



# **MODELOS DE MERCADO, REGULACION ECONOMICA Y TARIFAS EN EL SECTOR ELECTRICO DE NICARAGUA**

**Rafael Campo Ph.D.**

**3 de abril de 2014**

# **Resumen Ejecutivo**

## **Introducción**

El Informe Final consta de los siguientes Capítulos:

- I. Modelos de Mercado y Marco Regulatorio;
- II. Procedimientos para determinación de Costos y Tarifas;
- III. Subsidios y Tarifas de Ayuda Social;
- IV. Costos;
- V. Análisis Comparativos y Recomendaciones

Para facilitar su lectura, los capítulos son auto-contenidos. Por esta razón y debido a que algunos capítulos requieren información de otros capítulos, algunas tablas y gráficos aparecen a veces en más de un capítulo. Una vez más, para facilidad del lector se optó por esta solución, en lugar de utilizar referencias cruzadas.

## **1. Capítulo 1: Modelos de Mercado y Marco Regulatorio**

En este capítulo se proporciona inicialmente una descripción del mercado eléctrico de Nicaragua. Se incluyen los sectores de generación, transmisión y distribución. Se incluyen indicadores globales de la economía nacional y del mercado eléctrico.

Posteriormente, se discuten los marcos legales y regulatorio. Se proporciona una perspectiva histórica y se discuten los sectores descritos en el párrafo anterior, más el Mercado Eléctrico Regional.

Se discute el comportamiento reciente del mercado. Por último, se proporcionan las referencias.

## **2. Capítulo 2: Procedimientos para determinación de Costos y Tarifas**

Luego de la Introducción, se analizan los costos en generación (potencia y energía), transmisión y servicios auxiliares. Posteriormente los relativos al MER en las mismas áreas.

Se describen luego en detalle los costos de distribución. Posteriormente se describe el procedimiento utilizado para el establecimiento de tarifas y subsidios.

Posteriormente, se presenta y se discute el Memorando de Entendimiento elaborado entre el Gobierno Nacional y las distribuidoras y codificado en la Ley 839 del 19 de junio de 2013. Tiene que ver con el establecimiento de tarifas, subsidios, Ley Antifraude e inversiones de las distribuidoras para reducción de pérdidas.

Por último, se describen los sistemas aislados y se discuten costos y tarifas para los mismos.

### 3. Capítulo 3: Subsidios y Tarifas de Ayuda Social

El capítulo inicialmente describe los subsidios vigentes en el mercado eléctrico de Nicaragua. Posteriormente, con base en la información que se logró recabar, se estiman los montos que se han requerido para cubrir los subsidios. Luego se detallan los procedimientos (legales y regulatorios) que se han utilizado para el establecimiento de subsidios, las fuentes que se han utilizado para cubrirlos y los procedimientos como se estima que se van a hacer los pagos necesarios para devolver los montos prestados.

El capítulo 3 incluye una descripción de los subsidios en sistemas aislados, de nuevo con base en la información que se logró recabar.

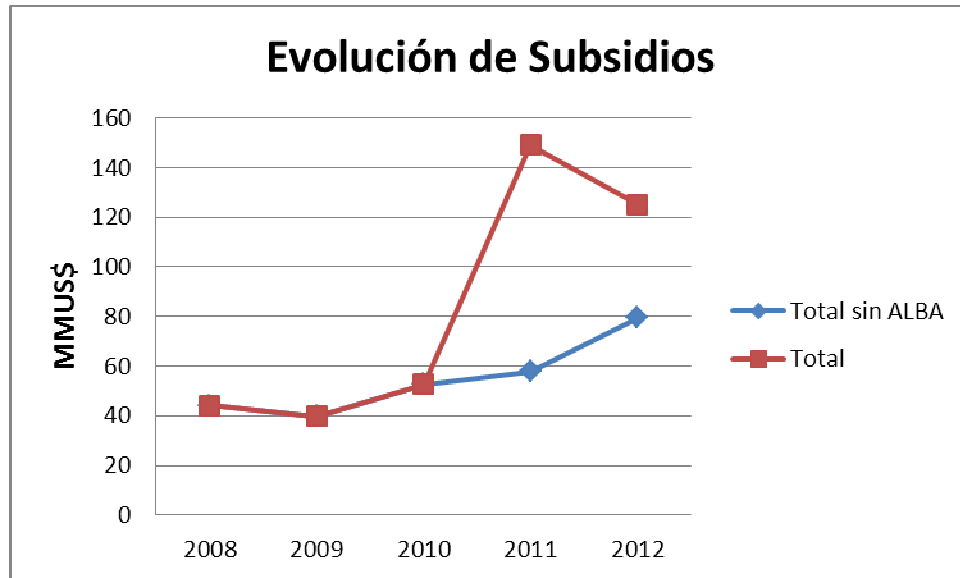
Por último, se proporcionan algunos comentarios, como sigue:

- Se totalizan los subsidios en el período 2008 – 2012. El resultado se coloca en la Tabla 1 a continuación. La Figura 1 permite visualizar su evolución en el tiempo.

Año	ALBA MMUS\$	0 a 150 kWh MMUS\$	Asentamientos MMUS\$	IVA MMUS\$	Total ALBA	sin Total
2008		26	6.85	11.31	44.16	44.16
2009		19.75	8.87	11.02	39.64	39.64
2010		32.43	7.7	12.54	52.67	52.67
2011	91.33	38.41	6.03	13.34	57.78	149.11
2012	45.78	62.29	1.89	15.29	79.47	125.25

**Tabla 1: Total de Subsidios**

**Fuente: INE y Estimativos del Consultor**



**Figura 1: Total de Subsidios**

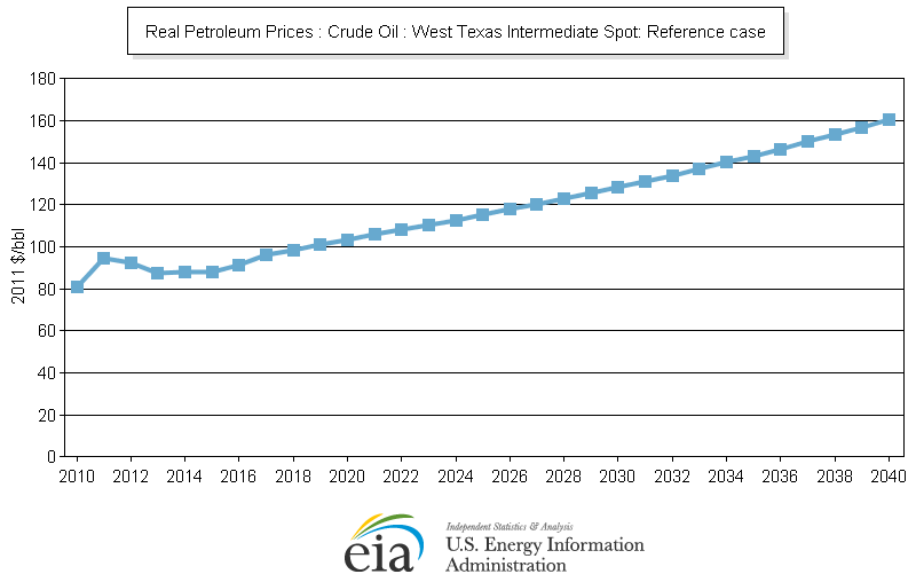
**Fuente: INE y Estimativos del Consultor**

Se observa que los subsidios son crecientes y representan sumas importantes. Los recursos para cubrir subsidios de consumidores residenciales, asentamientos y rebaja del IVA, suman 79.49 millones de dólares en el año 2012, que representan alrededor del 15% del total recaudado en Nicaragua por este concepto en 2012. El financiamiento ALBA debe recuperarse a futuro, a través de la tarifa. Se requiere la entrada de proyectos basados en recursos renovables para evitar choques tarifarios. El proyecto hidroeléctrico más importante (Tumarín), sin embargo, parece registrar retrasos en su ejecución.

- Es muy probable que los industriales y los comerciantes transfieran el mayor precio de sus tarifas eléctricas a sus clientes. Tarifas elevadas hacen la industria local menos competitiva. Debe tomarse en cuenta su capacidad de generar empleo.
- La empresa estatal ENEL ha se ha visto obligada a participar en los esquemas de financiamiento de subsidios tarifarios, lo que representa sin duda una carga para sus finanzas. Los recursos que emplee en esta actividad se sustraen a otras funciones como participación en la ejecución de estudios de factibilidad de generación basada en recursos renovables, en particular proyectos geotérmicos. Además se trata del generador de última instancia.
- Si bien se deben pagar a futuro a través de incrementos tarifarios y/o incrementos en la generación basada en recursos renovables, los financiamientos ALBA representan sumas importantes que, en últimas, son

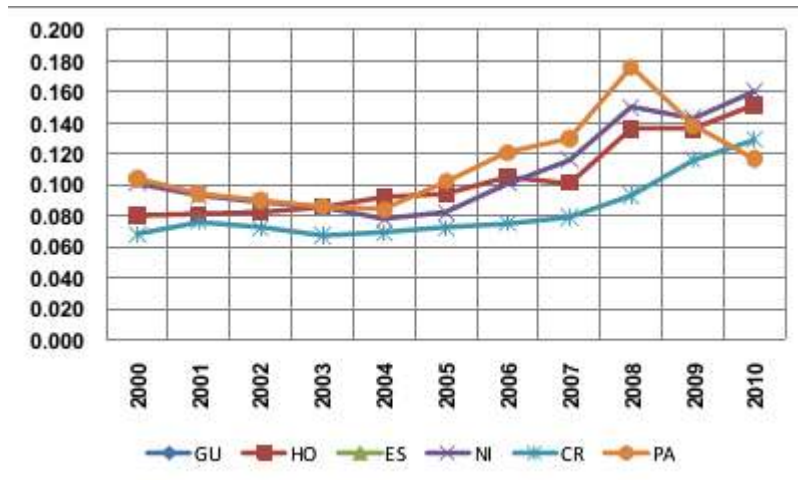
responsabilidad de la nación. Tomando en cuenta los montos aprobados en mayo de 2013, el financiamiento total es por alrededor de 195 millones de dólares.

- Las tarifas de los clientes que consumen menos de 150 kWh/mes permanecen congeladas a los niveles que tenían cuando el precio del crudo WTI estaba cercano a los 50 US\$/bbl. No se espera que este nivel de precios regrese a futuro, como indica la Figura 2 que contiene las proyecciones de la “Energy Information Administration” de los Estados Unidos, para el petróleo WTI. El cambio en el parque de generación, con una mayor participación de renovables, indudablemente tendrá un efecto moderador sobre los precios de la energía. Sin embargo, cabe observar que los contratos recientes firmados con plantas eólicas incluyen precios monómicos que fluctúan entre 90 y 105 US\$/MWh, superiores al precio que en 2005 pagaban los industriales en Nicaragua (80US\$/MWh), que incluye al menos costo de la transmisión. (Ver Figura 3). Todo parece indicar que, si se desea mantener las tarifas de clientes con consumos inferiores a 150 kWh/mes al nivel que tenían en julio de 2005, es preciso continuar los subsidios.



**Figura 2: Proyección de Precio del Petróleo WTI**

**Fuente: Energy Information Administration de Estados Unidos**



**Figura 3: Evolución del Precio de la Electricidad para Sector Industrial en los Países Centroamericanos**

Fuente: CEPAL

- No estamos seguros de que valga la pena subsidiar a clientes residenciales con consumos por encima de 300 kWh/mes que han gozado de exenciones tributarias por cerca de 50 millones de dólares en el período 2008 – 2012.

#### 4. Capítulo 4: Costos del Mercado

Para las unidades de generación existentes se proporcionan estimativos de los costos variables. Para plantas futuras, estimativos de costos fijos y variables. Adicionalmente, se proporcionan los precios observados en los mercados spot y de contratos y también para la capacidad y los servicios auxiliares que se remuneran.

Posteriormente, se detallan los costos de la transmisión y se indica la forma como se calculan los peajes. Luego se hace otro tanto para la distribución.

Finalmente, se proporcionan estimativos a futuro de costos y de subsidios.

#### 5. Capítulo 5: Análisis Comparativos y Recomendaciones

Inicialmente se hace un análisis comparativo del esquema de mercados de Nicaragua con el de otros países, particularmente de la región, en los siguientes aspectos:

- (1) Generación: se analizan diferentes esquemas de pagos por potencia remunerable, mercados spot y de contratos, planeamiento y expansión, utilización de subastas, servicios auxiliares.
- (2) Transmisión: procedimientos para su expansión.
- (3) Distribución: Grandes Usuarios y figura del Comercializador;

El Capítulo 5 a continuación describe la forma como se establecen los subsidios en los siguientes países de la región: República Dominicana, Guatemala, Argentina y Colombia. Se discuten las ventajas y las desventajas de cada esquema. En menor detalle se discuten los procedimientos utilizados en Perú, Paraguay, Panamá, Argentina, Venezuela y Brasil.

Con base en lo análisis hechos, se obtienen conclusiones sobre características deseables de esquemas de subsidios. Las conclusiones aplicables a Nicaragua se resumen en el siguiente párrafo:

Si bien los subsidios son necesarios para facilitar el acceso a la electricidad de sectores de la población económicamente vulnerables, sustraen recursos de otras áreas de inversión nacional, por ejemplo, educación, salud e infraestructura. La experiencia de algunos países (por ejemplo, Argentina) hace ver que, al abaratare en forma artificial el consumo eléctrico con relación a otros bienes, se incrementa el consumo. Adicionalmente, cuando al menos parte de los fondos destinados a pagos de subsidios provienen de presupuestos nacionales o municipales, es frecuente que se retrasen o que no se hagan por el monto total las compensaciones requeridas por los inversionistas afectados. Se introducen entonces incertidumbres que usualmente crean retrasos en las inversiones necesarias para el buen funcionamiento de los mercados.

Por último, se proporcionan las recomendaciones que se incluyen a continuación, clasificadas por área.

### **Generación**

- (1) Las regulaciones deben incluir una definición de **capacidad remunerable** de plantas de generación, particularmente para la basada en recursos hidráulicos. Una alternativa muy utilizada en otros mercados es tomar como punto de partida la energía firme que estos recursos pueden proporcionar, por ejemplo durante la estación seca, con una determinada probabilidad de excedencia (por ejemplo, el 95%). Pueden utilizarse hidrologías históricas o sintéticas generadas con un modelo adecuado,

aprobado por el INE, en caso de no contar con suficiente historia de caudales (al menos, unos 30 años). La capacidad remunerable se obtiene con base en la energía firme.

En la actualidad no se remunera la capacidad de plantas de generación basadas en recursos renovables. Al menos las hidroeléctricas pueden garantizar una determinada capacidad, calculada como se indicó en el párrafo anterior. Esto es particularmente cierto para los proyectos hidroeléctricos con embalse. Cabe anotar que las plantas hidroeléctricas son capaces de afirmar la energía producida por otros recursos renovables, por ejemplo los eólicos, ya que su generación puede incrementarse rápidamente cuando la disponibilidad del recurso (viento, por ejemplo) se reduce. Para el efecto se recurre al agua almacenada en los embalses, que constituye una forma de almacenar energía eléctrica. A su vez, los embalses pueden llenarse cuando el viento está disponible. Se evita, entonces, tener que recurrir a plantas térmicas, en particular a turbinas de gas, para proporcionar este indispensable respaldo.

Al no remunerarse la capacidad de las hidroeléctricas, se desestimula la construcción de embalses, lo que parece haber ocurrido con el proyecto Tumarín.

Para remunerar la capacidad de las térmicas debe verificarse que cuentan con contratos de suministro de combustible. Puesto que el producto “capacidad” representa para el usuario garantía de suministro, su remuneración debe traer como contraprestación que los precios de la energía en el spot no sobrepasen un nivel determinado, obtenido con base en estudios apropiados llevados a cabo por el INE. El precio de la capacidad puede obtenerse, por ejemplo, con base en subastas convocadas y supervisadas por el INE (ver numeral siguiente).

- (2) **Contratación a Largo Plazo:** En la actualidad las distribuidoras deben tener contratada un 80% de su demanda el primer año y un 60% el año siguiente. Las dos distribuidoras (DISNORTE y DISSUR) contratan por separado.

Se recomienda aumentar los porcentajes que las distribuidoras deben contratar y la duración de los contratos, por lo menos a 10 años. Conviene agregar la demanda de las dos distribuidoras y subastarla entre generadores nuevos y existentes, con el fin de aumentar la competencia y obtener así mejores precios. El INE puede encargarse de las subastas. La



experiencia de otros países con esquemas similares (Panamá) fue exitosa, al menos durante el período en el que se aplicó.

Para facilitar el proceso de subastas descrito en el anterior párrafo, se recomienda la redacción por parte del INE de un contrato estándar.

- (3) **Generación Nueva:** Generalmente los inversionistas en generación poseen información más completa y actualizada que la disponible a organismos de planificación. Se recomienda, en consecuencia, no impedir la construcción de proyectos que no aparezcan en los planes de expansión oficiales.
- (4) **Indexación de Precios de Contratos:** Al fijar porcentajes de incremento de precios para compensar la generación nueva por inflación, deben tomarse en cuenta avances tecnológicos que conllevan reducción de precios (ver Figuras 4 y 5).
- (5) **Costos de Racionamiento:** Dada la importancia que tienen en el despacho y en la determinación del precio del mercado spot, se recomienda un estudio que actualice los costos de racionamiento.
- (6) **Generación Distribuida y Cogeneración:** Se recomienda permitirles vender excedentes al mercado, al precio spot vigente cuando se produce la venta. La experiencia de mercados como Australia y California demuestra que esta medida estimula considerablemente la introducción de generación distribuida, usualmente basada en recursos renovables, por ejemplo solar fotovoltaica.
- (7) **Subsidios a Costos de Combustibles:** Al destinar recursos para el subsidio de compra de combustibles por parte de generadores térmicos, debe tenerse en cuenta que estos pueden utilizar estrategias de manejo del riesgo (compras a futuro, etc.), ya que comprar en el spot les implica riesgos considerables. Consideramos, en consecuencia, que la responsabilidad de administrar estos riesgos no deben caer en su totalidad sobre las arcas públicas.
- (8) **Carbón como alternativa a Generación de Base:** Con la introducción masiva de generación intermitente, Nicaragua parece requerir generación de base de respaldo. Una posibilidad es utilizar el carbón como combustible, aprovechando los precios bajos que registra en el mercado internacional, que van a persistir habida cuenta del retiro de plantas que lo

utilizan en países de la OECD que alcanzaron el final de su vida útil y por preocupaciones ambientales. En Estados Unidos, por ejemplo, de un total de 347 GW se retiraron 18 GW en el período 2011- 2013. Adicionalmente, se anunció el retiro de otros 28 GW en un futuro próximo. Se estima que otros 60 GW no son económicos, esto es, no compiten con plantas que usen, por ejemplo, gas.

- (9) **Geotérmica:** Es bien conocido que el mayor costo (y el mayor riesgo) en el desarrollo de proyectos geotérmicos está asociado a la identificación del recurso, con el costo de pozos exploratorios alrededor de 6 millones de dólares. Se recomienda, en consecuencia, que se reconozca la inversión que se haya hecho a este propósito con recursos públicos. Una alternativa puede ser, por ejemplo, retener un porcentaje de propiedad sobre el recurso, cuando su operación se ceda a empresas privadas, que garantice un adecuado recurso sobre la inversión realizada.

### **Aspectos Institucionales**

- (10) Es conveniente que el INE tenga autonomía para que, con base en el funcionamiento del mercado, emita resoluciones que, de ser necesario, introduzcan cambios en las regulaciones existentes. Los cambios deben estar respaldados por estudios técnicos y deben discutirse con los agentes del mercado previo a su implantación. Es preferible realizar ajustes al mercado por medio de resoluciones y no de leyes que requieran, por ejemplo, aprobación por parte de la Asamblea, que puede tomar más tiempo del deseado. Se trata de dar confianza al inversionista y disminuir incertidumbres regulatorias que usualmente conllevan retrasos en toma de decisiones relativas en algunos casos a inversiones en proyectos nuevos, necesarios para el buen funcionamiento del sistema de potencia.

### **Transmisión y CNDC**

- (11) **Tarifas de transporte:** En el estudio de costos de transmisión para su incorporación a tarifas, deben tenerse en cuenta el bajo impacto de estos costos en la tarifa y la necesidad de contar con una empresa de transmisión que haga las inversiones necesarias para incorporar al sistema interconectado generación renovable y regiones aisladas.

- (12) **Construcción de Líneas de Transmisión:** en la actualidad, ENATREL tiene a su cargo la construcción de las líneas de transmisión que determina el plan de expansión. Es deseable la competencia internacional en la construcción de las líneas, lo que no prohíben las regulaciones actuales. Sin embargo, no se encontró evidencia que las líneas efectivamente hayan sido licitadas internacionalmente bajo, por ejemplo, la supervisión del INE. Por otra parte, al permitirse a los agentes construir líneas bajo su propia iniciativa, es importante verificar que su incorporación al SIN no sea en detrimento de la confiabilidad del mismo. Al respecto, Moslehi y Wu demostraron que los sistemas de transmisión no son estructuras coherentes, en el sentido de confiabilidad de sistemas y que, por tal razón, la confiabilidad del sistema puede deteriorarse con la introducción de “refuerzos” adicionales.
- (13) **CNDC:** El sistema **SCADA** que utiliza el CNDC para la supervisión y el despacho del sistema de potencia está en mora de actualizarse, ya que tiene más de 10 años y parece estar llegando a su límite con relación al tamaño del sistema de potencia.
- (14) **CNDC:** El **control de la frecuencia** se vuelve crítico cuando el porcentaje de participación de la generación eólica supera un umbral determinado. En el estado de Texas en Estados Unidos, por ejemplo, en donde la eólica representa un 25% de la generación instalada, se requiere a todas las unidades de generación eólicas nuevas contar con controles electrónicos que mejoran la respuesta su primaria de frecuencia.
- (15) **CNDC:** Es importante remarcar que el **costo del despacho de recursos de generación de pasada** debe ser cercano a cero. Se incluyen hidroeléctricas que carecen de embalses de regulación. De lo contrario pueden distorsionarse el despacho y los precios del mercado spot.
- (16) **CNDC:** Es importante que cuente con **software apropiado y bien documentado para el manejo del mercado** nacional e interfaz con el regional. Este conjunto de herramientas se denominan **MMS** (Market Management System). Adicionalmente, dada la cada vez mayor participación eólica en la mezcla de generación, debe analizarse la necesidad de requerir sistemas computacionales de apoyo al despacho con horizonte de algunos minutos, que manejen en forma simultánea desbalances generación-carga, recursos renovables, posibles programas de administración de la demanda, compra y venta de energía en el

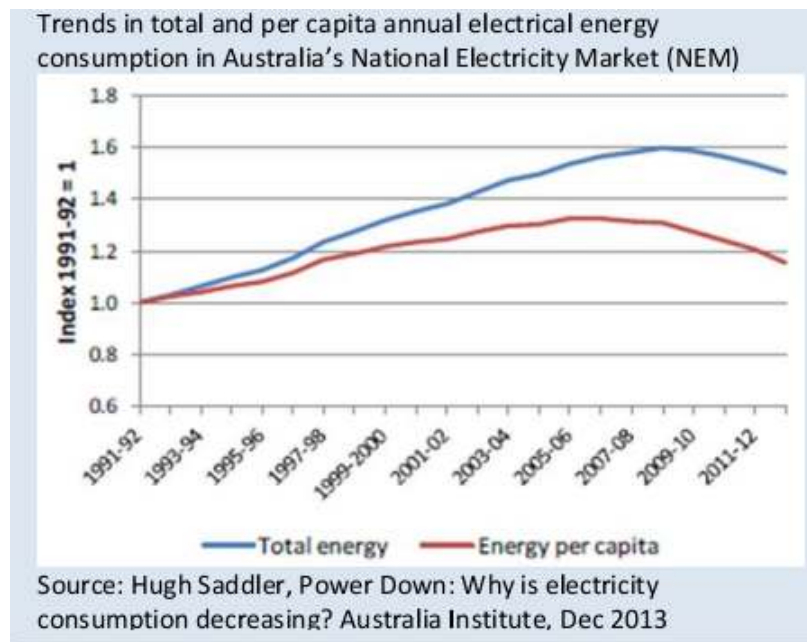
mercado regional y mercado de servicios auxiliares. Estos programas se denominan en la industria EIM (Energy Imbalance Market);

- (17) El **programa SDDP** que utiliza el CNDC está diseñado para sistemas de potencia con predominio hidráulico en la matriz de generación. No es el caso de Nicaragua. El SDDP no maneja bien no linealidades y no convexidades creadas por el despacho de algunas plantas térmicas, por ejemplo, turbinas de gas. Consideramos que vale la pena investigar si este punto conlleva despachos sub-óptimos. Cabe anotar, sin embargo, que otros países de Centroamérica utilizan el SDDP. No estamos, en consecuencia, recomendando que el CNDC deje de utilizarlo, sino que analice la posibilidad de utilizar concurrentemente otro programa para el despacho que sea más apropiado para Nicaragua.

## **Distribución**

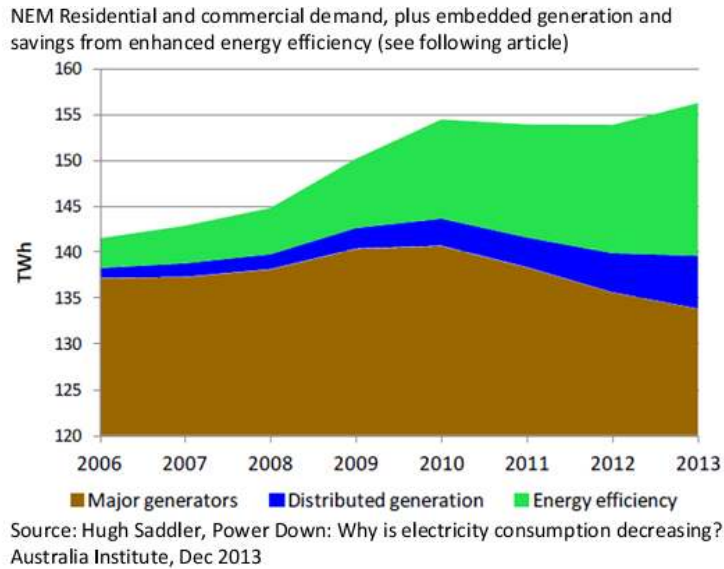
- (18) A pesar de los esfuerzos hechos, las **pérdidas de distribución**, en particular las no técnicas, son demasiado altas: en 2012 alcanzaron valores totales de 20.86% en distribución y 11% las no técnicas. Además de su efecto negativo sobre las finanzas de las distribuidoras, incrementan el gasto público al tener que generar más para servir la demanda, dado el subsidio que se proporciona a los costos de los combustibles para generación.
- (19) El alto porcentaje de **pérdidas no técnicas** indica la necesidad de ampliar los esfuerzos de control al fraude. La Ley anti-fraude es un importante esfuerzo, pero debe hacerse cumplir. La experiencia de otros países indica que, con la adecuada voluntad política y la disponibilidad de herramientas adecuadas para hacer cumplir la ley, las pérdidas no técnicas pueden reducirse de manera drástica. Adicionalmente, en el grueso de las pérdidas no técnicas generalmente incurren quienes tienen suficiente capacidad de pago. Por último, una correcta focalización de subsidios requiere adecuado control de pérdidas no técnicas.
- (20) La introducción de figura de **Comercializador** puede darle dinamismo al mercado, especialmente en lo que tiene que ver con exportaciones e importaciones en el marco del MER.
- (21) Se recomienda llevar a cabo estudios de **eficiencia energética**, para analizar el remplazo de aparatos que más consumen electricidad por otros

más eficientes. Cabe anotar que en este campo se ha avanzado considerablemente a nivel mundial, a consecuencia de lo cual ha disminuido el crecimiento de la demanda y en algunos países incluso se ha revertido. Por ejemplo, en Australia el organismo encargado de las estadísticas, el Australian Board of Statistics, reporta que el consumo de electricidad se ha reducido en un 23% por familia en la última década y en un 9% para todo el país. La siguiente gráfica proporciona evidencia del NEM, el Mercado Eléctrico Nacional de Australia, que corresponde a la región interconectada del este del país.



**Figura 4: Evolución de la Demanda en el NEM de Australia**

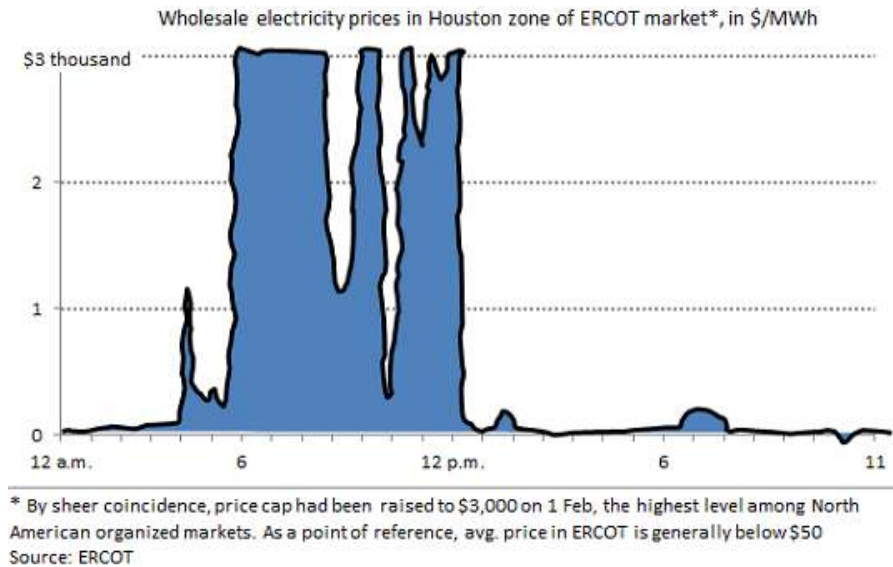
La figura 5 demuestra que la principal razón de la reducción de la demanda es el incremento en la eficiencia energética.



**Figura 5: Efecto de la Eficiencia Energética en la Demanda del NEM**

### **Mercado Eléctrico Regional (MER)**

(22) La existencia del **MER** permite a Nicaragua respaldar su generación con la de otros países lo que, además de afirmar su generación intermitente (en la actualidad mayormente eólica), puede permitirle retrasar inversiones en generación. Adicionalmente, le permite exportar excesos de generación eólica que pueden presentarse en períodos de baja demanda. La Figura 6, por ejemplo, ilustra que en el mismo día el mercado de Texas registró los precios más altos y, al mismo tiempo, precios negativos. La razón es que su débil interconexión con los estados vecinos le impidió importar generación en momentos de necesidad y exportar eólica en horas de demanda baja.



**Figura 6: Precios del Mercado de Texas en día de Precios Extremos**

- (23) En la actualidad, los distribuidores no pueden importar energía cuando existe un generador local que la puede proporcionar con un costo variable inferior al precio de importación, lo que dificulta la firma de contratos de largo plazo por parte de los distribuidores. Cabe anotar que se requieren contratos de largo plazo para afianzar inversión en plantas regionales, indispensables para fortalecer el MER. Se recomienda relajar esta norma en el sentido, por ejemplo, de que el costo de la importación no pueda ser superior al precio promedio del mercado ocasional en el mismo período de tiempo o al de un contrato que ofrezca un generador local por el mismo tiempo de duración de la importación.

## Subsidios

Los subsidios al consumo eléctrico deben tener las siguientes características:

- (24) Deben ser **focalizados**, esto es, deben estar dirigidos a la población que realmente los necesita. Son necesarios estudios para cuantificar el nivel de consumo de subsistencia que es preciso subsidiar (ver secciones de Guatemala, Colombia y Otros Países).
- (25) **En el espíritu del numeral anterior**, se recomienda eliminar la reducción en el IVA (del 15% al 7%) para clientes con consumos superiores a 300 kWh-mes.

- (26) **Consumos superiores al nivel de subsistencia deben tener tarifas crecientes**, con el objeto de desincentivar incrementos de consumo que aumenten en forma desproporcionada los recursos públicos necesarios y disminuyan los ingresos que los hogares subsidiados deben destinar a gastos diferentes al consumo eléctrico, lo que iría en contravía del objetivo de los subsidios de mejorar el nivel de vida de estos hogares. Son deseables estudios para cuantificar el efecto de los subsidios sobre consumos y montos subsidiados a lo largo del tiempo y evaluar alternativas de esquemas de subsidios. (Ver sección de Colombia).
- (27) **Los subsidios deben ser otorgarse por períodos de tiempo claramente definidos**. Al final de estos períodos tomarse decisiones sobre la conveniencia de continuar con los subsidios y/o de ajustar los esquemas y parámetros utilizados, con el apoyo de los estudios técnicos requeridos. (Ver sección de Colombia).
- (28) **Los subsidios deben ser transparentes**, no “implícitos” como en Argentina. El objeto de esta y la anterior característica es evitar introducir incertidumbres que afecten las decisiones de los agentes del mercado eléctrico relativas a, por ejemplo, inversiones en generación o consumo.
- (29) **Los subsidios cruzados** tienen la ventaja de disminuir los recursos públicos requeridos y ser de fácil recaudación, ya que se pagan como parte del consumo eléctrico. Es preferible que se hagan dentro de un mismo sector (por ejemplo, clientes residenciales con consumos elevados subsidian a clientes residenciales con bajos consumos). Los subsidios que deban hacer clientes industriales los hace menos competitivos a nivel internacional y conllevan una disminución de su capacidad de crear empleo. Esto último también ocurre con clientes comerciales. Adicionalmente tarifas muy altas a consecuencia de los subsidios cruzados, pueden llevar a que clientes industriales y comerciales decidan convertirse en grandes consumidores. Las empresas distribuidoras pierden entonces algunos de sus mejores clientes, lo que agudiza sus problemas financieros. (Ver sección relativa a la República Dominicana). El relativo alto umbral necesario que alguien pueda declararse gran usuario en Nicaragua, tiene un efecto moderador sobre este efecto.
- (30) La experiencia de la República Dominicana con **subsidios por ubicación geográfica de consumidores** demuestra que clientes con altos consumos



reducen a veces notoriamente sus tarifas, simplemente trasladando sus operaciones de uno a otro lado de la misma calle. Este mismo efecto se observa en Colombia. Debe analizarse cuidadosamente si los subsidios otorgados a barrios subnormales en Nicaragua enmascaran efectos similares.

- (31) Es **importante educar a los consumidores subsidiados**, para ayudarles a controlar su consumo. Por ejemplo, proporcionarles lámparas fluorescentes compactas para reemplazar las incandescentes. Deben ilustrarse en el funcionamiento del mercado para que por ejemplo, de ser posible, programen sus mayores consumos en períodos de demanda baja.
  
- (32) Puesto que nivel de consumo no necesariamente tiene implicaciones en nivel socioeconómico, es **deseable contar con información detallada que permita clasificar un hogar como pobre**. Solamente a estos hogares se les otorgarían subsidios. Investigaciones realizadas por varias entidades y la experiencia de Perú demuestran que la focalización mejora considerablemente con el empleo de esta información, aunque se introduzcan complejidades en la administración del sistema de subsidios.

## **SIGLAS**

ALBA: Alianza Bolivariana para los Pueblos de Nuestra América;

AN: Asamblea Nacional de Nicaragua

BID: Banco Interamericano de Desarrollo

CARUNA: Cooperativa Caja Nacional Rural;

CEAC: Consejo de Electricidad de América Central

CEPAL: Comisión Económica para América Latina y El Caribe

CNDC: Centro Nacional de Despacho de Carga

CRIE: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica

ENATREL: Empresa Nacional de Transmisión

ENEL: Empresa Nacional de Electricidad

EOR: Ente Operador Regional;

FEP: Factor de Expansión de Pérdidas

FODIEN: Fondo de Desarrollo de la Industria Eléctrica

GTPIR: Grupo de Trabajo de Planificación Regional

INE: Instituto Nicaragüense de Energía

IVA: Impuesto de Valor Agregado

MARENA: Ministerio del Ambiente y los Recursos Naturales

MEM: Ministerio de Energía y Minas

MER: Mercado Eléctrico Regional

MIFIC: Ministerio de Fomento, Industria y Comercio

PLANER: Plan Nacional de Electrificación Rural

PNSER: Programa Nacional de Energía Sostenible y Energías Renovables

PPA: "Power Purchase Agreement"

RTR: Red de Transmisión Regional

SIEPAC: Sistema Interconectado de Electricidad para América Central

SIN: Sistema Interconectado Nacional

SNT: Sistema Nacional de Transmisión. Incluye las interconexiones internacionales

VAD: Valor Agregado de la Distribución

WTI: West Texas Intermediate

# MODELOS DE MERCADO, REGULACION ECONOMICA Y TARIFAS EN EL SECTOR ELECTRICO DE NICARAGUA

## INDICE

	<i>Página #</i>
<b>CAPITULO 1: MODELOS DE MERCADO Y MARCO REGULATORIO DE NICARAGUA.....</b>	<b>2</b>
1. Introducción.....	2
2. Sistema de Potencia de Nicaragua.....	2
3. Modelos de Mercado y Marco Regulatorio.....	9
3.1 Aspectos Legales.....	9
3.2 Aspectos Institucionales.....	17
3.2.1 Agentes del Mercado.....	17
3.2.2 Entidades de Supervisión y de Control del Mercado.....	18
3.3 Modelo de Mercado.....	19
3.3.1 Generación.....	19
3.3.2 Transmisión.....	34
3.3.3 Distribución.....	37
3.3.4 Grandes Consumidores.....	39
3.3.5 Importaciones y Exportaciones en el MER.....	40
4. Funcionamiento Reciente del Mercado.....	41
4.1 Vacíos Legales y Regulatorios Identificados.....	41
4.2 Funcionamiento del MER.....	42
4.3 Problemas de los Agentes con las Reglas del MEN y del MER.....	42
4.4 Problemas en el CNDC.....	43
4.5 Cambios Legales y Regulatorios en 2013.....	43
5. Referencias.....	44

<b>CAPITULO 2: PROCEDIMIENTOS PARA DETERMINACION DE COSTOS Y TARIFAS EN NICARAGUA.....</b>	<b>46</b>
1. Introducción.....	46
2. Costos de Generación .....	48
2.1 Potencia .....	48
2.2 Energía.....	49
2.3 Precios en 2012 de Generación en los Mercados Ocasional y de Contratos.....	50
3. Costos de Transmisión .....	52
4. Costos de Servicios Auxiliares .....	54
5. Costos en el Mercado Regional (MER).....	55
6. Costos de Generación, Transmisión, de Servicios Auxiliares y del MER en los Meses Enero a Julio de 2013.....	55
7. Costos de la Distribución.....	57
7.1 Valor Agregado de la Distribución .....	57
7.2 Evolución de Ventas por Sectores.....	57
7.3 Costos de Abastecimiento de las Distribuidoras Principales .....	59
8. Procedimiento para el Establecimiento de Tarifas y Subsidios.....	60
9. MEMORANDO DE ENTENDIMIENTO ENTRE GOBIERNO Y DISTRIBUIDORAS.....	64
10. SISTEMAS AISLADOS .....	65
<b>CAPITULO 3: SUBSIDIOS Y TARIFAS DE AYUDA SOCIAL EN NICARAGUA.....</b>	<b>69</b>
1. INTRODUCCION .....	69
2. SUBSIDIOS VIGENTES.....	70
3. Estimación de Montos Subsidiados .....	72
4. MECANISMOS PARA ESTABLECIMIENTO DE SUBSIDIOS.....	77
5. SISTEMAS AISLADOS .....	81
6. COMENTARIOS .....	82

<b>CAPITULO 4: COSTOS DEL MERCADO ELECTRICO DE NICARAGUA.....</b>	<b>85</b>
1. INTRODUCCION .....	85
2. COSTOS DE GENERACION .....	88
3. COSTOS DE TRANSMISION .....	98
4. COSTOS DE DISTRIBUCION .....	99
5. ESTIMACION DE COSTOS DE GENERACION A FUTURO.....	100
6. SUBSIDIOS.....	104
<b>CAPITULO 5: ANALISIS COMPARATIVOS Y RECOMENDACIONES PARA MERCADO ELECTRICO DE NICARAGUA.....</b>	<b>107</b>
1. Análisis Comparativo del Esquema de Mercado de Nicaragua.....	107
2. Análisis Comparativo de Esquema de Subsidios de Nicaragua.....	111
2.1 República Dominicana (RD) .....	111
2.2 Guatemala .....	113
2.3 Argentina .....	114
2.4 Colombia .....	116
2.5 Otros Países (Perú, Paraguay, Panamá) .....	120
2.6 Comparación hecha por el World Energy Council (Argentina, Venezuela y Brasil) .....	121
2.7 Conclusiones aplicables a Nicaragua.....	122
3. Propuestas Metodológicas para Mejoras en Regulación y Régimen Tarifario .....	122
3.1 Generación .....	122
3.2 Aspectos Institucionales .....	124
3.3 Transmisión y CNDC.....	125
3.4 Distribución.....	126
3.5 Mercado Eléctrico Regional (MER) .....	128
3.6 Subsidios.....	129
4. Referencias.....	130

**MODELOS DE MERCADO,  
REGULACION ECONOMICA Y  
TARIFAS EN EL SECTOR  
ELECTRICO DE NICARAGUA**

**CAPITULO 1:**

**MODELOS DE MERCADO Y MARCO  
REGULATORIO DE NICARAGUA**

# **CAPITULO 1: MODELOS DE MERCADO Y MARCO REGULATORIO DE NICARAGUA**

## **1. Introducción**

El presente Capítulo es el primero de cinco dedicados al análisis del mercado eléctrico de Nicaragua, en el que se hace un levantamiento de los modelos de mercado utilizados y del marco regulatorio en el que se basan. La sección 2 describe el sistema de potencia, incluidas estadísticas a partir de 2008, importantes para proporcionar un apropiado contexto al presente y a los posteriores Informes.

La sección 3 detalla los modelos de mercado y el marco regulatorio, en lo que tiene que ver con aspectos legales e institucionales y los modelos utilizados para cada una de las actividades que componen el mercado eléctrico mayorista, esto es, generación, transmisión, distribución, comercialización, venta a grandes consumidores y exportaciones e importaciones internacionales. Constituye la base para posteriores informes del presente proyecto.

La sección 4 resume el funcionamiento reciente del mercado, e identifica algunas falencias regulatorias y legales, que serán analizadas en mayor detalle en posteriores informes. Cabe anotar que políticas gubernamentales adoptadas a raíz del auge en los precios internacionales de los combustibles líquidos incentivan la generación basada en recursos renovables, buscando una reorientación de la matriz energética. Por último, la sección 5 incluye las referencias.

## **2. Sistema de Potencia de Nicaragua**

La Tabla 2.1 [CEPAL] contiene algunas estadísticas básicas de Nicaragua, que se consideran relevantes para el presente estudio.



<b>Población (Millones)</b>	<b>5.9</b>
<b>% de Electrificación</b>	<b>74.6%</b>
<b>Población sin Electricidad (Millones)</b>	<b>1.5</b>
<b>Generación per Cápita (kwh / año)</b>	<b>605.3</b>
<b>PIB per Cápita (US\$)</b>	<b>1,000</b>

**Tabla 2.1 Datos Generales de Nicaragua**  
Fuente: CEPAL

A diciembre de 2012 el Sistema de Potencia de Nicaragua incluye 1,285.94MW instalados de generación, de los cuales 19.11 MW se encuentran en regiones aisladas. A generación estacional o no firme corresponden 279.53 MW (133.80MW provienen de cogeneración de Ingenios Azucareros y 145.73MW de plantas eólicas). De los 1,006.41MW restantes, 105.7MW corresponden a plantas hidroeléctricas, 164.50MW a geotérmicas y 736.21MW a térmicas que queman combustibles líquidos (Bunker o Fuel Oil#6 y Diesel o Fuel Oil#2). (Ver Tabla 2.2). El sistema es entonces bastante vulnerable a la presencia de precios altos del petróleo cuya materialización originó importantes intervenciones en el mercado eléctrico.

