autogeneración», la cual define la metodología para la determinación de los plazos y precios a aplicarse para los proyectos de generación y autogeneración desarrollados por la iniciativa privada, incluyendo aquellos que usen energías renovables.

Con la emisión de las Regulaciones citadas anteriormente, el CONELEC efectuó las siguientes acciones:

- Armonizar la participación de la empresa privada que estaba actuando en la actividad de generación previo a la emisión del Mandato Constituyente No. 15, logrando así suscribir los contratos regulados con las empresas distribuidoras y adaptarse a un mecanismo comercial para el reconocimiento de costos sean fijos o variables.
- Promoción de la iniciativa privada a través de la generación con energías renovables no convencionales.

Sin embargo y a pesar que la normativa expedida dispone las situaciones sobre las que podría delegarse la participación de la iniciativa privada en la actividad de generación; dichas normas señalan también la necesidad de definir los lineamientos de detalle para

hacer efectiva la participación de la generación privada en el corto, mediano y largo plazo. Para el efecto, es prioritario considerar los siguientes aspectos:

- La participación de la empresa privada en la actividad de generación y que se desee acoger a la Regulación relacionada a las energías renovables no convencionales.
- Mecanismos de participación para la empresa privada en el caso de una delegación por parte del Estado en la actividad de generación.

A continuación se propone, un esquema para viabilizar la participación de la generación privada, el cual se encuentran resumida en la siguiente Fig. 4.1:

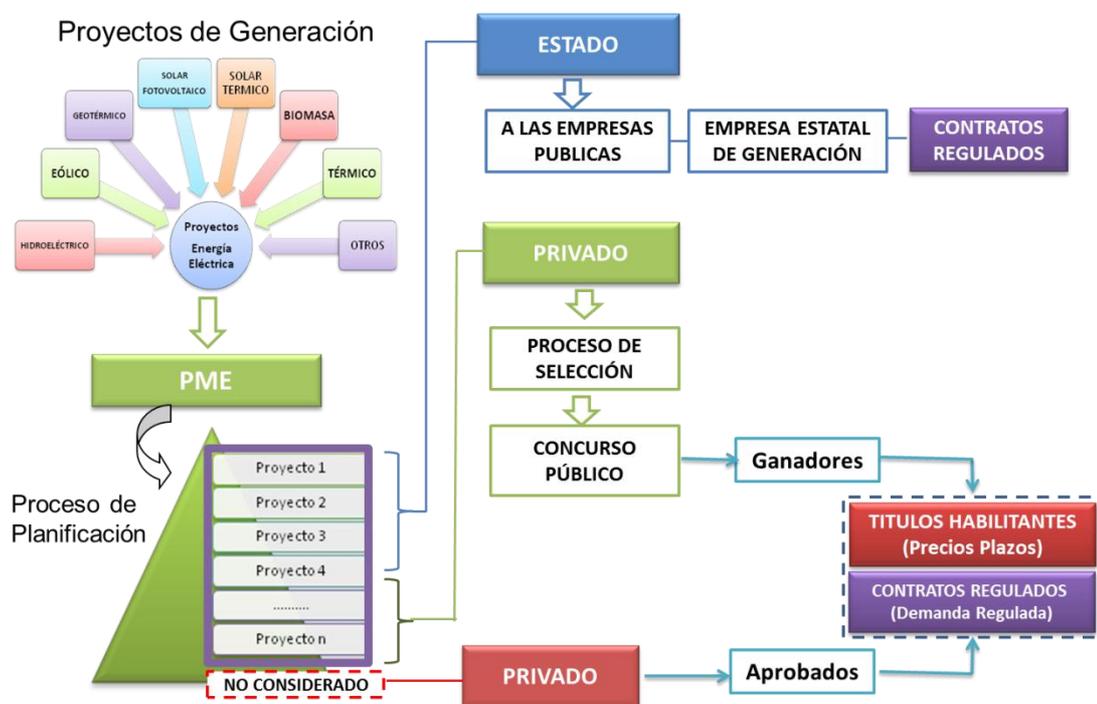


Fig. 4.1 Esquema propuesto para generación privada futura

Con base a lo que se muestra en la figura 4.1, es necesario señalar que la planificación de largo plazo será el indicador que permita definir los proyectos de generación que realizará el Estado y los que se delegará a la iniciativa privada.

Una vez determinados los proyectos que serán puestos a disposición de la iniciativa privada, se deberá establecer el proceso correspondiente para la delegación a una empresa privada específica, mediante un mecanismo de asignación.

Así mismo, es importante recalcar que el CONELEC será el ente que efectuará el proceso de asignación, sea este por negociación o por selección eficiente, según corresponda. A través de la normativa expedida para el efecto, se determinarán los plazos de concesión del proyecto y los precios de reserva.

El ganador de cualquiera de los procesos antes dichos tendrá en su poder el Título Habilitante el cual tendrá la vigencia del plazo determinado por Regulación para cada tipo de tecnología y el contrato regulado suscrito por las empresas distribuidoras.

El detalle para cada uno de los procesos para la asignación de los proyectos de generación delegados a la iniciativa privada, se muestran a continuación:

