

## **CAPITULO 3**

### **METODOLOGÍA PARA EVALUAR LA SUSTITUCIÓN ENERGÉTICA**

La metodología que se plantea para evaluar la sustitución energética en los hogares ecuatorianos, toma en consideración los costos que implica el mantenerse usando cocinas y calefones a gas, con el precio real del combustible, respecto a los costos que significaría el cambio de estos artefactos por similares eléctricos con una tarifa eléctrica que baja gradualmente con la entrada de los nuevos proyectos de generación. Entre estas dos posibilidades se hace una comparación y asumiendo que gradualmente y en función del ahorro, las familias ecuatorianas sustituirán sus artefactos a gas por artefactos eléctricos.

Se considera además que las personas beneficiadas del bono de desarrollo humano, se seguirán beneficiando del subsidio al GLP.

La sustitución de artefactos como cocinas y calentadores de agua a electricidad inicia en el año 2010, con el cambio de cierto porcentaje del quintil 5, el cual está constituido por personas de mayores ingresos y que muestra las mejores posibilidades de ahorro. En los años subsiguientes, se van sumando las familias pertenecientes a los demás quintiles de acuerdo a las posibilidades de ahorro que plantea la reducción gradual de las tarifas eléctricas.

Con los datos de las encuestas y el análisis de costos correspondiente se procede a calcular la proyección de demanda de potencia y de energía eléctrica para los años 2010 – 2020 en los cuales se considera que la cocción y calentamiento de agua se realiza con equipamiento eléctrico en el sector residencial.

Para realizar este estudio es necesario conocer la evolución del Sector Eléctrico Ecuatoriano, ya que se parte de la hipótesis de que todas las familias ecuatorianas podrían adoptar el cambio de GLP a luz Eléctrica; por lo que es necesario saber cual es la cobertura de electricidad en el Ecuador.

### **3.1 EL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO**

De acuerdo con el último censo nacional de población y vivienda realizado por el Instituto Ecuatoriano de Estadísticas y Censos en noviembre del 2001, existían 12'156.608 habitantes, 2'848.088 viviendas habitadas y un promedio de 4,27 habitantes por vivienda. Se registraron 2'553.861 viviendas que contaban con electricidad, esto es el 89,7%. En el ámbito urbano 93,3 % de las viviendas tenían electricidad y en el sector rural 79,1 %.

Así mismo las empresas eléctricas distribuidoras reportaron para el mismo mes 2'539.318 clientes, de los cuales 2'219.297 eran residenciales. Por lo tanto, 334.564 viviendas tenían electricidad sin estar registradas como clientes de las distribuidoras. En consecuencia la verdadera cobertura de las distribuidoras es de 2'219.297 abonados que representa el 77,9% del total de viviendas habitadas existentes a esa fecha.

A Diciembre de 2008 el CONELEC establece en sus estadísticas que el número de clientes residenciales a nivel nacional es de 3'041.508, en las Estimaciones y Proyecciones (1950-2025) del Instituto Ecuatoriano de Estadísticas y Censos, INEC, se establece que a Diciembre de 2008 habrían existido en el Ecuador 13'805.092 habitantes, y 3'372.000 familias, por lo que la cobertura alcanzaría el 90,2%, es decir 12'452.045 habitantes con servicio eléctrico.

### **3.1.1 MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA**

Con la estructura establecida en la LRSE, se construyó el Mercado Eléctrico Mayorista –MEM-, el cual inició su funcionamiento en forma parcial a partir de abril de 1999.

El Sector Eléctrico según información del CONELEC a diciembre de 2008, estaba constituido por 19 agentes generadores (8 de capital privado y 11 con participación del Estado), 1 transmisor, 20 distribuidoras (18 distribuidoras incorporadas al Sistema Nacional Interconectado S.N.I. y 2 no incorporadas, constituidas como sociedades anónimas, siendo los principales accionistas: el Fondo de Solidaridad, Municipios, Consejos Provinciales, otras entidades públicas y accionistas particulares con bajos porcentajes. Se registran, 85 usuarios calificados como Grandes Consumidores, de los cuales 55 participaron en calidad de Clientes Regulados, 11 reciben energía de las distribuidoras mediante contratos a plazos, 17 obtienen energía de generadoras y 2 de autogeneradores. Adicionalmente existen 67 consumidores denominados como consumos propios de la empresa autogeneradora Hidroabánico, Managéneración y Enermax.

23 empresas participaron como autogeneradoras de las cuales 15 entregaron sus excedentes al mercado y 8 son operadas por empresas petroleras en el Oriente.

Las transacciones en el MEM se rigen por la LRSE, el Reglamento para el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista y las regulaciones complementarias. El MEM, abarca la totalidad de las transacciones de potencia y energía eléctrica que se celebren entre generadores; entre generadores y distribuidores; entre distribuidores y Grandes Consumidores; y, entre generadores y Grandes Consumidores, e incluye además las transacciones de exportación e importación de energía y potencia.

Durante su período de funcionamiento, el MEM ha acumulado un déficit financiero importante debido al bajo nivel de pago por parte de los distribuidores, que se ha producido por la aplicación de tarifas inferiores a las determinadas en los estudios realizados por el CONELEC, y a la existencia de esquemas de administración y de gestión en algunos agentes, que muestran bajos niveles de eficiencia y productividad. Esta situación ha requerido que los organismos del sector en conjunto y el Gobierno Nacional, vayan adoptando una serie de acciones, entre las que se pueden citar:

- Implementación de fideicomisos por parte de las empresas distribuidoras, para asegurar un flujo equitativo de los recursos económicos disponibles entre los agentes del MEM;
- Suscripción de contratos a plazo para compraventa de energía, entre las empresas de generación del Fondo de Solidaridad y todas las distribuidoras incorporadas al SNI;
- Escisión de la generación que mantienen algunas empresas distribuidoras;
- Reconocimiento del déficit tarifario actual mediante asignaciones en el Presupuesto General del Estado; y,
- Varias declaratorias de estado de emergencia eléctrica a todo el territorio nacional, con el objeto de garantizar la continuidad en el suministro de energía eléctrica, posibilitando que Petrocomercial otorgue crédito por la venta de combustibles a las generadoras térmicas, que se encuentran operando legalmente en el país.

La grave crisis que afecta al sector eléctrico, requiere de transformaciones más profundas, razón por la cual se ha visto la necesidad de introducir reformas en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, que determinen un nuevo modelo para este sector.

### 3.1.2 GENERACIÓN

Analizando el período 1997-2008, la proporción de la potencia efectiva de las centrales de generación hidroeléctrica ha disminuido con respecto de la oferta total de generación del 54,8% de potencia efectiva en 1997, a un 48,1% a diciembre de 2008, resultado que se considera desfavorable desde el punto de vista económico, energético y ambiental.

El desarrollo de la expansión de la generación a partir de 1997 ha tenido igualmente características desfavorables, en cuanto a la disponibilidad de abastecimiento, puesto que no se ha tenido la suficiente reserva de energía para los períodos de estiaje, habiéndose recurrido a cortes programados de alumbrado público en los últimos trimestres de los años 2005 y 2006, así como a medidas de carácter técnico-operativo como reducción de voltaje en el sistema, a fin de evitar mayores inconvenientes en el abastecimiento.

En el período analizado se han incorporado un total de 1.653 MW en generación, entre generadores e interconexiones internacionales. Por otro lado, se ha producido el retiro de 180 MW (Ecuapower y planta a Vapor Guayaquil) y para el año 2008, 140 MW (Central Power Bage I e interconexión con Perú).

Según el CONELEC el parque generador disponible a nivel nacional, a diciembre de 2008, tiene una potencia instalada total de 5.026 MW, en tanto que la capacidad efectiva alcanza los 4.680 MW, esto incluyendo las posibles importaciones desde Colombia y Perú. Esta información además incluye la autogeneración registrada en el CONELEC y la generación no incorporada al SNI. De esta capacidad efectiva, 2.032 MW corresponden a generación hidroeléctrica, lo cual representa el 43,4% del total.

El 86% de la capacidad existente en centrales hidroeléctricas está constituida principalmente por las cinco grandes centrales del Sistema Nacional Interconectado:

Paute (1.075 MW) que es la mayor de todas, seguida por San Francisco 230 MW), Marcel Laniado (213 MW), Agoyán (156 MW) y Pucará 74 MW).

Si se considera únicamente el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.), la potencia efectiva para servicio público es de 4.215 MW. Por su parte los sistemas no incorporados de servicio público disponen de 465 MW de potencia de generación efectiva.

En cuanto a capacidad de importación desde Colombia y Perú, a diciembre de 2008 se disponía de 650 MW nominales (525 MW efectivos), de los cuales 500 MW efectivos se tienen a través de las dos líneas Pomasqui – Jamondino a 230 kV, 40 MW (25 MW efectivos) a través de la línea de interconexión a 138 kV que une el sistema de la Empresa Eléctrica Regional Norte con el sistema eléctrico colombiano, que no puede operar en sincronismo; y, 110 MW (0 MW efectivos), por la línea de 230 kV Zorritos-Machala, que solo puede funcionar en forma radial y desde su puesta en disponibilidad en enero de 2005, solo ha operado pocos días por emergencias.

### **3.1.3 TRANSMISIÓN**

El Sistema Nacional de Transmisión –SNT, se encuentra conformado en su parte básica por un anillo a 230kV, con líneas de doble circuito que unen las subestaciones de Paute y Milagro, Pascuales (Guayaquil), Quevedo, Sto. Domingo, Santa Rosa (Quito), Totoras (Ambato) y Riobamba. Vincula fundamentalmente el principal centro de generación del país (Paute), con los dos grandes centros de consumo: Guayaquil y Quito.

Se dispone de una línea adicional de 230 kV, doble circuito, entre Paute, Pascuales y Trinitaria (Guayaquil), la misma que, junto con el anillo principal, permiten evacuar sin restricciones, excepto por voltajes, la generación disponible de la central hidroeléctrica Paute. Adicionalmente las líneas de transmisión Pomásqui a 230 kV,

que en lado colombiano llegan a la subestación Jamondino en Pasto, permitiendo la interconexión del S.N.I. con el sistema eléctrico colombiano.

En enero de 2005 quedó terminada, probada y disponible la línea de 230 kV Machala-Frontera (Ecuador-Perú) y el tramo Frontera - Subestación Zorritos en Perú.

Del anillo troncal de transmisión de 230 kV, se derivan líneas radiales de 138 y 69 kV, que permiten enlazar los principales centros de generación y de consumo del país, excepto algunas zonas del oriente y las islas Galápagos, que operan como sistemas aislados.

El servicio público de transmisión, a partir de la vigencia del modelo actual ha estado en manos de la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica TRANSELECTRIC S.A. la cual con efectos visibles menores, también ha sido afectada por la situación de crisis del sector.

TRANSELECTRIC de conformidad con lo establecido por el CONELEC debe mantener los niveles de voltaje para 230 kV: +5% / -5%; para 138 kV: +5% / -7%; y para: 69, 46 y 34,5 kV +3% / -3%, además de cumplir con los programas de expansión.

#### **3.1.4 DISTRIBUCIÓN**

Las empresas distribuidoras están constituidas como sociedades anónimas, siendo sus accionistas: el Fondo de Solidaridad, Municipios, Consejos Provinciales y otras Entidades Públicas. En algunas de estas empresas existen accionistas particulares con mínima participación. En gran parte de las empresas distribuidoras, el mayor accionista es el Fondo de Solidaridad.

En la **Tabla 3.1** se muestra las empresas eléctricas ordenadas de mayor a menor área de concesión, en esta tabla se detalla además las 10 empresas eléctricas

distribuidoras que se agruparon de acuerdo a la decisión del Fondo de Solidaridad de fusionarlas en un grupo denominado Corporación Nacional de Electricidad (CENEL).

