

2013

# Aspectos Regulatorios y Tarifarios – Caso República Dominicana

OLADE



1/1/2013



# 1 Modelo de Mercado

## 1.1 Siglas y Acrónimos

SIE	Superintendencia de Electricidad
CNE	Comisión Nacional de Energía
CDEEE	Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales
EDENORTE	Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte
EDESUR	Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur
EDEESTE	Empresa Distribuidora de Electricidad del Este
EGEHID	Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana
ETED	Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana
OCSANI	Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado
SENI	Sistema Eléctrico Nacional Interconectado
LGE	Ley General de Electricidad
FONPER	Fondo Patrimonial de las Empresas Reformadas

## 1.2 Marco Legal y Normativo

La base Legal que rige el subsector eléctrico se fundamenta en:

- Ley General de Electricidad No.125-01, de 26 de Julio de 2001
- Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad No.125-01, de 19 de Julio de 2002
- Resoluciones emitidas por la SIE
- Otras normas y códigos emitidos para regular el subsector.

## 1.3 Estructura del subsector Eléctrico

El subsector eléctrico se encuentra conformado por los agentes que participan en el mercado eléctrico, es decir, empresas de generación, autogeneración, cogeneración, transmisión, distribución y clientes regulados y no regulados, y además por instituciones y entes estatales que se encargan de elaborar las políticas y planes para el desarrollo del subsector, regular las actividad eléctrica, y coordinar la operación y despacho. En la **Figura 1.1** se muestra la estructura del subsector eléctrico donde se aprecia la interacción entre las instituciones y agentes que lo conforman. En las secciones siguientes se detallan cada uno de los integrantes del subsector.

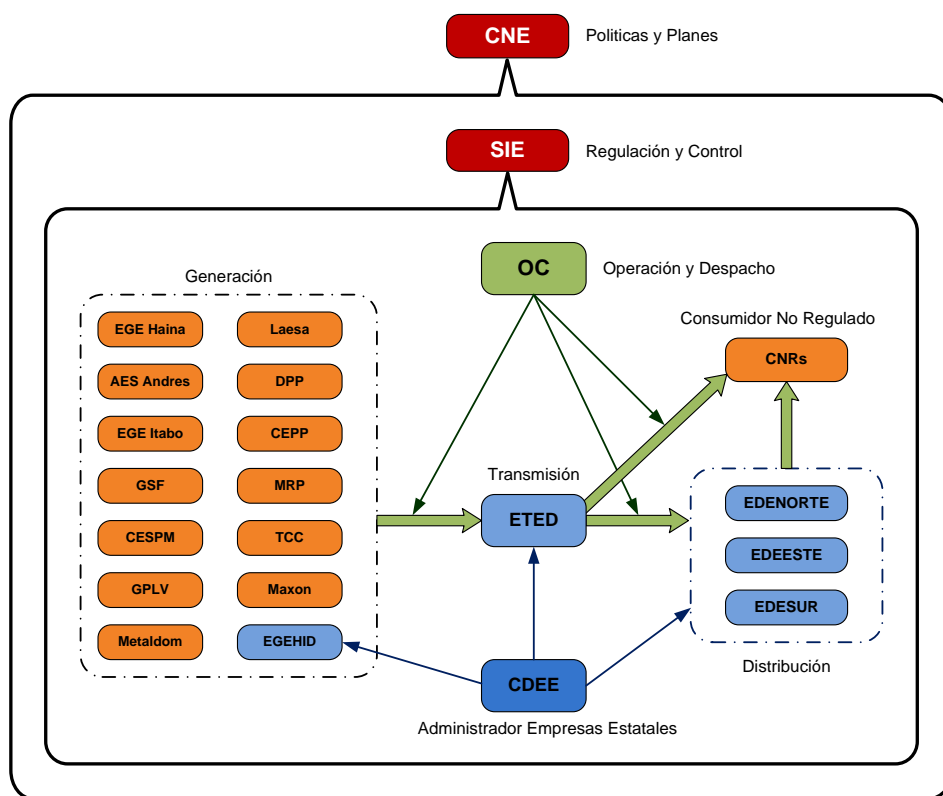


Figura 1.1 Estructura del subsector eléctrico

### 1.3.1 Comisión Nacional de Energía –CNE-

Es la institución encargada de trazar las políticas del Estado y supervisar la operación del sector energético de República Dominicana. Fue creada mediante la Ley General de Electricidad (LGE) No.125-01, del 26 de julio de 2001, la cual atribuye las actividades de los subsectores: Eléctrico, Hidrocarburos y Nuclear. En el subsector eléctrico es responsable de elaborar anualmente un plan indicativo (no obligatorio) de expansión de generación, transmisión y distribución, con un plazo de 15 años. Entre sus principales atribuciones están:

- Elaborar y proponer el Plan Energético Nacional (PEN), en donde se definen la estrategia del Estado para desarrollar el sector energético en su conjunto;
- Promover las inversiones en concordancia con el PEN;
- Dar seguimiento a la ejecución de los programas de desarrollo contenidos en los planes de expansión de de generación, transmisión y distribución;
- Elaborar y coordinar proyectos de normativa legal y reglamentaria;
- Analizar y resolver las solicitudes de concesión provisional de obras de generación, transmisión y distribución de electricidad, así como de su caducidad o revocación;
- Asegurar el funcionamiento adecuado del mercado, evitando practicas anticompetitivas;

- Dar seguimiento al cumplimiento de la Ley de Incentivo al desarrollo de las Energías Renovables (Ley No.57-07);
- Velar porque se tomen oportunamente las decisiones necesarias para que la demanda de energía sea satisfecha en condiciones de eficiencia y de óptima utilización de recursos;
- Promover el uso racional de la energía;
- Autorizar importaciones de combustibles y lubricantes que requieran las plantas de las empresas eléctricas, autoproductores y cogeneradores;
- Regular las actividades que involucren la utilización de sustancias radioactivas y artefactos generadores de radiaciones ionizantes.

### **1.3.2 Superintendencia de Electricidad –SIE-**

Es el organismo regulador, encargado de fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, así como las normas técnicas en relación con la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en República Dominicana.

La SIE fue creada mediante la Ley General de Electricidad No.125-01, como una institución descentralizada del Estado Dominicano con personalidad jurídica de derecho público, con patrimonio propio y capacidad para adquirir, ejercer derechos y contraer obligaciones, que se relacionará con el Poder Ejecutivo por intermedio de la Comisión Nacional de Energía.

La SIE está organizada en cinco direcciones: Dirección Administrativa, Dirección de Mercado Mayorista, Dirección de Mercado Minorista, Dirección de Protección al consumidor (PROTECOM), y Dirección Legal.

Las principales funciones y atribuciones de la SIE (Art. 24, LGE No.125-01) son:

- Elaborar, asegurar y analizar la estructura y niveles de precios de la electricidad y fijar las tarifas y peajes sujetos a regulación.
- Aplicar multas y sanciones en casos de incumplimiento de la ley;
- Verificar el cumplimiento de la calidad y continuidad del suministro;
- Supervisar conductas anticompetitivas en las empresas del mercado de electricidad;
- Analizar y resolver las solicitudes de concesión de obras de generación, transmisión y distribución de electricidad, así como de su caducidad o revocación, y hacer recomendaciones a la CNE;
- Conocer previamente a su puesta en servicio la instalación de obras de generación, transmisión y distribución de electricidad, y solicitar al organismo competente la verificación del cumplimiento de las normas técnicas y de preservación del ambiente;
- Recopilar datos de las empresas eléctricas, para determinar el cumplimiento de sus funciones y atribuciones;
- Resolver las quejas que están dentro de su jurisdicción;

- Proporcionar a la CNE los antecedentes que le soliciten y que requiera para cumplir adecuadamente sus funciones;
- Autorizar todas las licencias para ejercer los servicios eléctricos locales así como fiscalizar su desempeño;
- Presidir y supervisar el desempeño del organismo coordinador;
- Supervisar la Oficina para la Protección del Consumidor de electricidad (Protecom);
- Establecer por regulación, con el OC, la orden de despacho para los generadores;

### **1.3.3 Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado –OCSENI-**

Establecido formalmente en la Ley General de Electricidad No.125-01, de julio de 2011, el OCSENI es el encargado de coordinar y supervisar la operación del mercado eléctrico mayorista. Los miembros de la organización son las entidades corporativas que participan en el mercado eléctrico mayorista, esto es, las empresas eléctricas de generación, transmisión, distribución y comercialización, y los autoprodutores y cogeneradores que venden sus excedentes a través del SENI.

El OCSENI es una entidad pública descentralizada del poder ejecutivo del estado, con personalidad jurídica, patrimonio propio y sin fines de lucro. La máxima autoridad del OCSENI es el Consejo de Coordinación, formado por un representante de la SIE, quien lo preside, un representante de las empresas eléctricas de generación privada, uno de la empresa eléctrica de generación estatal (hidroeléctrica), uno de la empresa de transmisión y uno de las distribuidoras.

Las principales funciones del OCSENI (Art. 38, LGE No.125-01) son:

- Planificar y coordinar la operación de la generación, transmisión y distribución del sistema, a fin de garantizar un abastecimiento confiable y seguro de electricidad a un mínimo costo económico;
- Garantizar la venta de la potencia firme de las unidades generadoras del sistema;
- Calcular y valorizar las transferencias de energía que se produzcan por esta coordinación;
- Cooperar con La CNE y La SIE en la promoción de competencia, transparencia y equidad en el mercado de la electricidad.

