

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
RECINTO UNIVERSITARIO SIMON BOLIVAR
UNI-RUSB**

**FACULTAD DE ELECTROTECNIA Y COMPUTACION
FEC**

TEMA MONOGRAFICO:

ESTUDIO DE LA SEGURIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA EN EL
SISTEMA ELECTRICO DE NICARAGUA EN EL PERIODO 2000 AL 2018

ELABORADO POR:

Br. JAIME EZEQUIEL TORREZ MONTALVAN

TUTOR:

Msc. Ing. NAPOLEON BLANCO OROZCO

MANAGUA, julio 2014

DEDICATORIA

El presente trabajo es dedicado principalmente a mi mamá, Milagros Del Socorro Montalván Martínez, quien fue mi columna vertebral durante mis años de estudio, a mis hermanos, muy en especial a mi hermano Hollman Javier Tórrez Montalván que ya descansa en la paz del señor quien partió de este mundo a inicios de este año y el que me enseñó a luchar en esta vida por mis ideales y el que fue el ejemplo a seguir de lucha determinación y amor hacia los demás, también le dedico esta tesis a mis amigos que siempre estuvieron conmigo y formaron parte de cada una de las etapas estudio en mi vida. Además incluyo a mis docentes y muy en especial al Máster Napoleón Blanco quienes me ofrecieron su conocimiento en todo el trayecto de mi carrera, y me brindaron su ayuda en momentos en que necesite aclaración u orientación y por su amistad.

Agradezco primeramente a Dios por permitirme llegar a este momento y por las bendiciones recibidas, a mi madre quien con esfuerzo verdadero me apoyo con todo lo que estuvo a su alcance y procuro garantizar mi formación profesional; Agradezco a mis amigos con quienes esos años de estudio reímos, discutimos y nos ayudamos mutuamente, quienes permanecen en un lugar especial en mi mente y finalmente agradezco a los docentes que mostrando su profesionalismo me brindaron las herramientas necesarias para alcanzar el conocimiento y desarrollo de mi carrera y en especial al profesor Napoleón Blanco a quien le agradezco haya sido el tutor de mi tesis le agradezco por su apoyo, tiempo y dedicación.

RESUMEN DEL TEMA

En este trabajo se evalúan de los niveles de seguridad de suministro energético considerando el comportamiento del sector electricidad en los años 2000 hasta el año 2012 y evaluando proyecciones realizadas a futuro para el año 2018: además estableciendo un conjunto de indicadores cuantitativos, que permitan presentar conclusiones acertadas después de la aplicación de los mismos aportando información valiosa para la toma de decisiones de expansión del sistema eléctrico nicaragüense y reducir la incertidumbre de poseer un sistema inseguro.

De experiencia internacional se ha propuesto abordar la problemática seguridad de suministro (SSE) en diversos países de la unión europea, en estados unidos y países latinoamericanos como el caso de Uruguay y Chile, trabajos que han dado las pautas para la planificación de escenarios de expansión que no expongan los sistemas de generación a riesgos y contingencias originadas por la inseguridad que presentan los sistemas de energéticos ante la limitación del recurso energético para la generación de energía.

Primeramente para estudiar la seguridad del suministro es necesario tener pleno conocimiento del comportamiento de la demanda vs la oferta de energía eléctrica, temáticas abordadas en el capítulo 1 en donde se realiza un análisis estadístico para conocer la situación del mercado eléctrico nacional en esos años, con la ayuda de gráficos y tablas para modelar la oferta y demanda de energía. El Análisis y desarrollo de los datos son divididos en cuatro capítulos principales en los que de manera ascendente se aborda el tema de la Seguridad del Suministro de Energía (SSE), con todas sus implicaciones y componentes, considerando varios indicadores utilizados a nivel internacional y seleccionando en base a la información disponible los indicadores que pueden aplicarse a la MEN, para luego presentar resultados y conclusiones acerca de la SSE, y desvelar los aciertos y los errores que ha tenido el sector energético según el resultado de los indicadores aplicados.

Luego se estudian y analizan 2 planes de expansión realizados por distintas instituciones en años diferentes, pero que convergen en el horizonte de planeamiento que pretende alcanzar mayor porcentajes de participación de las fuentes primarias de generación renovables, mayormente plantas hidroeléctricas, es por eso que cada planta es analizada detalladamente con sus avances incluidos en los planes hasta el año 2014 y lo que considera en Ministerio de Energía y Minas (MEM) en mediano plazo para poder incluir estos proyectos en el periodo de tiempo al que está limitado este estudio y que se extiende hasta el 2018.

Finalmente se revisa la información que requiere cada indicador para su aplicación y si se encuentra disponible para ser procesada en cada indicador seleccionando únicamente los indicadores que cuentan con toda la información requerida para su aplicación disponible.

Los principales indicadores que se han implementado internacionalmente son: índice de seguridad de suministro, Stirling, sustentabilidad energética, rosa de robustez y el indicador de pérdidas esperada de carga. (Molina J. Martínez, V. Rudnick, H. 2004. Sandrine Toupiol, Cecilia Martin del Campo M. y Rubén Ortega C. (2007). *Análisis de Decisión de Planificación de la Expansión del Sistema Eléctrico Mexicano* Retamales Lermada, Gonzalo P. (2005). *Indicadores de Seguridad de Suministro Eléctrico (SSE) en Chile.*), entre otros indicadores de menor aplicación, por ser indicadores elementales que no consideran la aleatoriedad de las eventualidades y se reducen únicamente a valores de capacidad instalada y demanda únicamente.

Una vez seleccionado los indicadores de SSE son aplicados a la Matriz Energética de Nicaragua (MEN), tomando como referencia los planes de expansión y dentro del plan los proyectos que se ejecutaran antes del 2018. Es el momento central del estudio en donde se aportan las valoraciones y estimaciones de los planes de expansión, etapa que difiere de otros estudios por el hecho de que aquí no se consideran diversos planes de expansión en los que se apunte únicamente por una tecnología en especial, sino que directamente se trata de evaluar el escenario de proyección que tiene el mayor porcentaje de cumplimiento, y de esta manera presentar las conclusiones sobre la seguridad del suministro de energía eléctrica, tema que es el principal interés del estudio. Tema que también es de interés nacional, porque de ello depende en gran medida la productividad y el desarrollo económico del país. Cuando se garantiza el correcto funcionamiento de toda la cadena energética, generación, transmisión, distribución, es cuando se crea un entorno seguro para realizar la interacción generador – consumidor, garantizando la operación y productividad del sector industrial, garantizando el suministro al sector comercio y contribuyendo al bienestar del sector residencial, porque se garantiza la continuidad y la asequibilidad del servicio a nivel nacional.

INDICE

INTRODUCCIÓN	2
OBJETIVOS	4
JUSTIFICACIÓN	5
MARCO TEÓRICO	6
ANÁLISIS Y DESARROLLO	8
1.1. CAPITULO 1: COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE LA OFERTA Y LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN NICARAGUA LOS AÑOS 2000 AL 2012.	8
1.1.1. <i>Introducción</i>	8
1.1.2. <i>Objetivo del capítulo</i>	9
1.1.3. <i>Tipos de plantas utilizadas en nicaragua</i>	9
1.1.4. <i>Comportamiento historico de la oferta y demanda de energia electrica en el periodo 2000 – 2012</i> 12	
1.1.5. <i>Conclusión</i>	33
1.2. CAPITULO 2: PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA Y LA EVOLUCION DE LA MATRIZ ENERGETICA DE NICARAGUA PREVISTA PARA EL AÑO 2018.....	34
1.1.6. <i>Introduccion</i>	34
1.1.7. <i>Objetivo</i>	34
1.1.8. <i>Matriz energetica actual</i>	34
1.1.9. <i>Expansión de la generacion de energia eléctrica hasta el 2018</i>	36
1.1.10. <i>Proyeccion de la demanda de energia en nicaragua</i>	52
1.1.11. <i>Conclusión</i>	55
1.3. CAPITULO 3: DESCRIPCION, EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE LOS INDICADORES DE SEGURIDAD ENERGETICA APLICABLES AL SECTOR ENERGETICO DE NICARAGUA.	56
1.1.12. <i>Introducción</i>	56
1.1.13. <i>Objetivo</i>	57
1.1.14. <i>evaluacion y selección</i>	57
1.1.15. <i>Conclusion:</i>	72
1.4. CAPITULO 4: APLICACIÓN DE INDICADORES DE SEGURIDAD ENERGETICA SELECCIONADOS PREVIAMENTE.	72
1.1.16. <i>Introducción:</i>	73
1.1.17. <i>Objetivo del capítulo:</i>	73
1.1.18. <i>Aplicación de los Indicadores para evaluar la seguridad del suministro de energia electrica en nicaragua.</i>	73
1.1.19. <i>Conclusión:</i>	86
CONCLUSIONES	87
RECOMENDACIONES	89
BIBLIOGRAFIA	90
ANEXOS	93

INTRODUCCIÓN

Según el informe de la World Economic Outlook 2010 del Fondo Monetario Internacional, el incremento poblacional en el mundo desde 1900 hasta 1990 ha sido del 321% (es decir 5.2 veces), mientras que el incremento en el consumo de energía eléctrica para ese mismo periodo fue del 1500% (es decir 15 veces) (CIEMAT, 2002), esto muestra que el crecimiento poblacional y el consumo de energía, no es proporcional. De esta relación del 5.2 veces la población mundial con respecto a las 15 veces el aumento del consumo de energía eléctrica, es posible prever proyecciones del consumo de energía para los próximos años con crecimiento vertical de la demanda de energía eléctrica. Aún en países subdesarrollados en donde el PIB es menor que los países miembros del OCDE, se nota la importancia que tiene el suministro de energía eléctrica, puesto que toda actividad requiere de electricidad, desde la producción de equipos y maquinarias, pasando por el vestuario y el calzado, la producción y empaque de los alimentos, hasta en bombeo de agua potable a nuestras viviendas. Todo lo mencionado anteriormente hace referencia a una necesidad absoluta del suministro de energía eléctrica, tanto así que el desarrollo de un país depende del desarrollo y la robustez del sistema eléctrico de la nación. (PNUD, los Tres pilares del desarrollo sostenible, 2012)

En este momento Nicaragua se encuentra en pleno desarrollo del Sistema Interconectado Nacional (SIN), introduciendo nuevas plantas generadoras, nuevas subestaciones, líneas de transmisión, ampliación de las redes de distribución para llegar a abastecer los nuevos asentamientos y urbanizaciones que cada día son más (Ministerio de Energía y Minas (MEM), 2013).

Ante la necesidad de generar energía eléctrica para abastecer la demanda se contraponen una gran cantidad de factores como: sociales, políticos, y los de mayor peso, los económicos, que hacen que los costos de generación de energía eléctrica, su transporte y la distribución hasta los consumidores finales sean fluctuantes y variables en el tiempo. La Matriz Energética de Nicaragua (MEN) se encuentra vulnerable a las constantes variaciones del precio de los combustibles, por que aún se encuentra en un 67% dependiente de las plantas térmicas (INE, 2013), además de los cambios en el clima que afectan a las generadoras con fuentes renovables como el caso de las Hidroeléctricas que generan a media capacidad en tiempos de sequía cuando el caudal de los embalses disminuyen, y el caso de las eólicas que en algún momento del día, pierden gran parte de su capacidad de generación debido a escasos o exceso de viento, como el caso de las generadoras del Consorcio Amayo. Todo esto genera para los gobiernos preocupación, puesto que el clima, es un factor externo e incontrolable, lo que ocasiona escasos de fuentes de energía eléctrica en distintos meses del año, en momentos en que la economía del país se encuentra creciendo a un ritmo lento.

Lo mencionado con anterioridad es motivo para tener pleno interés en la seguridad del suministro energético, aplicando indicadores cuantitativos y cualitativos para determinar así capacidad del SIN de responder a la demanda de energía eléctrica y la robustez del SIN ante cualquier eventualidad desfavorable que se presente.

En el estudio se trata de informar las condiciones y líneas futuras de tendencia de la Seguridad del Suministro Energético (SSE), dando las pautas sobre cómo mantener o aumentar la seguridad energética del país mediante el equilibrio de cuatro propiedades: capacidad, accesibilidad, asequibilidad y aceptabilidad. También considerando el comportamiento del consumidor final del producto, es decir la demanda de energía eléctrica de Nicaragua, que debe acompañar simultáneamente todas las políticas de expansión y ampliación que emprendan las instituciones y ministerios que controlan y dirigen el sector energético.

Todo lo descrito inicialmente es el propósito para el desarrollo de este tema monográfico, aplicándolo muy en especial a las condiciones actuales del país y las proyecciones futuras que se hacen para la matriz energética de Nicaragua, teniendo claros los objetivos que se deben cumplir para orientar en el desarrollo del estudio, adoptando una metodología que se adapte a la realidad nicaragüense y el procesamiento de los datos para la realización y el desarrollo de este trabajo investigativo, dejando claro que lo evaluado es la seguridad del sistema eléctrico y no la confiabilidad, porque cuando se habla de seguridad incluye una gran cantidad de parámetros incluido dentro de ellos la confiabilidad. La diferencia entre seguridad y confiabilidad radica principalmente el tiempo que evalúan ambas. La confiabilidad se encarga de evaluar el comportamiento del sistema en el corto plazo atendiendo principalmente aspectos medioambientales, afectaciones y estado de las estructuras de líneas de transmisión, robustez de las redes de distribución, etc. mientras que la seguridad del suministro es un análisis mucho más completo en el que se encarga de medir la confiabilidad, robustez, diversidad de todo el sistema eléctrico nacional. (Ventosa, 2010)

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL:

Estudiar la seguridad del suministro de energía eléctrica en el sistema eléctrico de Nicaragua en el periodo desde el año 2010 hasta el 2018.

OBJETIVOS ESPECIFICOS:

Analizar el comportamiento de la oferta y demanda de energía eléctrica en Nicaragua en el período del 2000 al 2012.

Estudiar los escenarios de proyección de demanda y oferta de energía eléctrica hasta el 2018, tomando en cuenta todos los proyectos que se ejecuten en este período.

Presentar indicadores que evalúen la seguridad de suministro energético del sistema eléctrico de Nicaragua con información de libre acceso.

Aplicar los indicadores de seguridad del suministro al Sistema Eléctrico de Nicaragua, previamente seleccionados.

JUSTIFICACIÓN

Después de la Revolución Industrial, es casi imposible para el ser humano llevar a cabo sus actividades diarias sin energía eléctrica, porque el suministro energético es de vital importancia para el desarrollo sostenible del país, por tal razón, la seguridad, confiabilidad y eficiencia debe de ser garantizada a los consumidores finales, para poder seguir desarrollando el país, atrayendo a nuevos inversionistas, y asegurando a las empresas el suministro y de esta manera agilizar la economía del país. En este estudio se evaluará la modificación prevista por el Ministerio de Energía y Minas, para los próximos cuatro años de la MEN, observando el comportamiento de la generación de energía desde el año 2000 hasta el año 2018. Aportará además una valiosa colaboración hacia las autoridades responsables del suministro eléctrico del país, puesto que como resultado de este estudio se tiene una evaluación de los planes de expansión para los próximos años presentados por el MEM y la antigua comisión nacional de energía de Nicaragua, además de presentar si el rumbo que lleva el cambio de la matriz energética va a ser segura o de alguna u otra manera va a empeorar la seguridad de suministro energético.

Tratando así de evitar la crisis energética que sufrió el país en los años anteriores en donde el razonamiento del suministro fue una de las soluciones que adoptaron las autoridades en esos momentos de crisis energéticas (año 2006), se aplican los indicadores de seguridad energética al sistema eléctrico nacional de Nicaragua, utilizados a nivel mundial para evaluar si el sector energético es seguro ahora, y en los próximos años siguiendo el horizonte de planeamiento que publican las autoridades del país, dando una clara visión de lo que a futuro pasará con la electricidad. Debido a la relación existente entre el consumo de energía con los aspectos económicos, políticos y sociales, es de suma importancia conocer los niveles de SSE de la MEN, por la relación existente entre la producción de energía el crecimiento de la economía y el desarrollo en todos los ámbitos de la sociedad nicaragüense.

Cada proyecto que se ejecuta tuvo un estudio de viabilidad o factibilidad previamente, además del estudio que realiza el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) para evaluar la tecnología y la disponibilidad del recurso de cada proyecto de generación nuevo y que este no afecte la estabilidad del SIN. Para el Ministerio de Energía y Minas, el cambio de la MEN es inminente y se estima que en 2017 alcance el 90% de generación a base de recursos renovables, es aquí en donde evaluar la seguridad del suministro energético toma importancia, conociendo todos y cada uno de los proyectos incluidos en los planes de expansión de la generación y los que se ejecuten antes del 2018, para después aplicar los indicadores internacionales de seguridad de suministro y presentar conclusiones que den a conocer si el curso que lleva la transformación de la matriz energética para el 2018, es segura y confiable.

MARCO TEÓRICO

El futuro de Nicaragua en términos de energía eléctrica es bastante incierto debido a la alta dependencia del petróleo, conjuntamente con esta incertidumbre debemos tener en cuenta la inestabilidad del clima debido a los cambios naturales y antropogénicos que le afectan. En nuestro país la institución encargada de las modificaciones y cambios a la matriz energética de Nicaragua es el Ministerio de Energía y Minas, quien procura el desarrollo energético del país, está realizando esfuerzos para cambiar la matriz energética de Nicaragua que a este momento alcanza el 63% de energía generada a base de petróleo (Ministerio de Energía y Minas. 2012). Actualmente se están impulsando grandes proyectos de generación de energía usando fuentes alternas y limpias, incentivando estas nuevas tecnologías con bonos de carbonos, tratando de atraer nuevos inversionistas interesados en la rentabilidad y abundancia de recursos para la generación de energía con la que Nicaragua cuenta. Al esfuerzo de cambiar la matriz energética se suma el gobierno quien invierte en pequeños proyectos en zonas rurales del país en donde es casi imposible extender la red de distribución por las grandes distancias que deberían de recorrer, sin mencionar los problemas técnicos que esto traería consigo.

Todos y cada uno de las concesiones otorgadas para la explotación de los recursos energéticos del país, deben de coincidir con la evolución de la demanda, para poder establecer un balance energético entre la demanda y la oferta, es decir entre la cantidad de energía eléctrica que se ofrece y la demanda de la misma, teniendo en cuenta su comportamiento histórico y su proyección futura para tener una idea al menos de lo que depara el futuro al sector energético del país.

En el país cada día nos encontramos más encaminados hacia la “globalización”, en donde la energía eléctrica es lo que mueve al mundo de hoy, los adelantos tecnológicos, la expansión de grandes industrias, el crecimiento vertical de la demanda hace que los gobiernos se interesen por el tema ENERGÍA ELÉCTRICA, que es lo principal para el desarrollo económico de la nación. (Rudnick. 2004).

Todo lo mencionado con anterioridad nos plantea la necesidad de estudiar el problema de la seguridad energética, es decir la diversidad de fuentes, el crecimiento de la demanda, la generación de mayor valor agregado del país, la robustez del sistema, la cobertura eléctrica y aspectos económicos. Lo que ha llevado a diversos investigadores a desarrollar metodologías que permiten establecer indicadores de seguridad de suministro, los cuales presentan dos alternativas de evaluación, una cualitativa y la otra cuantitativa. La primera, entrega evaluaciones cualitativas, en donde el enfoque es la ponderación o utilización de listas de chequeo que permiten establecer una relación entre el suministro y la demanda; y la segunda, entregar indicadores con información cuantitativa que permiten establecer el grado ó evolución del sistema energético en variables principales. (Rudnick. 2004)

Los principales indicadores que se han implementado internacionalmente son: índice de seguridad de suministro, Stirling, índice de sustentabilidad energética, índice rosa de robustez y el indicador de pérdidas esperada de carga. (Molina, Martínez, Rudnick, 2004.) Además de los indicadores mencionados anteriormente se han aplicado otra variedad de indicadores más sencillos y simples de cálculo, pero con gran aporte de información sobre los niveles de seguridad de suministro, al igual que los mencionados anteriormente. Indicadores como: Índice de concentración de mercado (ICM), Indicador Margen de reserva (RM, por siglas en ingles), Indicador Perdida del Mayor Generador (LU, por siglas en ingles). (Ventosa. Ramos. 2010).

El índice de seguridad de suministro de la Unión Europea (Scheepers). 2007.) parte de una relación entre el suministro y la demanda del sistema, asignando un determinado peso a cada uno de los criterios que evalúa el modelo. Es decir, la demanda es estudiada según los sectores o tipos de consumo (industrial, residencial y comercial). Para el suministro se consideran las diversas fuentes de energía primarias. Los pesos establecidos son los adoptados por el Reino Unido.

El indicador Stirling, (Stirling. 2003) el más referenciado en la literatura con respecto a los análisis de diversidad porque es utilizado en diversos estudios en los que también se evalúa la diversidad de un sistema (Ibarrazán). Davidsdottir, Brynhildur. Gracida Zurita, Rafael. 2009), ha desarrollado un modelo heurístico que busca mostrar cual es el valor agregado que ofrece un análisis económico de diversidad frente a otros modelos, estableciendo de una manera más realista los riesgos a los que se enfrenta. Los elementos que definen a este indicador son la variedad, el balance y la disparidad de las fuentes de energía.

El indicador de sustentabilidad energética es utilizado para establecer el grado de sustentabilidad energética basado en autonomía energética, robustez ante cambios externos, productividad energética, cobertura del sistema eléctrico y de necesidades básicas energéticas, impacto ambiental del energético, uso de fuentes renovables y estimación del uso de dichas fuentes. Las variables mencionadas anteriormente establecen una alta sustentabilidad de la autarquía con una baja participación de las importaciones de la oferta energética y la robustez con una baja contribución al PIB de las exportaciones energética. (Bazilian, 2006)

El indicador de la robustez del sistema eléctrico (Ministerio de industria, Energía y Minería. 2007) consiste en un análisis gráfico que considera variables económicas y técnicas, en lo que se refiere a la seguridad de suministro. Los parámetros que pretende evaluar son esencialmente la diversificación de la matriz energética, la instalación de fuentes autóctonas, el incremento de energía firme y la generación de mayor valor agregado al país.