**Tabla 3.1.** Áreas de concesión ordenadas de mayor a menor

| No.          | EMPRESA O REGIÓN     | km <sup>2</sup> |
|--------------|----------------------|-----------------|
| 1            | Ambato               | 40.805          |
| 2            | CNEL-Sucumbíos       | 37.842          |
| 3            | Centro Sur           | 28.962          |
| 4            | Sur                  | 22.721          |
| 5            | CNEL-Manabí          | 16.865          |
| 6            | CNEL-Esmeraldas      | 15.366          |
| 7            | Quito                | 14.971          |
| 8            | Norte                | 11.979          |
| 9            | CNEL-Guayas-Los Ríos | 10.511          |
| 10           | Galápagos            | 7.942           |
| 11           | CNEL-Santa Elena     | 6.774           |
| 12           | CNEL-EI Oro          | 6.745           |
| 13           | CNEL-Sto. Domingo    | 6.574           |
| 14           | CNEL-Milagro         | 6.175           |
| 15           | Riobamba             | 5.940           |
| 16           | Cotopaxi             | 5.556           |
| 17           | CNEL-Los Ríos        | 4.059           |
| 18           | CNEL-Bolívar         | 3.997           |
| 19           | CATEG-D              | 1.399           |
| 20           | Azogues              | 1.187           |
| <b>TOTAL</b> |                      | <b>256.370</b>  |

Las empresas eléctricas distribuidoras reportan para el período 1999-2008, un incremento del 62,76% en energía facturada a clientes finales, siendo en 1999 7.729 GWh y en el año 2008 12.580 GWh y un incremento de clientes del 49%, registrándose para el año 2008 un total de 3'476.283 clientes a los cuales se les facturó 12'580.445 MWh incluyendo los consumos propios de las empresas autoproductoras; por lo cual, el consumo promedio mensual por abonado, se ubica en 301,57 kWh/mes, ligeramente superior al del año 2007 que fue de 293,47 kWh/mes. Los abonados residenciales (3'041.508) tuvieron un consumo promedio unitario de 120,12 kWh/mes, los comerciales 589,23 kWh/mes y los industriales 7.747,63 kWh/mes.

## **3.2 PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2007 – 2016**

### **3.2.1 “ANTECEDENTES”<sup>6</sup>**

El Sector Eléctrico Ecuatoriano viene atravesando una situación difícil, que se sintetiza en los siguientes hechos principales: altos precios de la energía como producto de la carencia de inversiones en generación; altos índices de pérdidas, bajos niveles de recaudación y escaso cumplimiento de índices de calidad, como resultado de graves deficiencias en la gestión en distribución; y niveles de sobrecarga en instalaciones.

Estos factores analizados de manera conjunta, llevan a establecer la necesidad urgente de implementar cambios profundos, para cuya definición es importante analizar el entorno en que se ha desenvuelto el sector eléctrico en la última década, con la finalidad de llegar a identificar las causas y conocer los orígenes de las deficiencias actuales. Este análisis permitirá construir una nueva realidad hacia el futuro, con medidas y acciones que permitan alcanzar perspectivas de desarrollo y crecimiento sostenido del sector.

El análisis de antecedentes conduce inexorablemente a mediados de la década de los noventa. Con la introducción de un nuevo modelo de mercado que trajo consigo importantes cambios de concepto, estructura y funcionamiento para el Sector Eléctrico Ecuatoriano, se dio paso a una profunda transformación a partir del 10 de octubre de 1996, fecha en la que se publicó en el Suplemento del Registro Oficial No.43, la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, LRSE. Este nuevo modelo se comenzó a introducir en noviembre de 1997, cuando se estructuró el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC. Más tarde, el 1 de abril de 1999, por efectos de la Resolución del Directorio del CONELEC No. 0054/99, se dio inicio al funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista sobre la base de una segmentación

---

<sup>6</sup> CONELEC.- Plan Maestro de Electrificación 2007-2016

del Sistema Nacional Interconectado, constituido desde entonces por unidades de negocio de generación, transporte y distribución de la energía eléctrica dispuestas a la privatización.

La desregulación estaba pensada como un mecanismo que permitiría crear la libre competencia en generación y la competencia por comparación en distribución, siendo el transporte de energía un monopolio natural. Ello debía ser el resultado de varios procesos a desarrollarse al unísono: la privatización de las unidades de negocio creadas a partir de la LRSE, particularmente en lo que concierne a generación y distribución; la creación de un mercado en el que los agentes de generación compitan en forma libre; y la conformación de un organismo regulador y de un marco regulatorio.

Así se redefinía el rol del Estado enfocando su accionar básicamente a la regulación, la planificación indicativa, y la supervisión y el control, creando para este efecto un nuevo organismo, el CONELEC, y en forma adicional, la Corporación CENACE con las tareas de operar el Sistema Nacional Interconectado y administrar el Mercado Eléctrico Mayorista.

Esta reforma se enmarcó en una tendencia que se venía dando a nivel mundial, como parte de la globalización comercial, económica y financiera de los mercados que se suscitó en los años noventa, cuyo objetivo central estaba enfocado a la apertura de los mercados para privatizar las unidades de negocio de los servicios públicos, mediante la atracción de los capitales privados.

Estaba implícito en esta reforma, el abandono de la planificación concebida bajo los fines estratégicos del Estado y el paso a la planificación indicativa. Se esperaba que la famosa “Mano Invisible”, sea la que conduzca la iniciativa de la expansión de generación, bajo el entendido de que sería el mercado, a través de sus propias fuerzas, sus principios y su dinámica, el que propiciaría las inversiones y conduciría la expansión hacia el aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos,

constituyéndose este nuevo concepto, -el mercado-, por sí solo, en un incentivo para la inversión privada en generación eficiente y de bajo costo.

Los resultados de la planificación indicativa en general no han sido satisfactorios, entre otras razones porque los mercados eléctricos, a nivel mundial salvo contadas excepciones, no han funcionado y no han dado los frutos que se esperaban en cuanto a la participación de nuevos actores y la presencia masiva de capitales para la inversión en expansión.

Estos resultados han sido aún más negativos en el caso del Sector Eléctrico Ecuatoriano, esto debido al déficit tarifario que se fue incrementando hasta llegar a límites insostenibles, que se sumó a una deficiente gestión en la mayoría de empresas distribuidoras, y una escasa participación de capitales privados en la expansión de la generación que por tales razones no creció acorde con las exigencias de la demanda, teniendo que recurrirse a generación térmica y la importación de energía, lo que ha afectado de manera sustancial los precios.

Este modelo, como cualquier otro que se hubiera implementado, requería de condiciones mínimas para su adecuado funcionamiento y desarrollo, condiciones que en el caso ecuatoriano no se presentaron. La inestabilidad política de los últimos años, sumada a decisiones poco acertadas en la designación de administradores en buena parte de las empresas de distribución, así como la fijación de tarifas por debajo de los valores que recomiendan los estudios, sin una compensación efectiva por parte del Estado, han conducido al sector eléctrico a una grave crisis financiera. El déficit financiero ha sido la causa en buena medida de un **círculo vicioso** con deudas que no se pagaron, programas de inversión que no se cumplieron y graves ineficiencias que afectaron a la estabilidad del sector.

La problemática mencionada en el párrafo anterior permitió la actuación del Gobierno Nacional, para dar un giro a la conducción del Sector Eléctrico a través de reformas dadas en el Mandato No. 15 emitido por la Asamblea Constituyente con fecha 23 de

julio de 2008, en el que se establecen lineamientos para una serie de cambios, principalmente en el tema tarifario, disponiendo al CONELEC la aprobación de nuevos pliegos tarifarios que consideren una tarifa única a nivel nacional para cada tipo de consumo, para lo cual se dieron los siguientes lineamientos de cambio: “eliminación de concepto de costos marginales, la eliminación del cargo del 10% para el FERUM, y la eliminación del componente para la inversión en expansión, de la estructura de costos de distribución y transmisión, determinando adicionalmente que los recursos que se requieran para cubrir las inversiones en generación, transmisión y distribución, pasarán a ser cubiertos por el Estado y deberán constar obligatoriamente en el Presupuesto General del Estado”<sup>7</sup>.

No obstante el Estado para dar cumplimiento a este mandato se vera limitado por la escasa disponibilidad de recursos, por lo que frente a esta situación el Presidente de la República, ha dado señales de la convicción de seguir adelante con los Proyectos de generación eléctrica, para lo cual se han iniciado acciones en la búsqueda de financiamiento internacional.

### **3.2.2 LA PLANIFICACIÓN FRENTE A UN NUEVO MODELO DEL SECTOR**

La aplicación del modelo de mercado y la desregulación en ciertos sectores, ha significado un fracaso que se constata por la situación que se viene de describir. Sin embargo, existe una nueva tendencia que está tomando cuerpo y se está configurando un nuevo paradigma de desarrollo para los países en el mundo y en especial en Latinoamérica.

Este nuevo paradigma se orienta hacia la recuperación por parte del Estado de la iniciativa en la planificación de la expansión de la generación de energía eléctrica, no solamente a través de estudios y análisis especializados que determinen el camino a seguir para la satisfacción de la demanda futura a través del óptimo

---

<sup>7</sup> CONELEC.- Plan Maestro de Electrificación 2009-2020

aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles; sino y por sobre todo, que tienden a recuperar la iniciativa del Estado en el desarrollo y ejecución de los grandes proyectos de generación eléctrica, sea por cuenta propia o bien a través de mecanismos de participación mixta, pública y privada.

Siguiendo esta tendencia y considerando la gravedad de la crisis del Sector Eléctrico en el Ecuador, se generaron una serie de iniciativas que concluyeron en la aprobación de la Ley Reformatoria de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, publicada en el Registro Oficial No.364 de 26 de septiembre de 2006, en el que se proponen nuevos lineamientos entre los cuales se tiene: Elaborar el Plan Maestro de Electrificación, para que garantice la continuidad del suministro de energía eléctrica, y en particular la de generación basado en el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales.

El Plan Maestro de Electrificación está estructurado bajo la consideración, la interacción y dialogo con la sociedad, en especial con personas relacionadas con el sector eléctrico. En él se analiza el abastecimiento de la demanda futura de energía por lo cual se analiza además, el futuro de la generación, transmisión y distribución, es por ello que este proyecto de titulación toma en consideración este análisis.

### **3.2.2.1 Perspectivas en la Generación**

La expectativa general en materia de producción de electricidad se orienta a aprovechar al máximo los recursos naturales renovables y fundamentalmente la hidroenergía, cuyo potencial no aprovechado se estima en 22.400 MW.

La planificación y el Plan Maestro de Electrificación constituyen una herramienta fundamental para poder revertir la situación que se ha venido describiendo, a través de la identificación de los proyectos de generación hidroeléctrica que sean más convenientes para el interés nacional, así como la determinación de la generación termoeléctrica que resulte necesaria para enfrentar condiciones hidrológica severas,

para que sobre esta base el Estado pueda definir los mecanismos para la asignación de recursos y su ejecución, bajo las diferentes modalidades previstas en la ley.

Bajo esta premisa, el objetivo central del Plan Maestro de Electrificación en materia de generación consiste en garantizar para el período de análisis el abastecimiento de la demanda en las mejores condiciones de seguridad y economía, procurando el autoabastecimiento interno, con la menor afectación ambiental.

En este sentido, se presentan las siguientes perspectivas relacionadas con las acciones que constituyen la esencia de la propuesta que encierra el Plan Maestro, en materia de generación de energía eléctrica.