### **1.3.4 Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales –CDEEE-**

La Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE), está encargada de liderar y coordinar las estrategias, objetivos y actuaciones de las empresas eléctricas de carácter estatal, así como aquellas en las que el Estado es propietario mayoritario o controlador y los entes o unidades que dependan de esta Institución o de cualquier otra

empresa estatal vinculada al sector eléctrico. En tal sentido, se incluye dentro de dicho régimen:

- Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED),
- Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID),
- Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A. (EDENORTE),
- Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A. (EDESUR) y
- Empresa Distribuidora de Electricidad del Este, S.A. (EDEESTE)

Además, la CDEEE está encargada de llevar a cabo los programas del Estado en materia de electrificación rural y suburbana a favor de las comunidades de escasos recursos económicos, así como de la administración y aplicación de los contratos de suministro de energía con los Productores Independientes de Electricidad (IPP).

### 1.3.5 Empresas de Generación

En la generación participan 16 empresas. Toda la generación hidráulica está a cargo de EGEHID que es de propiedad del Estado y administrada por la CDEEE, y la generación térmica esta a cargo de 13 empresas privadas y 2 de capital mixto. La empresa de generación EGE Haina, de capital mixto, a más de generación térmica es propietaria del parque eólico los Cocos de 77 MW. A continuación se enlistan las empresas de generación:

- |  |            |
|--|------------|
| • Empresa Generadora de Electricidad de Haina, S.A.  | EGE Haina  |
| • Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana    | EGEHID     |
| • AES Andrés B.V.                                    | AES Andres |
| • Compañía Eléctrica de San Pedro de Macorís - IPP   | CESPM      |
| • Empresa Generadora de Electricidad Itabo, S.A.     | EGE Itabo  |
| • Dominican Power Partners, Ldc.                     | DPP        |
| • Unión Fenosa Generadora Palamara-LaVega, S.A.      | GPLV       |
| • Smith Enron Cogeneration Limited Partnership - IPP | Smith      |
| • Generadora San Felipe LP                           | GSF        |
| • Monte Rio Power Corporation C. por A.              | MRP        |
| • Consorcio Laesa, Ltd. -IPP                         | LAESA      |
| • Transcontinental Capital Corporation, Ltd.         | TCC        |
| • Compañía Eléctrica de Puerto Plata, S.A.           | CEPP       |
| • Complejo Metalúrgico Dominicano, C. por A.- IPP    | Metadom    |
| • Maxon Engineering Services, S.A. - IPP             | Maxon      |
| • Falconbridge Dominicana, S. A.                     | Falcon     |

En la **Tabla 1.1** se indican la capacidad instalada, tipo de generación y propietario por cada empresa.

Tabla 1.1 Capacidad instalada y tipo de generación por empresa

Empresa	MW	Tipo	Propiedad	Combustible
---------	----	------	-----------	-------------

EGE Haina	773	MD, CC, TV, Eolica	50% Haina Investment Company, Ltd 50% FONPER (Representante del estado)	GN, FO#2 y FO#6
EGEHID	611	Hidro	FONPER	-
AES Andrés	319	CC	AES Corporation	GN
CESPM	300	CC	Basic Energy	FO#2
EGE Itabo	260	TV	50% Coastal Itabo (AES Dominicana) 50% FONPER y extrabajadores	CA
DPP	236	CC	AES Corporation	GN
GPLV	190	MD	Gas Natural Fenosa	FO#6
Smith	185	CC	Smith Cogeneration	GN
GSF	180	CC	Ashmore Energy International (AEI)	FO#6
MRP	114	MD	Monte Rio Power Corporation	FO#6
LAESA	110	TG, MD	La Electricidad de Santiago Ltd (LAESA)	FO#2 y FO#6
TCC	110	CC	Seaboard Corporation	GN
CEPP	67	MD	Inkia Energy 96,7% Basic Energy 3,3%	FO#6
Metaldom	42	MD	Complejo Metalúrgico Dominicano C x A	FO#6
Maxon	30	MD	Maxon Engineering Services, S.A.	FO#2
Falcon	6	TV	Glencore Xstrata plc	FO#6
Total	3533			

### 1.3.6 Empresa de Transmisión

La Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) con autonomía presupuestaria y personería jurídica propias, es la encargada de la operación, mantenimiento y administración de todas las redes de alta tensión, subestaciones, equipos, maquinarias destinadas a la transmisión de electricidad.

ETED es remunerada por el servicio de transmisión mediante un peaje regulado.

### 1.3.7 Empresas de Distribución

El servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica en La República Dominicana está a cargo de 3 empresas:

- Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A. (EDENORTE)
- Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A. (EDESUR)
- Empresa Distribuidora de Electricidad del Este, S.A. (EDEESTE)

Estas empresas son controladas por el estado a través de La Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE).

**EDENORTE** tiene concesión en las 14 provincias de la zona norte del país, es decir: Santiago, La Vega, Duarte, Puerto Plata, Espaillat, María Trinidad Sánchez, Monseñor Nouel,

Sánchez Ramírez, Valverde, Santiago Rodríguez, Montecristi, Samaná, Hermanas Mirabal y Dajabón.

**EDESUR**, su área de concesión comprende la zona geográfica del Distrito Nacional (D.N) que inicia en el lado oeste de la avenida Máximo Gómez y finaliza en la avenida Luperón, por la parte de la provincia Santo Domingo que comprende los Municipios Santo Domingo Oeste, Los Alcarrizos y Pedro Brand, así como las Provincias: San Cristóbal, Peravia, Azua, San José de Ocoa, San Juan, Elías Piña, Bahoruco, Independencia y Pedernales

**EDEESTE** tiene concesión en la zona este del país, comprendida desde la acera este de la Av. Máximo Gómez del D.N., los Municipios de Santo Domingo Este, Santo Domingo Norte y Boca Chica, y las Provincias de Monte Plata, San Pedro de Macorís, La Romana, La Altagracia, El Seybo y Hato Mayor.

En la **Tabla 1.2** se presentan algunas características relevantes de las EDES y en la **Figura 1.2** se ilustran las zonas de concesión.

Tabla 1.2 Características Relevantes de las Distribuidoras

Empresa	Área Concesión (km <sup>2</sup> )	Número de Clientes	Provincias	Municipios
EDENORTE	18.161	711.821	14	67
EDESUR	19.060	559.329	11	63
EDEESTE	11.700	624.064	7	26

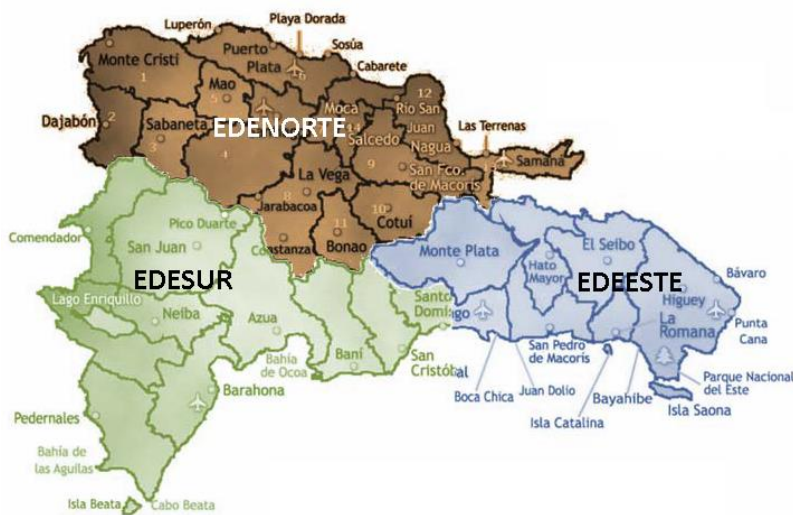


Figura 1.2 Áreas de concesión de las empresas distribuidoras [1]



## **1.4 Modelo de Mercado**

Se identifican: El Mercado Eléctrico Minorista, en donde actúan las empresas de distribución y comercialización, vendiendo electricidad a los usuarios regulados; y el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), donde interactúan las empresas eléctricas de generación, transmisión y distribución, así como los usuarios no regulados (UNRs), mediante compra, venta y transporte de electricidad. Las transacciones en el MEM se realizan a través del Mercado de Contratos y el Mercado Spot.

### **1.4.1 Mercado de Contratos**

Los agentes del mercado eléctrico mayorista, tales como generadores, distribuidores y clientes no regulados pueden suscribir contratos de compra y venta de energía y potencia (PPA, por sus siglas en inglés). En los PPA se definen todos los términos comerciales como precio, plazo, penalidades, formas de pago y cantidad de energía a ser transada entre las dos partes. Estos contratos son administrados por el Organismo Coordinador (OC).

Los PPA son de contratos de tipo financiero, en tal sentido, los compromisos de venta de energía establecidos en estos contratos son independientes del despacho real de cada unidad generadora. No existe obligación de producir la electricidad necesaria para cubrir los compromisos de los PPA. Es decir, el OC despacha las unidades generadoras declaradas disponibles en el mercado en función de un despacho económico, esto es, según orden de mérito de menor a mayor costo variable de despacho (CVD). Las transacciones en los PPA son en dólares americanos, y dependen del precio contractual y de la demanda del cliente [2].

La compra y venta de potencia y energía en el mercado de contratos no puede superar el 80% de la demanda del sistema eléctrico interconectado, esto con el fin de garantizar precios razonables de generación en el mercado eléctrico [3].

Para el caso de contratos de largo plazo suscritos entre empresas generadoras y distribuidoras, los precios acordados deben ser el resultado de procedimientos sometidos a licitación pública, la misma que se rige mediante bases establecidas por la SIE (Art.110, LGE No.125-01).

Los productores independientes de energía (IPP, por sus siglas en inglés) mantienen contratos de suministro de energía PPA, los cuales son administrados y aplicados por la CDEEE.

En cada mes el OC ajusta las cantidades de energía suministradas por la generación y tomadas por los consumidores de la red y en base a ello realiza la liquidación comercial entre los agentes del mercado.

### 1.4.2 Mercado Spot

En este mercado se realizan las transacciones de compra y venta de electricidad de corto plazo, estas transacciones resultan de la diferencia entre la energía total despachada de acuerdo al despacho económico y la energía demandada de acuerdo a los contratos.