<b>Tipo de Planta</b>	<b>Sistema Interconectado</b>	<b>Sistemas Aislados</b>	<b>Total</b>	<b>% del Total</b>
<b>Térmicas-Vapor</b>	652.50	13.65	639.15	50.77
<b>Turbinas a Gas</b>	65.00	5.06	70.06	5.56
<b>Hidroeléctricas</b>	105.30	0.40	105.70	8.39
<b>Geotérmicas</b>	164.50		164.50	13.07
<b>Eólicas</b>	145.73		145.73	11.58
<b>Ingenios</b>	133.80		133.80	10.63
<b>Total</b>	1,266.83	19.11	1,285.94	

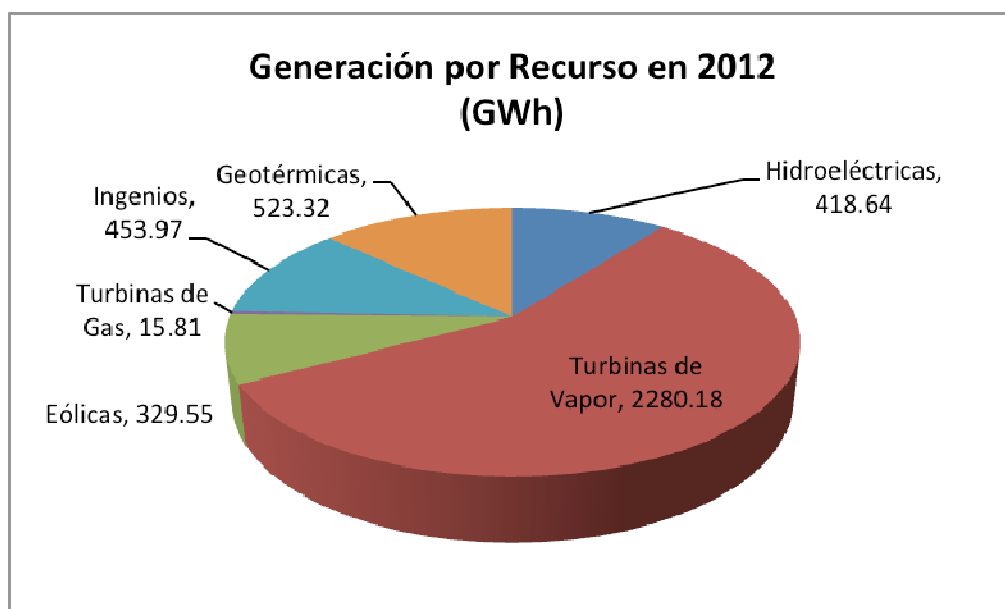
**Tabla 2.2 Potencia Instalada (MW) a Diciembre 31 de 2012**  
Fuente de Datos: CNDC (Centro Nacional de Despacho de Carga)

La Tabla 2.3 presenta en GWh la generación bruta en 2012, por tipo de planta.

Tipo de Planta	Sistema Interconectado (GWh)	Sistemas Aislados (GWh)	Total (GWh)	% del Total
Térmicas-Vapor	2,248.87	31.31	2,280.18	56.70
Turbinas a Gas	0.14	15.67	15.81	0.39
Hidroeléctricas	417.18	1.46	418.64	10.41
Geotérmicas	523.32		523.32	13.01
Eólicas	329.55		329.55	8.19
Ingenios	453.97		453.97	11.29
<b>Total</b>	<b>3,973.03</b>	<b>48.44</b>	<b>4,021.47</b>	

**Tabla 2.3 Generación Bruta en 2012 (GWh)**  
Fuente de Datos: CNDC

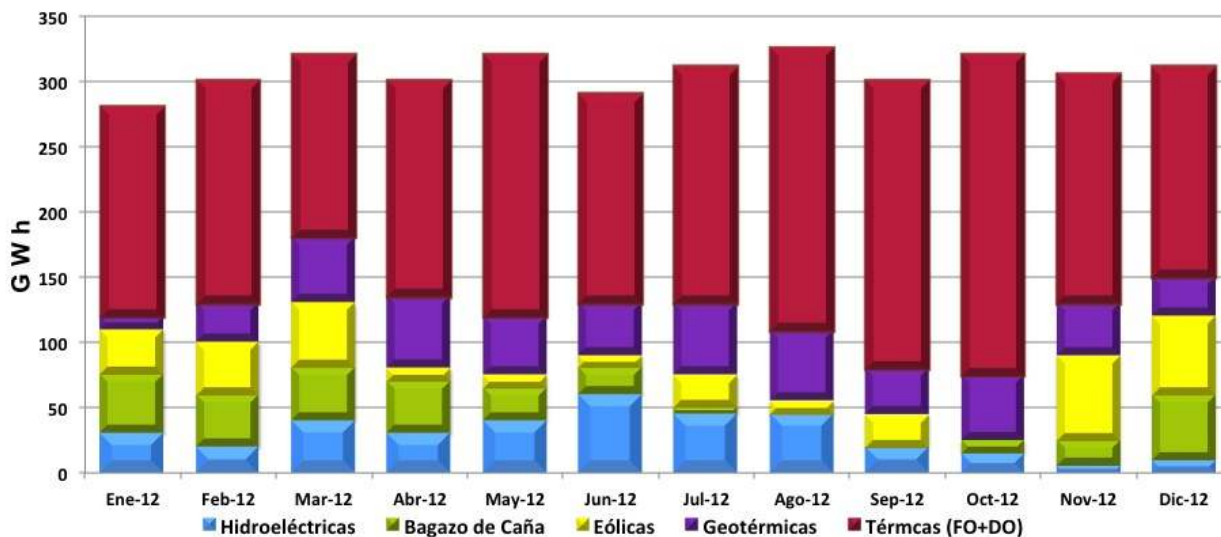
La Figura 2.1 permite visualizar las fuentes energéticas utilizadas en 2012 para generación eléctrica.



**Figura 2.1: Generación por Recurso en 2012**  
Fuente de Datos: CNDC

Las importaciones de energía en 2012 fueron 20.02GWh y las exportaciones 3.19GWh, cantidades mínimas comparadas con la generación total. La demanda de punta en el mismo año fue de 609.90MW (en diciembre) y la mínima demanda alcanzó un valor de 165.80MW (en mayo). El factor de carga fue el 68.24%. La reserva de potencia con relación a la capacidad efectiva en el mismo año puede calcularse como el 41.41%.

Las generaciones eólica, de los ingenios y aún la hidroeléctrica son estacionales, como se aprecia en la Figura 2.2 a continuación. Las generaciones eólica y de ingenios alcanzan su máximo valor en los meses de estiaje (particularmente noviembre y diciembre), cuando la generación hidroeléctrica es mínima. Más de la mitad de la generación, sin embargo, proviene de plantas térmicas con base en combustibles líquidos. Por su característica intermitente, la generación eólica requiere respaldo, que en Nicaragua es proporcionado por plantas térmicas, concretamente motores de combustión interna.



**Figura 2.2 Generación Mensual por Fuente Energética en 2012**  
Fuente de Datos: CNDC

El crecimiento promedio en la demanda de punta durante el período 2002 – 2012 fue 3.75% y el de generación bruta 4.38%. El Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2013 – 2027 asume crecimientos medios en dicho período del 4.36% en potencia y del 4.66% en energía, sin incluir la demanda de electrificación rural incluida en el PNSER (Programa Nacional de Energía Sostenible y Energía Renovable) ([PGMEM]). Según el MEM, este programa pretende elevar el porcentaje electrificación del 74.6 al 86.5%. De acuerdo con el MEM, los consumos que tienen mayor incidencia en la demanda son la refrigeración y el aire acondicionado.

El SNT (Sistema Nacional de Transmisión) a mayo de 2011 incluye 2,159.43 km de líneas, de los cuales 2,041.07 son propiedad de la estatal ENATREL (Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica). El resto (118.36 km) son propiedad de algunos generadores y grandes consumidores. Los voltajes que maneja el SNT son 230, 138 y 69 kV. Existen interconexiones internacionales con Honduras y Costa Rica, a 230 kV.

La Figura 2.3 indica la ubicación y el cubrimiento del SNT del territorio de Nicaragua. Se observa que es, esencialmente, un sistema radial, aunque incluye un anillo central.

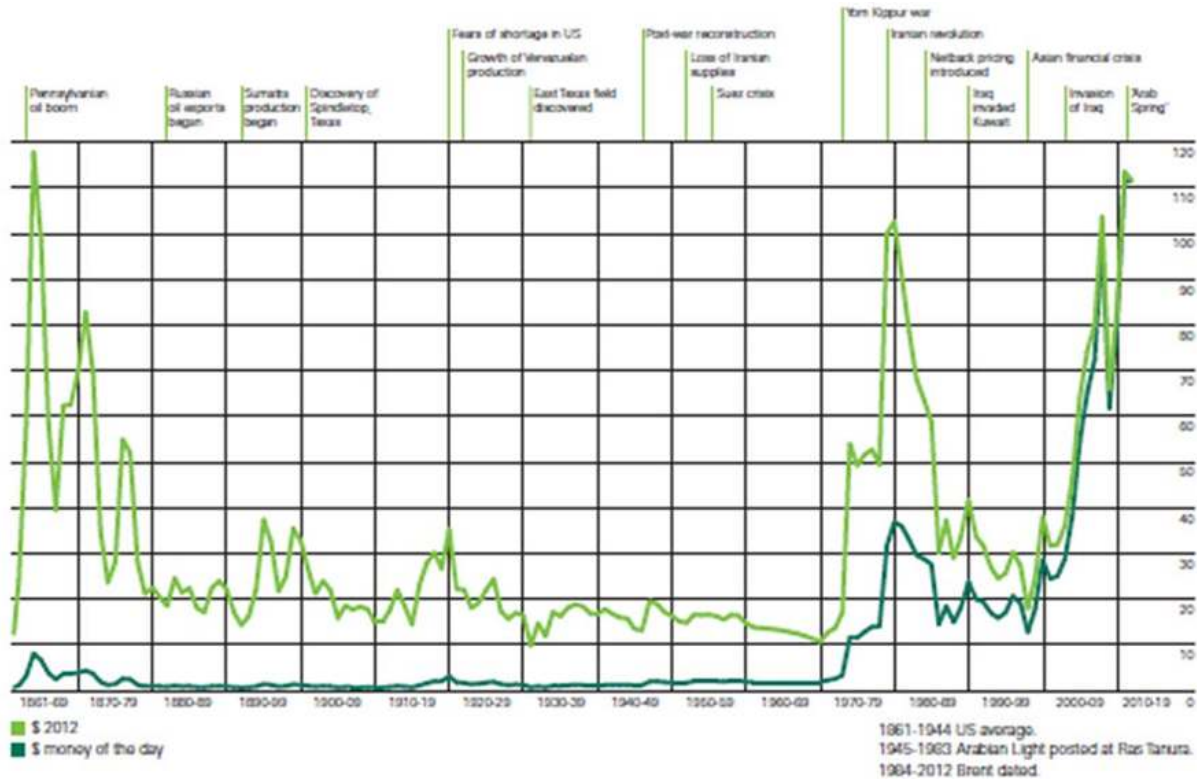


**Figura 2.3: SNT de Nicaragua**

A mediano plazo (2011 – 2016) el Plan de Expansión de Generación del MEM (Ministerio de Energía y Minas) adiciona 608MW, de los cuales 349MW son hidroeléctricos, 117MW eólicos y 142MW geotérmicos. Todos los MW incorporados se basan entonces en recursos renovables, consistentes con la política nacional de incentivar este tipo de generación para, entre otras razones, disminuir la dependencia de derivados del petróleo, que deben ser importados.

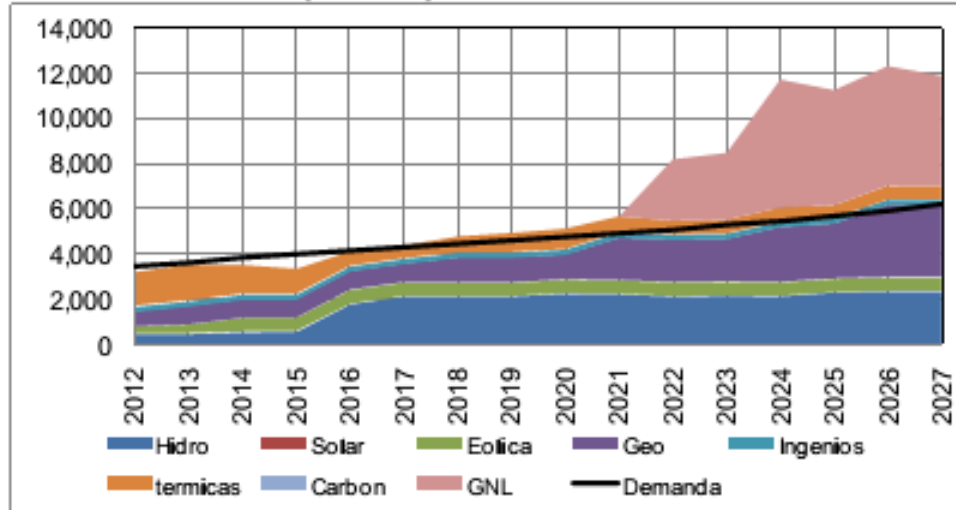
El Plan Indicativo de Generación a largo plazo contempla un cambio drástico en la matriz energética. Asume, para 2017, una participación de un 72% de recursos renovables en la capacidad instalada, versus 43% en la actualidad (Figura 2.4). El incremento en la participación de recursos renovables se logra mediante la introducción de importantes proyectos hidroeléctricos (entre los que se destaca Tumarín, de 253 MW y 870 GWh promedios anuales) y geotérmicos, de los cuales Nicaragua posee el mayor potencial en Centroamérica (1500 MW según el MEM). El estado ha gestionado para su desarrollo la participación de inversionistas extranjeros, que han demostrado

positivo interés. El MEM indica que el potencial de otros recursos renovables en Nicaragua es como sigue: hidroeléctrico, 2 000 MW; eólico, 800 MW y de biomasa, 200 MW. Mayor participación en el parque de generación de recursos renovables implica una disminución de la dependencia de combustibles líquidos, que deben ser importados, cuyos precios han mostrado una gran volatilidad, como se aprecia en la Figura 2.4.



**Figura 2.4: Evolución Histórica de los Precios del Petróleo (US\$/bbl, en precios corrientes y constantes a enero de 2012)**  
**Fuente: BP Statistical Review, June 2013**

A largo plazo, luego de 2022, el plan de expansión de GTPIR prevé para Nicaragua un notable incremento en la participación de generación basada en GNL (Gas Natural Licuado), como se puede apreciar en la Figura 2.5. Algo similar ocurre para los demás países centroamericanos. Por razones de economía de escala, probablemente se requeriría la coordinación de los países del istmo para la construcción de una planta de regasificación.



Fuentes: GTPIR, Elaboración propia, datos salidas del SDDP.

**Figura 2.5: Generación por fuente en Plan de Expansión del GTPIR**

Como se indicó, los planes de expansión eléctrica del Ministerio de Energía y Minas (MEM) suponen un incremento a corto plazo del porcentaje de electrificación, del valor actual de 74.6% [CEPAL] al 85% en 2016 ([PNDH]), especialmente mediante programas de electrificación rural. Se hace notar que estos proyectos requieren importantes inversiones en transmisión.

La Tabla 2.4 a continuación proporciona detalles del consumo para las principales clases de consumidores durante el año 2012. Cabe anotar que las cifras correspondientes a grandes distribuidores son de 2011, ya que la del 2012 no estuvo disponible para la preparación del presente Informe.

Tipo de Cliente	Número de Clientes	Consumo por Cliente (MWh)	Consumo Total (GWh)
Residencial	803,493	1.17	940.09
Comercial	50,087	13.49	675.67
Industrial	7,180	95.06	682.53
Grandes Clientes	9	142.57	1.28

**Tabla 2.4: Consumidores por Clase**

Para todo el país el número de clientes a diciembre de 2012 fue 920,326, con un consumo por cliente igual a 3.08 MWh, para un total de 2,834.60 GWh. La cifra incluye

sistemas aislados y otros tipos de clientes no considerados en la Tabla 2.4 (Irrigación, bombeo, alumbrado público, etc)

Las pérdidas por transmisión fueron en 2012 iguales a 90.32 GWh (2.46%), valor que consideramos razonable. Las pérdidas en distribución del SIN alcanzaron un valor de 713.20 GWh (20.86%), del cual aproximadamente la mitad (363 GWh), es decir, un 11% del total generado, corresponde a pérdidas no técnicas. Aunque altas, las pérdidas por distribución han venido descendiendo en términos porcentuales, desde un 27.7% alcanzado en 2007. La Ley 661 de 2008 de Uso Responsable de la Energía, Ley antifraude (ver sección 3.1), aunque de engorrosa aplicación, ha tenido un importante efecto en reducir las pérdidas.

Por otra parte, las pérdidas en los sistemas aislados suman 17.94 GWh, lo que corresponde a un 38.44% del total generado.

### **3. Modelos de Mercado y Marco Regulatorio**

#### **3.1 Aspectos Legales**

El Mercado Eléctrico Mayorista se rige por la Ley 272, conocida como Ley de la Industria Eléctrica y su Reglamento General (con sanción presidencial del 20 de abril de 1998 y del 14 de diciembre de 1999, respectivamente), por la normativa de operación y sus anexos, del 11 de septiembre de 2000, actualizada en febrero de 2013 y la normativa de transporte, de junio de 2000. Las normativas son bastante detalladas e incluyen aspectos técnicos y comerciales.

Hacia 1994 se establecieron el Instituto Nicaragüense de Energía (INE), como Ente Regulador, responsable por la política energética y la Empresa Nacional de Electricidad (ENEL) como una empresa verticalmente integrada (generación, transmisión, distribución y comercialización). La Ley 272 y su Reglamento crearon un Mercado Eléctrico Mayorista competitivo en generación, con participación privada. La Ley 271 también de 1998 reformó al INE y estableció la Comisión Nacional de Energía (CNE), con responsabilidades en planificación y establecimiento de políticas. Ambas funciones fueron posteriormente trasladadas al entonces recién creado Ministerio de Energía y Minas (MEM).

Los siguientes son los principales aspectos que establece la **Ley Eléctrica**:

- La Generación debe ser competitiva y puede contar con participación privada. El estado, sin embargo, es un generador de última instancia, responsable además por la electrificación rural y por el servicio eléctrico de zonas aisladas;
- Las actividades de Transmisión y de Distribución deben ser reguladas;
- Define como posición dominante a aquella que implica una participación de al menos 25% del mercado;
- Crea una Comisión Nacional de Energía, posteriormente remplazada por el Ministerio de Energía y Minas (**MEM**), con presupuesto nacional, encargada de otorgar concesiones y licencias. Adicionalmente, con la función de establecer políticas estratégicas nacionales y llevar a cabo, si se requieren, estudios de factibilidad y de pre-factibilidad de proyectos de generación. La CNE se hace responsable por la elaboración de planes indicativos de expansión de la generación;
- Crea al Instituto Nicaragüense de Energía (INE), como Ente Regulador del mercado;
- El **INE** está encargado de la elaboración y actualización de pliegos tarifarios y del control de los aparatos de medición. Aplica sanciones a los agentes del mercado (generadores, transmisores, distribuidores y grandes consumidores), cuando haya de lugar. Su presupuesto proviene de la tarifas a clientes finales, aunque sin sobrepasar el 1.5% de la mismas;
- Los **Generadores** pueden suscribir con los distribuidores contratos de suministro de largo plazo, vender su producción en el mercado ocasional (spot) o exportar. Estos contratos son financieros, no interfieren en la operación del sistema de potencia, que debe ser a mínimo costo. Los generadores no pueden invertir en las actividades de transmisión ni de distribución;
- El **Transmisor** debe basar su plan de expansión en el plan indicativo de generación. Debe ser una empresa estatal y encargarse adicionalmente de la operación del sistema, a través de una dependencia denominada el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC). El CNDC es también responsable por la liquidación de transacciones en el mercado eléctrico. El Transmisor debe obedecer las normativas de operación y de transporte. No puede participar en la actividad de la generación. Debe garantizar libre acceso (“open access”) a los agentes del mercado que requieran usar el SIN;
- Los **Distribuidores** deben garantizar el servicio en su zona de concesión. Pueden establecer contratos de suministro con los generadores, comprar en el



mercado ocasional o importar. El INE puede revisar sus instalaciones, si lo estima necesario. Deben garantizar libre acceso de otros agentes económicos del mercado a sus instalaciones de transporte, en particular a los Grandes Consumidores. Pueden tener hasta 10 MW de generación propia (más tarde expandidos hasta un 20% de su demanda, siempre que se trate de generación basada en recursos renovables). Son responsables por el alumbrado público, para lo cual suscriben contratos con las alcaldías respectivas. No pueden participar en la actividad de transmisión, aunque pueden poseer líneas de sub-transmisión para su conexión con el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Pueden desconectar clientes si se comprueba que cometen fraude. La llamada Ley Antifraude expande e incrementa la discrecionalidad del distribuidor en estas circunstancias. Los sistemas aislados pueden ser verticalmente integrados (generación, transmisión y distribución). El estado puede solicitar a los distribuidores que amplíen su servicio a zonas rurales u otras no rentables, mediante cubrimiento de los gastos originados;

- Los **Grandes Consumidores** pueden elegir libremente a quien les proporcione energía. Si es un generador, pueden negociar libremente sus contratos. En tal caso pueden solicitar los servicios del CNDC;
- La **operación** del SIN estará a cargo del **CNDC**, quien debe obedecer la correspondiente normativa. La operación debe ser de mínimo costo, segura y confiable. El CNDC debe coordinar los mantenimientos de generación y de transmisión. También administra el mercado que, como se dijo, incluye contratos y transacciones de oportunidad. Los precios deben ser horarios, determinados con base en los costos marginales horarios. La facturación debe ser mensual. El CNDC debe informarle al INE situaciones de los agentes que puedan originar sanciones. Se establece un Consejo de Operación. Los costos de funcionamiento del CNDC los deben cubrir los usuarios. Los sistemas aislados pueden contar con su propio Centro de Control;
- Las **concesiones** por transmisión pueden durar hasta 30 años. Las de distribución pueden concederse por licitación o por asignación directa;
- Pueden establecerse **servidumbres** para proporcionar el servicio eléctrico, debidamente compensadas;
- Las **tarifas** incluyen costos de energía y potencia (mercados ocasional y de contratos); pérdidas de energía y potencia en transmisión y en distribución, siempre que correspondan a empresas eficientes para cada una de estas actividades; acceso y uso de la transmisión y costos de distribución y de comercialización. Al usuario se le cobra por energía y potencia, garantía de

servicio y por conexión a la red. El INE aprueba pliegos tarifarios quinquenales, que pueden revisarse en forma anual o antes, si el precio del combustible se incrementa o disminuye con respecto al promedio en más de un 10%. El INE revisa y aprueba los peajes calculados por el transmisor por uso de sus instalaciones;

- Los agentes del mercado deben respetar las **legislaciones ambientales**, bajo la vigilancia del INE y de MARENA (Ministerio del Ambiente y los Recursos Naturales);
- Se establecen **sanciones** que pueden consistir en amonestaciones, multas inferiores a 100,000 US\$, intervención, revocatoria de licencias y otras establecidas en los contratos. Aplican también, cuando sean pertinentes, sanciones penales y civiles;
- Se exoneran de **impuestos** los combustibles y, durante 3 años la maquinaria, los equipos, insumos y materiales requeridos por generadores, transmisores y distribuidores;
- Se subsidia el **consumo de jubilados**, hasta 150 kWh por mes. Los importes son cubiertos por el estado.

El Reglamento de la Ley Eléctrica (Reglamento General de la Industria Eléctrica) establece las normas que regulan la Ley Eléctrica y al INE como el organismo encargado de velar por la aplicación de la ley.

Otras leyes importantes son las siguientes:

- Leyes relacionadas con los recursos renovables:
  - Ley 467 de 2003, que crea incentivos al sector hidroeléctrico (exoneración de impuestos y de timbres fiscales). Establece, sin embargo, una banda de precios para venta de energía en el mercado ocasional entre 55 y 65 US\$/MWh para proyectos hidroeléctricos que se acojan a esta ley (esta banda ha ido subiendo y en la actualidad está entre 90 y 100 US\$/MWh);
  - Ley 532 de 2005, de promoción de fuentes renovables, con incentivos fiscales. Obliga a las distribuidoras a contratarlas prioritariamente en sus licitaciones (según porcentajes establecidos por el MEM), por períodos de al menos 10 años. Establece la misma banda de precios establecida en la Ley 467, para la venta en el mercado ocasional de la energía producida por las plantas que se acojan a esta ley, que no tengan contratos con las distribuidoras;

- Ley 695 de 2009, para la promoción del desarrollo del proyecto hidroeléctrico Tumarín (253 MW, 870 GWh medios anuales);
- Ley 531 de mayo de 2005, de reforma al sub-sector hidroeléctrico, que proporciona al Ministerio de Fomento, Industria y Comercio (MIFIC) la facultad de otorgar permisos de aprovechamiento de agua para proyectos hidroeléctricos con capacidad mayor que 1 MW, con un máximo de 30 MW. La ley remarca que estos permisos son independientes de las licencias de generación eléctrica, que, de acuerdo con la Ley Eléctrica, otorga la Superintendencia de Servicios Públicos. Se establece que los proyectos inferiores a 1 MW no requieren permiso. La ley reglamenta los beneficios fiscales a los propietarios de plantas de generación basadas en recursos renovables que se le acojan, en el sentido de establecer que, en caso de que no tengan con los distribuidores contratos de largo plazo de venta de su energía, deben vender en el mercado ocasional en una franja de precios comprendida entre 55 y 65 US\$/MWh (actualmente entre 90 y 100 US\$/MWh).
- Ley 554 de 2005 y su adición (Ley 600 de 2006), que aplican siempre que el precio del barril de petróleo WTI supere los \$50, o más del 50% de la generación eléctrica se haga con base en derivados del petróleo. Congela durante 5 años la tarifa para consumos inferiores a 150 kWh mensuales, exonera el IVA a consumos por debajo de 300 kWh mensuales y establece un IVA del 7% para consumos superiores a 300 kWh pero inferiores a 1,000 kWh por mes. Subsidia adicionalmente asentamientos espontáneos y barrios vulnerables y especifica la forma de financiar los subsidios. En particular, los generadores estatales cubren el costo de esa financiación mediante un mecanismo de cruce de cuentas con los distribuidores, por energía que estos le compren a los generadores estatales;
- Ley 583 de 2006, que crea ENATREL, la empresa de transmisión, con responsabilidad de transmitir electricidad a un voltaje no menor a 69 kV, operar el sistema nacional de potencia, administrar el mercado eléctrico nacional, planificar y ejecutar obras de expansión del sistema nacional de transmisión y explotar excedentes de capacidad instalada de transmisión y comunicación por medio de fibra óptica;
- Ley 600 del 12 de octubre de 2006, que elimina impuestos a importación de lámparas fluorescentes compactas y a cualquiera otra que ahorre consumo eléctrico;
- Ley 627 de 2007, que introduce varias reformas a la Ley 554, entre ellas especifica que las distribuidoras pueden construir generación basada en recursos naturales hasta por un 20% de su demanda. Especifica adicionalmente,

que ENATREL puede utilizar hasta 5 millones de dólares para importar generación del mercado regional y ofertarla a las distribuidoras siempre que su precio sea inferior al de la generación que sustituya (en la práctica, generación térmica producida localmente con base en combustibles líquidos, particularmente diesel);

- Ley 661 de 2008, de Distribución y uso Responsable de Energía Eléctrica (Ley antifraude), que identifica y castiga conductas dolosas en la utilización de la energía eléctrica. Para clientes residenciales las sanciones se incrementan con su nivel de consumo, cuando sobrepase los 201 kWh/mes;
- Ley 746 de 2010 que reforma y fortalece a ENEL, le transfiere los activos de las generadoras HIDROGESA (hidroeléctrica, plantas Centroamérica y Carlos Fonseca), GEMOSA (geotérmica, planta Momotombo, administrada por la empresa ORMAT, actualmente Momotombo Power Company) y GEGSA (generación central, plantas Managua y Las Brisas). Adicionalmente crea una dirección en ENEL, DOSA, para la operación de los sistemas aislados;
- Ley 788 de marzo de 2012 que reforma la Ley 583 que crea ENATREL y las leyes 272 (Ley Eléctrica) y 290 (Organización y Competencias del Poder Ejecutivo). Se declara a ENATREL como una empresa estatal, de interés social, que no puede ser privatizada. Tiene autonomía técnica, administrativa y financiera, bajo la rectoría del MEM. A más de las funciones anteriormente descritas, se la hace cargo de los programas de electrificación rural, incluidas generación basada en recursos renovables (por ejemplo, pequeñas centrales hidroeléctricas y generación fotovoltaica) y responsable por la administración de los fondos disponibles al efecto. El estado se hace responsable por la electrificación rural, en particular en poblaciones menores. Se especifica que puede pagarles a las distribuidoras para que expandan sus redes con el fin de servir a estos consumidores, cuando las distribuidoras no lo encuentren rentable. A más de ser responsable por políticas energéticas y la elaboración del Plan Estratégico y del Plan Indicativo de expansión de la generación, el MEM administra licencias y concesiones en el sector energético, en particular en el sector eléctrico. También aprueba y pone en vigencia regulaciones del sector eléctrico (generación, transmisión y distribución), que le deben ser enviadas a tal propósito por el Ente Regulador (INE). Debe crear un órgano consultivo, la Comisión Nacional de Energía y Minas (CNEM), para la cual la Ley anuncia que se elaborará con posterioridad un reglamento.

Adicionalmente, el Gobierno Nacional, a través de Decretos Ejecutivos, reglamenta leyes relativas al sector de energía, establece políticas energéticas y lineamientos bastante específicos para entes como el MEM y el Regulador (INE). Los Decretos Ejecutivos post 2003 se resumen a continuación.

- Decreto Ejecutivo 72 de 2003: reglamenta la Ley 467 de promoción al subsector hidroeléctrico, particularmente en lo relativo a permisos de uso del agua;
- Decreto Ejecutivo 79 de 2003: hace lo propio con la Ley 443, relativa al recurso geotérmico. En particular establece 7 zonas geográficas para este recurso;
- Decreto Ejecutivo 13 de 2004: establece políticas energéticas. Prioriza la generación basada en recursos renovables. Promueve estabilidad en los costos de generación, en particular a través de la libre competencia, evitando monopolios. Indica que el estado es responsable por la regulación y el control y que el INE es el Ente Regulador. Promueve la elaboración de Planes Indicativos y de los proyectos que allí aparecen. Los contratos de compra-venta de energía deben tener duración suficiente para atraer la inversión. Los pliegos tarifarios deben consultar políticas de precios y subsidios. Deben mitigarse los impactos ambientales. Se fija como meta el incremento de la cobertura del servicio eléctrico. La CNE (posteriormente remplazada por el MEM) debe hacerse cargo de la elaboración de estudios de factibilidad y pre-factibilidad de proyectos de generación, en particular de los basados en recursos renovables. Se plantea la posible introducción del Comercializador, como agente dinamizante del mercado. Debe elaborarse un Plan Nacional de Electrificación Rural (PLANER) y para financiarlo, crearse un Fondo de Desarrollo de la Industria Eléctrica (FODIEN), que enfatice los recursos renovables, en particular para localidades fuera del SIN. Debe promoverse la eficiencia energética;
- Decreto Ejecutivo 61 de 2005: se refiere primordialmente a electrificación rural. La CNE (luego el MEM) debe administrar el FODIEN. De preferencia, los proyectos deben ser desarrollados por inversionistas privados;
- Decreto Ejecutivo 6 de 2006: indica que los precios deben ajustarse a los costos de suministro y que los subsidios deben estar diseñados para permitir acceso de los sectores de menores recursos al servicio eléctrico. En **Generación**, promueve una revisión de los contratos en donde sea posible, con el fin de abaratar costos; prioriza la generación basada en recursos renovables; promueve estudios de pre y de factibilidad para proyectos en el

plan de expansión indicativo, incentiva modificar y simplificar las regulaciones y las reglas de operación del MEM e indica que las compras de los distribuidores deben ser a costos marginales. En **Transmisión** establece que las tarifas deben ser económicamente eficientes y suficientes para asegurar la salud financiera de ENATREL, que el SNT debe ampliarse para permitir la inclusión de generación basada en recursos renovables y de los proyectos de electrificación rural que aparezcan en el PLANER y que debe estudiarse la posibilidad de establecer precios nodales. En **Distribución**, el INE debe reducir el factor de traspaso de pérdidas a tarifas y simplificar los pliegos tarifarios. Los recursos que utilice el estado para Electrificación Rural no deben hacer parte del Valor Agregado de Distribución, VAD. Con relación al **Marco Legal e Institucional**, debe crearse un sistema de información y otro unificado de cuentas. Remarca que la coordinación institucional debe estar a cargo de la CNE (posteriormente el MEM) y la regulación del INE. El INE debe velar por una buena aplicación de los **subsidios** y su disminución gradual en el tiempo. Los máximos subsidios otorgados por el FODIEN (Fondo de Desarrollo de la Industria Eléctrica) deben ser iguales o menores a los costos de inversión de los proyectos de generación que aparecen en el PLANER;

- Decreto Ejecutivo 9 de 2006: Reglamento del FODIEN;
- Decreto Ejecutivo 42 de 2006: declara de interés estratégico nacional la producción de biocombustibles y bioenergía y establece lineamientos para promoverlos;
- Decreto Ejecutivo 62 de 2006: reglamenta la importación y comercialización de hidrocarburos;
- Decreto Ejecutivo 2 de 2008: establece medidas de ahorro energético, dados los altos precios del petróleo y sus derivados;
- Decreto Ejecutivo 29 de 2008: aprueba un Protocolo de Entendimiento entre los Distribuidores DISNORTE y DISSUR, Unión Fenosa Internacional y el Gobierno de Nicaragua, que incluye compromisos de las partes para asegurar la permanencia de Unión Fenosa en el Mercado Eléctrico de Nicaragua;
- Decreto Ejecutivo 45 de 2010: reglamenta la ley 443 de exploración y explotación de recursos geotérmicos, particularmente en lo relativo a otorgamiento de concesiones para ambas actividades. El estado, a través de ENEL, se reserva un 10% de las acciones de quienes exploten campos

geotérmicos. Se especifican medidas que deben cumplirse de mitigación de impactos ambientales. Los impuestos que paguen los concesionarios (a partir del quinto año de operaciones) deben utilizarse para ayudar a financiar el FODIEN;

Por su parte, el INE emite resoluciones, usualmente relacionadas con temas tarifarios. Por ejemplo, la INE-CD-003-04-2013, de abril de 2013, establece una tarifa para consumidores residenciales igual a 240.80 US\$/MWh. Hace notar que incluye una financiación (subsidio) por parte del gobierno de \$6.71 US\$/MWh, que debe constar en la factura y que la tarifa de los clientes residenciales con consumo mensual inferior a 150 kWh es la fijada en 2004.

## 3.2 Aspectos Institucionales

### 3.2.1 Agentes del Mercado

- (1) **Generación:** existen generadores públicos, privados y mixtos, que venden su producción (energía y potencia) en los mercados ocasional y de contratos. Pagan peajes de transmisión. Utilizan generación térmica convencional (turbinas de vapor y de gas, funcionando con bunker y diesel, respectivamente), hidroeléctrica, eólica, geotérmica y con base en biocombustibles, particularmente bagazo de caña de azúcar;
- (2) **Transmisión,** a cargo de ENATREL, empresa pública, que también administra las interconexiones con países vecinos en el marco del SIEPAC;
- (3) **Operación y liquidaciones en el mercado eléctrico:** el CNDC es una dependencia de ENATREL, responsable por la operación del sistema interconectado. Adicionalmente, tiene a su cargo las liquidaciones mensuales de los mercados ocasional y de contratos. El EOR es el operador de la interconexión regional, con base en El Salvador;
- (4) **Distribución:** es responsabilidad mayormente de las empresas DISNORTE y DISSUR, que también pueden poseer generación propia basada en recursos renovables, hasta por un 20% de su demanda. ENEL es el mayor distribuidor en sistemas aislados. DISNORTE y DISSUR compran electricidad (energía y potencia) en los mercados ocasional y de contratos. Pagan peajes de transmisión;
- (5) **Grandes Consumidores:** pueden comprar directamente su energía (y potencia) a los generadores. Son abastecidos en media tensión (13.8 kV). En

la actualidad, su demanda debe ser al menos de 1 MW. Estas restricciones para un sistema del tamaño de Nicaragua hacen, en parte, que su participación en el mercado eléctrico sea tan solo de un 2.2% del mercado de contratos y de un 4.5% del mercado ocasional;

- (6) Mercado Eléctrico Regional (MER):** al que se exporta y del cual se importa energía en los mercados ocasional y de contratos, a través de las líneas de interconexión (Red de Transmisión Regional: RTR). Cabe anotar que el exportador y el importador se tratan respectivamente como demanda o generación local y son representados ante las autoridades nacionales como tales. No requieren, en consecuencia, licencias adicionales;

### **3.2.2 Entidades de Supervisión y de Control del Mercado**

- (1) Gobierno Nacional,** que a través de Decretos Ejecutivos, como se indicó en la sección 3.1, establece lineamientos a veces bastante específicos, dirigidos a otras autoridades del sector energético, tales como la Comisión Nacional de Energía (CNE), más tarde remplazada por el MEM y el Ente Regulador (INE).

#### **(2) Ministerio de Energía y Minas (MEM)**

Las principales funciones del MEM dentro del sector eléctrico son como sigue:

- (a) Establecimiento de políticas energéticas a nivel nacional y elaboración del Plan Estratégico;
- (b) Adjudicación de licencias y concesiones para proyectos de generación y de distribución. Las licencias pueden ser para exploración o para funcionamiento. Usualmente son de 20 años para los generadores, cifra que puede ser revisada en los contratos que firmen los generadores con los distribuidores.
- (c) Inspección de las obras que efectúen los adjudicatarios de licencias y concesiones;
- (d) Preparación de planes indicativos de expansión de la generación. Los proyectos que aparecen en el plan indicativo son licitados por un Gabinete de Energía que incluye representantes de otros ministerios, particularmente Finanzas, así como representantes de la Asamblea Nacional. (Esto origina retrasos e introduce elementos políticos en una decisión técnica). Se escoge la mejor oferta y se instruye a los distribuidores para que negocien contratos con el generador escogido. El MEM supervisa todo este proceso. Los contratos incluyen cláusulas de cumplimiento. Un ejemplo, es la negociación del proyecto hidroeléctrico Tumarín, de 253 MW, el de mayor tamaño que, según el plan indicativo, debe incorporarse al sistema en 2018.



(e) Revisión y aprobación de las regulaciones del sector eléctrico que le debe someter el INE.

### **(3) Instituto Nicaragüense de Energía**

El INE es el Ente Regulador, con funciones de Regulador y de Vigilante del Mercado Eléctrico y la potestad para aplicar sanciones, de ser necesarias. Las regulaciones que emite, sin embargo, están sujetas a la revisión y aprobación del MEM.

**(4) CRIE**, Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, el regulador del MER (Mercado Eléctrico Regional), basado en Guatemala.

## **3.3 Modelo de Mercado**

El modelo de mercado adoptado en Nicaragua especifica una generación abierta a la competencia. Incluye generadores públicos (particularmente ENEL), privados y mixtos. La capacidad de transporte está en manos de la estatal ENATREL (ver sección 3.3.2). El grueso de la distribución (sección 3.3.3) está en manos de dos empresas que tienen concesiones en áreas extensas del territorio nacional, DISNORTE y DISSUR, ambas bajo control del consorcio privado español TSP-MELFOSUR, poseedor de un 80% de las acciones. Del 20% restante, 16% está bajo control del gobierno, en tanto que el 4% remanente pertenece a pequeños accionistas. Adicionalmente, existen pequeños distribuidores con generación propia o que la compran a generadores o a otros distribuidores. Entre estos se cuentan ENEL (con instalaciones en varias regiones aisladas), la Cooperativa de Electrificación Rural del departamento de Masaya y Zelaya Luz S.A.

### **3.3.1 Generación**

Los productos que brindan los generadores al sistema, que se remuneran por separado, son potencia y energía. La Tabla 3.1 abajo incluye información básica de todas las empresas generadoras que hacen uso del SNT. La Tabla 3.2 compendia la información disponible de los generadores de los sistemas aislados.

<b>Empresa Generadora</b>	<b>MW Efectivos</b>	<b>Propiedad Accionaria</b>	<b>Tecnología de Generación</b>
<b>ALBANISA</b>	276.86	Mixta	Térmica
<b>CENSA</b>	60.90	Privada	Térmica
<b>EEC</b>	70.50	Privada	Térmica
<b>GEOSA</b>	100	Privada	Térmica
<b>GESARSA</b>	5.80	Pública	Térmica
<b>TIPITAPA</b>	50.90	Privada	Térmica
<b>ENEL</b>	46	Pública	Térmica
<b>NSEL</b>	77.30	Privada	Biomasa
<b>Monte Rosa</b>	48.50	Privada	Biomasa
<b>ENEL</b>	98	Pública	Hidroelectricidad
<b>ORMAT-Momotombo</b>	26.30	Privada	Geotérmica
<b>PENSA</b>	50.80	Privada	Geotérmica
<b>AMAYO</b>	63	Privada	Eólica
<b>Blue Power</b>	32	Privada	Eólica
<b>Eolo de Nicaragua</b>	22	Privada	Eólica

**Tabla 3.1: Generadores conectados al SIN**

<b>Empresa Generadora</b>	<b>Propiedad Accionaria</b>	<b>Tecnología de Generación</b>
<b>ENEL</b>	Pública	Térmica
<b>OMETEPE</b>	Privada	Térmica
<b>Pto Cabezas Power</b>	Privada	Térmica
<b>HEMCONICA</b>	Privada	Hidroeléctrica
<b>Tichana Power</b>	Privada	Hidroeléctrica

**Tabla 3.2: Generadores de Sistemas Aislados**

La capacidad efectiva de sistemas aislados es como sigue:

Plantas Térmicas: 11.15 MW;

Plantas Hidroeléctricas: 0.20 MW

### **(1) Potencia**

La Normativa de Operación define potencias disponible (la que la unidad de generación puede entregar al sistema), efectiva (la potencia de placa menos restricciones permanentes) y máxima operativa (la entregable en un plazo dado, para efectos de reserva rodante). Sin embargo, no define la potencia firme de generación basada en algunos recursos renovables, como generación hidroeléctrica o eólica. Note que la potencia firme de plantas hidroeléctricas está asociada a su período seco y a hidrologías de alta probabilidad de excedencia (por ejemplo, del 95%). En muchos mercados (Brasil, Panamá) se considera que las energías eólica y solar no proporcionan energía firme. En Nicaragua no se remunera la potencia de generación basada en recursos renovables.

Se establece en la Normativa de Operación que los consumidores deben contar con suficiente potencia para respaldar su garantía de suministro. Existen dos mercados de potencia: ocasional y de contratos de corto (duración menor a 7 días), mediano (duración entre 7 días y 6 meses) y largo (duración superior a 6 meses) plazos. Los distribuidores no pueden vender su generación propia (potencia y/o energía) en contratos. Deben utilizarla para satisfacer sus

necesidades. Los excedentes pueden ser vendidos en el mercado ocasional. La liquidación de los contratos se hace en forma mensual.

La normativa prescribe que el precio máximo de la potencia en el mercado ocasional sea calculado anualmente por el CNDC como el máximo entre el costo de la potencia en los contratos de los distribuidores y un costo referencial estimado con base en los costos fijos representativos de la unidad marginal. En la actualidad resulta ser igual a 6.6953 US\$/kW-mes. Se supone que este precio cubra costos de inversión, fijos de operación y mantenimiento y utilidad sobre la inversión. Las unidades infra-marginales, esto es, aquellas con costos variables de operación y mantenimiento (incluidos costos de combustible, cuando aplica), derivan, por supuesto, beneficios adicionales por los pagos que se les hacen por su energía vendida. Los generadores y los distribuidores pueden ofertar en el mercado ocasional sus excesos de potencia, con el tope de precio mencionado. Los contratos de potencia se liquidan mensualmente.