- Ejecución de los proyectos de generación que tienen contratos de permiso o concesión y aquellos que se encuentran próximos a suscribir contratos.
- Ejecución de los medianos y grandes proyectos de generación hidroeléctrica para asegurar el suministro en el largo plazo, aprovechando el gran potencial hidroenergético de la vertiente del Amazonas sin descuidar los proyectos que se pueden desarrollar en el Pacífico por la complementariedad hidrológica que presentan.
- Incorporación de capacidad de generación térmica de bajo costo, que se requiera para asegurar condiciones de autoabastecimiento, al margen de la energía que pueda provenir de las interconexiones internacionales.
- Sustitución del uso de combustibles fósiles líquidos, especialmente de los importados, por otro tipo de combustibles como el gas natural y el residuo, que permitan reducir los costos de generación, minimizando la afectación ambiental.

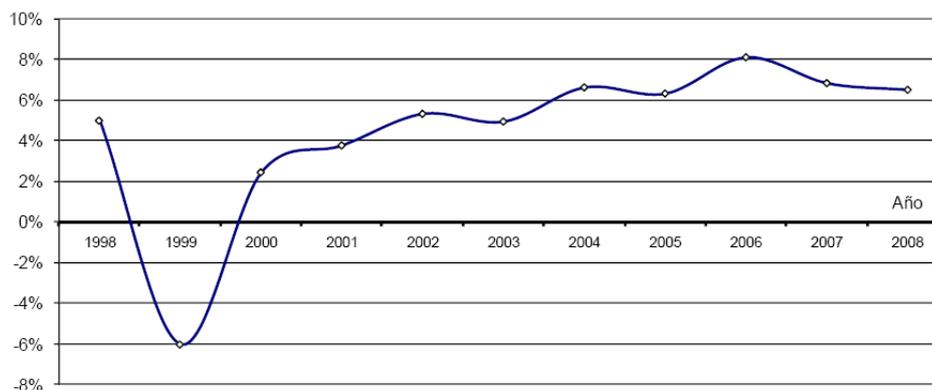
- Apoyar el desarrollo de generación basada en fuentes renovables como: pequeñas centrales hidroeléctricas, fotovoltaicas, eólicas, geotérmicas, biomasa, biogás, etc.
- Alcanzar la más pronta autonomía energética del sector eléctrico para evitar la dependencia de las importaciones de electricidad, generando en la medida de lo posible, una capacidad de exportación.

Frente a esta situación, y considerando la hipótesis en la que se basa este proyecto de sustituir la cocción y calentamiento de agua a gas por su equivalente eléctrico, resulta importante una adecuada planificación de la expansión en generación, que permita la identificación de los proyectos que resulten más convenientes para el interés nacional, en este sentido y mediante la utilización del programa SUPER OLADE se plantea la entrada de los proyectos de generación eléctrica en construcción en el capítulo 4.

### **3.3 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA CONSIDERANDO LA FOCALIZACIÓN DEL SUBSIDIO AL GAS**

La evolución del mercado eléctrico ecuatoriano, en lo que a demanda de energía y potencia se refiere, ha mantenido una situación de crecimiento sostenido desde el año 2000. Al nivel de barras de entrega los índices de crecimiento son los que se muestran en el gráfico 3.1.

**Tasa de crecimiento anual de la energía eléctrica**  
(Consumo total del sistema nacional interconectado)



**Gráfico 3.1**

*Fuente: CONELEC*

La evolución macroeconómica estable del país en los últimos años permite un mejor tratamiento de la demanda. Las empresas distribuidoras, las cuales por la cercanía y conocimiento del mercado de su área de concesión, están, o deben estar, mejor preparadas para determinar la previsión de sus necesidades futuras de energía y potencia eléctricas.

Las distribuidoras deben proporcionar la información sobre la proyección de la demanda de cada una de las subestaciones de su sistema así como el total de la empresa.

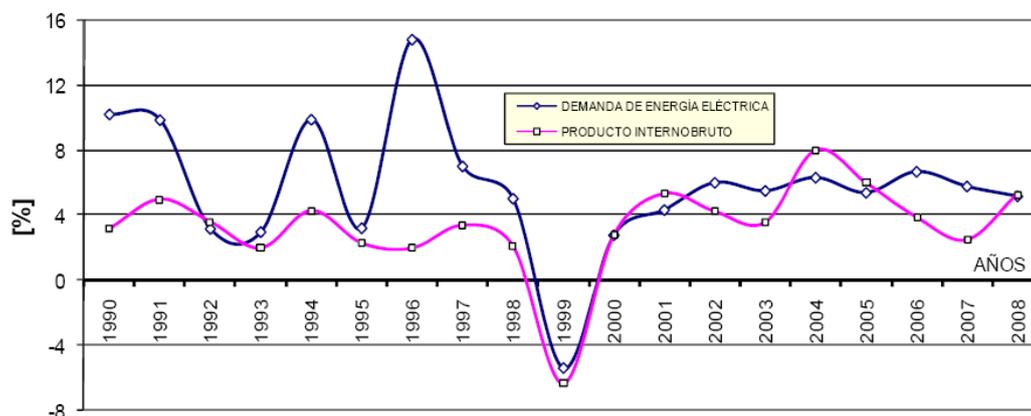
De la evolución de los indicadores macro económicos nacionales, publicados por el Banco Central del Ecuador, se advierte un crecimiento anual del PIB en los siguientes valores porcentuales.

**Tabla 3.2.** Variación anual del PIB

| AÑO  | PIB  |
|------|------|
| 1998 | 2,12 |
| 1999 | 6,30 |
| 2000 | 2,80 |
| 2001 | 5,34 |
| 2002 | 4,25 |
| 2003 | 3,58 |
| 2004 | 8,00 |
| 2005 | 6,00 |
| 2006 | 3,89 |
| 2007 | 2,49 |
| 2008 | 5,32 |

Debido a la variación en el nivel de costos de electricidad, la evolución de la demanda eléctrica en el país ha tenido durante la década anterior un comportamiento diferente al crecimiento del producto interno bruto. Sobre todo entre 1994 y 1997, el decrecimiento de la tarifa, referida a precios en moneda constante, causó un alto crecimiento de la demanda, ocasionando una aparente distorsión en la correlación entre la evolución de la energía eléctrica y la economía del país.

Una comparación de estos crecimientos porcentuales, a partir de 1990, se indica en el **Gráfico 3.2.**

**Gráfico 3.2:** Tasa anual de variación del PIB y de la energía eléctrica

Según este gráfico, si bien el crecimiento del consumo de electricidad y de la economía han mantenido la tendencia en la mayoría de períodos anuales, los años en los cuales son sustancialmente mayores los crecimientos de energía eléctrica frente a los del PIB, corresponden a aquellos en los cuales los precios de la electricidad han sido menores.

En el año 2001, la economía del país creció algo más que la energía eléctrica. El menor crecimiento de la demanda se explica fundamentalmente por el bajo crecimiento del consumo de energía eléctrica comercial e industrial.

En el año 2002 el consumo del sector residencial tuvo un alto crecimiento anual (7%) y más aún el consumo comercial que aumentó un 11,2% respecto del año anterior, en tanto que el consumo industrial creció un 5,1%.

En cuanto al año 2003, se produjo una notable disminución del consumo industrial que creció solo en un 2,9% frente a los segmentos residencial y comercial, que aumentaron 5,5% y 6,6%, respectivamente. El incremento del consumo total de energía fue del 4,6%, sin considerar la exportación de energía a Colombia.

El comportamiento de la demanda en el 2004 se caracterizó por el aumento del consumo comercial que alcanzó un 9%, en tanto que el residencial lo hizo en un 8,3%. En ese año el crecimiento del consumo eléctrico y de la economía fueron similares, con valores de 6,6% y 6,9% respectivamente. En marzo de 2003 se decretó una reducción de las tarifas de electricidad en un 5%, aspecto que habría incidido en un mayor consumo.

El año 2005 tuvo un comportamiento global del consumo de energía eléctrica similar al precedente, en el orden del 6,5%; sin embargo, la economía creció en el 3,3%, incrementándose la diferencia porcentual entre estas dos variables.

Como una evaluación general, el año 2006 tuvo un crecimiento de la demanda del SNI, al nivel de barras de subestación de entrega a los sistemas de distribución, en el orden del 6,7% con respecto al año anterior, frente a una proyección de 6,2%.

En estos crecimientos no se incluyen las exportaciones a Colombia, las cuales fueron de 35 GWh en el 2004, de 16 GWh en el 2005 y de 1,1 GWh en el 2006.

En los años 2007-2008, el crecimiento de la demanda de electricidad se ha mantenido en valores considerados altos, por sobre el 5 por ciento, aunque con tendencia decreciente, situación a la que han contribuido los programas de reemplazo de focos incandescentes por focos ahorradores de energía, que se han implementado en las distribuidoras bajo la programación y liderazgo del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. En cuanto a la relación con el crecimiento de la economía, este se ha mantenido por debajo del crecimiento porcentual del consumo de electricidad.

### **3.3.1 PROYECCIÓN NORMAL DE LA DEMANDA**

La proyección de la demanda de energía y potencia, se toma de las proyecciones del último Plan Maestro de Electrificación aprobado (2007-2016). En el presente proyecto se va a analizar el período 2009-2020, por lo que; en los años que no se tienen datos (2017-2020) se realiza la respectiva proyección considerando la misma tasa de crecimiento del Plan Maestro.

En la proyección del consumo se consideran tres escenarios de crecimiento: menor, medio y mayor, en función del crecimiento del producto interno bruto y las metas del nivel de precios y cobertura del servicio eléctrico que se desean alcanzar.

El plan Maestro además considera para la proyección de la demanda, la sensibilidad al precio de la energía eléctrica; según el pliego tarifario vigente. Los costos para la

determinación de las tarifas comprenderán, de conformidad con la Ley: el Precio Referencial de Generación (PRG), el Costo Medio del Sistema de Transmisión (CMT) y el Valor Agregado de Distribución (VAD), de empresas eficientes.

Un aspecto importante para la proyección de la demanda ha sido la incorporación en el Plan, de los programas de recuperación de pérdidas de energía, según las regulaciones que el CONELEC ha dispuesto sobre este tema. “Específicamente, el Reglamento de Tarifas y las Regulaciones para la Reducción Anual de Pérdidas No Técnicas en las Empresas de Distribución, estableciendo que el límite admisible para las pérdidas no técnicas en el cálculo de tarifas, será fijado hasta llegar al 2%, porcentaje máximo aceptable que deberá mantenerse a futuro”<sup>8</sup>.

Para el estudio de proyección de la demanda, se prevé que las pérdidas de energía se reducirán hasta el 2020 en forma progresiva, sobre todo las pérdidas no técnicas. Se plantea un nivel de pérdidas totales de energía en distribución, en el orden del 8,5%, en términos de promedio del país, para el año indicado.

En las Tabla 3.3(a), 3.3(b) y 3.3(c) se muestra las proyecciones de potencia y energía para los escenarios menor, medio y mayor respectivamente; proyecciones estimadas por el CONELEC y presentados en el Plan Maestro de Electrificación 2007-2016, como se dijo anteriormente los años 2017 a 2020 se proyectan con una tasa de crecimiento promedio de los anteriores años.