4.1.1 Delegación a la Empresa privada por parte del Estado.

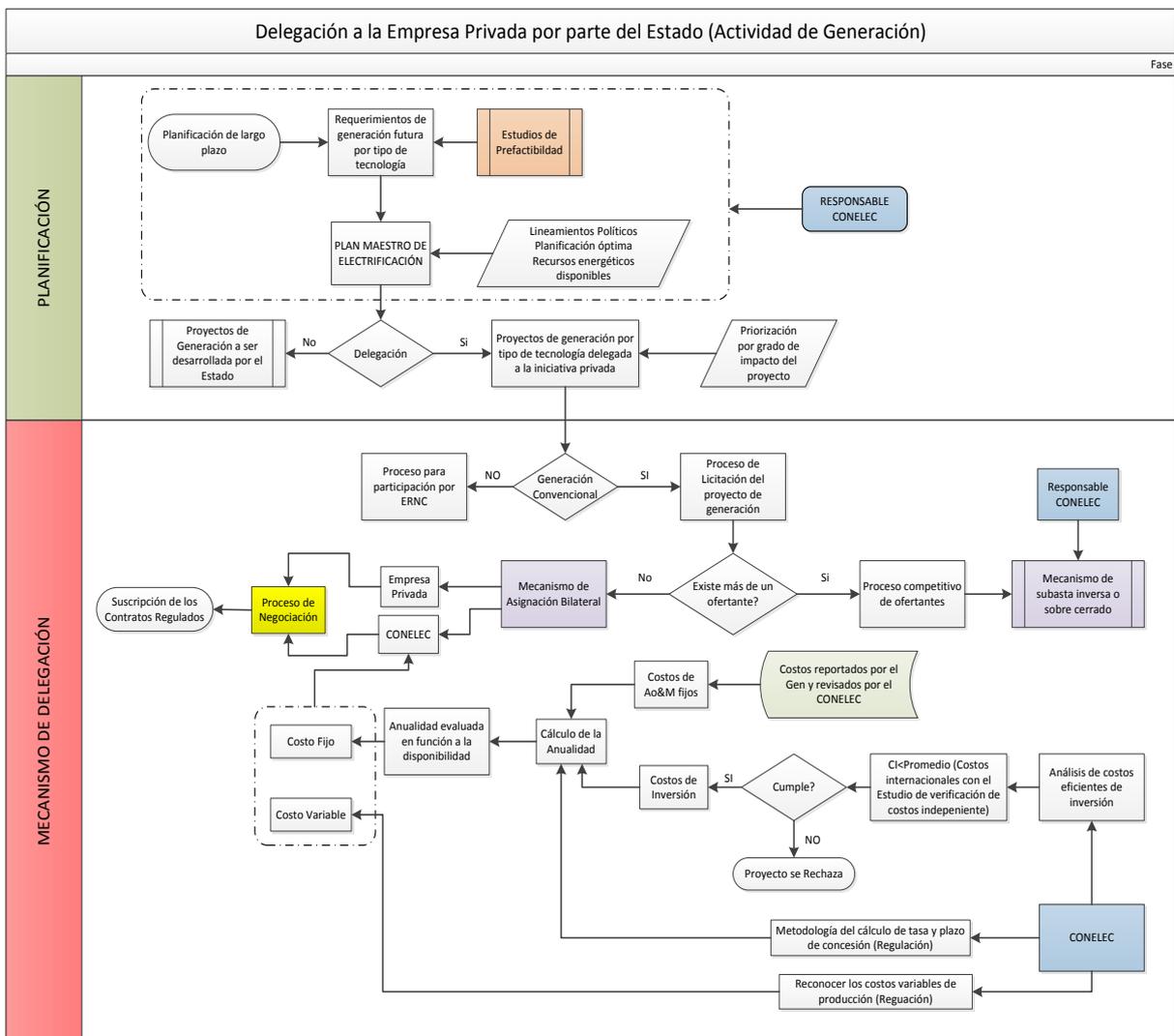


Fig. 4.2 Esquema propuesto para generación privada futura

4.1.1.1 CRITERIOS A SER CONSIDERADOS:

- Los proyectos de generación a ser delegados a la iniciativa privada deben ser resultado del proceso planificación de largo plazo y que consten en el Plan Maestro de Electrificación, para el efecto los proyectos a ser delegados deberán contar como mínimo con el estudio de Pre factibilidad, el cual servirá para efectuar las valoraciones económicas para los procesos de licitaciones como se ve en la fig. 4.2.
- En primera instancia y una vez establecida la necesidad de la delegación, se han propuesto dos metodologías para delegar el proyecto de generación considerando el número de ofertantes. En el caso de ser dos o más interesados y considerando el nivel de información sobre el proyecto se procederá a un mecanismo competitivo (subastas inversas o sobre cerrado); por otra parte, si solo existiese un ofertante, se procederá a un mecanismo de Asignación bilateral el cual tendrá como objeto realizar un proceso de negociación para el reconocimientos de costos fijos y variables.
- Para ambos mecanismo, el CONELEC deberá definir las reglas en la Regulación que se expida para el efecto y será el ente el cual ejecute los mecanismos citados. El contrato regulado tendrá la duración del plazo de concesión y se implementará un mecanismo de revisión de precio en el caso de que variables exógenas cause una severa y desfavorable condición económica al sistema o al proponente.
- Una vez terminado el plazo de concesión, los bienes del generador serán revertidos al Estado.

4.1.2 Propuesta de la Iniciativa Privada

En la fig. 4.3 se puede ver el organigrama de la distribución de la iniciativa priva

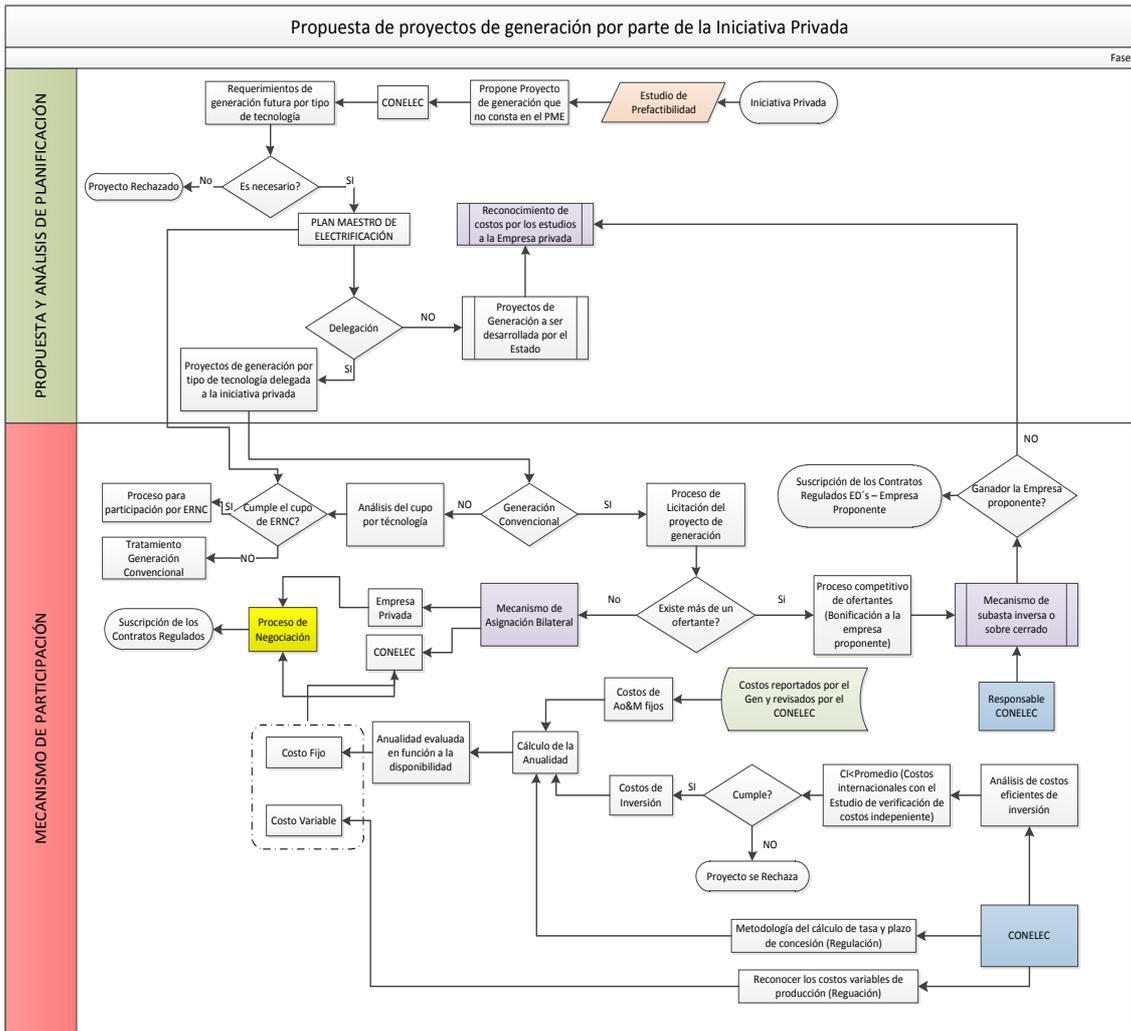


Fig. 4.3 Esquema propuesto para generación que propone la iniciativa privada futura

4.1.2.1 CRITERIOS A SER CONSIDERADOS:

- Los proyectos de generación propuestos por la iniciativa privada, serán sujetos a un análisis previo para determinar la factibilidad técnica y económica en la etapa de planificación, si como resultado se obtuviese que el proyecto es factible se procederá a licitar el proyecto de generación.
- En el caso que exista un ofertante más a parte del proponente, se procederá a ejecutar un proceso competitivo, en el cual el proponente tendrá una bonificación por los análisis efectuados. Sin embargo, en el caso que no resultase ganador el proponente en este proceso, la empresa privada ganadora resarcirá los costos de los estudios efectuados por el proponente, dicha disposición deberá constar como parte del contrato regulado a ser suscrito.