El indicador Rosa de Robustez, valora el costo del suministro según las fuentes empleadas en la producción y la seguridad de su obtención, en síntesis las incertidumbres que sobresalen en esta metodología son: variaciones de precio y

disponibilidad para obtener las fuentes de generación (por ejemplo petróleo), disponibilidad y precio de otros energéticos, y la aleatoriedad de los recursos renovables propios.

El Indicador Pérdida esperada de carga – LOLE, propone evaluar la seguridad del suministro con base en valores esperados de pérdida de carga, es decir cuántas horas anuales en energía no se podrán suministrar al sistema. Dicha metodología se conoce como *Loss of Load Expectation – LOLE*. En general, el máximo valor encontrado de LOLE se utiliza para configurar el sistema eléctrico, tal que el riesgo de no poder satisfacer la demanda sea aceptable. El indicador LOLE, es uno de los índices más utilizados para estimar el nivel de seguridad del suministro en el corto plazo, considerando principalmente la generación de energía eléctrica. Pero carece de información al respecto de la duración y frecuencia de los fallos y la incidencia de las pérdidas de carga.

Para la medición de la seguridad o confiabilidad de un sistema además de los indicadores probabilísticos presentados anteriormente existen otros indicadores que son más fáciles de aplicar y comprender pero que al igual que los demás evalúan la Seguridad del Suministro Energético de una manera igual de minuciosa que los otros indicadores escritos. Estos indicadores son: El Indicador Margen de Reserva y el Indicador Pérdida del Mayor Generador (Ventosa. Ramos. 2010).

ANÁLISIS Y DESARROLLO.

CAPITULO 1: COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE LA OFERTA Y LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN NICARAGUA LOS AÑOS 2000 AL 2012.

INTRODUCCIÓN

La curva de carga diaria del SIN que monitorea el CNDC, presenta el comportamiento de bloques de generación de las plantas vs la demanda de energía eléctrica en Nicaragua: se presenta cada día una curva diferente, porque no hay siquiera un minuto del día en que la demanda de energía sea estática, sino que varía durante las 24 horas del día que se monitorea. Dicha curva muestra la potencia que se demanda al SIN por intervalos de tiempo de manera integrada, decir se estima cada hora de demanda a manera de media aritmética (CNDC, 2013). Esta curva muestra todas las transiciones de la energía eléctrica en un día. El análisis del comportamiento de la oferta y la demanda abarca todas las curvas de los 365 días del año para conocer la demanda de energía en el año, de esta manera se obtiene la demanda anual de energía.

Los bloques de generación muestran únicamente los agentes generadores que el Centro Nacional de Despacho de Carga, ordena entre en operación a la hora que se le indica, es decir únicamente entran a generar cuando el CNDC lo estima

necesario. Además la generación de energía que se muestra, no incluye las exportaciones del Mercado Eléctrico Regional (MER), las pérdidas técnicas y la energía no servida. En este capítulo se abordará todo esto detalladamente para conocer el comportamiento al que ha obedecido nuestro sistema eléctrico nacional (SEN).

La información manipulada y procesada en este capítulo y los resultados que se obtengan serán la base para los capítulos siguientes porque aquí se mostrarán los resultados de las evaluaciones estadísticas del comportamiento que presentó el sector energético a lo largo de los trece años anteriores a este estudio. Los Indicadores de Seguridad del Suministro de Energía evalúan de manera estadística el nivel de seguridad en años anteriores o futuros, procesando el historial o planeamiento respectivamente para cada caso, datos que serán proporcionados por los dos primeros capítulos desarrollados.

OBJETIVO DEL CAPITULO

Conocer la realidad energética que vivió Nicaragua en años anteriores a la realización de este estudio, presentando la situación de la generación vs la demanda de energía en ese periodo.

TIPOS DE PLANTAS UTILIZADAS EN NICARAGUA

En Nicaragua existen cuatro tipos de plantas principalmente, cuya clasificación radica en el tipo de materia prima para la generación. Estas cuatro categorías son principalmente:

1. Térmicas (incluyen Fuel-oíl, bagazo de caña y a gas).
2. Hidroeléctricas.
3. Geotérmicas.
4. Eólicas.

Plantas térmicas.

Las plantas térmicas son las que generan energía a partir de la combustión de un recurso mayormente fósil (petróleo, carbón y gas), los que a través de un proceso liberan energía en forma de calor, este calor pasa por un proceso termodinámico convencional que hace girar una turbina que está acoplada al rotor de un generador eléctrico y de esta manera se logra generar electricidad. Dentro de las plantas térmicas existen los siguientes tres tipos:

- **Fuel oíl y Diesel**

Las centrales de fuel, el combustible se calienta hasta que alcanza la fluidez óptima para ser inyectado en los quemadores. Las de fuel-oíl presentan como principal inconveniente las oscilaciones del precio del petróleo y derivados. Las plantas a diesel utilizan grandes motores de combustión interna acoplados el rotor de un generador para generar electricidad.

- **Turbinas a gas**

En vez de agua, estas centrales utilizan gas, el cual se calienta utilizando diversos combustibles (gas, petróleo o diesel). El resultado de ésta combustión es que gases a altas temperaturas movilizan la turbina, y su energía cinética es transformada en electricidad por un generador.

- **Biomasa**

Es la manera de utilizar el calor para transformar la biomasa. Los materiales que funcionan mejor son los de menor humedad (madera, paja, cáscaras, etc.). Esta se utiliza para producir vapor y luego utilizan el mismo proceso termodinámico de las plantas de fuel oíl.

Las plantas térmicas son las de mayor presencia en Nicaragua, prueba de ello es que hasta el momento ocupan más del 50% de la generación en la Matriz Energética de Nicaragua (MEN). (Centro Nacional de Despacho de Carga, 2013) Con el transcurso del tiempo las plantas de generación que utilizan la tecnología de biomasa se han sumado a la MEN formando parte de las plantas de generación térmicas. Las de bunker, de diesel y de gas han estado presentes desde los inicios de la generación de energía eléctrica en nuestro país. Las plantas antes mencionadas son:

- Nicaragua (GEOSA)
- Managua (GECSA)
- Censa-Amfels
- Empresa Energética de Corinto, Ltda.
- Tipitapa Power Company.
- Generadora San Rafael, S.A. (Gesarsa).
- Hugo Chávez (ALBANISA).
- Che Guevara I (Tipitapa) (ALBANISA).
- Che Guevara II (Masaya) (ALBANISA).
- Che Guevara II (Managua) (ALBANISA).
- Che Guevara IV (Masaya) (ALBANISA).
- Che Guevara V (Masaya) (ALBANISA).
- Che Guevara VI (Nagarote) (ALBANISA).
- Che Guevara VII (Nagarote) (ALBANISA).
- Che Guevara VIII (León) (ALBANISA).

- Che Guevara IX (ALBANISA).
- Nicaragua sugar Estate Ltd.
- Monte rosa.
- Agroindustrial Azucarera S.A. (Timal).
- Chinandega (GEOSA).
- Las Brisa (GECSA).

Plantas hidroeléctricas.

En Nicaragua existen plantas que aprovechan el caudal de un río para transformar toda la energía cinética del caudal del río en energía potencial, para luego a través de un proceso convertirse en energía eléctrica. Las centrales o plantas eléctricas que utilizan esta tecnología se denominan hidroeléctricas, estas cuentan con turbinas que aprovechan la fuerza y velocidad de un caudal de agua. Las hidroeléctricas con que Nicaragua cuenta son:

- Centroamérica (HIDROGESA).
- Santa Bárbara (HIDROGESA).
- Wabule.
- Las Canoas
- Atder- BL El Bote

Plantas Geotérmicas.

Aprovechando el potencial Geotérmico que Nicaragua posee se han hecho innumerables estudios para a partir de ellos ejecutar proyectos de generación de energía eléctrica usando como primotor el vapor saturado del interior de la tierra, específicamente de Volcanes, proyectos que no sido ejecutados por múltiples razones, quedando con un mínimo de generación geotérmica en comparación con el potencial que en Nicaragua existe. Las que existen son las siguientes:

- Ormat Momotombo power company.
- Polaris Energy Nicaragua S.A. (PENSA).

Plantas Eólicas.

El viento es un elemento cuyo control esta fuera del alcance de los seres humanos, pero aun conociendo esto existen plantas que utilizar las corrientes de vientos para generar energía eléctrica a través de aerogeneradores. Esta tecnología es muy reciente en Nicaragua ya que contamos con ella desde el año 2009. La planta antes mencionada es:

- Consorcio Eólico, S.A. (Amayo I)
- Consorcio Eólico, S.A (Amayo II).
- Blue Power & Energy, S.A.
- Eolo de Nicaragua S.A.

Proyectos aislados

Existen pequeños proyectos de generación de energía eléctrica que no se encuentran conectados al SIN, por razones de distancia, potencia muy pequeña, difícil transporte o por encontrarse en zonas muy alejadas del SIN. Estos serán detallados por el tipo de combustible que utilizan. Los que se han ejecutado mayormente son los proyectos hidroeléctricos, proyectos que son denominados micro centrales hidroeléctricas que aprovechan el caudal de un río para producir energía eléctrica y llevar un poco de modernización a al municipio, comarca o pueblo en que se instalan. Son instalados en zonas en la que es más viable instalar este tipo de plantas, si se comparan con la magnitud y la inversión de extender la red de transmisión hasta esos lugares.

Los proyectos Térmicos Aislados son instalados al igual que los hidroeléctricos en zonas alejadas y en los que no se cuenta con un río lo suficientemente caudaloso como para mover una turbina para poder generar energía. Estos proyectos cubren necesidades de pueblos en los que el SIN no se encuentra presente, mayormente en las regiones autónomas y la región central del país. La potencia instaladas de estos proyectos son relativamente pequeñas y serán descritas en las tabla 1 y 2, su potencia nominal y efectiva respectivamente.

COMPORTAMIENTO HISTORICO DE LA OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL PERIODO 2000 – 2012

OFERTA:

En un mercado la cantidad total de un producto o servicio ofrecido de manera indistinta al consumidor o usuario es lo que se denomina oferta (Baca Urbina, 2004). En el mercado eléctrico oferta es la cantidad de energía eléctrica que puede ser generada al mismo tiempo, es decir la capacidad máxima de generación de todas las plantas eléctricas con fines comerciales presentes en Nicaragua es lo que se denomina oferta eléctrica.

En este periodo de 13 años desde el año 2000 hasta el 2012, la MEN ha tenido los cambios más significativos, porque es el espacio de tiempo donde se han ejecutado muchos proyectos nuevos y ampliaciones de a algunas plantas generadoras ya existente. Esto se detalla en la tabla de capacidad instalada nominal por tipo de planta que se muestra a continuación:

CAPACIDAD INSTALADA NOMINAL POR PLANTA (MW)							
PLANTAS ELECTRICAS	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
PLANTAS TERMICAS	460,3	460,3	473,3	497,8	560,7	560,7	554
Nicaragua (GEOSA)	106	106	106	106	106	106	106
Managua (GECSA)	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4
Censa-Amfels	63,9	63,9	63,9	63,9	63,9	63,9	63,9
Empresa Energética de Corinto, Ltda.	74	74	74	74	74	74	74
Tipitapa Power Company.	52,2	52,2	52,2	52,2	52,2	52,2	52,2
Generadora San Rafael, S.A. (Gesarsa).	0	0	0	0	6,4	6,4	0
Hugo Chávez (ALBANISA).	0	0	0	0	0	0	0
Che Guevara I (Tipitapa) (ALBANISA).	0	0	0	0	0	0	0
Che Guevara II (Masaya) (ALBANISA).	0	0	0	0	0	0	0
Che Guevara II (Managua) (ALBANISA).	0	0	0	0	0	0	0
Che Guevara IV (Masaya) (ALBANISA).	0	0	0	0	0	0	0
Che Guevara V (Masaya) (ALBANISA).	0	0	0	0	0	0	0
Che Guevara VI (Nagarote) (ALBANISA).	0	0	0	0	0	0	0
Che Guevara VII (Nagarote) (ALBANISA).	0	0	0	0	0	0	0
Che Guevara VIII (León) (ALBANISA).	0	0	0	0	0	0	0
Che Guevara IX (ALBANISA).	0	0	0	0	0	0	0
Nicaragua sugar Estate Ltd.	15,8	15,8	19,30	39,30	59,3	59,3	59,3
Monte rosa.	0	0	21,50	26,00	62,5	62,5	62,5
Agroindustrial Azucarera S.A. (Timal).	12	12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Chinandega (GEOSA).	14	14	14	14	14	14	14
Las Brisa (GECSA).	65	65	65	65	65	65	65
PLANTAS HIDROELECTRICAS	107,8	107,8	104,4	104,4	104,4	104,4	104
Centroamérica (HIDROGESA).	50	50	50	50	50	50	50
Santa Bárbara (HIDROGESA).	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4
Wabule.	1,62	1,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Las Canoas.	1,79	1,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Atder- BL El Bote	0	0	0	0	0	0	0
PLANTAS GEOTERMICAS	70	70	77,5	77,5	77,5	87,5	87,5
Ormat Momotombo power company.	70	70	77,50	77,50	77,50	77,50	77,50
Polaris Energy Nicaragua S.A. (PENSA)	0	0	0	0	0	10,00	10,00
PLANTAS EOLICAS	0	0	0	0	0	0	0
Consortio Eólico, S.A. (Amayo I)	0	0	0	0	0	0	0
Consortio Eólico, S.A (Amayo II).	0	0	0	0	0	0	0
Blue Power & Energy, S.A.	0	0	0	0	0	0	0
Eolo de Nicaragua S.A.	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL CONECTADO AL SIN	638,1	638,1	655	680	742,6	752,6	746
SISTEMAS AISLADOS	11,78	9,83	13,09	11,91	13,28	17,89	16,9
Sistemas aislados-Diesel	11,78	9,83	8,06	6,88	6,59	9,78	9,29
Sistemas aislados- fuel oil	0	0	4,80	4,80	6,38	7,88	7,33
Sistemas aislados- hidro	0	0	0,23	0,23	0,31	0,23	0,23
TOTAL NACIONAL	649,9	647,9	668	692	755,9	770,5	763

Tabla 1.a

CAPACIDAD INSTALADA NOMINAL POR PLANTA (MW)						
PLANTAS ELECTRICAS	2007	2008	2009	2010	2011	2012
PLANTAS TERMICAS	620,7	681,9	736,3	804,3	837,9	851,3
Nicaragua (GEOSA)	106	106	106	106	106	106
Managua (GECSA)	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4
Censa-Amfels	63,9	63,9	63,9	63,9	63,9	65,3
Empresa Energética de Corinto, Ltda.	74	74	74	74	74	74
Tipitapa Power Company.	52,2	52,2	52,2	52,2	52,2	52,2
Generadora San Rafael, S.A. (Gesarsa)	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
Hugo Chávez (ALBANISA).	60	60	60	60	60	60
Che Guevara I (Tipitapa) (ALBANISA).	0	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4
Che Guevara II (Masaya) (ALBANISA).	0	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4
Che Guevara II (Managua) (ALBANISA).	0	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4
Che Guevara IV (Masaya) (ALBANISA).	0	0	20,4	20,4	20,4	20,4
Che Guevara V (Masaya) (ALBANISA).	0	0	20,4	20,4	20,4	20,4
Che Guevara VI (Nagarote) (ALBANISA).	0	0	13,6	13,6	13,6	13,6
Che Guevara VII (Nagarote) (ALBANISA)	0	0	0	40,8	40,8	40,8
Che Guevara VIII (León) (ALBANISA).	0	0	0	27,2	27,2	27,2
Che Guevara IX (ALBANISA).	0	0	0	0	47,6	47,6
Nicaragua sugar Estate Ltd.	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3	79,3
Monte rosa.	62,5	62,5	62,5	62,5	62,5	54,5
Agroindustrial Azucarera S.A. (Timal).	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Chinandega (GEOSA).	14	14	14	14	0,00	0,00
Las Brisa (GECSA).	65	65	65	65	65	65
PLANTAS HIDROELECTRICAS	105,3	105,3	105,3	105,3	105,3	105,3
Centroamérica (HIDROGESA).	50	50	50	50	50	50
Santa Bárbara (HIDROGESA).	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4
Wabule.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Las Canoas.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Atder- BL El Bote	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
PLANTAS GEOTERMICAS	87,5	87,5	87,5	87,5	87,5	164,5
Ormat Momotombo power company.	77,50	77,50	77,50	77,50	77,50	77,50
Polaris Energy Nicaragua S.A. (PENSA)	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	87,00
PLANTAS EOLICAS	0	0	39,9	63	63	145,7
Consorcio Eólico, S.A. (Amayo I)	0	0	39,9	39,9	39,9	39,9
Consorcio Eólico, S.A (Amayo II).	0	0	0	23,1	23,1	23,1
Blue Power & Energy, S.A.	0	0	0	0	0	39,6
Eolo de Nicaragua S.A.	0	0	0	0	0	43,13
TOTAL CONECTADO AL SIN	813,5	874,7	969	1060	1093,7	1267
SISTEMAS AISLADOS	18,22	16,26	12,65	12,49	15,04	19,11
Sistemas aislados-Diesel	11,29	9,26	5,65	5,49	5,49	5,06
Sistemas aislados- fuel oil	6,93	7,00	7,00	7,00	9,55	13,65
Sistemas aislados- hidro	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,40
TOTAL NACIONAL	831,7	891	981,65	1073	1108,74	1286

Tabla 1.b

Fuente: Instituto Nicaragüense de Energía (INE)

Como se observa en el siguiente grafico la capacidad instalada nominal en Nicaragua al 2012 ha aumentado casi el 200% con respecto al año 2000. Pero esto no significa que se han desarrollado nuevas tecnologías para generación, a pesar de la introducción por primera vez en el año 2009 de la primera central eólica.

CAPACIDAD INTALADA NOMINAL POR TIPO DE PLANTA (MW) (2000-2012)

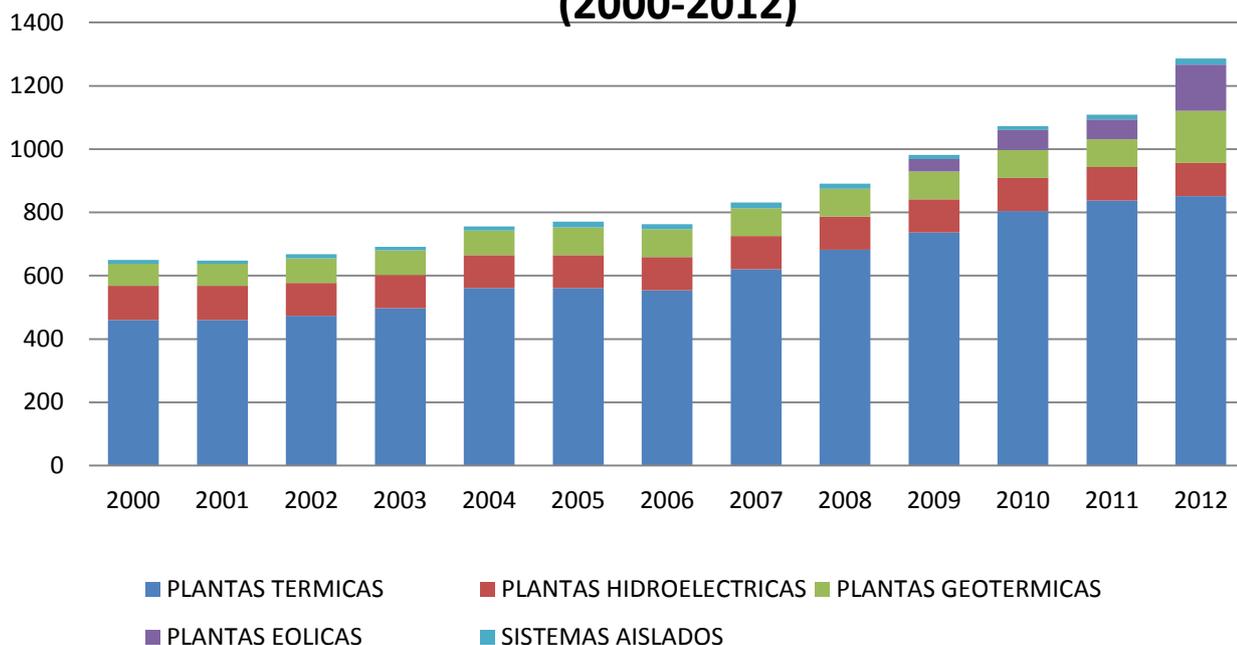


Grafico 1

Fuente: *Elaboración Propia*

Resumiendo todas las plantas generadoras y agrupándolas en 4 tipos principales, incluyendo los sistemas aislados, según el tipo de combustible que utilizan se obtiene la tabla 2. De esto resulta la capacidad instalada nominal por tipo planta eléctrica que estuvieron presentes en la generación de energía eléctrica en Nicaragua en el periodo del 2000 hasta el 2012. Usando el total de potencia generada en base al tipo combustible que se utiliza en Nicaragua.

CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE PLANTA (MW)													
PLANTAS ELECTRICAS	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
TERMICAS	472,08	470,13	486,16	509,48	573,7	578,4	570,9	638,9	698,4	749	816,8	852,9	870
HIDROELECTRICAS	107,8	107,8	104,6	104,6	104,6	104,6	104,6	105,3	105,3	105,3	105,3	105,3	105,7
GEOTERMICAS	70	70	77,5	77,5	77,5	87,5	87,5	87,5	87,5	87,5	87,5	87,5	164,5
EOLICAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	39,9	63	63	145,7

Tabla 2

Fuente: *Instituto Nicaragüense de Energía*

Este es el comportamiento de la MEN siguiendo los datos proporcionados por la tabla 2 seleccionando los años 2000, 2003, 2009 y 2012, años con cambios más relevantes en la MEN.