---

<sup>8</sup> CONELEC.- Plan Maestro de Electrificación 2007-2016

**Tabla 3.3(a)**  
**PREVISIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA**  
**En bornes de generación**

| ESCENARIO MENOR        |          |                            |         |                            |
|------------------------|----------|----------------------------|---------|----------------------------|
| AÑOS                   | POTENCIA |                            | ENERGÍA |                            |
|                        | (MW)     | TASA<br>CRECIMIENTO<br>(%) | (GWh)   | TASA<br>CRECIMIENTO<br>(%) |
| 2009                   | 2.944,00 | 3,8                        | 16.936  | 4,3                        |
| 2010                   | 3.056,00 | 3,8                        | 17.638  | 4,1                        |
| 2011                   | 3.165,00 | 3,6                        | 18.344  | 4,0                        |
| 2012                   | 3.272,00 | 3,4                        | 19.057  | 3,9                        |
| 2013                   | 3.378,00 | 3,2                        | 19.788  | 3,8                        |
| 2014                   | 3.484,00 | 3,1                        | 20.523  | 3,7                        |
| 2015                   | 3.592,00 | 3,1                        | 21.271  | 3,6                        |
| 2016                   | 3.704,00 | 3,1                        | 22.037  | 3,6                        |
| 2017                   | 3.819,00 | 3,1                        | 22.821  | 3,6                        |
| 2018                   | 3.948,85 | 3,4                        | 23.711  | 3,9                        |
| 2019                   | 4.083,11 | 3,4                        | 24.636  | 3,9                        |
| 2020                   | 4.221,93 | 3,4                        | 25.597  | 3,9                        |
| <b>Crec. 2009-2020</b> |          | <b>3,4</b>                 |         | <b>3,9</b>                 |

**Tabla 3.3(b)**  
**PREVISIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA**  
**En bornes de generación**

| ESCENARIO MEDIO        |          |                            |         |                            |
|------------------------|----------|----------------------------|---------|----------------------------|
| AÑOS                   | POTENCIA |                            | ENERGÍA |                            |
|                        | (MW)     | TASA<br>CRECIMIENTO<br>(%) | (GWh)   | TASA<br>CRECIMIENTO<br>(%) |
| 2009                   | 2.994,00 | 4,7                        | 17.268  | 5,3                        |
| 2010                   | 3.135,00 | 4,7                        | 18.148  | 5,1                        |
| 2011                   | 3.275,00 | 4,5                        | 19.052  | 5,0                        |
| 2012                   | 3.414,00 | 4,2                        | 19.984  | 4,9                        |
| 2013                   | 3.560,00 | 4,3                        | 20.946  | 4,8                        |
| 2014                   | 3.710,00 | 4,2                        | 21.940  | 4,7                        |
| 2015                   | 3.865,00 | 4,2                        | 22.967  | 4,7                        |
| 2016                   | 4.025,00 | 4,1                        | 24.028  | 4,6                        |
| 2017                   | 4.191,00 | 4,1                        | 25.125  | 4,6                        |
| 2018                   | 4.375,40 | 4,4                        | 26.381  | 5,0                        |
| 2019                   | 4.567,92 | 4,4                        | 27.700  | 5,0                        |
| 2020                   | 4.768,91 | 4,4                        | 29.085  | 5,0                        |
| <b>Crec. 2009-2020</b> |          | <b>4,4</b>                 |         | <b>4,9</b>                 |

**Tabla 3.3(c)**  
**PREVISIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA**  
**En bornes de generación**

| <b>ESCENARIO MAYOR</b> |                 |                                     |                |                                     |
|------------------------|-----------------|-------------------------------------|----------------|-------------------------------------|
| <b>AÑOS</b>            | <b>POTENCIA</b> |                                     | <b>ENERGÍA</b> |                                     |
|                        | <b>(MW)</b>     | <b>TASA<br/>CRECIMIENTO<br/>(%)</b> | <b>(GWh)</b>   | <b>TASA<br/>CRECIMIENTO<br/>(%)</b> |
| 2009                   | 3.041,00        | 5,5                                 | 17.612         | 6,3                                 |
| 2010                   | 3.209,00        | 5,5                                 | 18.684         | 6,1                                 |
| 2011                   | 3.383,00        | 5,4                                 | 19.799         | 6,0                                 |
| 2012                   | 3.562,00        | 5,3                                 | 20.958         | 5,9                                 |
| 2013                   | 3.749,00        | 5,2                                 | 22.168         | 5,8                                 |
| 2014                   | 3.944,00        | 5,2                                 | 23.431         | 5,7                                 |
| 2015                   | 4.148,00        | 5,2                                 | 24.748         | 5,6                                 |
| 2016                   | 4.361,00        | 5,1                                 | 26.120         | 5,5                                 |
| 2017                   | 4.583,00        | 5,1                                 | 27.545         | 5,5                                 |
| 2018                   | 4.825,90        | 5,3                                 | 29.170         | 5,9                                 |
| 2019                   | 5.081,67        | 5,3                                 | 30.891         | 5,9                                 |
| 2020                   | 5.351,00        | 5,3                                 | 32.714         | 5,9                                 |
| <b>Crec. 2009-2020</b> |                 | <b>5,3</b>                          |                | <b>5,8</b>                          |

En esta proyección no se incluyen a los sistemas no incorporados al S.N.I., ni autoprodutores. En los gráficos 3.3 y 3.4 se puede ver las proyecciones de Demanda de Potencia máxima y de Energía en bornes de Generación del Sistema Nacional Interconectado, respectivamente.

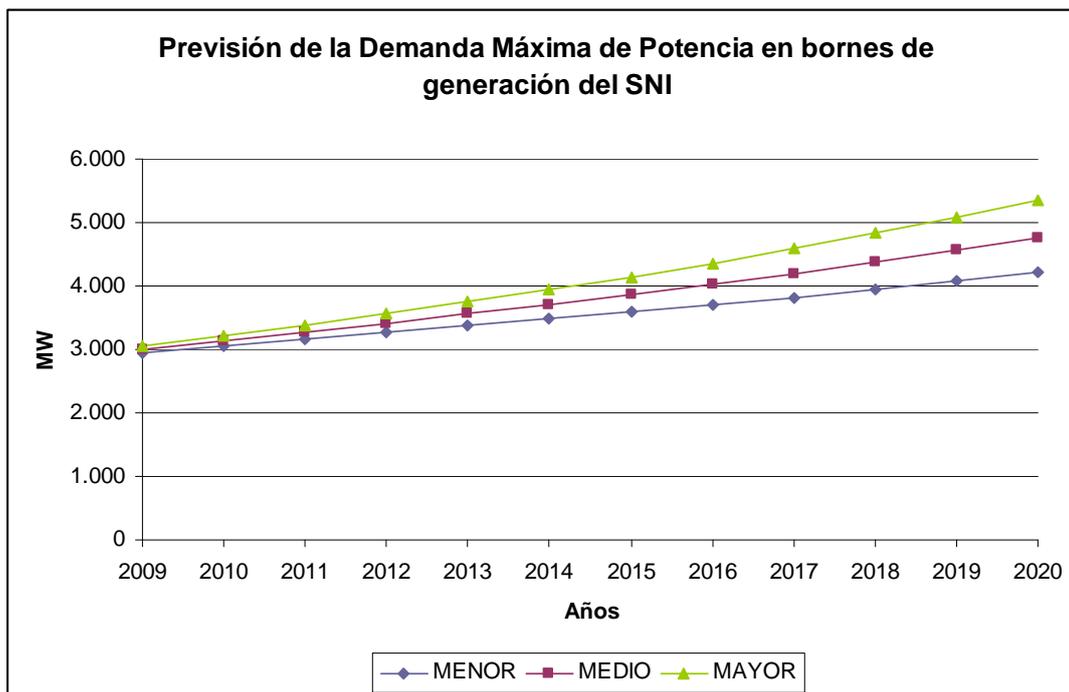


Gráfico 3.3

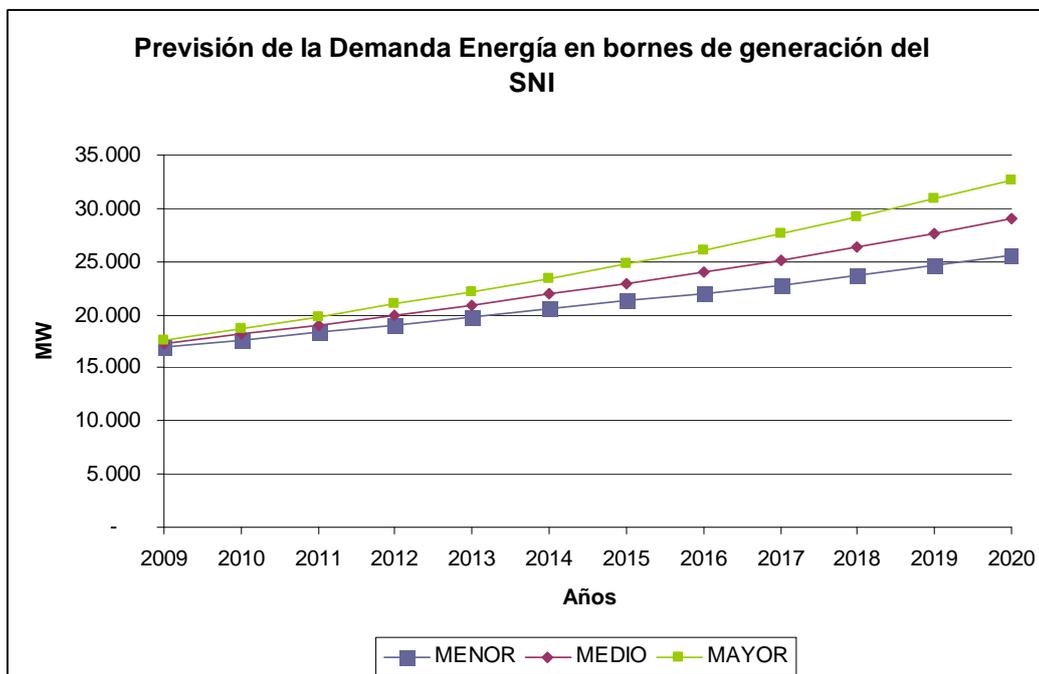


Gráfico 3.4

### 3.3.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA CON SUBSIDIO AL GAS ÚNICAMENTE PARA LOS BENEFICIARIOS DEL BONO DE DESARROLLO HUMANO.

La proyección de la demanda se realiza bajo la hipótesis de que el subsidio vigente sobre el gas es eliminado para todos los consumidores que no se beneficien del Bono de Desarrollo Humano; de tal manera que el cilindro de gas de uso doméstico se vendería al precio real de importación que para el año 2008 fue de US\$ 13.

Se realiza un análisis de costos entre: mantener el uso de gas licuado de petróleo (GLP) en los hogares o sustituirlo por electricidad; básicamente en cocción y calentamiento de agua.

El Bono de Desarrollo Humano BDH, fue creado a finales de 1997 como Bono Solidario. En enero de 2007, el Gobierno Nacional actualizó el monto del bono a US\$ 30 mensuales. El bono está dirigido a las familias pobres del primer y segundo quintil según la calificación del programa SELBEN (Selección de Beneficiarios de Programas Sociales). La cobertura del BDH es más reducida que la de la Tarifa Dignidad, para el año 2008 hubo 1'303.140 beneficiarios, esto se detalla en la **Tabla 3.4.**

**Tabla 3.4:** Bono de Desarrollo Humano

| Quintil      | Población Total<br>(Miles de familias) | Bono de Desarrollo Humano               |               |
|--------------|--|---|---------------|
|              |  | Número de familias beneficiadas (Miles) | % del quintil |
| 1            | 574                                    | 506,51                                  | 88,2          |
| 2            | 668                                    | 430,61                                  | 64,5          |
| 3            | 696                                    | 271,34                                  | 39,0          |
| 4            | 689                                    | 85,00                                   | 12,3          |
| 5            | 745                                    | 9,68                                    | 1,3           |
| <b>Total</b> | <b>3372</b>                            | <b>1303,14</b>                          |               |

Fuente. ECV

La distribución por quintiles del cuadro anterior se la ha realizado con los datos de la ECV, por lo que sus valores son diferentes a la calificación de quintiles según la metodología del SELBEN.

Considerando la **Tabla 3.4** se determina el número de familias que no se beneficiarían del subsidio al Gas, determinándose de esta manera el número de cocinas y calefones eléctricos que se incorporarían en el período de estudio y que se detalla en la **Tabla 3.5**.