## **(2) Energía (Mercados ocasional y de contratos)**

Tal como para la potencia, existen mercados de contratos de corto, mediano y largo plazos y el mercado ocasional, en el que los generadores venden energía no contratada y los distribuidores compran la demanda no cubierta por contratos. El precio de la energía en el mercado ocasional es el costo marginal de corto plazo correspondiente a un despacho sin restricciones (de transmisión, distribución u operativas de generación), aunque incluye pérdidas y reserva rodante. Puede ser el costo de la unidad de racionamiento, si se presenta, o si el sistema no tiene suficiente reserva.

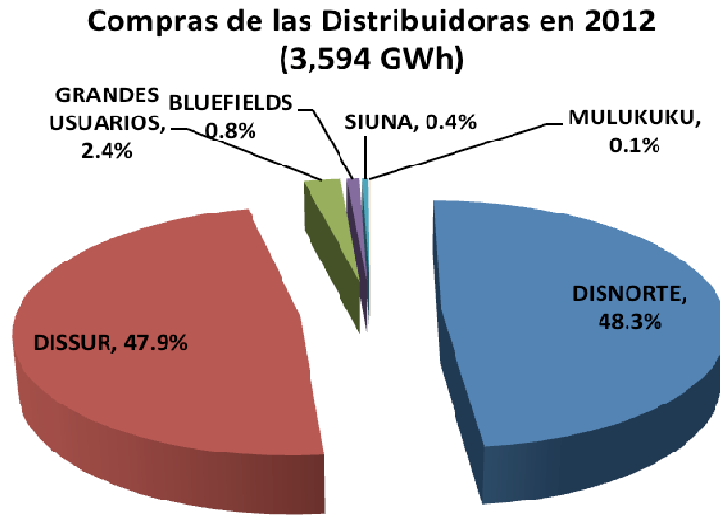
La generación obligada es la que debe despacharse por restricciones del sistema pero tiene un precio superior al del despacho sin restricciones. La pagan quienes la causan o, si es resultado del despacho económico, la pagan quienes compran en el mercado ocasional, a prorrata de su energía comprada.

En la sección (4) se indica que el CNDC utiliza programas de optimización a mínimo costo para la ejecución del despacho, con horizontes estacional, semanal y diario.

Los distribuidores están obligados a contratar el 80% de su demanda en el primer año y el 60% en el siguiente año. La Figura 3.4 proporciona para 2012 las compras de los diferentes distribuidores en los mercados de contratos y ocasional. Note que las mayores distribuidoras (DISNORTE y DISSUR)

representan un 96.2% del total de la demanda. Los grandes usuarios, por su parte, representan un 2.5% del total del mercado. El restante 1.3% lo conforman pequeñas distribuidoras (Mulukukú, Siuna y Bluefields).

La Normativa de Operación establece que, en condiciones de racionamiento, tienen prioridad de suministro de un determinado generador, quienes tengan con él contratos de suministro. Por otra parte, los contratos internos son herramientas de manejo del riesgo y, por consiguiente, no deben tener influencia sobre el despacho. Los contratos internacionales, sin embargo, son físicos a través de las líneas de interconexión internacionales.



**Figura 3.1: Compras de las Distribuidoras en 2012.**

**Fuente de Datos: CNDC**

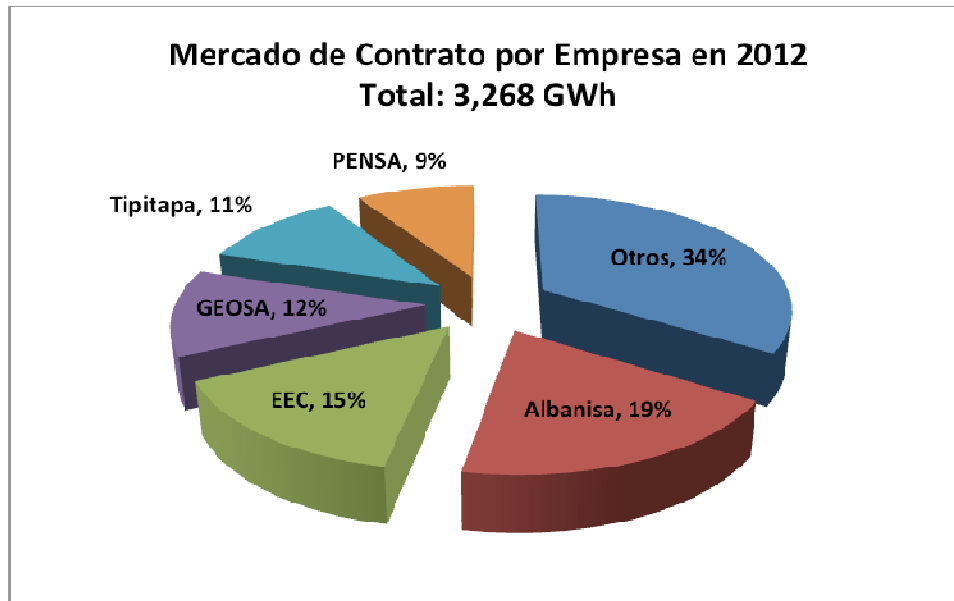
Las compras mensuales en 2012 de las dos mayores distribuidoras (GWh) se indican mes a mes en la Tabla 3.3 a continuación, para el mercado ocasional y el de contratos. Note que un total de 90.33% se compra en contratos y el resto (9.67%) en el ocasional. Las mayores compras en el mercado de contratos tienen lugar en los meses secos, particularmente noviembre y diciembre.

	Ene.	Feb.	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Contrato	260	259	271	268	261	228	257	252	262	274	280	288	3160
Ocasión	24	19	30	22	36	56	39	44	18	23	10	17	338
<b>Total Compras</b>	<b>284</b>	<b>278</b>	<b>301</b>	<b>290</b>	<b>297</b>	<b>284</b>	<b>296</b>	<b>296</b>	<b>280</b>	<b>297</b>	<b>290</b>	<b>305</b>	<b>3498</b>

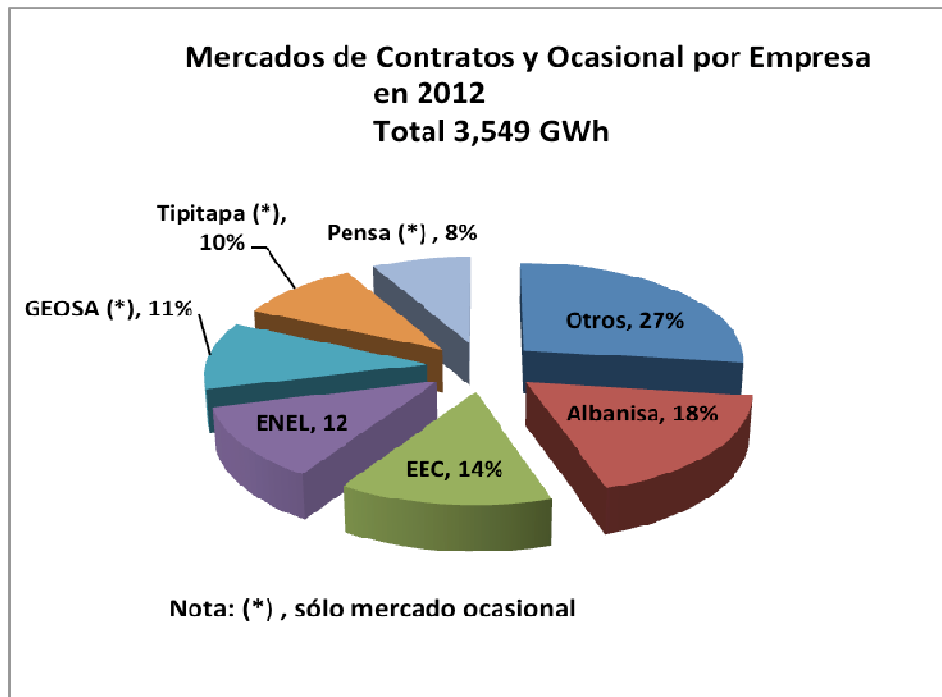
**Tabla 3.3: Compras Mensuales de DISNORTE y DISSUR en 2012 (GWh)**

**Fuente de Datos: CNDC**

La participación de los mayores generadores en el mercado de contratos se indica en la Figura 3.2 y en ambos mercados (ocasional y de contratos) aparece en la Figura 3.3.



**Figura 3.2: Mercado de Contratos por Empresa**  
Fuente de Datos: CNDC



**Figura 3.3: Mercado de Contratos y Ocasional por Empresa**  
Fuente de Datos: CNDC

Como se indicó anteriormente, la Ley 532 establece que los distribuidores en sus licitaciones para compra de energía deben priorizar la generación proveniente de recursos renovables, en porcentajes establecidos por el MEM, y que deben contratarla por períodos de (al menos) 10 años.

En la actualidad los contratos de energía son todos del tipo “Pague lo Producido” y se liquidan mensualmente.

### **(3) Características de la contratación actual**

- No existe un contrato estándar. Los distribuidores solicitan la ayuda del INE para redactarlos y llevar a cabo los cálculos correspondientes;
- Los contratos de los generadores nuevos con los distribuidores gozan de garantía de la nación;
- La experiencia internacional ha demostrado la conveniencia de agregar la demanda nacional y de llevar a cabo subastas de suministro para la demanda agregada. Este punto se explorará en mayor detalle el Capítulo 5 (Propuesta de Metodología) del presente proyecto.

### **(4) Despacho del Sistema de Potencia**

La normativa de operación establece que el despacho debe ser de mínimo costo, incluido el costo de posibles racionamientos de la demanda. A nivel anual, con resolución mensual, se utiliza el modelo SDDP de la firma brasileña PSR, para obtener una ubicación económica semanal de la oferta hidroeléctrica y el valor del agua en los embalses. Con base en los resultados del despacho anual y los ajustes requeridos por la evolución del sistema de potencia, se utiliza a nivel semanal, con resolución diaria, el modelo NCP, también de PSR, para obtener la asignación óptima de unidades y obtener un despacho diario indicativo. Los contratos de importación y exportación se representan como generación o demanda adicional, respectivamente, ambas situadas en las fronteras. El despacho diario, por último, parte de los resultados del semanal y determina el despacho diario, hora a hora, del sistema de potencia, en forma de minimizar costos, respetar las restricciones físicas del sistema (incluida las provenientes de la transmisión) y mantener los criterios de calidad y servicio (por ejemplo, reserva rodante del 5% y del 2.5% para Control Automático de la Generación). El despacho diario elaborado un día dado para el día siguiente se denomina pre-despacho. Los programas utilizados por el CNDC para los despachos en diferentes horizontes de tiempo utilizan la información proporcionada por los generadores. De requerirse, el CNDC puede hacer auditorías para verificar la precisión de la información entregada. Por último, el

CNDC utiliza los resultados del despacho diario para llevar a cabo la operación en tiempo real.

El costo de racionamiento se modela en la actualidad con un escalón único, independiente del nivel de racionamiento, con un valor igual a 420 US\$/MWh. La Normativa de Operación, sin embargo, prevé tres escalones que deben corresponder a racionamientos del 5, 30 y 100% de la demanda, con costos crecientes desde el mayor costo variable de la generación para el despacho más 10% para el primer escalón, el mismo costo más 35% para el segundo y el costo pleno de racionamiento para el tercer.

## **(5) Servicios Auxiliares**

La Normativa de Operación de Nicaragua establece que los servicios auxiliares, requeridos para garantizar los requisitos de calidad y seguridad de la operación, son programados y asignados por el CNDC a agentes del mercado, quienes están en la obligación de prestarlos y de pagar por los cargos que se originen. Los servicios auxiliares de los que habla la normativa son los siguientes:

- Pérdidas;
- Reserva de corto plazo: rodante y fría;
- Seguimiento de la demanda;
- Arranque en negro (black start);
- Control de reactivos y control de tensión;

La Normativa de Operación establece que los agentes deben proporcionar los servicios auxiliares que les sean asignados por el CNDC durante el pre-despacho, con equipamiento de su propiedad y asumir los costos que de allí se deriven. Quienes no puedan hacerlo, deben contratarlos con otros agentes. De lo contrario, se hacen responsables por los cargos que surjan y quedan sujetos a las sanciones que apliquen. El CNDC puede compartir los servicios auxiliares con otros países interconectados.

Las pérdidas de potencia se consideran demanda adicional en el cálculo de la demanda máxima. Se compensan entonces como cualquier otra potencia en los mercados de contratos y de ocasión. Las pérdidas de energía se compensan como un servicio auxiliar a través de cargos adicionales por energía y las pagan los consumidores a pro-rata de la energía que retiren de la red. El servicio auxiliar de control de reactivos no es compensado.

El precio máximo del arranque en negro lo calcula el CNDC para cada año como un porcentaje del producto de la demanda anual por su correspondiente precio de ocasión. Este valor se divide por 12 para determinar su valor mensual. El valor reconocido para 2013 es 98,206.41 US\$/mes, para cada una de 3 localizaciones. El CNDC subasta entre los generadores sus necesidades



previstas para cada mes del siguiente año, tomando en cuenta el tope indicado, que se proporciona a los generadores que pueden proporcionar el servicio, interesados en participar en la subasta. A la remuneración por cargos fijos se aumenta una remuneración por costos variables, a las máquinas que sean requeridas para suministro del servicio.

La reserva de corto plazo (fría y rodante) puede ser suministrada por generadores o por distribuidores que retiren demanda en forma voluntaria. La reserva rodante se compensa con base en el precio del mercado ocasional. La fría, con base en un precio que debe ser inferior al ocasional de la potencia.

Los servicios auxiliares son pagados mensualmente por los distribuidores, en forma proporcional a su consumo energético. Pueden ser contratados por fuera del país. En la actualidad representan un 5% de la facturación mensual total.

## **(6) Pagos de los Generadores.**

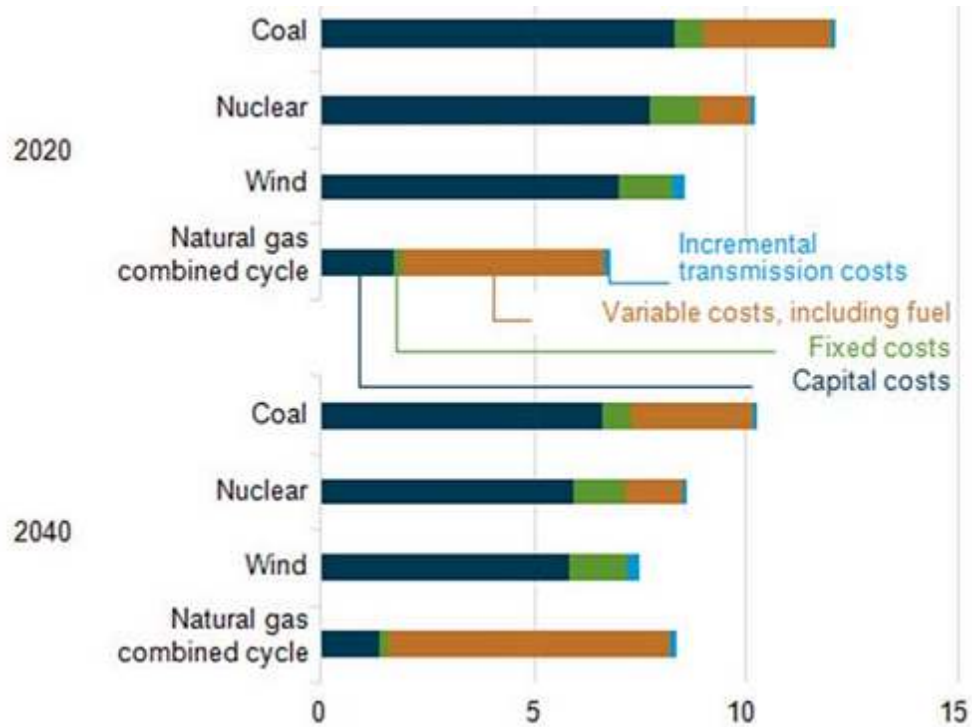
Los generadores son responsables por pagos al transportador por conexión a la red de transmisión, exigencia máxima que hacen de la red y por la energía que inyecten.

## **(7) Plan de Expansión de la Generación**

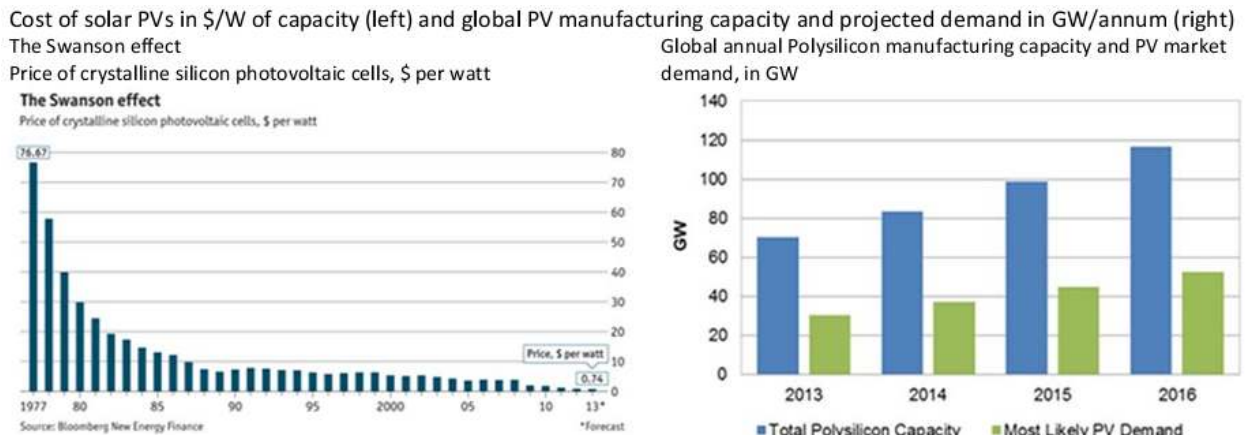
El MEM elabora planes indicativos de expansión de la generación a nivel nacional. Los planes indicativos incluyen un notable énfasis en recursos renovables, con la intención de cambiar a corto plazo la matriz energética. En esta línea se enmarca la construcción del proyecto hidroeléctrico Tumarín, la promoción de proyectos hidroeléctricos pequeños y medianos y del recurso geotérmico, la cuantificación del potencial eólico y su promoción y la promoción de generación que utilice biomasa. Cabe anotar que estas dos últimas fuentes de energía (eólica y utilización de biomasa) están mayormente disponibles durante la estación seca, con lo que complementan el recurso hidroeléctrico, como se indicó anteriormente. Las eólicas, sin embargo, a veces contribuyen hasta en el mes de julio. Tienen un alto factor de planta, cercano al 40%. El mayor potencial eólico se encuentra hacia la frontera con Costa Rica. A diferencia de lo que ocurre en otros países, las plantas eólicas en Nicaragua contribuyen a servir la demanda de punta del sistema. Una mayor explotación de los recursos naturales de Nicaragua tiene el potencial de convertir al país en un exportador neto de electricidad.

A este propósito, se aprecia en la Figura 3.4 que en 2040 la Agencia de Información de Energía del correspondiente Departamento de Estados Unidos prevé que la energía eólica será la de menor costo nivelado. La Figura 3.5, por su parte, presenta la evolución de precios de la energía solar fotovoltaica (US\$/kW) (izquierda) y la capacidad mundial de manufactura junto con la demanda proyectada (derecha), también a nivel mundial. Se observa una caída casi exponencial en los precios y que la capacidad de manufactura (particularmente en China), excede considerablemente la demanda, lo que explica en buena parte el colapso de los precios. Por último, la Figura 3.6

proporciona la evolución de eficiencias energéticas de refrigeradores nuevos en los Estados Unidos, entre 1950 y 2008. Se aprecia un notorio incremento de la eficiencia (menor consumo energético anual), a pesar del considerable aumento en su tamaño. Estos factores sin duda confirman que los esfuerzos de Nicaragua en la promoción de energías renovables y eficiencia energética están bien encaminados.

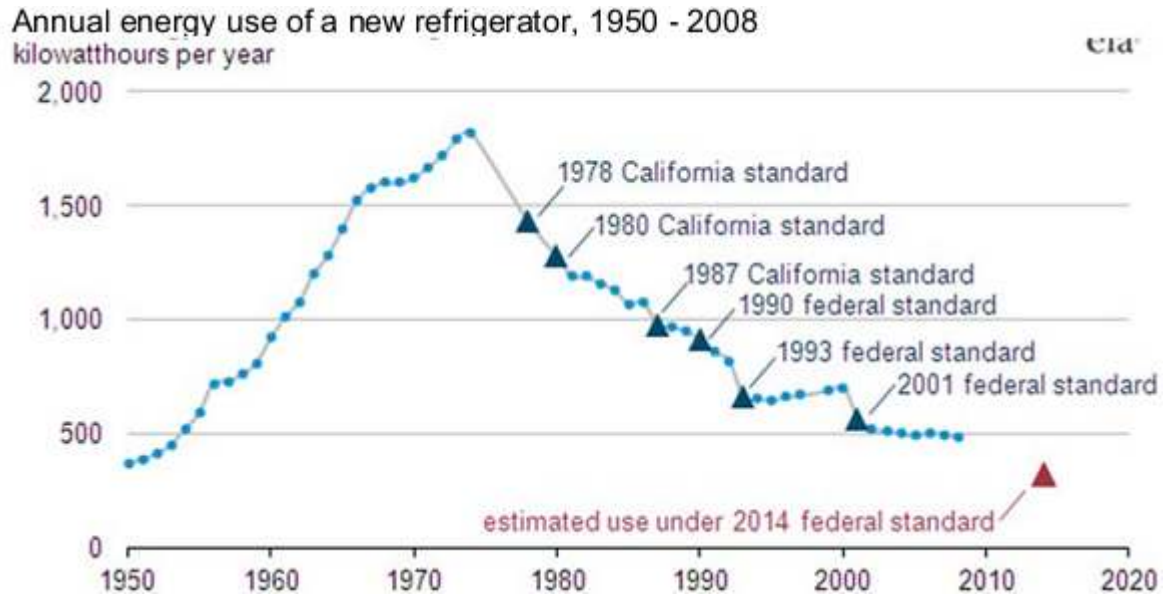


**Figura 3.4: Evolución de Costos Nivelados de diferentes Tipos de Generación**  
**Fuente: Annual Energy Outlook 2013, Administración de Información Energética, Departamento de Energía de Estados Unidos**



Source: The Economist (right); NPD Solarbuzz Marketbuzz 2013 Report (left)

**Figura 3.5 Generación Fotovoltaica: Evolución de Precios, Capacidad de Manufactura y Demanda**



**Figura 3.6 Evolución de Consumo Energético de Refrigeradores en Estados Unidos**

**Fuente: Departamento de Energía de Estados Unidos, Oficina de Eficiencia Energética y Energías Renovables**

La Tabla 3.4 a continuación presenta el plan de incorporación a mediano plazo (2013 – 2020) de generación basada en recursos renovables. En total se incluyen 516 MW, de los cuales 287 son hidroeléctricos, 105 geotérmicos, 84 utilizan biomasa y 40 son eólicos. El proyecto más importante es Tumarín, hidroeléctrico, de 253 MW.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Hidroeléctico</b>								
Pantasma	12							
Larreynaga	17							
Tumarín					253			
El Diamante				5				
<b>Geotérmico</b>								
Casitas I y II			11	11	13			35
Chiltepe								35
<b>Biomasa</b>								
CASUR		24						
Ingenio 1								30
Ingenio 2								30
<b>Eólica</b>								
Alba Rivas		40						

**Tabla 3.4: MW Firmes de Incorporación de Generación con Base en Fuentes Renovables, Escenario Optimista**

**Fuente: Plan de Acción del Sector de Energía 2012 - 2017**

El más reciente Plan Indicativo de Largo Plazo con el que se cuenta para el presente estudio tiene fecha de junio de 2013 y abarca el horizonte 2013 – 2027 (Tabla 3.5). El plan resulta en un factor de carga de 70.1% para 2013 y de 72.9% para 2027.

PROYECTOS	Fuente	AÑOS																							
		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027			
		I	S	I	S	I	S	I	S	I	S	I	S												
Boboké	Hidro													70											
Hidro Pantasma	Hidro	12																							
Larreynaga	Hidro		17																						
Tumarín	Hidro									253															
Casitas	Geo				35																				
Piedra Puntuda	Hidro									15															
CASUR (Ingenio)	Biomasa			24																					
El Carmen	Hidro														100										
Alba Rivas	Eólico	40																							
Apoyo	Geo													36											
Chiltepe	Geo													35											
Copalar Bajo	Hidro														150										
Valentín	Hidro																28								
Biomasa 1	Biomasa													30											
Biomasa 2	Biomasa															30									
MMV 35 MW	Fuel Oil			35																					
MMV 35 MW	Fuel Oil			35																					
MMV 35 MW	Fuel Oil			35																					
MMV 35 MW	Fuel Oil			35																					
Montelimar	Biomasa				30																				
Mombacho	Geo													25											
Salto Y-Y	Hidro														25										
El Diamante	Hidro				5																				
Piedra Cajon	Hidro																22								
Corriente Lira	Hidro																					40			
<b>TOTAL</b>		<b>1,161.4</b>	<b>0</b>	<b>52</b>	<b>17</b>	<b>0</b>	<b>164</b>	<b>0</b>	<b>70</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>253</b>	<b>15</b>	<b>0</b>	<b>196</b>	<b>175</b>	<b>122</b>	<b>0</b>	<b>58</b>	<b>0</b>	<b>40</b>	<b>0</b>	

Tabla 3.5 Plan de Expansión de Generación de Nicaragua de Largo Plazo: 2013 – 2027

Fuente: MEM de Nicaragua

Por su parte, el GTPIR (Grupo de Trabajo de Planificación Regional), comité técnico del CEAC (Consejo de Electrificación de América Central), elabora anualmente un plan indicativo regional de expansión de la generación. El

último disponible para el presente estudio tiene fecha de Octubre de 2012. Los proyectos fijos que considera GTPIR para cada país, para el intervalo 2012 – 2014 se incluyen en la Tabla 3.6. El plan desde 2012 hasta 2027, para todos los países involucrados, se presenta en la Tabla 3.7.

Año	Guatemala		Honduras		El Salvador		Nicaragua		Costa Rica		Panama						
	Proyecto	T	Proyecto	T	Proyecto	T	Proyecto	T	Proyecto	T	Proyecto	T					
2012	Palo Viejo	(H)	EolProy12 LIHd2012	(EO) (H)	100 1		PTIZATE3 EolBPower	(GT) (EO)	36 40	Ing_Outre Ing_Palma Ing_CATSA Cubujuqui Tacaes Eol_VCent	(I) (I) (I) (H) (H) (EO)	3 5 8 22 7 15	Gualaca El Fraile La Huaca Baitun Cochea Perlas N Perlas S Miendrez	(H) (H) (H) (H) (H) (H) (H) (H)	25 6 5 89 13 10 10 8		
2013			LicBi2013 GNL_13 LIHd2013	(I) (G) (H)	2 99 14		LARREYNAGA PANTASMA EOLO	(H) (H) (EO)	17 12 37	TORO 3 Balsa Inf Anonos	(H) (H) (H)	51 38 4	Pando Mon Lirio RemigioRo Bonyic El Alto BajoTotuma Sindigo San Andres Caldera Tizingal Bajo frio RP490 EolProy 1	(H) (H) (H) (H) (H) (H) (H) (H) (H) (H) (H) (EO)	32 52 9 31 68 5 10 9 4 5 56 10 150		
2014	Cristobal	(H)	LicCog 14 LIHd2014	(I) (H)	15 98	Berlin V CHAPPARRAL 15-sep	(GT) (H) (S)	30 66 14	Eol-Ariva	(EO)	40	CC Moín BOT Chuca Cachi_Amp	(T) (H) (H)	210 50 158	Ojo de Agua Planetas2 Potrerillo Siorenzo Las Cruces Estrechos San Bartolo Laguna Burica SMaria82 Cañazas	(H) (H) (H) (H) (H) (H) (H) (H) (H) (H) (H) (H)	6 4 4 8 9 10 15 9 50 26 6

Fuente: Base de datos del GTPIR (2012-2027)

Tabla 3.6: Plan de Expansión de Generación de Centroamérica a Mediano Plazo

Año	Guatemala			Honduras			El Salvador			Nicaragua			Costa Rica			Panama		
	Proyecto	T	MW	Proyecto	T	MW	Proyecto	T	MW	Proyecto	T	MW	Proyecto	T	MW	Proyecto	T	MW
2012	Palo Viejo	(H)	80	EolProy12 LiHd2012	(EO) (H)	100 1				PTIZATE3 EolBPower	(GT) (EO)	36 40	Ing_Cutre Ing_Palma Ing_CATSA Cubujuqui Tacares Eol_VCent	(I) (I) (I) (H) (H) (EO)	3 5 8 22 7 15	Gualaca El Fraile La Huaca Baitun Cochea Perlas N Perlas S Mendre2	(H) (H) (H) (H) (H) (H) (H)	25 6 5 89 13 10 10 8
2013				LicBi2013 GNL_13 LiHd2013	(I) (G) (H)	2 99 14				LARREYNAGA PANTASMA EOLO	(H) (H) (EO)	17 12 37	TORO 3 Balsa Inf Anonos	(H) (H) (H)	51 38 4	Pando Mon Lirio RemigioRo Bonyic El Alto BajoTotuma Sindigo San Andres Caldera Tizingal Bajofrio RP490 EolProy 1	(H) (H) (H) (H) (H) (H) (H) (H) (H) (H) (H) (EO)	32 52 9 31 68 5 10 9 4 5 56 10 150
2014	Cristobal	(H)	19	LicCog 14 LiHd2014	(I) (H)	15 98	Berlin V CHAPARRAL 15-sep	(GT) (H) (S)	30 66 14	Eol-Ariva	(EO)	40	CC Moin BOT Chuca Cachi_Amp	(T) (H) (H)	210 50 158	Ojo de Agua Planetas2 Potrerillo Siorenzo Las Cruces Estrechos San Bartolo Laguna Burica SMaria82 Cañazas	(H) (H) (H) (H) (H) (H) (H) (H) (H) (H) (H)	6 4 4 8 9 10 15 9 50 26 6
2015	CALD3b-B JAGUAR CALD3c-B Tecuamburro	(GT) (CB) (GT) (GT)	22 300 11 44	CECHSACarbon Patuca3 LiHd2015 LiGeoPlat	(CB) (H) (H) (GT)	150 100 102 35	CHINAMECA 5Nov_Ampl	(GT) (H)	52 80				Capulin Torito	(H) (H)	49 50			
2016				LiHd2016 Cangrejal	(H) (H)	55 40	Eol Metap	(EO)	42	TUMARIN BOBOKE	(H) (H)	253 70	REVENTAZO (Mini)	(H)	306			
2017				LicBiomias Tornillit LiHd2018 LiEo2018	(I) (H) (H) (EO)	11 160 53 5	GNLCutuco	(G)	525	G CASITAS	(GT)	35						
2019																		
2020																		
2021	CCGNL	(G)	500							MOMBACHO CASITAS2 APOYO	(GT) (GT) (GT)	25 35 36	Diquis (Mini)	(H)	650			
2022				LiHd2022	(H)	15				CCGNL	(G)	500						
2023	CCGNL	(G)	500															
2024										CCGNL Chiltepe2 Vol Najo1 MOMBACHO 2	(G) (GT) (GT) (GT)	500 25 20 25						
2025				CCGNL	(G)	500				Piedra Fina	(H)	42	Brujo2	(H)	60	CCGNL	(G)	500
2026				Tablón	(H)	20				Casitas3 Pajaritos VCosiguí2 Ometepe 1	(GT) (H) (GT) (GT)	35 31 25 35				EolProy2 EolProy3 EolProy4	(EO) (EO) (EO)	40 80 120
2027				CCGNL	(G)	500							Brujo1	(H)	70	CCGNL	(G)	500

Fuentes: GTPIR, Elaboración propia, datos salidas del OPTGEN.

**Tabla 3.7: Plan de Expansión de Generación de Centroamérica a Largo Plazo**

Los dos planes (del MEM y GTPIR) presentan proyectos similares a corto y mediano plazos. El plan del MEM es más detallado (está dividido en semestres). A diferencia del plan del GTPIR, sin embargo, el plan del MEM reemplaza los 500 MW del ciclo combinado de 2022 y 2023 por proyectos basados en recursos naturales (por ejemplo, los proyectos hidroeléctricos Copalar Bajo y El Carmen).

### 3.3.2 Transmisión

El producto brindado por la transmisión lo constituyen las actividades de transporte de la energía desde los nodos de generación hasta los de consumo o de sub-transmisión (voltajes inferiores a 69 kV) y transformación entre los siguientes nodos de voltaje, expresados en kV: 230/138; 138/69, 138/24.9, 138/13.8, 69/24.9 y 69/13.8. Se afirma que la transmisión es la columna vertebral del mercado eléctrico. Se remunera a través de un mecanismo de peajes y cargos por conexión.

La Normativa de Transporte precisa para ENATREL las funciones que se resumen a continuación.

- Permitir la utilización de sus instalaciones para la transmisión de energía eléctrica a los agentes del mercado (“Open Access”);
- Proporcionar al CNDP la información requerida para el despacho del sistema;
- Cooperar con el INE en aspectos relacionados con el funcionamiento del mercado, proporcionándole toda la información que requiera;
- Verificar la calidad técnica de las instalaciones de conexión de agentes del mercado a sus instalaciones y de la transmisión secundaria (equipos de conexión al SIN) de los usuarios;

La Normativa de Transporte establece los siguientes puntos adicionales.

- La primera opción de uso de la transmisión debe ser para transacciones nacionales. Importaciones o exportaciones internacionales pueden utilizar el SIN si ENATREL certifica capacidad sobrante, aunque también pueden participar en el mercado ocasional;
- La ampliación de la Red de Transporte puede ser hecha por:
  - ENATREL, quien debe ajustarse al plan indicativo de expansión de la generación del MEM. El INE revisa y aprueba o desaprueba las justificaciones que proporcione ENATREL para la ampliación correspondiente. Las obras no pueden llevarse a cabo sin la aprobación del INE;
  - Si el costo de las obras propuestas por ENATREL es menor a 500K USD, no se requiere la aprobación del INE. Este límite puede ser modificado por el INE;
  - ENATREL debe presentar con la suficiente anticipación planes de ampliación cuando se requieran, para mantener los parámetros de calidad y seguridad de la operación;
  - Los agentes del mercado también pueden proponer ampliaciones, justificadas ante el INE. ENATREL debe revisar y dar su dictamen técnico



con relación a las ampliaciones propuestas. El INE consulta públicamente a los agentes. Si el incremento de la tarifa ocasionado por las obras propuestas es igual o superior al 30%, el INE no permite la ejecución de las obras correspondientes. Si es menor al 30%, puede aprobarlas. Estas instalaciones se denominan “con oposición”;

- Los agentes pueden acometer las obras que propongan y que sean aprobadas por ENATREL, si absorben los costos y transfieren la propiedad de las mismas a ENATREL. Estas instalaciones son de todas maneras remuneradas por los usuarios. En este caso se habla de ampliaciones “sin oposición”;

Con relación a la construcción misma de las obras, la Normativa precisa que:

- Si su costo es tal que se afectan las tarifas reguladas, debe haber una licitación pública internacional, cuyos TDR deben ser aprobados por el INE;
- La construcción de obras en sistemas secundarios pueden ser hechas por los agentes interesados, con aprobación técnica de ENATREL. Las obras pueden o no ser transferidas a ENATREL. Si no son transferidas, los propietarios se hacen responsables por su mantenimiento. Si lo son, ENATREL asume dicha responsabilidad.

Según la Ley de la Industria Eléctrica y la Normativa de Transporte, la empresa de transmisión (ENATREL) recibe los siguientes tipos de remuneración:

- Remuneración Anual General (RAG), que corresponde a ampliaciones de instalaciones hechas por iniciativa de ENATREL o de los agentes, con oposición. Se calculada con base en la inversión anualizada reconocida por el INE y por los costos reconocidos de operación y mantenimiento. Para anualizar la inversión se asume para los equipos una vida útil de 30 años y una tasa de interés calculada y actualizada por el INE;
- Remuneración Anual Particular (RAP), correspondiente a ampliaciones sin oposición y ampliaciones del sistema secundario de transporte y
- Costo anual de funcionamiento del CNDC (CAD);

El cargo por RAG lo pagan los agentes mediante cargos por conexión, por la exigencia máxima que hacen de la capacidad de transmisión y por su uso de la capacidad de transporte, que depende de la energía que inyecten y/o retiren de la red. Se incluyen pagos reconocidos por Operación y Mantenimiento (CROM), calculados como un porcentaje de los costos de la inversión reconocida, porcentaje propuesto por ENATREL y aprobado por el INE. Los costos de CROM deben corresponder a los de una empresa eficiente.

ENATREL lleva a cabo un plan quinquenal de expansión de la transmisión que toma en cuenta los proyectos de generación que se introducen en el correspondiente plan de expansión indicativo preparado por el MEM para el mismo período. Los proyectos de transmisión que se identifican en el plan quinquenal pueden ser licitados a nivel internacional o pueden ser acometidos por ENATREL. Adicionalmente, cada año ENATREL prepara su plan de las obras. (Las obras que se incorporan a la transmisión un año dado hacen parte de la tarifa a partir del año siguiente). El Plan de Obras debe ser aprobado por el INE. En su plan de obras, ENATREL debe justificar todos los proyectos mediante los indicadores económicos usuales (Valor Actual Neto, VAN, Tasa Interna de Retorno, TIR y relación Beneficio Costo).

Los costos de RAP lo asumen los usuarios de las ampliaciones pertinentes. Deben hacer pagos mensuales que cubran los costos de inversión y costos reconocidos de operación y mantenimiento. Todos los usuarios deben efectuar pagos mensuales para cubrir los costos de funcionamiento del CNDC.

En contraprestación, ENATREL es responsable por mantener estándares de calidad de servicio, establecidas en la Normativa de Operación. La indisponibilidad no programada de instalaciones de transmisión, conexión y transformación que ENATREL no pueda atribuir a causas fortuitas, es castigada por el INE mediante reducción de su remuneración. Los montos involucrados en la reducción se devuelven a los agentes que pagaron las remuneraciones. Los mantenimientos programados que haga ENATREL deben ser ordenados por el CNDC y aprobados por el INE.

Adicionamos los siguientes comentarios relativos a la transmisión en Nicaragua.

- (a) El sistema de 230 KV es relativamente fuerte. En la actualidad satisface el criterio (n-1).
- (b) Las pérdidas en transmisión se estiman en el rango del 2 al 2.2%. Tienden a incrementarse, debido a los programas en marcha de electrificación rural, que hacen más radial el sistema de transmisión.
- (c) El número de fallas se ha reducido en años recientes. El índice correspondiente a 2009 es de 7.49 fallas/100 km.
- (d) El actual peaje de transmisión aprobado por el INE, 7.1148 US\$/MWh, es inferior al solicitado por ENATREL (9.04 US\$/MWh). En la actualidad ENATREL ejecuta las obras de su plan de obras aprobado por el INE, para lo cual debe aportar los recursos económicos, incluidas deudas adquiridas usualmente con el BID (Banco Interamericano de Desarrollo). Puesto que es una institución pública, estos endeudamientos son respaldados por la nación e incrementan la deuda pública nacional. Cabe anotar que los planes del gobierno de elevar el

porcentaje de electrificación del país incrementan la necesidad de fortalecer la transmisión, lo que requiere inversiones importantes.

### **3.3.3 Distribución**

Los distribuidores deben comprar a los generadores sus necesidades de energía y potencia, bien sea en el mercado de contratos o en el ocasional. El CNDC calcula las necesidades de potencia, que incluyen porcentajes por reserva de confiabilidad y por pérdidas. Los distribuidores deben tener contratado al menos el 80% de sus necesidades de energía del año corriente y el 60% del año siguiente.

Adicionalmente, las distribuidoras deben hacer pagos a los generadores por servicios auxiliares y al transmisor por conexión a la red, uso máximo de la capacidad de transporte, energía retirada del SIN y para sostenimiento del CNDC. Pueden, si aplica, recibir pagos por reserva proporcionada al sistema, en caso que oferten demanda interrumpible.

La Tabla 3.8 presenta las ventas de energía a las dos principales distribuidoras, a los grandes consumidores, pequeñas distribuidoras y a los sistemas aislados, desde 2008 a 2012. La Figura 3.7 incluye la evolución de las pérdidas totales (en transmisión y en distribución) entre los mismos años. Se aprecia que las de transmisión incrementan un poco en los últimos años, debido a la incorporación al SIN de energías renovables y de regiones aisladas, que usualmente se encuentran lejos de los centros de carga. Las pérdidas de distribución, aunque altas, experimentan una disminución paulatina, disminución que a partir de 2010 se debe, al menos en parte, a la entrada en vigor de la Ley Antifraude (Ley # 731 de agosto de 2010), con sanciones que en el caso de clientes residenciales aplican únicamente a consumos superiores a 500 kWh/mes. Para tarifas, sin embargo, se les reconocen a los distribuidores pérdidas del 13%. Este aspecto, junto con problemas de no pago que están siendo superados, les crea a las distribuidoras problemas financieros que se analizan en otro reporte del presente proyecto.

	2008	2009	2010	2011	2012
<b>DISNORTE/ DISSUR</b>	2,084.64	2,188.58	2,333.94	2,486.06	2,662.98
<b>Grandes Usuarios</b>	122.89	81.65	84.87	94.66	92.82
<b>Otros Distribuidores</b>	21.40	27.12	33.80	40.34	46.66
<b>SIN</b>	<b>2,228.93</b>	<b>2,297.35</b>	<b>2,452.61</b>	<b>2,621.06</b>	<b>2,802.47</b>
<b>Sistemas Aislados</b>	29.28	24.88	24.12	25.67	28.72
<b>Total</b>	<b>2,258.20</b>	<b>2,322.23</b>	<b>2,476.72</b>	<b>2,646.72</b>	<b>2,832.19</b>
<b>Variación Anual</b>		<b>2.8%</b>	<b>6.7%</b>	<b>6.9%</b>	<b>7.0%</b>

Tabla 3.8: Ventas en GWh – Período 2008 – 2010  
Fuente de Datos: INE

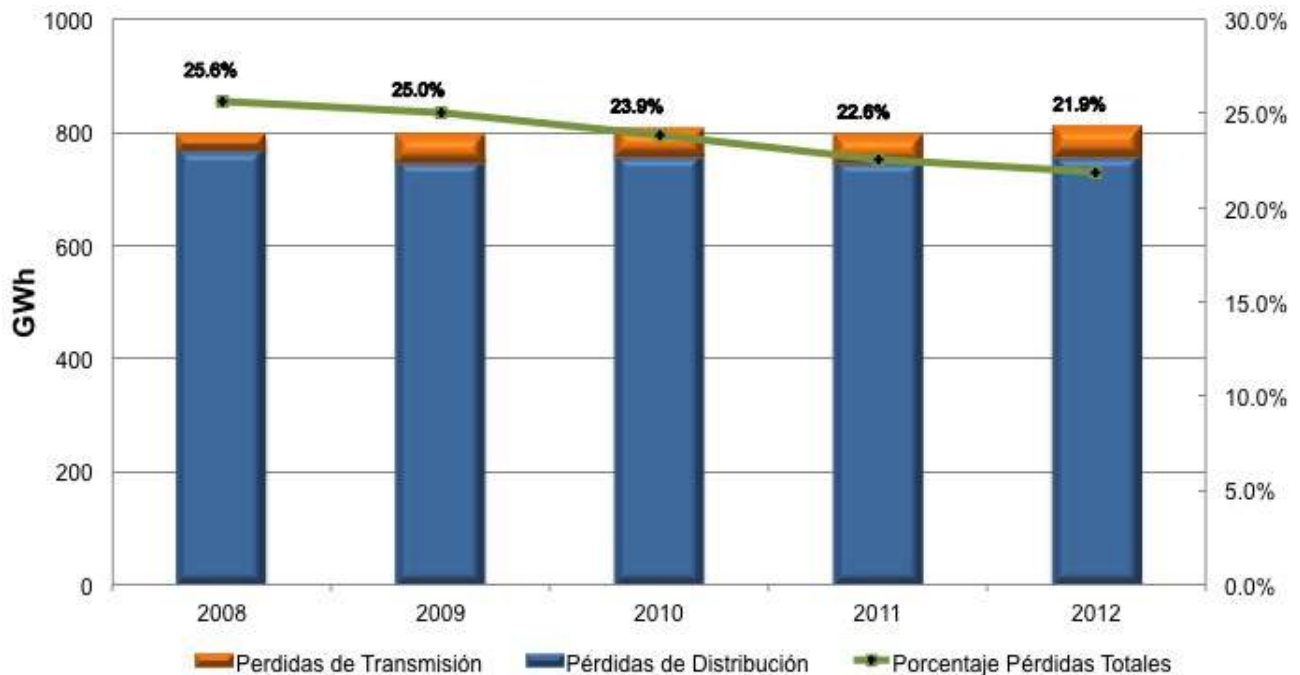


Figura 3.7: Evolución de las Pérdidas  
Fuente de Datos: INE

En el Capítulo 3 del presente proyecto se analizan en detalle aspectos de costos, tarifas y subsidios relativos a la distribución. Adelantamos únicamente que los subsidios en la actualidad cubren un 75% de los consumidores.