- Si no existiese ofertantes, el proponente tendrá que participar en un proceso de negociación con el CONELEC para poder participar en el mercado y suscribir los contratos regulados. El contrato regulado tendrá la duración del plazo de concesión y se implementará un mecanismo de revisión de precio en el caso de que variables exógenas cause una severa y desfavorable condición económica al sistema o al proponente.
- Una vez terminado el plazo de concesión, los bienes del generador serán revertidos al Estado.

4.2 MECANISMO DE SUBASTA

4.2.1 Mecanismo de Delegación

La planificación de largo plazo permitirá definir los proyectos de generación que realizará el Estado y los que se pondrán a disposición para la iniciativa privada, quien definirá las reglas en las regulaciones expedidas será el CONELEC.

Según el tipo de proyecto que sea delegado a la iniciativa privada deben ser resultado del proceso planificación de largo plazo y que consten en el Plan Maestro de Electrificación, para el efecto los proyectos a ser delegados deberán contar como mínimo con el estudio de prefactibilidad tanto técnico como económico el cual servirá para efectuar las valoraciones económicas para los procesos de licitaciones.

Una vez establecida la necesidad de la delegación, se han propuesto dos metodologías para delegar el proyecto de generación considerando el número de ofertantes. En el caso de ser dos o más interesados y considerando el nivel de información sobre el proyecto se procederá a un mecanismo competitivo (subastas inversas o sobre cerrado); por otra parte, si solo existiese un ofertante, se procederá a un mecanismo de asignación bilateral el cual tendrá como objetivo realizar un proceso de negociación para el reconocimiento de costos fijos y variables.

Para ambos mecanismos, el CONELEC definirá las reglas en la Regulación que se expida para el efecto y será el ente el cual ejecute los mecanismos citados. El contrato regulado tendrá la duración del plazo de concesión y se implementará un mecanismo de revisión de precio en el caso de que variables exógenas cause una severa y desfavorable condición económica al sistema o al proponente.

Una vez terminado el plazo de concesión, los bienes del generador serán revertidos al Estado.

4.2.2 Mecanismo de participación

En el caso que exista un ofertante más a parte del proponente, se procederá a ejecutar un proceso competitivo, en el cual el proponente tendrá una bonificación por los análisis efectuados. Sin embargo, en el caso que no resultase ganador el proponente en este proceso, la empresa privada ganadora resarcirá los costos de los estudios efectuados por el proponente, dicha disposición deberá constar como parte del contrato regulado a ser suscrito.

Si no existe ofertantes, proponente tendrá que participar en un proceso de negociaciones con el CONELEC para poder participar en el mercado y suscribir los contratos regulados. El contrato regulado tendrá la duración del plazo de concesión y se implementará un mecanismo de revisión de precio en el caso de que variables exógenas cause una severa y desfavorables condición económica al sistema o al proponente.

4.2.3 Diseño del mecanismo de subasta[18]

Una vez determinados los proyectos que serán puestos a disposición de la iniciativa privada, se deberá establecer el proceso correspondiente para la delegación a una empresa privada específica, mediante un mecanismo de asignación, el ente que efectuará el proceso de asignación será el CONELEC.

- Para poder definir el tipo de subasta que se podrá utilizar se lo hará por el número de ofertantes existentes.
- En el caso de ser 2 o más interesados se lo hará por Subastas inversas o sobre cerrado.
- Si existiera solo un ofertante se procederá a un mecanismo de asignación bilateral.
- Determinar los plazos de concesión del proyecto y el tipo de proyecto a ejecutarse sea este Hidráulico o térmico y los costos operativos.
- Culminación del plazo del contrato regulado suscrito entre el generador privado actualmente en operación con la demanda regulada.
- Realizar contratos de largo plazo para garantizar las inversiones privadas.

- La empresa que llegará hacer adjudicada tendrá en su poder el título habilitante el cual tendrá la vigencia del plazo determinado por regulación para cada tipo de tecnología y el contrato suscrito por las empresas distribuidoras.

4.3 MECANISMO DE NEGOCIACIÓN

El PME tiene establecidos proyectos de generación a ser desarrollado por el Estado y algunos de estos podrán ser delegados a la iniciativa privada. Sin embargo, podrán existir otros proyectos que no se encuentran en el PME y dan lugar a la participación de la iniciativa privada en la actividad de generación.

La iniciativa privada podrá analizar posibles nuevos proyectos de generación eléctrica y así poder poner a consideración del ente concedente en el sector eléctrico ecuatoriano los estudios de prefactibilidad del proyecto de generación.

La autoridad concedente analiza la pertinencia del proyecto de generación propuesto, en el caso de que dicho proyecto sea importante para el desarrollo productivo del país, el Estado deberá tener la obligación de efectuar dicho proyecto de generación reembolsando a la empresa privada los gastos ocasionados por los estudios realizados.

Si el proyecto no es necesario para el desarrollo productivo del país pero si es necesario para el abastecimiento de la demanda del sector eléctrico, la empresa privada procederá a realizar la negociación con el Estado identificado las características del proyecto como plazo de construcción, costos y demás información técnica económica. La negociación debe considerar la normativa vigente del mercado eléctrico..

4.3.1 Obligaciones del Contratista:

Garantizar el cumplimiento en el plazo establecido.

Dar cumplimiento cabal a lo establecido en el pliego de acuerdo con los términos y condiciones del contrato.

4.3.2 Obligaciones de la Contratante:

Dar solución a las peticiones y problemas que se presentaren en la ejecución del contrato, en un plazo (número de días) contados a partir de la petición escrita formulada por el contratista.

Para el caso de servicios, de ser necesario, previo el trámite legal y administrativo respectivo, celebrar los contratos complementarios en un plazo (número de días) contados a partir de la decisión de la máxima autoridad.

Suscribir las actas de entrega recepción de los trabajos recibidos, siempre que se haya cumplido con lo previsto en la ley para la entrega recepción; y, en general, cumplir con las obligaciones derivadas del contrato. (Acorde con la naturaleza de la contratación la entidad contratante podrá establecer las condiciones adicionales que considere pertinentes.)

4.4 PROPUESTA GENERAL DE NORMATIVA

El CONELEC, previo a la elaboración de la normativa debe observar, como uno de los principales aspectos, las disposiciones establecidas en la Constitución y leyes relacionadas con la finalidad de estar sujetas a estas y mantener concordancia entre las mismas.