**Tabla 3.5:** Familias que no se beneficiarían del subsidio al GLP

| Quintil      | (Miles de familias) |
|--------------|---------------------|
| 1            | 67,5                |
| 2            | 237,4               |
| 3            | 424,7               |
| 4            | 604,0               |
| 5            | 735,3               |
| <b>Total</b> | <b>2068,9</b>       |

### 3.3.2.1 Evolución de la tarifa de energía eléctrica.

Para determinar la evolución de las tarifas a los consumidores finales de energía eléctrica; se ha considerado la evolución del costo medio de generación con la entrada de los proyectos en construcción del Plan Maestro de Electrificación 2007-2016, en el que el costo medio de producción para cada unidad de generación se ha determinado en base a dos componentes:

- Costo Fijo (CF): que considera la inversión más los costos fijos de administración, operación y mantenimiento.
- Costo Variable (CV): que considerar los costos variables de operación y mantenimiento.

Para la recuperación de los costos de inversión de cada generador se calcula una anualidad basada en la inversión, el período de vida útil de acuerdo con la tecnología y una tasa de descuento previamente establecida. Este valor de anualidad es el valor máximo al que podrá aspirar el generador por este concepto, en función de su contrato.

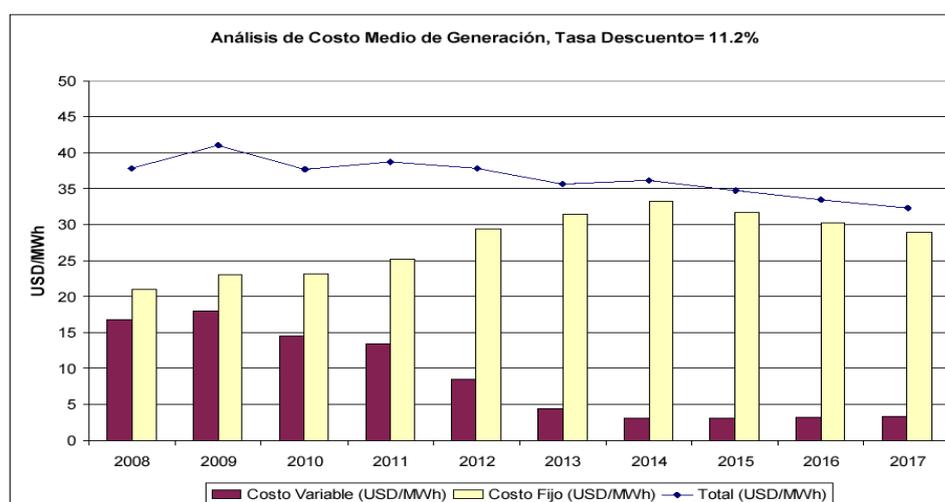
Finalmente, se reconoce a cada generador sus costos operativos en función de la producción real y el costo variable establecido en cada contrato.

La suma de los costos fijos y variables, dividida para la producción, da como resultado el costo medio atribuible a cada generador. Adicionalmente el sumatorio de la totalidad de costos fijos, más los costos variables correspondientes a un año, divididos para la producción total anual, da como resultado el costo medio total anual, que se plasma en los gráficos que se muestran más adelante.

Este análisis se realiza considerando una tasa de descuento de 11,2%, valor que ha venido siendo utilizado para el cálculo del Precio Referencial de Generación.

*Tasa de descuento del 11,2%*

- Costo medio de generación



**Gráfico 3.5**

Para la determinación de la tarifa al consumidor final se ha considerado el artículo 53 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico en el cual consta que: “Las tarifas aplicables a los consumidores finales cubrirán los precios referenciales de generación, los costos del sistema de transmisión y el valor agregado de distribución (VAD) promedio de todas las empresas de distribución del País.”<sup>9</sup>.

Esto se resume en la formula siguiente:

$$\text{TARIFA} = \text{PRG} + \text{TT} + \text{VAD} \quad (1)$$

Según el Estudio de Costos para Enero de 2009 publicado en la página web del CONELEC el PRG para todas las distribuidoras es de 0,0459 USD/kWh, los costos del sistema de transmisión se calculan en un valor de 0,0047 USD/kWh y el VAD promedio a Nivel Nacional es de 0,0317 USD/kWh, con estos valores se obtienen una tarifa al consumidor final durante el período de estudio, estos valores se muestran en la **Tabla 3.6**.

**Tabla 3.6:** Tarifa final para el período de estudio.

| AÑOS | COSTO MEDIO GENERACION | PRG    | TARIFA |
|------|------------------------|--------|--------|
| 2009 | 0,042                  | 0,0458 | 0,0822 |
| 2010 | 0,036                  | 0,0395 | 0,0759 |
| 2011 | 0,037                  | 0,0409 | 0,0773 |
| 2012 | 0,036                  | 0,0394 | 0,0758 |
| 2013 | 0,035                  | 0,0392 | 0,0756 |
| 2014 | 0,035                  | 0,0390 | 0,0754 |
| 2015 | 0,035                  | 0,0389 | 0,0753 |
| 2016 | 0,034                  | 0,0374 | 0,0738 |
| 2017 | 0,032                  | 0,0361 | 0,0725 |
| 2018 | 0,030                  | 0,0339 | 0,0703 |

<sup>9</sup> LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO.- Artículo 53, cláusula *a*.

Como se había mencionado anteriormente el análisis para este estudio considera el precio del GLP en USD 13 (precio internacional), con lo que se determinó el ahorro que tendrían cada uno de los quintiles. (ANEXO 3.1).

El análisis de costos se determina con una cocina de inducción disponible en el mercado de 1 hornilla, Potencia: 1.000 w, Voltaje: 120 V y Frecuencia: 60 hz; su precio de venta es de USD 50, el tanque eléctrico que se considera, es de 20 litros, 120 V, 1.500 w a un costo promedio de USD 57; el cual fue estimado en este estudio para conseguir un ahorro progresivo.

Para determinar el ahorro de cada uno de los quintiles se considera que:

- La cocina de inducción se pagará en 24 cuotas a un interés anual del 5%,
- El tanque eléctrico se pagará en 60 cuotas, con interés del 5% anual.
- Eficiencia de la cocina de inducción 90%,
- Eficiencia de la cocina a gas 40%,
- Eficiencia del tanque eléctrico 99%,
- Eficiencia del calefón a gas 80%,

Con estos datos se determinó que la energía eléctrica consumida con cocinas de inducción será 2,25 veces menor que la energía consumida con GLP y la energía eléctrica consumida con los calentadores de agua propuestos es 1,27 veces menor que la energía consumida con GLP, por lo tanto los costos de energía eléctrica son relativamente menores que los costos con GLP. El análisis en detalle se presenta en el ANEXO 3.1 y se resume en la **Tabla 3.7**.

**Tabla 3.7:** Porcentaje de ahorro económico de cada quintil

| AÑOS | Quintil 1 |         | Quintil 2 |         | Quintil 3 |         | Quintil 4 |         | Quintil 5 |         |
|------|-----------|---------|-----------|---------|-----------|---------|-----------|---------|-----------|---------|
|      | Cocina    | Calefón |
| 2010 | 14,1%     | -       | 22,0%     | -       | 27,7%     | no      | 28,8%     | 0,2%    | 30,4%     | 0,7%    |
| 2011 | 13,0%     | -       | 21,0%     | -       | 26,7%     | no      | 27,8%     | no      | 29,5%     | no      |
| 2012 | 14,2%     | -       | 22,1%     | -       | 27,7%     | no      | 28,8%     | 0,3%    | 30,5%     | 0,8%    |
| 2013 | 14,3%     | -       | 22,2%     | -       | 27,9%     | no      | 29,0%     | 0,5%    | 30,6%     | 1,0%    |
| 2014 | 14,4%     | -       | 22,3%     | -       | 28,0%     | 0,09%   | 29,1%     | 0,8%    | 30,8%     | 1,3%    |
| 2015 | 14,5%     | -       | 22,4%     | -       | 28,1%     | 0,12%   | 29,2%     | 0,9%    | 30,8%     | 1,4%    |

En el análisis se considera que las familias con mayores posibilidades de ahorro económico (quintil 5) serán las que sustituyen sus cocinas y calentadores de agua a GLP por su equivalente en electricidad en el primer año (2010). En los subsiguientes años se irán incorporando a este sistema los demás quintiles de acuerdo al porcentaje de ahorro que presenten.

Así el quintil 5 presenta un porcentaje de ahorro del 30,4%, en cocción y 0,7% en calentamiento de agua para el año 2010 por lo tanto sustituye la cocina y el calefón de GLP por su equivalente en electricidad, se asume que solamente el 50% del quintil toma esta alternativa; esto representa 367.660 familias que compran la cocina de inducción y 318.638 familias que sustituyen su calefón a gas por un tanque eléctrico, como se había mencionado anteriormente esto es debido a que solo el 87% del quintil tiene calefón a gas en la actualidad.

En el año 2011 el quintil 4 presenta un ahorro del 27,8% en cocción, por lo que se asume que el 50% del quintil sustituye la cocina a gas por una cocina de inducción, además se supone que el resto del quintil 5 (50%) sustituye su cocina y su calefón a gas por artefactos eléctricos, esto representa 669.660 cocinas de inducción y 318.638 tanques eléctricos.

En el año 2012 se asume que el 50% del quintil 3 y el resto del quintil 4, sustituyen la cocina a gas por la de inducción, por otro lado se considera el ahorro del quintil 4 en calentamiento y se asume que el 50% de este quintil sustituye el calefón de gas.

Para este año entonces se incrementan 514.330 cocinas de inducción y 172.571 tanques eléctricos.

En el año 2013 se considera que el resto del quintil 3 sustituye su cocina de GLP, y el otro cincuenta por ciento del quintil 4 cambia el calefón a gas, esto representa un incremento de 212.330 cocinas de inducción y 172.571 tanques eléctricos.

En el año 2014, se asume que el quintil 2, compuesto por 237.390 familias que no se benefician del BDH, adquieren cocinas de inducción, al tener un ahorro del 22,3%. Para este año se incorpora además el consumo de 53.082 tanques eléctricos correspondientes al 50% de las familias del quintil 3.

En el año 2015, sucede algo similar al año anterior, es decir, las familias del quintil 1 que tienen cocinas a gas y que no se benefician del bono de desarrollo humano se cambian a utilizar cocinas de inducción, esto representa 58.720 cocinas. Además el resto del quintil 3 se cambia a utilizar tanques eléctricos.

Los resultados de las estimaciones realizadas se muestran en la **Tabla 3.8**

**Tabla 3.8:** Número de cocinas y tanques eléctricos que se incorporan en cada año.

| AÑOS | Quintil 1   | Quintil 2   | Quintil 3   |               | Quintil 4   |               | Quintil 5   |               | TOTAL            |                  |
|------|-------------|-------------|-------------|---------------|-------------|---------------|-------------|---------------|------------------|------------------|
|      | No. Cocinas | No. Cocinas | No. Cocinas | No. Calefones | No. Cocinas | No. Calefones | No. Cocinas | No. Calefones | No. Cocinas      | No. Calefones    |
| 2010 |             |             |             |               |             |               | 367.660     | 318.638       | 367.660          | 318.638          |
| 2011 |             |             |             |               | 302.000     |               | 367.660     | 318.638       | 669.660          | 318.638          |
| 2012 |             |             | 212.330     |               | 302.000     | 172.571       |             |               | 514.330          | 172.571          |
| 2013 |             |             | 212.330     |               |             | 172.571       |             |               | 212.330          | 172.571          |
| 2014 |             | 237.390     |             | 53.082        |             |               |             |               | 237.390          | 53.082           |
| 2015 | 58.720      |             |             | 53.082        |             |               |             |               | 58.720           | 53.082           |
|      |             |             |             |               |             |               |             |               | <b>2.060.090</b> | <b>1.088.582</b> |

Como se puede ver en el período 2010 – 2015 se incorporan 2`060.090 cocinas de inducción y 1`088.582 tanques eléctricos, de acuerdo a las estimaciones realizadas en cada año.