Si bien las distribuidoras pueden instalar generación hasta por un 20% de su demanda, en la actualidad no lo hacen. Se remarca que esta generación debe provenir de fuentes renovables. Adicionalmente, los clientes de la distribuidora no deben pagar por esta energía un precio superior al del promedio de los contratos que tenga la distribuidora para esa tecnología.

### **3.3.4 Grandes Consumidores**

Como se indicó anteriormente, los Grandes Consumidores pueden elegir quien les venda energía y negociar libremente sus contratos. Pueden solicitar apoyo al CNDC. Las regulaciones establecen que deben tener una demanda mínima de 1,000 kW y conectarse al menos a 13.8 KV. Representan un porcentaje pequeño de la demanda total (un 2.5%, 2.2% del mercado de contratos y 4.5% del ocasional). En otros mercados eléctricos, la definición de grandes consumidores es menos restrictiva, con lo que representan un porcentaje mayor de la demanda y se constituyen en una interesante competencia para los distribuidores. Probablemente en Nicaragua se desea posponer esta competencia, ya que los grandes consumidores son usualmente los mejores clientes de las distribuidoras. Por otra parte, sería de esperarse que compraran más en el mercado de contratos que en el ocasional, con el fin de protegerse mejor de las volatilidades del spot, para Nicaragua debidas en su mayor parte a volatilidades en el precio internacional del petróleo y sus derivados.

El número de grandes consumidores ha decrecido recientemente, como se indica en la Tabla 3.9.

<b>Año</b>	<b>Número de Grandes Consumidores</b>
<b>2008</b>	7
<b>2009</b>	9
<b>2010</b>	10
<b>2011</b>	9
<b>2012</b>	4

**Tabla 3.9: Evolución del Número de Grandes Consumidores**  
**Fuente de Datos: INE**

(En 2012 el número total de clientes fue 920,326, del cual 7,180 fueron clientes industriales).

Cabe anotar que la presencia de Comercializadores tiene el potencial de dinamizar el mercado de los grandes consumidores, ya que estos últimos usualmente no son expertos en las regulaciones ni en la forma como se establece la tarifa (deben, por ejemplo, pagar peajes de transmisión y, cuando aplica, de distribución). Tampoco son expertos en la forma de negociar contratos. Los grandes consumidores han manifestado interés en el mercado regional, aunque no parecen estar familiarizados con sus relativamente complejas reglas. Expertos que sí lo estén, que funjan como comercializadores, en consecuencia, pueden ser muy útiles en el incremento de esta franja del mercado.

### 3.3.5 Importaciones y Exportaciones en el MER

Nicaragua hace parte del Mercado Eléctrico Regional (MER) Centroamericano, para el cual se construyó la línea SIEPAC a 220 KV. Las exportaciones e importaciones de Nicaragua con el MER, sin embargo, son bastante reducidas y tienden a la baja, como se observa en la Tabla 3.10 a continuación.

	2008	2009	2010	2011	2012
<b>Importaciones</b>	28,198	1,687	10,249	9,927	20,019
<b>Porcentajes / Ofertas</b>	0.9%	0.1%	0,3%	0.3%	0.5%
<b>Exportaciones</b>	30	1,499	43,295	40.558	3,192
<b>Porcentajes / Ventas</b>	0.0%	0.1%	1.7%	1.5%	0.1%

**Tabla 3.10: Importaciones y Exportaciones de Nicaragua 2008 – 2012 (GWh)**  
Fuente de Datos: INE

Pueden alegarse varias razones para explicar estos resultados poco alentadores, ya que las importaciones tienen el potencial de introducir competencia en generación, lo que puede abaratar los correspondientes precios:

(1) Ningún país del Istmo presenta en la actualidad importantes excedentes de energía que dinamicen el mercado regional;

(2) Los distribuidores no pueden en la actualidad importar energía cuando existe un generador local disponible con costos variables inferiores al precio de la importación. Esto les crea dificultades cuando desean importar, ya que les es difícil prever costos a futuro, en caso que quieran suscribir contratos de largo plazo con algún importador. Se ven entonces obligados a ser muy cuidadosos en la redacción de sus contratos de importación y a introducir cláusulas de protección. En la práctica, los distribuidores importan muy poco y, cuando lo hacen, utilizan un horizonte de corto plazo (máximo semanal). Cabe anotar que la autorización de importaciones recae en el CNDC y no en el INE;

Adicionalmente, en situación de emergencia, esto es, cuando no se satisface la reserva de seguridad, no se le permite exportar a los generadores, con el argumento de que su energía puede requerirse localmente.

## **4. Funcionamiento Reciente del Mercado**

### **4.1 Vacíos Legales y Regulatorios Identificados**

- (1) En la actualidad, el INE encuentra difícil aplicar multas y sanciones derivadas de incumplimientos de los agentes del mercado, por ejemplo, con la seguridad de la operación, insuficiente mantenimiento, incumplimiento de normas ambientales, etc;
- (2) Si bien se desea incrementar la participación de la generación distribuida, no existen regulaciones que especifiquen, por ejemplo, que estos generadores pueden vender sus excedentes a la red. Existe para ellos, sin embargo, “net metering” (lo que venden al SIN se sustrae de lo que compran), que rige a partir de un año de su incorporación al SIN;
- (3) Las actuales normas de calidad de la transmisión se consideran inadecuadas. Sin embargo, el SIN cumple en la actualidad con el criterio n-1;
- (4) El financiamiento del PNSER a través del FODIEN no está garantizado, ya que este fondo se basa en lo recaudado por multas del INE a los distribuidores y lo recaudado por el MEM por concepto de concesiones y donaciones internacionales. El MEM busca un financiamiento estable de este programa;
- (5) El MEM adelanta la redacción de un proyecto de Ley de Eficiencia Energética que incluya un marco legal apropiado y lo relativo a etiquetado de aparatos eléctricos (particularmente los dedicados a refrigeración y aire acondicionado), normas para los mismos, estímulos para que se importen aparatos eficientes, etc.;

- (6) No se define “energía firme” ni se remunera la correspondiente potencia firme de plantas hidroeléctricas. Esto ocasiona que quienes desarrollen proyectos hidroeléctricos se vean tentados a no construir embalses, para rebajar costos. El sistema de potencia pierde firmeza. En particular, se acentúa la necesidad de construir generación térmica que respalde a la eólica, respaldo que hubieran podido proporcionar plantas hidroeléctricas con embalse. Parece haber sido el caso de Tumarín, el proyecto hidroeléctrico de mayor porte de Nicaragua que, si bien podría incluir un embalse de regulación, se redujo a un proyecto de pasada;
- (7) No existe un mecanismo adecuado de compensación a las inversiones que realice el estado para identificar y cuantificar el recurso geotérmico, en particular, para efectuar las perforaciones necesarias. Es poco probable que los inversionistas privados corran con el riesgo de incurrir en estas inversiones que pueden ser cuantiosas y que pueden llevar a la conclusión que los campos identificados no son económicamente explotables. En la actualidad inversionistas privados operan dos campos, ambos identificados y explorados por el estado: Momotombo y San Jacinto–Tizate.

#### **4.2 Funcionamiento del MER**

- (1) Las transacciones con el MER, que ya eran reducidas, han disminuido a raíz de la entrada en funcionamiento de la línea SIEPAC (Tabla 3.10). Entre las causas se encuentran la ausencia de plantas regionales y el desconocimiento de los agentes de las regulaciones del MER. Esto hace que el pago de la infraestructura regional de interconexión se haga casi exclusivamente a través de tarifas (los llamados cargos complementarios). En la actualidad estos cargos representan un 5% de las tarifas;
- (2) De funcionar apropiadamente el MER, contratos firmes de importación pudieran ser utilizados en el Plan de Expansión, con el potencial de reducir costos.

#### **4.3 Problemas de los Agentes con las Reglas del MEN y del MER**

- (1) Existe un desconocimiento de las reglas de ambos mercados (MER y MEN) por parte de los agentes. Como se mencionó, los distribuidores requieren el apoyo del INE para redactar sus contratos de compra de generación (energía y potencia) y aún para efectuar los cálculos necesarios;



- (2) Falta de conocimiento de las normas del MER llevó a muchos Grandes Consumidores a convertirse en clientes de los distribuidores, al presumir que dichas normas los obligaban a pagar dos veces los cargos complementarios;
- (3) Con la entrada en funcionamiento del RMER (Reglamento del MER) bajaron, paradójicamente, las transacciones comerciales, ya que los agentes consideraron que incrementaba la complejidad de su funcionamiento al tener, por ejemplo, que convertirse en agentes del MER y satisfacer los requisitos que esto implica. Se remarca que en la actualidad la reserva en Nicaragua podría estar exportando excedentes de generación a otros países centroamericanos;
- (4) Las regulaciones no contemplan la figura del Comercializador, que podría darle mayor dinamismo a los mercados nacional y, en particular, al regional.

#### **4.4 Problemas en el CNDC**

- (1) El SCADA tiene más de 10 años y requiere actualización, ya que su capacidad está siendo copada por el crecimiento del sistema de potencia;
- (2) El software para liquidaciones comerciales y administración del mercado eléctrico fue desarrollado in-house, con importante dependencia de macros de Excel. Es deseable que se base en un sistema de información, con diseño apropiado, que facilite su adaptación a nuevas regulaciones y su mantenimiento.
- (3) El CNDC experimenta problemas con el control de la frecuencia, debido a la participación en la generación del componente eólico. Este problema se agudiza porque pocas máquinas están habilitadas para prestar el servicio de Control Automático de la Generación (AGC).

#### **4.5 Cambios Legales y Regulatorios en 2013**

- (1) Nueva Normativa de Operación, a partir de febrero de 2013, que incorpora cambios requeridos para armonizar el MEN con el MER;
- (2) Ajustes a la Ley Eléctrica, efectuados en junio de 2013, por medio de los cuales se incrementa el nivel de pérdidas reconocidas a los distribuidores al 15% más un subsidio estatal por asentamientos, que representa un 2.5% adicional. En total se reconoce un 17% de pérdidas;

(3) En contraprestación, los distribuidores se comprometen a llevar a cabo inversiones para reducir las pérdidas, de 15 millones de dólares anuales durante 5 años, con el fin de reducir las pérdidas 1% por año, para un total del 5%. El Estado presta los fondos, de lo que recauda por concepto del IVA. El MEM vigila el cumplimiento de este acuerdo.

## **5. Referencias**

[GTPIR] Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación. Octubre de 2012.

[CEPAL] Estadísticas del subsector eléctrico. 2011.

[PGMEM] Plan de Expansión de la Generación. Período 2011 – 2025. MEM de Nicaragua. Octubre de 2010.

[B] Nicaragua: Potencial Energético. Daniel Bouille, Fundación Bariloche. Junio de 2009.

Plan Nacional de Desarrollo Humano 2012 -2016. Nov. 8 de 2012

Página web del INE: [www.ine.gob.ni](http://www.ine.gob.ni)

Página web del MEM: [www.mem.gob.ni](http://www.mem.gob.ni)

Página web de ENATREL: [www.enatrel.gob.ni](http://www.enatrel.gob.ni)

# **MODELOS DE MERCADO, REGULACION ECONOMICA Y TARIFAS EN EL SECTOR ELECTRICO DE NICARAGUA**

## **CAPITULO 2:**

### **PROCEDIMIENTOS PARA DETERMINACION DE COSTOS Y TARIFAS EN NICARAGUA**

## **CAPITULO 2: PROCEDIMIENTOS PARA DETERMINACION DE COSTOS Y TARIFAS EN NICARAGUA**

### **1. Introducción**

Al consumidor le llega un producto que ha sido generado, transportado a alto voltaje, reducido de voltaje y luego transportado por líneas de distribución. Cada una de estas actividades debe ser remunerada apropiadamente, en forma de garantizar la sostenibilidad del sistema de potencia y su expansión a futuro, con los niveles de seguridad y de calidad de servicio que se especifiquen.

En el Primer Capítulo del presente Informe se indicó que Nicaragua adoptó un modelo de mercado en el cual la generación es competitiva y de propiedad privada, estatal o mixta. El transportador (ENATREL) es estatal. Si bien las regulaciones permiten que los agentes del mercado propongan y ejecuten, bajo ciertas condiciones, obras de expansión de la transmisión, en la práctica estos trabajos son ejecutados por ENATREL. La distribución es una actividad regulada. Sus principales accionistas son privados, aunque hay participación accionaria estatal.

Los generadores proporcionan dos productos: potencia y energía, que se remuneran en forma separada en los mercados de contratos y ocasional. Los costos de los generadores son fijos (provenientes de costos de inversión y fijos de operación y mantenimiento) y variables, compuestos por costos de combustibles (cuando son plantas térmicas que requieren para su funcionamiento combustibles fósiles) y costos variables de operación y mantenimiento. Los costos de los generadores (incluida su rentabilidad) los pagan los distribuidores y los grandes usuarios. El producto “Potencia” se relaciona con la confiabilidad de suministro. El producto “Energía” es lo que en últimas consumen los usuarios. Cabe anotar que la actividad de generación es competitiva. Sin embargo, el reducido comercio internacional hace que los generadores carezcan en la práctica de competencia localizada en otros países.

El transportador (ENATREL) incurre por su parte en costos relacionados con la ampliación de sus instalaciones, con el fin de garantizar a futuro un servicio confiable y de buena calidad. Adicionalmente, debe cubrir sus costos de operación y mantenimiento. El CNDC, dependencia de ENATREL, es responsable por el despacho del sistema de potencia y la administración del mercado. Sus costos de funcionamiento forman parte de la remuneración de ENATREL, que se hace a través de tarifas.

A más de pagos a ENATREL los consumidores locales deben cubrir buena parte de los costos de la línea de interconexión centroamericana (línea SIEPAC), mediante los denominados “costos complementarios”. Se debe al poco comercio internacional que se hace a través de dicha línea, que es financiada mediante aportes de quienes la usan para transacciones y, de ser necesario, mediante los “costos complementarios”.

Por último, el distribuidor debe mantener sus instalaciones, ampliarlas, y compensar a los generadores y al transportador. Adicionalmente, las compañías de distribución se encargan de la comercialización, lectura de medidores, cobro de tarifas eléctricas y, en general, relaciones con los usuarios. En Nicaragua no existe la figura del comercializador y los grandes usuarios representan un porcentaje mínimo de la demanda total. En consecuencia, en la práctica los distribuidores nicaragüenses son monopolios regulados en su área de concesión.

El INE, como Ente Regulatorio, prepara los pliegos tarifarios con base en los insumos que les hagan llegar transportadores y distribuidores. Tiene la función adicional de revisar si estos insumos guardan principios de eficiencia económica.

La Tabla 1.1 a continuación presenta la potencia instalada total del sistema interconectado y de los sistemas aislados (en MW), para generadores públicos y privados, al 31 de diciembre de 2012.

<b>Sistema de Potencia</b>	<b>Potencia (MW)</b>	<b>Porcentaje del Total (%)</b>
<b>Sistema Interconectado</b>	1,266.83	98.56
<b>Generadores Públicos</b>	233.20	18.40
<b>Generadores Privados</b>	1,033.63	81.60
<b>Sistemas Aislados</b>	19.11	1.50
<b>Generadores Públicos</b>	2.86	15
<b>Generadores privados</b>	16.25	85

**Tabla 1.1 Potencia Instalada en el SIN y en los Sistemas Aislados**  
Fuente de Datos: CNDC

## **2. Costos de Generación**

### **2.1 Potencia**

#### **(1) Cálculo de la potencia remunerable**

La regulación establece para la potencia las categorías de disponible (la que la unidad puede entregar a la red), efectiva (la de placa menos las restricciones permanentes) y la máxima operativa (la potencia entregable en un plazo dado, utilizada para el cálculo de la reserva rodante). Con base en estas definiciones y el comportamiento reciente de las unidades de generación, el CNDC determina la potencia remunerable de cada unidad. Cabe anotar que no se le reconoce potencia remunerable a los generadores que utilizan recursos renovables.

#### **(2) Mercados para la potencia remunerable**

El CNDC elabora estimativos de las necesidades futuras de energía y potencia de los distribuidores, incluidas pérdidas y reserva para confiabilidad. La potencia así calculada debe ser suficiente para que los distribuidores cuenten con suficiente garantía de suministro.

La potencia se puede contratar a corto (duración igual o inferior a 7 días), mediano (duración de más de 7 días y menos de 6 meses) o largo plazo (duración superior a 6 meses). Generadores y distribuidores pueden vender/comprar sus excesos/faltantes de potencia en el mercado ocasional. El precio máximo en este mercado lo fija el INE, tomando como referencia los costos fijos representativos de la unidad marginal (en el caso de Nicaragua, una turbina de gas de ciclo abierto). En la actualidad tiene un valor de 215.977 US\$/MW-Día, equivalentes a US\$6.6953 US\$/kW-mes. La contratación se hace en forma directa entre generadores y distribuidores, bajo supervisión del INE. En la actualidad el BID asesora al INE en el desarrollo de un sistema de subastas para contratación de potencia y energía. Los contratos de potencia se liquidan mensualmente. El costo que pagan los distribuidores por potencia se refleja en la tarifa, mediante un esquema de “pass through”.

A la fecha mantienen vigencia algunos contratos pre-existentes tipo PPA (Power Purchase Agreements), que tiene modalidad take-or-pay en la potencia contratada, sin obligación de contratar energía. A más de la potencia, se paga únicamente por la energía despachada, al precio acordado en el contrato.

## 2.2 Energía

### (1) Costos

Los costos de combustible para plantas térmicas se obtienen mediante el producto de su eficiencia térmica (o rendimiento) por el costo de los combustibles colocados en planta. Este costo se compone del internacional, que usualmente toma como referencia el costo del WTI (West Texas Intermediate), que lo reportan agencias como Platts, más el transporte hasta puertos nicaragüenses y los seguros asociados. Cabe anotar que en Nicaragua para generación eléctrica se utilizan únicamente dos tipos de derivados del petróleo: Fuel Oil #6 y Fuel Oil # 2 (Bunker y Diesel), para plantas de vapor y turbinas de gas, respectivamente. Si bien la eficiencia de las plantas térmicas varía con su generación, puede asumirse una eficiencia constante bajo la suposición de que la variación es reducida o que las plantas se operan cerca de su valor nominal, de máxima eficiencia. La Tabla 2.1 incluye los rendimientos recientes de las plantas térmicas del SIN. La Tabla 2.2 contiene la misma información para Sistemas Aislados.

<b>Combustible/Tipo Planta)</b>	<b>PLANTA</b>	<b>RENDIMIENTO (kWh/Gal)</b>
<b>BUNKER + DIESEL (VAPOR)</b>	Promedio	15.87
	Nicaragua	13.04
	Managua	16.29
	Censa	16.43
	Corinto	17.57
	Tipitapa	16.59
	San Rafael	13.30
	Che Guevara (Promedio)	16.46
<b>DIESEL T. Gas Motores de Combustión.</b>	Promedio	13.95
	Las Brisas	13.19
	Hugo Chávez	13.99

**Tabla 2.1: Rendimiento Térmico de Plantas del SIN en 2012;  
Fuente de Datos: INE**

<b>Combustible</b>	<b>Rendimiento (kWh/Gal)</b>
Bunker + Diesel	11.96
Diesel	13.90

**Tabla 2.2: Rendimiento Térmico de Plantas de  
Sistemas Aislados en 2012;  
Fuente de Datos: INE**

Los rendimientos de las plantas aisladas están por debajo de los correspondientes de las plantas del SIN, lo que implica un mayor costo para la energía.

## **(2) Mercados**

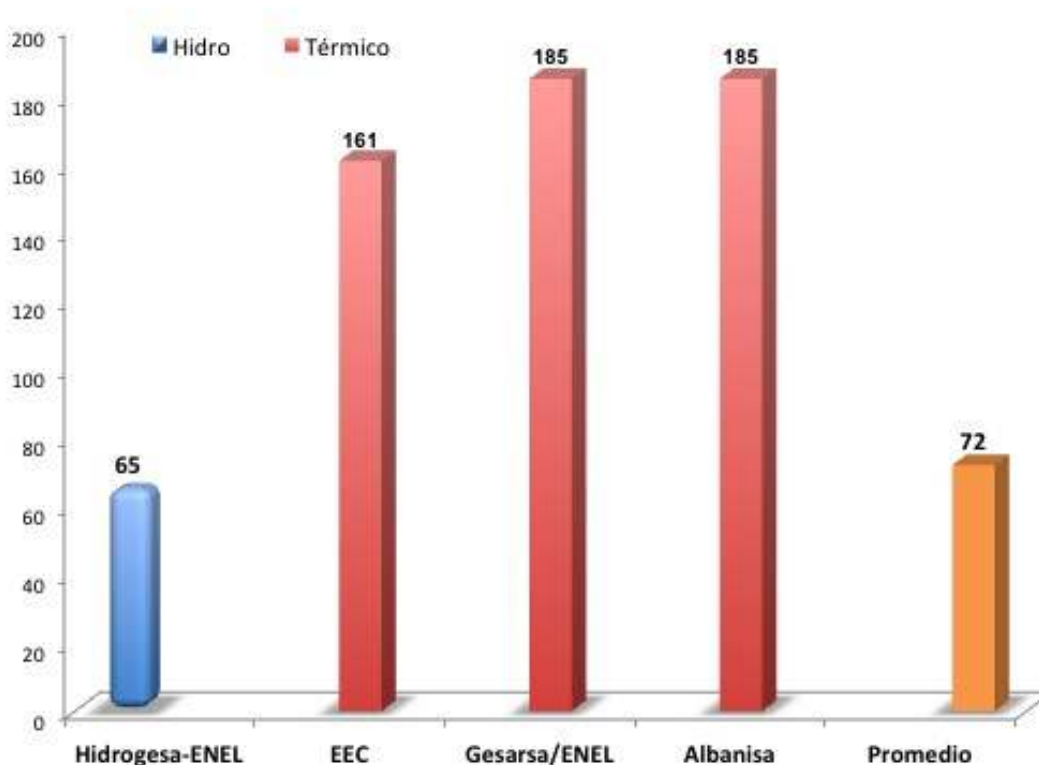
Los contratos vigentes entre generadores y distribuidores son del tipo “Pague lo Producido”: los distribuidores deben pagar la potencia contratada, en cuyo precio los generadores incluyen costos de inversión, fijos de operación y mantenimiento y ganancias. Los costos de energía especificados en los contratos son por unidad de energía vendida. Los contratos de los generadores que utilizan recursos renovables no especifican costos de potencia. Sus precios de energía deben cubrir todos sus gastos. Nótese que estos generadores son de tipo “filo de agua”. Por su parte, la generadora estatal (ENEL) vende su producción mayormente en el mercado ocasional. En este mercado, adicionalmente, los generadores y los distribuidores negocian sus excedentes/faltantes de energía, con relación a sus contratos, al costo marginal vigente en el momento de la transacción.

El porcentaje contratado a largo plazo se ha ido incrementado con relación al transado en el mercado ocasional. En 2012 el mercado ocasional representó tan solo un 9% de la energía negociada. En lo que va corrido de 2013 es cercano a un 3%. Cabe anotar que los generadores privados venden su energía predominantemente en el mercado de contratos, en tanto que los públicos (particularmente ENEL) lo hacen más que todo en el ocasional. Por otra parte, los contratos de los generadores nuevos tienen garantía de la nación.

## **2.3 Precios en 2012 de Generación en los Mercados Ocasional y de Contratos**

La Figura 2.1 presenta los precios promedios por empresa alcanzados en 2012 para el mercado ocasional. El promedio para este mercado en 2012, como puede apreciarse en la misma figura, alcanzó un valor de 72 US\$/MWh.





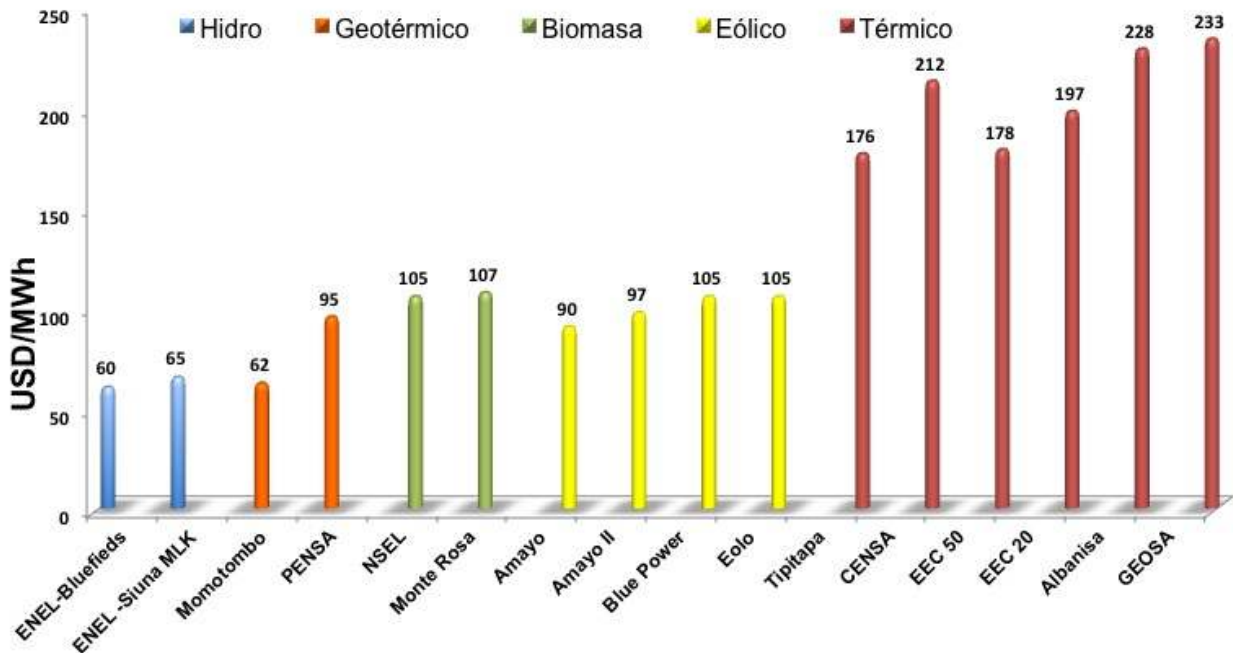
**Figura 2.1: Precios Promedios por Empresa de Generación en 2012 - Mercado Ocasional**

**Fuente de Datos: INE**

Por otra parte, los precios alcanzados por los contratos de las plantas térmicas en 2012 oscilan entre 176 y 233 \$/MWh, con un promedio ponderado de 207 US\$/MWh. Los precios de los contratos de las hidroeléctricas se encuentran en la cota superior de la banda establecida por la Ley 467 para ventas en el spot de hidroeléctricas que acceden a los estímulos establecidos en dicha ley, es decir, 65 US\$/MWh, valor que se esperaría fuera referencial para el precio de los contratos. Cabe anotar que esta banda se ha ido incrementando y en la actualidad (octubre de 2013) va de 90 a 100 US\$/MWh. Los precios de las eólicas están entre 90 y 105 US\$/MWh, cifras no muy distantes a las observadas de otros países. Los precios de los contratos de las geotérmicas se encuentran entre 62 y 95 US\$/MWh (62 US\$/MWh para Momotombo, propiedad de la estatal ENEL, operada por ORMAT). Por su parte, la generación que utiliza biomasa tiene precios entre 105 y 107 US\$/MWh. Note que, a excepción de las hidroeléctricas propiedad de ENEL y de la planta geotérmica de Momotombo (propiedad de ENEL, operada por ORMAT), las renovables venden su energía en contratos a precios que superan la cota máxima referencial establecida por

las leyes 467 y 532 (esto es, 65 US\$/MWh). Estas leyes se constituyen entonces en estímulos para que este tipo de plantas vendan el máximo posible de su energía en contratos.

La figura 2.2 especifica los precios de contratos por planta y los agrupa por fuente de energía. Se observa que los diferentes tipos de plantas presentan precios similares, lo que facilita su agregación.



**Figura 2.2: Precios Promedios por Empresa en 2012 – Contratos**  
Fuente de Datos: INE

En el mercado ocasional de 2012, ENEL ofertó sus hidroeléctricas a un precio de 65 US\$/MWh que sigue los lineamientos de las leyes 467 y 532. En la práctica, este valor tiene peso en el precio promedio de este mercado, como se observa ve en la Figura 2.1.

### 3. Costos de Transmisión

Según la Normativa de Transporte, los costos de ENATREL son los que se especifica a continuación. Se indica, adicionalmente, la forma de remunerarlos.

- Los originados por ampliaciones hechas por iniciativa de ENATREL o por los agentes del mercado con oposición, esto es, propuestos por los agentes,

estudiados y aprobados técnicamente por ENATREL, aprobados por el INE y sometidos al análisis de otros agentes. La remuneración correspondiente a estas ampliaciones se agrupan en la denominada Remuneración Anual General (RAG). Cabe anotar que las ampliaciones que haga ENATREL con costo inferior a 500,000 US\$ no requieren aprobación del INE. El INE, sin embargo, puede cambiar este límite;

- Los producidos por ampliaciones de los agentes sin oposición, esto es, los costos los cubren los mismos agentes que los proponen. Se requiere la aprobación técnica de ENATREL y la aprobación del INE. La remuneración correspondiente se llama Remuneración Anual Particular (RAP). Estos costos los cubren los usuarios de la ampliación pertinente, mediante pagos mensuales que cubren la inversión y los costos de operación y mantenimiento;
- Costo anual de funcionamiento del CNDC, denominado CAD;
- Costos reconocidos por el INE de operación y mantenimiento (CROM).

De acuerdo con la Ley Eléctrica, Artículo 118, ENATREL calcula los peajes (tarifas de transmisión), que luego el INE aprueba. Estos peajes deben corresponder a los costos de reposición, operación y mantenimiento de una empresa eficiente e incluye beneficios apropiados a los riesgos de la actividad de la transmisión en Nicaragua. Las obras que adicione ENATREL al SIN entran en el cálculo del peaje al año siguiente de ser incorporadas. Así, por ejemplo, en su Plan de Obras de 2012, ENATREL solicita al INE un peaje a partir del 1º de enero de 2012 de 9.04 US\$/MWh, que le generaría ingresos por 31.6 millones de US\$. A las obras que entraron en operación en 2011, ENATREL les calcula en un costo total de 18.91 millones de dólares.

Por ejemplo, para 2012, ENATREL procede como sigue:

- a. Se actualiza al 1º de enero de 2012 la inversión reconocida al 1º de enero de 2011; la tasa de actualización utilizada es el 3%. Valor obtenido: US\$347,194,819.38;
- b. Se calcula la inversión reconocida durante 2011. Resulta ser: US\$18,912,076.70;
- c. La suma de las dos cantidades anteriores es la Inversión Reconocida al 1º de enero de 2012. Igual a US\$366,106,896.08;

- d. Se calcula la anualidad de esta suma, con una tasa de 3.7015% y vida útil de 30 años. El valor obtenido es US\$20,411,411.62;
- e. El CROM (Operación y Mantenimiento) se calcula bajo la suposición que corresponde al 2.5% de la Inversión Reconocida al 1° de enero de 2012;
- f. El CAD (CNDC) se calcula actualizando el del año inmediatamente anterior, mediante la utilización de la tasa del 3%;
- g. Se calcula el total de d., e. y f., valor que resulta ser igual a US\$31,662,313.50;
- h. Finalmente, se divide g. entre la demanda proyectada para 2012 (3,500 GWh). El resultado final es 9.046 US\$/MWh, que estaría vigente a partir de 2013. La cantidad aprobada por el INE, sin embargo, fue inferior, e igual a 7.1148US\$/MWh.

En su plan anual de obras, ENATREL justifica económicamente todos los proyectos que propone mediante los indicadores usuales (Valor Actual Neto, VAN, Tasa Interna de Retorno, TIR y relación Beneficio Costo). Adicionalmente, incluye la fuente de financiamiento de todas las obras, incluidas las que acomete que, por tener un costo inferior a US\$500,000, no requieren aprobación del INE.

#### **4. Costos de Servicios Auxiliares**

Recordamos del Capítulo 1 del presente estudio que los servicios auxiliares mencionados en la normativa de operación son los siguientes:

- Pérdidas;
- Reserva de corto plazo: rodante y fría;
- Seguimiento de la demanda;
- Arranque en negro (black start);
- Control de reactivos y control de tensión;

Las pérdidas de potencia se consideran demanda adicional. Las de energía las pagan los consumidores a pro-rata de la energía que retiren de la red. Los servicios auxiliares de control de seguimiento de la demanda y control de reactivos y de voltaje no son compensados.

Para la reserva rodante, la reserva fría y el arranque en negro, el CNDC lleva a cabo subastas entre los generadores que determine califican para proporcionarlos. Estas subastas tienen como cota superior la que establece el INE para la potencia en el mercado ocasional (en la actualidad, 6.6953US\$/kW-mes). Los consumidores deben comprar en el spot sus faltantes de servicios auxiliares, a un precio igual o menor que el costo marginal que aplique. Detalles adicionales fueron proporcionados en el Capítulo 1, sección 3.3.1, numeral (5).

El promedio mensual facturado para los meses enero a julio de 2013 está en alrededor de US\$300,000.

## 5. Costos en el Mercado Regional (MER)

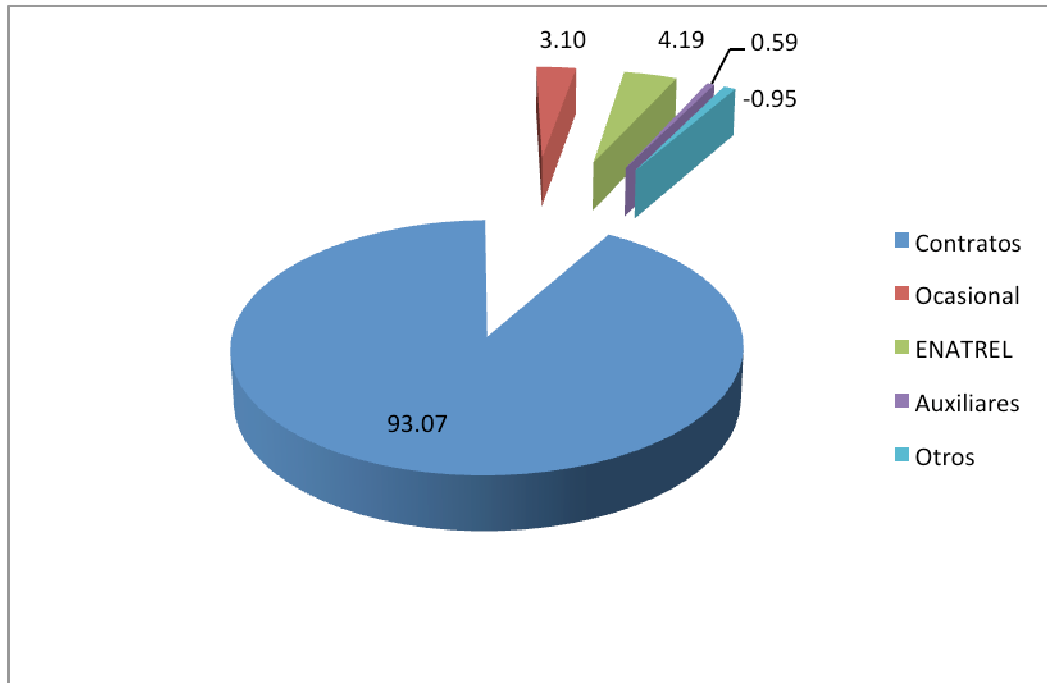
A más de pagos por compras de energía y potencia en el MER, los consumidores nicaragüenses son responsables por los “cargos complementarios”, para cubrir los costos de la red regional de interconexión que corresponden a Nicaragua, no cubiertos por transacciones. En los meses de enero a julio de 2013, estos cargos promedian US\$178,310/mes. En el mismo período de tiempo el exceso de exportaciones sobre importaciones del MER alcanza un promedio de US\$220,000/mes.

## 6. Costos de Generación, Transmisión, de Servicios Auxiliares y del MER en los Meses Enero a Julio de 2013

La Tabla 6.1 contiene el total de las compras mayoristas de las distribuidoras DISNORTE y DISSUR en lo que va corrido de 2013, por cada concepto: potencia y energía en los mercados de contratos y ocasional, de transmisión (incluidos los costos del CNDC), de servicios auxiliares, del MER, consumos en algunos sistemas aislados (DISSUR, por ejemplo, vende a la distribuidora Zelayaluz S.A.), ventas de las distribuidoras en el mercado ocasional y el total. Se proporciona el costo monómico promedio para cada mes.

Mes	Contratos (MMUS\$)	Ocasional (MMUS\$)	ENATREL (MMUS\$)	Auxiliares (MMUS\$)	MER (MMUS\$)	S.Aislados (MMUS\$)	Ventas (MMUS\$)	Total (MMUS\$)	Monómico US\$/MWh
Enero	43.33	1.16	1.94	0.30	0.28	0.22	-0.63	46.60	153.00
Febrero	42.14	1.24	1.79	0.28	-0.50	0.21	-0.02	45.14	160.70
Marzo	44.55	1.36	1.97	0.23	0.19	0.23	-0.59	47.94	156.00
Abril	47.18	1.19	2.14	0.27	0.08	0.22	-0.77	50.31	156.60
Mayo	47.38	1.34	2.20	0.30	-1.35	0.21	-1.03	49.05	155.50
Junio	42.40	1.57	2.01	0.28	0.25	0.20	-0.57	46.14	159.50
Julio	41.93	2.42	1.86	0.30	0.24	0.22	-0.24	46.73	155.90
Promedio	<b>44.13</b>	<b>1.47</b>	<b>1.99</b>	<b>0.28</b>	<b>-0.12</b>	<b>0.22</b>	<b>-0.55</b>	<b>47.42</b>	<b>156.74</b>

**Tabla 6.1: Compras Mayoristas en 2013 de DISNORTE y DISSUR en el Mercado Mayorista**  
Fuente de Datos: INE



**Figure 6.1: Compras de DISNORTE y DISSUR en el Mercado Mayorista (En porcentajes, total de enero a julio de 2013)**  
Fuente de Datos: INE

La Figura 6.1 permite visualizar la información presentada en la Tabla 6.1. Las cifras que allí aparecen son porcentajes del total. Se aprecia que el grueso de las compras se hace en el mercado de contratos (93.07%). Los pagos a ENATREL son el segundo ítem, con un 4.19% del total. Luego aparecen las compras en el mercado ocasional (3.10%). El resto de ítems tienen contribuciones individuales inferiores al 1%. El ítem “otros” incluye ventas en el mercado ocasional, el neto del mercado regional y ventas a sistemas aislados.

Es interesante reportar los cargos complementarios que pagan los consumidores nicaragüenses por pagos a la red de interconexión regional. Esta información se consigna en la Tabla 6.2.

<b>Mes</b>	<b>Cargos Complementarios (K US\$)</b>
<b>Enero</b>	225.81
<b>Febrero</b>	169.09
<b>Marzo</b>	169.41
<b>Abril</b>	172.06
<b>Mayo</b>	172.07
<b>Junio</b>	155.68
<b>Julio</b>	184.04
<b>Promedio</b>	178.31

**Tabla 6.2: Cargos Complementarios en 2013**  
Fuente de Datos: INE

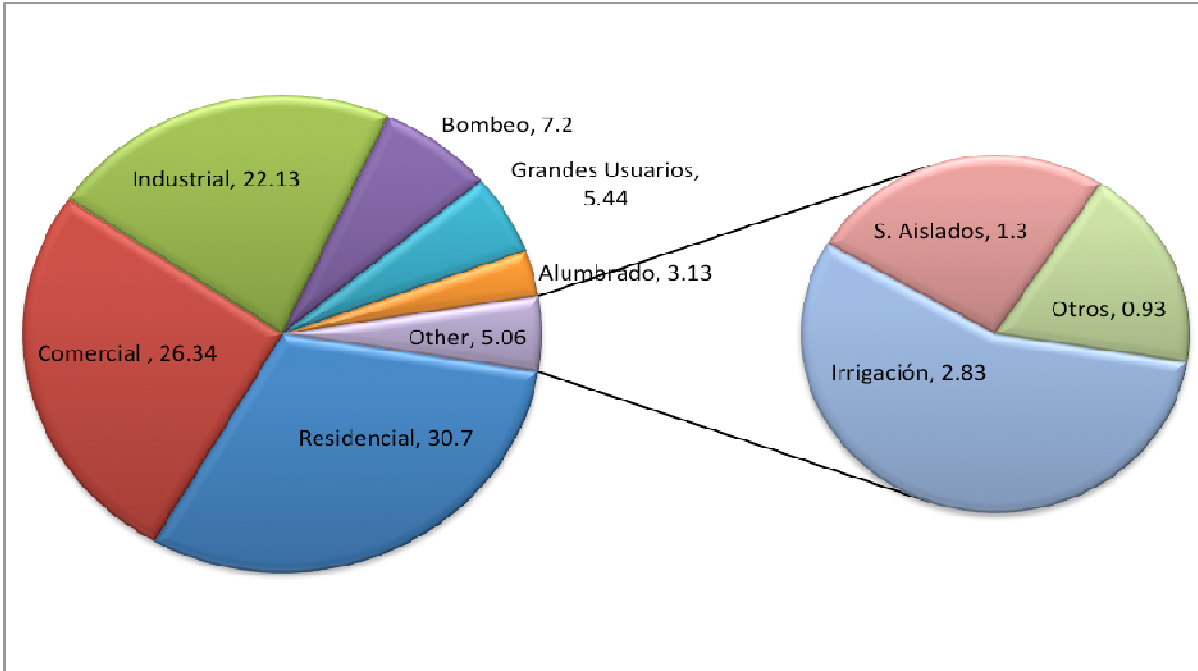
## **7. Costos de la Distribución**

### **7.1 Valor Agregado de la Distribución**

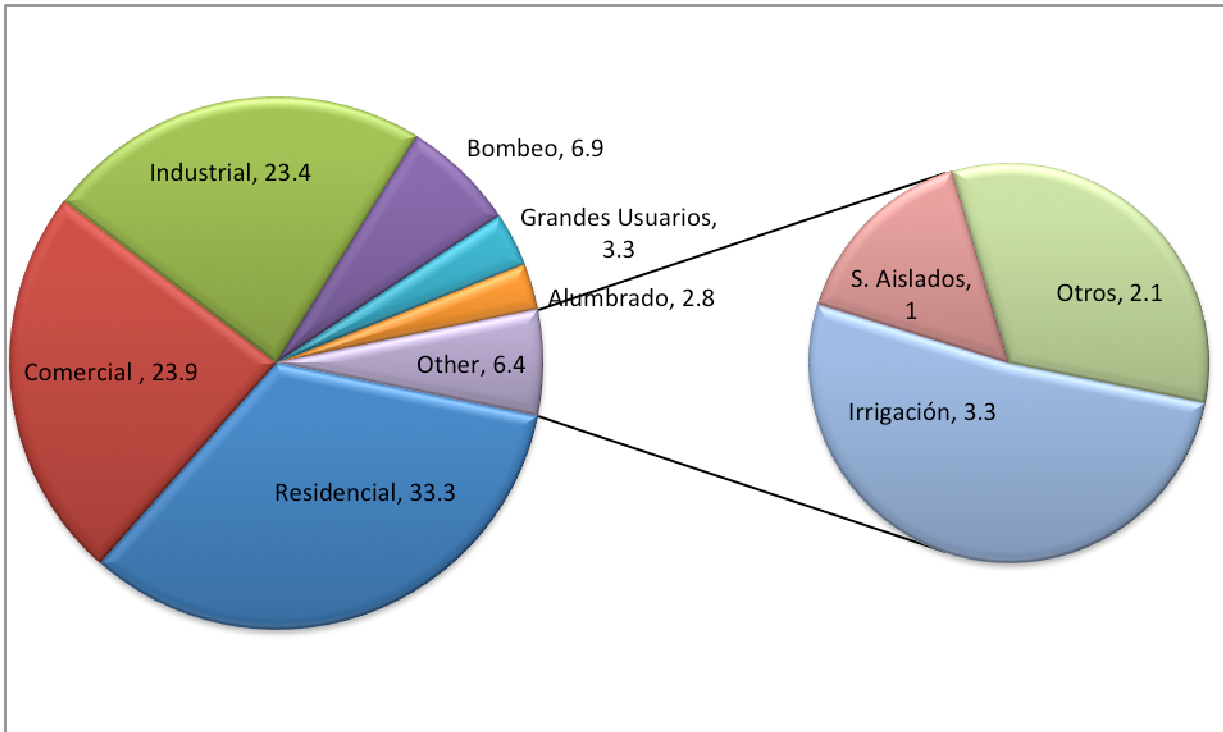
El Valor Agregado de la Distribución (VAD) se define como la diferencia entre los precios de venta al usuario final y el costo de abastecimiento (generación, transmisión, servicios auxiliares y neto del mercado regional). Su valor actual es 53.71 US\$/MWh. Es un valor que el INE ajusta periódicamente, según la variación del índice de precios. No tenemos conocimiento de que a este valor se le haya hecho algún ajuste estructural en los últimos cinco años, que haya sido el resultado de un estudio tarifario integrado.