En la siguiente fig. 4.4 se muestra la jerarquía jurídica de las normas que fueron utilizadas para el desarrollo de la normativa regulatoria relacionada con la participación de la empresa privada en la actividad de generación.



Fig. 4.4 Jerarquía Jurídica del Ecuador

Tomando en consideración las disposiciones relacionadas con: la prestación del servicio público de electricidad, la participación de las empresas públicas, la promoción de las

energías renovables y el Mandato Constituyente No. 15, el CONELEC expidió varias regulaciones con la finalidad de normar la participación de las empresas privadas en la actividad de generación. A continuación se presenta un resumen de la normativa expedida para este efecto:

4.4.1 REGULACIONES 006/08 – 013/08 – 004/09 Normas complementarias para aplicación del Mandato Constituyente No. 15.

Las tres Regulaciones establecen, entre los principales lineamientos, el tratamiento comercial de la energía producida por generadores privados, los mecanismos de participación de éstos a través de la suscripción de contratos regulados con las Distribuidoras, la liquidación comercial y aspectos técnicos para cada uno de los generadores o autogenerados privados que estaban participando en el mercado previa la expedición del Mandato Constituyente No. 15.

En la fig. 4.5 muestra un esquema general sobre el tratamiento efectuado.

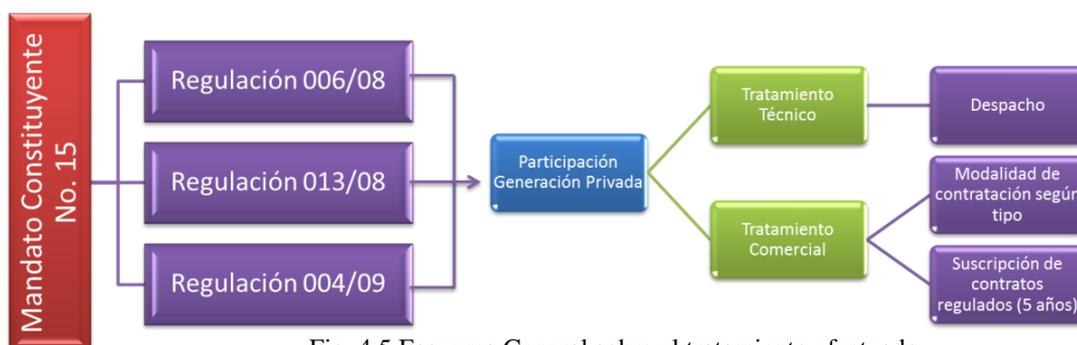


Fig. 4.5 Esquema General sobre el tratamiento efectuado

4.4.2 REGULACIÓN 002/11 Excepcionalidad para la Participación privada en Generación Eléctrica.

Establece los principios y parámetros que permitan aplicar los casos de excepción para la participación privada en generación de electricidad, definidos en el párrafo segundo del artículo 2 de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico.

Los casos de excepción considerados se muestran en la fig. 4.6:

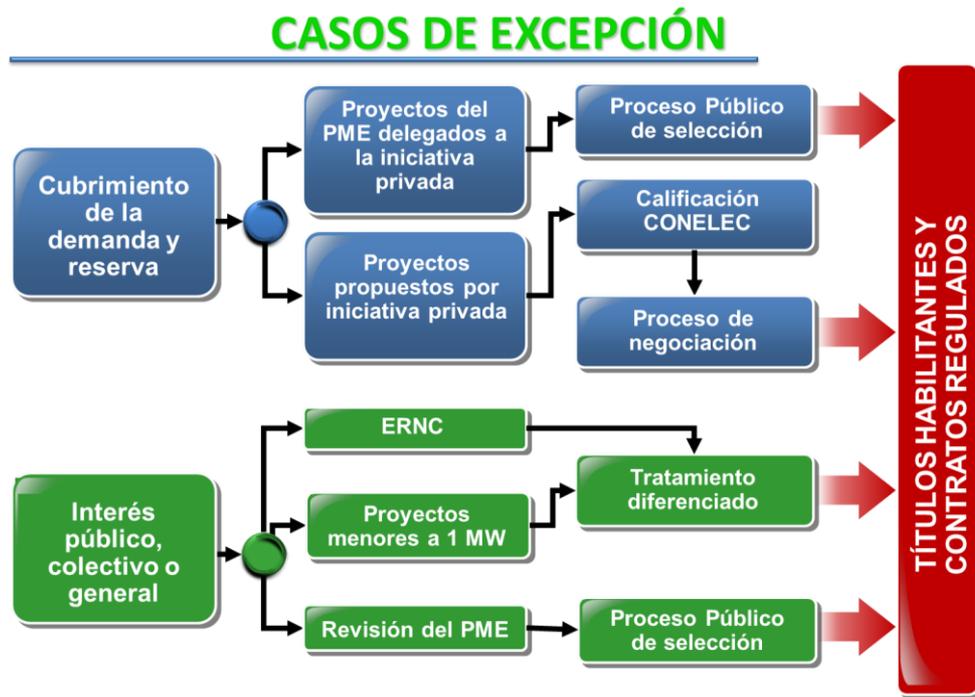


Fig. 4.6 Casos de Excepción

4.4.3 Cubrimiento de la demanda y reserva de Generación

La expansión de generación, determinada en el Plan Maestro de Electrificación - PME, considera el cubrimiento de la demanda y una reserva técnica mínima definida por el CONELEC. En el PME constarán los proyectos que serán ejecutados tanto por el Estado como también aquellos que serán delegados a la iniciativa privada para su construcción y explotación.

4.4.4 Interés público, colectivo o general

Se calificará como necesario y adecuado para satisfacer el interés público, colectivo o general, entre otros, a la promoción de generación eléctrica mediante el uso de Energías Renovables No Convencionales.

4.4.5 REGULACIÓN 003/11 Metodología para el Cálculo del Plazo y de los precios Referentes de Generación y Autogeneración.

Define la metodología para la determinación de los plazos y precios a aplicarse para los proyectos de generación y autogeneración desarrollados por la iniciativa privada, incluyendo aquellos que usen energías renovables. En la fig. 4.7 se resume la aplicación del Regulación 003/11.



Fig. 4.7 Proyectos de generación privada

La aplicación de la metodología dispuesta dio como resultado la siguiente tabla 4.1 con los plazos, para los diferentes tipos de generación:

Tipo de Tecnología y rango de potencia	Proyectos de generación iniciativa privada	Energías Renovable no convencionales	Excedentes de autogeneradores
• Vapor	30		30
• MCI < 514 rpm	20		20
• MCI 514 - 900 rpm	15		15
• MCI > 900 rpm	7		7
• Gas industrial	20		
• Gas jet	7		
• Eólicas	25	25	25
• Fotovoltaicas	20	20	20
• Biomasa -Biogas	15	15	15
• Geotérmicas	30	30	30
• Hidros 0 – 0,5 MW		20	20
• Hidros 0,5 – 5 MW	20 - 30	30	30
• Hidros 5 – 10 MW	23 - 40	40	40
• Hidros 10 – 50 MW	28 - 40	40	40
• Hidros >50 MW	30 - 50		50

Tabla 4.1 Plazos para diferentes tipos de generación

4.4.6 REGULACION 001/13 Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales.

Determina el procedimiento para la remuneración de la energía producida por las unidades de generación, hidroeléctricas, termoeléctricas o renovables no convencionales, durante los períodos de prueba y de operación experimental, previstos en los respectivos contratos de concesión, permiso o licencia.