En el Mercado Spot también se realizan transacciones de potencia firme determinadas por el OC.

Por ley, se debe garantizar que el mercado spot represente al menos el 20% del consumo total del SENI. Para el caso de empresas de generación vinculadas a empresas distribuidoras, estas deben vender el 40% de su producción en el mercado spot.

Las transacciones de potencia y energía realizadas en el mercado spot se valoran sobre la base del costo marginal de corto plazo del sistema eléctrico. El costo marginal de corto plazo de la energía es el costo marginal que resulta de la operación óptima del sistema de generación y transmisión. El costo marginal de la potencia es el costo marginal de desarrollo de potencia de punta en el sistema [3]. En caso de racionamiento por falta de generación para abastecer la demanda, el costo marginal de corto plazo es fijado por la SIE como el costo de energía no servida.

En la Figura 1.3 se ilustra el esquema de mercado adoptado en República Dominicana.

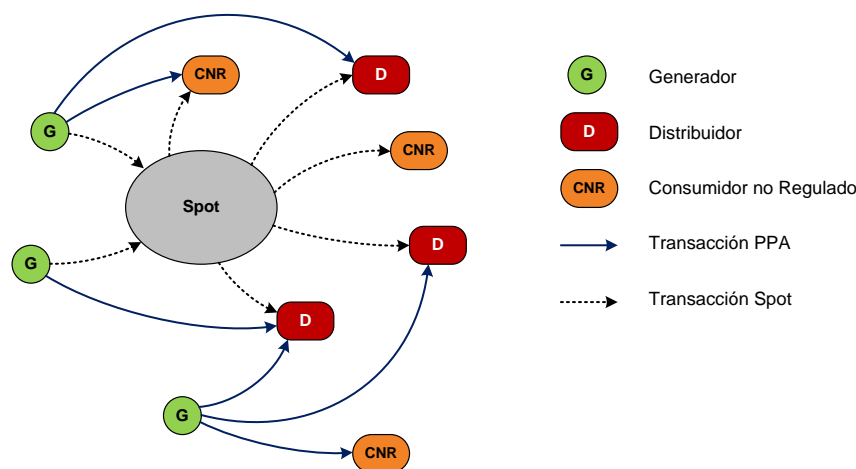


Figura 1.3 Modelo de Mercado

### 1.5 Referencias

- [1] Unidad de Análisis de Distribución, «División territorial de las Empresas Distribuidoras Dominicanas», Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales, abr. 2010.
- [2] «Memoria Anual 2012», EGE Haina, 2012.
- [3] Superintendencia de Electricidad, *Ley General de Electricidad No. 125-01 y su Reglamento de Aplicación*. 2012.

## 3 Tarifas y Subsidios en el Sector Eléctrico de República Dominicana

### 3.1 Consideraciones generales

Las etapas funcionales del subsector eléctrico de República Dominicana son: generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. Para cada una existe un mecanismo de remuneración, que está asociado al grado de competencia que se puede generar en esa actividad. Así, en la etapa de generación, los precios son resultado de las interacciones de los entes que participan en el mercado mayorista - MEM, de tal forma que son las fuerzas del mercado quienes los fijan; mientras que en la transmisión y distribución, que se caracterizan por ser monopolios naturales fuertes, con altos costos de entrada, es el Estado quien regula los precios, tratando de reflejar, a través de estos, condiciones similares a las de un mercado de competencia; es decir, precios bajos y eficientes, que propendan a la maximización del bienestar de los consumidores y de los agentes de este subsector.

A partir de estos costos, se define el nivel tarifario de las empresas eléctricas, que es trasladado a los usuarios finales a través de las tarifas.

Como ya se mencionó anteriormente, de acuerdo a la Ley General de Electricidad (No. 125-01) de 26 de julio de 2001, el análisis y establecimiento de los niveles y estructuras tarifarias para el subsector eléctrico en República Dominicana, es competencia de la Superintendencia de Electricidad – SIE-. Para este propósito, la SIE está facultada para requerir de las empresas eléctricas toda la información relevante que considere pertinente. Por su parte, la SIE tiene la obligación de proporcionar a las empresas eléctricas, los cálculos y todos los antecedentes que respaldan la fijación de la tarifas. Las tarifas son aprobadas por el Consejo de la SIE, mediante resolución.

Es obligación de la Superintendencia, preparar informes y proporcionar datos periódicamente, que permitan conocer, los procedimientos para el cálculo de las tarifas, así como datos estadísticos de sus valores históricos, y proyecciones de sus valores esperados.

#### 3.1.1 Tarifa técnica

La Ley No. 125-01, define a la tarifa técnica como aquella que permite cubrir los siguientes costos:

- Costo de abastecimiento a las distribuidoras, esto es, los costos de la energía adquirida en el mercado competitivo de generación
- Costo de las pérdidas técnicas producidas en las redes de transmisión
- Costos de transmisión y distribución (operación, mantenimiento, expansión, y márgenes de operación)

- Costos por pérdidas negras (máximo 3%)

Una vez entre en vigencia la tarifa técnica, las facturas entregadas a los usuarios regulados deberían presentar el siguiente desglose: costo de generación, costo de transmisión, valor agregado de distribución, y subsidios entregados por el gobierno, en caso existieren.

Si bien el concepto de tarifa técnica está definido, la Ley no es explícita en señalar cuándo deberá entrar en vigencia. Este "vacío" normativo, fue llenado a través de la Resolución No. SIE-31-2002 de 17 de septiembre de 2002, emitida por la Superintendencia de Electricidad, a través de la cual, y dentro de sus facultades, modifica la Resolución 237-98 de octubre de 1998, emitida por la Secretaría de Estado Industria y Comercio, extendiendo de forma indefinida (hasta la entrada en vigencia de la tarifa técnica) el régimen tarifario vigente en esa fecha (septiembre 2002); y estableciendo, además, un mecanismo de indexación, en la tarifa de facturación mensual a los usuarios regulados, de los precios de los combustibles, inflación, valor agregado de distribución, valor agregado de transmisión, entre otras variables relevantes asociadas al servicio eléctrico.

Con estas reformas, las tarifas aplicadas a los usuarios regulados, que estuvieron vigentes en el año 1998, han sido modificadas mensualmente, sin alterar su estructura original (salvo algunas excepciones que se encuentran ya incluidas en las opciones tarifarias que se describen en este informe), pero sí los valores de los cargos por potencia y energía, los cuales han ido cambiando de acuerdo al comportamiento de las variables de indexación antes señaladas.

### **3.2 Precios de las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización**

Como concepto general, la Ley 125-01, determina que los precios de la electricidad a usuarios finales, serán libres, siempre y cuando, las condiciones en los que estos puedan ser acordados, correspondan a condiciones de libre competencia. Esta condición es posible de forma natural, en los mercados mayoristas de electricidad, dada la magnitud de las demandas involucradas en las transacciones de energía, el número de participantes, y la menor complejidad en la interacción entre compradores y vendedores.

Contrariamente, a nivel minorista, los mercados no suelen estar lo suficientemente desarrollados para poder pactar libremente precios, o, al menos, decidir sobre precios en mercados tipo exchange; por tal motivo, la Ley prevé tarifas sujetas a regulación, para los casos que se listan a continuación:

- Tarifas aplicadas a clientes de empresas distribuidoras que por su capacidad (demanda) no se encuentran habilitados para pactar sus precios libremente en contratos con generadores, autogeneradores o cogeneradores; es decir, tarifas a usuarios regulados.
- Tarifas por el uso de instalaciones de transmisión y distribución de electricidad (peajes).

- Dada la posición de monopolio de las empresas distribuidoras, la Ley también contempla, como parte de las tarifas reguladas, aquellas aplicadas a servicios adicionales prestados por estas empresas a los usuarios finales.

Los precios de generación, como ya se mencionó anteriormente, son resultado de la interacción de los agentes en el Mercado Eléctrico Mayorista, con la particularidad de que, solo el 60% de la demanda de una distribuidora puede ser abastecida a través de contratos de largo plazo firmados con generadores. Estos contratos son firmados como resultado de procesos de licitación públicos, cuyas bases están definidas por la Superintendencia de Electricidad. El 20% restante de la demanda, debe ser cubierta, a través del mercado de oportunidad de corto plazo, o mercado Sport.

### **3.3 Estructura Tarifaria**

La estructura tarifaria es el mecanismo que utiliza el regulador para trasladar los costos de todas las etapas del suministro eléctrico, a los clientes finales de este servicio.

La estructura tiene dos objetivos primordiales: reflejar la condición de precio del mercado competitivo en la tarifa, considerando la estructura de costos de las empresas del sector; y consolidar el principio fundamental de equidad social en el pago del servicio, a través del establecimiento de tarifas con criterios sociales. Una estructura tarifaria exitosa, no afecta mayormente, el nivel tarifario de las empresas reguladas.

Para el caso particular de República Dominicana, a continuación se presenta un análisis de los principales aspectos que determinan la estructura tarifaria para el subsector eléctrico.

#### **3.3.1 Composición de la tarifa aplicada a los clientes regulados**

Como ya se señaló, la tarifa técnica que se aplique a los clientes regulados tiene dos componentes principales: costo de suministro de electricidad, y valor agregado de distribución.

El costo de suministro de electricidad, corresponde al precio promedio de la energía comprada por cada distribuidora en el Mercado Mayorista, que es calculado por la Superintendencia de Electricidad, como el promedio ponderado de todos los contratos de largo plazo que haya suscrito dicha distribuidora con los generadores, y de los costos marginales de las compras sin contrato, en las que se incluyen las realizadas en el mercado Sport. Estos precios estarán referidos a los puntos de entrega de energía a las distribuidoras, por tanto, incluyen el peaje de transmisión.