El cálculo de la demanda de energía en cada año de estudio se afecta por el **factor de coincidencia**, el mismo que determina la máxima demanda resultante de la combinación de un grupo individual de cargas.

El **factor de coincidencia** es función del número de cargas individuales, y decrece rápidamente en un principio y con más lentitud a medida que el número de consumidores se incrementa. Está definido por la siguiente función:

$$FC = -0,074 \ln(\#consumidores) + 1,518 \quad (2)$$

A manera de ejemplo en el ANEXO 3.2 se muestra el análisis efectuado a la hora de máxima demanda de energía para cocción (12H) y para calentamiento de agua (7H).

La demanda de energía además es afectada por el incremento poblacional en cada uno de los años de estudio. En la **Tabla 3.9** se muestra la tasa de crecimiento poblacional estimada por el INEC, la misma que se considera para este análisis.

**Tabla 3.9:** Tasa de crecimiento poblacional

| Años | Tasa de crecimiento (%) |
|------|-------------------------|
| 2008 | 1,47                    |
| 2009 | 1,45                    |
| 2010 | 1,42                    |
| 2011 | 1,40                    |
| 2012 | 1,38                    |
| 2013 | 1,36                    |
| 2014 | 1,35                    |
| 2015 | 1,33                    |
| 2016 | 1,32                    |
| 2017 | 1,31                    |
| 2018 | 1,29                    |
| 2019 | 1,26                    |
| 2020 | 1,21                    |

Fuente: INEC

Los resultados del incremento de potencia y energía por cocción y calentamiento de agua para cada año se muestran en el ANEXO 3.3.

La proyección de potencia y energía del Sistema Nacional se obtiene con los datos de la proyección normal del Plan Maestro de Electrificación a los que se les adicionó los datos obtenidos por cocción y calentamiento de agua. Los resultados se muestran en las **Tablas 3.11(a), 3.11(b) y 3.11(c)**, para los escenarios menor, medio y mayor respectivamente.

**Tabla 3.10(a)**  
PREVISIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA CON COCION Y CALENTAMIENTO DE AGUA  
En bornes de generación.

| ESCENARIO MENOR |                   |               |               |               |                 |       |
|-----------------|-------------------|---------------|---------------|---------------|-----------------|-------|
| AÑOS            | PROYECTADA NORMAL |               | TOTAL         |               | Factor de carga |       |
|                 | POTENCIA (MW)     | ENERGÍA (GWh) | POTENCIA (MW) | ENERGÍA (GWh) | normal          | Total |
| 2009            | 2.944             | 16.936        | 2 944         | 16 936        | 0,657           | 0,657 |
| 2010            | 3.056             | 17.638        | 3 127         | 18 139        | 0,659           | 0,662 |
| 2011            | 3.165             | 18.344        | 3 320         | 19 453        | 0,662           | 0,669 |
| 2012            | 3.272             | 19.057        | 3 502         | 20 702        | 0,665           | 0,675 |
| 2013            | 3.378             | 19.788        | 3 664         | 21 838        | 0,669           | 0,680 |
| 2014            | 3.484             | 20.523        | 3 815         | 22 891        | 0,672           | 0,685 |
| 2015            | 3.592             | 21.271        | 3 975         | 23 960        | 0,676           | 0,688 |
| 2016            | 3.704             | 22.037        | 4 089         | 24 761        | 0,679           | 0,691 |
| 2017            | 3.819             | 22.821        | 4 206         | 25 581        | 0,682           | 0,694 |
| 2018            | 3.948             | 23.711        | 4 338         | 26 506        | 0,685           | 0,697 |
| 2019            | 4.083             | 24.636        | 4 477         | 27 466        | 0,689           | 0,700 |
| 2020            | 4.221             | 25.597        | 4 621         | 28 461        | 0,692           | 0,703 |

**Tabla 3.10 (b)**  
**PREVISIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA CON COCION Y CALENTAMIENTO DE AGUA**  
**En bornes de generación.**

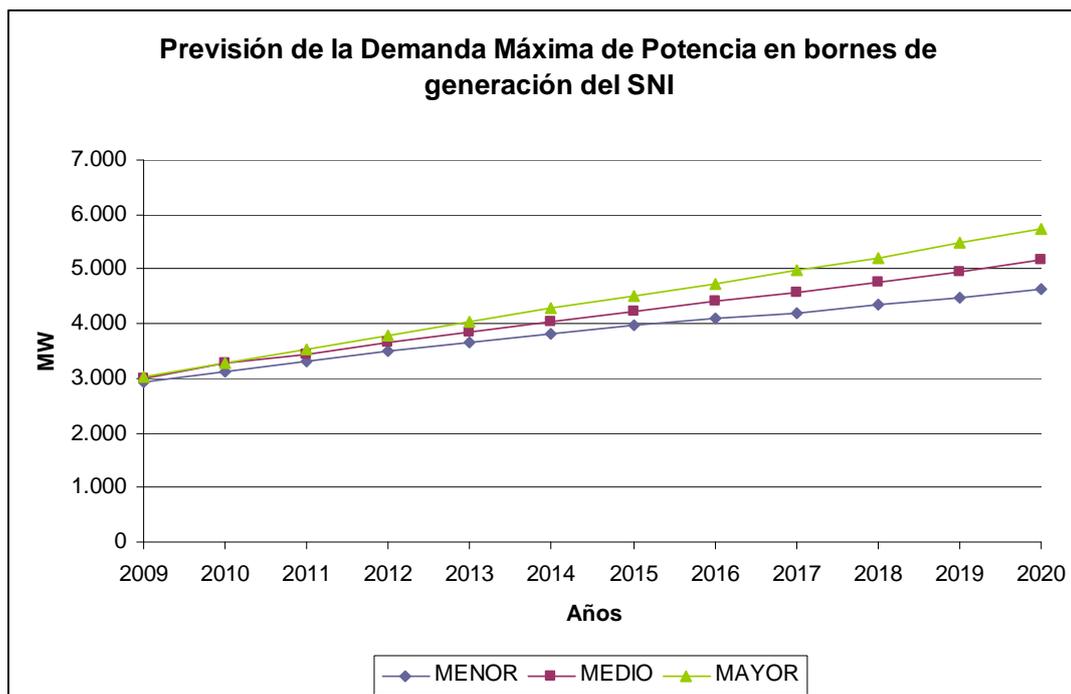
| <b>ESCENARIO MEDIO</b> |                          |                      |                      |                      |                        |              |
|------------------------|--------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|------------------------|--------------|
| <b>AÑOS</b>            | <b>PROYECTADA NORMAL</b> |                      | <b>TOTAL</b>         |                      | <b>Factor de carga</b> |              |
|                        | <b>POTENCIA (MW)</b>     | <b>ENERGÍA (GWh)</b> | <b>POTENCIA (MW)</b> | <b>ENERGÍA (GWh)</b> | <b>normal</b>          | <b>total</b> |
| 2009                   | 2.994                    | 17.268               | 2 994                | 17 268               | 0,658                  | 0,658        |
| 2010                   | 3.135                    | 18.148               | 3 290                | 18 649               | 0,661                  | 0,647        |
| 2011                   | 3.275                    | 19.052               | 3 430                | 20 161               | 0,664                  | 0,671        |
| 2012                   | 3.414                    | 19.984               | 3 644                | 21 629               | 0,668                  | 0,678        |
| 2013                   | 3.560                    | 20.946               | 3 846                | 22 996               | 0,672                  | 0,683        |
| 2014                   | 3.710                    | 21.940               | 4 041                | 24 308               | 0,675                  | 0,687        |
| 2015                   | 3.865                    | 22.967               | 4 240                | 25 656               | 0,678                  | 0,691        |
| 2016                   | 4.025                    | 24.028               | 4 404                | 26 752               | 0,681                  | 0,693        |
| 2017                   | 4.191                    | 25.125               | 4 575                | 27 885               | 0,684                  | 0,696        |
| 2018                   | 4.375                    | 26.381               | 4 765                | 29 176               | 0,688                  | 0,699        |
| 2019                   | 4.567                    | 27.700               | 4 962                | 30 531               | 0,692                  | 0,702        |
| 2020                   | 4.768                    | 29.085               | 5 168                | 31 950               | 0,696                  | 0,706        |

**Tabla 3.10 (c)**  
**PREVISIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA CON COCION Y CALENTAMIENTO DE AGUA**  
**En bornes de generación.**

| <b>ESCENARIO MAYOR</b> |                          |                      |                      |                      |                        |              |
|------------------------|--------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|------------------------|--------------|
| <b>AÑOS</b>            | <b>PROYECTADA NORMAL</b> |                      | <b>TOTAL</b>         |                      | <b>Factor de carga</b> |              |
|                        | <b>POTENCIA (MW)</b>     | <b>ENERGÍA (GWh)</b> | <b>POTENCIA (MW)</b> | <b>ENERGÍA (GWh)</b> | <b>normal</b>          | <b>total</b> |
| 2009                   | 3.041                    | 17.612               | 3 041                | 17 612               | 0,661                  | 0,661        |
| 2010                   | 3.209                    | 18.684               | 3 280                | 19 185               | 0,665                  | 0,668        |
| 2011                   | 3.383                    | 19.799               | 3 538                | 20 908               | 0,668                  | 0,675        |
| 2012                   | 3.562                    | 20.958               | 3 792                | 22 603               | 0,672                  | 0,680        |
| 2013                   | 3.749                    | 22.168               | 4 035                | 24 218               | 0,675                  | 0,685        |
| 2014                   | 3.944                    | 23.431               | 4 275                | 25 799               | 0,678                  | 0,689        |
| 2015                   | 4.148                    | 24.748               | 4 523                | 27 437               | 0,681                  | 0,693        |
| 2016                   | 4.361                    | 26.120               | 4 740                | 28 844               | 0,684                  | 0,695        |
| 2017                   | 4.583                    | 27.545               | 4 967                | 30 305               | 0,686                  | 0,696        |
| 2018                   | 4.825                    | 29.170               | 5 215                | 31 965               | 0,690                  | 0,700        |
| 2019                   | 5.081                    | 30.891               | 5 476                | 33 721               | 0,694                  | 0,703        |
| 2020                   | 5.351                    | 32.714               | 5 750                | 35 578               | 0,698                  | 0,706        |

Como se puede ver en las tablas anteriores se ha determinado el factor de carga, antes y después de incorporar la cocción y el calentamiento de agua con electricidad, mismo que mejora notablemente en el segundo caso, debido a que el consumo de electricidad para estos fines se da principalmente en la mañana.

En los gráficos 3.6 y 3.7 se muestran las proyecciones de Demanda de Potencia máxima y de Energía en bornes de Generación del Sistema Nacional Interconectado respectivamente, incorporando la cocción y calentamiento de agua.