### **7.2 Evolución de Ventas por Sectores**

Las Figuras 7.1 y 7.2 permiten apreciar la estructura de las ventas en los años 2008 y 2012. En ambos años el sector residencial se mantiene como el de mayor participación, seguido por el comercial y el industrial. En 2012 estos sectores representaban un 81% del total. Se nota una disminución en la participación de los Grandes Usuarios en 2012, con relación a 2008. El consumo de los sistemas aislados es en ambos años cerca del 1% del total.



**Figura 7.1 Ventas por Sector en 2008. Consumo Total: 2,258.20 GWh**  
**Fuente de Datos: INE**

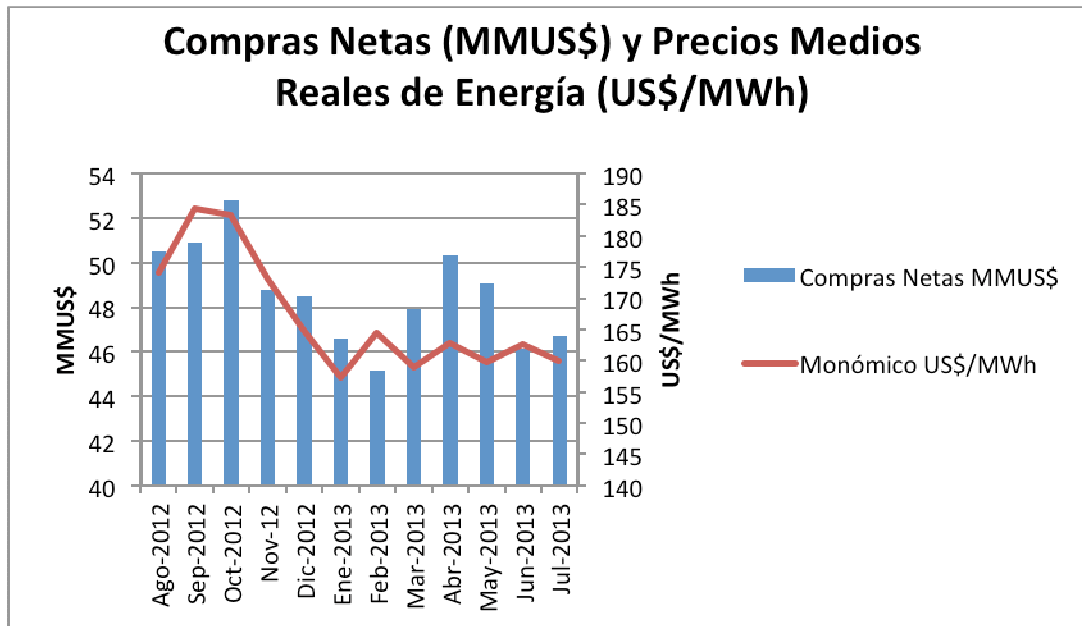


**Figura 7.2 Ventas por Sector en 2012. Consumo Total: 2,831.20 GWh.**  
**Fuente de Datos: INE**



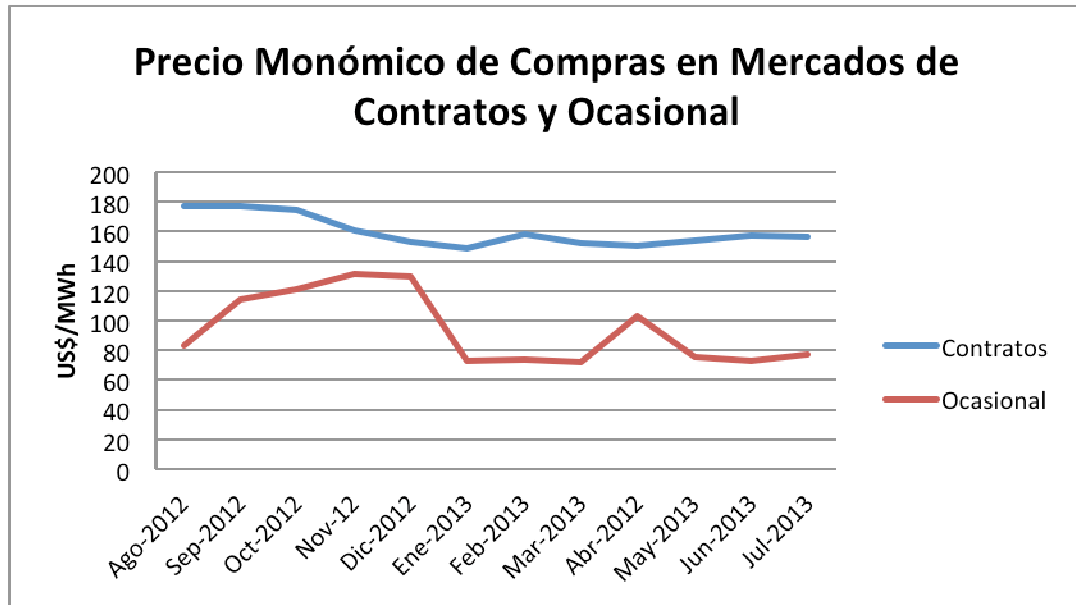
### 7.3 Costos de Abastecimiento de las Distribuidoras Principales

La Figura 7.3 proporciona para las dos mayores distribuidoras del país (DISNORTE y DISSUR, que concentran el 96.2% de la demanda total), el costo mensual total de compras netas mayoristas desde agosto de 2012 hasta julio de 2013. Adicionalmente, se incluyen los precios monómicos medios reales de la energía. El promedio para todo el período fue 167.01US\$/MWh.



**Figura 7.3: Compras Netas de Abastecimiento de DISNORTE y DISSUR en el Ultimo Año**  
Fuente de Datos: CNCD e INE

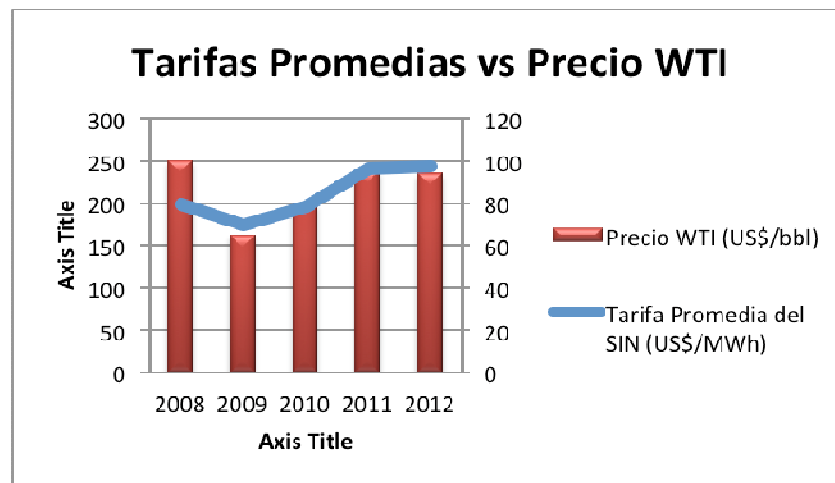
La Figura 7.4 proporciona el costo monómico de compras en contratos y en el spot, para ambas distribuidoras. Se observa que el precio de los contratos está siempre por encima del spot, con una considerable diferencia entre los respectivos valores.



**Figura 7.3: Precio Monómico de Compras en Mercados de Contratos y Ocasional de DISNORTE y DISSUR en el Último Año**  
Fuente de Datos: CNCD e INE

## 8. Procedimiento para el Establecimiento de Tarifas y Subsidios

Históricamente, las tarifas promedias del SIN se han ajustado en forma de seguir de cerca la evolución del precio del petróleo WTI (“West Texas Intermediate”), de referencia para Nicaragua, como se aprecia en la figura 8.1. La dependencia observada de las tarifas del precio del WTI debe disminuir a futuro, cuando cambie la constitución del parque de generación, como resultado de la prevista mayor penetración de recursos renovables.



**Figura 8.1: Tarifas Promedio del SIN vs Precio del WTI**  
Fuente de Datos: INE

La mejor forma de explicar cómo se calculan las tarifas vigentes es mediante un ejemplo.

La resolución INE-CD-003-04-2013 del 15 de abril de 2013, ajusta las tarifas a partir de dicha fecha. Determina un nuevo precio indicativo para el promedio de venta al consumidor final igual a US\$247.51, que obtiene como sigue:

- Se reconoce a las distribuidoras un nuevo precio para sus compras en Media Tensión, incluido el transporte, igual a US\$171.50 US\$/MWh;
- Se aplica un factor de pérdidas igual a 1.13, con lo que se obtiene un valor de 193.80 ( $=171.50 \times 1.13$ );
- Eleva el valor del VAD a 53.71US\$/MWh, ajuste debido al nuevo índice de precios utilizado para el ajuste;
- El nuevo precio promedio de venta indicativo al consumidor final es, entonces, 247.51 US\$/MWh ( $=193.80 + 53.71$ );

Este precio se utiliza para la preparación de los pliegos tarifarios indicativos. La misma Resolución establece que el precio promedio que realmente se debe aplicar a las tarifas es 240.80 US\$/MWh. Los ingresos de las distribuidoras se calculan utilizando los pliegos indicativos. La diferencia entre el precio indicativo y el que aplica se denomina “Financiamiento” y, como tal, debe aparecer en las facturas.

Cabe anotar que, a partir de junio de 2013, el factor de pérdidas reconocido se elevó a 1.16.

El pliego tarifario aplicado, sin embargo, no rige para consumidores domiciliarios cuyo consumo mensual no sea superior a 150 kWh. La tarifa de estos consumidores está congelada desde julio de 2005.

La diferencia entre los pliegos indicativo y aplicado, calculada con base en la diferencia de los precios promedios correspondientes ( $247.51 - 240.80 = 6.71$ US\$/MWh) es financiada por una Entidad Financiera (ALBA – CARUNA: Cooperativa Caja Nacional Rural). El INE certifica mensualmente el total financiado. Este total se sustrae de los pagos que deben hacer las distribuidoras (DISNORTE y DISSUR) a los generadores, por sus compras de energía y potencia. Los generadores, por su parte, reciben de la Entidad Financiera los totales financiados. Posteriormente, CARUNA emite comprobantes de pago a favor de las dos distribuidoras.

Los montos financiados se pagarán cuando, gracias a la introducción prevista de recursos renovables en el parque de generación bajen los costos de energía (note que, adicionalmente, a futuro también puede reducirse el costo de los combustibles fósiles importados).

Los siguientes son los montos financiados, certificados por el INE:

- En 2011: 91.33 millones de US\$;
- En 2012: 45.78 millones de US\$;
- De enero a mayo de 2013: 13.33 millones de US\$.

El total (certificado por el INE) de las tarifas financiadas por el ALBA-CARUNA es, entonces, 150.44 millones de dólares, para el período enero de 2011 a mayo de 2013.

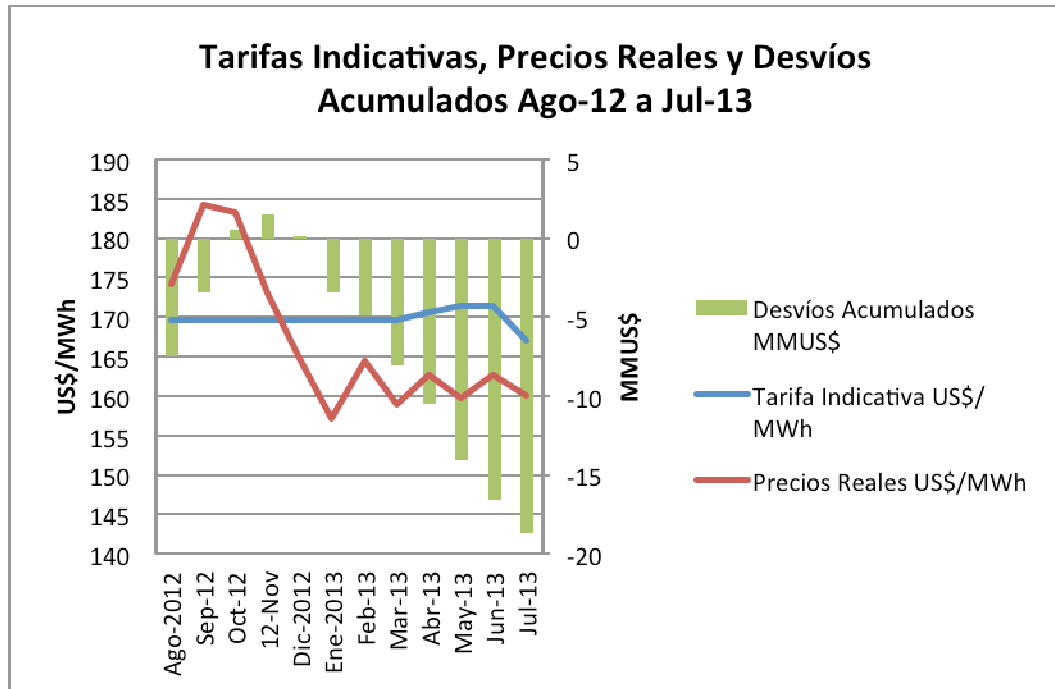
Estas cantidades son inferiores a las que aparecen en los contratos de financiamiento con CARUNA, que son como sigue:

- Julio a diciembre de 2011: 107.2 millones de US\$;
- Enero a junio de 2012: 26.4 millones de US\$;
- Julio a diciembre de 2012: 26.2 millones de US\$;
- Enero a marzo de 2013: 15.2 millones de US\$;

Adicionalmente ya se firmó otro contrato de financiamiento que cubre el período abril de 2013 a marzo de 2014, por una suma de 20 millones de US\$. Se observa que los montos anuales de financiamiento van disminuyendo.

Cabe anotar que hasta el primer trimestre de 2011 los financiamientos no generaban intereses ni gastos. A partir del segundo semestre de 2012, sin embargo, se establecieron para los mismos intereses del 8%, interés de mora del 4% y comisión del 0.5%.

Note que los precios indicativos incluidos en los correspondientes pliegos tarifarios pueden estar por encima o por debajo de los precios reales de energía que deben pagar las distribuidoras. La diferencia se denomina “Desvíos de Costos Mayoristas” y puede estar a favor de los consumidores (cuando es positiva) o de los distribuidores (cuando es negativa). La figura 8.2 presenta la evolución en el último año para el cual existe información (agosto de 2012 a julio de 2013) de las tarifas indicativas, aplicadas y los desvíos de costos mayoristas acumulados. Se observa que a julio de 2013, los desvíos acumulados están a favor de las distribuidoras en alrededor de 18.6 millones de dólares.



**Figura 8.2: Tarifas Indicativas, Precios Reales y Desvíos Acumulados entre Agosto de 2012 y Julio de 2013.**

**Fuente de Datos: INE**

Otros subsidios que existen a la fecha y que se analizarán en detalle en el Capítulo 3 del Informe son como sigue:

- (1) Subsidio a consumos mensuales residenciales iguales o inferiores a 150 kWh, a quienes se les congela la tarifa a los valores que tenían en junio de 2005. El subsidio se estableció originalmente en la Ley 554 de 2005. Su vigencia se ha prorrogado sucesivamente en leyes posteriores. Las distribuidoras pueden sustraer el monto de este subsidio del IVA que deben pagar.
- (2) Subsidio a asentamientos precarios, cuya vigencia expiró en mayo de 2012.
- (3) Subsidio a jubilados que consumen mensualmente 150 o menos kWh. Su tarifa se reduce en 50%. Se paga con cargo al presupuesto nacional.
- (4) Exoneración y reducción del IVA a clientes residenciales. Se exoneran los clientes con consumos mensuales de 0 a 300 kWh. Aplica un IVA del 7% a los clientes residenciales con consumos mensuales entre 300 y 1000 kWh.

La Tabla 8.2 incluye la evolución histórica en los últimos años de las tarifas de los principales sectores de consumo, residencial, comercial e industrial y el promedio del SIN.

<b>Sector/Año</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
<b>Residencial</b>	186	161	182	223	229
<b>Comercial</b>	243	211	238	294	297
<b>Industrial</b>	186	163	182	228	227
<b>Promedio</b>	200	174	196	242	245

**Tabla 8.2: Tarifas Históricas en el SIN**  
Fuente de Datos: INE

Se observa que la tarifa más alta es la comercial y que la industrial es muy cercana a la residencial.

## **9. MEMORANDO DE ENTENDIMIENTO ENTRE GOBIERNO Y DISTRIBUIDORAS**

**El memorando de entendimiento entre el gobierno y las distribuidoras con motivo de su cambio de dueño quedó codificado en la Ley #839 del 19 de junio de 2013.**

**Los principales puntos de la Ley son como sigue:**

- Se prolonga la congelación de tarifas a los clientes residenciales con consumos mensuales entre 0 y 150 kWh, hasta el 31 de agosto de 2015;
- Se prolongan hasta la misma fecha el no cobro del IVA a clientes residenciales con consumos mensuales de hasta 300 kWh y el cobro de un IVA reducido del 7% a los clientes con consumos mensuales entre 300 y 1000 kWh;
- Se fija el Factor de Expansión de Pérdidas (FEP) en 1.16 por 12 meses luego de la entrada en vigencia de la Ley 839, en 1.15 en los siguientes 36 meses y 1.40 en los 12 meses posteriores. El INE debe efectuar ajustes tarifarios que tomen en cuenta estos factores;

- Los desvíos en las tarifas recaudadas por los distribuidores entre el 1° de octubre de 2004, hasta el 30 de junio de 2005, se compensan con las deudas adquiridas por las distribuidoras con los generadores estatales GECSA e HIDROGESA;
- El Gobierno Nacional continúa subsidiando a los asentamientos espontáneos y a barrios vulnerables por 60 meses adicionales. Los primeros 12, mediante una cantidad igual al 2.5% de la tarifa promedio en media tensión multiplicada por la energía total vendida. El factor se reduce al 2% durante los siguientes 48 meses. El subsidio se entrega mensualmente a las distribuidoras, una vez es revisado y certificado por el INE;
- DISNORTE y DISSUR se comprometen a realizar una inversión de 75 millones de dólares durante los siguientes 5 años, para mejorar la calidad de servicio, ampliar su cobertura y reducir las pérdidas técnicas y no técnicas. La suma invertida se acredita al impuesto sobre la renta que deben pagar en el mismo período de tiempo;
- Se determina la suma de 10.5 millones de dólares como incobrable por DISNORTE y DISSUR y deducible como gastos en sus declaraciones de impuestos sobre la renta;
- El gobierno proporciona garantías a través de DISNORTE y DISSUR por 20 millones de dólares, para la generación basada en recursos renovables que entre en operación durante 2013;
- Se revocan las multas de las distribuidoras DISNORTE y DISSUR emitidas antes del 11 de febrero de 2013, excepto las incurridas por accidentes laborales o daños a terceros;
- Se reglamenta la Ley Antifraude.

## **10. SISTEMAS AISLADOS**

La Ley 746 de 2010 creó la DOSA (Dirección de la Operación de Sistemas Aislados).

En la Tabla 1.1 se indicó anteriormente que la potencia instalada en los sistemas aislados de Nicaragua al 31 de diciembre de 2012 fue 11.91 MW (1.5% del total instalado en Nicaragua), de los cuales 2.86 MW (un 15% del total corresponde a generadores públicos y el resto (16.25 MW), a generadores privados. La Tabla 10.1 incluye los generadores que prestan sus servicios a Sistemas Aislados. Se indica cuáles son públicos o privados y el tipo de tecnología de generación.

Empresa de Generación	Propiedad	Tecnología de Generación
<b>Hemco-Nicaragua</b> <b>ENEL</b> <b>Empresa Generadora</b> <b>Ometepe</b> <b>Puerto Cabezas Power</b> <b>Tichana Power</b>	Privada	Hidroeléctrica
	Pública	Térmica
	Privada	Térmica
	Privada	Térmica
	Privada	Hidroeléctrica

**Tabla 10.1: Empresas de Generación de Sistemas Aislados**

**Fuente: CNCD**

La capacidad instalada en los generadores de sistemas aislados es como sigue:

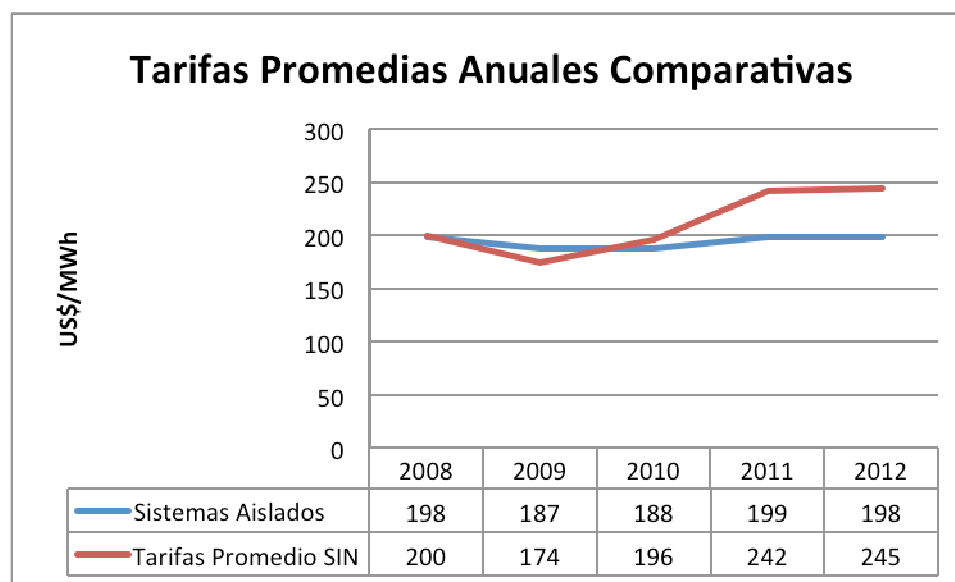
- Plantas térmicas: 11.15 MW;
- Plantas hidroeléctricas: 0.20 MW;

Las fuentes de generación para los sistemas aislados en 2012 fueron como sigue:

- Generación Térmica a Vapor: 31.31 GWh;
- Generación Térmica con Turbinas de Gas: 15.67 GWh;
- Generación Hidroeléctrica: 1.46 GWh

Para un total de 48.48 GWh.

La Figura 10.1 permite apreciar las tarifas de los sistemas aislados y, como punto comparativo, las promedias del SIN.



**Figura 10.1: Tarifas Comparativas Anuales**

**Fuente de Datos: INE**



Se observa que las tarifas de los Sistemas Aislados no siguen las variaciones de las correspondientes del SIN. Se mueven, más bien, en un estrecho rango cercano a 200 US\$/MWh. En el Capítulo 1 se observó que las pérdidas de los sistemas aislados son 38.44% y que la eficiencia térmica de las plantas de generación está por debajo de las del SIN. Por consiguiente, los costos de sistemas aislados deberían estar por encima de los correspondientes al SIN. Cabe anotar sin embargo, que la distribución de estos sistemas está a cargo de ENEL, empresa estatal que, como tal, puede presumirse recibe apoyo del gobierno para absorber la diferencia entre tarifas reales y tarifas aplicadas en sistemas aislados.

**MODELOS DE MERCADO,  
REGULACION ECONOMICA Y  
TARIFAS EN EL SECTOR  
ELECTRICO DE NICARAGUA**

**CAPITULO 3:**

**SUBSIDIOS Y TARIFAS DE AYUDA  
SOCIAL EN NICARAGUA**

## **CAPITULO 3: SUBSIDIOS Y TARIFAS DE AYUDA SOCIAL EN NICARAGUA**

### **1. INTRODUCCION**

En el Capítulo 2 del presente proyecto se analizó el sistema tarifario de Nicaragua. Dada la variedad y el monto de los subsidios existentes y su impacto en las tarifas, fue preciso describirlos en algún detalle. El presente Capítulo se concentra en el tema de los subsidios. En particular, de acuerdo con los Términos de Referencia, se analizan los métodos utilizados para establecerlos. Se describen, adicionalmente, los mecanismos empleados para financiarlos. Se hacen algunos comentarios sobre sus efectos y sostenibilidad a largo plazo y su impacto sobre las finanzas públicas y la situación financiera del generador ENEL.

Los costos de generación han sido severamente impactados por la composición del parque, con fuerte participación de plantas térmicas que utilizan combustibles fósiles importados y la elevada y prolongada alza en los costos de estos combustibles en el mercado internacional. Su traslado a tarifas afectaría notoriamente la situación económica de amplios sectores de la población, incluidos asentamientos espontáneos y barrios económicamente vulnerables. El INE estima que un 82% de los clientes residenciales consume por debajo de 150 kWh/mes. Problemas adicionales provienen de las altas pérdidas de distribución, incluidas pérdidas no técnicas. Estos puntos fueron discutidos en el Capítulo 2.

Para enfrentar estos problemas se diseñó en Nicaragua una estrategia que consiste en parte en el establecimiento de dos tarifas: una indicativa que refleja los costos y otra real, que es la que aplica a los consumidores. La diferencia entre las dos tarifas puede estar a favor o en contra de las distribuidoras, según la tarifa indicativa esté por debajo o por encima de la real. Para financiar las diferencias en contra de las distribuidoras se utilizan fondos disponibles del ALBA, que se deben recuperar a futuro cuando las diferencias estén a favor de las distribuidoras. Adicionalmente el estado promueve la generación basada en recursos renovables, mediante garantías otorgadas a productores basados en este tipo de generación. A futuro, la generación basada en recursos renovables debe reducir costos operativos y disminuir la dependencia de combustibles fósiles importados, con lo que las diferencias tarifarias deben estar con mayor frecuencia a favor de las distribuidoras, lo que permitirá amortizar los préstamos del ALBA. En efecto, el INE estima que estos préstamos pueden empezar a pagarse a partir de 2014.

La tarifa que pagan los clientes residenciales con consumos mensuales de hasta 150 kWh, están congeladas a los valores que tenían en julio de 2005. El estado cubre este subsidio mediante reducciones al IVA que deben pagar las distribuidoras. Además el IVA de la gran mayoría de los consumidores residenciales o es cero o tiene un valor reducido. Adicionalmente el Gobierno Nacional subsidia asentamientos espontáneos, barrios económicamente vulnerables y a algunos jubilados del Seguro Social nicaragüense.

Se remarca que el generador estatal (ENEL) ha contribuido a cubrir los subsidios (mediante el otorgamiento de préstamos puente para cubrir las deudas que con él han acumulado las distribuidoras). También, como se verá más adelante, las tarifas del sector comercial son sensiblemente superiores a las residenciales (aún con subsidio). Se asume que las del sector industrial podrían ser inferiores a su valor actual, dado que muchas industrias compran su energía en media tensión. Estos hechos sugieren un subsidio cruzado de los sectores comercial e industrial a los otros, en particular al residencial.

Por otra parte, se aprobó y posteriormente se reglamentó una Ley Antifraude, encaminada a disminuir las pérdidas no técnicas en la distribución. Se acordó con las distribuidoras una inversión considerable a mediano plazo (15 millones de dólares invertidos durante cada uno de los próximos 5 años), encaminada a disminuir pérdidas técnicas y no técnicas y a expandir y mejorar la calidad del servicio.

Las estrategias descritas se han implementado ad-hoc, mediante leyes que pasan por la Asamblea Nacional (AN) y resoluciones del INE, que esencialmente detallan las leyes aprobadas por la AN. La aprobación sucesiva de las leyes se ha hecho en forma de prolongar en el tiempo la vigencia de los subsidios mencionados.

La sección 2 del presente capítulo describe en detalle los subsidios vigentes. La 3 proporciona una evolución histórica en los últimos años de los montos subsidiados. La sección 4 describe los mecanismos utilizados para implementar los subsidios. La sección 5 analiza subsidios en sistemas aislados y la 6 proporciona algunos comentarios sobre resultados y sostenibilidad de los subsidios.

## **2. SUBSIDIOS VIGENTES**

Los siguientes son los subsidios vigentes a la fecha. Se remarca que el Gobierno Nacional, a través de leyes sucesivas, ha demostrado su voluntad política de prolongarlos en el tiempo.

(1) Financiamiento ALBA, que se especifica como tal en las facturas eléctricas cuando las tarifas indicativas están por encima de las que realmente aplican. En este caso se benefician todos los consumidores. En el Capítulo 2 del presente Informe se definieron los desvíos de costos mayoristas y se explicó la forma como afectan las tarifas. Repetimos la explicación, para facilidad del lector, con referencia a la Resolución INE-CD-003-04-2013 del 15 de abril de 2013.

La resolución ajusta las tarifas a partir de la fecha de entrada en vigencia. Determina inicialmente un nuevo precio indicativo para el promedio de venta al consumidor final igual a US\$247.51, que obtiene como sigue:

- Se reconoce a las distribuidoras un precio dado para sus compras en Media Tensión, incluido el transporte, igual a US\$171.50 US\$/MWh;
- Se aplica un factor de pérdidas igual a 1.13, con lo que se obtiene un valor de 193.80 ( $=171.50 \times 1.13$ );
- Se eleva el valor del VAD a 53.71 US\$/MWh, ajuste debido al nuevo índice de precios utilizado para el ajuste;
- El nuevo precio promedio de venta indicativo al consumidor final es, entonces, 247.51 US\$/MWh ( $=193.80 + 53.71$ );

Este precio se utiliza para la preparación de los pliegos tarifarios indicativos. La misma Resolución establece que el precio promedio que realmente se debe aplicar a las tarifas es 240.80 US\$/MWh. Los ingresos de las distribuidoras se calculan utilizando los pliegos indicativos. La diferencia entre el precio indicativo y el que realmente aplica se denomina “Financiamiento” y, como tal, debe aparecer en las facturas.

(2) Subsidios a la tarifa de clientes residenciales con consumos inferiores a 150 kWh/mes, que permanecen congeladas a los precios que alcanzaron en julio de 2005;

(3) Exoneración del Impuesto de Valor Agregado (IVA) a clientes residenciales con consumo en el rango de 0 a 300 kWh y establecimiento de un IVA reducido del 7% (en lugar del 15% que debería aplicar según la legislación de impuestos), para clientes con consumos mensuales en el rango de 301 a 1,000 kWh.

(4) Subsidio a asentamientos espontáneos y a barrios económicamente vulnerables;

(5) Tarifa reducida para jubilados del Seguro Social de Nicaragua.

### **3. Estimación de Montos Subsidiados**

#### **Montos de Financiamiento ALBA-CARUNA**

Los siguientes son los montos financiados, certificados por el INE:

- En 2011: 91.33 millones de US\$;
- En 2012: 45.78 millones de US\$;
- De enero a mayo de 2013: 13.33 millones de US\$.

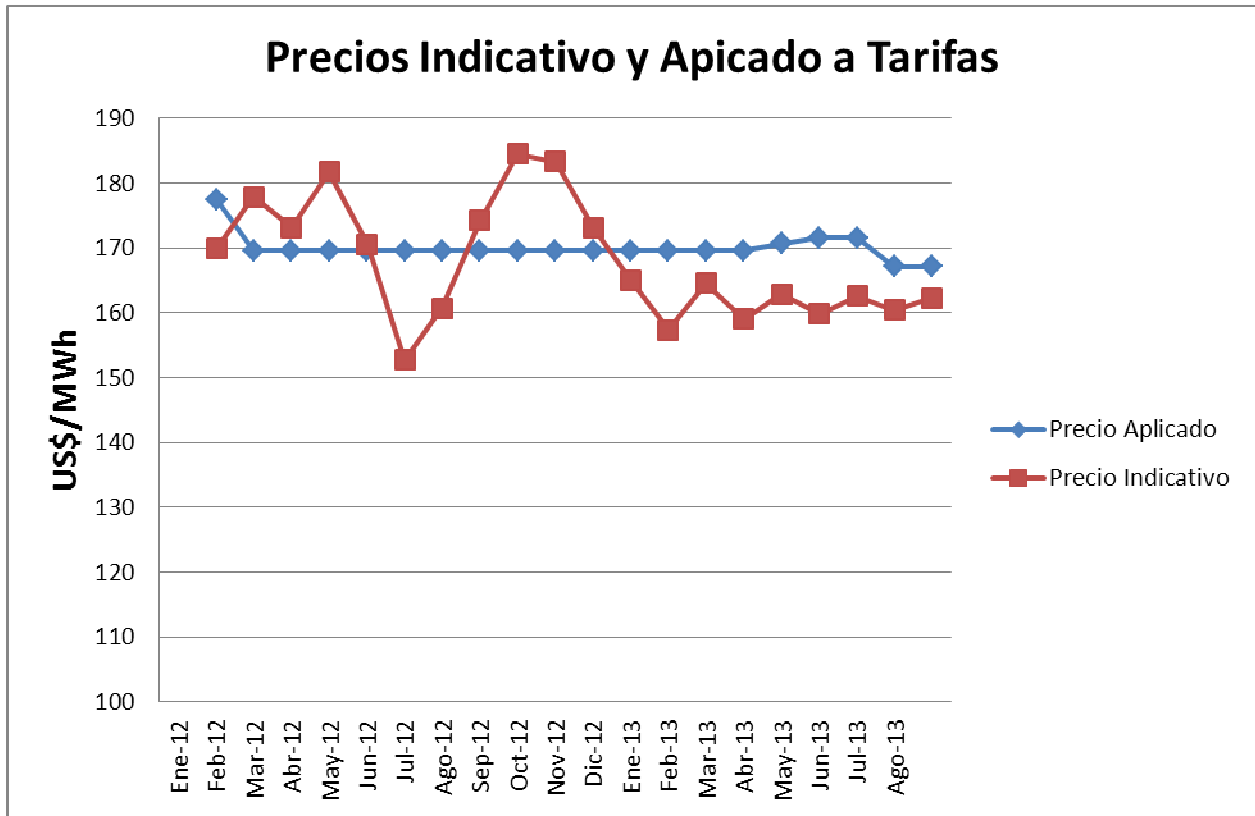
El total (certificado por el INE) de las tarifas financiadas por ALBA-CARUNA es, entonces, 150.44 millones de dólares, para el período enero de 2011 a mayo de 2013.

Estas cantidades son inferiores a las que aparecen en los contratos de financiamiento con CARUNA, que son como sigue:

- Julio a diciembre de 2011: 107.2 millones de US\$;
- Enero a junio de 2012: 26.4 millones de US\$;
- Julio a diciembre de 2012: 26.2 millones de US\$;
- Enero a marzo de 2013: 15.2 millones de US\$;

Los contratos de financiamiento con CARUNA suman entonces 175 millones de dólares, superiores en 24.56 millones de dólares a los certificados por el INE.

La Figura 3.1 proporciona al nivel de media tensión, los precios indicativo y aplicado a tarifas durante 2012 y lo que va corrido de 2013. Como era de esperarse, el precio aplicado a tarifas presenta menos variaciones que el indicativo, ya que las tarifas se establecen por un determinado período de tiempo, en tanto que los costos de producción fluctúan, entre otras razones, por volatilidades en el precio internacional del petróleo. Adicionalmente se observa que el precio indicativo a veces es superior y a veces inferior al aplicado a tarifas.



**Figura 3.1: Precios Indicativo y Apicado a Tarifas en el período Enero de 2012 a Agosto de 2013**

**Fuente de Datos: INE**

### **Subsidio a Clientes Residenciales con Consumo Mensual de 0 a 150 kWh**

La Tabla 3.1 se elaboró con base en información proporcionada por el INE. Incluye los montos totales financiados para clientes residenciales con consumos mensuales de 0 a 150 kWh, para el período 2008 – 2013.

<b>Año</b>	<b>Subsidio (MMUS\$)</b>
2008	26.00
2009	19.75
2010	32.43
2011	38.41
2012	62.29

**Tabla 3.1: Subsidios Residenciales (2008 – 2012)**  
**Fuente de Datos: INE**

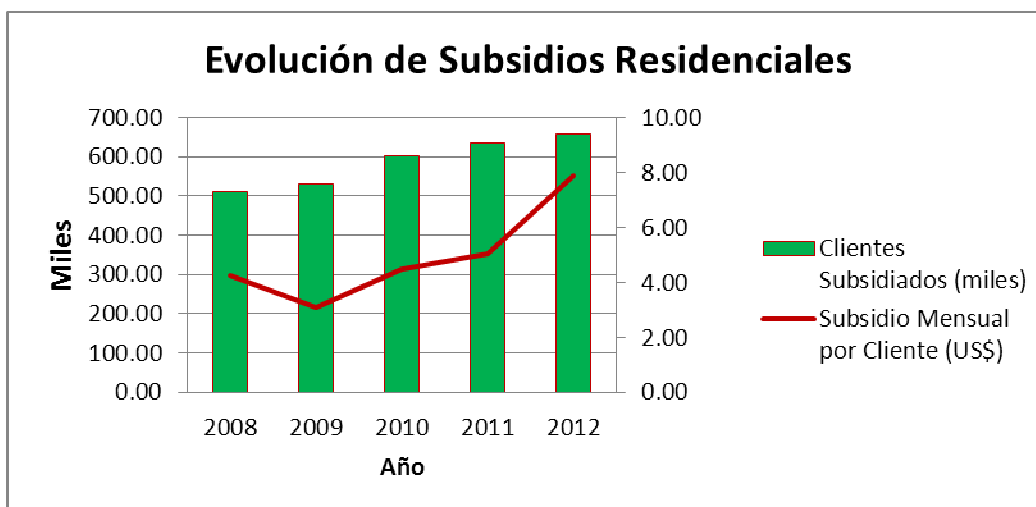
El total de subsidios en el período de enero a septiembre de 2013 es de 49.55 millones de dólares, un 8% superior al correspondiente a los mismos meses de 2012 (45.89 millones de dólares). El subsidio, entonces, se ha prácticamente duplicado a partir de 2012.

El INE estima que un 82% de los clientes residenciales se favorecen con este subsidio. Bajo la suposición de que el porcentaje se mantiene constante a través de los años, puede calcularse el subsidio mensual por cliente, que se incluye en la Tabla 3.2 a continuación. Puesto que el número de clientes es creciente, la tabla 3.2 proporciona una mejor idea de la evolución de los subsidios residenciales. Para facilidad de visualización, la misma información se presenta en la Figura 3.3. De todas maneras, se confirma que los subsidios individuales aumentaron considerablemente en 2012, lo que muy probablemente se deba a incrementos tarifarios sancionados por el INE. Efectivamente, la Resolución INE 1665-06-2011 aprobó un incremento tarifario promedio del 41.88% a partir de junio de 2011, incremento que si bien no se transfiere a los clientes con consumo mensual hasta 150 kWh, sí se utiliza para el cálculo de los subsidios que deben ser financiados, como se explicó con anterioridad.

<b>Año</b>	<b>Clientes Subsidiados (miles)</b>	<b>Subsidio Mensual por Cliente (US\$)</b>
2008	511.48	4.24
2009	531.26	3.10
2010	601.49	4.49
2011	636.16	5.03
2012	658.86	7.88

**Tabla 3.2 Subsidios Residenciales Mensuales por Cliente (2008 – 2012)**  
Fuente de Datos: INE





**Figura 3.3: Subsidios Residenciales Mensuales por Cliente**  
Fuente: Cálculos del Consultor

### Subsidio a Asentamientos Espontáneos y a Barrios Económicamente Vulnerables

La Tabla 3.3 proporciona los subsidios otorgados a los asentamientos espontáneos y barrios económicamente vulnerables en el período 2008 – 2012.

Año	Subsidio (MMUS\$)
2008	6.85
2009	8.87
2010	7.70
2011	6.03
2012	1.89

**Tabla 3.3: Subsidios de Asentamientos Espontáneos**  
Fuente de Datos: INE

En lo que va corrido de 2013, este subsidio se ha concedido únicamente los meses de julio y agosto, para un valor total de 1.88 millones de dólares.

## Subsidio a Jubilados por el Seguro Social de Nicaragua, con Consumos entre 0 y 150 kWh por mes

La Ley 160 del 9 de junio de 1993 establece que los jubilados por el Seguro Social de Nicaragua deben recibir un subsidio igual al 50% de su tarifa eléctrica cuando su consumo mensual es inferior a 150 kWh. Debido al subsidio aplicado a clientes residenciales con este consumo, la tarifa de los jubilados ya recibe el subsidio que le corresponde. La Tabla 4.1 incluye entonces el subsidio de los jubilados.

## Eliminación y Rebajas del IVA

Este subsidio elimina el IVA a clientes residenciales que consumen hasta 300 kWh/mes y lo reduce a un 7% (en lugar del 15%) a clientes residenciales con consumos mensuales entre 301 y 1000 kWh/mes. Las rebajas son, por supuesto, recursos que se sustraen del presupuesto nacional. Los montos de este subsidio se solicitaron pero no estuvieron disponibles para la ejecución del presente Informe. Sin embargo, con base en la siguiente información que aparece en la página web del INE; ingresos de las distribuidoras por tipo de tarifa, tarifa promedio y número de clientes que consumen hasta 150 kWh/mes, y la suposición de que los ingresos residenciales indicados en las estadísticas anuales caen bajo la tarifa T0, puede estimarse el total de ingresos que reciben tarifas preferenciales del IVA es el 93% del total y el total de los ingresos residenciales de los clientes que consumen menos de 300 kWh/mes es un 55% del total. Quiere decir que el porcentaje de clientes que consumen entre 300 y 1000 kWh/mes es del 38%. Se supone adicionalmente, que estos porcentajes se mantienen constantes a través del tiempo.