El valor agregado de distribución, corresponde a los costos asociados a la actividad de distribución, como resultado del mecanismo de regulación económica que la Superintendencia de Electricidad utiliza para la definición del nivel tarifario para esta actividad.

Transitoriamente, estos componentes se ven reflejados en las tarifas actuales, a través de fórmulas de indexación que han ido modificando las tarifas base que estuvieron vigentes en el año 2002<sup>1</sup>.

### 3.3.2 Tarifas aplicadas a clientes regulados

Los costos del servicio eléctrico, aceptados por el regulador, corresponden al nivel tarifario. Estos, son trasladados a los usuarios finales a través de diversas configuraciones de cargos tarifarios, que son dimensionados para cumplir los criterios de equidad social y eficiencia asignativa.

Dada la estructura de costos típica de los sectores eléctricos, las tarifas generalmente, son en dos partes, y no lineales. Idealmente, los cargos fijos deberían ser diseñados para recuperar los costos fijos; mientras que los costos marginales o costos variables, se recuperarían a través de cargos que dependen del consumo de energía del cliente. En la práctica, este tipo de estructura, se aplica dividiendo los conceptos facturados en dos: cargos por acceso, cuyos costos están asociados a todas las actividades que las empresas deben realizar independiente de si el cliente consume o no energía (costos fijos); y el componente variable, asociado directamente a los costos que se generan cuando el cliente consume energía, es decir, el pago por el costo de generación, transmisión, pérdidas, etc. (costos variables). Con estos criterios, se asegura que la estructura tarifaria cumpla con dos objetivos primordiales: eficiencia asignativa y sostenibilidad del servicio.

El problema relacionado con el criterio antes descrito, es que, el resultado obtenido de su aplicación, no es socialmente aceptable, especialmente en países en desarrollo, como la mayoría de los Latinoamericanos, entre estos, República Dominicana, donde los valores de los cargos fijos, muy probablemente limiten el acceso al servicio a clientes de escasos recursos, porque los costos fijos del servicio son altos.

Este problema, se soluciona, parcialmente, a través de la fijación de cargos fijos y variables que no estén asociados directamente a los costos fijos y variables, respectivamente; sino a la disposición al pago de los clientes que reciben el servicio, es decir, a la elasticidad de la demanda. La parametrización, o definición de los valores de los componentes fijos y variables de las tarifas, toma en cuenta criterios como los que se lista a continuación:

- Identificación de costos asociados al acceso y costos variables
- Tipo de consumidor (industrial, comercial, residencial)
- Elasticidad de la demanda
- Elasticidad precio cruzado de la demanda (en caso existan bienes sustitutos a la electricidad)

---

<sup>1</sup> Las tarifas base, a partir de las cuales se calculan las tarifas mensuales aplicando las fórmulas de indexación, fueron modificadas mediante Resolución No. SIE-14-2005 de 28 de febrero de 2005, para los cargos aplicados a usuarios del servicio público servidos desde sistemas aislados pertenecientes a las empresas de distribución, y Resolución No.33-2005 de 23 de mayo de 2005 para los usuarios del servicio público de electricidad servidos desde circuitos conectados al SENI.

En el caso de República Dominicana, la estructura tarifaria adoptada, consiste en tarifas en dos partes, con las que se facturan los siguientes rubros: cargo fijo (independiente del consumo), cargo por energía, y cargo por potencia máxima. A continuación se presenta una descripción de cada uno de estos componentes.

Cargo fijo mensual.- Es un cargo que se cobra al cliente, de forma mensual, y que es independiente de si este consume o no energía.

Cargo por energía.- Es el precio de cada kilovatio-hora consumido por el cliente.

Cargo por potencia máxima.- Es un cargo que se aplica a la demanda de potencia de un usuario determinado, y su valor será igual a la multiplicación de la potencia máxima demandada al cliente en un mes, independientemente del valor de energía facturada.

Cargo por potencia máxima en horas de punta.- Es un cargo que se aplica a clientes que accedan a tarifas horarias, y que por tanto, sus medidores permitan obtener registros de energía y demanda en diferentes horas del día. Su valor es igual a la multiplicación del cargo por potencia máxima en horas de punta (desde las 18:30 hasta las 23:00), por la demanda máxima de potencia registrada en ese mismo periodo, independientemente del consumo de energía o de la demanda máxima registrada en el mes.

A pesar de que el régimen tarifario normal que se establece en el la Ley 125-01, determina que la estructura tarifa, y las fórmulas de indexación que aplique la SIE, deberán estar respaldadas en estudios que esta entidad realice cada cuatro años, que tomen en cuenta los criterios y disposiciones que constan en la mencionada Ley y en sus reglamentos; transitoriamente, la SIE aprobó la Resolución SIE-31-2002 de 17 de septiembre de 2002, a través de la cual, entre otras disposiciones, adopta la estructura tarifaria que venía siendo aplicada hasta ese momento, modificando únicamente algunas de las condiciones que deben cumplir los consumidores regulados para optar por una de las tarifas disponibles.

La estructura tarifa que se desprende de esta aprobación, así como de las resoluciones complementarias que fueron modificando la misma, se presenta a continuación.

### **3.3.2.1 Tipos de tarifas reguladas**

El pliego tarifario vigente establece dos grupos de tarifas para los clientes regulados: tarifas en baja tensión y en media tensión. Estas a su vez, se dividen en siete tipos diferentes: BTS1, BTS2, BTD, BTH, MTD1, MTD2 Y MTH.

Una vez que un consumidor regulado ha elegido una de las tarifas antes señaladas, deberá permanecer en esta por al menos 12 meses.

En la tabla No. 3.1, se muestran los valores de los siete tipos de tarifas, aprobados por la SIE para el mes de septiembre de 2013. Los valores base de los cargos, a partir de los cuales se realiza la indexación de las tarifas, fueron fijados por la SIE, mediante Resolución No. SIE-62-2002 de 18 de diciembre de 2002, para los sistemas aislados; y Resolución No. SIE-33-2005 de 28 de mayo de 2005, para los sistemas incorporados al SENI.

A continuación se presenta una descripción de cada tipo de tarifa, y las condiciones que deben cumplir los consumidores para acceder a ellas.

**Tabla 3.1.- Cargos Tarifarios Aplicables a Septiembre de 2013**

TARIFA	CONCEPTO	TARIFA BASE	MES SEPTIEMBRE - 2013		% SUBSIDIO FETE
		SEPTIEMBRE 2013	TARIFAS INDEXADAS (RD\$)	TARIFAS APLICADAS A USUARIOS (RD\$)	
BTS1	<b>Cargo fijo por rango de consumo:</b>				
	(i) Consumo mensual de 0 hasta 100kWh	20.76	46.36	37.95	18.14%
	(ii) Consumo mensual de 101kWh en adelante	75.07	167.63	137.25	18.12%
	<b>Cargos por energía:</b>				
	(i) Los primeros kWh entre 0 y 200	5.04	11.25	4.44	60.54%
BTS2	(ii) Los siguientes kWh entre 201 y 300	5.04	11.25	6.97	38.08%
	(iii) Los siguientes kWh entre 301 y 700	6.21	13.87	10.86	21.67%
	(iv) Consumo de 701 kWh o mayor, todos los kWh a	6.21	13.87	11.1	19.97%
	<b>Cargo Fijo</b>	51.11	114.13	137.67	-20.62%
	<b>Cargos por energía:</b>				
BTD	(i) Los primeros kWh entre 0 y 200	5.04	11.25	5.97	46.91%
	(ii) Los siguientes kWh entre 201 y 300	5.04	11.25	8.62	23.39%
	(iii) Los siguientes kWh entre 301 y 700	6.21	13.87	11.3	18.55%
	(iv) Consumo de 701 kWh o mayor, todos los kWh a	6.21	13.87	11.49	17.16%
	<b>Cargo fijo</b>	117.87	263.21	224.53	14.69%
BTH	<b>Energía</b>	4.03	9	7.37	18.15%
	<b>Potencia máxima</b>	543.68	1214.05	993.99	18.13%
	<b>Cargo fijo</b>	89.88	200.7	224.53	-11.87%
MTD1	<b>Energía</b>	3.96	8.84	7.26	17.93%
	<b>Potencia máxima fuera de punta</b>	138.57	309.43	253.35	18.12%
	<b>Potencia máxima en horas de punta</b>	772.73	1725.52	1412.74	18.13%
	<b>Cargo fijo</b>	117.87	263.21	224.53	14.69%
MTD2	<b>Energía</b>	4.03	9	7.81	13.23%
	<b>Potencia máxima</b>	229.65	512.81	485.98	5.23%
	<b>Cargo fijo</b>	117.87	263.21	224.53	14.69%
MTH	<b>Energía</b>	4.03	9	7.38	18.03%
	<b>Potencia máxima</b>	170.26	380.19	340.39	10.47%
	<b>Cargo fijo</b>	89.88	200.7	224.53	-11.87%
	<b>Energía</b>	3.96	8.84	7.26	17.93%
MTH	<b>Potencia máxima fuera de punta</b>	53.23	118.86	97.33	18.12%
	<b>Potencia máxima en horas de punta</b>	538.9	1203.37	985.26	18.12%

### 3.3.2.2 Tarifas en baja tensión

Se consideran clientes en baja tensión a los que se conectan a las redes de una distribuidora a un voltaje menor a 1000 voltios. Las opciones tarifarias para clientes en baja tensión, se presentan a continuación:

#### 3.3.2.2.1 Tarifa en baja tensión simple - BTS

Tienen acceso a esta tarifa, los clientes que contratan una potencia inferior a 10 kW. Esta tarifa está compuesta por un cargo fijo mensual, y un cargo variable, con escalones crecientes en función de la energía consumida en el mes.