La política de incentivos adopta en el Ecuador es la llamada “Feed-in Tariffs”, es decir precios preferentes para cada tipo de generación, en un periodo preferente de 15 años. Además tiene derecho a un despacho prioritario, por parte del CENACE, dentro del parque generador que cubre la demanda.

Este tratamiento será otorgado a todos los generadores de energías renovables no convencionales que decidan acogerse al esquema de la Regulación, hasta cubrir un cupo máximo de potencia instalada de nuevos proyectos que corresponde al 6% de la potencia instalada.

Gráficam
ente se
resume
así en la
fig. 4.8:

REG 001/13 . POLITICA DE INCENTIVOS

Esquema Aplicado: Feed – In Tariffs

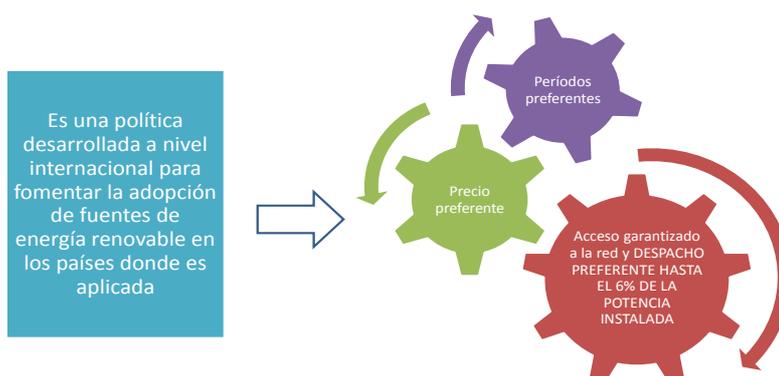


Fig. 4.8 Política de Incentivos

En caso de que el inversionista firme el contrato de concesión durante la vigencia de estos precios, se le garantiza los mismos por un período de 15 años, a través de los contratos regulados. Cuando el plazo de concesión supere los 15 años, el CONELEC determinará el precio y plazo a negociarse con el generador durante el tiempo restante de la concesión, permiso o licencia (a partir del año 16) en aplicación de la Regulación 003/11.

4.4.7 Proceso de suscripción de un nuevo Contrato Regulado en generación privada (Hidráulica y Térmica).

EL CONELEC deberá efectuar un estudio sobre la valoración de activos, con el fin de obtener la inversión a ser reconocida y la vida remanente del proyecto de generación privado. Dichos valores, incluyendo los costos de operación y mantenimiento fijos informados por el generador, servirán para determinar la anualidad que perciba el generador durante el periodo del título habilitante.

Mediante la normativa que se expida para el efecto, se establecerá el mecanismo para determinar el valor de la tasa de descuento para el reconocimiento de los activos, así como también el reconocimiento de los costos variables de producción.

El proceso de suscripción de los nuevos contratos regulados será efectuado por el CONELEC con base a los lineamientos dispuestos en la normativa respectiva.

Una vez suscritos los contratos regulados, mediante un mecanismo regulatorio podría efectuarse una revisión del precio, considerando variables exógenas que causen una severa distorsión en el cálculo inicialmente efectuado.

4.4.8 Lineamientos Normativos de Carácter General para Realizar una Subasta.

- Los proyectos de generación a ser delegados a la iniciativa privada deben constar en el PME y como mínimo contar con estudios de prefactibilidad.
- Para la delegación de los proyectos de generación a la iniciativa se deberá usar un mecanismo eficiente (subasta) por tipo de proyecto de generación, en el cual se subastará el costo fijo del proyecto de generación. Dicho costo debe cubrir los costos fijos de administración operación y mantenimiento, y además deberá

recuperar la inversión con una tasa de rendimiento adecuada, para el efecto el CONELEC a través de un estudio económico financiero determinará cuál es la tasa adecuada para la subasta.

- El proceso de subasta debe ser contemplado en una Regulación particular y que permita producir procesos de competencia e la delegación de los proyectos de generación. El proceso de subastas debe ser efectuado por el Ministerio de Electricidad de Energía Renovable, en representación de las empresas de distribución.
- Los procesos de subastas pueden ser efectuados tomando en cuenta bloques de energía o potencia. Para cada uno debe establecerse su particularidad en la normativa correspondiente y además debe ser coherente con los proyectos de generación del PME a ser delegados.
- Los procesos de subastas deben ser realizados con una periodicidad que resulte del PME, y que permita garantizar el abastecimiento de la demanda en el mediano y largo plazo.
- Una vez adjudicado el proyecto de generación a la empresa privada, ésta obtendrá el correspondiente Título Habilitante, en el cual se establecen el plazo de concesión, el costo ganador subastado y las condiciones sobre como comercializar la energía en el mercado, indicándose además los aspectos legales y ambientales.
- En el contrato de concesión, se deberá incluir además algún mecanismo que permita rever el costo subastado, considerando para el efectos los condicionantes macroeconómicos del país.
- El costo subastado debe ser valorado por anualidades durante el periodo de concesión y reconocido mensualmente por el mercado, para el efecto su reconocimiento será en función de la disponibilidad de la unidad de generación.
- Para el despacho y operación de la unidad de generación, la empresa privada deberá allanarse a lo dispuesto en la normativa expedida para el efecto y considerar todos los requerimientos para declararse en operación comercial.

- Para el caso de una negociación, la empresa privada deberá presentar los estudios de pre factibilidad al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, a fin de definir mediante cual mecanismo se realizará el proyecto de generación propuesto por la iniciativa privada, para el efecto debe garantizarse la optimización del recurso primario.
- Si del proceso de análisis por parte del Ministerio de Electricidad y Energía Renovables, resulta que el proyecto debe desarrollarlo es Estado, se le reconocerá a la empresa privada los costos de los estudios de pre factibilidad.
- De forma complementaria a lo mencionado en el ítem anterior y en el caso de que el Ministerio de Electricidad y Energía Renovables otorgue la potestad de que la empresa privada construya el proyecto de generación propuesto, dicho proyecto será negociado entre el Ministerio y la empresa privada bajo un mecanismo que garantice competencia y transparencia en el proceso.
- La negociación será sobre el cargo fijo a ser reconocido debe cubrir los costos fijos de administración operación y mantenimiento, y además deberá recuperar la inversión con una tasa de rendimiento adecuada.

Una vez negociado el proyecto de generación, la empresa privada deberá observar los mismos aspectos concesivos, técnicos, legales y económicos que los proyectos subastados

4.4.9 Estructura General para la Normativa.

A continuación se determina una estructura general de lo que debería desarrollarse para los mecanismos eficientes que permitan las subastas o negociaciones de los proyectos de generación a ser realizados por las empresas privadas.

Sección I: Aspectos Generales

Artículo A: Inicio del Proceso de Subasta.