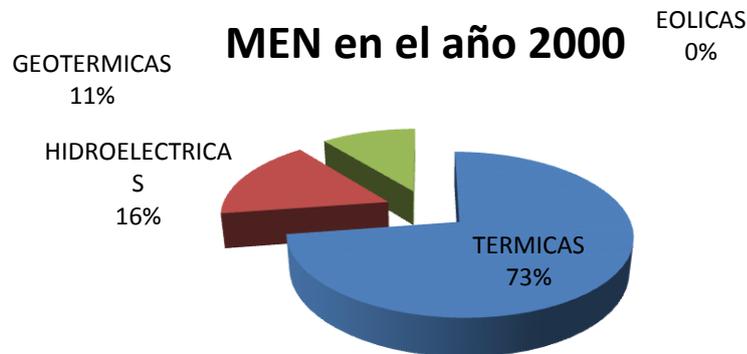


Grafico 2

Fuente: *Elaboración Propia*

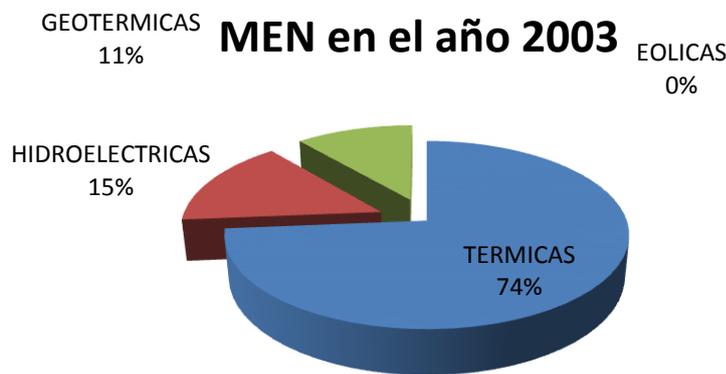


Grafico 3

Fuente: *Elaboración Propia*

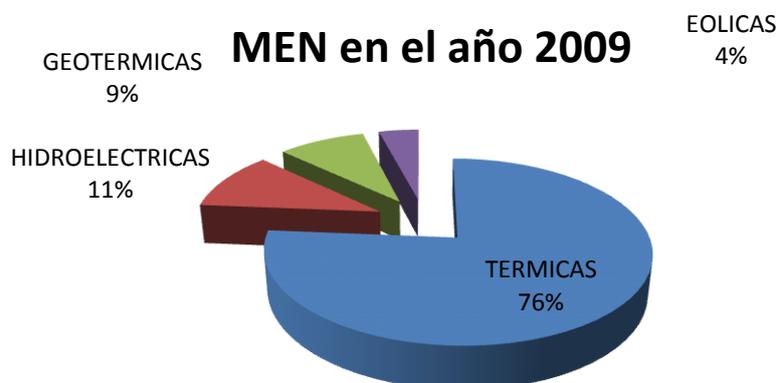


Grafico 4

Fuente: *Elaboración Propia*

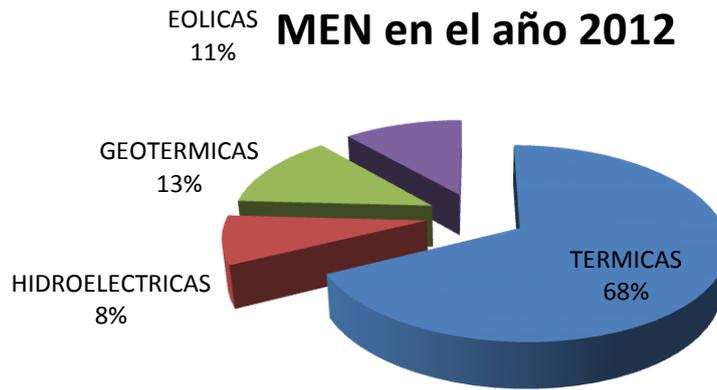


Grafico 5

Fuente: *Elaboración Propia*

Es importante conocer el incremento porcentual en la capacidad instalada por tipo de planta, analizar este incremento y el porqué en el país se inclina más hacia un tipo de tecnología, así también es importante presentar conclusiones en relación al conocimiento propio de cada una de las fuentes primarias de generación, el uso y promoción de cada una de las tecnologías. Para comprender mejor veamos cómo ha ido incrementando la MEN.

INCREMENTO PORCENTUAL CON RESPECTO AL AÑO ANTERIOR (%)												
PLANTAS ELECTRICAS	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
TERMICAS	-0,41	3,41	4,80	12,60	0,82	-1,29	9,31	7,23	11,91	9,31	7,23	9,06
HIDROELECTRICAS	0,00	-2,95	0,00	0,08	-0,08	0,00	0,64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,38
GEOTERMICAS	0,00	10,71	0,00	0,00	12,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	88,00
EOLICAS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	57,89	0,00	131,32
TOTAL	-0,30	3,14	3,49	9,29	1,93	-0,97	9,00	7,16	10,15	9,26	3,37	15,98

Tabla 3

Fuente: *Elaboración propia*

Es evidente que el incremento principalmente se da en las plantas térmicas, son las de mayor presencia en la MEN, y las que anualmente se incrementan en su capacidad instalada. La razón es sencilla, son plantas que en lo absoluto no deben salir del sistema eléctrico de Nicaragua, por que poseen ventaja a diferencia de los otros tipos de plantas:

- Poseen reservas que puede utilizarse en el momento se le necesite sin importar la estación del año, la velocidad del viento o algún otro agente externo.
- Los proyectos térmicos son en su gran mayoría a corto plazo a diferencia de los hidros, geotérmicos y las eólicos, que llevan muchos años en estudios de pre factibilidad y medioambientales.

- Las proyectos hidroeléctricos y los eólicos utilizan recursos (agua y viento respectivamente) que no pueden ser almacenados para futuras eventualidades o escases del recurso o diferencia de las Térmicas.
- El caso de los proyectos Geotérmicos, los estudios que se realizan tienen un alto costo, además de tener impactos ambientales más nocivos que las otras tecnologías (Impactos Asociados a las ERNC. Energía Geotérmica. 2009), por las sustancias alcalinas que se derivan del vapor saturado que es extraído por medio de pozos, cuando este es purificado para que no oxide la turbina.

Las razones mencionadas anteriormente han sido empleadas para la justificación de porque hay más participación de las plantas térmicas en el SIN, pero ¿Cómo afecta esta situación la seguridad energética de Nicaragua?, porque Costa Rica posee más del 60% (CEAC. 2010) de generación de energía con plantas hidroeléctricas y no se habla de crisis energéticas por sequías, o por el contrario, de salidas de plantas de generación por exceso de agua para turbinar. Entonces las plantas térmicas son importantes pero no indispensables, claro tenemos que observar cada uno de los sistemas más detalladamente para dar conclusiones más acertadas y conocer si la diversidad es la solución o no, porque Nicaragua necesita cambiar su matriz energética pero con paso firme.

Con respecto a las Centrales Hidroeléctricas (CHE) o Plantas Hidroeléctricas (PHE), estas poseen la ventaja de que con un buen estudio previo del caudal que se utilizará para turbinar, conociendo el potencial hidroeléctrico que posee Nicaragua que ronda los 3000 MW según empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL), surge la pregunta de por qué el país no avanza con los grandes proyectos Hidroeléctricos que se han estudiado. El principal inconveniente es el costo del MW instalado, porque este es más costoso en relación a las demás fuentes de generación de energía, además de eso, las grandes represas hidroeléctricas se construyen en zonas alejadas de la urbanización y mayores centros de consumo, esto hace que los costos totales en plantas hidroeléctricas, sea mayor por el coste del transporte de la energía hasta las subestaciones reductoras, para su distribución final. Otro inconveniente de las plantas hidroeléctricas es que la disponibilidad de energía eléctrica que no siempre es la misma y depende de la estación del año. Y por ultimo cabe mencionar el tiempo que lleva la instalación de toda la obra y la puesta en marcha de una planta hidroeléctrica, como es el caso del proyecto hidroeléctrico en desarrollo Tumarín, que lleva al año 2012, tres años sin avances significativos.

En el caso de las eólicas son prácticamente nuevas en nuestro país, apenas en 2009 comenzó a operar el primer parque eólico de Nicaragua con 20,13 MW, pero se ha visto mucho interés de parte de grandes inversionistas para nuevos proyectos eólicos y prueba de todo esto es que en 2012 aumentaron en un 131% la capacidad instalada para el 2011, es decir más de 2 veces la capacidad instalada del 2011.

Solo en el año 2012 se observa diversidad en los incrementos de la capacidad instalada, año en el que convergieron proyectos de ampliación (San Jacinto Tizate),

nuevos agentes generadores (Eolo y Blue Power). En el año pasado se generó con el mayor porcentaje a base de energía renovable, y es el año que se obtuvo la mayor diversidad energética.

En el periodo de estudio, el crecimiento promedio más alto se observa en plantas de generación eólicas, debido a la introducción de tres plantas de este tipo en 4 años, logrando un 15,77% (tabla 4) de aumento promedio. Esto significa que en corto plazo este tipo de generación es la que más se ha promocionado.

INCREMENTO PROMEDIO PORCENTUAL	
PLANTAS ELECTRICAS	PROMEDIO
TERMICAS	6,17
HIDROELECTRICAS	-0,16
GEOTERMICAS	9,30
EOLICAS	15,77
TOTAL	5,96

Tabla 4

Fuente: *Elaboración propia*

En el caso de la generación geotérmica el crecimiento se debe únicamente a la introducción en 2005 de la planta san Jacinto Tizate y su ampliación a 87 MW en 2012, esto hizo que la generación de energía geotérmica doblara la capacidad instalada al año 2000 (tabla 1). El caso de las hidroeléctricas los incrementos que se observaron se debieron únicamente a los proyectos aislados que fueron impulsados. El aumento de la generación térmica en promedio es bajo porque esta se ha realizado paulatinamente, con mayor avance entre el año 2006 y 2012, con la introducción de las plantas Che Guevara y Hugo Chávez al SIN.

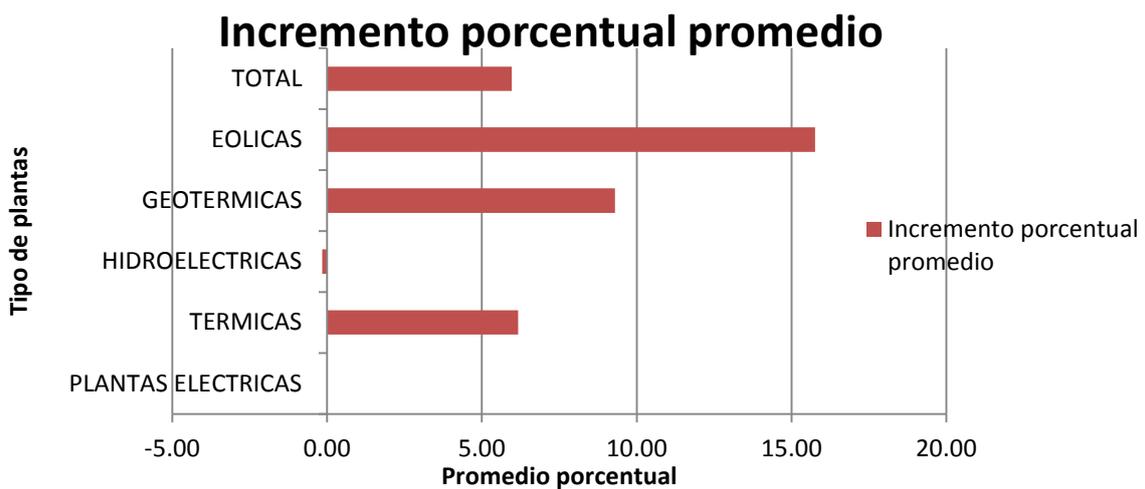


Grafico 6

Fuente: *Elaboración Propia*

CAPACIDAD EFECTIVA

Conociendo que la capacidad instalada en cada planta no es la cantidad real de potencia que generan a diario. Esto se debe a pérdidas técnicas, por la eficiencia de las maquinas eléctricas y en su transporte, se procede a describir la potencia generada por cada planta en cada año que han estado presentes en el MEN.

CAPACIDAD INSTALADA EFECTIVA EN MW							
PLANTAS ELECTRICAS	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
PLANTAS TERMICAS	434,1	415,9	442,3	466,6	479,7	491,9	456
Nicaragua (GEOSA)	100	100	100	100	100	100	100
Managua (GECSA)	56	55	56	53	53	53	53
Censa-Amfels	62	57	57	62,65	62,65	62,65	48
Empresa Energética de Corinto, Ltda.	70,5	70,5	70,5	70,5	70,5	70,5	70,5
Tipitapa Power Company.	50,9	50,9	50,9	50,9	50,9	50,9	50,9
Generadora San Rafael, S.A. (Gesarsa).	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Hugo Chávez (ALBANISA).	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Che Guevara I (Tipitapa) (ALBANISA).	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Che Guevara II (Masaya) (ALBANISA).	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Che Guevara II (Managua) (ALBANISA).	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Che Guevara IV (Masaya) (ALBANISA).	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Che Guevara V (Masaya) (ALBANISA).	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Che Guevara VI (Nagarote) (ALBANISA).	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Che Guevara VII (Nagarote) (ALBANISA)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Che Guevara VIII (León) (ALBANISA).	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Che Guevara IX (ALBANISA).	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nicaragua sugar Estate Ltd.	14	14	15,80	35,00	55,1	57,3	57,3
Monte rosa.	0,00	0,00	16,55	26,00	41	51	43
Agroindustrial Azucarera S.A. (Timal).	10,2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Chinandega (GEOSA).	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	0
Las Brisa (GECSA).	57	55	62	55	33	33	33
PLANTAS HIDROELECTRICAS	95,79	94	98	98	98	98	100
Centroamérica (HIDROGESA).	48	48	48	48	48	48	50
Santa Bárbara (HIDROGESA).	46	46	50	50	50	50	50
Wabule.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Las Canoas.	1,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Atder- BL El Bote	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PLANTAS GEOTERMICAS	21	26	34	31,2	30	37,5	39,8
Ormat Momotombo power company.	21	26	34,00	31,20	30,00	31,00	32,00
Polaris Energy Nicaragua S.A. (PENSA)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,50	7,83
PLANTAS EOLICAS	0	0	0	0	0	0	0
Consorcio Eólico, S.A. (AMAYO)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Blue Power & Energy, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Eolo de Nicaragua S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL CONECTADO AL SIN	550,9	535,9	574	596	607,7	627,4	595
SISTEMAS AISLADOS	8,83	7,54	10,57	9,92	9,15	11,49	12,2
Sistemas aislados-Diesel	8,83	7,54	5,95	5,42	4,73	6,27	6,75
Sistemas aislados- fuel oil	0,00	0,00	4,50	4,50	4,42	5,22	5,45
Sistemas aislados- hidro	0,00	0,00	0,12				
TOTAL NACIONAL	559,7	543,4	585	606	616,8	638,8	608

Tabla 5.a

CAPACIDAD INSTALADA EFECTIVA EN MW						
PLANTAS ELECTRICAS	2007	2008	2009	2010	2011	2012
PLANTAS TERMICAS	532,7	556,7	643,21	725,1	686,2	736,8
Nicaragua (GEOSA)	100	100	100	100	100	100
Managua (GECSA)	51	40	45,5	51	5,5	11
Censa-Amfels	43,4	32,55	36,4	58,8	51,8	60,9
Empresa Energética de Corinto, Ltda.	70,52	70,52	70,5	70,5	70,5	70,5
Tipitapa Power Company.	50,9	50,9	50,9	50,9	50,9	50,9
Generadora San Rafael, S.A. (Gesarsa).	5,6	4,2	4,35	5,8	5,8	5,8
Hugo Chávez (ALBANISA).	60	60	60	60	60	60
Che Guevara I (Tipitapa) (ALBANISA).	0,00	20,4	20,4	19,2	19,2	19,2
Che Guevara II (Masaya) (ALBANISA).	0,00	20,4	19,2	19,2	19,2	19,2
Che Guevara II (Managua) (ALBANISA).	0,00	20,4	20,4	20,4	19,2	19,2
Che Guevara IV (Masaya) (ALBANISA).	0,00	0,00	19,2	19,2	19,2	19,2
Che Guevara V (Masaya) (ALBANISA).	0,00	0,00	19,2	19,2	18,6	18,6
Che Guevara VI (Nagarote) (ALBANISA).	0,00	0,00	12,86	12,86	12,86	12,87
Che Guevara VII (Nagarote) (ALBANISA).	0,00	0,00	0,00	38,58	38,58	38
Che Guevara VIII (León) (ALBANISA).	0,00	0,00	0,00	27,2	25,27	25,27
Che Guevara IX (ALBANISA).	0,00	0,00	0,00		45,29	45,32
Nicaragua Sugar Estate Ltd.	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	77,3
Monte rosa.	45	46	58	46	47	48,5
Agroindustrial Azucarera S.A. (Timal).	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Chinandega (GEOSA).	14	14	14	14	0,00	0,00
Las Brisa (GECSA).	35	20	35	35	20	35
PLANTAS HIDROELECTRICAS	98,9	98,9	98,9	105,5	98,9	98,9
Centroamérica (HIDROGESA).	48	48	48	54,6	48	48
Santa Bárbara (HIDROGESA).	50	50	50	50	50	50
Wabule.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Las Canoas.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Atder- BL El Bote	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
PLANTAS GEOTERMICAS	39,33	38,5	37,17	36,8	36,3	77,1
Ormat Momotombo power company.	31,50	28,50	27,50	26,50	26,30	26,30
Polaris Energy Nicaragua S.A. (PENSA)	7,83	10,00	9,67	10,30	10,00	50,80
PLANTAS EOLICAS	0	0	20,13	60,9	63	117
Consortio Eólico, S.A. (AMAYO)	0,00	0,00	20,13	60,9	63	63
Blue Power & Energy, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	32
Eolo de Nicaragua S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	22
TOTAL CONECTADO AL SIN	671	694,1	799,41	928,3	884,4	1030
SISTEMAS AISLADOS	12,24	12,21	10,27	11,19	11,34	11,35
Sistemas aislados-Diesel	8,49	6,21	4,57	4,59	4,59	4,3
Sistemas aislados- fuel oil	3,75	6,00	5,70	6,60	6,75	6,85
Sistemas aislados- hidro	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20
TOTAL NACIONAL	683,2	706,3	809,68	939,5	895,74	1041

Tabla 5.b

Fuente: Instituto Nicaragüense de Energía (INE)

En el siguiente grafico observamos el aporte de cada planta a la MEN, considerando cada una de las eventualidades que ocurrieron en cada planta generadora en cada año de operación.

Capacidad Efectiva

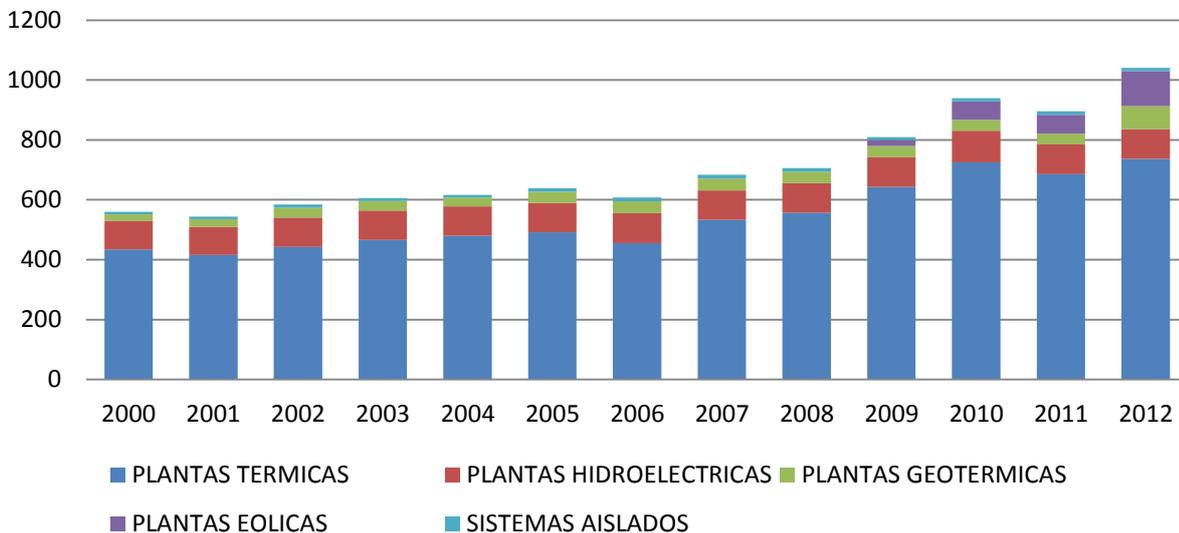


Grafico 7

Fuente: *Elaboración Propia*

El grafico 7 muestra cual fue el comportamiento real de la MEN a lo largo de estos 13 años, tiempo en el que se observa que la capacidad efectiva no ha sido creciente como el caso de la capacidad instalada nominal, sino aleatoria, esto debido a la eficiencia de las maquinas generadoras, quienes pierden potencia nominal debido al tiempo de servicio de la maquina, desgaste de las partes que conforman la maquina generadora. Se puede observar que los cambios más significativos se dan en los años 2009 y 2012, siendo este ultimo el año con mayor diversidad energética con la ampliación de la planta San Jacinto Tizate (PENSA), y la introducción de dos nuevas plantas de generación eólicas (EOLO Y BLUE POWER), esto fue lo que ocasionó el mayor porcentaje de generación a base de energías renovables en el año 2012.