**Gráfico 3.6**

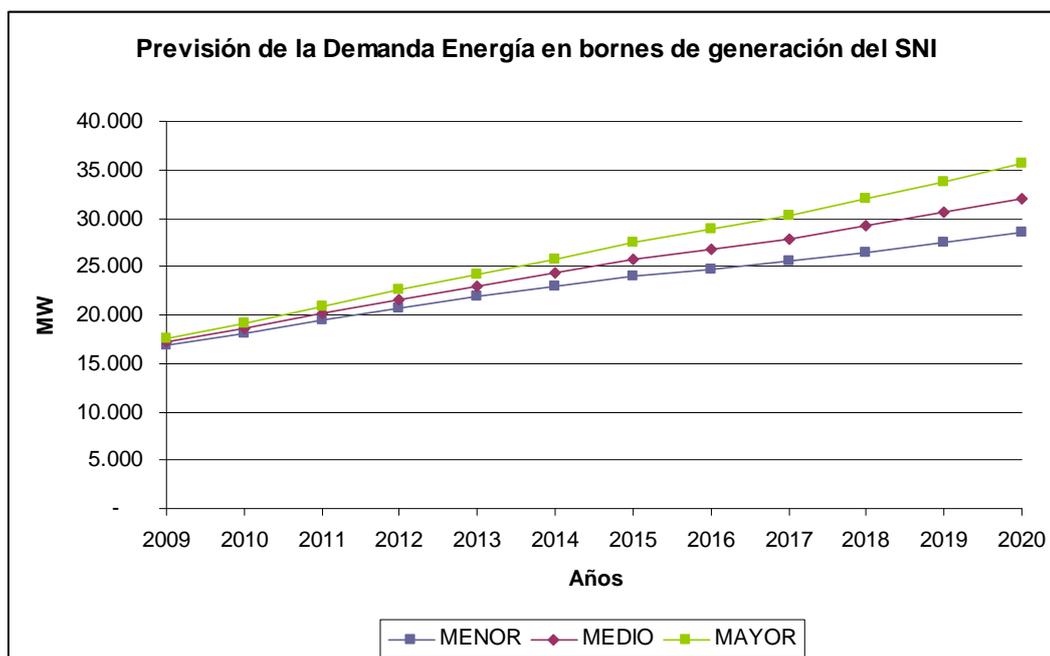


Gráfico 3.7

### 3.3.3 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA CON SUBSIDIO AL GAS ÚNICAMENTE PARA LOS BENEFICIARIOS DEL BONO DE DESARROLLO HUMANO Y UN INCREMENTO GRADUAL EN EL COSTO DEL ENERGÉTICO.

Para este caso la proyección de la demanda se realiza bajo la hipótesis de que el subsidio vigente sobre el gas se va eliminando gradualmente para todos los consumidores que no se beneficien del Bono de Desarrollo Humano; el incremento del cilindro de gas licuado de petróleo se va dando en un 60% del precio del año anterior hasta llegar a su precio real de importación que para el año 2008 fue de US\$ 13. En la **tabla 3.12** se muestra el precio del gas por año.

**Tabla 3.11.** Evolución del precio del GLP según hipótesis.

| <b>AÑOS</b> | <b>PRECIO (USD)</b> |
|-------------|---------------------|
| 2009        | 1,60                |
| 2010        | 2,56                |
| 2011        | 4,10                |
| 2012        | 6,55                |
| 2013        | 10,49               |
| 2014        | 13,00               |
| 2015        | 13,00               |
| 2016        | 13,00               |
| 2017        | 13,00               |
| 2018        | 13,00               |
| 2019        | 13,00               |
| 2020        | 13,00               |

De manera similar que para el tema anterior se realiza un análisis de costos entre: mantener el uso de gas licuado de petróleo (GLP) en los hogares o sustituirlo por electricidad; básicamente en cocción y calentamiento de agua, considerando la evolución de la tarifa eléctrica como se muestra en la tabla 3.7.

Las familias beneficiadas por el bono de desarrollo humano no entran en el estudio, ya que el subsidio al gas para este grupo se mantiene; y se trabaja con el grupo de familias que se benefician de este de acuerdo a la tabla 3.6 detallada anteriormente.

Así mismo el análisis de costos se determina con una cocina de inducción disponible en el mercado de 1 hornilla, Potencia: 1.000 w, Voltaje: 120 V y Frecuencia: 60 hz; su precio de venta es de USD 50, el tanque eléctrico que se considera, es de 20 litros, 120 V, 1.500 w a un costo promedio de USD 57; el cual fue estimado en este estudio para conseguir un ahorro progresivo.

En el caso de la cocina de inducción se considera que se pagará en 24 cuotas a un interés del 5% anual, y para el tanque eléctrico en 60 cuotas a un interés también del 5% anual. Los resultados se muestran en el ANEXO 3.4.

El análisis anterior, proporciona una guía para determinar la forma en que las familias sustituirían GLP por electricidad durante los años de estudio, como se puede ver en el ANEXO 3.4 durante los años 2010 a 2012 no existe ahorro por el precio bajo del cilindro de GLP, el ahorro se empieza a notar desde el año 2013 en el que el precio del gas es de US\$ 10,49. En la **tabla 3.12** se muestra un resumen del porcentaje de ahorro en los diferentes años.

**Tabla 3.12:** Porcentaje de ahorro económico de cada quintil

| AÑOS | Quintil 1 |         | Quintil 2 |         | Quintil 3 |         | Quintil 4 |         | Quintil 5 |         |
|------|-----------|---------|-----------|---------|-----------|---------|-----------|---------|-----------|---------|
|      | Cocina    | Calefón |
| 2010 | no        |         | no        |         | no        | No      | no        | no      | no        | no      |
| 2011 | no        |         | no        |         | no        | No      | no        | no      | no        | no      |
| 2012 | no        |         | no        |         | no        | No      | no        | no      | no        | no      |
| 2013 | no        |         | 3,50%     |         | 10,60%    | No      | 11,90%    | no      | 14,00%    | no      |
| 2014 | 14,40%    |         | 22,30%    |         | 28,00%    | 0,00%   | 29,10%    | 0,80%   | 30,80%    | 1,30%   |
| 2015 | 14,50%    |         | 22,40%    |         | 28,10%    | 0,10%   | 29,20%    | 0,90%   | 30,80%    | 1,40%   |
| 2016 | 15,50%    |         | 23,40%    |         | 29,10%    | 1,90%   | 30,20%    | 2,70%   | 21,90%    | 3,20%   |
| 2017 | 16,40%    |         | 24,30%    |         | 30,00%    | 3,50%   | 31,10%    | 4,30%   | 32,70%    | 4,80%   |

En el análisis se considera que las familias con mayores posibilidades de ahorro económico (quintil 5) serán las que sustituyen sus cocinas y calentadores de agua a GLP por su equivalente en electricidad en el primer año (2013). En los subsiguientes años se irán incorporando a este sistema los demás quintiles de acuerdo al porcentaje de ahorro que presenten.

Así el quintil 5 presenta un porcentaje de ahorro del 14% en cocción para el año 2010 por lo tanto sustituye su cocina de GLP por su equivalente en electricidad, se asume que el 100% del quintil toma esta alternativa; esto representa 735.320 familias.

En el año 2014 el quintil 4 presenta un ahorro del 29,1% en cocción, por lo que se asume que el quintil sustituye la cocina a gas por una cocina de inducción, además se supone que el quintil 5 sustituye su calefón a gas por un eléctrico, esto representa 604.000 cocinas de inducción y 637.277 tanques eléctricos.

En el año 2015 el quintil 3 presenta un ahorro del 28,1% en cocción, por lo que se asume que el quintil sustituyen la cocina a gas por la de inducción, por otro lado se considera el ahorro del quintil 4 en calentamiento de agua y se asume que las 345.142 familias del quintil sustituye el calefón de gas.

En el año 2016 se considera que el quintil 2 sustituye su cocina de GLP, y el cincuenta por ciento del quintil 3 cambia el calefón a gas, esto representa un incremento de 237.390 cocinas de inducción y 53.082 tanques eléctricos.

En el año 2017, se asume que el quintil 1, compuesto por 58.720 familias que no se benefician del BDH, adquieren cocinas de inducción, al tener un ahorro del 16,4%. Para este año se incorpora además el consumo de 53.082 tanques eléctricos correspondientes al 50% de las familias del quintil 3.

Los resultados de las estimaciones realizadas se muestran en la **Tabla 3.13**

**Tabla 3.13:** Número de cocinas y tanques eléctricos que se incorporan en cada año.

| AÑOS | Quintil 1   | Quintil 2   | Quintil 3   |               | Quintil 4   |               | Quintil 5   |               | TOTAL            |                  |
|------|-------------|-------------|-------------|---------------|-------------|---------------|-------------|---------------|------------------|------------------|
|      | No. Cocinas | No. Cocinas | No. Cocinas | No. Calefones | No. Cocinas | No. Calefones | No. Cocinas | No. Calefones | No. Cocinas      | No. Calefones    |
| 2010 |             |             |             |               |             |               |             |               | 0                | 0                |
| 2011 |             |             |             |               |             |               |             |               | 0                | 0                |
| 2012 |             |             |             |               |             |               |             |               | 0                | 0                |
| 2013 |             |             |             |               |             |               | 735.320     |               | 735.320          | 0                |
| 2014 |             |             |             |               | 604.000     |               |             | 637.277       | 604.000          | 637.277          |
| 2015 |             |             | 424.660     |               |             | 345.143       |             |               | 424.660          | 345.143          |
| 2016 |             | 237.390     |             | 53.082        |             |               |             |               | 237.390          | 53.082           |
| 2017 | 58.720      |             |             | 53.082        |             |               |             |               | 58.720           | 53.082           |
|      |             |             |             |               |             |               |             |               | <b>2.060.090</b> | <b>1.088.585</b> |

La metodología aplicada para obtener la demanda de potencia y de energía es la misma que se aplicó en el escenario anterior, de este análisis se obtiene la proyección de potencia y energía correspondiente a cocción y calentamiento de agua con electricidad, los resultados se muestran en el ANEXO 3.5.

La proyección de potencia y energía del Sistema Nacional se obtiene con los datos de la proyección normal del Plan Maestro de Electrificación a los que se les adicionó los datos obtenidos por cocción y calentamiento de agua determinados en este escenario. Los resultados se muestran en las **tablas 3.14(a), 3.14(b) y 3.14(c)**, para los escenarios menor, medio y mayor respectivamente.

**Tabla 3.14 (a)**  
**PREVISIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA CON COCION Y CALENTAMIENTO DE AGUA**  
 En bornes de generación.

| <b>ESCENARIO MENOR</b> |                          |                      |                      |                      |                        |              |
|------------------------|--------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|------------------------|--------------|
| <b>AÑOS</b>            | <b>PROYECTADA NORMAL</b> |                      | <b>TOTAL</b>         |                      | <b>Factor de carga</b> |              |
|                        | <b>POTENCIA (MW)</b>     | <b>ENERGÍA (GWh)</b> | <b>POTENCIA (MW)</b> | <b>ENERGÍA (GWh)</b> | <b>Normal</b>          | <b>Total</b> |
| 2009                   | 2.944                    | 16.936               | 2 944                | 16 936               | 0,657                  | 0,657        |
| 2010                   | 3.056                    | 17.638               | 3 056                | 17 638               | 0,659                  | 0,659        |
| 2011                   | 3.165                    | 18.344               | 3 165                | 18 344               | 0,662                  | 0,662        |
| 2012                   | 3.272                    | 19.057               | 3 272                | 19 057               | 0,665                  | 0,665        |
| 2013                   | 3.378                    | 19.788               | 3 437                | 20 232               | 0,669                  | 0,672        |
| 2014                   | 3.484                    | 20.523               | 3 664                | 21 817               | 0,672                  | 0,680        |
| 2015                   | 3.592                    | 21.271               | 3 862                | 23 206               | 0,676                  | 0,686        |
| 2016                   | 3.704                    | 22.037               | 4 045                | 24 474               | 0,679                  | 0,691        |
| 2017                   | 3.819                    | 22.821               | 4 205                | 25 572               | 0,682                  | 0,694        |
| 2018                   | 3.949                    | 23.711               | 4 337                | 26 497               | 0,685                  | 0,697        |
| 2019                   | 4.083                    | 24.636               | 4 476                | 27 457               | 0,689                  | 0,700        |
| 2020                   | 4.222                    | 25.597               | 4 620                | 28 452               | 0,692                  | 0,703        |