Artículo B: Pliego de Subastas

1. Instrucciones a los licitadores:

- *Forma de presentar sus ofertas.*
- *Requisitos que deben cumplir*
- *Disposiciones establecidas en reglamentos y normas aplicable al proceso.*
- *Disposiciones relativas al procedimiento para subastas en proceso de evaluación.*

2. Términos y Condiciones.

Los términos y condiciones pueden incluir:

a. Condiciones generales basadas en las normas vigentes por en la Autoridad como:

- *Fianza de Licitación*
- *Fianza de Ejecución*
- *Fianza de Pago.*
- *Fianza de Suplido*
- *Garantías*
- *Penalidades*
- *Seguros*
- *Lugar y tiempo de entrega.*
- *Cantidades requeridas*
- *Términos Comerciales*

SECCION II: Invitación a Subasta

Artículo A: Proceso de la Invitación a Subasta

Se hace llegar la invitación por cual cualquier medio sea la prensa, o correo electrónico con unos días de anticipación a la fecha de apertura de la subasta

Artículo B: Contenido de la Invitación a Subasta

La invitación consta de:

- *Fecha de publicación*

- *Número de subasta*
- *Fecha y hora de las reuniones de presubasta o apertura de la subasta*
- *Referencia del funcionario que prepara la invitación a Subasta*
- *Especificaciones de los artículos o servicios solicitados*
- *Lugar y condiciones de entrega o remoción*
- *Instrucciones a los licitadores*
- *Términos y condiciones aplicables*
- *Documentos*

Artículo C: Enmiendas a la Invitación a Subasta

Artículo D: Posposición de la Invitación a Subasta

SECCION III: Reuniones Presubasta

Artículo A: General

Artículo B: Acta de Reunión

Artículo C: Registro de Asistencia

SECCIÓN IV: Presentación y recibo de ofertas

Artículo A: Forma de presentar las ofertas

Artículo B: Recibo de la Oferta

Artículo C: Enmiendas a la oferta

Artículo D: Retiro de la oferta

SECCION V: Acto de Apertura de la Subasta

Artículo A: Propósito del Acto de Apertura de la Subasta

Artículo B: Obligaciones de los Asistentes al Acto de Apertura de la Subasta

Artículo C: Apertura de la Subasta y Lectura

SECCIÓN VI: CONDUCTA DURANTE EL PROCESO DE SUBASTA

Artículo A: Guías para el Proceso.

Artículo B: Instrucciones a los Funcionarios y Empleados Durante el Proceso de Subasta

Artículo C: Instrucciones a los Licitadores, sus Representantes y otras partes durante el Proceso de Subasta

SECCIÓN VII: Evaluación y Recomendación de Adjudicación de la Subasta

Artículo A: Evaluación de las Ofertas

Artículo B: Análisis de las Ofertas – Usuario

SECCIÓN VIII: Adjudicación de la Subasta

Artículo A: Normas Generales

Artículo B: Notificación de Adjudicación de la Subasta

Artículo C: Contrato (Orden de Compra u Orden de Venta)

SECCION IX: Instrucciones al Licitador sobre la Moción para Reconsiderar la Adjudicación del Proceso de Subasta

Artículo A: Aspectos Generales

Artículo B: Moción para Reconsideración

Artículo C: Requisitos de la Moción de Reconsideración

SECCIÓN X: Radicación y Resolución de la Moción de Reconsideración

Artículo A: Radicación de la Moción de Reconsideración

Artículo B: Resolución de la Moción para Reconsiderar la Determinación o Adjudicación del proceso de Adquisición o Venta

SECCIÓN XI: Declaración de Inconstitucionalidad

SECCIÓN XII: Derogación

SECCIÓN XIII: Vigencia

SECCIÓN XIV: APROBACIÓN

V. CONCLUSIONES

- Las diferencias en los regímenes de mercado a largo plazo en los distintos países ofrece un reto particular para la integración completa de los mercados nacionales, y levanta la pregunta sobre cuál régimen sería el más apropiado aplicar en un mercado eléctrico. Para dar algunas luces al respecto, este documento hace un breve análisis de las experiencias y retos existentes desde el punto de vista de la competencia en algunos mercados de Sudamérica, Norteamérica y Europa.
- Los objetivos principales de las licitaciones son la seguridad del suministro y la modificación de las tarifas. La nueva reglamentación ecuatoriana deberá proponer que todos los consumidores deben estar 100% contratados. Por lo tanto, la obligación de contratar es el motor de la expansión de la capacidad, observando siempre los potenciales proyectos a ser delgados a la iniciativa privada y que consten en el PME.
- También resulta importante tener un mercado integrado de energía con contratos a largo plazo, para permitir a los generadores cubrirse contra el riesgo de precios y cantidades del mercado spot. También son deseables este tipo de contratos desde un punto de vista de política de competencia, debido a que pueden ser capaces de reducir el poder de mercado que se puede ejercer en el mercado spot e inducir un tren eficiente de inversiones en generación.
- Se debe considerar algunos aspectos importantes para obtener mercados de contratos de energía competitivos: a) las barreras de tipo administrativo y político que puedan existir para el mercado de generación, debe ser manejado apropiadamente por el Estado; b) es deseable ofrecer contratos con diferentes duraciones y periodos entre el fin de la subasta y el inicio de suministro; y, c) es deseable subastar un cantidad suficientemente alta de demanda de energía, para atraer a la mayor cantidad posible de participantes.

VI RECOMENDACIONES

- Desarrollar un mercado competitivo que permita que a la par de la inversión pública se produzcan mayores flujos de inversión privada y hacer más eficiente la industria debido a que el país no puede sostener una inversión de gran escala para satisfacer el crecimiento de la demanda.
- Reducir la creciente dependencia energética del exterior, enfocándose hacia las fuentes nacionales de energía, fortaleciendo la capacidad técnica, logística y legal para potenciar un conjunto de actividades relacionadas con la investigación y desarrollo de los recursos energéticos que el país requiere para su desarrollo.
- Incorporar en la nueva legislación del sector eléctrico señales claras que permitan fortalecer la seguridad de los inversionistas privados para que el sector en todo momento tenga el desempeño confiable que exigen las crecientes necesidades nacionales de competitividad y responsabilidad.
- Es necesario aprender de las crisis energéticas de otros países y apuntar, con nuevos modelos, a la consecución de suficiencia energética. Esto requiere grandes esfuerzos de todos los actores del mercado eléctrico.