Adicional a la oferta nacional existe un mercado regional donde se realiza la compra – venta de energía eléctrica, esto es posible incluirlo como una planta adicional, pero ante la variabilidad de las transacciones, una mejor opción es considerar únicamente la inyección de energía eléctrica (tabla 8) al SIN, y no incluir los intercambios de potencia, es decir las ventas de energía que ha hecho el sistema eléctrico nacional al mercado eléctrico regional. Es importante conocer la compra de energía eléctrica, porque en algunos años las inyecciones de potencia al Sistema Interconectado Nacional, han sido considerables, principalmente en años anteriores a 2006 como se muestra en la tabla 8.

GENERACIÓN NETA

EL Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC), es el encargado de controlar la entrada y salida de las generadoras, de programar mantenimiento, la apertura o cierres de circuitos, etc. En pocas palabras es quien controla la energía eléctrica de Nicaragua. Las curvas de generación diarias suministradas por el CNDC, nos brindan información única del día, cada uno diferente del otro, luego esta cantidad de energía es agrupada en semanas, meses, trimestres, semestres y en este caso en particular en años.

La energía que es generada por las unidades de las distintas plantas se conoce como generación bruta, luego esta energía es llevada a transformadores de potencia, que elevan el voltaje para luego ser transportada por líneas de transmisión hacia subestaciones reductoras. Si a la generación bruta se le restan las perdidas en los transformadores y las líneas, menos el consumo propio de cada planta tenemos la energía eléctrica total inyectada al SIN por medio de las líneas de transmisión a esto se le conoce como generación neta. Todo maquina electrica con bobinas y arrollamientos presentan pérdidas, esto es lo que diferencia la generación neta de la generación bruta,

GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA DEL 2000 AL 2012 (GWh)							
PLANTAS ELECTRICAS	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
HIDROELECTRICAS	204,13	189,50	296,34	292,18	311,82	426,62	299,57
GEOTERMICAS	120,75	187,56	191,22	242,40	227,16	241,21	276,98
EOLICAS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TERMICAS	1791,72	1951,55	1965,92	2056,86	2140,83	2107,43	2293,06
TOTAL NACIONAL	2116,60	2328,61	2453,48	2591,44	2679,81	2775,26	2869,61

Tabla 6.a

GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA DEL 2000 AL 2012 (GWh)						
PLANTAS ELECTRICAS	2007	2008	2009	2010	2011	2012
HIDROELECTRICAS	300,62	529,47	290,16	499,24	438,20	412,66
GEOTERMICAS	211,06	289,84	262,84	268,24	241,56	473,80
EOLICAS	0,00	0,00	109,22	160,30	206,49	324,81
TERMICAS	2392,92	2262,81	2488,13	2436,22	2644,07	2461,37
TOTAL NACIONAL	2904,60	3082,12	3150,35	3364,02	3530,32	3672,64

Tabla 6.b

Fuente: *Instituto Nicaragüense de Energía (INE)*

Con los datos mostrados anteriormente se realiza el modelo de comportamiento de la oferta de energía eléctrica en Nicaragua únicamente considerando las generadoras presentes en la MEN, sin incluir el mercado eléctrico regional (MER), para luego hacer el grafico comparativo de Demanda vs Oferta de energía eléctrica.

GENERACION NETA GWh

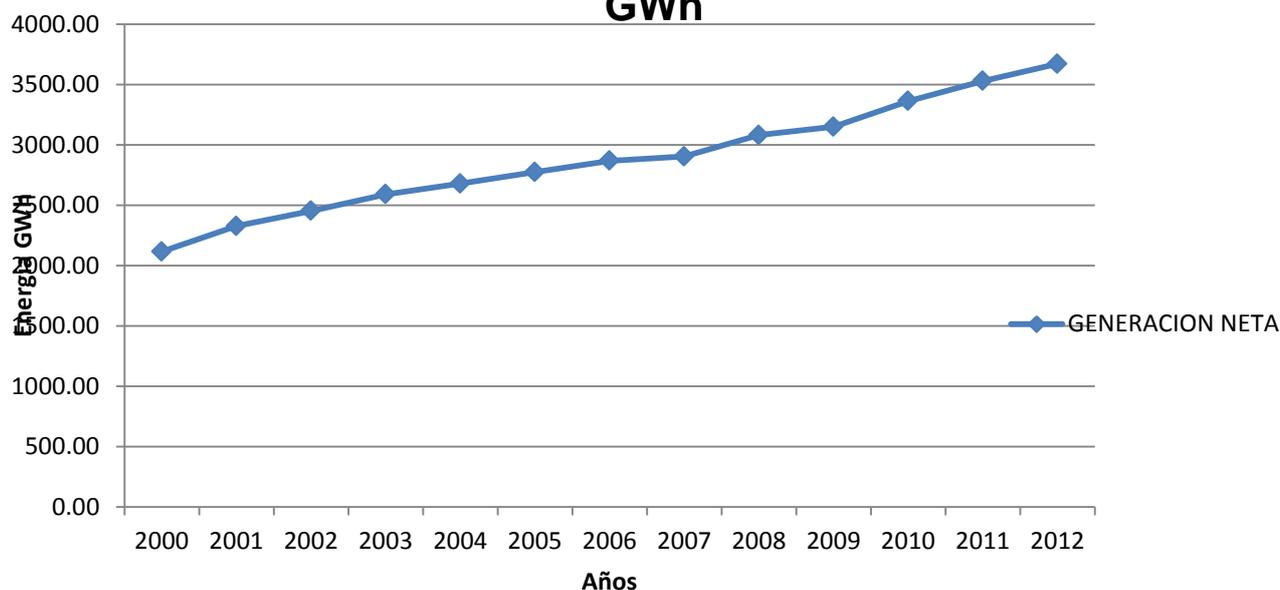


Grafico 8

Fuente: *Elaboración propia*

DEMANDA

La cantidad de energía eléctrica que cada equipo eléctrico, electrónico o electromecánico conectado a la red de distribución consume, multiplicado por el tiempo que se encuentre en operación nos da la cantidad de energía eléctrica que demanda. Si sumamos el consumo de cada aparato conectado en el instante de tiempo tendremos una demanda instantánea de energía. En términos generales la demanda de Energía eléctrica de Nicaragua sería la sumatoria de todos los equipos conectados al SIN, esto incluye redes de alumbrado público, hospitales, Instituciones de gobierno, etc. A continuación se presenta la tabla de comportamiento histórico.

DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PERIODO 2000-2012 (GWh)							
AÑO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
SIN	1500,00	1577,37	1655,70	1746,71	1843,58	1945,76	2051,36
RESIDENCIAL	439,60	449,36	462,40	507,25	550,51	591,70	630,51
COMERCIAL	421,32	449,50	479,83	486,70	511,36	540,74	570,38
INDUSTRIAL	336,88	351,91	357,69	354,21	336,69	362,48	381,74
IRRIGACION	91,38	88,30	76,15	64,09	66,82	65,72	65,56
BOMBEO	158,84	170,45	161,79	157,45	155,49	149,84	150,00
ALUMBRADO PUBLICO	39,86	40,13	35,99	53,80	67,28	69,90	70,71
PEQ. CONSESIONARIAS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TARIFA NO REGULADA	0,00	0,00	69,94	110,95	141,84	151,08	166,17
RAAS	12,12	11,72	11,91	12,26	13,16	13,74	15,69
RAAN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,43	0,56	0,60
SISTEMAS AISLADOS	13,80	15,99	16,98	16,91	21,07	21,58	26,06
TOTAL NACIONAL	1513,80	1577,36	1672,68	1763,62	1864,65	1967,34	2077,42

Tabla 7.a

DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PERIODO 2000-2012 (GWh)						
AÑO	2007	2008	2009	2010	2011	2012
SIN	2095,20	2228,93	2297,35	2452,61	2621,04	2802,46
RESIDENCIAL	647,40	692,94	739,43	800,89	870,57	937,05
COMERCIAL	581,25	594,90	608,41	633,06	646,05	675,58
INDUSTRIAL	436,77	499,68	512,67	578,87	626,49	682,51
IRRIGACION	57,32	63,82	82,21	65,55	74,10	93,35
BOMBEO	155,45	162,66	171,77	180,07	192,19	195,84
ALUMBRADO PUBLICO	71,82	70,65	74,09	75,49	76,65	78,50
PEQ. CONSESIONARIAS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15
TARIFA NO REGULADA	125,88	122,89	81,65	84,87	94,66	92,82
RAAS	18,60	20,50	22,44	24,45	26,39	28,45
RAAN	0,71	0,89	4,68	9,36	13,94	18,21
SISTEMAS AISLADOS	28,14	29,28	24,88	24,12	25,67	28,72
TOTAL NACIONAL	2123,34	2258,21	2322,23	2476,73	2646,71	2831,18

Tabla7.b

Fuente: Instituto Nicaragüense de Energía (INE)

CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA EN EL AÑO 2012 POR BLOQUES DE CONSUMO

- RESIDENCIAL
- COMERCIAL
- INDUSTRIAL
- IRRIGACION
- BOMBEO
- ALUMBRADO PUBLICO
- PEQUEÑAS CONSESIONARIAS
- TARIFA NO REGULADA
- RAAS
- RAAN

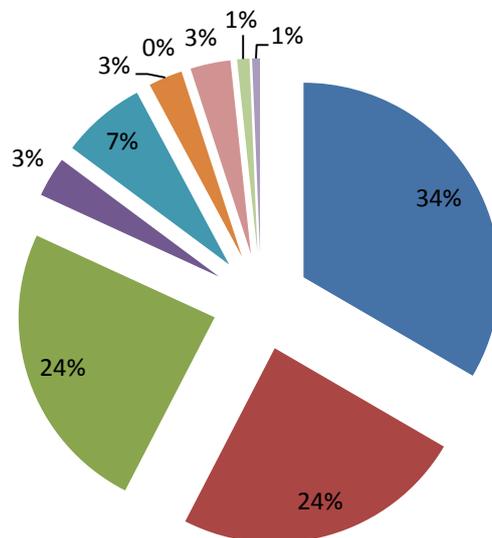


Gráfico 9

Fuente: Instituto Nicaragüense de Energía (INE)

El gráfico 10 muestra el incremento promedio de cada uno de los sectores de consumo de energía eléctrica este valor supone que anualmente se ha

incrementado el valor correspondiente para cada sector. El mayor crecimiento en consumo se ha dado en la RAAN, debido a que a partir del 2006 se interconectó esa región del país al SIN, desde ese momento hasta hoy se han ampliado las redes de distribución y se ha llevado la energía casi a todas las comunidades de esa región de país, el bienestar que lleva consigo el producto energía eléctrica. El resto de sectores de consumo no ha sido muy significativo su incremento, debido a que su crecimiento ha sido en gran medida un crecimiento vertical, porque este ya era un mercado conocido y con buen porcentaje de cobertura eléctrica.

El crecimiento promedio de consumo de energía eléctrica en GWh por año en el periodo 2000 – 2012, fue de 5,366%, es decir anualmente la demanda de energía creció en promedio alrededor de 5,3GWh anuales.

Crecimiento porcentual

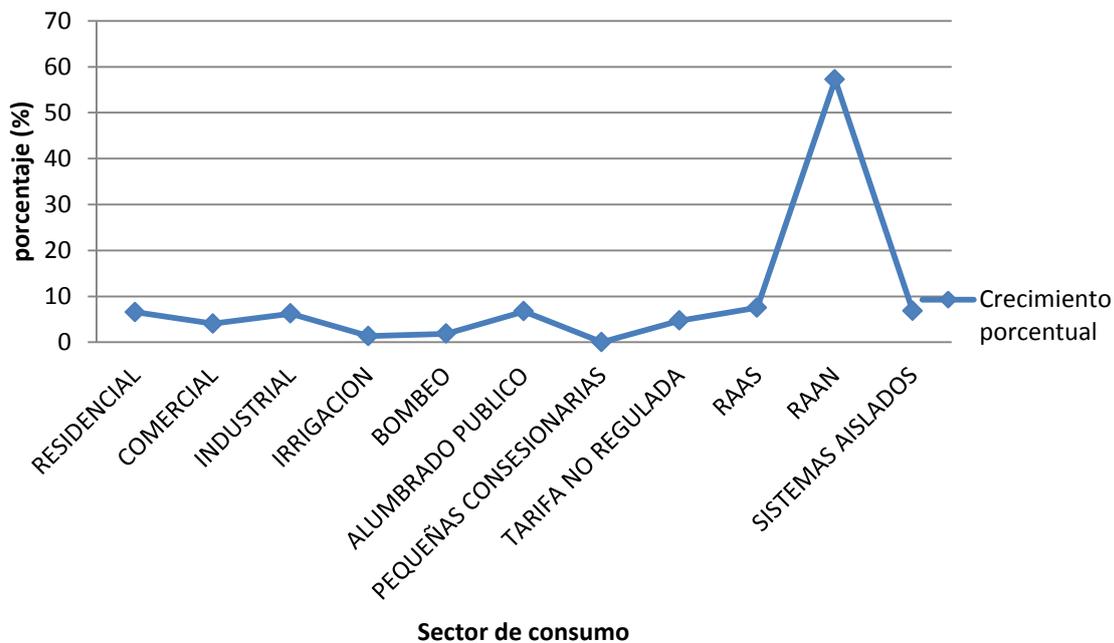


Grafico 10

Fuente: *Elaboración propia.*

A continuación muestro la curva de demanda a lo largo de estos 13 años para luego hacer un comparativo de lo que fue la oferta y la demanda de energía eléctrica en Nicaragua, comparando las curvas características.

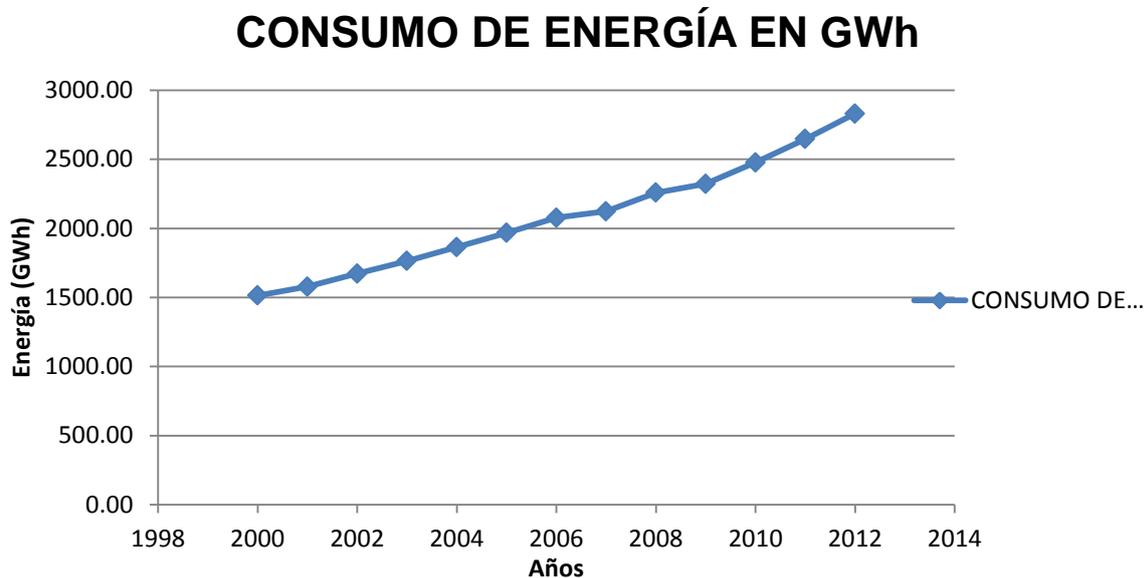


Grafico 11

Fuente: *Elaboración Propia*

DEMANDA VS OFERTA

Este es el comportamiento a lo largo de los últimos 13 años. Años en los que se observa el crecimiento de ambas y de donde se puede deducir su comportamiento a futuro, usando el método de regresión lineal para proyectar la demanda de energía eléctrica para los próximos cuatro años.

Como lo muestra el grafico 12, la energía generada es mayor que la energía que se demanda cada año, esto se debe a la cantidad de energía que es vendida al mercado eléctrico regional, más las perdidas en transmisión y la cantidad de energía no servida. La energía que no se contabiliza dentro del consumo nacional son las exportaciones de energía, que se realizan por medio de la interconexión entre países centroamericanos, las otra energía que no se añade al consumo nacional son las perdidas técnicas en líneas de transmisión (efecto joule), perdidas en los transformadores de las subestaciones (corrientes parasitas, efecto joule), más las perdidas en las redes de distribución (energía no registrada, efecto joule). Se denomina energía no servida, al cálculo de la energía demandada, y que no puede servirse por las compañías distribuidoras (Generalmente por apagones)

Demanda vs Oferta (GWh)

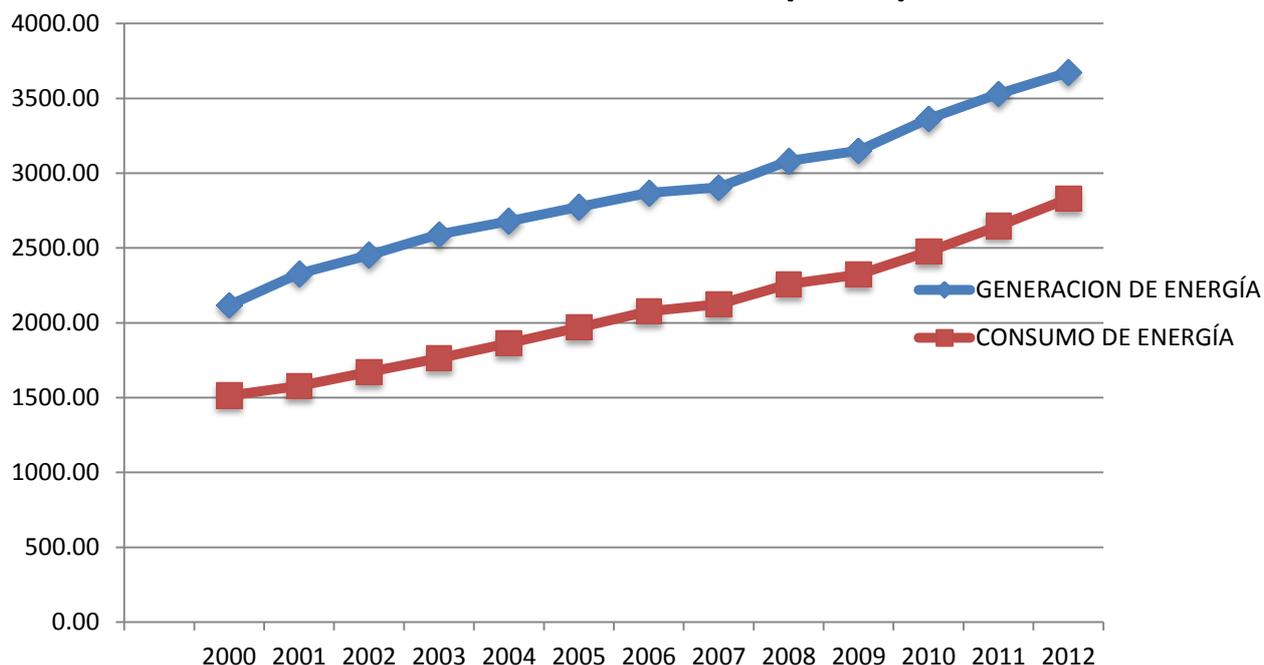


Grafico 12

Fuente: *Elaboración Propia*

EXPORTACIONES EN GWh													
AÑO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
EXPORTACIÓN	0,58	0,00	6,84	20,94	21,78	8,35	0,07	0,00	0,03	1,50	43,29	40,56	3,19

Tabla 8

Fuente: *Ministerio de Energía y Minas, INE*

PERDIDAS EN GWh													
AÑO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
PERDIDAS	6,48	34,50	35,60	43,65	54,59	56,84	52,66	71,41	63,26	60,40	76,44	74,74	90,31

Tabla 9

Fuente: *Ministerio de Energía y Minas, INE*

Si al grafico 11 se le agregan los datos anteriores, se reduce la diferencia que hay entre la generación neta de energía eléctrica y la demanda nacional. Entonces el verdadero grafico de demanda vs oferta seria el siguiente:

DEMANDA VS OFERTA

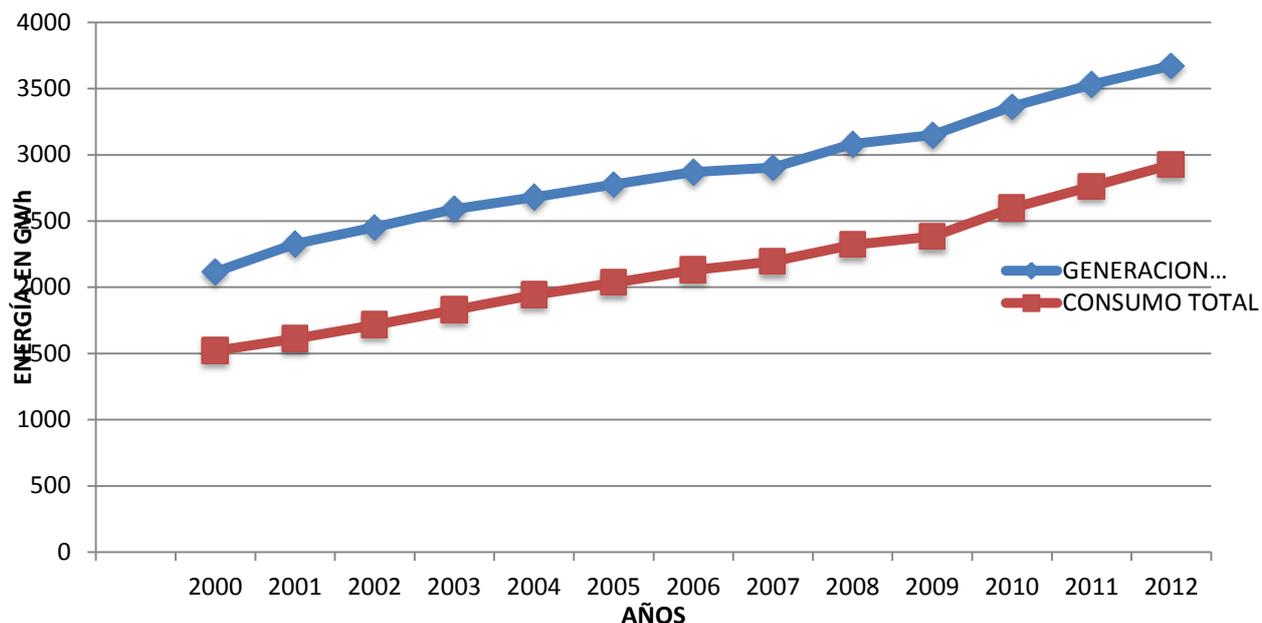


Grafico 13

Fuente: *Ministerio de Energía y Minas, INE*

Al grafico 13 se le ha agregado las perdidas más las exportaciones de energía, y aun así se observa que la generación adelanta en unos 500 a 700 GWh anuales, aproximadamente. Esto no significa que el país posee sobrecapacidad de generación, sino que estos datos reflejan únicamente la generación necesaria para cubrir la demanda de energía registrada junto con la energía que no es registrada (pérdidas por fraudes, conexiones ilegales), perdidas en las líneas y la energía no servida, siendo esto último: los despejes que realiza en CNDC ya sea por sobrecargas, apagones y fallas en la líneas de transmisión o en las redes de distribución que obligan a al CNDC a realizar aperturas inesperadas circuitos cuando no se han programado. Según el grafico no nos enfrentamos a escases de recursos, sino que la seguridad de suministro de energía por ejemplo en el año 2012 alcanzo los 3672 GWh y el consumo nacional incluyendo las perdidas y exportaciones de energía apenas llego a 2924 GWh, es decir la generación de energía se excedió en 748 GWh, datos alentadores para los usuarios del SIN, principalmente para los inversionistas de grandes industrias transnacionales, que verían en Nicaragua un país viable para la producción de bienes o servicios.