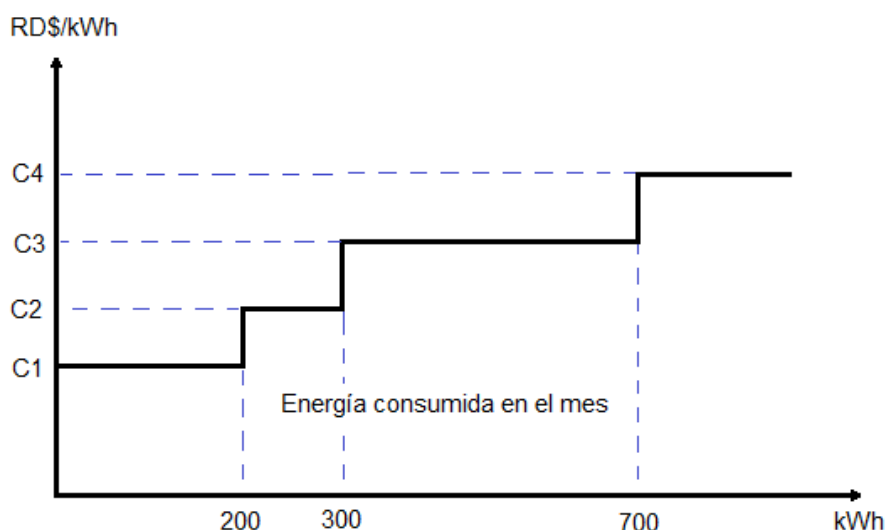
Existe don tipos de tarifas en baja tensión simple: BTS1 y BTS2. Actualmente, la tarifa BTS1 es aplicada exclusivamente a los clientes residenciales, mientras que la BTS2, se aplica a clientes de comerciales.

El cargo fijo mensual de la tarifa BTS1, tiene dos valores diferentes por rango de consumo. El primero corresponde a consumos entre 0 y 100 kWh, mientras que el segundo se factura a consumos mayores a 100 kWh.



El cargo por energía, de las tarifas BTS1 y BTS2, es, en realidad, una serie de cargos con una estructura de escalones crecientes, cuyo valor se incrementa, a medida que el consumo de energía del cliente se incrementa también. La estructura tarifaria vigente hasta diciembre de 2003, para los tipos de tarifas BTS1 y BTS2, constaba únicamente dos cargos tarifarios: uno para la energía consumida menor a 300 kWh, y el otro para la energía consumida mayor a 300 kWh; sin embargo, durante el tiempo, esta estructura ha ido cambiando, incrementando o disminuyendo el número de cargos tarifarios. La última modificación a esta estructura se generó mediante Resolución SIE-034-2013 de 29 de agosto de 2009, la cual definió cuatro rangos con cargos tarifarios diferentes: de 0 a 200 kWh; 201 a 300 kWh; 301 a 700 kWh; y mayores a 700 kWh.

**Gráfico 3.1.-** Aplicación de cargos tarifarios por rangos de consumo



### 3.3.2.2.2 Tarifa en baja tensión con potencia máxima - BTM

En esta tarifa, el cliente debe pagar un cargo fijo mensual, un único cargo por la energía que consume, y un cargo por la potencia que contrata con la distribuidora que le brinda el servicio. La potencia que considera para la facturación, es la mayor entre la máxima registrada en el mes por el medidor instalado al cliente (en caso de que no existe medidor se toma la potencia contratada), y el promedio de las dos demandas mensuales máximas registradas en los últimos doce meses de ese cliente.

### 3.3.2.2.3 Tarifa horaria en baja tensión - BTH

De forma similar a la tarifa BTM, los clientes que acceden al servicio eléctrico a través la tarifa BTH deben pagar un cargo fijo mensual, un cargo variable en función del consumo de energía registrado en el mes (no en escalones crecientes), un cargo por potencia máxima fuera de las horas de punta, y un cargo por potencia máxima en las horas de punta. En caso de que los clientes no dispongan de medición en horas de punta, el valor facturado por este rubro, es igual a la potencia máxima contratada. De forma similar a la facturación de la demanda máxima, la demanda máxima facturada en horas punta es igual a la mayor entre la demanda máxima en horas punta registrada en el medidor (o la contratada en caso de que

el medido no la pueda registrar) y el promedio de las dos más altas de los últimos doce meses.

### 3.3.2.3 Tarifas en media tensión

Las tarifas en media tensión son aplicadas a clientes cuyo suministro eléctrico se da a voltajes que van desde los 1000 voltios, hasta los 34,5 kV. A esta tarifa solo pueden optar clientes cuya potencia conectada sea mayor a 50 kVA para suministros monofásicos, y 75 kVA para suministros trifásicos. En estos dos casos, el cliente debe contratar con la empresa distribuidora, un mínimo del 60%<sup>2</sup> de su potencia conectada.

Comentario [IC1]: Revisar

Existen dos tipos de tarifas en media tensión: Tarifa en media tensión con potencia máxima MTD y tarifa horaria en media tensión MTH. Los conceptos para la facturación de los diferentes cargos, son los mismos que los aplicados para clientes en baja tensión con potencia y horaria, respectivamente.

Todos los clientes nuevos en media tensión, servidos por las distribuidoras, solo podrán optar por la tarifa MTD1 y MTH. La tarifa MTD2, está disponible solo para aquellos clientes industriales en media tensión que accedieron a ésta, hasta la emisión de la Resolución SIE-31-2002, o para aquellos ubicados en nuevas zonas francas.

### 3.3.2.4 Tarifas en alta tensión

Aunque no existen tarifas expresamente creadas para clientes que requieran el suministro eléctrico en alta tensión, esto es, voltajes mayores a los 34,5 kV, el pliego tarifario vigente establece que a estos clientes se les deberá aplicar las tarifas de media tensión con potencia MTD o tarifa horaria MTH (en los casos que correspondan), con un descuento del 5% en el cargo por energía y 36% en el o los cargos por potencia. Los clientes en alta tensión, que son medidos en media tensión, se les recargará un 1% en la facturación de energía y potencia, por concepto de pérdidas de transformación.

### 3.3.2.5 Recargo por Factor de Potencia Medio Mensual

Los clientes que generan factores de potencia promedios mensuales menores a 0,9, pagan un recargo de 1% del valor de la factura, para cada 0,1 de factor de potencia por debajo de 0,9 que se registre.

## 3.3.3 Diseño de los cargos tarifarios

Los cargos tarifarios actuales, que corresponden a la tarifa base, son el resultado de un proceso de indexación de los cargos de la estructura tarifaria que estuvo vigente en el año 1998, y que fueron definidos en aquella época mediante Resolución No. SEIC-237-98 de 30 de octubre de 1998. Esta Resolución, establecía una metodología para calcular las tarifas base y los métodos de indexación que debían ser aplicados una vez transcurrido un periodo

<sup>2</sup> El Artículo 110 de la Ley 125-01, originalmente señalaba que los clientes debían contratar hasta el 80% de su potencia conectada, sin embargo, este valor fue modificado a 60% mediante Resolución No. SIE-46-2002 de 30 de noviembre de 2002.

transitorio de 8 años, contados a partir de su expedición. Este periodo transitorio estaba conformado por dos etapas, una que iba desde enero de 1999 hasta diciembre de 2002; y la otra, desde enero de 2003 hasta diciembre de 2006. La Resolución define también, tarifas base y métodos de indexación para la primera etapa del periodo transitorio.

Posterior a la emisión de la Ley 125-01, que daba disposiciones expresas para la creación de la tarifa técnica, la SIE emitió la Resolución No. SIE-31-2002 de 17 de septiembre de 2002, a través de la cual, extendió la primera etapa del periodo transitorio de la resolución SEIC-237-98, desde el 1 de octubre de 2002, hasta la creación de la nueva tarifa técnica. Adicionalmente, la Resolución SIE-31-2002 crea un nuevo procedimiento para la indexación de la tarifa base, cuyo valor, para octubre de 2002, quedó definido aplicando la metodología de indexación de la primera etapa del periodo transitorio, a la tarifa base del mes de septiembre de ese año.

Mediante Resolución No. SIE-62-2002 de 18 de septiembre de 2002, la SIE fijó una tarifa base y un mecanismo de indexación especiales, que son aplicados exclusivamente a clientes regulados servidos desde sistemas no incorporados al SENI perteneciente a las empresas distribuidoras.

A partir del año 2002, los cargos tarifarios para los clientes regulados de los sistemas no aislados al SENI, fueron variando, en función de fórmulas de indexación, que, además, cambiaron en varias ocasiones (fundamentadas en resoluciones emitidas por la SIE). El último cambio de las fórmulas de indexación, que generó reformas a la tarifa base, fue realizado en el año 2005, a través de la Resolución No. SIE-33-2005 de 28 de mayo de 2005.

La referencia más reciente para el cálculo de cargos tarifarios en República Dominicana, cuyo detalle se presenta en el siguiente numeral, se encuentra en la Resolución No. SEIC-237-98 del año 1998, que corresponde a la tarifa técnica que se debió aplicarse desde el año 2006; pero que no ha sido utilizada, aunque está vigente, debido a las disposiciones de la nueva Ley eléctrica, publicada en el año 2001, y a la Resolución CIE-31-2002, que extendió indefinidamente el periodo transitorio fijado para el periodo entre 1998 y 2002. Este mecanismo de estructura no ha sido aplicado hasta la fecha, y es probable no sea utilizado en el futuro, aun cuando se tome la decisión de aprobar la tarifa técnica, ya que, esta última, de acuerdo a la Ley, debe ser resultado de un nuevo estudio que deba preparar la SIE y que refleje los conceptos que la nueva Ley señala para su determinación.

A continuación se presenta el diseño de los cargos tarifarios que consta en la Resolución No. SEIC-237-98, que debería ser aplicado en República Dominicana, una vez entre en vigencia la tarifa técnica.