BIBLIOGRAFIA

- [1] E. A. Vintimilla, “Visión sector eléctrico ecuatoriano beneficios proyecto mazar,” vol. I, p. 41, 2012.
- [2] CONELEC, “Boletín estadístico sector eléctrico ecuatoriano 2012,” vol. I, p. 184, 2012.
- [3] J. A. S. Chimbo, “TRANSACCIONES DE ENERGÍA Y POTENCIA DE LOS GENERADORES TÉRMICOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA,” vol. 1, p. 14, 2009.
- [4] D. N. D. E. CONELEC, “REGULACION No. CONELEC 013-08.pdf.” p. 18, 2013.
- [5] R. CONELEC, “Regulación CONELEC 001/14.” p. 18, 2014.
- [6] R. CONELEC, “REGULACION CONELEC 004-09.pdf.” p. 4, 2013.
- [7] D. N. D. R. E. CONELEC, “Pliego Tarifario para empresas electricas 2014.pdf.” p. 60, 2014.
- [8] PP. EL VERDADERO, “Conelec aprobó nuevas tarifas en servicio de energía eléctrica,” *PP. EL VERDADERO*. p. 1, 2014.
- [9] C. S. y D. Llaens, “La Infraestructura en el Desarrollo Integral de América Latina Energía eléctrica,” vol. 1, p. 8, 2012.
- [10] G. Salazar, “Licitaciones de energía eléctrica y teoría de subastas,” pp. 16–26.
- [11] J. D. L. C. FERRER, “MERCADO INTERIOR EUROPEO DE LA ELECTRICIDAD,” vol. 1, pp. 1–26, 2007.
- [12] I. A. C. R., “La Integración Eléctrica Regional y Propuestas para Avanzar,” vol. II, p. 11,18, 2013.
- [13] C. Vázquez, “Modelos de subastas para mercados eléctricos,” pp. 34–44, 2011.
- [14] S. Angel, H. Martinez, J. D. E. Jesus, and M. Velasco, “COMPRA Y VENTA DE ENERGIA POR SUBASTAS,” vol. 1, pp. 14–20, 2012.
- [15] H. Sarmiento, “Aspectos Internacionales sobre los mercados de eergía y la desregulación del sector eléctrico.” p. 80, 2001.
- [16] F. Garcia, “Mercado Electrico Ingles Desregularización.” p. 98, 2000.
- [17] J. Ignacio and V. Correa, “ASPECTOS TÉCNICOS Y REMUNERATIVOS DE SISTEMAS ELECTRICOS DESREGULADOS,” pp. 26–40, 2000.

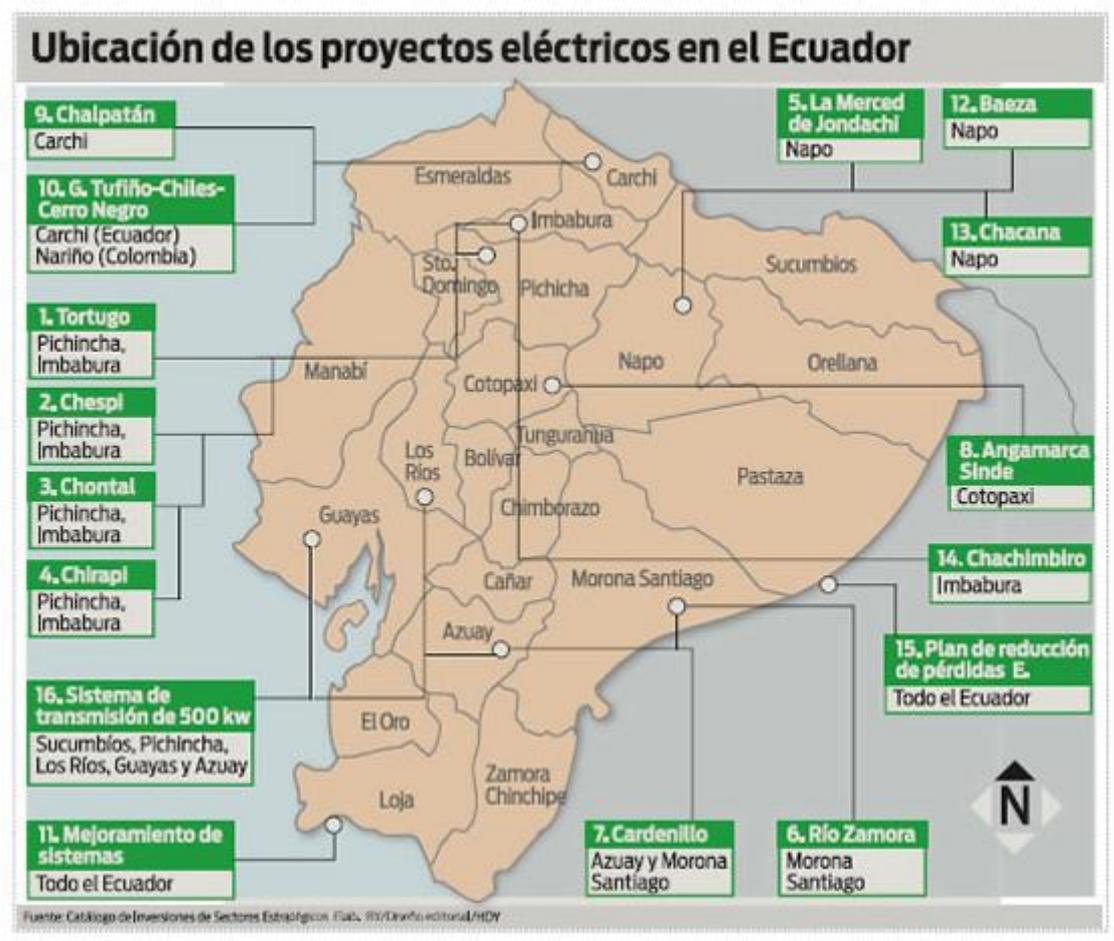
- [18] José Luis lima R, “ANALISIS DE MERCADOS ELÉCTRICOS A LARGO PLAZO EN CONTEXTO DE INTEGRACION REGIONAL,” pp. 1–16, 2014.
- [19] Brasil: ANEEL (2011). Resultado das licitaciones de generación (2005 a 2011) Recuperado el 4 de septiembre de 2012 de <http://www.aneel.gov.br>
- [20] Colombia: 2016 (2012). Obligaciones de energía firme asignadas en la subasta de OEF 2015-2016. Recuperado el 4 de septiembre de 2012 de <http://www.xm.com.co>
- [21] Guatemala: CNEE (2010) Licitación abierta PEG 1/2010 Guatemala. Recuperado el 4 de septiembre de 2012 de [http://www.cnee.gob.gt/ Planes Expansi3n/index.html](http://www.cnee.gob.gt/Planes%20Expansi3n/index.html)
- [22] Panamá: ETESA (2012). Sección Compras de Energía y/o Potencia Documentos del acto (LPI ETESA 02/10, LPI ETESA 03/10 y LPI ETESA 05/11) Recuperado el 4 de septiembre de 2012 de <http://www.etsa.com.pa/compras.php>
- [23] Perú: Recuperado el 4 de septiembre de 2012 de <http://www2.osinerg.gob.pe/>
- [24] Uruguay: especiales de compraventa de energía eléctrica en el marco del decreto del poder ejecutivo n° 159/011 – Número de compra K41938. Recuperado el 4 de septiembre de 2012 de <http://www.ute.com.uy> - XM S.A. E.S.P. como Administrador de la Subasta de OEF 2015

ANEXOS

LA CONSTRUCCION DE 16 PROYECTOS SE REALIZARA EN ECUADOR

Recursos naturales.

La ejecución de diversos proyectos hidroeléctricos y geotérmicos tendrá lugar en un plan hasta 2015.