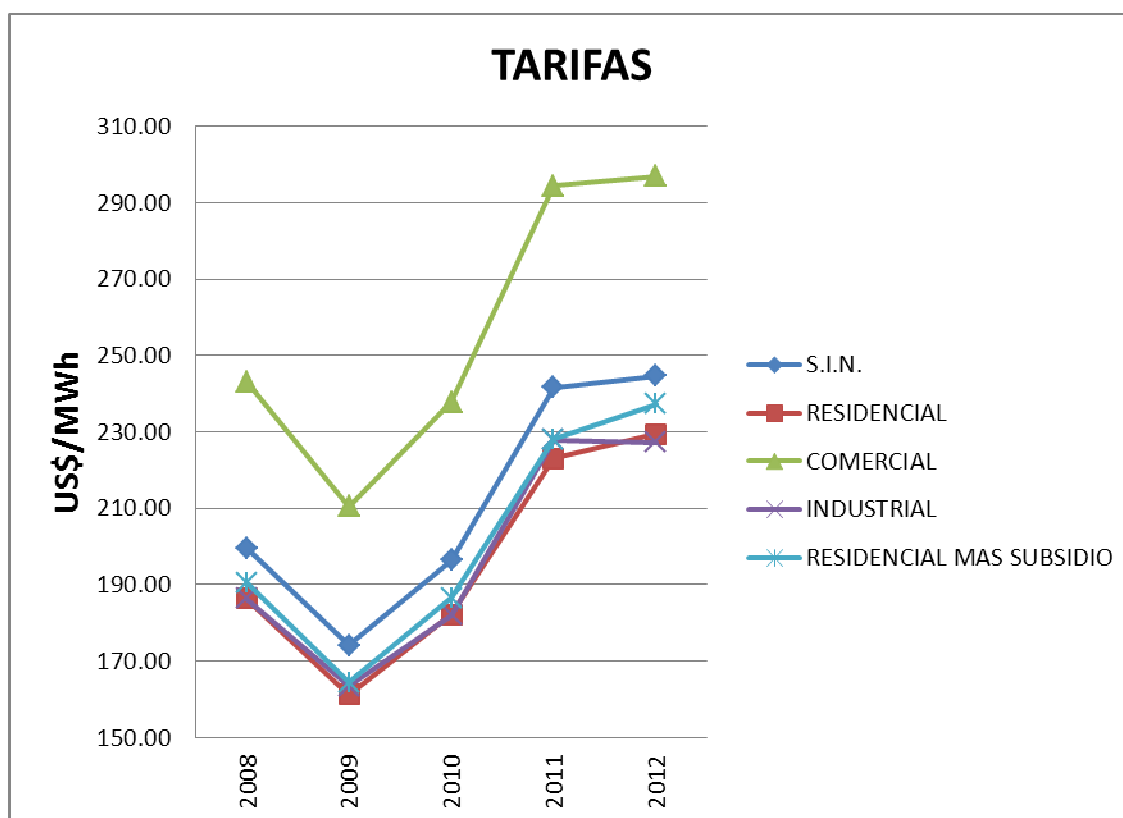
La Tabla 3.4 incluye estimativos de los costos que conlleva el subsidio residencial del IVA. Enfatizamos que se trata de estimativos, ya que las cifras reales no estuvieron disponibles para la preparación del presente Informe.

Año	Ingresos Totales (MMUS\$)	Ingresos 0 a 300kWh (MMUS\$)	Ingresos 301 a 1000 kWh (MMUS\$)	Subsidio IVA 0 a 300 kWh (MMUS\$)	Subsidio IVA 301 a 1000 kWh (MMUS\$)
2008	103.65	57.01	39.39	8.55	2.76
2009	101.00	55.55	38.38	8.33	2.69
2010	114.98	63.24	43.69	9.49	3.06
2011	122.25	67.24	46.45	10.09	3.25
2012	140.19	77.10	53.27	11.57	3.73
<b>TOTAL</b>				<b>48.02</b>	<b>15.48</b>

**Tabla 3.4: Subsidios por IVA; Estimativos del Consultor**

## Subsidios Cruzados

La Figura 3.4 permite apreciar las tarifas promedio del SIN y las de los principales sectores: residenciales con y sin subsidio, industriales y comerciales. Se nota que estas últimas son considerablemente superiores a las promedias. Las tarifas industriales son similares a las residenciales sin subsidio. En muchos sistemas eléctricos las tarifas industriales son inferiores a las residenciales, dado que buena parte del consumo industrial tiene lugar en media tensión. Parece existir entonces un subsidio cruzado de los sectores comercial e industrial a los otros, en particular al residencial.



**Figura 3.4: Tarifas del SIN y de los Principales Sectores de Consumo**  
Fuente de Datos: INE

## 4. MECANISMOS PARA ESTABLECIMIENTO DE SUBSIDIOS

Con miras a entender los mecanismos utilizados para el establecimiento de subsidios en Nicaragua, se hace un recuento histórico en los últimos años, de leyes y decretos del Gobierno Nacional y de resoluciones del INE encaminados a ajustar tarifas y proporcionar alivios tarifarios a ciertos tipos de usuarios residenciales.

- (1) La Ley 627 del 28 de junio de 2007 establece que los incrementos tarifarios que se derivan del pliego del INE que entra en vigencia en dicha fecha y que permanece válido por un año, no se transfieren a los consumidores, sino que se declaran desvíos tarifarios a favor de los distribuidores (DISNORTE y DISSUR). A su vez, ENEL le proporciona préstamos puentes mensuales a los distribuidores por una suma igual a los desvíos, pagaderos a partir de julio de 2008. Los desvíos suman aproximadamente 13.8 millones de dólares;
- (2) Para el período julio de 2008 a febrero de 2009, el INE establece un sobrecargo en la tarifa igual a 6.02 US\$/MWh, con el objeto de compensar los desvíos. El Protocolo de Entendimiento AN 5557 se firma en marzo de 2009 entre las distribuidoras DISNORTE y DISSUR y el Gobierno de Nicaragua. A esa fecha, ambas distribuidoras eran propiedad de Unión Fenosa. Como consecuencia de la firma del protocolo, dadas algunas cláusulas del mismo, se saldan los desvíos tarifarios remanentes;
- (3) En mayo de 2010 (Resolución INE 0999-04-2010), el INE decide ajustar las tarifas al alza en un 6.85% en lugar del 8.63% que darían sus cálculos, para tomar en cuenta deficiencias en el alumbrado público por parte de las distribuidoras y aspectos resultantes del Protocolo de Entendimiento al que se hizo referencia en el párrafo anterior. El decreto enfatiza que el ajuste no cubre a los clientes residenciales con consumo mensual inferior a 150 kWh, cuyas tarifas siguen congeladas a los precios que tenían en julio de 2005;
- (4) En agosto de 2010 se emite la Ley 728 cuyo objeto es asegurar el financiamiento para subsidios tarifarios de asentamientos espontáneos y de barrios económicamente vulnerables, por los siguientes 4 años. Determina que el primer año las distribuidoras recibirán mensualmente para el efecto, el 4% de su precio de compra en media tensión, multiplicado por la energía total vendida. El porcentaje se reduce cada año en un 1%. Se especifica que los montos recibidos son ajustables según el comportamiento de los costos mayoristas y el porcentaje de reducción de pérdidas alcanzado por las distribuidoras. El INE debe certificar los montos transferidos;
- (5) En enero de 2011 el INE establece en la Resolución 3087-12-2010 que mantiene un Valor Unitario de 0.9974 US\$/MWh para compensar desvíos por la Ley 728, detallada en el párrafo anterior y compensar por alumbrado público y factor de expansión de pérdidas. Adicionalmente establece otro valor unitario igual a 2.00639 US\$/MWh para abonar al pago del desvío del período julio 2010

a mayo de 2011. Este último desvío fue derogado en abril de 2013 en la Resolución INE CD004-03-2013;

La Resolución INE 1665-06-2011 establece dos cuadros tarifarios: el indicativo y el real. La diferencia entre ambos es cubierta por el Financiamiento ALBA y como tal debe indicarse en las facturas. El INE debe certificar mensualmente el total financiado. Como se indicó en el Capítulo 2, este total se sustrae de los pagos que deben hacer las distribuidoras (DISNORTE y DISSUR) a los generadores, por sus compras de energía y potencia. Los generadores, por su parte, reciben de la Entidad Financiera (ALBA – CARUNA) los totales financiados. Posteriormente, la entidad financiera emite comprobantes de pago a favor de las dos distribuidoras. Cabe anotar que las tarifas en el pliego indicativo se elevan en promedio un 41.88%.

- (6) En junio de 2013 la AN aprueba la Ley 839. Se prolonga hasta el 31 de agosto de 2015 la congelación tarifaria de los clientes residenciales con consumos mensuales por debajo de 150 kWh. Para los 5 años luego de la expedición de la Ley, se fija el FEP (Factor de Expansión de Pérdidas) en 1.16 para los primeros 12 meses, 1.15 por los 48 meses subsiguientes y 1.14 para los meses 49 al 60. Hasta el 31 de agosto de 2015 se fija en 0 el IVA que deben pagar los clientes residenciales con consumos mensuales hasta 300 kWh y en 7% el correspondiente a consumos mensuales entre 300 y 1,000 kWh. Se prolongan por 5 años los subsidios a asentamientos espontáneos y barrios económicamente vulnerables. Para cubrir estos subsidios se establece que, para los primeros 12 meses luego de expedida la Ley, los distribuidores (DISNORTE y DISSUR) recibirán del Gobierno el 2.5% del producto de la tarifa promedio en media tensión por el total de su energía vendida. El porcentaje baja al 2% para los siguientes 48 meses. Se indica que las distribuidoras deben invertir 75 millones de dólares en los siguientes 5 años para extender su cubrimiento, mejorar la calidad del servicio y reducir las pérdidas, entre otras actividades. Se proporcionan garantías de hasta 20 millones de dólares a los generadores que utilicen recursos renovables y entren en operación durante 2013. Por último, se reglamenta la Ley anti fraude. La Ley 839 no menciona a los jubilados.

La política oficial parece ser continuar los subsidios a algunos consumidores residenciales como se ha venido haciendo, mediante la aplicación de tarifas congeladas y rebajas en el IVA, como también a asentamientos espontáneos y barrios económicamente vulnerables. Adicionalmente se busca favorecer la entrada de generación con base en recursos renovables. Las políticas se implementan mediante una serie de mecanismos “ad hoc” (Leyes y Resoluciones Tarifarias). Las fuentes para cubrir los subsidios, además de

recursos del ALBA-CARUNA, incluyen al generador estatal (ENEL), quien proporciona préstamos puente y, directamente, al Gobierno Nacional. Adicionalmente, se remarca que incrementos tarifarios definidos como “Valores Unitarios” se constituyen en subsidios cruzados, ya que aplican tan solo a algunos consumidores. A veces se introducen rebajas ocasionadas por servicio deficiente de alumbrado público y otras penalizaciones que aplican a las distribuidoras, cuyo monto se reintegra a sus clientes. Se observa que las tarifas del sector de consumo “General” (comercial) son particularmente altas. También lo son las de los consumidores industriales, que tienen tarifas similares a las de los residenciales (sin subsidio), cuando por lo general deberían ser menores ya que usualmente se conectan directamente en media tensión. Resulta entonces claro que estos sectores contribuyen a financiar subsidios de consumidores residenciales. El INE espera que a partir de 2014, las tarifas permitan empezar a recabar los recursos necesarios para cubrir los subsidios otorgados por ALBA-CARUNA. La Figura 3.1 ayuda a visualizar los procesos descritos.

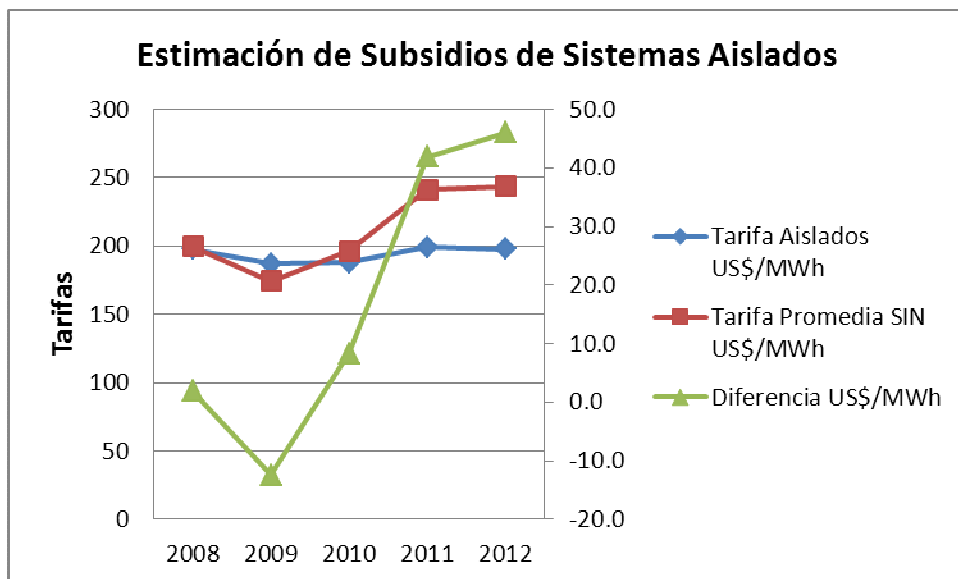


**Figura 3.1: Mecanismos de Subsidios**

## 5. SISTEMAS AISLADOS

En el Capítulo 2 del presente proyecto se remarcó que los generadores que sirven a sistemas aislados son en su mayoría termoeléctricos, basados en combustibles líquidos importados, con menores eficiencias (kWh/gal) y mayores tasas de salida forzada que los generadores que sirven al SIN. Sin embargo, las tarifas de los sistemas aislados son inferiores a las de las del SIN (Figura 5.1). Resulta obvio que las tarifas de los clientes de los sistemas aislados gozan de subsidios.

La Figura 5.1 proporciona una idea del monto de los subsidios de los sistemas aislados, mediante una comparación de sus tarifas con las promedias del SIN. Se observa que, a excepción de 2009, las tarifas de los sistemas aislados son inferiores a las promedias del SIN y que la diferencia tiene tendencia creciente.



**Figura 5.1: Tarifas de Sistemas Aislados vs Tarifas Promedias SIN**

**Fuente de Datos: INE**

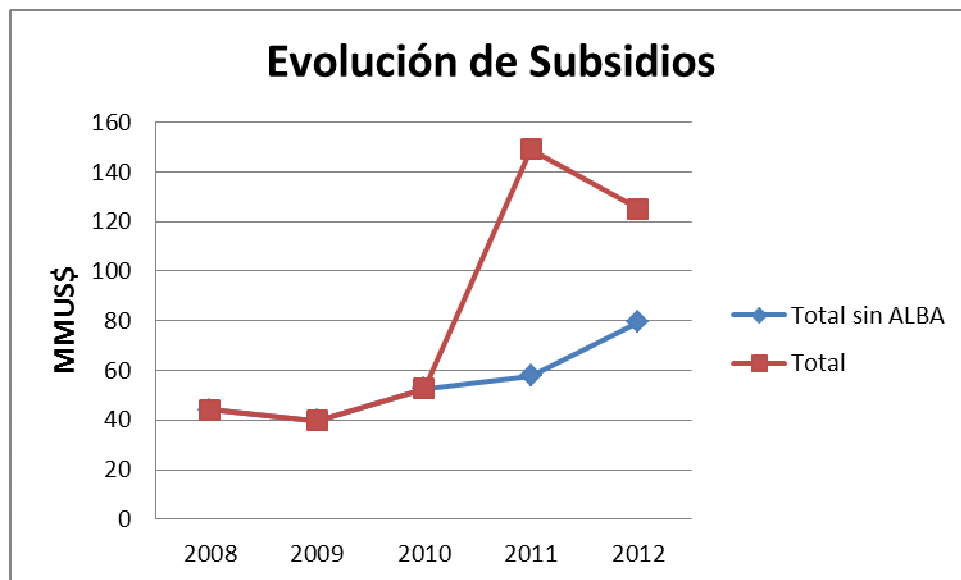
Puesto que el principal proveedor de electricidad a los sistemas aislados es ENEL, es probable que esta empresa estatal contribuye a subsidiar a los sistemas aislados. La figura 5.1 proporciona un estimativo del subsidio promedio anual por unidad de consumo para clientes localizados en sistemas aislados.

## 6. COMENTARIOS

- Para tener una idea sobre el impacto de los subsidios, los totalizamos para el período 2008 – 2012. El resultado se coloca en la Tabla 6.1. La Figura 6.1 permite visualizar su evolución en el tiempo.

Año	ALBA MMUS\$	0 a 150 kWh MMUS\$	Asentamientos MMUS\$	IVA MMUS\$	Total sin ALBA	Total
2008		26	6.85	11.31	44.16	44.16
2009		19.75	8.87	11.02	39.64	39.64
2010		32.43	7.7	12.54	52.67	52.67
2011	91.33	38.41	6.03	13.34	57.78	149.11
2012	45.78	62.29	1.89	15.29	79.47	125.25

**Tabla 6.1: Total de Subsidios**  
Fuente: INE y Estimativos del Consultor



**Figura 6.1: Total de Subsidios**  
Fuente: INE y Estimativos del Consultor

Se observa que los subsidios son crecientes y representan sumas importantes. Los recursos para cubrir subsidios de consumidores residenciales, asentamientos y rebaja del IVA, suman 79.49 millones de dólares en el año 2012, que representan alrededor del 15% del total recaudado en Nicaragua por



este concepto en 2012. El financiamiento ALBA debe recuperarse a futuro, a través de la tarifa. Se requiere la entrada de proyectos basados en recursos renovables para evitar choques tarifarios. El proyecto hidroeléctrico más importante (Tumarín), sin embargo, parece registrar retrasos en su ejecución.

- Es muy probable que los industriales y los comerciantes transfieran el mayor precio de sus tarifas eléctricas a sus clientes. Tarifas elevadas hacen la industria local menos competitiva. Debe tomarse en cuenta su capacidad de generar empleo.
- La empresa estatal ENEL se ha visto obligada a participar en los esquemas de financiamiento de subsidios tarifarios, lo que representa sin duda una carga para sus finanzas. Los recursos que emplee en esta actividad se sustraen a otras funciones como participación en la ejecución de estudios de factibilidad de generación basada en recursos renovables, en particular proyectos geotérmicos. Además se trata del generador de última instancia.
- Si bien se deben pagar a futuro a través de incrementos tarifarios y/o incrementos en la generación basada en recursos renovables, los financiamientos ALBA representan sumas importantes que, en últimas, son responsabilidad de la nación. Tomando en cuenta los montos aprobados en mayo de 2013, el financiamiento total es por alrededor de 195 millones de dólares.
- Las tarifas de los clientes que consumen menos de 150 kWh/mes permanecen congeladas a los niveles que tenían cuando el precio del crudo WTI estaba cercano a los 50 US\$/bbl. No se espera que este nivel de precios regrese a futuro, como indica la figura 6.2 que contiene las proyecciones de la “Energy Information Administration” de los Estados Unidos, para el petróleo WTI. El cambio en el parque de generación, con una mayor participación de renovables, indudablemente tendrá un efecto moderador sobre los precios de la energía. Sin embargo, cabe observar que los contratos recientes firmados con plantas eólicas incluyen precios monómicos que fluctúan entre 90 y 105 US\$/MWh, superiores al precio que en 2005 pagaban los industriales en Nicaragua (80US\$/MWh), que incluye al menos costo de la transmisión. (Ver Figura 6.3). Todo parece indicar que, si se desea mantener las tarifas de clientes con consumos inferiores a 150 kWh/mes al nivel que tenían en julio de 2005, es preciso continuar los subsidios.

**MODELOS DE MERCADO,  
REGULACION ECONOMICA Y  
TARIFAS EN EL SECTOR  
ELECTRICO DE NICARAGUA**

**CAPITULO 4:**

**COSTOS DEL MERCADO  
ELECTRICO DE NICARAGUA**

## **CAPITULO 4: COSTOS DEL MERCADO ELECTRICO DE NICARAGUA**

### **1. INTRODUCCION**

La Figura 1.1 presenta los diferentes tipos de costos del sistema de potencia de Nicaragua y su incidencia sobre las tarifas. Estos costos y los ocasionados por los subsidios, serán analizados en este documento.

Los costos con mayor impacto en las tarifas son los de generación. Un 57% de la generación en 2012 fue producida por plantas térmicas, con elevados costos variables, resultado de la escalada de precios que ha experimentado el petróleo en los mercados internacionales. El restante 43% provino de recursos renovables (hidroeléctricas, geotérmicas, eólicas y de biomasa). Como política nacional se plantea a mediano plazo un importante incremento en la participación en la matriz de generación de la basada en recursos renovables. Cabe anotar que un 90% de las compras de los distribuidores se hacen en el mercado de contratos. En consecuencia, tan solo un 10% de la demanda está expuesta al mercado ocasional. La mayoría de los contratos (a excepción de la generación eólica e hidráulica) especifican altas remuneraciones por potencia, en donde el inversionista recupera su inversión, incluida su rentabilidad. Los PPAs vigentes establecen la obligación de pagar por la potencia firme disponible (take-or-pay). Adicionalmente, los contratos especifican una remuneración por combustible y arranque y parada (plantas térmicas) y operación y mantenimiento. Los costos de generación se analizan en el Capítulo 2, incluidos los originados por servicios auxiliares.

Luego de los costos de generación, los de distribución son los de mayor impacto tarifario. Se destacan las pérdidas no técnicas por su valor relativamente alto (11%). Las pérdidas totales en distribución son cerca del 21%. El capítulo 4 analiza los costos de distribución.

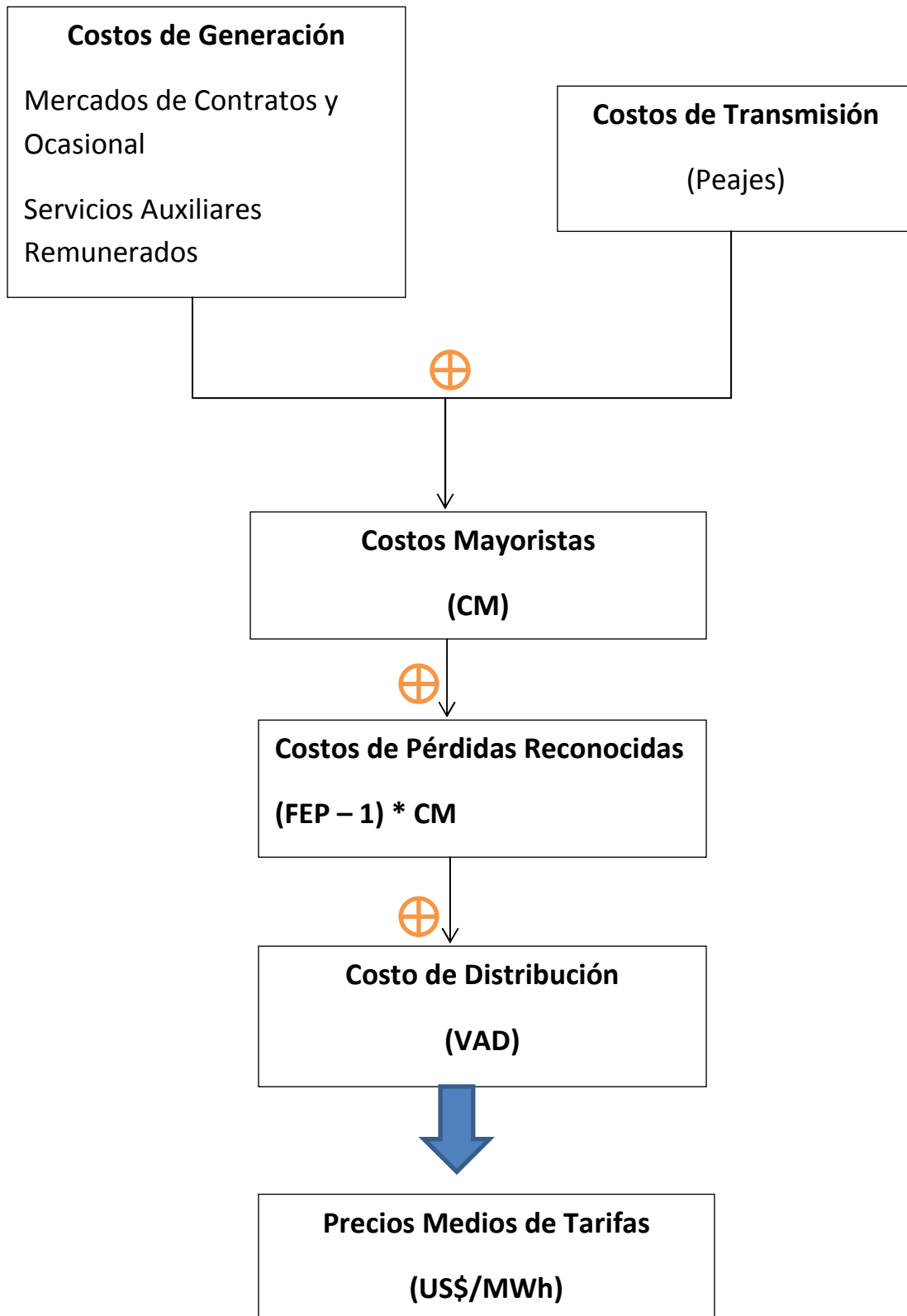
Los costos con menor impacto en la tarifa son los de transmisión. Son analizados en el Capítulo 3 del Informe.

Según el cálculo tarifario hecho por el INE en abril de 2013, un 66.4% de la tarifa se origina en costos de generación. Los costos de transmisión impactan un 2.9% de la tarifa. Los de pérdidas un 9% y los de distribución, el 21.7%.

Con base en algunas hipótesis razonables que se discuten dentro del texto, el Capítulo 5 estima para el plan de expansión de generación referencial los costos futuros de la generación. Se evalúan posibles retrasos en la incorporación de algunos proyectos basados en recursos renovables.

Por último, si bien no impactan los costos del sistema, los subsidios representan una carga para las finanzas públicas y, en el sistema eléctrico de Nicaragua, para las tarifas futuras. Se sintetizan en el Capítulo 6. Su valor por unidad de consumo se estima en alrededor de 35.78 US\$/MWh, lo que representa un 14.5% de la tarifa.

Parte de la información contenida en este Capítulo se toma de Capítulos anteriores del proyecto. Se reproduce acá para dar continuidad a la lectura.



**Figura 1.1: Costos del Mercado Eléctrico de Nicaragua**

## 2. COSTOS DE GENERACION

### Parque de Generación de Nicaragua

La Tabla 2.1 incluye las empresas de generación de Nicaragua, conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Se indican su potencia instalada, tecnología de generación y tipo de propiedad (pública o privada).

Empresa Generadora	MW Efectivos	Propiedad Accionaria	Tecnología de Generación
ALBANISA	276.86	Mixta	Térmica
CENSA	60.90	Privada	Térmica
EEC	70.50	Privada	Térmica
GEOSA	100	Privada	Térmica
GESARSA	5.80	Pública	Térmica
TIPITAPA	50.90	Privada	Térmica
ENEL	46	Pública	Térmica
NSEL	77.30	Privada	Biomasa
Monte Rosa	48.50	Privada	Biomasa
ENEL	98	Pública	Hidroelectricidad
ORMAT-Momotombo	26.30	Privada	Geotérmica
PENSA	50.80	Privada	Geotérmica
AMAYO	63	Privada	Eólica
Blue Power	32	Privada	Eólica
Eolo de Nicaragua	22	Privada	Eólica

Tabla 2.1: Generadores conectados al SIN

La Tabla 2.2 indica el tipo de propiedad y la tecnología de generación para las empresas generadoras que sirven a sistemas aislados.

Empresa Generadora	Propiedad Accionaria	Tecnología de Generación
ENEL	Pública	Térmica
OMETEPE	Privada	Térmica
Pto Cabezas Power	Privada	Térmica
HEMCONICA	Privada	Hidroeléctrica
Tichana Power	Privada	Hidroeléctrica

Tabla 2.2: Generadores de Sistemas Aislados

## Costos Fijos

Los costos fijos de plantas de generación corresponden a costos de inversión y a costos fijos de operación y mantenimiento. Los costos de inversión de proyectos hidroeléctricos dependen de las características geológicas del sitio, de si incluyen o no embalses de regulación, de mitigación de impactos ambientales, en particular compensación a personas desplazadas y de la necesidad o no de construir vías de acceso. Los costos de pozos exploratorios son importantes para proyectos geotérmicos. Existen precios típicos para plantas térmicas basadas en combustibles fósiles, a igual que para generación eólica y solar. En general, se puede hablar de precios fijos típicos de operación y mantenimiento, según la tecnología de generación empleada. En el caso de Nicaragua, los inversionistas recuperan estos costos por medio de contratos (ver sección 2.5 abajo). Note que los costos fijos de operación y mantenimiento no afectan el despacho.

La Tabla 2.3 tomada del más reciente plan de expansión regional de Centroamérica, elaborado por GTPIR, incluye las principales características (incluidos costos de inversión) de proyectos térmicos considerados para la expansión de los sistemas eléctricos de los países del Istmo. La Tabla 2.4, tomada de la misma fuente, hace lo propio para los proyectos geotérmicos de Nicaragua. Por último, la Tabla 2.5 proporciona similar información para los proyectos hidroeléctricos de Nicaragua.

Tipo de Planta	Cap. Inst. (MW)	Vida útil (años)	Comb.	Costos de Inversión y Operación					Costos		Eficiencia	
				Unitario <sup>(1)</sup> (\$/kW)	Transmisión Asociada	Factor de	Inversión (mill \$)	O&M (\$/kW-año)	Variables s/Combustible (\$/MWh)	Heat Rate (LHV) (kJ/kWh)	HR % Degr (kJ/kWh)	Eficiencia (%)
						Capitalización al 12%						
Turbina de Gas	50	20	Diesel	1162	3.0%	10.9%	58	11.3	2.8	10500	11025	33%
	100	20	Diesel	922	3.0%	10.9%	92	10.1	2.5	10000	10500	34%
Ciclo Combinado	150	20	Diesel	1923	3.0%	19.0%	289	37.77	2.46	8000	8240	44%
	250	20	Diesel	1453	3.0%	19.0%	363	33.05	2.16	7500	7725	47%
Ciclo Combinado <sup>(2)</sup>	500	25	GNL	1407	3.0%	19.0%	704	25.2	1.5	6600	6798	53%
Motor Media Veloc.	20	20	Búnker	2258	3.0%	10.9%	45	47.05	7.5	8200	8282	43%
Turbinas de Vapor	150	25	Carbón	3910	3.0%	19.0%	586	35.26	2.2	10850	10959	33%
	250	25	Carbón	3448	3.0%	19.0%	862	35.26	2.2	10750	10858	33%
	500	25	Carbón	2820	3.0%	19.0%	1410	35.26	2.2	10500	10605	34%

**Tabla 2.3: Parámetros de Proyectos Térmicos**  
Fuente: GTPIR

	País	Capacidad (MW)	Inversión Capitalizada		Disponible en:	
			(Mill \$)	(\$/kW)		
NI_PTIZATE3	NI	36	160	4435	2012	2012
NI_PGEHOYOI		35	136	3894	2016	2027
NI_PGEHOYOII		35	136	3894	2017	2027
NI_G CASITAS		35	136	3894	2015	2027
NI_G CHILTEP		25	97	3894	2016	2027
NI_GCasitas2		35	136	3894	2016	2027
NI_APOYO		36	140	3894	2017	2027
NI_MOMBACHO		25	97	3894	2018	2027
NI_Chiltepe2		25	97	3894	2017	2027
NI_Casitas3		35	136	3894	2017	2027
NI_VCosigui1		25	97	3894	2017	2027
NI_VCosigui2		25	97	3894	2018	2027
NI_Vol Ñajo1		20	78	3894	2016	2027
NI_Vol Ñajo2		20	78	3894	2017	2027
NI_Apoyo 2		36	140	3894	2018	2027
NI_Mombacho2		25	97	3894	2019	2027
NI_Ometepe 1		35	136	3894	2018	2027
NI_Ometepe 2		35	136	3894	2019	2027

**Tabla 2.4: Parámetros de Proyectos Geotérmicos en Nicaragua**  
Fuente: GTPIR

Sistema	Nombre	(Act. Ene.11) Inv (mill.\$)	Potencia (MW)	Disponibilidad		(Act. Ene.11) \$/kW
NI	NI_EL CARMEN	244.1	100.0	2016	2027	244.1
	NI_LARREYNAG	59.5	17.2	2013	2013	345.9
	NI_COP BAJO	314.9	150.0	2016	2027	209.9
	NI_CORRIE LI	131.2	40.0	2017	2027	328.0
	NI_TUMARIN	945.7	253.0	2016	2016	373.8
	NI_PIED FINA	180.9	42.0	2017	2027	430.8
	NI_VALENTIN	112.0	28.0	2017	2027	400.0
	NI_PANTASMA	40.2	12.0	2013	2013	335.3
	NI_SALTO Y-Y	57.1	24.8	2016	2027	230.4
	NI_PAJARITOS	103.3	31.0	2015	2027	333.1
	NI_GENERICA	290.4	100.0	2015	2027	290.4
	NI_BOBOKE	150.0	70.0	2015	2027	214.3
	NI_BRITO	1152.0	250.0	2016	2027	460.8
	NI_SIRENA	42.6	17.0	2015	2027	250.8

**Tabla 2.5: Parámetros de Proyectos Hidroeléctricos en Nicaragua**  
Fuente: GTPIR



## Costos Variables

Los costos variables de plantas térmicas provienen de dos fuentes: costos variables de operación y mantenimiento y costos de combustible. Estos últimos dependen de la eficiencia térmica (rendimiento) de las unidades de generación, que usualmente se expresa en kWh/gal y del costo del combustible (expresado en US\$/gal). Las plantas térmicas de Nicaragua utilizan únicamente los derivados del petróleo Fuel Oil #2 y #6 (diesel y bunker). Nicaragua importa todos los combustibles fósiles que consume. El precio del petróleo de referencia para Nicaragua es el de la costa del Golfo de México (West Texas Intermediate). Al costo internacional deben añadirse costos de internalización del combustible (transporte, seguros, etc).

El rendimiento de las plantas térmicas del SIN, expresado en kWh/Gal se encuentra en la Tabla 2.3. La Tabla 2.4 proporciona los rendimientos de las plantas térmicas de los sistemas aislados, también en kWh/Gal. Los valores son inferiores a los de las plantas del SIN. Por tanto, sus costos variables de operación son superiores.

<b>Combustible/Tipo Planta)</b>	<b>PLANTA</b>	<b>RENDIMIENTO (kWh/Gal)</b>
<b>BUNKER + DIESEL (VAPOR)</b>	Promedio	15.87
	Nicaragua	13.04
	Managua	16.29
	Censa	16.43
	Corinto	17.57
	Tipitapa	16.59
	San Rafael	13.30
	Che Guevara (Promedio)	16.46
<b>DIESEL T. Gas Motores de Combustión.</b>	Promedio	13.95
	Las Brisas	13.19
	Hugo Chávez	13.99

**Tabla 2.3: Rendimiento Térmico de Plantas del SIN en 2012;  
Fuente de Datos: INE**

<b>Combustible</b>	<b>Rendimiento (kWh/Gal)</b>
Bunker + Diesel	11.96
Diesel	13.90

**Tabla 2.4: Rendimiento Térmico de Plantas de  
Sistemas Aislados en 2012;  
Fuente de Datos: INE**

Un reciente informe ejecutivo del CNDC proporciona los siguientes costos de combustible (bunker y diesel), para algunas plantas del SIN, que se incluyen en la Tabla 2.5.a para Bunker y 2.5.b para Diesel.

<b>BUNKER</b>	
<b>PLANTA</b>	<b>US\$/Gal</b>
<b>MANAGUA</b>	2.26048
<b>NICARAGUA</b>	2.28905
<b>PROMEDIO</b>	2.27476

**Tabla 2.5.a Precios del Bunker en Planta.**

**Fuente: CNDC**

<b>DIESEL</b>	
<b>PLANTA</b>	<b>US\$/Gal</b>
<b>LAS BRISAS</b>	2.94578
<b>MANAGUA</b>	2.94578
<b>HUGO CHAVEZ #1</b>	2.96054
<b>HUGO CHAVEZ #2</b>	2.96054
<b>PROMEDIO</b>	2.95316

**Tabla 2.5.b Precios del Diesel en Planta.**

**Fuente: CNDC**

La Tabla 2.6 incluye los costos variables de las plantas del SIN.

<b>PLANTA</b>	<b>COSTO VARIABLE (US\$/kWh)</b>
CENSA	0.15270
TIPITAPA	0.14630
CORINTO	0.14040
NSL	0.06430
PENSA	0.06500
HUGO CHAVEZ # 1	0.2219 0
HUGO CHAVEZ # 2	0.2219 0
COMPRAS DE EEC20	0.1451 0
CHE GUEVARA # 1	0.1604 0
CHE GUEVARA # 2	0.1601 0
CHE GUEVARA # 3	0.1603 0
CHE GUEVARA # 4	0.1626 0
CHE GUEVARA # 5	0.1624 0
CHE GUEVARA # 6	0.1513 0
CHE GUEVARA # 7	0.1520 0
CHE GUEVARA # 8	0.1567 0
CHE GUEVARA # 9	0.1534 0
GESARSA	0.16310
EEC - 20	0.14460
MONTE ROSA	0.05000
NICARAGUA U # 1	0.18030
NICARAGUA U # 2	0.18270
LAS BRISAS U # 1	0.31970
LAS BRISAS U # 2	0.24140
MOMOTOMBO	0.06690
MANAGUA U # 3	0.20480
MANAGUA U # 4	0.15350
MANAGUA U # 5	0.15210
CARLOS FONSECA	0.14550
CENTRO AMERICA	0.13810
H. Pantasma	0.12590

**Tabla 2.6**

**Costos Variables de Plantas de Generación**

**Fuente: CNDC**

Las tres últimas plantas de la Tabla 2.6 (Carlos Fonseca, Centroamérica e Hidro-Pantasma) son hidroeléctricas. Los “costos variables” reportados corresponden en este caso a valores del agua calculados por el programa SDDP, utilizado para el despacho. Momotombo es una planta geotérmica. NSL, Pensa y Monte Rosa funcionan con biomasa. Se observa entonces que las plantas basadas en recursos renovables presentan los menores costos variables. (Note que los costos de hidroeléctricas con embalse pueden ser muy altos en épocas de sequía cuando los embalses se encuentran en una situación precaria de almacenamiento).

### **Servicios Auxiliares**

Recordamos que los servicios auxiliares remunerados en el MEN son:

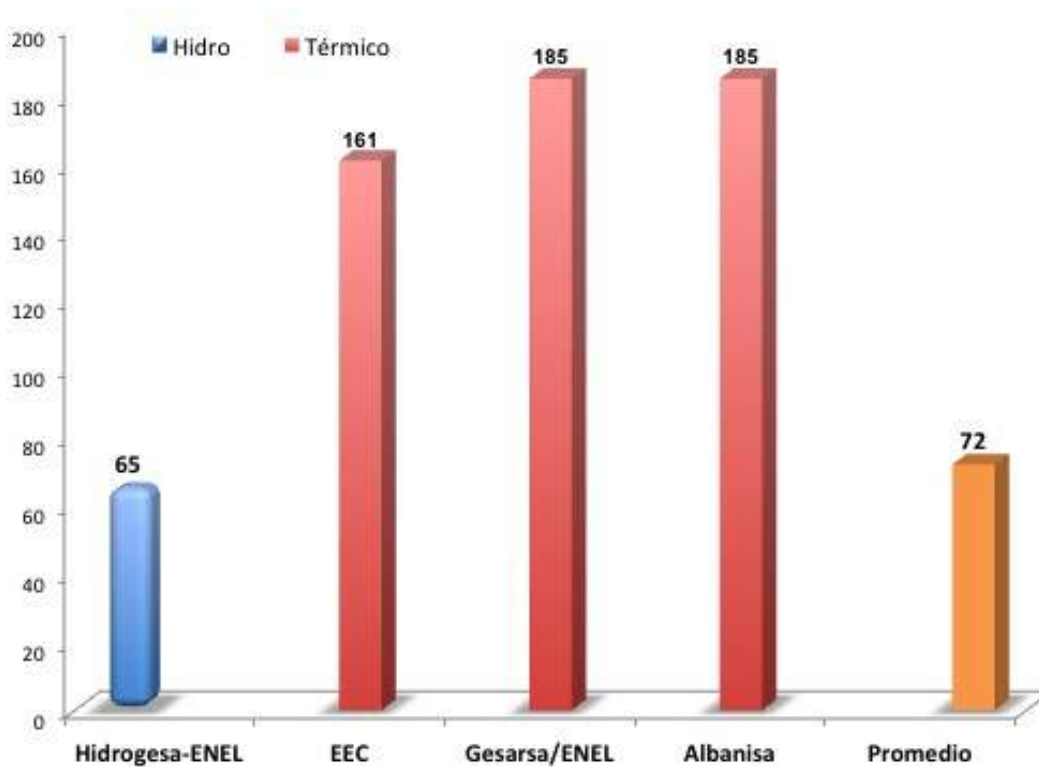
- (1) Reserva de corto plazo (rodante y fría) y
- (2) Arranque en negro.

Para la adjudicación de estos servicios a un generador, el CNDC realiza subastas entre los generadores que ha calificado aptos para proporcionar servicios auxiliares. Las subastas tienen una cota superior igual al precio de la potencia establecido por el INE, en la actualidad cerca de 6.70 US\$/kW-mes.

Por ejemplo, el CNDC indica en el post-despacho del 1º de enero de 2013 que 32 MW de reserva fría fueron comprados a ENEL, quien los ofertó a un precio de 215.97 US\$/MW-día. Se puede verificar que este precio es ligeramente inferior a la cota superior establecida por el INE (215.977 US\$/MW-día). El CNDC calculó en 34.70 MW las necesidades de reserva fría de ese día. Hubo, en consecuencia, un déficit de 2.70 MW.

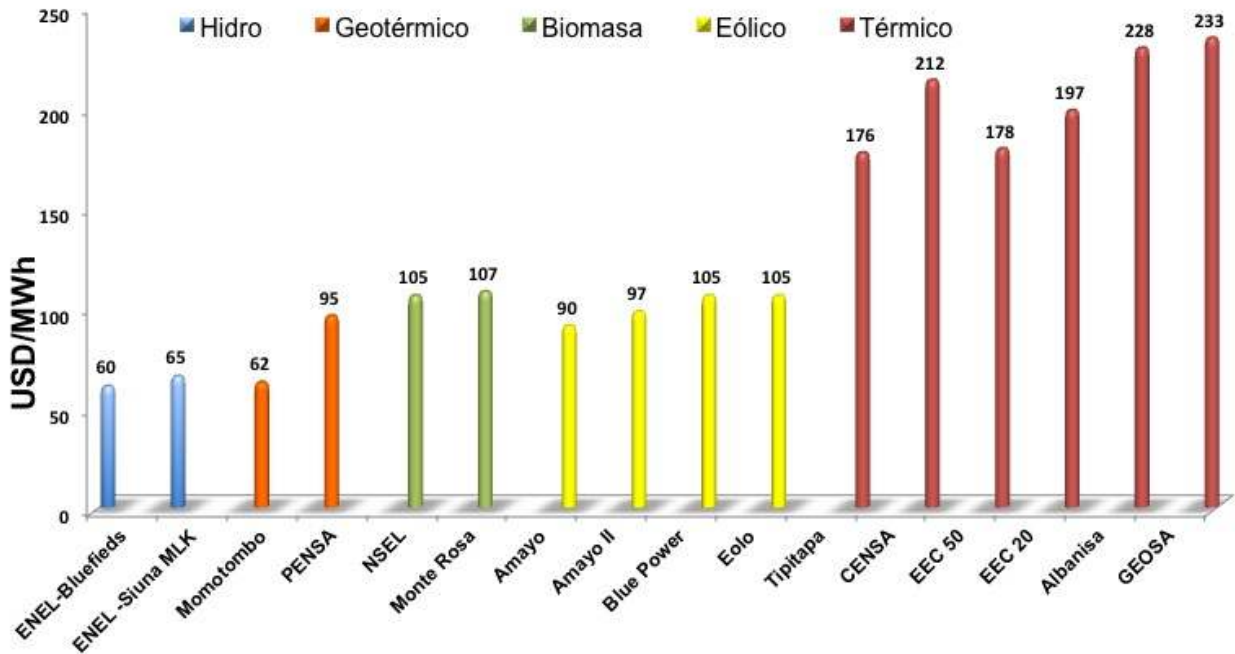
### **Precios de Generación en el Mercado de Nicaragua**

La Figura 2.1 incluye los precios promedios en el mercado ocasional de Nicaragua durante 2012 de los generadores más representativos. Nótese que las plantas hidroeléctricas presentan los precios más bajos, producto de leyes emitidas al respecto, según se indicó en el Capítulo 1 del presente proyecto.