### **3.4 Diseño de la Tarifa Técnica**

De acuerdo a lo establecido en la Resolución No. SEIC-237-98 de 30 de octubre de 98, que contiene el régimen tarifario transitorio adoptado en República Dominicana, así como el

diseño tarifario para el periodo posterior a la etapa transitoria<sup>3</sup>, las tarifas a las que pueden acceder los consumidores del servicio eléctrico, son de libre elección; es decir, no existe una categorización por tipo consumo que diferencie los precios de la energía, para usuarios residenciales, comerciales o industriales.

Sobre esta base, existen seis tipos de tarifas:

- Tarifa en baja tensión simple BTS
- Tarifa en baja tensión con potencia máxima BTD
- Tarifa horaria en baja tensión BTH
- Tarifa en media tensión con potencia máxima MTD
- Tarifa horaria en media tensión MTH

Los requisitos técnicos que deben cumplir los clientes del servicio eléctrico para acceder a cada tipo de tarifas, son los mismos que se presentaron en el numeral 3.3.2.1.

En el cuadro a continuación, se presentan los rubros facturables para cada tipo de tarifa.

**Tabla 3.2.- Rubros facturables para tipo de tarifa**

Tipo de Tarifa	Rubros facturables			
	Cargo fijo	Cargo Variable	Potencia máxima	Potencia máxima en horas de punta
BTS	X	X		
BTD	X	X	X	
BTH	X	X	X	X
MTS	X	X	X	
MTH	X	X	X	X

Antes de desarrollar los cálculos asociados a los rubros facturables para cada tipo de tarifa, se presentarán algunas definiciones que facilitarán su análisis.

### 3.4.1 Factor de expansión de pérdidas de potencia y energía

Los factores de expansión de pérdidas miden la relación entre la energía o potencia (dependiendo del factor calculado) entregada en un punto determinado del sistema (por ejemplo, en las redes de baja o media tensión), y en otro aguas abajo; reflejando de esta forma, las pérdidas del proceso de transporte entre los dos puntos en cuestión. Bajo esta definición, los factores de expansión de pérdidas son adimensionales, y toman valores mayores a uno.

<sup>3</sup> Aunque la Resolución No. SIE-31-2002 de 17 de septiembre de 2002, que extendió el periodo transitorio hasta la aplicación tarifaria técnica que constaba en la Resolución No. SEIC-237-98, no adoptó expresamente la metodología para el cálculo de las tarifas, una vez que este periodo transitorio termine; tampoco derogó esta metodología. Por tal motivo, esta última se encuentra todavía vigente.

A continuación se presenta el gráfico de una transferencia de potencia simple entre dos puntos, A y B, en un sistema de potencia radial simple.

**Gráfico 3.2.-** Factor de expansión de pérdidas de potencia en sistema radial simple



En el ejemplo anterior, la potencia entregada por el generador en el punto A, es mayor a la entregada a la carga en el punto B, debido a que el proceso de transmisión de electricidad, genera unas pérdidas de potencia de 2 MW. En este caso, el factor de expansión de pérdidas se calcula aplicando la siguiente expresión:

$$FEPP = \frac{10}{8} = 1,25$$

En este ejemplo, los costos unitarios de la etapa de generación, y de la transmisión, son los siguientes:

$$Cg = 5 \left[ \frac{\text{unidades}}{\text{MW}} \right]$$

$$Cd = 2 \left[ \frac{\text{unidades}}{\text{MW}} \right]$$

Por lo tanto, los costos totales del sistema serían los siguientes:

$$CT = Cg \times 10 \text{ MW} + Cd \times 8 \text{ MW}$$

$$CT = 5 \left[ \frac{\text{unidades}}{\text{MW}} \right] \times 10 \text{ MW} + 2 \left[ \frac{\text{unidades}}{\text{MW}} \right] \times 8 \text{ MW}$$

$$CT = 66 \text{ unidades}$$

Por lo tanto, la tarifa que se debería cobrar a los clientes conectados en el punto B sería igual a:

$$\text{Tarifa} = \frac{CT}{8 \text{ MW}} = \frac{66 \text{ unidades}}{8 \text{ MW}} = 8,25 \left[ \frac{\text{unidades}}{\text{MW}} \right]$$

Se puede obtener el mismo resultado, utilizando los factores de expansión de pérdidas, lo cual permite trabajar exclusivamente con valores unitarios (como los valores agregados de distribución, transmisión, etc.), y expansionarlos hasta el nivel de tensión, de la tarifa del consumidor que se desde calcular. En el ejemplo anterior, la tarifa se calcularía aplicando la siguiente fórmula:

$$\text{Tarifa} = Cg \times FEPP + Cd$$

$$Tarifa = 5 \left[ \frac{\text{unidades}}{MW} \right] 1,25 + 2 \left[ \frac{\text{unidades}}{MW} \right] = 8,25 \left[ \frac{\text{unidades}}{MW} \right]$$

Los factores de expansión de pérdidas son importantes en los diseños tarifarios porque permiten trasladar los costos unitarios que se calculan para las diferentes etapas del sistema de potencia. Generalmente, el ente regulador, fija pérdidas máximas que pueden ser transferidas a los clientes finales, que no necesariamente son iguales a las pérdidas reales de los sistemas de distribución o transmisión. Estos valores máximos, influyen directamente en el criterio para la fijación de los factores de expansión de pérdidas que se utilizan en la definición de las tarifas.

### 3.4.2 Factor de coincidencia de la demanda de potencia

El factor de coincidencia de la demanda, es la relación entre la demanda máxima coincidente (en un mismo instante) de un grupo determinado de usuarios, y la sumatoria de la demanda máxima individual de cada uno de ellos. Esta relación es adimensional y menor a uno.

$$FC = \frac{P_{max_T}}{\sum P_{max_i}}$$

Donde:

- $P_{max_T}$  : es la potencia máxima coincidente del grupo de usuarios.
- $P_{max_i}$  : es la potencia máxima del consumidor "i".

Para fines del estudio tarifario, el factor de coincidencia, por tipo de tarifa, debe entenderse como la relación entre la potencia demanda del grupo de clientes que reciben la tarifa y la potencia máxima coincidente de ese mismo grupo.

Una vez que se han definido los factores de expansión de pérdidas y los factores de coincidencia, se presenta a continuación, la metodología para el cálculo de los cargos tarifarios, en el contexto de lo explicado anteriormente, en el numeral 3.4.

### 3.4.3 Calculo de cargos fijos

La metodología para el diseño de la estructura tarifaria, no establece ningún procedimiento para calcular los cargos fijos; únicamente, se limita a incluir una tabla con los valores de estos cargos para para cada tipo de tarifa.

### 3.4.4 Calculo de cargos por energía

Los cargos por energía que se presentan en la estructura tarifaria, no corresponden a escalones crecientes; sino, a un único valor que hará que la facturación por concepto de energía, a los clientes finales, sea lineal. Las fórmulas de cálculo se presentan a continuación:

**Tarifa BTS:**

$$C_{Energía} = \frac{(FEPPMT \times C_p + VADMT) \times FEPPBT + VADBT}{NHU} + (FEPEBT \times FEPEMT \times C_e)$$

**Tarifa BTD y BTH:**

$$C_{Energía} = FEPEBT \times FEPEMT \times C_e$$

**Tarifa MTD y MTH:**

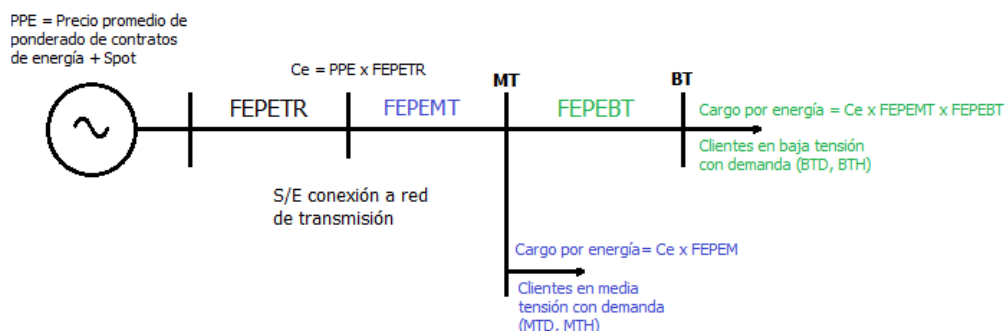
$$C_{Energía} = FEPEMT \times C_e$$

Donde:

$FEPPMT =$	Factor de expansión de pérdidas de potencia en media tensión
$FEPPBT =$	Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión
$FEPEMT =$	Factor de expansión de pérdidas de energía en media tensión
$FEPEBT =$	Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión
$C_p =$	Precio de potencia de punta en el nivel de media tensión de la subestación de conexión de la red de distribución al sistema de transmisión
$C_e =$	Precio de energía a el nivel de media tensión de la subestación de conexión de la red de distribución al sistema de transmisión
$VADMT =$	Valor agregado de distribución en media tensión
$VADBT =$	Valor agregado de distribución en baja tensión
$NHU =$	Número de horas de uso para el cálculo del equivalente de energía del cargo de potencia de punta incluida en la tarifa BTS

Los cargos de energía para las tarifas con potencia, en media y baja tensión, reconocen exclusivamente los costos de compra de energía de la distribuidora en las subestaciones de conexión con la red de transmisión. Para esto, el precio de compra de energía, es expandido a través de la multiplicación de los factores de expansión de pérdidas de energía en media y baja tensión, en el caso de las tarifas en baja tensión; y del factor de expansión de pérdidas en media tensión, para las tarifas en media tensión, como se indica en el gráfico a continuación:

**Gráfico 3.3.- Cargos por energía en tarifas con demanda en baja y media tensión**

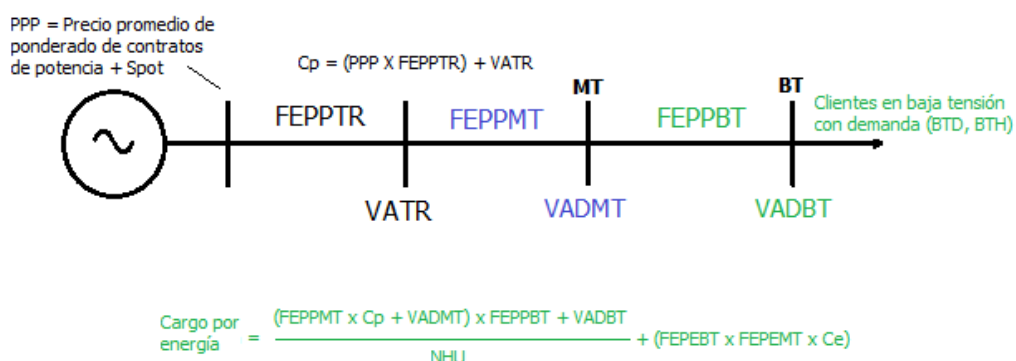


Como se indicó anteriormente, el precio de compra de energía  $C_e$ , para cada distribuidora, se calcula como el promedio ponderado de los precios esperados de los contratos suscritos entre la distribuidora y los generadores, más el precio estabilizado anual del mercado Spot; siendo el ponderador, la energía futura comprometida en cada uno de los contratos, más la proyección de compra de energía de la distribuidora en el mercado Spot, en el periodo de análisis. Este precio, tiene incluido en su cálculo, el factor de expansión de pérdidas de energía de transmisión, por tanto, lleva implícito las pérdidas máximas de energía aceptadas para la red de transmisión.

La razón de que, en las tarifas con potencia, los cargos por energía cubran exclusivamente el costo de compra de energía  $C_e$ , es que, a través de los cargos por potencia, se recaudan el resto de costos del servicio (excluyendo los conceptos que ya se incluyen en el cargo fijo). Esto no ocurre en la tarifa simple de baja tensión, la cual debe permitir a las distribuidoras recaudar todos los costos del servicio.

El cargo por energía de la tarifa simple de baja tensión, BTS, es en realidad una tarifa que tiene dos componentes. El primer componente, es el componente de energía, que es exactamente el mismo descrito anteriormente para las tarifas en baja tensión con potencia, BTB y BTH. El segundo componente, es un componente de potencia, a través del cual se recuperan los valores agregados de distribución de media tensión –VADMT– y de baja tensión –VADBT–, calculados en la definición del nivel tarifario, y que corresponden a los costos unitarios necesarios para operar, mantener, reponer y expandir los activos asociados a la distribución en los dos niveles de tensión señalados. En el caso del VADMT, este se encuentra afectado con el factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión –FEPPTB–, con la finalidad de reflejarlo al nivel de tensión de la tarifa BTS. Adicionalmente, el segundo componente incluye el precio de compra de potencia  $C_p$ , que se calcula de forma similar al  $C_e$ , pero que además incluye el valor agregado de transmisión VATR. El segundo componente se transforma en un término energizado, dividiéndolo para NHU, que está en horas.

**Gráfico 3.4.-** Cargo por energía de tarifa BTS





### 3.4.5 Calculo de cargos por potencia máxima

A través de la facturación de los cargos por potencia, se recaudan los valores agregados de distribución, en media y baja tensión, el costo de potencia del mercado de generación, y el valor agregado de transmisión, aplicando los factores de expansión de pérdidas de potencia, y de coincidencia de la demanda, como se indica en las ecuaciones, a continuación:

#### Tarifa BTB:

$$C_{Potencia} = [(FEPPMT \times C_p + VADMT) \times FEPPBT + VADBT] \times FCBTD \\ + [(1 - FCBTD) \times FCFPBT \times VADBT]$$

#### Tarifa BTH:

$$C_{Potencia} = FCFPBT \times VADBT$$

#### Tarifa MTD:

$$C_{Potencia} = FCMTD \times (FEPPMT \times C_p + VADMT) + [(1 - FCMTD) \times FCFPMT \times VADMT]$$

#### Tarifa MTH:

$$C_{Potencia} = FCFPMT \times VADMT$$

Donde:

$FEPPMT =$	Factor de expansión de pérdidas de potencia en media tensión
$FEPPBT =$	Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión
$C_p =$	Precio de potencia de punta en el nivel de media tensión de la subestación de conexión de la red de distribución al sistema de transmisión
$VADMT =$	Valor agregado de distribución en media tensión
$VADBT =$	Valor agregado de distribución en baja tensión
$FCBTD =$	Factor de coincidencia de la demanda de potencia de la tarifa BTB
$FCFPBT =$	Factor de coincidencia de la demanda de potencia fuera de punta en BT
$FCMTD =$	Factor de coincidencia de la demanda de potencia de la tarifa MTD
$FCFPMT =$	Factor de coincidencia de la demanda de potencia fuera de punta en MT

### 3.4.6 Calculo de cargos por potencia máxima en horas de punta

Los cargos por potencia máxima en horas de punta se calculan aplicando las siguientes ecuaciones:

#### Tarifa BTH:

$$C_{Potencia} = [(FEPPMT \times C_p + VADMT) \times FEPPBT + VADBT] \times FCBTH \\ - (FCFPBT \times VADBT)$$

**Tarifa MTH:**

$$C_{Potencia} = FCMTH \times (FEPPMT \times C_p + VADMT) - (FCFPMT \times VADMT)$$

Donde:

<i>FEPPMT</i> =	Factor de expansión de pérdidas de potencia en media tensión
<i>FEPPBT</i> =	Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión
<i>C<sub>p</sub></i> =	Precio de potencia de punta en el nivel de media tensión de la subestación de conexión de la red de distribución al sistema de transmisión
<i>VADMT</i> =	Valor agregado de distribución en media tensión
<i>VADBT</i> =	Valor agregado de distribución en baja tensión
<i>FCBTH</i> =	Factor de coincidencia de la demanda de potencia de la tarifa BTH
<i>FCFPBT</i> =	Factor de coincidencia de la demanda de potencia fuera de punta en BT
<i>FCMTH</i> =	Factor de coincidencia de la demanda de potencia de la tarifa MTH
<i>FCFPMT</i> =	Factor de coincidencia de la demanda de potencia fuera de punta en MT

**3.4.7 Recargo del 3% para alumbrado público**

De acuerdo al Artículo No. 134 de la Ley General de Electricidad No. 125-01, las empresas eléctricas deberán pagar un 3% de su facturación, a los municipios, por concepto de alumbrado público; por tal motivo, los cargos tarifarios que se diseñen en la tarifa técnica, deberán incluir un recargo del 3% a fin de generar los recursos necesarios para cumplir con esta disposición.

**3.5 Mecanismos para indexación de las tarifas**

La Ley General de Electricidad No. 125-01, determina que la Superintendencia de Electricidad, debe establecer fórmulas de indexación para transferir a las tarifas aplicadas a los consumidores finales, variaciones en los costos del servicio, provocadas por cambios en variables exógenos al sector eléctrico, como, precios de los combustibles o inflación. La razón de utilizar este tipo de ajustes, es reducir la incertidumbre, y por tanto, el riesgo al que están expuestas las empresas concesionarias, lo que implica un menor costo de capital que debe ser remunerado a través de las tarifas; pero, sobre todo, para asegurar la sostenibilidad de los agentes.

Las fórmulas de indexación que se han aplicado a las tarifas, desde la emisión de la Ley, han ido cambiando a través del tiempo, a través de resoluciones emitidas por la Superintendencia de Electricidad. La última modificación, la cual se encuentra vigente, se generó a través de la resolución No. SIE-31-2003, la cual definió las variables y fórmulas de indexación para las tarifas a los clientes servidos por sistemas conectados al SENI, mientras que la SIE-62-2002, lo hizo para los sistemas aislados.

De forma complementaria, la Resolución No. SIE-33-2005, fijó la tarifa base que se aplicaría a partir del mes de junio de 2005, como referencia para la indexación, e incorporó la valoración de los diferentes combustibles del parque generador, en las fórmulas de indexación.

A continuación se presentan las fórmulas de indexación vigentes, para las tarifas aplicadas a los clientes de las distribuidoras.

$$TF_{it} = TF_{i0} \times \beta_t$$

$$\beta_t = \frac{T_{RD,t}}{T_{RD,0}}$$

$$T_{RD,t} = T_1 \times TC_{t-1}$$

$$T_t = PE_t + \left( P_{P_0} \times \frac{CPI_{t-2}}{CPI_{0,e}} \right) + \left( VAT_0 \times \frac{CPI_{t-2}}{CPI_{0,e}} \right) + \left( VAD_0 \times \frac{CPI_{t-2}}{CPI_{0,e}} \right)$$

$$PE_t = Pe_1 + Pe_2 + Pe_3$$

$$Pe_1 = Pe_0 \times \left[ \left( 0.3 \times \frac{CPI_{t-2}}{CPI_{0,e}} \right) + 0.7 + \left( 0.7 \times \frac{\frac{PFuel_{t-2}}{PFuel_0} - 1}{IC_t} \right) \right] \times PF$$

$$Pe_2 = Pe_0 \times \left[ \left( 0.6 \times \frac{CPI_{t-2}}{CPI_{0,e}} \right) + 0.4 + \left( 0.4 \times \frac{\frac{PCarbón_{s-1}}{PCarbón_{s0}} - 1}{IC_t} \right) \right] \times PC$$

$$Pe_3 = Pe_0 \times \left\{ 0.563 \times \left[ 0.61 + \left( 0.39 \times \frac{CPI_{t-2}}{CPI_{0,e}} \right) \right] + 0.437 + 0.437 \times \frac{\frac{PGNatural_{t-2}}{PGNatural_0} - 1}{IC_t} \right\} \times PGN$$