En el nuevo Catálogo de Inversión para Proyectos Estratégicos, elaborado por el Ministerio de Sectores Estratégicos, se contempla la construcción de 16 proyectos eléctricos, y cuya entidad rectora será el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

Fernando Salinas, presidente del Colegio de Ingenieros Eléctricos de Pichincha, afirmó que los proyectos definidos en el catálogo de inversión tienen sustento debido a los estudios de Factibilidad y explicó además que la diferencia radica entre la hidroelectricidad y la geotérmica. "La hidroelectricidad utiliza la energía potencial del

agua en movimiento, que a su vez, moviliza las turbinas y el generador de electricidad. En cambio, la Geotermia aprovecha la energía calórica de los gases y vapor de agua al interior de la Tierra".

Hidroeléctrico Tortugo.

Cobertura y localización: Provincias de Pichincha e Imbabura.

Descripción: Construcción del Proyecto que consta de una presa de hormigón tipo gravedad con altura de 68 m, una capacidad instalada de 201 MW para generar 863 GWh/año.

Financiamiento requerido: \$375'000.000.

Modalidad de contratación: Inversión directa, licitaciones con financiamiento, contratación con empresas públicas internacionales.

Hidroeléctrico Chespi

Cobertura y localización: Provincias de Pichincha e Imbabura.

Descripción: Construcción del Proyecto Hidroeléctrico Chespí que consta de una presa de hormigón tipo bóveda gravedad con altura de 68m, una capacidad instalada de 460 MW para generar 2.000 GWh/año.

Financiamiento requerido: \$755'000.000.

Modalidad de contratación: Inversión directa, licitaciones con financiamiento, contratación con empresas.

Hidroeléctrico chontal.

Cobertura y localización: Provincias de Pichincha e Imbabura.

Descripción: Construcción del Proyecto Hidroeléctrico Chontal que consta de una presa de hormigón tipo gravedad con altura de 120 m, una capacidad instalada de 184 MW para generar 1.034,4 GWh/año.

Financiamiento requerido: \$425'800.000.

Modalidad de contratación: Inversión directa, licitaciones con financiamiento, contratación con empresas.

Chirapi (H).

Cobertura y localización del proyecto: Provincias de Pichincha e Imbabura.

Descripción: Se realizará la construcción del Proyecto Hidroeléctrico Chirapi, sierra ecuatoriana, que capta las aguas del proyecto Chontal, conformado por una cámara de interconexión con una capacidad instalada de 169,2 MW para generar 968,4 GWh/año.

Financiamiento requerido: \$362'400.000.

Modalidad de contratación: Inversión directa, licitaciones con financiamiento, contratación con empresas públicas internacionales.

La Merced de Jondachi

Cobertura y localización: Provincia de Napo.

Descripción: Construcción de obras de ingeniería civiles, electromecánicas e interconexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN), del proyecto hidroeléctrico de 18,25 MW que espera generar 121,4 GW/año mediante dos turbinas tipo Francis.

Financiamiento requerido: \$38'270.000.

Modalidad de contratación: Inversión directa, licitaciones con financiamiento, contratación con empresas públicas internacionales.

Hidroeléctrico Río Zamora.

Cobertura y localización: el proyecto se construirá en la Provincia de Morona Santiago.

Descripción: Se construirá un sistema con varios saltos y aprovechamiento del río Zamora, actualmente se está desarrollando el estudio integral de la cuenca para conformar una posible generación de 4.000 MW.

Financiamiento requerido: Indeterminado.

Modalidad de contratación: Inversión directa, licitaciones con financiamiento, contratación con empresas.

Geotérmico Cardenillo

Cobertura y localización: Provincias de Azuay y Morona Santiago.

Descripción: La central Paute Cardenillo corresponde a la cuarta etapa del complejo Paute Integral, utiliza las aguas turbinadas de la central Paute-Sopladora. Potencia 400 MW.

Financiamiento requerido: \$507'000.000.

Baeza (H)

Cobertura y localización: Provincia de Napo.

Descripción: Construcción del Proyecto Hidroeléctrico Baeza de 50 MW que espera generar 317,5 GWh/año directamente relacionado con el proyecto Quijos.

Financiamiento requerido: \$89'900.000.

Modalidad de contratación: Inversión directa, licitaciones con financiamiento.

Angamarca Sinde

Cobertura y localización: El proyecto estará ubicado en le Provincia de Cotopaxi.

Descripción: Construcción del proyecto Hidroeléctrico Angamarca Sinde, sierra ecuatoriana, de 32,10 MW que espera generar 182 GW/año mediante dos turbinas tipo Francis de eje vertical.

Financiamiento requerido: \$51'900.000

Modalidad de contratación: Se realizará a través de Inversión directa, licitaciones con financiamiento, contratación con empresas públicas internacionales.

Geotérmico Chalpatán

Cobertura y localización: El proyecto se realizará en la Provincia de Carchi.

Descripción: Chalpatán es una caldera de 5 km de diámetro, ubicada a unos 20 km al suroeste de Tulcán. La edad se estima en el pleistoceno temprano. Potencial estimado por determinarse.

Financiamiento requerido: \$175"000.000.

Modalidad de contratación: Inversión directa, licitaciones con financiamiento, contratación con empresas públicas internacionales y finalmente alianzas estratégicas.

Tufiño - Chiles - Cerro Negro (G)

Localización: Carchi (Ecuador) Departamento de Nariño (Colombia).

Descripción: Proyecto Binacional con Colombia, con potencial a desarrollar por etapas hasta 114 MW.

Financiamiento requerido: \$150"000.000.

Plan de mejoramiento de sistemas

Localización: Todo el Ecuador.

Descripción: Implementación de proyectos encaminados a mejorar los niveles de calidad del servicio eléctrico, aumentar la cobertura.

Financiamiento requerido: \$348'424.050.

Geotérmico Chacana

Cobertura y localización: Provincia de Napo.

Descripción: Constituye la parte central del complejo volcánico Plio-Cuaternario Chacana, cuyas dimensiones son: 65 km (Norte-Sur) por 25 km (Este-Oeste). Las cotas actuán entre 3.200 y 4.500 m.s.n.m. Potencial a desarrollar hasta 438 MW.

Financiamiento requerido: \$185"000.000.

Modalidad de contratación: Inversión directa, licitaciones con financiamiento.

Geotérmico Chachimbiro

Cobertura y localización: El proyecto se realizará en la Provincia de Imbabura, sierra ecuatoriana.

Descripción: Este proyecto forma parte del complejo volcánico Chachimbiro. Potencial a desarrollar hasta 130 MW.

Financiamiento requerido: \$162'500.000.

Modalidad de contratación: alianzas estratégicas, licitaciones internacionales, contratación con empresas públicas internacionales.

Plan de reducción de pérdidas

Localización: Todo el Ecuador.

Descripción: Implementación y normalización de sistemas de medición. Cambio de redes abiertas a preensambladas.

Financiamiento requerido: \$126'495.000.

Sistema de transmisión de 500 kv

Localización: Provincias de Sucumbíos, Pichincha, Los Ríos, Guayas y Azuay.

Descripción: Sistema de cuatro subestaciones de 500 kV - 230 kV.

Financiamiento requerido: \$450'000.000.