**Tabla 3.14 (b)**  
**PREVISIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA CON COCION Y CALENTAMIENTO DE AGUA**  
 En bornes de generación.

| <b>ESCENARIO MEDIO</b> |                          |                      |                      |                      |                        |              |
|------------------------|--------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|------------------------|--------------|
| <b>AÑOS</b>            | <b>PROYECTADA NORMAL</b> |                      | <b>TOTAL</b>         |                      | <b>Factor de carga</b> |              |
|                        | <b>POTENCIA (MW)</b>     | <b>ENERGÍA (GWh)</b> | <b>POTENCIA (MW)</b> | <b>ENERGÍA (GWh)</b> | <b>Normal</b>          | <b>Total</b> |
| 2009                   | 2.994                    | 17.268               | 2 994                | 17 268               | 0,658                  | 0,658        |
| 2010                   | 3.135                    | 18.148               | 3 135                | 18 148               | 0,661                  | 0,661        |
| 2011                   | 3.275                    | 19.052               | 3 275                | 19 052               | 0,664                  | 0,664        |
| 2012                   | 3.414                    | 19.984               | 3 414                | 19 984               | 0,668                  | 0,668        |
| 2013                   | 3.560                    | 20.946               | 3 619                | 21 390               | 0,672                  | 0,675        |
| 2014                   | 3.710                    | 21.940               | 3 890                | 23 234               | 0,675                  | 0,682        |
| 2015                   | 3.865                    | 22.967               | 4 135                | 24 902               | 0,678                  | 0,687        |
| 2016                   | 4.025                    | 24.028               | 4 366                | 26 465               | 0,681                  | 0,692        |
| 2017                   | 4.191                    | 25.125               | 4 574                | 27 876               | 0,684                  | 0,696        |
| 2018                   | 4.375                    | 26.381               | 4 763                | 29 168               | 0,688                  | 0,699        |
| 2019                   | 4.568                    | 27.700               | 4 961                | 30 522               | 0,692                  | 0,702        |
| 2020                   | 4.769                    | 29.085               | 5 167                | 31 941               | 0,696                  | 0,706        |

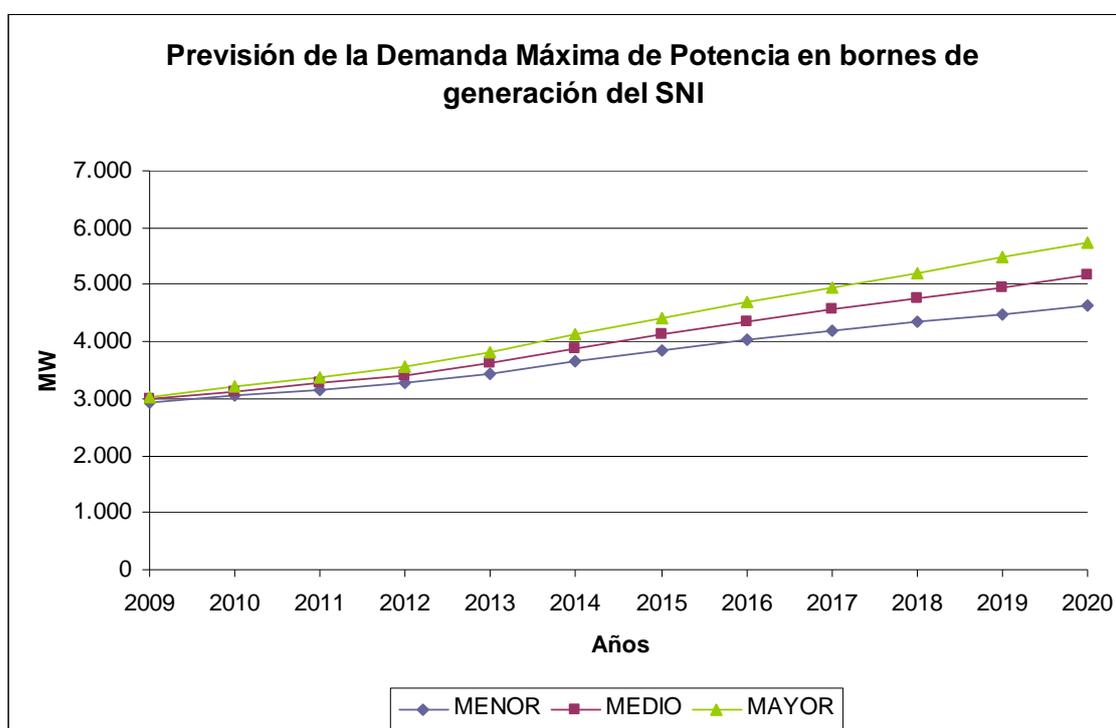
**Tabla 3.14 (c)**  
**PREVISIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA CON COCION Y CALENTAMIENTO DE AGUA**  
 En bornes de generación.

| <b>ESCENARIO MAYOR</b> |                          |                      |                      |                      |                        |              |
|------------------------|--------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|------------------------|--------------|
| <b>AÑOS</b>            | <b>PROYECTADA NORMAL</b> |                      | <b>TOTAL</b>         |                      | <b>Factor de carga</b> |              |
|                        | <b>POTENCIA (MW)</b>     | <b>ENERGÍA (GWh)</b> | <b>POTENCIA (MW)</b> | <b>ENERGÍA (GWh)</b> | <b>normal</b>          | <b>Total</b> |
| 2009                   | 3.041                    | 17.612               | 3 041                | 17 612               | 0,661                  | 0,661        |
| 2010                   | 3.209                    | 18.684               | 3 209                | 18 684               | 0,665                  | 0,665        |
| 2011                   | 3.383                    | 19.799               | 3 383                | 19 799               | 0,668                  | 0,668        |
| 2012                   | 3.562                    | 20.958               | 3 562                | 20 958               | 0,672                  | 0,672        |
| 2013                   | 3.749                    | 22.168               | 3 808                | 22 612               | 0,675                  | 0,678        |
| 2014                   | 3.944                    | 23.431               | 4 124                | 24 725               | 0,678                  | 0,684        |
| 2015                   | 4.148                    | 24.748               | 4 418                | 26 683               | 0,681                  | 0,689        |
| 2016                   | 4.361                    | 26.120               | 4 702                | 28 557               | 0,684                  | 0,693        |
| 2017                   | 4.583                    | 27.545               | 4 966                | 30 296               | 0,686                  | 0,696        |
| 2018                   | 4.826                    | 29.170               | 5 214                | 31 956               | 0,690                  | 0,700        |

|      |       |        |       |        |       |       |
|------|-------|--------|-------|--------|-------|-------|
| 2019 | 5.082 | 30.891 | 5 475 | 33 712 | 0,694 | 0,703 |
| 2020 | 5.351 | 32.714 | 5 749 | 35 569 | 0,698 | 0,706 |

Como se puede ver en las tablas anteriores se ha determinado el factor de carga, antes y después de incorporar la cocción y calentamiento de agua con electricidad, mismo que mejora notablemente en el segundo caso, debido a que el consumo de electricidad para estos fines (cocción y calentamiento de agua eléctrico) se da principalmente en la mañana.

En los gráficos 3.8 y 3.9 se muestran las proyecciones de Demanda de Potencia máxima y de Energía en bornes de Generación del Sistema Nacional Interconectado respectivamente, incorporando la cocción y calentamiento de agua.



**Gráfico 3.8**

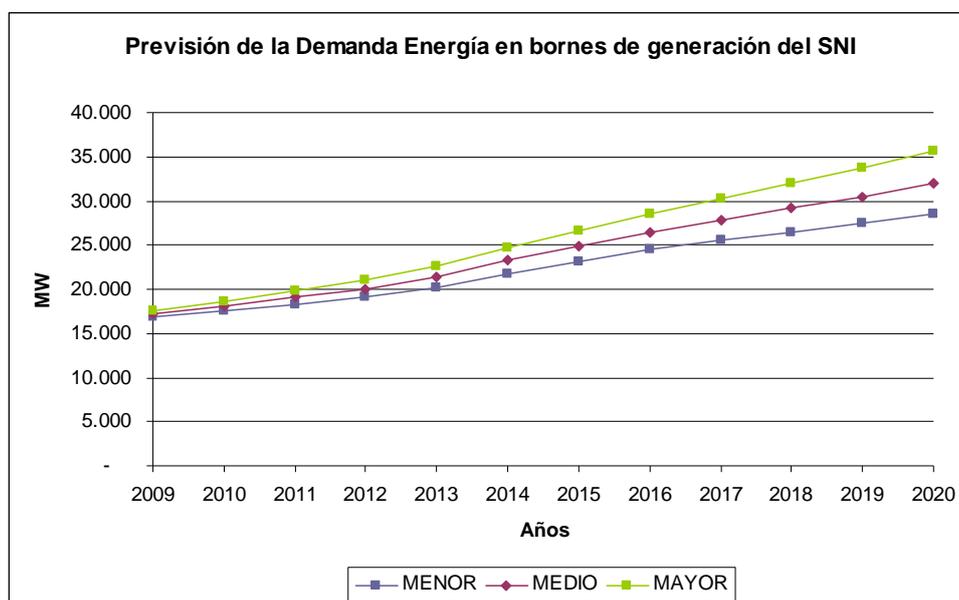
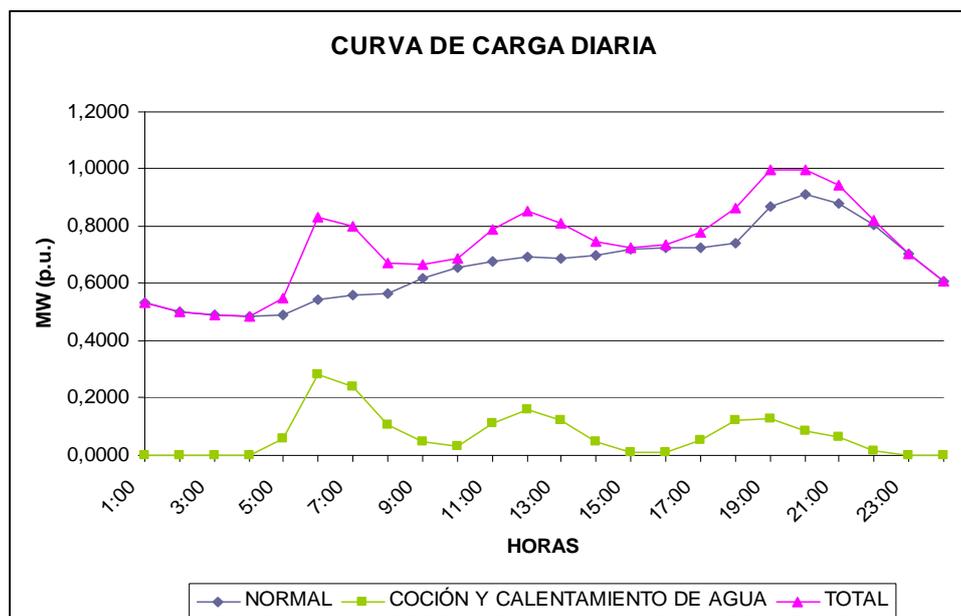


Gráfico 3.9

### 3.3.3.1 Curva de carga diaria.

A continuación se indican las curvas de carga para un día típico, del S.N.I. con y sin cocción y calentamiento de agua eléctrico. La potencia se expresa en por unidad (p.u.) de la máxima total; esto es con cocción y calentamiento de agua eléctrico.



**Gráfico 3.10**

La incorporación de consumos por calentamiento de agua y cocción con electricidad han sido analizados para establecer el impacto de este consumo en la curva de carga diaria y más concretamente en la hora de pico.