PRECIOS

Además de conocer la demanda y la producción de energía es importante conocer el movimiento de los precios de la energía eléctrica a lo largo del periodo de estudio, La energía eléctrica al igual que otro servicio tiene una cadena de comercialización que incluye la producción, el transporte y la distribución a los consumidores finales, para hacer el cálculo del precio del MWh se toma en cuenta: el costo del MW generado, más los costos de transporte que incluyen las perdidas en líneas de transmisión (Peaje), mas el costo de la distribución de la energía incluyendo las perdidas técnicas en las redes de distribución, estas etapas permiten fijar el precio del kWh consumido por cada uno de los usuarios. Los costos de producción más los márgenes de ganancias, son los de mayor peso a la hora de evaluar el nuevo precio periodo, siguiendo las tendencias anteriores de comportamiento que ha registrado, además de el precio proyectado del barril de petróleo. La tabla 10 muestra los precios de la energía eléctrica en años anteriores.

PRECIO DEL kWh (C\$)													
AÑOS	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
PRECIOS	1,40	1,46	1,64	1,81	1,96	2,12	2,73	3,01	3,86	3,54	4,19	5,40	5,73

Tabla 10

Fuente: *Instituto Nicaragüense de Energía (INE)*

El precio del kWh es dividido en bloques de consumo, al igual que la demanda nacional de energía eléctrica podemos desagregarlo en consumo residencial, comercial, industrial, irrigación, etc. pero a diferencia del consumo estos no varían mucho, uno con respecto a los otros bloques de consumo por esa razón únicamente tomamos el promedio anual del kWh, para tener una visión clara de cómo han cambiado los precios, en relación a la demanda, la oferta, la diversidad de la matriz energética, presento los siguientes gráficos.

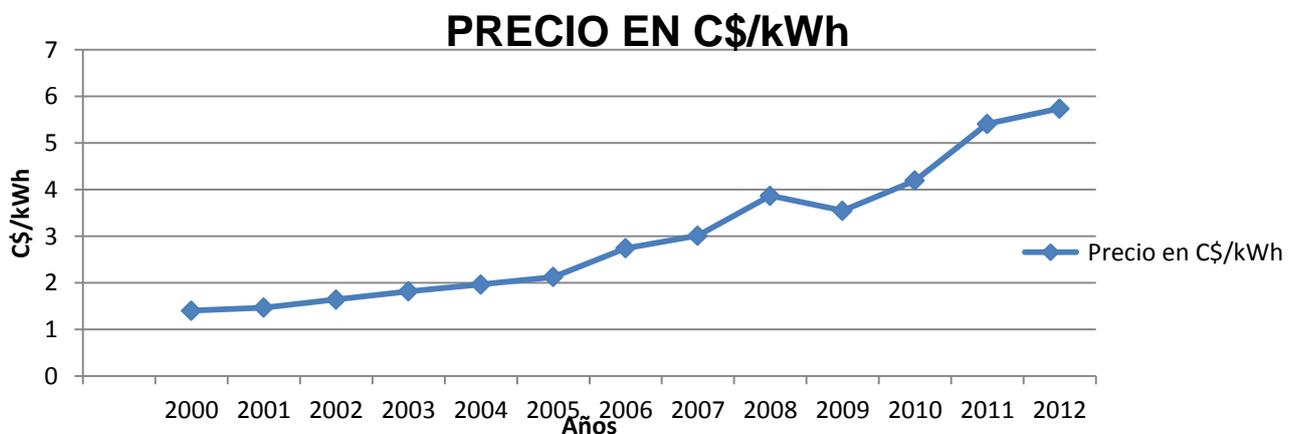


Grafico 14

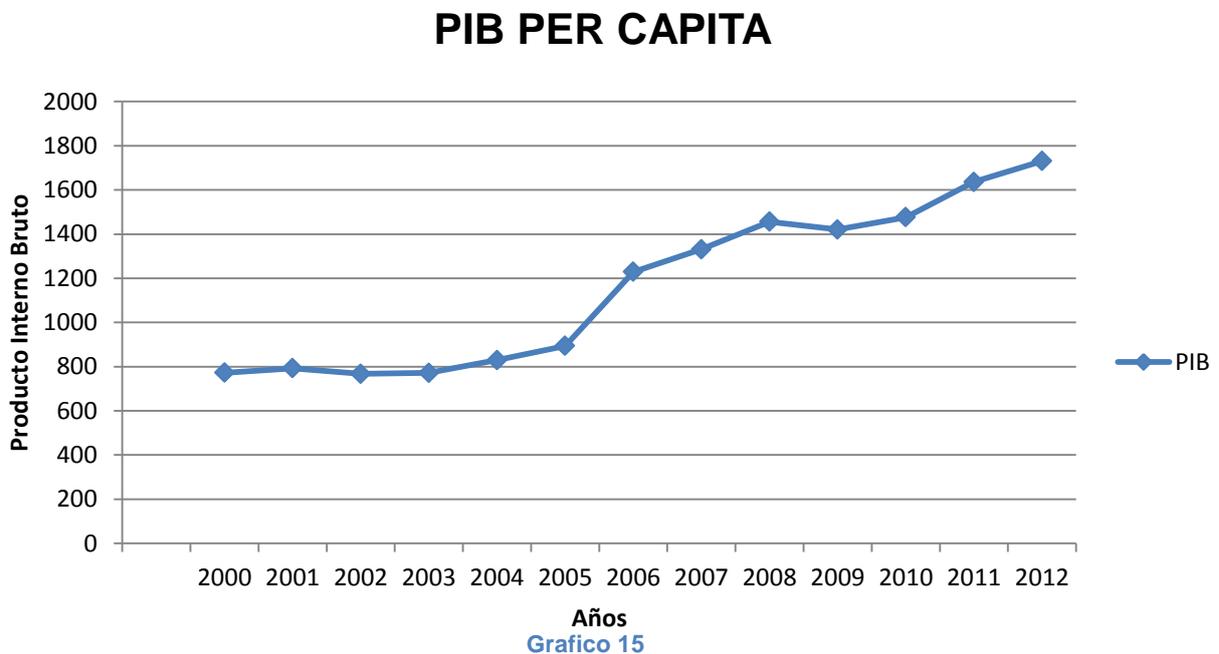
Fuente: *Elaboración Propia*

De alguna manera el precio de la energía está ligado al nivel de riqueza que el país posee, a medida que el producto interno bruto (PIB) se desplaza, incrementa el precio de la Energía eléctrica o viceversa. Por esto se afirma que la avance en términos energéticos, son de importancia en el dinamismo de la economía nacional, el nivel y la calidad de vida, la seguridad pública y la modernización y progreso de la industria adoptando nuevas tecnologías, que sean seguras y eficientes.

PIB PER CAPITA													
AÑOS	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
PIB	772,5	792,9	767,6	772	829,8	893,9	1228,8	1330,8	1456,1	1420,4	1476,5	1636,3	1730,8

Tabla 11

Fuente: *Banco Central de Nicaragua*



Fuente: *Banco Central de Nicaragua*

Si se hace la comparación del grafico de precio de kWh (grafico 14) con el grafico del PIB per cápita (grafico 15), se observa que lo anteriormente dicho tiene todo el sentido y coherencia del caso.

INCREMENTO PORCENTUAL DEL PIB VS EL PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.

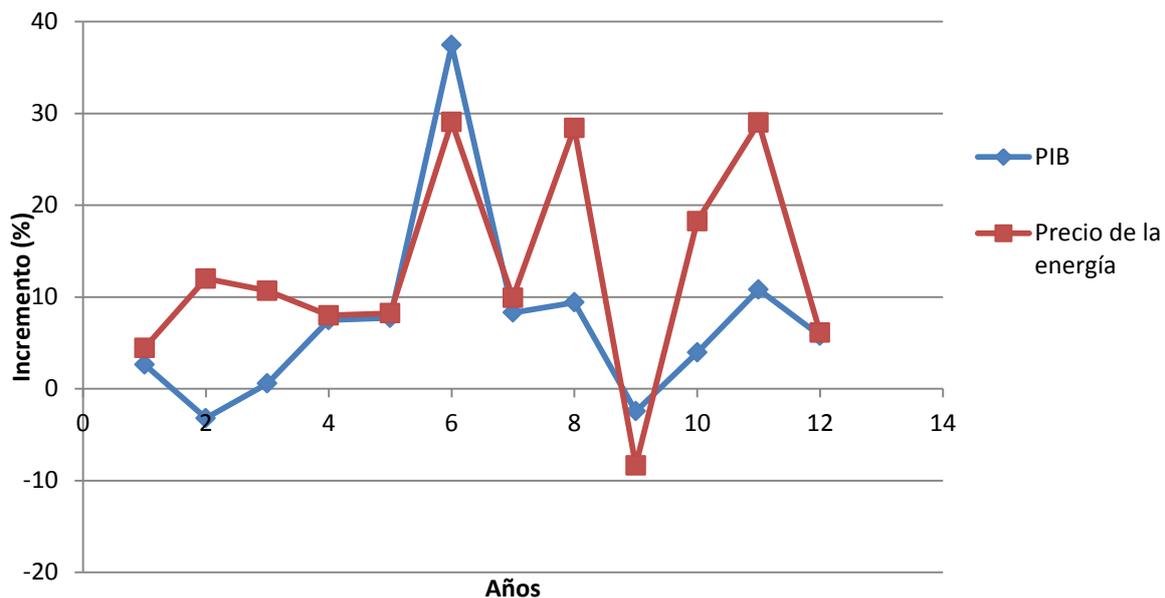


Grafico 16

Fuente: Elaboración propia

Como muestra el grafico 16, el incremento que registra anualmente el nivel de riqueza del país PIB, está ligado al sector energético del país, siendo este uno de los sectores más importantes para el desarrollo económico de la nación, pero no el que más contribuye al PIB, debido a que los demás sectores productivos de la nación necesariamente requieren de producto energía eléctrica para su operación y proceso productivo. Este comportamiento demuestra la relación que existe entre el sector energético y el nivel de riqueza del país, premisa que mencione anteriormente, cuando se observaba el comportamiento del grafico 14 y 15, en donde únicamente difieren en los años 2002 y 2003, como lo muestra el grafico 16. Desde el 2004 en adelante las tendencias han sido las mismas, con la salvedad de que el incremento o reducción es mucho mayor para el precio de la energía, siendo el único caso contrario el del año 2006, año en el que el PIB creció un 37%, mientras que el precio de la energía eléctrica aumentó en 29%, pero siempre ambos siguen las tendencias de incremento porcentual ya sea que aumente o disminuya a excepción de los años 2003 y 2003.

CONCLUSIÓN

Se logro analizar el comportamiento de la demanda y el suministro de energía eléctrica en años anteriores al estudio, cumpliendo de esta manera con el primer objetivo propuesto para el desarrollo de este estudio, de manera general se logro conocer que:

La necesidad de aumentar la capacidad instalada para cubrir la demanda de energía eléctrica del país, hizo que se optara por proyectos térmicos que no lograron diversificar la matriz energética, por el contrario, la hizo más dependiente del petróleo. Obviamente esto hizo que el costo de la energía eléctrica elevara su costo conjuntamente con el precio en el mercado internacional de los hidrocarburos como se observa en el grafico 11 en el que a partir del año 2006 se observan las variaciones más súbitas del precio del kWh. La energía eléctrica por ser considerado un servicio básico es indispensable para la modernización de la nación y acrecentar su economía, puesto que toda industria necesita el suministro de energía eléctrica de manera eficaz, eficiente y segura, aun cuando la capacidad instalada es mucho mayor a la demanda máxima de potencia en el día, no significa que siempre sucedió lo mismo con la disponibilidad de toda la potencia efectiva de las plantas, por ejemplo si el traslado del combustible presenta algún inconveniente, en algún momento se agotarían las reservas y esto ocasionaría un déficit de potencia de más del 50%.

Lo que se observa en el grafico 13, es únicamente lo que registra el CNDC, según los clientes con conexiones legales y las pérdidas técnicas en las redes de distribución, datos suministrados por la distribuidora de energía, además de la información proporcionada por la distribuidora misma, existen las perdidas técnicas en transmisión que son calculadas por ENATREL y luego esta información es sumada al consumo de energía que registra la distribuidora incluyendo las perdidas. Lo que hace que se observe que la generación excede a la demanda es la cantidad de energía que no es registrada, por ejemplo: La cantidad de conexiones ilegales, mas las perdidas por energía no servida, siendo esto último la cantidad de energía que no llega a los consumidores finales, debido a interrupciones inesperadas en la redes eléctricas (transmisión, distribución), por afectaciones ajenas y fuera del alcance de las instituciones encargadas de la operación de cada una de las etapas del transporte de energía eléctrica hasta los consumidores finales.

CAPITULO 2: PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA Y LA EVOLUCION DE LA MATRIZ ENERGETICA DE NICARAGUA PREVISTA PARA EL AÑO 2018.

INTRODUCCION

En este capítulo se reúne toda la información de proyectos a ejecutarse antes del cierre del año 2018, previstos por el MEM para este periodo, dichos proyectos incluyen nuevas plantas de generación y retiros de algunas plantas que han estado presentes en el SIN por muchos años. Debido a que existe pleno interés en la diversificación de la MEN, Nicaragua apunta hacia la generación de energía usando recursos renovables y atenuar la dependencia del petróleo que al día de hoy se conoce que las reservas de este combustible han disminuido y cada día se consume en mayor cantidad (Pagina web: sin dominio. 2010), esto ocasiona la preocupación por disminuir el consumo del combustible fósil y optar por nuevas tecnologías amigables con el ambiente.

Acorde con la situación que se vive en el mundo en estos días el gobierno de Nicaragua a través del MEM, pretende diversificar la MEN y lograr generar energía en un 90% con fuentes de generación alternas, aumentando la capacidad instalada de plantas de tipo hidroeléctrica, eólica y geotérmica, según declaraciones hechas por el MEM a medios de comunicación locales (MEM, 2013). La introducción de nuevas plantas en su mayoría hidroeléctricas y el retiro de plantas térmicas que se detalla más adelante son parte de las soluciones que ejecuta en MEM para atenuar el consumo de petróleo y hacerle frente al consumo de energía y su crecimiento vertical y horizontal.

OBJETIVO

Conocer la situación futura de la MEN, prevista por las instituciones encargadas de la planificación y control del sistema eléctrico nacional de Nicaragua.

MATRIZ ENERGETICA ACTUAL

Este año 2013 inicio con un buen porcentaje de generación con recursos renovables, esto gracias al proyecto de ampliación que se ejecuto la planta geotérmica PENZA y la introducción de dos nuevas plantas de generación eólicas en diciembre del 2012, proyectos que hicieron que Nicaragua alcanzara el mayor porcentaje de generación con recursos renovables en la historia del SIN. El grafico 13 muestra la matriz energética que se tiene en el país actualmente, que cuenta con casi el 50% de generación con fuentes renovables, veamos:

MATRIZ ENERGETICA DE NICARAGUA AL 2013

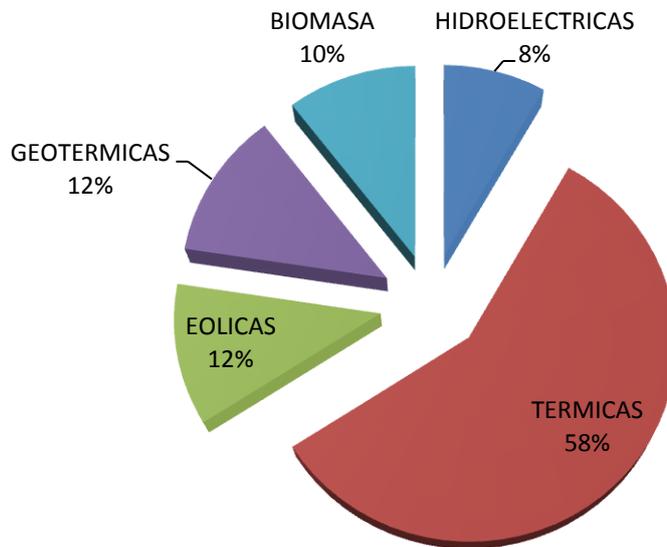


Grafico 17

Fuente: *Ministerio de Energía y Minas, INE*

Si se agrupan las plantas generadoras eólicas, geotérmicas, hidroeléctricas y de biomasa en un solo grupo, el porcentaje de generación con recursos renovables alcanzara, el 42% solo en capacidad instalada nominal.

POTENCIA EFECTIVA

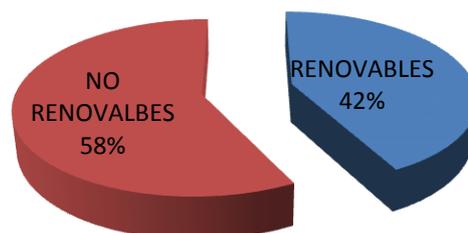


Grafico 18

Fuente: *Ministerio de Energía y Minas, INE*

Nicaragua se encuentra camino hacia una diversificación energética que conllevará a la restructuración de la MEN, que ha sido por muchos años dependiente de los combustibles fósiles y de su fluctuación en el mercado internacional, dependencia que se acentuó años atrás con el aumento sin control del precio del barril de petróleo.

Nuevas políticas y reformas a la ley de la industria eléctrica de Nicaragua (ley 272), han hecho de Nicaragua un país más atractivo a inversionistas que han observado el potencial de recursos de generación de energía eléctrica renovables, y gracias a esto Nicaragua cuenta en este año con 44% de capacidad instalada para generar energía con recursos renovables, como las disposiciones comprendidas en la ley para la promoción de energía eléctrica con fuentes renovables, estableciendo incentivos fiscales, económicos y financieros que contribuyen a dicho desarrollo, dentro de un marco de aprovechamiento sostenible de los recursos energéticos renovables. Logros que han atenuado la presencia de plantas de generación térmicas, reduciendo así la factura petrolera de Nicaragua y reduciendo los gases de efecto invernadero, que emanan las plantas de bunker y turbinas a gas. (INE, 2013)

EXPANSIÓN DE LA GENERACION DE ENERGIA ELÉCTRICA HASTA EL 2018

ESCENARIOS DE LA CNE Y DEL CEAC

Para conocer la expansión de la generación de energía es necesario conocer antes los planes de la Comisión Nacional de Energía (CNE), que en el año 2005, presentó el Plan Indicativo de la generación del sector eléctrico periodo 2005 – 2016 (PIGSE), en el que se contemplan una serie de proyectos de generación para ese periodo, retiros de plantas, y la diversificación de la MEN. Dentro del informe se plantean múltiples escenarios que proponen la entrada en operación de distintos proyectos, asumiendo eventualidades externas, retrasos en las obras o cualquier otro tipo de inconvenientes al que se enfrenten cada uno de los proyectos, además de considerar la evolución de la demanda, los costos de los hidrocarburos y las interconexiones regionales. A continuación se definen los escenarios a estudiar:

ESCENARIOS DE PROYECCION DEL CEAC						
Macro-Escenario	Escenario	Demanda	Precio de Combustible	Limitación a Recursos	Entrada Siepac	Copalar
DESARROLLO INTEGRADO	IEBHT	Esperada	Base	Hidros todas	2008	Copalar 150 MW
	IEBHT+C350	Esperada	Base	Hidros todas	2008	Copalar 350 MW
	IEBHM+S10	Esperada	Base	Hidros medianos	2010	Sin Copalar
	IEBHM-SS	Esperada	Base	Hidros medianos	Nunca	Sin Copalar
	IEBHT+MX	Esperada	Base	Hidros todas	2008	Copalar 150 MW
DESARROLLO AISLADO (Operac. Coordinada)	IEAHT	Esperada	Alto	Hidros todas	2008	Copalar 150 MW
	EBHM	Esperada	Base	Hidros medianos	no	Sin Copalar
	EBHM+SS	Esperada	Base	Hidros medianos	2008	Sin Copalar
	EBHT	Esperada	Base	Hidros todas	no	Copalar 150 MW
	EBTP	Esperada	Base	Térmico puro	no	Sin Copalar
	EAHT	Esperada	Alto	Hidros todas	no	Copalar 150 MW
	EATP	Esperada	Alto	Térmico puro	no	Sin Copalar
ABHM	Alta	Base	Hidros medianas	no	Sin Copalar	
AAHT	Alta	Alta	Hidros todas	no	Copalar 150 MW	
Macro-Escenarios:	Aislado	Ninguna letra				
	Integrado	I				
Demanda	Esperada	E				
	Alta	A				
Combustible	Base	B				
	Alto	A				
Recursos	Hidros medianas	HM	Hidroeléctricas con potencias menores a 100 MW			
	Hidros todas	HT	Todas las hidroeléctricas			
Atraso SIEPAC		+S10	Siepac en el año 2010			
Con SIEPAC		+SS	Siepac en el año 2008			
Sin SIEPAC		-SS	Solo con interconexiones existentes			
Interconexión México		+MX	Se tratará como una planta beneficio			

Tabla 12

Fuente: CNE, Plan indicativo de la Generación del Sector Eléctrico (PIGSE)

Luego de esto se observa el resultado de cada uno de los escenarios, en donde se toma en cuenta la adición de potencia y el retiro de plantas.