Donde:

$T_t =$	Tarifa promedio en dólares del mes t
$PE_t =$	Precio de la energía calculado en USD/kWh, con la participación de los diferentes combustibles para el mes t

$Pe_0 =$	Precio base de energía (USD/kWh)
$Pp_0 =$	Precio base de la potencia (USD/kW)
$VAT_0 =$	Valor agregado de transmisión base
$VAD_0 =$	Valor agregado de distribución base
$CPI_{t-2} =$	Índice de precios al consumidor de EUA en el mes t-2
$CPI_{0,e} =$	Índice de precios al consumidor de EUA base para la energía
$PFuel_0 =$	Corresponde al precio promedio base del Fuel Oil No. 6 con 3% Sulfuro
$PFuel_{t-2} =$	Corresponde al precio promedio del Fuel Oil No. 6 con 3% Sulfuro para dos meses anterior (t-2) al mes t de aplicación de la tarifa
$PCarbón_{s0} =$	Corresponde al precio promedio base del carbón
$PCarbón_{s-1} =$	Corresponde al precio promedio del carbón del semestre anterior al mes t de aplicación de la tarifa
$PGNatural_0 =$	Corresponde al precio promedio del Gas Natural Licuado
$PGNatural_{t-2} =$	Corresponde al precio promedio del Gas Natural Licuado para dos meses anteriores (t-2) al mes t de aplicación de la tarifa
$PF =$	Participación del Fuel Oil No. 6 en la generación del SENI
$PC =$	Participación del carbón en la generación del SENI
$PGN =$	Participación del gas natural en la generación del SENI
$IC_t =$	Índice de cobranza del mes t
$T_{RD,t} =$	Tarifa promedio en pesos del mes t
$T_{RD,0} =$	Tarifa base promedio en pesos
$TC_{t-1} =$	Tasa de cambio promedio de venta de los agentes de cambio, del mes t-1 publicada por el Banco Central
$TF_{it} =$	Tarifa de facturación tipo $i$ en pesos del mes $t$
$TF_{i0} =$	Tarifa de facturación base tipo $i$ en pesos
$\beta_t =$	Factor de ajuste de la tarifa de facturación en el mes $t$
$t =$	Mes de facturación

La fórmula de indexación, considera precios base de: valores agregados de distribución y transmisión, potencia máxima en punto frontera entre transmisión y distribución, energía en punto frontera entre transmisión y distribución, los cuales son fijados por la SIE.

Las fórmulas de indexación, utilizan un único parámetro para la indexación de todas las variables: el índice de precios al consumidor - CPI. La utilización de este índice es bastante común para el ajuste de tarifas, debido a que los costos asociados a la inversión y explotación de los servicios de transmisión y distribución, y a la producción de energía, son especialmente sensibles al valor real del dinero. A modo de ejemplo, las inversiones que se hicieron en un momento determinado, y que deben recuperarse a través de las tarifas, o los salarios que se pagaban cuando las tarifas base "fueron fijadas", se revalorizan a medida que pasa el tiempo, en función de la inflación; por tanto, las tarifas originalmente calculadas, deben ser indexadas tomando en cuenta este efecto. Este particular, se refleja a través de la división del CPI actual (en realidad se toma del mes t-2) y el CPI base, resultando en un

incremento o decremento porcentual de las variables de referencia (VAT, VAD, Pe, Pp), que afectan al valor de la tarifa, según las ecuaciones antes presentadas.

Por otra parte, el precio de generación, además de ser afectado por el índice de precios al consumidor, varía en función de los precios de los diferentes combustibles que se utilizan en el parque térmico de República Dominicana: Fuel Oil No. 6 con 3% de azufre, Carbón Mineral, y Gas Natural Licuado.

Finalmente, la indexación de las tarifas son multiplicadas por la tasa de cambio del peso dominicano respecto del dólar de Estados Unidos de América -USD-, debido que, el índice de precios al consumidor, los precios de los combustibles, y los valores de las variables de referencia (VAT, VAD, Pe, Pp), están calculadas en USD.

### 3.6 Subsidios

La aplicación de subsidios, en países en vías de desarrollo, a un servicio básico como el eléctrico, tiene el objetivo principal de permitir que los usuarios con poca disposición al pago, que generalmente corresponden a usuarios de escasos recursos, puedan acceder al mismo.

Otras políticas, además de promover la universalidad de los subsidios, buscan mejorar la competitividad de las industrias y comercios cuyos costos son muy dependientes del suministro eléctrico.

En cualquier caso, el subsidio se traduce en un pago reducido por el servicio recibido.

El problema con los subsidios es que, en la mayoría de los casos, son instrumentados a través de modificaciones directas a las tarifas técnicamente calculadas, lo cual origina distorsiones importantes en el mercado.

Históricamente, se ha visto que los sectores eléctricos en los que se han intervenido las tarifas, aplicando subsidios al precio real de la energía, han sufrido problemas de sostenibilidad y, principalmente, la expansión del servicio se ha visto limitada.

Sin embargo, la política de subsidios en este sector, no es de ninguna manera negativa, aunque genere distorsiones, ya que la electricidad es un bien vital para la ciudadanía, lo que lo diferencia de bienes que se comercializan en otros mercados. Además, independientemente de la ideología política, para cualquier gobierno es deseable que todos, o la mayoría de sus ciudadanos, puedan acceder al servicio eléctrico. El problema con las políticas en materia de subsidios, es que los mecanismos para su focalización, suelen ser distorsivos, y además, envían señales erróneas a quienes los reciben. Una focalización apropiada, requiere mucha información específica, sobre los receptores de los subsidios, por lo que es difícil de obtener, y, además, demanda importantes recursos técnicos, económicos, pero sobre todo, tiempo.

Los subsidios más comunes que se aplican en los sectores eléctricos son los siguientes:

- Subsidios cruzados entre usuarios de diferentes tipos de tarifas;
- Subsidios generalizados a grupos de tarifas;

- Subsidios específicos a clientes de bajos recursos económicos;
- Subsidios a los combustibles de las plantas de generación térmicas;
- Subsidios a las empresas prestadoras de los servicios;

A continuación, se presentan los principales subsidios aplicados en el sector eléctrico de República Dominicana.

### **3.6.1 Subsidios cruzados en las tarifas eléctricas**

La tarifa técnica determina que los cargos tarifarios aplicados no cambien en función del consumo de los clientes; por tanto, propone una estructura tarifaria lineal. Sin embargo, las tarifas que se aplican en la actualidad, tienen una estructura en escalones, que, como ya se ha explicado anteriormente, ha ido cambiando en el tiempo. Esta estructura, no necesariamente refleja la estructura de costos de las empresas prestadoras del servicio, sino, que trata de obtener excedentes de los clientes que consumen más, para ser repartido a los clientes que consumen menos, lo cual constituye un subsidio cruzado.

Un subsidio de esta naturaleza, desde el punto de vista de la redistribución de ingresos resultaría apropiado, bajo la premisa de que, los clientes que consumen más electricidad son los que tienen mayor disposición al pago, y los que consumen menos, tienen menos disposición al pago; lo cual, no es necesariamente cierto. Sin embargo, con la finalidad de reducir su influencia, en la decisión de los usuarios de consumir más o menos electricidad, sería recomendable que sea aplicado a la facturación del servicio, es decir, no incluirlo directamente en los cargos tarifarios.

El nivel de subsidio que existe en la estructura actual, no puede ser determinado, debido a que la tarifa técnica no ha sido calculada.

### **3.6.2 Subsidios generalizados**

En los sectores eléctricos donde los subsidios son generalizados, es decir, todas las tarifas, independiente del tipo de cliente o su condición económica, están subsidiadas; los usuarios que más consumen electricidad son los que más reciben subsidio, y viceversa. Nuevamente, si el supuesto para la focalización de subsidios es que, el nivel de consumo de electricidad está directamente relacionado con la condición socio-económica de los clientes, los subsidios generalizados resultan ser extremadamente distorsivos. En su aplicación, los clientes de escasos recursos reciben mucho menos subsidio que aquellos de altos ingresos.

Los subsidios generalizados están presentes en República Dominicana, desde la creación del Fondo de Estabilización de la Tarifa Eléctrica, a través del Decreto No. 302-03, de 31 de marzo de 2003.

Este fondo de estabilización fue originalmente creado para cubrir los incrementos de las tarifas indexadas de los clientes residenciales, a partir de las fijadas en la Resolución SIE-05-2003, del 30 de enero de 2003. Específicamente, el decreto elimina el incremento de las tarifas en un 100% para los clientes con consumos menores a 300 kWh, y en 50% para aquellos mayores a 500 kWh. Las diferencias entre los incrementos de las tarifas, y las tarifas reales aplicadas, son financiadas con recursos fiscales. Este subsidio que

---

originalmente estuvo diseñado para clientes residenciales, en función de sus rangos de consumo, posteriormente fue extendido a todos los clientes, independiente de la cantidad de energía que consumen.

### **3.6.3 Subsidios focalizados**

En el año 2001, a través del Decreto No. 1080-01 de 3 de noviembre de 2001, el gobierno dominicano crea el Programa Nacional de Reducción de Apagones – PRA, mediante el cual, las empresas distribuidoras deben generar condiciones y mecanismos para que los usuarios ubicados en áreas marginadas, que no están en capacidad de pagar por el servicio que reciben, puedan acceder al mismo.

### **3.6.4 Subsidios a los combustibles**

Con la finalidad de reducir el costo de la generación térmica, el Estado ha promulgado las Leyes 112-00 y 495-06 la cuales establecen excepciones para el pago de impuestos a los combustibles que utilizan este tipo de centrales. En algunos casos, la exoneración del impuesto es del 100%.