**Figura 2.1: Precios Promedios por Empresa de Generación en 2012 - Mercado Ocasional**  
**Fuente de Datos: INE**

La Figura 2.2 por su parte presenta los precios promedios durante 2012, en el mercado de contratos. Las plantas con menores costos son las basadas en recursos renovables.



**Figura 2.2: Precios Promedios por Empresa en 2012 – Contratos**  
**Fuente de Datos: INE**

Los contratos de plantas térmicas incluyen típicamente un término dominante de cargo fijo por potencia y otro de menor cuantía por energía, compuesto por (i) Cargo por Operación y Mantenimiento (CO&M) que generalmente se ajusta de acuerdo con la inflación medida, por ejemplo, por el Índice de Precios del Productor registrado en Estados Unidos, (ii) Cargo por Combustible (CC), que se ajusta según el precio del derivado del petróleo que consume la planta, proporcionado por un servicio como Platts y (iii) Otros Cargos por Combustible (OC). El contrato adicionalmente incluye el rendimiento térmico nominal de la planta, que puede variar en el tiempo y se especifica que es auditable.

Así, por ejemplo, el contrato con ALBANISA (plantas térmicas Hugo Chávez y Che Guevara), tiene los siguientes precios:

- (1) Cargo fijo por potencia contratada = 14.0352 US\$/kW-mes;
- (2) CO&M = 8.7 US\$/MWh, ajustable según la evolución del IPP en Estados Unidos;
- (3) CC = Precio del Fuel Oil #6 con 3% de azufre / R, en donde R es el rendimiento de la planta, con valor nominal inicial de 15.70 kWh/Gal;
- (4) COCC = 12.10 US\$/MWh.

El cargo por energía es entonces igual a:

$$PE = [E \times (CC + COCC + CO\&M)]$$

En donde E es la energía total generada en el período (mes) correspondiente.

Adicionalmente, existen cargos por arranque en frío que se suman a los anteriores cuando sea pertinente.

Por otra parte, a la generación basada en recursos renovables (eólica, hidroeléctrica), se le remunera únicamente la energía. Por ejemplo, el contrato con Blue Power (eólica) especifica un precio inicial de 104.5 US\$/MWh, que se incrementa un 3% anual durante 15 años y luego permanece fijo. La energía comprometida en el contrato es el 50% del total producido. El 50% restante se vende en el mercado ocasional, al precio que alcance la energía en este mercado. Cabe anotar que las plantas hidroeléctricas no reciben remuneración por potencia.

Como ejemplo de plantas basadas en biomasa, el contrato con NSEL (Nicaragua Sugar Estates) especifica un pago por potencia igual a 18 US\$/kW-mes en época de zafra y de 11.75 US\$/kW-mes en época de no zafra. El cargo por energía es igual a 27.5 US\$/MWh. El pago total depende entonces de la energía entregada.

Adicional a contratos con plantas nuevas, a la fecha persisten PPAs (Power Purchase Agreements), como se indica en la Tabla 2.7 a continuación. Estos PPAs fueron firmados inicialmente con Unión FENOSA, a la sazón dueña de las distribuidoras. En consecuencia, fueron heredados por los actuales propietarios de DISNORTE y DISSUR.

El PPA con CENSA, por ejemplo, especifica un cargo mensual fijo por potencia, afectado únicamente por la disponibilidad de la planta. Adicionalmente, se incluyen cargos indexados por operación y mantenimiento, combustible y arranque y parada, que son proporcionales a la energía realmente entregada. El contrato lo suscriben CENSA y ENEL.

IDENTIFICACIÓN del PPA	VENDEDOR	VIGENCIA
PPA-01-97	COASTAL POWER	A PARTIR DE LA FECHA DE SU FIRMA, EL 19 DE DICIEMBRE DE 1997. <b>PLAZO DE 15 AÑOS INICIA EL 14 DE ABRIL DE 1999</b>
PPA-02-97	ORMAT INTERNATIONAL INC.	PLAZO DE 15 AÑOS, A PARTIR DE LA FECHA DE SU FIRMA, EL 26 DE MARZO DE 1999
COMPRAVENTA 50 MW POTENCIA Y ENERGÍA FIRME (ADENDA 1) PPA-05-99 (ADENDA 1)	EEC-50	A PARTIR DE LA FECHA DE SU FIRMA, EL 03 DE JULIO DE 1998. <b>PLAZO DE 15 AÑOS INICIA EL 28 DE JUNIO DE 1999</b>
PPA-05-99 (ADENDAS 1, 2, 3, 4, 5, 6 y 7)	CENSA	A PARTIR DE LA FECHA DE SU FIRMA, EL 12 DE JULIO DE 1999. <b>PLAZO DE 15 AÑOS A PARTIR DEL 12 DE SEPTIEMBRE DEL 2000</b>
PPA-06-99 (ADENDA 1, 2, 3, 4 y 5)	PENSA	A PARTIR DE LA FECHA DE SU FIRMA, EL 06 DE OCTUBRE DE 1999. <b>FINALIZARÁ A LAS 23:59 DEL 30 DE ENERO DEL 2029</b>
	NSEL	A PARTIR DE LA FECHA DE SU FIRMA, EL 10 DE DICIEMBRE DE 1999. ADENDA 1 ESTUVO VIGENTE POR 60 DÍAS. MEDIANTE ADENDA 4, <b>EL PPA SE EXTIENDE 12 AÑOS A PARTIR DEL 11 DE DICIEMBRE DEL 2011</b>

Tabla 2.7: PPA's Vigentes

Fuente: CNDC

### 3. COSTOS DE TRANSMISION

ENATREL elabora anualmente un plan de obras, en donde propone y justifica económicamente los proyectos que propone acometer e incluye las fuentes de financiamiento. Las obras que aparecen en el plan de ENATREL, con costo inferior a US\$500,000, no requieren aprobación previa del INE. Con base en el plan de obras, ENATREL calcula un peaje preliminar que somete al INE para su revisión y ajustes.

Para 2012, ENATREL llevó a cabo los siguientes cálculos:

- a. Actualización del 1º de enero de 2012 de la inversión reconocida por el INE al 1º de enero de 2011, con tasa aprobada del 3%. Obtuvo US\$347,194,819.38;
- b. Inversión reconocida por el INE durante 2011, igual a US\$18,912,076.70;



- c. Suma de a y b, para obtener la Inversión Reconocida al 1º de enero de 2012, igual a US\$366,106,896.08;
- d. Anualidad de c, con tasa aprobada del 3.7015% y vida útil de 30 años. Se obtiene un valor de US\$20,411,411.62;
- e. Costo de operación y mantenimiento, supuesto igual al 2.5% de d;
- f. Costos del CNDC actualizados del año inmediatamente anterior, con tasa del 3%;
- g. Suma de d, e y f; resulta ser igual a US\$31,662,313.50;
- h. El peaje se calcula como g dividido por la demanda proyectada para 2012 (3,500 GWh). Resultado, 9.046 US\$/MWh. Este valor fue revisado por el INE, quien finalmente aprobó únicamente 7.1148 US\$/MWh.

Durante 2012 los otros agentes del mercado no efectuaron obras de expansión de la transmisión que, como se indicó en el Capítulo 2, pueden ser con o sin oposición.

#### **4. COSTOS DE DISTRIBUCION**

El costo de distribución se compone de:

- (1) Costo de las redes de distribución de Media Tensión (MT), de Baja Tensión (BT) y de alumbrado público. Incluye costo de capital y de operación y mantenimiento.
- (2) Costo de comercialización (atención comercial y equipo de medición).

Los costos anuales de distribución constituyen el VAD (Valor Agregado de la Distribución).

El VAD toma en cuenta las anualidades del capital y los costos de operación técnica y comercial. En teoría, debe corresponder a una empresa de distribución eficiente en su configuración y operación. En 2008 se obtuvo un VAD igual a 41.2019 US\$/MWh. De este valor, 30.61 US\$/MWh corresponden al VAD de media y baja tensión, 4.5705 US\$/MWh al VAD del alumbrado público y 6.0214 US\$/MWh al VAD de comercialización y mediciones.

Este VAD se actualiza mediante la utilización de un factor que incluye el Índice de Precios al Consumidor, el Índice de Precios Mayoristas y un factor de eficiencia. El

valor más reciente del VAD es 53.70523 US\$/MWh. Este es el valor utilizado para cálculos de tarifas.

Se observa que las pérdidas en distribución son altas, en particular las no-técnicas. En 2012 se observó un total de 20.86% pérdidas totales en distribución, de las cuales aproximadamente el 11% corresponde a pérdidas no-técnicas. Para efectos de tarifas, a partir de junio de 2013 se reconoce a las distribuidoras un factor de pérdidas igual a 1.16.

## **5. ESTIMACION DE COSTOS DE GENERACION A FUTURO**

Con algunas suposiciones, puede proyectarse a futuro el costo de generación que se incorpora a las tarifas. Por ejemplo, para 2017 y 2020, si se asume que:

- Los proyectos se incorporan al sistema según lo establece el plan de expansión;
- Se utiliza el mismo factor de planta de 2012 para los diferentes tipos de tecnología de generación;
- El despacho de centrales basadas en recursos renovables se hace antes que el de las plantas térmicas operadas con combustibles fósiles;
- Los precios de los contratos de las plantas eólicas se incrementan un 3% anual;
- Los precios de los otros contratos y del mercado ocasional aumentan con el precio internacional del petróleo (WTI);
- Las compras de los distribuidores continúan 90% en contratos y 10% en el spot;
- La demanda crece a un 3.6% anual, como asume el plan referencial de expansión.

Por supuesto, las hipótesis son relativamente fuertes y, por consiguiente, los resultados obtenidos son aproximados. Consideramos, sin embargo, que proporcionan una buena idea del impacto del plan de expansión (y de retardos en el mismo) sobre los costos de generación que van a tarifas.

La Tabla 5.1 incluye el plan de expansión 2013 – 2020 para un escenario optimista de introducción de recursos renovables:

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Hidroeléctrico</b>								
<b>Pantasma</b>	12							
<b>Larreynaga</b>	17							
<b>Tumarín</b>					253			
<b>El Diamante</b>				5				
<b>Geotérmico</b>								
<b>Casitas I y II</b>			11	11	13			35
<b>Chiltepe</b>								35
<b>Biomasa</b>								
<b>CASUR</b>		24						
<b>Ingenio 1</b>								30
<b>Ingenio 2</b>								30
<b>Eólica</b>								
<b>Alba Rivas</b>		40						

**Tabla 5.1: MW Firmes de Incorporación de Generación con Base en Fuentes Renovables, Escenario Optimista**

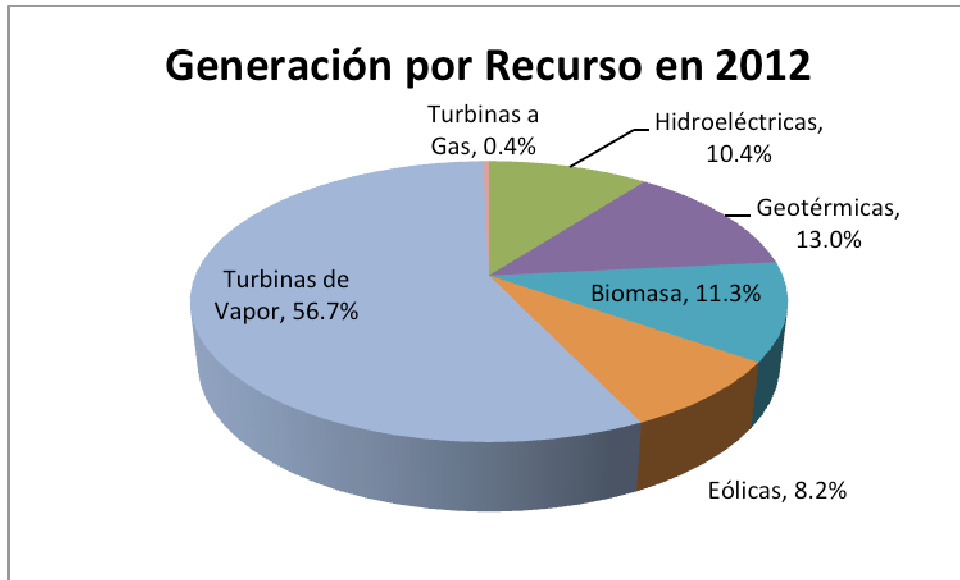
Se observa que en este período se añaden únicamente proyectos basados en recursos renovables, con los siguientes totales entre 2014 y 2017:

Hidroeléctrica: 287 MW;  
 Geotérmicas: 35 MW;  
 Biomasa: 0 MW;  
 Eólica: 40 MW;

y entre 2012 y 2020:

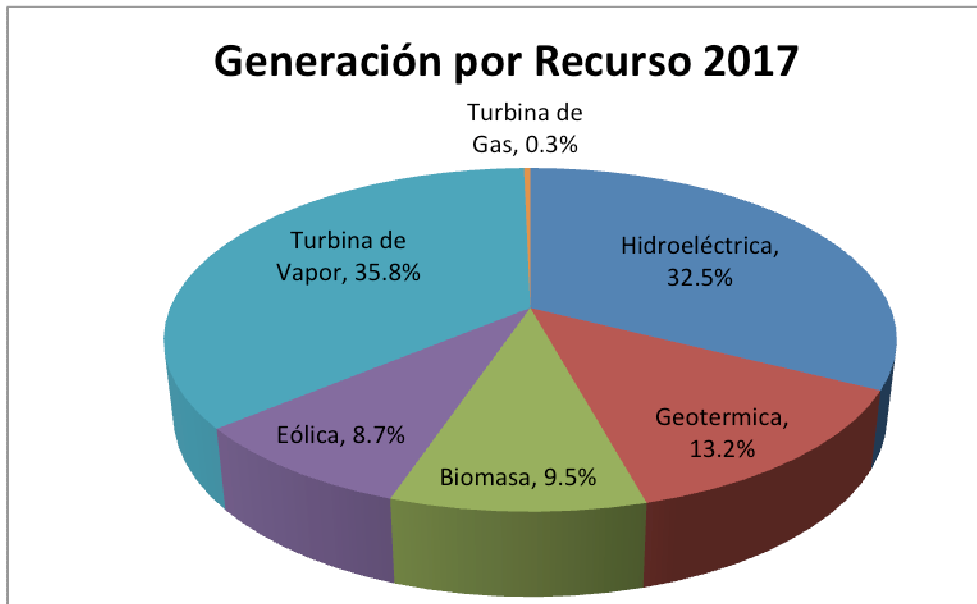
Hidroeléctrica: 287 MW;  
 Geotérmica: 105 MW;  
 Biomasa: 84 MW;  
 Eólica: 40 MW;

La figura 5.1 incluye la generación por recurso en 2012.

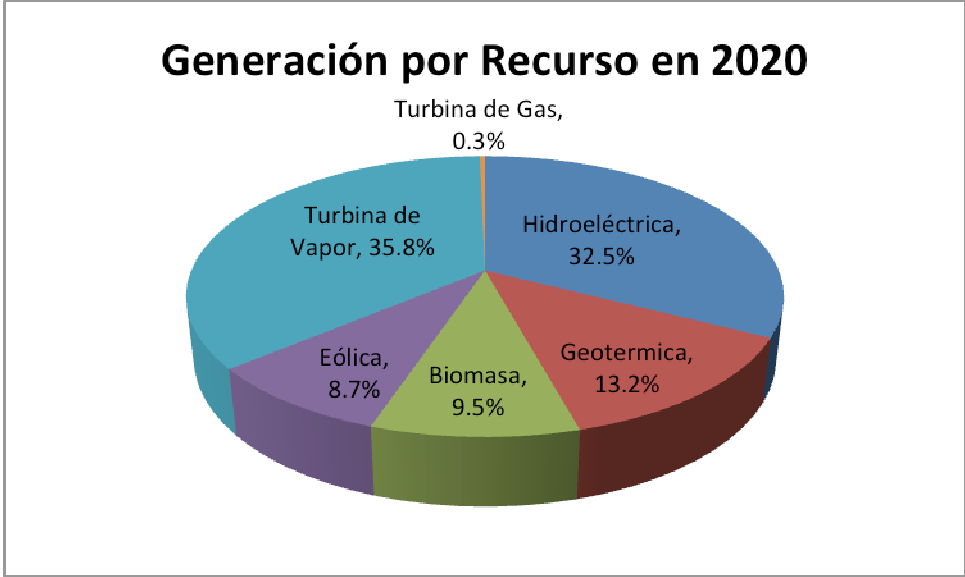


**Figura 5.1: Generación por Recurso en 2012**  
Fuente de Datos: CNDC

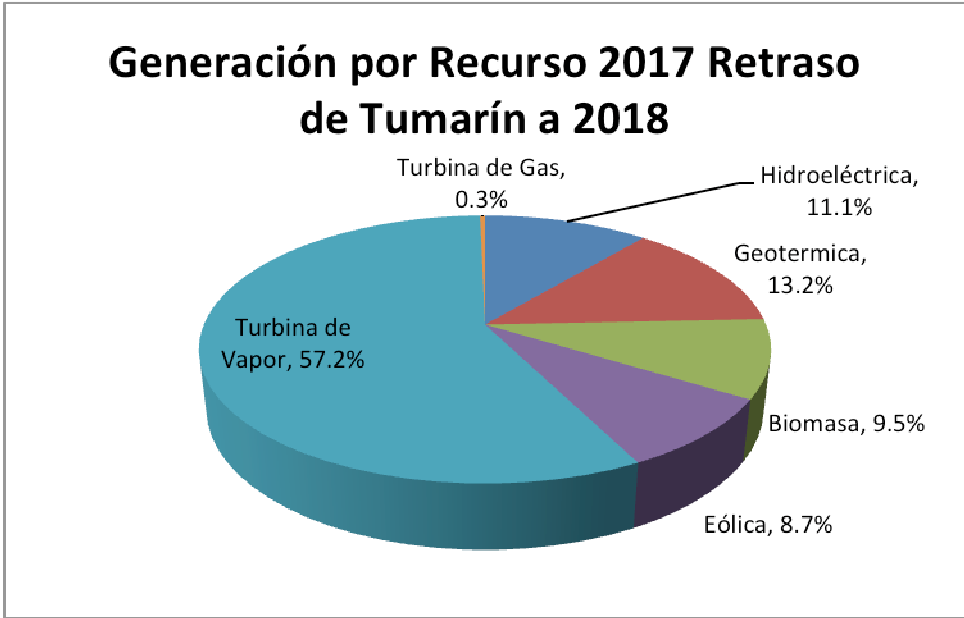
La Figura 5.2 presenta la generación por recurso en 2017, con el plan de expansión de la Tabla 5.1. La Figura 5.3 hace lo propio para 2020. Por su parte, en la Figura 5.4 se aprecia el efecto del retraso en un año de la entrada de Tumarín, bajo la suposición de que el déficit de energía que crea este retraso se cubre con generación térmica proveniente de turbinas a vapor.



**Figura 5.2: Generación por Recurso en 2017**  
Fuente de Datos: CNDC y Cálculos del Consultor



**Figura 5.3: Generación por Recurso en 2020**  
Fuente de Datos: CNDC y Cálculos del Consultor



**Figura 5.4: Generación por Recurso en 2017-Retraso de Tumarín a 2018**  
Fuente de Datos: CNDC y Cálculos del Consultor

Con base en un precio promedio para la energía de 163.6 US\$/MWh, para el año 2012, se obtienen los siguientes valores para los costos de generación que van a tarifas:

- a. Para 2017, cuando en ese año se incorpora Tumarín: 139 US\$/MWh;
- b. Para 2017, con retraso de un año de Tumarín: 164 US\$/MWh;
- c. Para 2020: 150.30 US\$/MWh.

Para los cálculos correspondientes se utilizaron las suposiciones descritas al comienzo de la sección. Se aprecia que el costo de la generación que va a tarifas se incrementaría para 2017 en un 18%, si se retrasa un año la incorporación del proyecto Tumarín.

## **6. SUBSIDIOS**

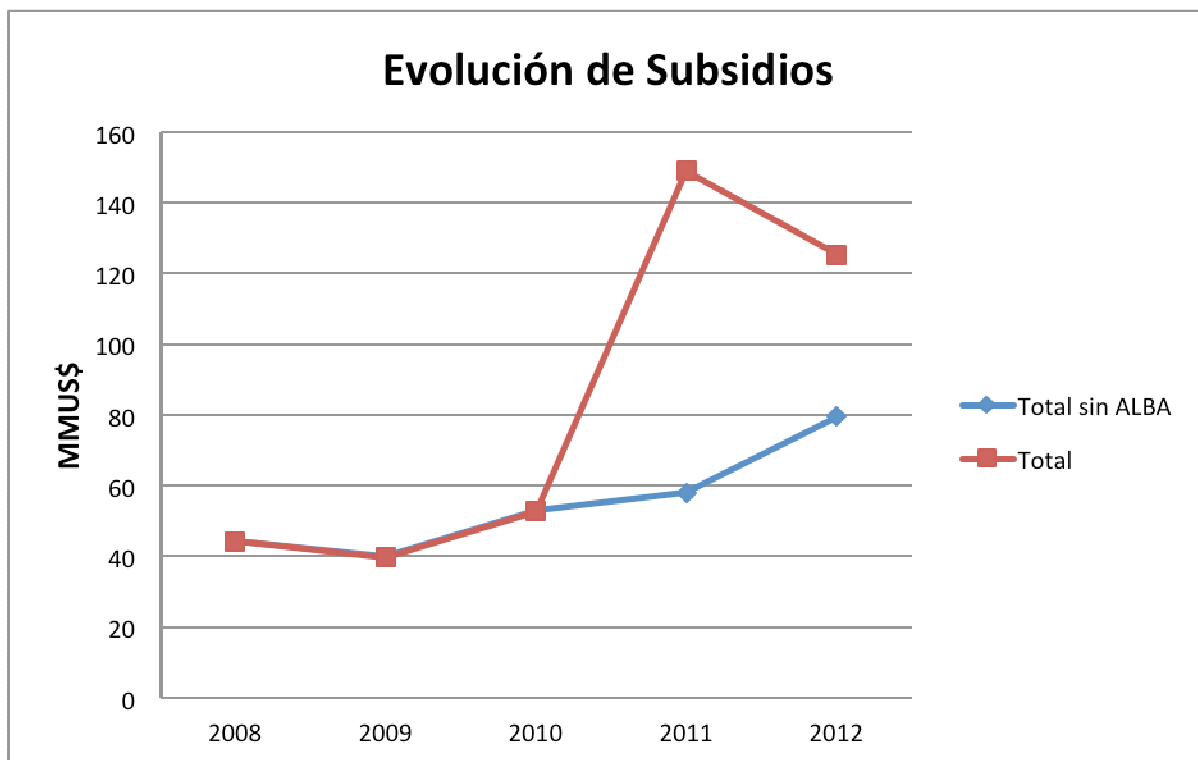
Si bien son absorbidos por el estado, los subsidios representan un costo adicional del sector eléctrico. Se recuerda que los subsidios vigentes son como sigue:

- a. Financiamiento ALBA, que se supone debe ser pagado por los usuarios mediante incrementos futuros de la tarifa. Puesto que a futuro debe incrementarse la participación de recursos renovables en el parque de generación, los incrementos se harán sobre la base de tarifas inferiores a las actuales;
- b. Las tarifas de los clientes con consumos mensuales inferiores a 150 kWh se encuentran congeladas a los valores que alcanzaron en julio de 2005, antes de los incrementos considerables que desde esa fecha han experimentado los precios del petróleo y sus derivados;
- c. Reducción en pagos del IVA para clientes con consumos mensuales por debajo de 1000 kWh;
- d. Subsidio para asentamientos espontáneos y barrios económicamente vulnerables;
- e. Tarifas especiales para jubilados del Seguro Social de Nicaragua, con bajos consumos.

La Tabla 6.1 presenta los montos de los subsidios desde 2008 hasta 2012. La Figura 6.1 permite apreciar su evolución en el tiempo, con y sin los pagos del ALBA. Si utilizamos la demanda proyectada que se usó para el cálculo de los peajes de transmisión, se observa que los subsidios por unidad de consumo adquieren un valor de 35.78 US\$/MWh, un 67% del VAD y unas 5 veces el valor aprobado por el INE para peajes de transmisión.

Año	ALBA MMUS\$	0 a 150 kWh MMUS\$	Asentamientos MMUS\$	IVA MMUS\$	Total sin ALBA	Total
2008		26	6.85	11.31	44.16	44.16
2009		19.75	8.87	11.02	39.64	39.64
2010		32.43	7.7	12.54	52.67	52.67
2011	91.33	38.41	6.03	13.34	57.78	149.11
2012	45.78	62.29	1.89	15.29	79.47	125.25

**Tabla 6.1: Total de Subsidios**  
Fuente: INE y Estimativos del Consultor



**Figura 6.1: Total de Subsidios**  
Fuente: INE y Estimativos del Consultor

**MODELOS DE MERCADO,  
REGULACION ECONOMICA Y  
TARIFAS EN EL SECTOR  
ELECTRICO DE NICARAGUA**

**CAPITULO 5:**

**ANALISIS COMPARATIVOS Y  
RECOMENDACIONES PARA EL  
MERCADO ELECTRICO DE  
NICARAGUA**



## **CAPITULO 5: ANALISIS COMPARATIVOS Y RECOMENDACIONES PARA MERCADO ELECTRICO DE NICARAGUA**

### **1. Análisis Comparativo del Esquema de Mercado de Nicaragua**

Las actividades asociadas con un sistema de potencia pueden dividirse en 4, como se indica a continuación:

- Generación;
- Transmisión;
- Distribución y
- Comercialización

La introducción de esquemas de mercado y la consecuente desregulación se hizo sobre la base de introducción de competencia en generación y de acceso abierto (“Open Access”) en la transmisión, con peajes regulados que garanticen una remuneración adecuada y la verificación de que no se violan las condiciones de seguridad en la operación del sistema. Se introduce competencia en distribución mediante el establecimiento de “grandes usuarios” o “clientes no regulados”, con un tamaño mínimo establecido en las regulaciones y quienes pueden directamente negociar contratos de compra de energía con generadores. Los distribuidores, previa compensación y revisión de que no se violan restricciones de seguridad, deben permitir el uso de sus líneas para satisfacer la demanda de los grandes clientes que puedan requerirlas. La actividad de comercialización puede también ser competitiva.

Siendo la transmisión y la distribución monopolios naturales, se requiere revisión de las tarifas que cobren por parte de un organismo con la capacidad técnica y la autoridad para hacerlo. Esta función es responsabilidad de Entes Reguladores que se introdujeron como parte de las reformas al sector eléctrico. Estas entidades, a más de ajustar el marco regulatorio cuando sea necesario, en algunos países (Panamá, Nicaragua) están a cargo de emitir sanciones a agentes del mercado cuando sea pertinente. En otros países (Colombia), otras entidades (Superintendencias) tienen a su cargo esta función.

Se parte de la premisa de que los Entes Reguladores deben ser independientes del proceso político, con lo que se da confianza a los inversionistas y disminuye la incertidumbre regulatoria. Por esta razón usualmente los ejecutivos de estas entidades se nombran por períodos de tiempo que traslapan administraciones nacionales sucesivas. En la práctica, sin embargo, esta independencia es más bien precaria y depende de la administración de turno. Nicaragua no parece ser la excepción a esta

regla. El regulador (INE) parece a veces ser un órgano ejecutor del Ministerio de Energía.

La preparación de planes de expansión de la generación y de la transmisión generalmente está a cargo de organismos oficiales especializados, a veces dependientes de los ministerios de energía, en otras ocasiones de la empresa de transmisión. Por ejemplo, en Colombia son preparados por la UPME, Unidad de Planeamiento Minero-Energético, unidad del Ministerio de Energía y Minas. En Panamá son preparados por ETESA, la Empresa Nacional de Transmisión. En Nicaragua por el Ministerio de Energía. En algunos países (Panamá) los planes deben ser revisados y aprobados por el Ente Regulador.

Usualmente, los planes de expansión de la generación son “indicativos”, esto es, los inversionistas pueden ejecutar obras de ampliación del parque de generación que no aparecen en dichos planes. Esto no ocurre en Nicaragua, en donde los proyectos de generación que aparecen en el plan son los que se ejecutan mediante subasta entre los inversionistas interesados. Los planes de expansión de Nicaragua se ejecutan con base en una política de reducir al máximo la dependencia de combustibles fósiles (particularmente líquidos) importados, con lo que disminuye la dependencia de este recurso del que carece Nicaragua y cuyo precio se ha incrementado considerablemente en años recientes. Adicionalmente, se espera que la introducción masiva de generación basada en recursos renovables redunde en que las tarifas disminuyan a futuro, con lo que se pueden restituir los recursos que se han utilizado para subsidiarlas.

Aunque el producto final que se entrega a los clientes finales es energía eléctrica, requerimientos técnicos y de seguridad de la operación del sistema de potencia hace que se definan varios mercados: potencia, energía y servicios auxiliares. El mercado inicial de El Salvador, por ejemplo, no incluía un mercado de potencia. El problema con este tipo de esquemas de mercado es que los precios de la energía pueden dispararse cuando se requiere el despacho de unidades de punta o en situaciones de sequía o de racionamiento, con notorio perjuicio para los clientes. La compensación de la potencia, en consecuencia, debe traer como contraprestación que los precios en el spot no sobrepasen un nivel determinado, establecido por el Regulador y respaldado por los estudios técnicos apropiados.

A veces (Panamá, por ejemplo) existe para la potencia un precio administrado, calculado con base en la unidad de punta. En otras ocasiones (Colombia), el precio es el resultado de subastas. En Nicaragua, existe un mercado de potencia con horizontes de tiempo relativamente cortos. El precio del mercado, sin embargo, no puede sobrepasar un tope determinado por el INE (6.6953 US\$/kW-mes). En Colombia el mercado de potencia se utiliza como “proxy” para la expansión de la generación y, en consecuencia, los precios obtenidos se garantizan por períodos de varios años, para

afianzar la inversión. En Nicaragua, el mercado de potencia es más bien un mercado de corto plazo, orientado a verificar que los clientes tienen asegurado el servicio de potencia. En Colombia el precio por potencia que pagan los consumidores conlleva un precio máximo de la energía en el mercado ocasional, lo que no ocurre en Nicaragua.

Usualmente existen dos mercados de energía (y, a veces, de potencia): el spot, también llamado ocasional y el de contratos. En algunos esquemas (Colombia, antiguo El Salvador), el mercado spot funciona con base a ofertas de los generadores. En otras (Panamá, Nicaragua) es el resultado de un despacho a mínimo costo. En ambos casos el precio del mercado lo establece (la oferta o el costo variable o valor del agua de) el recurso más caro despachado, esto es, el marginal. El mercado ocasional con base en ofertas es susceptible de manipulaciones que pueden elevar su costo bien por encima del de un despacho a mínimo costo, particularmente cuando no existe suficiente competencia en generación. El mercado con base en despachos de mínimo costo requiere auditoría de los costos variables por parte del Regulador y un programa computacional adecuado de despacho a mínimo costo.

Una diferencia adicional en los esquemas de mercado es el tipo de servicios auxiliares remunerados y la forma de remunerarlos. En Nicaragua no se remunera el control de frecuencia, por ejemplo. La forma de remunerar los servicios auxiliares en Nicaragua es mediante un esquema de mercado con un techo establecido por el Regulador. En Panamá se destina un porcentaje de los pagos de la demanda a remuneración de servicios auxiliares.

Mercados eléctricos de mayor tamaño (por ejemplo, PJM y MISO en Estados Unidos) incluyen costos marginales locativos (LMP, Locational Marginal Costs), que dependen del nodo de consumo. Esto se hace con el objeto de administrar congestiones en la transmisión. No es el caso de la mayoría de países en América Latina, que tienen por lo general mercados uninodales.

Al mercado ocasional se superpone un mercado de contratos, con características financieras de manejo del riesgo y, por lo tanto, sin incidencia en el despacho. Con el objeto de disminuir las fluctuaciones en las tarifas y para afirmar los flujos monetarios de inversionistas en generación, es deseable que los contratos sean de largo plazo. En Panamá se decidió agrupar la demanda de todos los distribuidores y “subastarla” en contratos de largo plazo. La demanda subastada se asigna luego a las distribuidoras a pro-rata de sus necesidades, ya que las distribuidoras están obligadas a tener contratado un porcentaje dado de su demanda durante un horizonte relativamente largo (10 años, por ejemplo), con porcentajes decrecientes que van desde casi un 100% para el primer año, hasta porcentajes inferiores en años posteriores. El Regulador supervisa las demandas. Existe un contrato estándar de compra/venta de energía en el largo plazo. Note que no conviene atar toda la demanda en contratos de largo plazo, puesto

que los precios a futuro pueden bajar a consecuencia, por ejemplo, de mejoras tecnológicas. En Colombia, si bien la mayoría de los contratos de energía tienen duración de unos dos años, los contratos de potencia tienen duraciones sensiblemente mayores, como se indicó anteriormente.

Algunos esquemas de mercado (Argentina, esquema inicial de Guatemala) dejaban en los agentes la expansión de la transmisión, con el resultado de que había muy poca expansión. Se creaban cuellos de botella que favorecían a algunos generadores locales que, a consecuencia de la congestión, se convertían en virtuales monopolios al menos durante algunos períodos horarios. Por conveniencia propia estos generadores colocaban obstáculos a la expansión de la transmisión. Una mejor decisión fue la adoptada por países como Nicaragua de elaborar planes de expansión de la transmisión, con carácter determinativo. En países como Panamá y Guatemala, adicionalmente, la construcción de las líneas que aparecen en los planes está abierta a competencia internacional.

Dos formas de introducir competencia en distribución son la introducción de grandes usuarios, con la capacidad de contratar su demanda directamente con generadores y la figura del comercializador. El distribuidor debe facilitar la utilización de sus líneas, mediante compensación adecuada, cuando sea necesario. La definición de Gran Usuario en Nicaragua (demanda de al menos 1 MW y conexión a al menos 13.8 kV), explica en buena parte su relativamente baja participación (2.5% de la demanda total). En Colombia, más o menos la tercera parte de la demanda corresponde a grandes usuarios, quienes deben tener una demanda de al menos 100 kW o un consumo mensual de al menos 55 MWh. Es posible que en Nicaragua se desee proteger a los distribuidores, evitando que pierdan algunos de sus mejores clientes.

Algunos mercados permiten la figura de Comercializadores, con la posibilidad de intermediar entre generadores y clientes (regulados y no regulados). Los comercializadores tienen la posibilidad de dinamizar el mercado, aunque pueden introducir incertidumbres cuando son simples especuladores sin adecuado respaldo financiero. Los mercados de Guatemala y Colombia, por ejemplo, permiten comercializadores, no así los mercados de Panamá y Nicaragua.

## **2. Análisis Comparativo de Esquema de Subsidios de Nicaragua**

Existen opiniones divergentes con relación al tema de los subsidios en general y de los subsidios al consumo de electricidad en particular. Quienes los cuestionan alegan, entre otras razones, el impacto negativo de su costo sobre las finanzas públicas, incertidumbres creadas a agentes del mercado que afectan sus decisiones de inversión y de consumo y posibles beneficios a quienes no los necesitan. Quienes los defienden remarcan que corrigen imperfecciones en los mercados y permiten el acceso de población menos favorecida a bienes y servicios esenciales para mantener estándares mínimos de calidad de vida.

A consecuencia de este debate, las estrategias de subsidios evolucionan en el tiempo, aún dentro de un mismo país, como se ilustra en esta sección. Es posible que los esquemas descritos no correspondan en todos los detalles a los actualmente vigentes, lo que no es relevante para el propósito de la presente sección, en la que se buscan comparar metodologías de subsidios empleadas en otros países con las adoptadas en Nicaragua, con el fin de proporcionar puntos de referencia y obtener sugerencias de mejoras.

Por otra parte, los subsidios responden a realidades políticas y económicas de los países y, en consecuencia, muchas veces adquieren modalidades diferentes. Por esta razón, se decidió incluir en el análisis a 4 países de la región, dos en Centroamericana y el Caribe y dos en Sur América.

### **2.1 República Dominicana (RD)**

En 2008 los subsidios al sector eléctrico superaban los 1,000 millones de dólares, un 3% del PIB. Al 31 de agosto de 2013, los subsidios ya sumaban más de 750 millones de dólares, de un total anual presupuestado de 1,050 millones.

En 1999, dentro del proceso de reformas del sector eléctrico, se transfirió la propiedad de las empresas de distribución a Unión Fenosa y a AES. Al mismo tiempo se establecieron los siguientes subsidios, algunos de los cuales prolongaban prácticas existentes:

- (1) Subsidios directos a la tarifa;
- (2) Subsidios a empresas distribuidoras;
- (3) Subsidios geográficos, a barrios marginales;
- (4) Subsidios a la compra de combustible para generación;

Los **subsidios directos** a la tarifa incluían subsidios cruzados de los consumidores industriales a los residenciales con consumos inferiores a 300 kWh/mes.

En febrero de 2000 se fijaron topes a las tarifas y se determinó que la diferencia entre las indexadas y las que aplican la pague el Gobierno nacional directamente a las distribuidoras. (La Superintendencia de Electricidad, SIE, lleva cuenta de ambas tarifas, la indexada y la que aplica). Adicionalmente se subsidian los combustibles utilizados para generación. En marzo de 2003 se creó el FETE (Fondo de Estabilización de las Tarifas Eléctricas), con la idea de subsidiar a los consumidores residenciales con consumos por debajo de 300 kWh/mes. Posteriormente, el subsidio se extendió a todos los usuarios. El FETE debería ser financiado por la nación y por los consumidores cuyas tarifas experimenten reducciones ocasionadas por disminuciones en los costos de los combustibles o por una mayor participación en la matriz de generación de la proveniente de fuentes renovables.

Los **subsidios a empresas distribuidoras** tienen por objeto compensar sus elevadas pérdidas que les impiden recaudar recursos suficientes para pagar la energía que compran a los generadores. En el período 2005-2007 sumaron cerca de un millardo (mil millones) de dólares, alrededor del 35% de la facturación total de las distribuidoras.

El **subsidio geográfico** se inició en 2001 como parte del PRA (Programa de Reducción de Apagones). Su objetivo es la subvención total de la tarifa consumida por los barrios marginales. Se ha observado, sin embargo, que no siempre subsidia a quienes no pueden pagar y que ha incentivado el traslado de usuarios que definitivamente tienen capacidad de pago a zonas subsidiadas.

Existen **estímulos tributarios** para combustibles utilizados en la generación y para generación basada en recursos renovables. Adicionalmente, los clientes residenciales que consumen por encima de 700 kWh/mes y los comerciales e industriales subsidian a los residenciales con consumos por debajo de 300 kWh/mes.

Entre los resultados negativos del esquema de subsidios dominicano, pueden mencionarse presión sobre el gasto público con sustracción de recursos para sectores esenciales como salud y educación, pérdida de clientes de distribuidoras con altos consumos, lo que empeora su situación financiera, incertidumbres que afectan decisiones de inversión por parte de los agentes del mercado e incentivos a fraudes tarifarios. Existe obvia preocupación sobre la sostenibilidad del esquema. Adicionalmente, el estado termina teniendo una injerencia poco conveniente en el sector eléctrico, que distorsiona las decisiones de sus agentes.

Entre los ajustes recomendados se mencionan:

- Focalizar los subsidios a consumidores por debajo de un umbral, por ejemplo, 100 kWh/mes;
- Reducir los subsidios cruzados entre sectores: limitarlos a subsidios dentro de un mismo sector, es decir, el residencial;
- Eliminar los subsidios geográficos;

Adicionalmente, se recomiendan tarifas eficientes por nivel de tensión, que incluyan un factor de pérdidas en forma de no hacer peligrar la viabilidad financiera de las distribuidoras.

## **2.2 Guatemala**

Los subsidios en Guatemala se hacen por rango de consumo. El ente regulador de Guatemala, La Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) [1] concluyó que el consumo promedio mensual de familias en extrema pobreza (con ingresos mensuales por debajo de US\$245) es de 24 kWh y el de familias pobres (ingresos mensuales inferiores a 554 US\$) es de 53 kWh. A partir de 2000 se tuvieron varios esquemas de subsidios, como sigue:

- 2000 – 2004: Tarifa Social, con subsidios para consumos mensuales de hasta 300 kWh. Se subsidiaba un 94% de los consumidores. Resultó insostenible;
- 2004 – 2006: Únicamente se subsidian los primeros 100 kWh de consumos mensuales hasta 300 kWh. Se subsidia un 94% de los consumidores;
- 2006 – 2008: Adicional al anterior, se establece un subsidio directo para consumos mensuales entre 0 y 100 kWh;
- 2008 – 2011: Se establecen 3 bandas para subsidios, de 0 a 50 kWh/mes, de 51 a 100 kWh/mes y primeros 100 kWh de hasta 300 kWh/mes. Se denomina Tarifa Solidaria, que subsidia un 68% de los consumidores;
- Más recientemente, se mantiene la Tarifa Solidaria y se reintroduce la Tarifa Social hasta 300 kWh/mes.

Los subsidios en 2011 sumaban alrededor de 125 millones de dólares anuales. La siguiente gráfica tomada de [2.1] permite apreciar la evolución de la tarifa y los subsidios en Guatemala en el período 2002 – 2011.