Los proyectos involucrados son:

Hidroeléctricos:

- Larreynaga
- Pajaritos
- Valentín
- El Carmen
- Mojolka
- Corriente Lira
- Pantasma
- Tumarín
- Copalar

Geotérmicos:

- San Jacinto Tizate
- Geo Hoyo

Eólicos:

- Amayo (20 MW)

MACRO ESCENARIO INTEGRADO						
Escenario Recurso	IEBHT Proyecto MW	IEBHT+C350 Proyecto MW	IEBHT+S10 Proyecto MW	IEBHT-SS Proyecto MW	IEBHT+MX Proyecto MW	IEAHT Proyecto MW
Térmico	0	0	0	0	0	0
Geotérm.	126	126	126	126	126	126
Eólico	20	20	20	20	20	20
Hidro	688	888	240	240	688	688

Tabla 13

Fuente: Consejo de Electrificación de América Central

Luego en términos en general los resultados son los siguientes:

ADICION Y RETIRO DE POTENCIA AL SIN						
Escenario	IEBHT Proyecto MW	IEBHT+C350 Proyecto MW	IEBHT+S10 Proyecto MW	IEBHT-SS Proyecto MW	IEBHT+MX Proyecto MW	IEAHT Proyecto MW
Adición Total	834	1034	386	386	834	834
Retiro ¹	-36	-36	-36	-36	-36	-36
Adición neta	798	998	350	350	798	798

Tabla 14

Fuente: Consejo de Electrificación de América Central

En la tabla N° 13 se muestra el resultado de cada escenario mostrado en el Macro Escenario Integrado, y es realmente evidente el interés por retirar la planta de turbina de gas Las Brisas, puesto que en todos los escenarios desde el más optimista, hasta el más negativo incluyen el retiro de dicha planta. Además de lo mostrado anteriormente, la planta las brisas es la plantas menos eficiente del SIN, a esto se suma el alto costo que tiene el precio del MWh que genera dicha planta que a ese año alcanzo más de 200 dólares el MWh generado (CNDC, 2012), estas son razones de peso del porque se quiere retirar esta planta de la matriz energética de Nicaragua.

Al primer semestre de este año el porcentaje de cumplimiento de los proyectos contemplados dentro del plan es relativamente bajo (tabla 16), porque proyectos como Corriente Lira, Valentín, El Carmen, Mojolka, pajaritos y el proyecto copalar que representan más del 80% de los proyectos hidroeléctricos por los que se apostó en su momento, al día de hoy aun no terminan sus estudios de factibilidad o prefactibilidad en otros caso (MEM, 2013). En este momento el proyecto Tumarín y Larreynaga son los únicos que se encuentran en ejecución y fueron contemplados dentro del plan de expansión. El caso de los proyectos geotérmico a la fecha tiene un cumplimiento del 50% con la introducción de la planta san Jacinto Tizate y su respectiva ampliaciones en el 2012 (MEM, 2013).

Las plantas de generación eólicas en 2005 no eran consideradas atractivas para la diversificación de la MEN, pero contrastándose con la realidad son las que han incrementado aproximadamente 7 veces la capacidad instalada que la contemplada

¹ Los retiros que se registran son: planta Chinandega (2010) y planta las brisas, programado para este año.

en el plan con 145 MW instalados, de los que solo se programaba la entrada de 20 MW al año 2007. A ciencia cierta es difícil conocer el por qué del desarrollo de plantas generadoras eólicas, para el ministro de energía y minas, Emilio Rappaccioli, esto se debe a que “Nicaragua es uno de los países más viables para desarrollar la generación de energía eléctrica, a través del viento”. Y destacó que la generación de energía eólica es limpia, sostenible, reduce las emisiones de dióxido de carbono y es económicamente favorable al ahorro que supone. (La prensa, 2013).

La entrada en operación del SIEPAC, fue este año, pero esto no tiene incidencia en los avances de los proyectos de generación nacionales porque apenas se ha elaborado el reglamento del mercado eléctrico regional, además los países que se encuentran conectados en el SIEPAC, poseen diversidad y una cantidad de energía firme lo suficiente como para no llegar a hacer grandes exportaciones de energía por el momento, en el informe del Ente Operador Regional (EOR), denominado *Datos estadísticos de transacciones comerciales 2012*, se muestra que en las transacciones del mercado eléctrico regional, Nicaragua únicamente hizo un retiro de 16, 8 GWh en todo el año 2012. El informe muestra que Nicaragua ha realizado mucho más retiros que inyecciones en el MER, lo que evidencia la situación en la que se encuentran el resto de países miembros del SIEPAC, los que poseen un sistema capaz de cubrir la demanda nacional y de inyectar energía al sistema regional. La adición de potencia desde el año 2005 hasta el primer semestre del 2013 siguiendo el macro escenario integrado, incluyendo únicamente proyectos que se encuentran en operación y los retiros de plantas hechos al cierre del primer semestre de este año son de:

ADICIÓN DE POTENCIA REAL (MACRO ESCENARIO INTEGRADO)	
Escenario Recurso	Todos Potencia MW
Térmico	0
Geotérmico	72
Eólico	20
Hidro	0

Tabla 15

Fuente: *Elaboración propia*

El único retiro hecho fue el de la planta térmica Chinandega en el año 2010. El Plan Indicativo de la Generación del Sector Eléctrico (PIGSE) apuntaba hacia generación hidroeléctrica en mayor proporción, seguido de proyectos geotérmicos los que parecen ser aun más atractivos que los hidroeléctricos porque no dependen del agente externo: el clima, a diferencia de los eólicos y los hidroeléctricos.

Adicionalmente los proyectos hidroeléctricos ejecutados son de potencias relativamente menor a los 10 MW (INE, ENEL, 2013), porque en su mayoría son proyectos aislados que se ejecutan en zonas donde la extensión de red u otro tipo de planta es definitivamente costoso y los más viable en esos casos son la mini

centrales hidroeléctricas. La tabla 15 muestra el porcentaje de cumplimiento de cada escenario, donde se aprecia que ni el 25% de los proyectos propuestos se ejecutaron.

En el caso de la capacidad Instalada de plantas térmicas no se contemplaba ninguna incremento de este tipo de planta, pero el déficit de potencia obligó a realizar acciones rápidas que atenuara la necesidad de incrementar la MEN y la solución más factible adoptaba por el gobierno en 2007 fue la introducción de las plantas térmicas Hugo Chávez y las Che Guevara, esto cambio radicalmente la MEN, que en su momento alcanzo el 75% de generación térmica (Bunker, turbinas de Gas).

PORCENTAJE DE CUMPLIMIENTO DEL MACRO ESCENARIO INTEGRADO						
Escenario	IEBHT	IEBHT+C350	IEBHT+S10	IEBHT-SS	IEBHT+MX	IEAHT
% de cumplimiento	11,031	8,897	23,834	23,834	11,031	11,031

Tabla 16

Fuente: *Elaboración propia*

MACRO ESCENARIO AISLADO							
Escenario Recurso	EBHM Proyecto MW	EBHT Proyecto MW	EBT Proyecto MW	EAHT Proyecto MW	EATP Proyecto MW	ABHTM Proyecto MW	AAHT Proyecto MW
Térmico	100	0	200	0	250	200	100
Geo	126	126	126	126	126	126	126
Eólico	40	20	20	20	20	20	20
Hidro	240	382	0	520	0	200	510

Tabla 17

Fuente: *Elaboración propia*

La cantidad de potencia que sería agregada al SIN según el macro escenario aislado sería de:

ADICION DE POTENCIA REAL (MACRO ESCENARIO AISLADO)							
Escenario	EBHM MW	EBHT MW	EBTP MW	EAHT MW	EATP MW	ABHTM MW	AAHT MW
Adición Total	506	528	346	666	396	546	756
Retiro	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36
Adición neta	470	492	310	630	360	510	720

Tabla 18

Fuente: *Consejo de Electrificación de América Central*

En este macro escenario se contempla una realidad como la que se vive en la actualidad, porque se incluyen entre 100 y 200 MW de generación Térmica, este macro escenario es el que muestra la mayor variedad de casos, por lo que se puede asegurar que al momento es el de mayor cumplimiento, a pesar de que los proyectos térmicos no son los que están presentes en la MEN, pero si esta en acierto con la cantidad de potencia que aportan al SIN.

Hay moderación con los proyectos hidroeléctricos, que no se consideran en grandes cantidades como en el macro escenario integrado, es decir no se incluyen los

grandes proyectos regionales como Copalar y Tumarín juntos, sino que son distribuidos en todos los casos. El proyecto Mojolka no es considerado en todos los casos sino únicamente en el caso: EAHT. El escenario AAHT, es el único que incluye la introducción de Copalar y Tumarín juntos al mercado eléctrico nacional.

En el caso de las plantas Geotérmicas, estas son las mismas que se consideraban en el primer macro escenario, es decir San Jacinto Tizate y el proyecto Geo Hoyo, de los cuales únicamente la planta San Jacinto Tizate se encuentra en operación administrada por Polaris Energy Nicaragua S.A. (PENSA). Existen licencias de exploración para cuatro zonas de potencial geotérmico en Nicaragua pero no poseen agentes interesados en invertir en este tipo de recurso (MEM, 2013), aun cuando se conoce el potencial que Nicaragua posee, esto ha hecho que la participación de las plantas geotérmicas no aumente.

La potencia de plantas de Generación eólicas oscilan entre 20 y 40 MW en el PIGSE, macro escenario aislado, situación que fue superada hasta el primer semestre de este año 4 veces aproximadamente, porque se cuenta con 145 MW de generación eólica a la fecha. (Gráfico 17)

El caso de las plantas Térmicas es un caso especial porque en ningún momento se hablaba de plantas de diesel (Albanisa), sino que se consideraba la introducción de una planta de carbón de al menos 125 MW, y alguna otra planta de bunker que pudiera ser instalada de manera rápida en momentos donde se esperaba la demanda creciera. El caso de la planta de carbón no se secundo por el hecho de ser un recurso no renovable, además en América los países productores con las mayor cantidad de reservas de este energético son: Los Estados Unidos (22,6%), México y argentina (0.1%), Colombia (0,8%) y Brasil (0,5%), y cada uno de ellos posee centrales de generación de energía a base de este combustible (Federación Nacional de Empresarios de Minas de Carbón, 2013). El traslado de este recurso al país para ser utilizado en una planta de 125 MW, sumado al costo de operación de la planta, elevaría el costo del MW con respecto a las que utilizan otros recursos. Entonces la capacidad instalada al cierre del primer semestre de este año alcanzo la cantidad máxima prevista por el caso EATP, descrito en la tabla 19.

ADICIÓN DE POTENCIA EN EL MACRO ESCENARIO AISLADO	
Escenario Recurso	Todos Proyecto MW
Térmico	250
Geotérmico	72
Eólico	20
Hidro	0

Tabla 19

Fuente: *Consejo de Electrificación de América Central*

Según el macro escenario aislado el porcentaje de cumplimiento de cada escenario es más alto que el macro escenario integrado, aun cuando las plantas térmicas no

son las que se propusieron, no solo alcanzaron la capacidad programada sino que al momento se sobrepaso en 146 MW, es decir se han instalado a la fecha 346 MW térmicos.

PORCENTAJE DE CUMPLIMIENTO EN EL MACRO ESCENARIO AISLADO							
Escenario	EBHM	EBHT	EBTP	EAHT	EATP	ABHTM	AAHT
% de cumplimiento	41,897	17,424	84,393	13,814	86,364	35,165	25,397

Tabla 20

Fuente: *Elaboración propia*

Como lo había descrito anteriormente este es un escenario más acertado y apegado MEN actual en el país, que se encentra con mayor presencia de plantas de generación térmicas, El caso EATP, es el de mayor cumplimiento porcentual, porque dentro de él se considera la introducción de dos plantas a base de carbón de 125 MW cada una, aun cuando las plantas térmicas instaladas son de bunker y no a base de carbón. Por eso el caso más acertado es el EBTP, porque cuenta con los tipos de proyectos (Térmicas puras) que si se ejecutaron.

PLAN DEL CEAC

Existe un Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación (PIREG) elaborado por el Grupo De Trabajo De Planificación Indicativa Regional (GTPIR) del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), donde se incluye información de Nicaragua proporcionada por ENATREL y por cada una de las empresas encargadas de controlar la energía en cada país a nivel centroamericano.

Este Plan Indicativo Regional de Expansión es más amplio y actualizado que el realizado por la CNE y evaluado anteriormente, incluye proyectos candidatos de cada país, proyectos que fueron presentados al CEAC por ENATREL como los más atractivos para ejecutarse en el periodo de tiempo 2011 – 2025, para ampliar el parque de generación del país optando por proyectos de energía renovable. Pero que de acuerdo con la realidad que se observa hasta el momento esta distante de cumplirse a cabalidad debido al estancamiento de la mayoría de los proyectos hidroeléctricos que se mencionan en el Plan Regional de Expansión de la Generación (PIREG). Al igual que el Plan Indicativo de la Generación del Sector Eléctrico (PIGSE) este plan incluye una gran cantidad de proyectos hidroeléctricos y geotérmicos que no han avanzado en sus estudios como: apoyo (G), Casitas (G), La Sirena (H), Boboke (H), Copalar (H), El Carmen (H), entre otros, esto no quiere decir que el plan de expansión no puede ser usado sino que, como cuenta con un periodo de ejecución de los proyectos que excede el tiempo de estudio (2018) de esta investigación, entonces en este momento no se puede incluir todos los proyectos que se ejecutaran en el periodo 2011 – 2025, según ENATREL, pero si puedo incluir todos los proyectos que se ejecutan al cierre del 2018 (Ampliaciones, nuevos proyectos, retiros).

En el Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación (PIGSE), elaborado por el Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR) se prevé la entrada en operación de una gran cantidad de proyectos geotérmicos presentados en el plan maestro geotérmico de Nicaragua que presenta diez áreas con interés, de las que se mencionan cinco áreas más de las dos que actualmente se encuentran en explotación comercial. El caso de los proyectos hidroeléctricos como se ha expresado anteriormente son una gran cantidad de proyectos los que se mencionan, pero que en realidad están muy distantes de ser realidad en corto plazo o al menos no caben dentro de este estudio por encontrarse fuera del lapso de tiempo que se estudia.

ESCENARIO ACTUAL DE NICARAGUA

El ministerio de energía y minas (MEM) es el encargado de los planes indicativos de generación de energía eléctrica. Contrastando lo previsto por el PIGSE los proyectos eólicos son los que han sobrepasado la capacidad de potencia prevista hasta la fecha con la introducción de 3 nuevas plantas de generación eólicas, dichos proyectos son la introducción en 2009 de Consorcio Eólico Amayo fase I y en 2010 con la segunda fase. Y para el año anterior con dos nuevas plantas Blue power and Energy S.A. y Eolo de Nicaragua S.A.

Siendo el MEM como encargado de la diversificación y expansión de la MEN ha otorgado licencias a proyectos que en su momento no fueron considerados atractivos por nuevos agentes, inversionistas o licenciatarios, pero que a diferencia de los mencionados en ambas proyecciones estudiadas anteriormente, se encuentran en construcción con licencia de generación provisional, proyectos como alba vientos, salto Y - Y, y algunos otros proyectos que serán abordados en su detalle en el desarrollo de este capítulo. Con entrada en operación a corto plazo e interconexión al SIN a través de subestaciones cercanas a su localización. Estos son los proyectos que se están ejecutando y formaran parte de la MEN en corto plazo:

PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS

Nicaragua apunta hacia la hidroelectricidad, debido a los recursos hídricos que posee el país en su geografía, al parecer es la mejor manera de diversificar la MEN, prueba de ello son la cantidad de mini centrales hidroeléctricas en zonas aisladas del país que se encuentran en estudio, y los proyectos que ya se están ejecutando para que en corto plazo estén dentro el sistema eléctrico nacional. Plantas como Tumarín, salto Y – Y, entre otras son parte de las plantas generadoras de energía que están en la etapa de construcción.

PROYECTOS HIDROELECTRICOS			
Proyecto Hidroeléctrico	PANTASMA	Proyecto Hidroeléctrico	EL SALTO Y-Y
Departamento	JINOTEGA	Departamento	RAAN
Municipio	San Rafael del Norte	Municipio	Siuna
Potencia MW	12,5	Potencia MW	26
Producción GWh/año	43,3917	Producción GWh/año	110,2
Cuenca	Pantasma – Coco	Cuenca	Y-Y
Nivel de Estudio	En Construcción	Nivel de Estudio	En Construcción
Licenciario	HIDROPANTASMA	Licenciario	EGENICSA
Tipo de licencia	Generación	Tipo de licencia	Generación
Proyecto Hidroeléctrico	PIEDRA PUNTUDA	Proyecto Hidroeléctrico	TUMARÍN
Departamento	RAAS	Departamento	RAAS
Municipio	Muelle de los Bueyes	Municipio	La Cruz del Rio Grande
Potencia MW	15	Potencia MW	230
Producción GWh/año	41,,2	Producción GWh/año	1106
Cuenca	Mico	Cuenca	Grande de Matagalpa
Nivel de Estudio	En construcción	Nivel de Estudio	En construcción
Licenciario	HEMCO	Licenciario	CHN
Tipo de licencia	Licencia de Generación	Tipo de licencia	Generación
Proyecto Hidroeléctrico	LARREYNAGA	Proyecto Hidroeléctrico	LAS CAÑAS
Departamento	JINOTEGA	Departamento	MATAGALPA
Municipio	Jinotega	Municipio	Matagalpa
Potencia MW	17	Potencia MW	1,47
Producción GWh/año	74,511	Producción GWh/año	
Cuenca	Tuma	Cuenca	
Nivel de Estudio	En Construcción	Nivel de Estudio	En construcción
Licenciario	ENEL-HIDROGESA	Licenciario	Cerro Frio S.A.
Tipo de licencia	Generación	Tipo de licencia	Generación

Tabla 21

Fuente: *Elaboración propia*

El desarrollo de los grandes proyectos hidroeléctricos como Brito, Copalar, Mojolka y El Carmen requieren de una serie de estudios sociales, en los que se exprese con claridad el aporte nacional que el proyecto conllevaría consigo, el balance beneficio – costo en este momento es negativo y lo que más incide en el retraso de estos proyectos son los riesgos ambientales que cada uno de los proyectos trae consigo (Centro Humboldt, 2012), estas son razones por las que los proyectos hidroeléctricos de gran envergadura en Nicaragua han tenido inconvenientes y retrasos en su desarrollo. Únicamente se han desarrollado los proyectos pequeños en zonas rurales para ampliar la cobertura eléctrica y hacer de Nicaragua un país más productivo y desarrollado. Nicaragua posee la mayor cantidad de ríos y vertientes en la zona atlántica, pero la falta de incentivos ha hecho que grandes inversionistas no se interesen en los proyectos hidroeléctricos de Nicaragua. El caso del proyecto Tumarín, hasta una reforma a la ley de la industria eléctrica se tuvo que hacer para que el país pueda contar con una planta de generación hidroeléctrica.

Resumen de Plantas Hidroeléctricas	
Plantas Hidroeléctrica	Potencia (MW)
Pantasma (construcción)	12,5
Piedra Puntuda (Construcción)	15
Larreynaga (Construcción)	17
Salto Y-Y (Construcción)	26
Tumarín (Construcción)	230
Las Cañas (Construcción)	1,47
Total	301,97

Tabla 22

Fuente: *Ministerio de Energía y Minas*

PROYECTOS GEOTERMICOS²

Los proyectos geotérmicos, son los que más incertidumbre presentan, debido a esto el MEM ha otorgado solamente dos concesiones de explotación del potencial geotérmico del país, que son las plantas que se encuentran presentes en la MEN, y tres licencias de exploración otorgada a los proyectos:

- El Hoyo – Monte Galán (60 MW). (GEONICA)
- Volcán Casita – San Cristóbal (30 MW). (Cerro Colorado Power)
- Managua – Chiltepe (20 MW). (Albanisa)

Proyectos que se encuentran en estudios de factibilidad por el momento y no se han determinado con exactitud el potencial comercial explotable en las zonas donde se localizan estos proyectos.

PROYECTOS EÓLICOS

Nicaragua cuenta con un potencial eólico según la CNE de 800 MW³, a este año el país cuenta con tres plantas de generación de energía eléctrica eólicas: Consorcio Eólico Amayo (Fase I y fase II), Blue Power & energy, Eolo de Nicaragua S.A. Además de los proyectos que se encuentran generando, se realizan estudios para ampliar la capacidad instalada utilizando este recurso. Los proyectos que se encuentran en estudios son:

² Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL)

³ Cálculos realizados por la Comisión Nacional de Energía

PROYECTOS EOLICOS			
Proyecto Eólico	Las Sierras	Proyecto Eólico	Alba
Departamento	Managua	Departamento	Rivas
Municipio	Managua	Municipio	Rivas
Potencia MW	40	Potencia MW	40
Producción GWh/año	-	Producción GWh/año	-
Nivel de Estudio	Estudios	Nivel de Estudio	Estudios
Licenciatario	Vientos Alisios S.A.	Licenciatario	Alba Eólica
Tipo de licencia	Provisional de Generación	Tipo de licencia	Provisional de Generación

Tabla 23

Fuente: *Ministerio de Energía y Minas*

PROYECTOS TÉRMICOS⁴

El país apunta hacia la transformación de la MEN y la no dependencia del petróleo y todos sus derivados, esto lleva a poner interés únicamente en proyectos de generación usando fuentes renovables esto quiere decir que el MEM, no contempla ningún proyecto de generación térmico, por el contrario tiene programado el retiro de la planta a turbina de gas Las Brisas, posteriormente la planta Managua y la planta Nicaragua paulatinamente. (CEAC, 2012)

PROYECTOS TERMICOS				
Año	Mes	Tipo	Operación	Potencia
2014	4	Térmica	Retiro Managua 3	40
	9	Térmica	Retiro Managua 4	5
	9	Térmica	Retiro Managua 5	5
	12	Térmica	Retiro Nicaragua II	50
	12	Térmica	Retiro Nicaragua I	50

Tabla 24

Fuente: *Consejo de Electrificación de América Central*

Además de estos retiros contemplados en el plan indicativo de regional de Expansión de la generación periodo 2011 - 2025 (PIREG), se estima el retiro este año de la planta las brisas (23 MW) en el plan indicativo de la generación del sector eléctrico elaborado por la comisión nacional de energía para el periodo 2005- 2016 lo que ocasionaría un cambio en el parque de generación que atenuando la dependencia del petróleo que existe en el país ahora.

Entonces si se toman en cuenta todas y cada una de las operaciones planeadas por el MEM, sería una manera de suponer que el crecimiento de la MEN, sería de manera ideal, y que en la realidad por lo general difiere. Entonces esto supone realizar un “modelo ideal” que considere todos los proyectos que anteriormente se

⁴ Informe del Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR), diciembre de 2010, *Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación Periodo 2011-2025*.

han detallado, y otro modelo un poco más “discreto” al que denominare de la misma manera.

Modelo Ideal

En el modelo ideal consiste en adicionar todos los proyectos que se han mencionado con anterioridad aun cuando presenten incertidumbre, este mostrara una realidad idealista de la nueva matriz energética que se prevé para Nicaragua al cierre del 2018, el que incluirá todas las modificaciones previstas sin excepción.

ADICIÓN DE PLANTAS NUEVAS	
Proyecto	Potencia MW
Pantasma (H)	12,5
El Salto Y-Y (H)	26
Piedra Puntuda (H)	15
Tumarín (H)	230
Larreynaga (H)	17
Las Cañas (H)	1,47
Las Sierras (E)	40
Alba (E)	40
El Hoyo - Monte Galán (G)	60
Casita - San Cristóbal (G)	30
Managua – Chiltepe (G)	20

RETIRO DE PLANTAS	
Plantas	Potencia MW
Las Brisas (T)	23
Managua 3 (T)	40
Managua 4 (T)	5
Managua 5 (T)	5
Nicaragua 2 (T)	50
Nicaragua 1 (T)	50

Tabla 26

Fuente: *Ministerio de Energía y Minas, ENEL, GTPIR (CEAC), ENATREL.*

Realizando los cambios al grafico 13, ya con el flujo de potencia nuevo realizando los respectivos cambios, adicionando 492 MW aproximadamente de generación eólica, hidroeléctrica, geotérmica y restando 173 MW que corresponden a los retiros de plantas térmicas que en total van a ser ejecutados al cierre del 2014, la MEN pasaría a ser la siguiente:

MATRIZ ENERGETICA DE NICARAGUA EN 2018 MODELO IDEAL

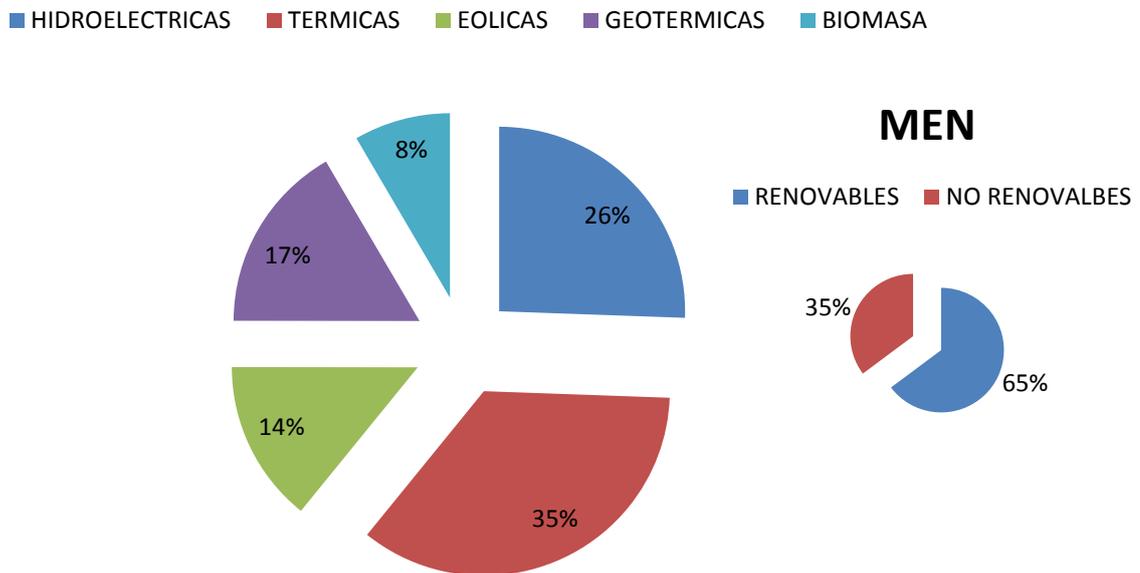


Grafico 19

Fuente: *Elaboración propia.*

La introducción de todos los proyectos nuevos de generación a la MEN, incluidos en este modelo son proyectos renovables en un 100%, debido a esto la MEN se transforma en un 65% de generación a base de fuentes renovables, dejando atrás el 44% que posee actualmente el parque de generación, la reducción en la generación térmica se debe a la salida de operación de tres plantas antiguas que han estado presentes en el parque de generación desde sus inicios como son: la planta Managua y planta brisas, y la planta Nicaragua que hasta el momento es considerado el nodo de referencia o barra Slack del SIN, la barra de Slack hace referencia al nodo más robusto que tiene un sistema eléctrico de potencia (SEP), eso se utiliza principalmente cuando se realizan estudios del SEP, para conocer los flujos de potencia, voltajes pre y post-falla, y estudios de despacho económicos, los que son realizados y simulados por ENATREL para conocer el comportamiento del sistema ahora y las afectaciones al sistemas cuando se enfrente a contingencias futuras.

Modelo Discreto

Es importante conocer la situación real del país para poder evaluar su seguridad energética, tal y como se hace en otros sectores del país, el sector eléctrico en Nicaragua debe de conocerse y programarse de manera eficiente, obedeciendo las políticas y programas para cambiar la situación energética actual y no enfrentarnos a

crisis que resten el dinamismo de los otros sectores de la macroeconomía nacional. A diferencia del Modelo Ideal, en este otro escenario solo se incluirán los más avanzados en sus etapas, esto deja fuera a proyectos que no han salido de sus estudios iniciales y que además no presentan licenciatarios, ni concesiones de explotación del recurso. Justificando los cambios que con datos respaldados por el MEM.

Los proyectos hidroeléctricos se pueden incluir todos los de la tabla N° 21, porque en ella se detallan únicamente los que según el MEM se encuentran en construcción de obras civiles y cuentan con el mayor número de avances de sus estudios y permisos concedidos por instituciones gubernamentales como el MARENA, por el interés de cambiar la MEN, para que en 2017 alcance el 90% de generación a base de recursos renovables.

El caso de los proyectos geotérmicos es totalmente contrario a los proyectos hidroeléctricos porque, a pesar de estar incluidos en el PIGSE y el PIREG, (como el caso de El Hoyo – Monte Galán (Geohoyo) que es tomado en cuenta en los dos programas citados en el presente estudio, y que a estos momentos escasamente cuenta con licencia de exploración), contradictoriamente a los planes de expansión, se observó que al cierre del año 2013, no se iniciaron siquiera un solo proyecto de generación con los recursos geotérmicos con los que cuenta el país.

Los Proyectos eólicos son prometedores porque, en 2014 entrara en operación la planta eólica Alba (LA PRENSA, 2010), que ya cuenta con una licencia de generación, al igual que el proyecto las Sierras (tabla 25), que posee la misma licencia que la empresa alba vientos. A pesar de que se conoce el potencial eólico que presenta la región centroamericana no son incluidos en el más reciente plan elaborado por el CEAC, en 2012, por no poseer la herramienta necesaria para procesar datos.

Los proyectos térmicos son muy inciertos en su cumplimiento, es decir que el MEM no ha anunciado el retiro de ninguna planta térmica, pero si se incluyen en los dos planes analizados con anterioridad, además de ser incluidos en el nuevo plan elaborado por el CEAC, para el periodo 2012 – 2017⁵, en el que una vez más se incluyen el retiro de la planta las Brisas, Managua y Nicaragua en su totalidad del parque de generación actual. La tabla 20 muestra la secuencia que obedecerá el retiro de dichas plantas que en su totalidad suma una potencia de 173 MW, incluyendo las tres plantas, la razón de esto puede ser por fin del contrato o por ser ineficientes en comparación a las otras tecnologías.

⁵Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR), octubre 2012, *Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación Periodo 2012-2027*.

Después de dar a conocer todos los proyectos que cuentan con mayor grado de confianza para ser incluidos en este escenario se pueden agrupar y realizar los respectivos ajustes ala MEN, que actualmente cuenta con 42% de generación de energía usando recursos renovables (grafico 18).

PROYECTOS NUEVOS QUE SE ESTAN EJECUTANDO										
Plantas Eléctricas	Hidroeléctricas		Térmicas		Eólicas		Geotérmicas		Biomasa	
capacidad instalada	Actualmente	99,08	587,48		139,56		90,3		124,8	
	Planta	P (MW)	Planta	P (MW)	Planta	P (MW)	Planta	P (MW)	Planta	P (MW)
Proyectos Nuevos	Pantasma	12,5	Las Brisas	-23	Las Sierras	40	El Hoyo - Monte Galán	0	No se considera ningún cambio en este tipo de tecnología sino hasta el año 2019.	
	El Salto Y-Y	26	Managua 3	-40	Alba	40	Casita - San Cristóbal	0		
	Piedra Puntuda	15	Managua 4	-5	-	-	Managua - Chiltepe	0		
	Tumarín	230	Managua 5	-5	-	-	-	-		
	Larreinaga	17	Nicaragua 2	-50	-	-	-	-		
	Las Cañas	1,47	Nicaragua 1	-50	--	--	-	-		
Total	401,05		414,48		219,56		90,3		124,8	

Tabla 27

Fuente: *Elaboración propia.*

La matriz energética de Nicaragua para el año 2018 según el escenario discreto sería nuevamente con predominio de generación a base de recursos renovables, pero con 3% menos que el escenario ideal, y que Dispondrá con una capacidad instalada de 1484 MW de potencia, restando los 110 MW que aportarían las plantas geotérmicas como en el escenario ideal. La nueva matriz energética y que probablemente tendrá Nicaragua el cierre del 2018.

MATRIZ ENERGETICA DE NICARAGUA EN 2018 MODELO DISCRETO

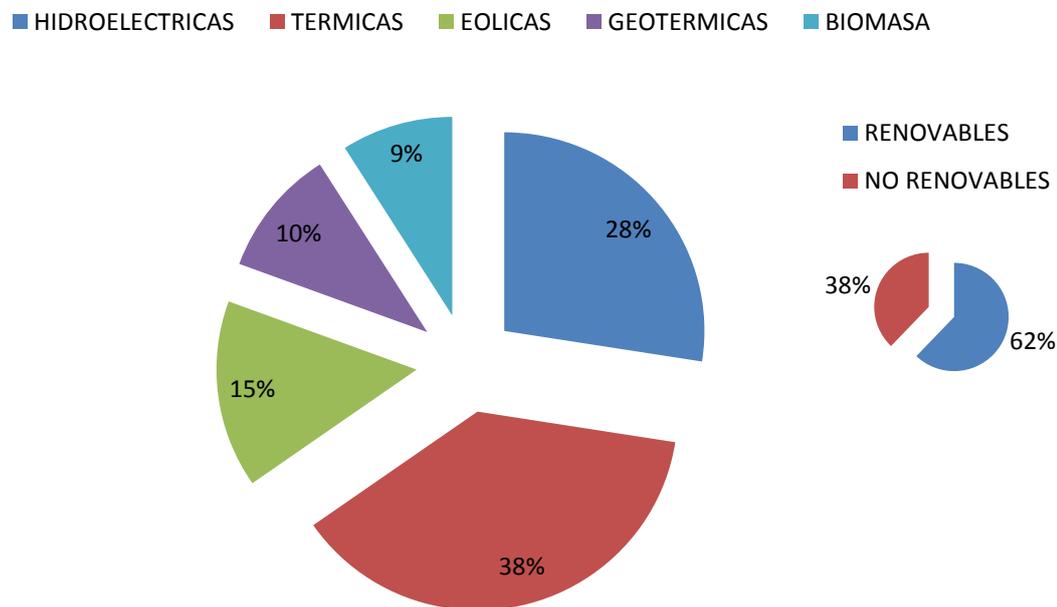


Grafico 20

Fuente: *Elaboración Propia*

Ambos modelos son prometedores, porque brindan información acorde con los esfuerzos que realiza el MEM para cambiar el parque de generación, actualmente con 58% de generación a base de hidrocarburos (Bunker, Diesel), a un 38% logrando reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, y acercándose a la meta de contar con una MEN únicamente con 10% de participación de plantas térmicas y cambiando a 90% la participación de plantas con fuentes generación alternas. El anterior cambio es debido el gran potencial que posee Nicaragua y que puede ser explotable ahora que cuenta con la ley de industria eléctrica, en la que se promueve y promocionan los proyectos que incluyan recursos renovables, incentivando a inversionistas con beneficios para motivar a participar en el mercado eléctrico nacional.

Los cambios que se realicen a la MEN, no deberían afectar la seguridad del suministro de energía eléctrica del sistema actual, y convertirlo en un sistema vulnerable ante eventualidades fuera del alcance de la nación, como condiciones climatológicas desfavorables que afecten la generación de energía eléctrica en plantas eólicas e hidroeléctrica, esto debería ser lo importante y de mayor peso en la toma de decisiones para la extensión de licencias de generación, garantizando así la seguridad energética de Nicaragua.

PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA EN NICARAGUA

El aumento del parque de generación tiene que ir acompañado del crecimiento paralelamente de la demanda de energía eléctrica, la cobertura de energía eléctrica se encuentra en 72% a inicios de este año y se planea llevarla hasta 90% en 2016 según lo contemplado dentro del plan de nacional de desarrollo humano, esto supone un crecimiento horizontal de la demanda donde se llevaría la energía a 40000 nuevos usuarios según declaraciones del presidente ejecutivo de ENATREL el Ing. Salvador Mansell (ENATREL, 2013). Si se agrega el crecimiento vertical de la demanda que según el INE al cierre del 2012 en promedio alcanzo los 3,08 MWh por cliente (INE, 2013), es decir los MWh promedio multiplicado por el número de clientes que en ese mismo año fue de 906 025 clientes, resulta la energía eléctrica vendida, es decir la cantidad de energía que se registro por las distribuidoras. A esto se suma el interés por registrar barrios que se encuentran ilegales hasta la fecha, es decir registrar energía que se estaba perdiendo por conexiones ilícitas.

Todo esto supone un aumento considerable en la demanda de energía eléctrica en Nicaragua para el 2018. Dentro del PIREG, se encuentra una proyección hecha por el CEAC, disponible hasta para el año 2027, es decir que abarca y supera aun el tiempo de estudio de este trabajo, que se encuentra limitado en el año 2018. La tabla 22 muestra las proyecciones hechas por el CEAC, el que presenta dos escenarios para toda la región centroamericana: El escenario ALTO y el escenario MEDIO, utilizando dos distintos software para realizar las proyecciones de la demanda, el desglose por país lo realizan únicamente en el escenario medio.

DEMANDA DE ENERGÍA		
Año	Energía GWh	Crecimiento (%)
2012	3496	-
2013	3659	4,6
2014	3839	4,9
2015	4037	5,2
2016	4137	3,4
2017	4311	3,3
2018	4454	3,3

Tabla 28

Fuente: Consejo de Electrificación de América Central (CEAC).

El valor real de la demanda de energía en 2012 fue de 2831,18 GWh, mucho menor al valor que proyectó el CEAC en su plan, que fue elaborado con los datos históricos del año 2010 con procesos estadísticos siguiendo el comportamiento horario a diario del SIN. Adicional a esto se puede elaborar una proyección de la demanda de energía en Nicaragua del 2013 al 2018, utilizando un método llamado regresión lineal, tomando como referencia el comportamiento histórico de la demanda de energía en Nicaragua en años anteriores con la ayuda del programa Microsoft Excel. Presentando los resultados con la proyección que realizó el CEAC, y de esta manera

tener dos distintas perspectivas del comportamiento a futuro de la demanda de energía eléctrica en Nicaragua.

El método de regresión lineal, se realiza tomando como referencia los valores de la demanda de energía eléctrica en años anteriores a 2013, procesando los valores de demanda anteriores mediante un sistema de ecuaciones se calcula el valor de las constantes A y B, para luego usar la fórmula de proyección $Y = A + BX$, siendo el valor de X los años sucesivos, por ejemplo para esta proyección se usaron datos desde el año 2000, al que le corresponde un valor de $X = 1$, así sucesivamente hasta llegar al año que se quiere proyectar la demanda, para el año 2013 le corresponde $X = 14$, para el 2014, $X = 15$, etc.

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA		
Años	Energía GWh	Crecimiento %
2013	2818,35	-0,5%
2014	2923,22	3,7%
2015	3028,09	3,6%
2016	3132,96	3,5%
2017	3237,83	3,3%
2018	3342,7	3,2%

Tabla 29

Fuente: *Elaboración Propia.*

La tabla 29 muestra datos menores a los que presenta la tabla 28, esto debido a que la proyección hecha por el CEAC, fueron elaboradas con datos concretos del comportamiento de la demanda en las horas del día, utilizando un software más especializado en el procesamiento de los datos de un sistema eléctrico, mientras que los datos de la tabla 29 obedecen únicamente a un proceso estadístico que evalúa el comportamiento de la energía a lo largo del año, es decir con un valor muy estático, que muestra la cantidad de energía que se demandó en un año específico, sin tomar en cuenta que el comportamiento día a día es diferente, y que varía en cada minuto de manera incontrolable.

La divergencia entre ambas proyecciones causa incertidumbre de lo que realmente ocurrirá en un futuro en materia energética, pero como se muestra en la tabla 28 el mayor aumento de la demanda se da entre los años 2013 y 2015, además de que inicia el 2012 con un valor aproximadamente 600 GWh más que el valor real de ese año, esta puede ser la causa de que para el año 2018 ambas proyecciones divergen en 1000 GWh (aproximadamente), por que el porcentaje de crecimiento casi es el mismo en los tres últimos años.

El grafico 21 muestra únicamente la proyección realizada mediante el método de regresión lineal, porque a pesar de ser un procesamiento de datos estadístico, cuenta con información confiable de lo que verdaderamente ha sucedido a lo largo de los 13 años anteriores a este estudio. Definitivamente son datos con mayor grado de confianza aun cuando los proyectados por el CEAC son elaborados por programas especializados fueron elaborados con datos más antiguos y suponen un crecimiento medio de la demanda. En el grafico 22 se observan ambas proyecciones.