## Histórico de Tarifas Eléctricas y Subsidios en Guatemala

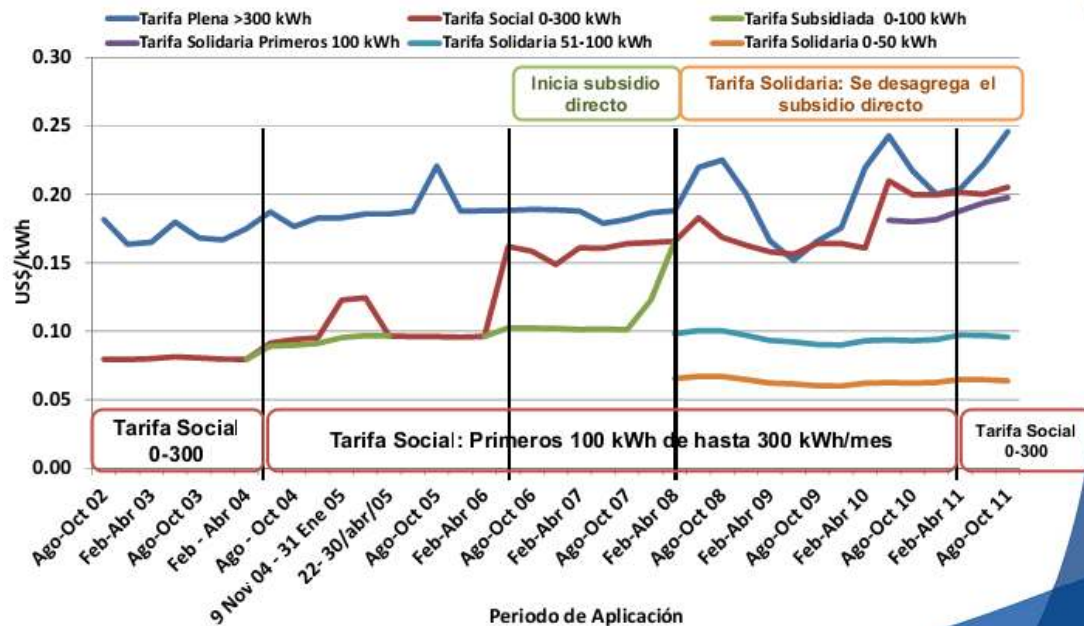


Figura 2.1: Evolución de Tarifas y subsidios en Guatemala  
Fuente: CNEE de Guatemala

### 2.3 Argentina

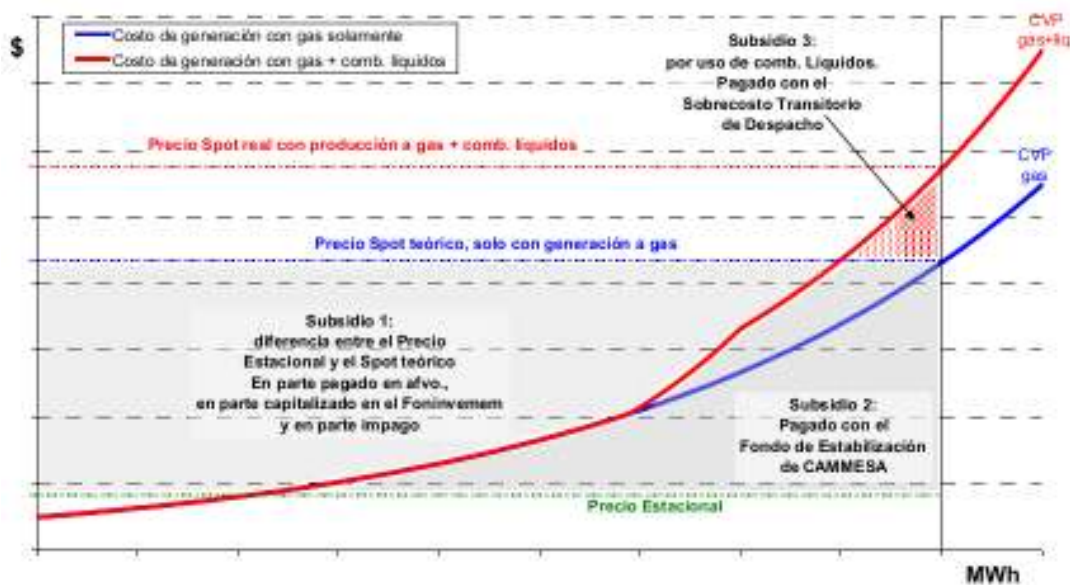
El subsidio eléctrico al consumo en Argentina es *implícito*, por cuanto artificialmente se reducen los precios de generación que deben trasladarse a tarifas. Pevio a la salida del mecanismo de convertibilidad del peso argentino por el dólar de los Estados Unidos, que tuvo lugar en el año 2001, la empresa administradora del mercado eléctrico mayorista CAMMESA hacía una estimación de los precios estacionales futuros de la generación, según los precios del mercado spot, calculado con base en costos marginales de generación. Estos precios se trasladaban luego a tarifas, suavizando así la volatilidad del precio del spot. CAMMESA constituyó un Fondo de Estabilización con las diferencias entre los costos que iban a tarifas y los que realmente se observaban. Si los costos de las tarifas estaban por encima de los valores observados del spot, el fondo recibía la diferencia. Caso contrario, las diferencias se compensaban a los generadores con recursos del Fondo.

A partir de 2001 se congeló el precio estacional. Adicionalmente, se decidió compensar a los generadores únicamente sus costos variables de operación y no el precio spot. Para los generadores térmicos que operan con combustibles líquidos y con gas, se



asumió que operaban únicamente con gas, a un precio fijado por la Secretaría de Energía. En esta forma se establecen dos precios spot, uno real y otro que va a tarifas.

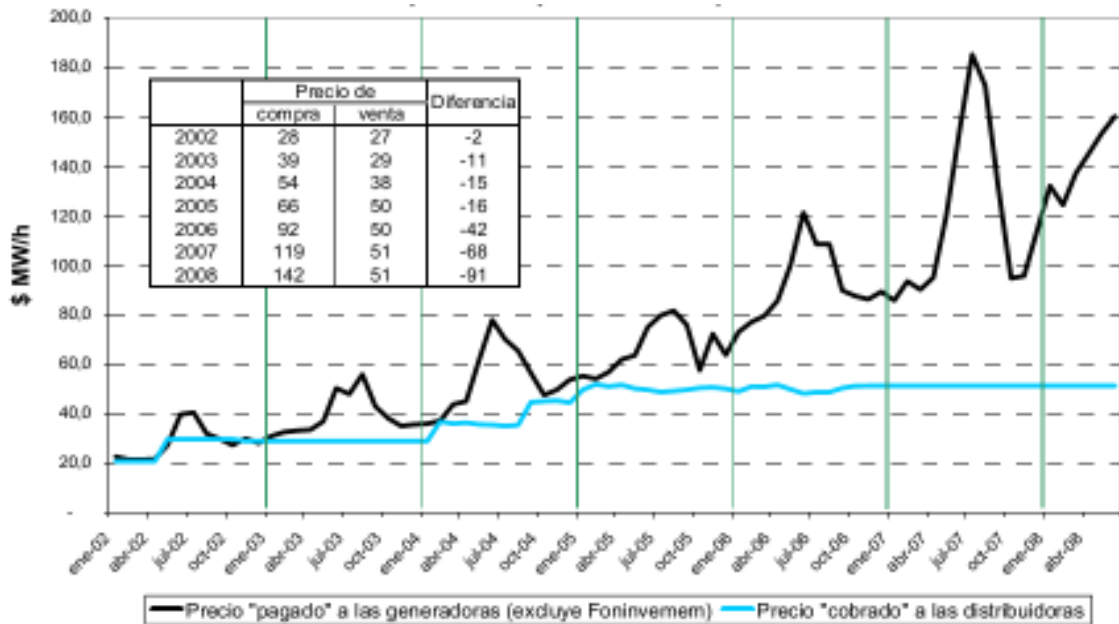
Se conforman, en consecuencia, tres subsidios. El primero corresponde a la diferencia entre el precio estacional (congelado) y el precio spot teórico, calculado bajo la suposición de que las generadoras térmicas queman únicamente gas. Parte del costo se cubre con el Fondo de Estabilización de CAMMESA (subsidio 2). Parte se entrega en efectivo a las generadoras, parte se “capitaliza” para inversión en generación adicional, sumada a recursos proporcionados por el Tesoro Nacional y parte simplemente no se paga a las generadoras, con lo que disminuye su rentabilidad. Como consecuencia, ha disminuido sensiblemente la inversión privada en construcción de generación adicional. El tercer subsidio corresponde a la diferencia entre el spot real y el teórico. Se compensa mediante un mecanismo conocido como “Sobrecosto Transitorio del Despacho”. Lo anterior se ilustra en la Figura 2.2, tomada de [2.2].



**Figura 2.2: Esquemas de Subsidios Implícitos en Argentina**

Fuente: [2]

[2.2] estima la evolución del déficit de CAMMESA producido por la diferencia entre el precio al que “compra” la energía y el precio al que la vende, es decir, el que va a tarifas. El resultado se consigna en la Figura 2.3.



**Figura 2.3: Déficit de CAMMESA**  
Fuente: [2.2]

La Figura anterior no incluye los recursos “capitalizados” que van a un fondo llamado FONINMEM, para la construcción de generación futura. Se observa que el déficit fue manejable hasta 2003, pero que se incrementó considerablemente a partir de 2005. Cabe anotar que las transferencias que recibió CAMMESA del Tesoro Nacional más la capitalización del FONINMEM no cubrían el total del déficit.

[2] calcula que en 2008 las tarifas deberían tener un aumento del 280% para poder eliminar completamente los subsidios.

## 2.4 Colombia

En Colombia se utilizan subsidios cruzados en los que consumidores comerciales, industriales y residenciales en sectores de clase media alta y clase alta (estratos 5 y 6) subsidian a consumidores residenciales ubicados en zonas correspondientes a clase media baja y clase baja (estratos 1, 2 y 3). Los consumidores que viven en estrato 4, clase media, no subsidian ni reciben subsidios. El remanente entre los recursos requeridos para el subsidio y los obtenidos de los consumidores que subsidian, se cubre con fondos de la nación y/o de los municipios. La Tabla 2.1 tomada de [2.3] indica los porcentajes máximos de demanda subsidiada para cada estrato residencial y los porcentajes de contribución al pago de subsidios provenientes de las diferentes fuentes. Se observa que existe una brecha de un 40% en recursos para subsidios que deben ser cubierta por la nación y/o los municipios. Adicionalmente, los porcentajes

máximos de demanda subsidiada disminuyen con el estrato en el que se ubican los consumidores.

<b>Estrato</b>	<b>Subsidio Máximo</b>	<b>Factor de Contribución</b>
<b>1</b>	50%	
<b>2</b>	40%	
<b>3</b>	15%	
<b>4</b>	Neutro	Neutro
<b>5</b>		20%
<b>6</b>		20%
<b>Sector comercial e industrial</b>		20%

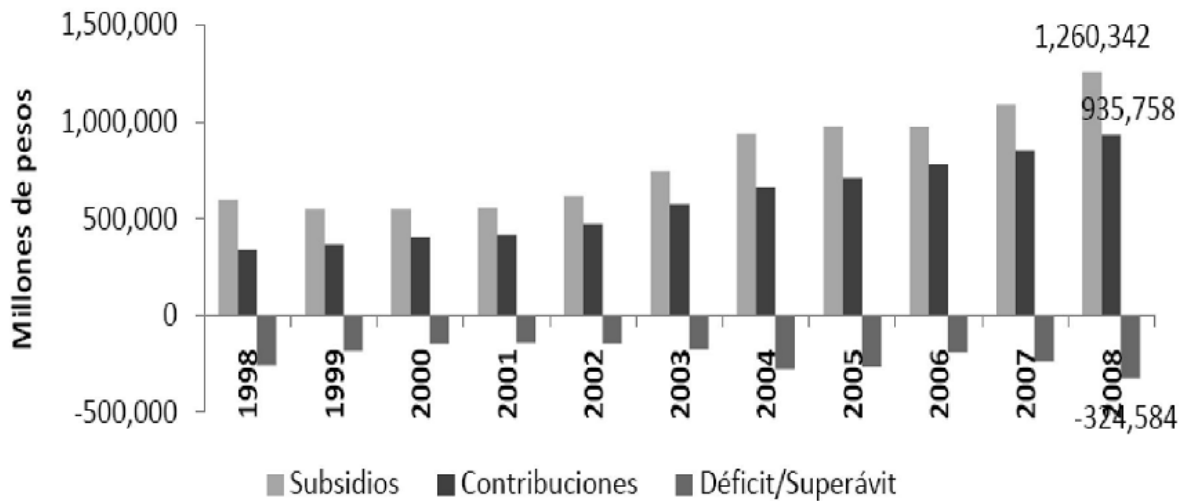
**Tabla 2.1: Subsidios y Fuentes de Recursos**  
Fuente: [2.3]

La Figura 2.4 presenta la evolución de los subsidios requeridos y de los aportes del mercado y de recursos públicos necesarios para cubrirlos en el intervalo 1998 – 2008. Se observa que estos últimos (llamados déficit en la Figura 4) tienen una tendencia creciente en el tiempo.

Cabe anotar que estudios hechos determinaron que en Colombia el consumo de subsistencia es 173 kWh-mes para población ubicada por debajo de 1 000 metros sobre el nivel del mar y 130 kWh-mes, para la población que vive por encima de esta cota. Por otra parte, la fórmula tarifaria para año, mes y nivel de tensión dado utiliza la siguiente fórmula:

$$CU = (G + T) / (1 - P) + D + O + C$$

En donde G es el costo de la generación, T el de la transmisión, P el nivel de pérdidas, D es el costo de la distribución, O son otros costos (por ejemplo, pagos a la entidad reguladora) y C son los costos de comercialización. El valor de T depende de la zona eléctrica en la que se ubica el cliente.



**Figura 2.4: Evolución de Subsidios, Contribuciones y Aportes Públicos a Subsidios en Colombia (1998 – 2008)**  
Fuente: [2.3]

La referencia [3] utiliza un modelo de “Dinámica de Sistemas” para analizar el efecto de los subsidios sobre factores como consumo de electricidad, gasto de los hogares subsidiados, su capacidad de pago, usuarios que se desconectan por no pago y necesidad de recursos públicos. Cabe anotar que se ha observado que los subsidios conllevan incrementos en el consumo eléctrico, ya que hacen la electricidad relativamente barata con respecto a otros bienes no subsidiados. Como consecuencia, se incrementan los recursos que deben destinar los hogares subsidiados al pago de la electricidad. Esto hace que bajen los disponibles para gastos en otros bienes no subsidiados, por ejemplo alimentos. El resultado es que puede disminuir la capacidad de pago de estos hogares, lo que adicionalmente puede llevar a desconexiones, en caso de retrasos o no pagos de la tarifa eléctrica. Por supuesto, también se incrementan los recursos públicos requeridos para cubrir los subsidios.

Se estudia en [2.3] el efecto de varias estrategias de subsidios sobre las variables mencionadas. La estrategia actual subsidia el consumo de subsistencia (130 o 173 kWh-mes, según la altura en msnm a la que viva el consumidor). Para consumos superiores, el consumidor paga la tarifa no subsidiada. Las alternativas analizadas en [2.3] además de la vigente fueron: Primer Bloque Gratis (PBG, correspondiente al consumo de subsistencia); Tarifa de Bloques Crecientes, TBC, que incluye tres escalones de precios crecientes con el consumo cuando es inferior o igual al consumo de subsistencia. Para el tercer escalón aplica el precio sin subsidio, a partir de consumos superiores al de subsistencia. El último esquema analizado se denomina Tarifa Diferenciada por el Volumen (TDV), para la cual aplica el precio subsidiado si el

consumo es inferior al de subsistencia y el precio no subsidiado **para todo el consumo**, cuando este supera el nivel de subsistencia.

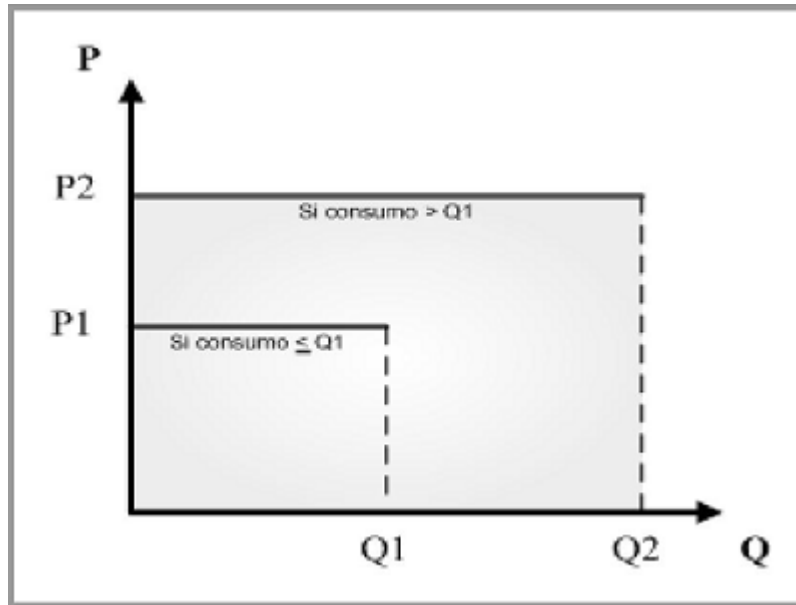
Como consecuencia del análisis hecho en [2.3], únicamente con la estrategia TDV disminuyen los recursos públicos que se requiere dedicar al subsidio. La peor estrategia es la PBG, dado que incrementa el consumo y disminuyen los fondos que pueden dedicar los consumidores a otros gastos, con lo que se aumentan las desconexiones, los hogares pobres por ingreso y la brecha para pago de subsidios que deben cubrir los recursos públicos. La tarifa TDV, por otra parte, al reducir el consumo reduce las desconexiones y los hogares pobres. La Tabla 2.2 tomada de [2.3], resume los resultados obtenidos para cada uno de las estrategias analizadas.

Indicador Esquema	Consumo	Gasto	Capacidad de pago	Desconectados	Hogares pobres por ingreso	Desbalance subsidios vs aportes
PBG	▲	▲	▼	▲	▼	▲
TDV	▼	▲	▼	▲	▲	▼
TBC	▼	▲	▼	▲	▼	▲
Actual	▼	▲	▼	▼	▼	▬

▲ Aumento    ▼ Diminución    ▬ Estable

**Tabla 2.2: Resultados del Modelo de Dinámica de Sistemas**  
Fuente: [3]

Para mayor claridad, la curva de demanda de la estrategia TDV se incluye en la Figura 2.5. Q1 corresponde a la demanda de subsistencia. P1 es el precio subsidiado y P2 el precio sin subsidio.



**Figura 2.5: Curva de Demanda para estrategia TDV.**

El resultado observado es razonable, por cuanto precios que crecen con el consumo contribuyen a controlarlo.

El modelo concluye además que es muy importante educar a los consumidores subsidiados, para mejorar sus hábitos de consumo (por ejemplo, que los mayores consumos tengan lugares en períodos de demanda baja) y para que acepten el remplazo de sus equipos por otros energéticamente más eficientes, que se les deben proporcionar por ejemplo, lámparas fluorescentes compactas en lugar de incandescentes).

## **2.5 Otros Países (Perú, Paraguay, Panamá)**

En Paraguay se financian los subsidios con fondos del tesoro nacional. Para consumos entre 0 y 75 kWh por mes, se cobra una tarifa igual al 25% de la plena. El porcentaje cobrado para subsidios entre 76 y 100 kWh es del 50%.

En Panamá se subsidian consumos por debajo de 40 kWh-mes y los de los jubilados, pensionados y personas de la tercera edad, siempre que sean inferiores a 600 kWh-mes y paguen tarifas eléctricas por debajo de US\$50/mes. Los subsidios se cubren con sobrecostos en las tarifas de quienes consumen por encima de 500 kWh-mes. Estos sobrecostos promedian un 0.6% de la tarifa total.

En Perú se creó en agosto de 2001 el FOSE (Fondo Social de Compensación Eléctrica), que se utiliza para un esquema de subsidios cruzados, según los usuarios se encuentren en zonas aisladas o interconectadas. Se subsidian consumos inferiores a 100 kWh-mes. Para consumos inferiores a 30 kWh, la reducción tarifaria es del 20% en zonas interconectadas y de 62.5% en zonas aisladas. Para consumos entre 31 y 100 kWh-mes, los descuentos se reducen en forma progresiva. Subsidian los consumidores no residenciales y los residenciales con consumos superiores a 100 kWh.

La referencia [2.4] concluye que los subsidios en Perú no están bien focalizados, porque el nivel de consumo no necesariamente se correlaciona en forma perfecta con situación de pobreza. A veces, consumidores pobres, por ejemplo, terminan financiando a consumidores no pobres. [2.4] recomienda remplazar nivel de consumo con clasificación de pobreza por un sistema de información oficial llamado SISFOH (Sistema de Focalización de Hogares).

## **2.6 Comparación hecha por el World Energy Council (Argentina, Venezuela y Brasil)**

La referencia [2.5] compara los esquemas de subsidios eléctricos en Argentina, Venezuela y Brasil y extrae las siguientes conclusiones:

1. Es muy importante que los esquemas de subsidios estén bien diseñados;
2. Los subsidios deben ser transparentes;
3. Los subsidios deben ser temporales;
4. Los montos subsidiados y los alcances de los subsidios deben ser explícitos. Los beneficios esperados deben estar claramente definidos;
5. Conviene integrar los subsidios eléctricos con otros programas socio-económicos, con el fin de fomentar la educación y el empleo, para así reducir la pobreza;
6. Son importantes programas de educación para modificar hábitos de consumo y proveer a los consumidores equipos eficientes que reduzcan sus niveles de consumo;
7. Es deseable obtener consentimiento y comprensión del sector privado, para que entienda los beneficios de los subsidios;
8. Debe evitarse desincentivar a la población no subsidiada, en parte mediante focalización de los subsidios, esto es, que vayan dirigidos a los segmentos poblacionales que los requieren.

## 2.7 Conclusiones aplicables a Nicaragua

Si bien los subsidios son necesarios para facilitar el acceso a la electricidad de sectores de la población económicamente vulnerables, sustraen recursos de otras áreas de inversión nacional, por ejemplo, educación, salud e infraestructura. La experiencia de algunos países (por ejemplo, Argentina) hace ver que, al abaratare en forma artificial el consumo eléctrico con relación a otros bienes, se incrementa el consumo. Adicionalmente, cuando al menos parte de los fondos destinados a pagos de subsidios provienen de presupuestos nacionales o municipales, es frecuente que se retrasen o que no se hagan por el monto total las compensaciones requeridas por los inversionistas afectados. Se introducen entonces incertidumbres que usualmente crean retrasos en las inversiones necesarias para el buen funcionamiento de los mercados.

## 3. Propuestas Metodológicas para Mejoras en Regulación y Régimen Tarifario

A continuación se describen áreas en las que se estima que se pueden efectuar ajustes para mejorar el funcionamiento del mercado.

### 3.1 Generación

- (1) Las regulaciones deben incluir una definición de **capacidad remunerable** de plantas de generación, particularmente para la basada en recursos hidráulicos. Una alternativa muy utilizada en otros mercados es tomar como punto de partida la energía firme que estos recursos pueden proporcionar, por ejemplo durante la estación seca, con una determinada probabilidad de excedencia (por ejemplo, el 95%). Pueden utilizarse hidrologías históricas o sintéticas generadas con un modelo adecuado, aprobado por el INE, en caso de no contar con suficiente historia de caudales (al menos, unos 30 años). La capacidad remunerable se obtiene con base en la energía firme.

En la actualidad no se remunera la capacidad de plantas de generación basadas en recursos renovables. Al menos las hidroeléctricas pueden garantizar una determinada capacidad, calculada como se indicó en el párrafo anterior. Esto es particularmente cierto para los proyectos hidroeléctricos con embalse. Cabe anotar que las plantas hidroeléctricas son capaces de afirmar la energía producida por otros recursos renovables, por ejemplo los eólicos, ya que su generación puede incrementarse rápidamente cuando la disponibilidad del recurso (viento, por ejemplo) se reduce. Para el efecto se recurre al agua almacenada en los embalses, que constituye una forma de almacenar energía



eléctrica. A su vez, los embalses pueden llenarse cuando el viento está disponible. Se evita, entonces, tener que recurrir a plantas térmicas, en particular a turbinas de gas, para proporcionar este indispensable respaldo.

Al no remunerarse la capacidad de las hidroeléctricas, se desestimula la construcción de embalses, lo que parece haber ocurrido con el proyecto Tumarín.

Para remunerar la capacidad de las térmicas debe verificarse que cuentan con contratos de suministro de combustible. Puesto que el producto “capacidad” representa para el usuario garantía de suministro, su remuneración debe traer como contraprestación que los precios de la energía en el spot no sobrepasen un nivel determinado, obtenido con base en estudios apropiados llevados a cabo por el INE. El precio de la capacidad puede obtenerse, por ejemplo, con base en subastas convocadas y supervisadas por el INE (ver numeral siguiente).

- (2) **Contratación a Largo Plazo:** En la actualidad las distribuidoras deben tener contratada un 80% de su demanda el primer año y un 60% el año siguiente. Las dos distribuidoras (DISNORTE y DISSUR) contratan por separado.

Se recomienda aumentar los porcentajes que las distribuidoras deben contratar y la duración de los contratos, por lo menos a 10 años. Conviene agregar la demanda de las dos distribuidoras y subastarla entre generadores nuevos y existentes, con el fin de aumentar la competencia y obtener así mejores precios. El INE puede encargarse de las subastas. La experiencia de otros países con esquemas similares (Panamá) fue exitosa, al menos durante el período en el que se aplicó.

Para facilitar el proceso de subastas descrito en el anterior párrafo, se recomienda la redacción por parte del INE de un contrato estándar.

- (3) **Generación Nueva:** Generalmente los inversionistas en generación poseen información más completa y actualizada que la disponible a organismos de planificación. Se recomienda, en consecuencia, no impedir la construcción de proyectos que no aparezcan en los planes de expansión oficiales.
- (4) **Indexación de Precios de Contratos:** Al fijar porcentajes de incremento de precios para compensar la generación nueva por inflación, deben tomarse en cuenta avances tecnológicos que conllevan reducción de precios (ver Figuras 3.4 y 3.5).
- (5) **Costos de Racionamiento:** Dada la importancia que tienen en el despacho y en la determinación del precio del mercado spot, se recomienda un estudio que actualice los costos de racionamiento.
- (6) **Generación Distribuida y Cogeneración:** Se recomienda permitirles vender excedentes al mercado, al precio spot vigente cuando se produce la venta. La experiencia de mercados como Australia y California demuestra que esta

medida estimula considerablemente la introducción de generación distribuida, usualmente basada en recursos renovables, por ejemplo solar fotovoltaica.

- (7) **Subsidios a Costos de Combustibles:** Al destinar recursos para el subsidio de compra de combustibles por parte de generadores térmicos, debe tenerse en cuenta que estos pueden utilizar estrategias de manejo del riesgo (compras a futuro, etc.), ya que comprar en el spot les implica riesgos considerables. Consideramos, en consecuencia, que la responsabilidad de administrar estos riesgos no deben caer en su totalidad sobre las arcas públicas.
- (8) **Carbón como alternativa a Generación de Base:** Con la introducción masiva de generación intermitente, Nicaragua parece requerir generación de base de respaldo. Una posibilidad es utilizar el carbón como combustible, aprovechando los precios bajos que registra en el mercado internacional, que van a persistir habida cuenta del retiro de plantas que lo utilizan en países de la OECD que alcanzaron el final de su vida útil y por preocupaciones ambientales. En Estados Unidos, por ejemplo, de un total de 347 GW se retiraron 18 GW en el período 2011- 2013. Adicionalmente, se anunció el retiro de otros 28 GW en un futuro próximo. Se estima que otros 60 GW no son económicos, esto es, no compiten con plantas que usen, por ejemplo, gas.
- (9) **Geotérmica:** Es bien conocido que el mayor costo (y el mayor riesgo) en el desarrollo de proyectos geotérmicos está asociado a la identificación del recurso, con el costo de pozos exploratorios alrededor de 6 millones de dólares. Se recomienda, en consecuencia, que se reconozca la inversión que se haya hecho a este propósito con recursos públicos. Una alternativa puede ser, por ejemplo, retener un porcentaje de propiedad sobre el recurso, cuando su operación se ceda a empresas privadas, que garantice un adecuado recurso sobre la inversión realizada.

### 3.2 Aspectos Institucionales

- (10) Es conveniente que el INE tenga autonomía para que, con base en el funcionamiento del mercado, emita resoluciones que, de ser necesario, introduzcan cambios en las regulaciones existentes. Los cambios deben estar respaldados por estudios técnicos y deben discutirse con los agentes del mercado previo a su implantación. Es preferible realizar ajustes al mercado por medio de resoluciones y no de leyes que requieran, por ejemplo, aprobación por parte de la Asamblea, que puede tomar más tiempo del deseado. Se trata de dar confianza al inversionista y disminuir incertidumbres regulatorias que usualmente conllevan retrasos en toma de decisiones relativas en algunos casos a inversiones en proyectos nuevos, necesarios para el buen funcionamiento del sistema de potencia.

### 3.3 Transmisión y CNDC

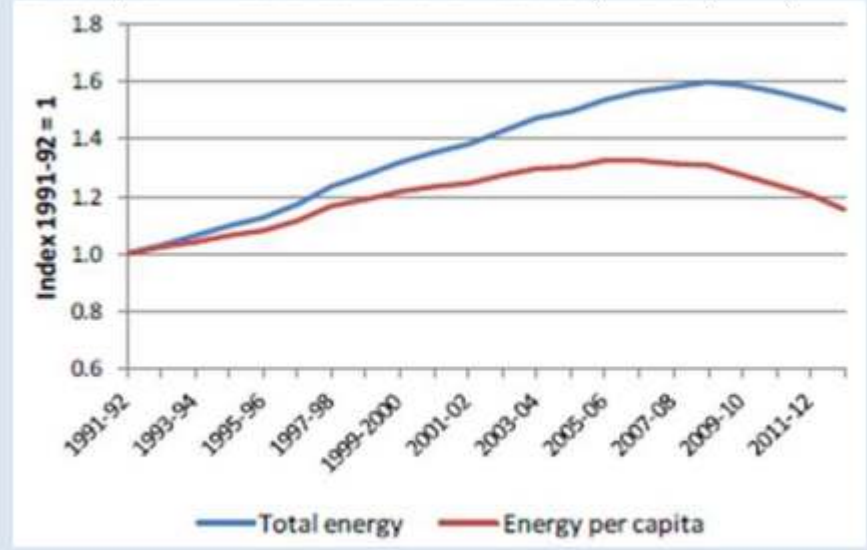
- (11) **Tarifas de transporte:** En el estudio de costos de transmisión para su incorporación a tarifas, deben tenerse en cuenta el bajo impacto de estos costos en la tarifa y la necesidad de contar con una empresa de transmisión que haga las inversiones necesarias para incorporar al sistema interconectado generación renovable y regiones aisladas.
- (12) **Construcción de Líneas de Transmisión:** en la actualidad, ENATREL tiene a su cargo la construcción de las líneas de transmisión que determina el plan de expansión. Es deseable la competencia internacional en la construcción de las líneas, lo que no prohíben las regulaciones actuales. Sin embargo, no se encontró evidencia que las líneas efectivamente hayan sido licitadas internacionalmente bajo, por ejemplo, la supervisión del INE. Por otra parte, al permitirse a los agentes construir líneas bajo su propia iniciativa, es importante verificar que su incorporación al SIN no sea en detrimento de la confiabilidad del mismo. Al respecto, es bueno recordar el trabajo de Moslehi y Wu [1.1], quienes demostraron que los sistemas de transmisión no son estructuras coherentes, en el sentido de confiabilidad de sistemas y que, por tal razón, la confiabilidad del sistema puede deteriorarse con la introducción de “refuerzos” adicionales.
- (13) **CNDC:** El sistema **SCADA** que utiliza el CNDC para la supervisión y el despacho del sistema de potencia está en mora de actualizarse, ya que tiene más de 10 años y parece estar llegando a su límite con relación al tamaño del sistema de potencia.
- (14) **CNDC:** El **control de la frecuencia** se vuelve crítico cuando el porcentaje de participación de la generación eólica supera un umbral determinado. En el estado de Texas en Estados Unidos, por ejemplo, en donde la eólica representa un 25% de la generación instalada, se requiere a todas las unidades de generación eólicas nuevas contar con controles electrónicos que mejoran la respuesta su primaria de frecuencia.
- (15) **CNDC:** Es importante remarcar que el **costo del despacho de recursos de generación de pasada** debe ser cercano a cero. Se incluyen hidroeléctricas que carecen de embalses de regulación. De lo contrario pueden distorsionarse el despacho y los precios del mercado spot.
- (16) **CNDC:** Es importante que cuente con **software apropiado y bien documentado para el manejo del mercado** nacional e interfaz con el regional. Este conjunto de herramientas se denominan **MMS** (Market Management System). Adicionalmente, dada la cada vez mayor participación eólica en la mezcla de generación, debe analizarse la necesidad de requerir sistemas computacionales de apoyo al despacho con horizonte de algunos minutos, que manejen en forma simultánea desbalances generación-carga, recursos renovables, posibles programas de administración de la demanda, compra y venta de energía en el mercado regional y mercado de servicios auxiliares. Estos programas se denominan en la industria EIM (Energy Imbalance Market);

- (17) **El programa SDDP** que utiliza el CNDC está diseñado para sistemas de potencia con predominio hidráulico en la matriz de generación. No es el caso de Nicaragua. El SDDP no maneja bien no linealidades y no convexidades creadas por el despacho de algunas plantas térmicas, por ejemplo, turbinas de gas. Consideramos que vale la pena investigar si este punto conlleva despachos sub-óptimos. Cabe anotar, sin embargo, que otros países de Centroamérica utilizan el SDDP. No estamos, en consecuencia, recomendando que el CNDC deje de utilizarlo, sino que analice la posibilidad de utilizar concurrentemente otro programa para el despacho que sea más apropiado para Nicaragua.

### 3.4 Distribución

- (18) A pesar de los esfuerzos hechos, las **pérdidas de distribución**, en particular las no técnicas, son demasiado altas: en 2012 alcanzaron valores totales de 20.86% en distribución y 11% las no técnicas. Además de su efecto negativo sobre las finanzas de las distribuidoras, incrementan el gasto público al tener que generar más para servir la demanda, dado el subsidio que se proporciona a los costos de los combustibles para generación.
- (19) El alto porcentaje de **pérdidas no técnicas** indica la necesidad de ampliar los esfuerzos de control al fraude. La Ley anti-fraude es un importante esfuerzo, pero debe hacerse cumplir. La experiencia de otros países indica que, con la adecuada voluntad política y la disponibilidad de herramientas adecuadas para hacer cumplir la ley, las pérdidas no técnicas pueden reducirse de manera drástica. Adicionalmente, en el grueso de las pérdidas no técnicas generalmente incurren quienes tienen suficiente capacidad de pago. Por último, una correcta focalización de subsidios requiere adecuado control de pérdidas no técnicas.
- (20) La introducción de figura de **Comercializador** puede darle dinamismo al mercado, especialmente en lo que tiene que ver con exportaciones e importaciones en el marco del MER.
- (21) Se recomienda llevar a cabo estudios de **eficiencia energética**, para analizar el remplazo de aparatos que más consumen electricidad por otros más eficientes. Cabe anotar que en este campo se ha avanzado considerablemente a nivel mundial, a consecuencia de lo cual ha disminuido el crecimiento de la demanda y en algunos países incluso se ha revertido. Por ejemplo, en Australia el organismo encargado de las estadísticas, el Australian Board of Statistics, reporta que el consumo de electricidad se ha reducido en un 23% por familia en la última década y en un 9% para todo el país. La siguiente gráfica proporciona evidencia del NEM, el Mercado Eléctrico Nacional de Australia, que corresponde a la región interconectada del este del país.

Trends in total and per capita annual electrical energy consumption in Australia's National Electricity Market (NEM)

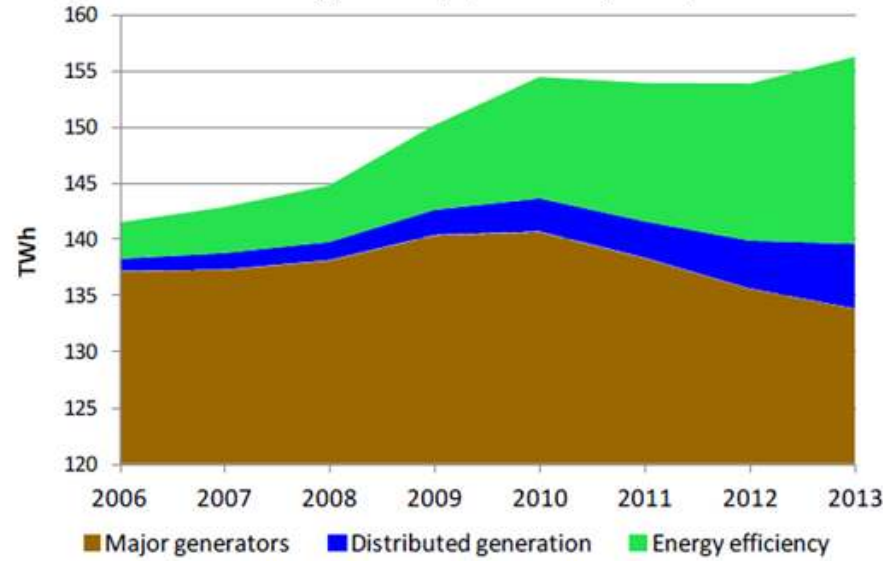


Source: Hugh Saddler, Power Down: Why is electricity consumption decreasing? Australia Institute, Dec 2013

**Figura 3.1: Evolución de la Demanda en el NEM de Australia**

La figura 3.2 demuestra que la principal razón de la reducción de la demanda es el incremento en la eficiencia energética.

NEM Residential and commercial demand, plus embedded generation and savings from enhanced energy efficiency (see following article)

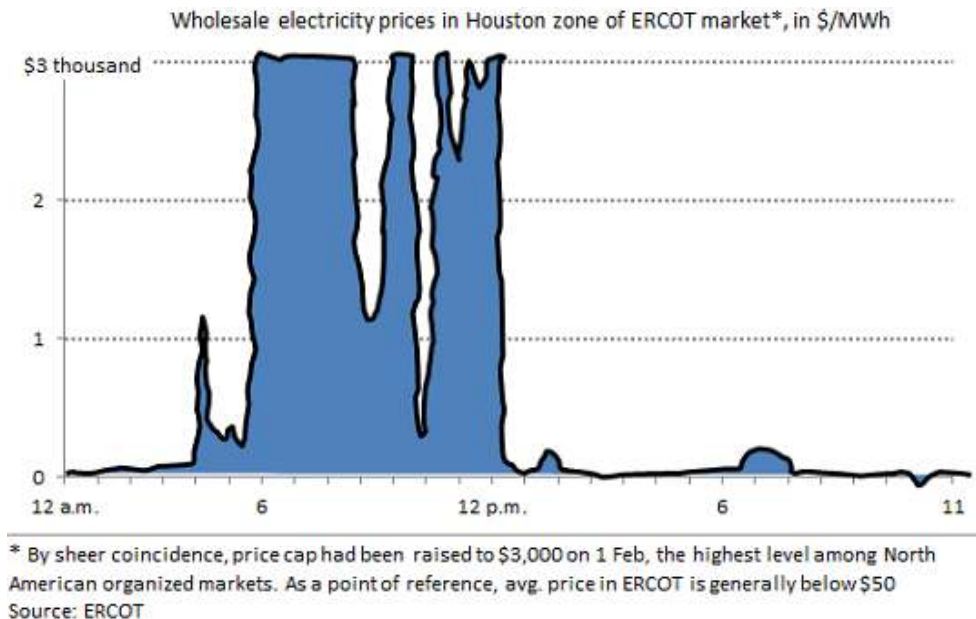


Source: Hugh Saddler, Power Down: Why is electricity consumption decreasing? Australia Institute, Dec 2013

**Figura 3.2: Efecto de la Eficiencia Energética en la Demanda del NEM**

### 3.5 Mercado Eléctrico Regional (MER)

- (22) La existencia del **MER** permite a Nicaragua respaldar su generación con la de otros países lo que, además de afirmar su generación intermitente (en la actualidad mayormente eólica), puede permitirle retrasar inversiones en generación. Adicionalmente, le permite exportar excesos de generación eólica que pueden presentarse en períodos de baja demanda. La Figura 3.3, por ejemplo, ilustra que en el mismo día el mercado de Texas registró los precios más altos y, al mismo tiempo, precios negativos. La razón es que su débil interconexión con los estados vecinos le impidió importar generación en momentos de necesidad y exportar eólica en horas de demanda baja.



**Figura 3.3: Precios del Mercado de Texas en día de Precios Extremos**

- (23) En la actualidad, los distribuidores no pueden importar energía cuando existe un generador local que la puede proporcionar con un costo variable inferior al precio de importación, lo que dificulta la firma de contratos de largo plazo por parte de los distribuidores. Cabe anotar que se requieren contratos de largo plazo para afianzar inversión en plantas regionales, indispensables para fortalecer el MER. Se recomienda relajar esta norma en el sentido, por ejemplo, de que el costo de la importación no pueda ser superior al precio promedio del mercado ocasional en el mismo período de tiempo o al de un contrato que ofrezca un generador local por el mismo tiempo de duración de la importación.

### 3.6 Subsidios

Los subsidios al consumo eléctrico deben tener las siguientes características:

- (24) Deben ser **focalizados**, esto es, deben estar dirigidos a la población que realmente los necesita. Son necesarios estudios para cuantificar el nivel de consumo de subsistencia que es preciso subsidiar (ver secciones de Guatemala, Colombia y Otros Países).
- (25) **En el espíritu del numeral anterior**, se recomienda eliminar la reducción en el IVA (del 15% al 7%) para clientes con consumos superiores a 300 kWh-mes.
- (26) **Consumos superiores al nivel de subsistencia deben tener tarifas crecientes**, con el objeto de desincentivar incrementos de consumo que aumenten en forma desproporcionada los recursos públicos necesarios y disminuyan los ingresos que los hogares subsidiados deben destinar a gastos diferentes al consumo eléctrico, lo que iría en contravía del objetivo de los subsidios de mejorar el nivel de vida de estos hogares. Son deseables estudios para cuantificar el efecto de los subsidios sobre consumos y montos subsidiados a lo largo del tiempo y evaluar alternativas de esquemas de subsidios. (Ver sección de Colombia).
- (27) **Los subsidios deben ser otorgarse por períodos de tiempo claramente definidos**. Al final de estos períodos tomarse decisiones sobre la conveniencia de continuar con los subsidios y/o de ajustar los esquemas y parámetros utilizados, con el apoyo de los estudios técnicos requeridos. (Ver sección de Colombia).
- (28) **Los subsidios deben ser transparentes**, no “implícitos” como en Argentina. El objeto de esta y la anterior característica es evitar introducir incertidumbres que afecten las decisiones de los agentes del mercado eléctrico relativas a, por ejemplo, inversiones en generación o consumo.
- (29) Los **subsidios cruzados** tienen la ventaja de disminuir los recursos públicos requeridos y ser de fácil recaudación, ya que se pagan como parte del consumo eléctrico. Es preferible que se hagan dentro de un mismo sector (por ejemplo, clientes residenciales con consumos elevados subsidian a clientes residenciales con bajos consumos). Los subsidios que deban hacer clientes industriales los hace menos competitivos a nivel internacional y conllevan una disminución de su capacidad de crear empleo. Esto último también ocurre con clientes comerciales. Adicionalmente tarifas muy altas a consecuencia de los subsidios cruzados, pueden llevar a que clientes industriales y comerciales decidan convertirse en grandes consumidores. Las empresas distribuidoras pierden entonces algunos de sus mejores clientes, lo que agudiza sus problemas financieros. (Ver sección relativa a la República Dominicana). El relativo alto umbral necesario que alguien pueda declararse gran usuario en Nicaragua, tiene un efecto moderador sobre este efecto.

- (30) La experiencia de la República Dominicana con **subsidios por ubicación geográfica de consumidores** demuestra que clientes con altos consumos reducen a veces notoriamente sus tarifas, simplemente trasladando sus operaciones de uno a otro lado de la misma calle. Este mismo efecto se observa en Colombia. Debe analizarse cuidadosamente si los subsidios otorgados a barrios subnormales en Nicaragua enmascaran efectos similares.
- (31) Es **importante educar a los consumidores subsidiados**, para ayudarles a controlar su consumo. Por ejemplo, proporcionarles lámparas fluorescentes compactas para remplazar las incandescentes. Deben ilustrarse en el funcionamiento del mercado para que por ejemplo, de ser posible, programen sus mayores consumos en períodos de demanda baja.
- (32) Puesto que nivel de consumo no necesariamente tiene implicaciones en nivel socioeconómico, es **deseable contar con información detallada que permita clasificar un hogar como pobre**. Solamente a estos hogares se les otorgarían subsidios. Investigaciones realizadas por varias entidades y la experiencia de Perú (ver [4]) demuestran que la focalización mejora considerablemente con el empleo de esta información, aunque se introduzcan complejidades en la administración del sistema de subsidios.

#### 4. Referencias

[1.1] Moslehi, K and F. Wu, "Direct method for evaluation of bulk power system reliability". International Journal of Electric Power and Energy Systems. 1983.

[2.1] "Esquema de subsidios de las tarifas de electricidad en Guatemala". CNEE, Septiembre de 2011.

[2.2] "Los subsidios en Argentina" Fundación para el Cambio". Marzo de 2009.

[2.3] "Análisis de esquemas alternativos de subsidios para el servicio público de la electricidad en el sector residencial en Colombia por medio de la simulación". E.M. Naranjo. Universidad Nacional de Colombia. 2012

[2.4] "La focalización es relevante: propuesta de un esquema óptimo de subsidios al consumo eléctrico residencial e impactos sociales de su implementación". Informe Final. J. Franco y G. Aragón. Universidad del Pacífico y CIES ( Consorcio de Investigación Económica y Social".

[2.5] "Energy market reform". World Energy Council. 2006.