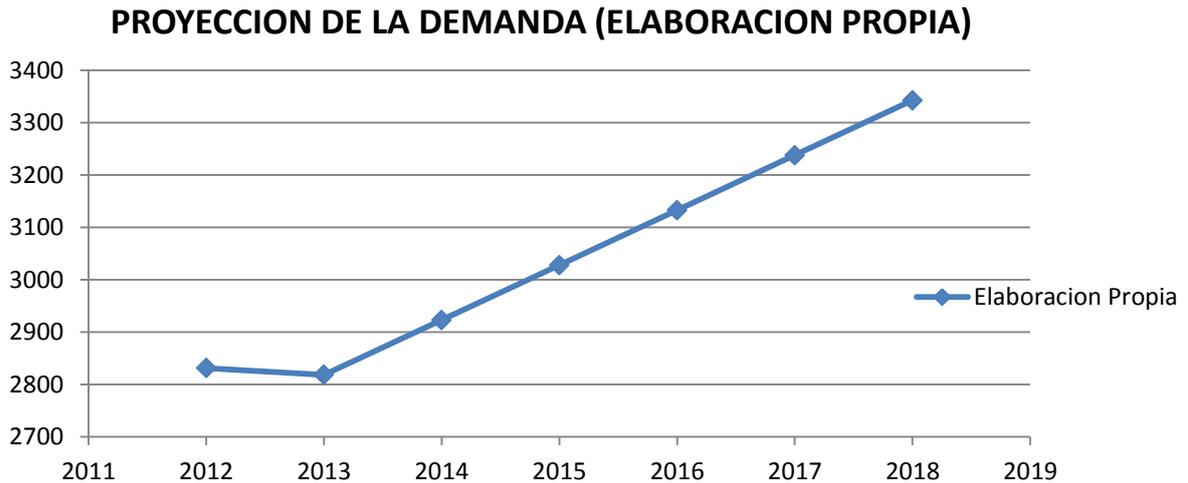


Grafico 21

Fuente: *Elaboración Propia*

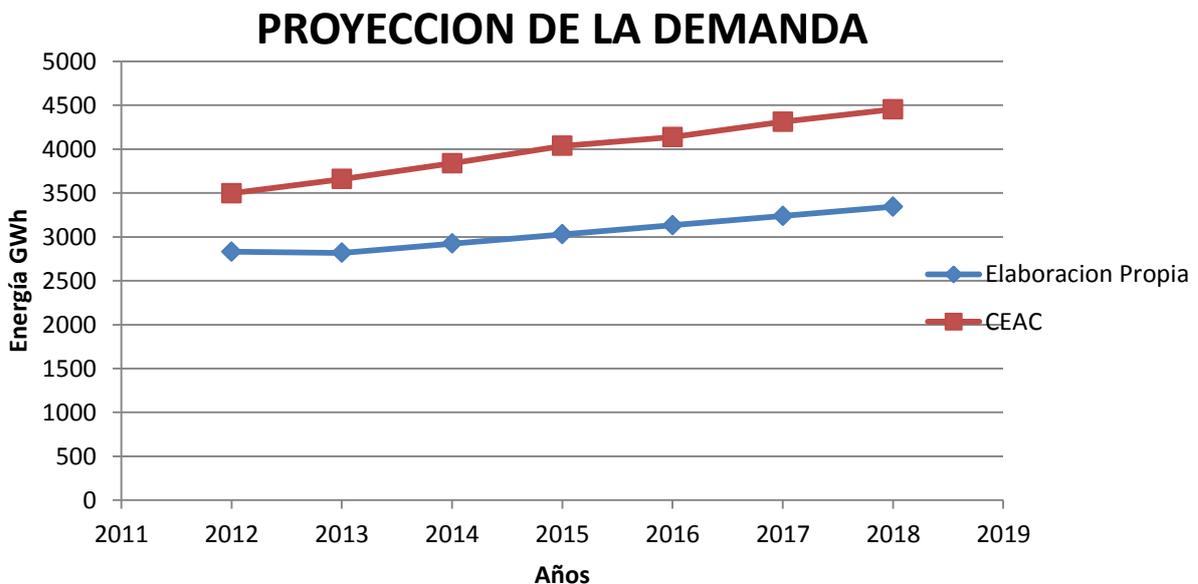


Grafico 22

Fuente: *Elaboración Propia*

CONCLUSIÓN

En este capítulo se conoció los planes que el MEM tiene para la expansión de la generación de energía eléctrica en Nicaragua, logrando de esta manera cumplir a cabalidad con lo objetivo propuesto al inicio del capítulo.

La demanda de energía en Nicaragua seguirá siendo la menor del resto de países de Centroamérica, pero seguirá en aumento lo que significa que junto a ella irá creciendo la capacidad instalada como lo prevé el MEM sea de manera ligada la demanda creciendo a la par de la oferta. Si esto se hace realidad en el año 2018 Nicaragua dispondrá con la mayor diversidad que ha experimentado en años, con grandes proyectos hidroeléctricos como los otros países centroamericanos, cubriendo la demanda y garantizando el suministro seguro a los sectores de consumo de la energía en Nicaragua.

En el 2018 Nicaragua tendrá aproximadamente un 62% de generación a base de recursos renovables, que representan el cambio de la MEN actual dependiente de petróleo, situación que debería reducir la factura petrolera del país. Y estabilizar el precio de la compra-venta de energía eléctrica en el mercado eléctrico nacional.

Si se observa en las tablas 16 y 20 del macro escenario integrado y aislado respectivamente, el porcentaje de cumplimiento de los proyectos incluidos en el PIREG son bastante bajos, debido a que en ellos se incluye en gran cantidad proyectos hidroeléctricos y geotérmicos, que representan la mayor cantidad de potencia instalada nueva considerada dentro de los escenarios de proyección. Esto dio lugar a la elaboración de una proyección más realista que incluya únicamente proyectos que representan mayor certeza de desarrollarse en corto plazo, estos proyectos son los que se incluyeron en el modelo discreto, el que incluye únicamente los proyectos que se encuentran en construcción y que se pretende formen parte de la MEN en 2018.

CAPITULO 3: DESCRIPCIÓN, EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE LOS INDICADORES DE SEGURIDAD ENERGÉTICA APLICABLES AL SECTOR ENERGÉTICO DE NICARAGUA.

INTRODUCCIÓN

¿Qué es la seguridad del suministro?

Uno de los objetivos de los procesos de independencia y liberalización de los mercados de energía es alcanzar un suministro energético seguro. Como lo explica el informe: *seguridad de suministro y diversificación energética*, (Energía y Sociedad, 2008). La relevancia de la energía eléctrica como entrada de la mayor parte de las actividades diarias hace que los consumidores den por hecho que “se encenderá una luz (por ejemplo) cuando enciendan el interruptor y no se apagará hasta que apaguen el interruptor nuevamente”, por lo que un suministro seguro y fiable es uno de los atributos esenciales del producto “energía eléctrica”.

De forma general, podemos definir seguridad de suministro energético como la capacidad de los sistemas de energía eléctrica de ofrecer a los consumidores finales un flujo de energía eléctrica con un nivel determinado de continuidad y calidad de una forma sostenible y a precios asequibles, (Agencia Internacional de Energía (AEI), 2010). Otra definición de SSE es la que plantea el trabajo **Indicadores de Seguridad del Suministro Eléctrico en Chile**, donde se define como: la inseguridad de no contar con suministro de energía, que puede desestabilizar la marcha de la economía y el bienestar social de un país, por ejemplo, a través de interrupciones de suministro y grandes aumentos de los precios de abastecimiento no esperados en el corto plazo (Retamales, 2005).

La seguridad del suministro energético depende de la magnitud de los riesgos que pueden afectar a la continuidad, calidad, sostenibilidad y precio del flujo de energía eléctrica. Pueden identificarse dos grandes fuentes de riesgo para el suministro energético:

Riesgos técnicos, ligados a catástrofes, accidentes o fallos en infraestructuras que impidan que el flujo de energía llegue al consumidor final.

Riesgos económicos (por variaciones en los precios de la energía) que impidan disponer de energía a un precio razonable. Siendo estos los que se deben de tomar muy en cuenta para medir y cuantificar la seguridad del suministro a niveles relativamente altos, es decir, se cuente con un sistema seguro.

El concepto de seguridad de suministro también puede definirse en función del horizonte temporal que se considere. Así, seguridad de suministro en el largo plazo hace referencia a niveles adecuados de acceso a diversos combustibles y diversos orígenes de los aprovisionamientos, capacidad de generación, redes e

infraestructuras y mercados en general, mientras que la seguridad de suministro en el corto plazo hace referencia a la fiabilidad operativa del sistema en conjunto y de las infraestructuras (de redes, de generación) y a la capacidad del sistema de responder ante fallos en elementos individuales del sistema eléctrico.

Existen una cantidad considerable de indicadores que evalúan la seguridad del suministro, utilizados a nivel mundial para determinar la sostenibilidad del sistema energético de un país, divididos en dos tipos: los cualitativos y los cuantitativos. En este estudio se consideran 8 de ellos, dentro de los cuales 7 son de carácter cuantitativo y solamente uno es cualitativo, cada uno será desagregado en sus variables de entrada/salida y serán seleccionados de acuerdo a la información disponible, y de esta manera determinar si son aplicables o no al sistema energético de Nicaragua, estudiando detalladamente los requerimientos de cada indicador para su correcta aplicación. Se presentará las justificaciones debidas y al finalizar este capítulo se conocerá cuales son los indicadores de seguridad del suministro que serán aplicados al sector energético de Nicaragua, considerando la variedad de indicadores de SSE que se puedan aplicar a la MEN desde muchas perspectivas.

OBJETIVO

Conocer y seleccionar los indicadores aplicables al sistema de energía eléctrica de Nicaragua para evaluar la seguridad del suministro del país.

EVALUACION Y SELECCIÓN.

INDICE DE SEGURIDAD DE SUMINISTRO - (SOS)

Descripción:

El índice de seguridad de suministro de la Unión Europea (SoS) parte de una relación entre el suministro y la demanda del sistema, asignando un determinado peso a cada uno de los criterios que evalúa el modelo, (Scheepers, 2007). Es decir, la demanda es estudiada según los sectores o tipos de consumo (industrial, residencial y comercial). Para el suministro se consideran las diversas fuentes de energía primarias y los pesos establecidos son los adoptados por el Reino Unido. Este indicador se define como una política de seguridad en general, que se compone de las medidas adoptadas para reducir los riesgos de perturbaciones en el suministro por debajo de un cierto nivel tolerable (Brazilian, 2006).

En la aplicación del modelo se presentan diversos retos desde el punto de vista energético dentro de los cuales se pueden mencionar como los más importantes los siguientes:

- Elevados y volátiles precios del petróleo y el gas.
- La creciente demanda de energía.

- La inestabilidad política en los países productores
- El aumento de la dependencia de las importaciones en muchos países de la OCDE.
- Enormes necesidades de inversión a lo largo de toda la cadena energética.
- La vulnerabilidad de la infraestructura crítica de energía.
- Las reservas de combustible Fósil (y el uranio).
- Considerable inversión y tecnología "inercia" en el sistema.
- Una liberalización del mercado y la competencia.

Requerimientos

Este modelo establece que la seguridad de suministro se encuentra dada por:

$$SoS_{index} = 2/3 S/D_{index} + 1/3 CC_{index}$$

En donde la relación entre la demanda y el suministro y el índice de capacidad de crisis se encuentran dados por lo que se sigue:

$$S/D_{index} = (3,3) \text{ Valor de demanda} + (0,7) \text{ valor de oferta}$$

$$CC_{index} = MA/RA * 100 \quad (\text{si } RA \leq MA, CC_{index} = 100)$$

Donde:

- MA: Mitigación del Riesgo
- RA: Evaluación del Riesgo

El índice de capacidad de crisis, establece una relación entre la evaluación del riesgo y la posibilidad de minimización del mismo a partir de un *checklist* de los diversos elementos establecidos para la evaluación del riesgo del sistema.

Conclusión

El índice de seguridad de suministro sería aplicable al sistema energético de Nicaragua, de no ser porque el cálculo del índice de capacidad de crisis (CC_{index}), requiere de una lista de chequeo en donde se establecen los valores de cada una de las fuentes primarias de energía, considerando diversos aspectos económicos y técnicos y asignándoles un valor a: La evaluación del riesgo (RA) y la mitigación del riesgo (MA). El principal inconveniente de este índice, es que no se cuenta con la información que requiere el CC_{index} para su aplicación a la MEN. Por su parte la relación entre la demanda y el suministro (S/D_{index}), cuenta con la información suficiente en el capítulo 1, donde se estudio de manera específica el comportamiento de la oferta y demanda de energía eléctrica en Nicaragua para los 13 años anteriores a este estudio.

Según la información que requiere el índice SoS, solo se cuenta con el 50% de las variables de entrada, siendo estas variables de entrada la relación: S/D_{index} y el CC_{index} , de las cuales solo se cuenta con el S/D_{index} , lo que representa en 50% de las variables de entrada, colocando el indicador como inaplicable en este momento a sector energético de Nicaragua, por no disponer en este momento de la lista de chequeo que posee los valores por defecto del CC_{index} .

INDICADOR STIRLING - (IS)

Descripción

La *diversidad* puede definirse como una propiedad irreducible de un sistema o como un atributo de un sistema que puede dividirse en categorías (Stirling, 2007). Las ventajas de poseer un sistema diversificado se pueden resumir en cuatro principalmente (Stirling, 2007):

- a) La diversificación permite la consecución de beneficios en innovación y crecimiento.
- b) Actúa como cobertura ante la incertidumbre y la ignorancia ante la toma de decisiones.
- c) Posibilita la reducción del impacto de los efectos adversos no previstos y posibles bloqueos (en una economía).
- d) Favorece la incorporación de los diversos intereses que existen en una sociedad.

El indicador Stirling es el más referenciado en la literatura con respecto a los análisis de diversidad, ha desarrollado un modelo heurístico que busca mostrar cual es el valor agregado que ofrece un análisis económico de diversidad frente a otros modelos, estableciendo de una manera más realista los riesgos a los que se enfrenta. El indicador se centra en evaluar la diversidad de un sistema considerando los elementos que definen a este indicador: la *variedad*, el *equilibrio* y la *disparidad* de las fuentes de energía.

Matriz de análisis del sistema

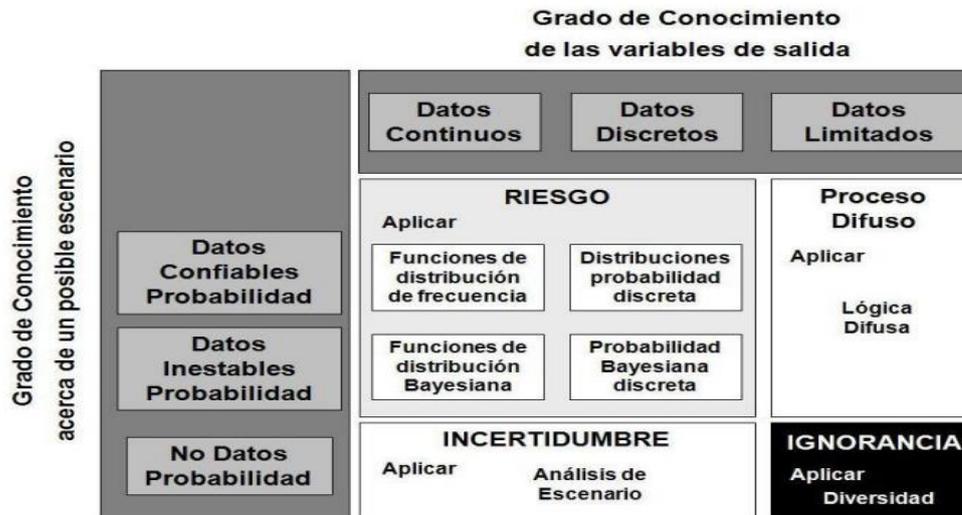


Grafico 23

Fuente: J. Molina, V. Martínez, H. Rudnick, *indicadores de seguridad energética: Aplicación al sector energético de Chile.*

El grafico 23 muestra la matriz de análisis del sistema, la que cuenta por una parte con el conocimiento acerca de la probabilidad de ocurrencia de un proceso, y por otra parte los conocimientos acerca de los resultados. Según sea la naturaleza de la información de entrada, de la misma forma será el modelo de evaluación a seguir. Se aprecia que ante la incertidumbre se aplica el criterio de análisis de escenarios, criterio ampliamente utilizado en la modelación de los sistemas de generación de energía eléctrica, como los planes elaborados por el CEAC y la CNE, el PIREG y PIGSE respectivamente. Cuando se desconocen los resultados, es decir se ignoran, la opción que plantea el modelo Stirling es aplicar la diversidad (grafico 23). El análisis de riesgos se realiza en función de lo datos históricos, de los cuales se genera un análisis probabilístico del sistema, si no permite o muestra como resultado datos discretos se hace necesario la creación de un sistema difuso en donde a partir de uno o varios conjuntos se pueden obtener valores con un grado de pertinencia, el cual puede ser normalizado y permite estimar un resultado.

En el caso de Sistema Energético de Nicaragua se asumen que los resultados se ignoran puesto que los datos que se estudian son a futuro, es decir para analizar su seguridad lo mejor es aplicar la diversidad, la que consta de tres elementos característicos:

Variedad:

Es el número de categorías en las que los elementos del sistema se reparten, todo con igualdad de condiciones, cuanto mayor sea la variedad mayor será la diversidad.

Equilibrio:

Se refiere al patrón en la distribución de la cantidad de un elemento específico a través las categorías pertinentes. Para un sistema, entre más iguales sean las fracciones mayor será la diversidad.

Disparidad:

La disparidad se define como la de grado de disimilitud entre dos determinados objetos o tipos. Es "se refiere a la manera y el grado en el que los elementos pueden ser distinguidos". El sistema que contiene las opciones más dispares será considerado el más diverso.

Requerimientos:

Joseph Stirling delimitó en 2007 un marco general para medir la diversidad en diferentes ámbitos y con múltiples aplicaciones (ecología, políticas científicas y tecnológicas, física o economía). Stirling define la diversidad como la combinación de tres propiedades básicas descritas anteriormente como: variedad, equilibrio y disparidad. Estas tres dimensiones no están necesariamente conectadas pero no se puede interpretar una de ellas sin tener en cuenta las otras dos.

El indicador de Stirling es el resultado de la comprensión de índices de variedad (Shannon - Weiner), balance (Herfindahl), y disparidad (Weitzman), agrupados en un índice multicriterio aplicado a muchos campos de acción (política, tecnología) y distintas ciencias (economía, la biología), que incluye un estudio completo de los 3 componentes de la diversidad. El índice de Stirling planteado para la evaluación de la diversidad se denota con la letra M.

$$M = \sum_{ij (i \neq j)} d_{ij} \times p_i \times p_j$$

Donde:

d_{ij} = Distancia euclidiana entre la opción i y la opción j .

p_i = Es la proporción de la opción i

p_j = La representación de opción j

Ante la dificultad de medir la disparidad, y en la ausencia de conocimientos paramétricos de la estructura del sistema, Stirling propone reducir su medición a distancias entre puntos en el espacio generado de disparidad. Cada planteamiento conducirá a un espacio $n - dimensional$ de disparidad en el que se representaran los distintos juicios sobre la importancia de cada uno de los atributos de los elementos del sistema. Dichos atributos pueden representarse en forma cardinal. Todo ello conduce a la consideración de un espacio $n - ésimo$ Euclideo. En dicho espacio y a través de la ponderación y normalización de los valores, las magnitudes relativas de las distancias resultantes pueden ser expresadas en forma escalar para reflejar las diferentes nociones de disparidades específicas.

Conclusión:

El indicador Stirling es el más referenciado de la literatura (Ventosa, Mariano. Ramos, Andrés, 2010. Sandrine Toupiol, Cecilia Martin del Campo M. y Rubén Ortega C, 2007) por que propone evaluar la diversificación de un sistema de manera completa, diversidad que juega un papel importante en la SSE, puesto que la diversificación se convierte en un medio para conseguir evitar o minimizar el impacto de los riesgos provocados por un incremento de la inseguridad energética. Esta diversificación minimiza el impacto de las fluctuaciones provocadas e intenta optimizar los costes de generación, haciendo las soluciones más robustas e incrementando a la vez la seguridad del suministro.

Los datos necesarios para la evaluación de la SSE, con índice Stirling de diversidad, son fácil de comprender y procesar. Lo que coloca a este indicador en una situación aplicable al sector energético de Nicaragua para entender y descubrir la situación en la que se encuentra y en la que se encontrara el sector energético según lo que propone el MEM para el año 2018, recopilando los datos evaluados en los capítulos anteriores, aplicando el indicador y presentando sus debidas conclusiones y recomendaciones del caso.

INDICADOR DE SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA - (ISE)

Descripción:

La sustentabilidad energética es como el equilibrio entre tres dimensiones principales: la *seguridad energética*, la *equidad social*, y la *mitigación del impacto ambiental*. El desarrollo de sistemas de energía, estables, accesibles y ambientalmente aceptables es lo que se pretende alcanzar cuando se habla de sustentabilidad energética.

El indicador de sustentabilidad energéticas (ISE) es utilizado para establecer el grado de sustentabilidad energética basado en autonomía energética, robustez ante cambios externos, productividad energética, cobertura del sistema eléctrico y de necesidades básicas energéticas, impacto ambiental del energético, uso de fuentes renovables y estimación del uso de dichas fuentes. Las variables mencionadas anteriormente establecen una alta sustentabilidad de la autarquía con una baja participación de las importaciones de la oferta energética y la robustez con una baja contribución al PIB de las exportaciones energética.

Como se ha mencionado anteriormente este indicador requiere de una gran cantidad de sub indicadores, muchos de ellos complejos y difíciles de obtener en las instituciones nacionales que controlan la energía eléctrica puesto que cada uno requiere de datos que en definitiva no se encuentran disponibles.

Requerimientos:

Para la obtención del ISE en general, es necesario conocer antes todos los sub-indicadores descritos en la tabla 30, detallando en cada uno la relación con la sustentabilidad y a que objetivos obedecen:

INDICADORES SELECCIONADOS DE SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA		
Indicador	Alta sustentabilidad se relaciona con:	Responde a objetivos:
Autarquía energética	Baja participación de las importaciones en la oferta energética	<ul style="list-style-type: none"> - seguridad del abastecimiento externo - sostenimiento del espacio de maniobra para la política (alto grado de independencia política) - reducción del riesgo de desequilibrio en el balance de pagos
Robustez frente a cambios externos	Baja contribución de las exportaciones energéticas al PIB	<ul style="list-style-type: none"> - flujos estables de ingresos de las exportaciones - menor peso de ingresos variables en el presupuesto - reducción del riesgo de desequilibrio en el balance de pagos
"Productividad" energética	Alto PIB por unidad de energía	<ul style="list-style-type: none"> - eficiencia productiva - eficiencia energética - financiamiento suficiente (por reducción de necesidades de inversión en el sector) - reducción de costos del suministro energético - abastecimiento suficiente (por reducción de la demanda) - mejor calidad del aire (por reducción de emisiones con efecto local) - reducción de emisiones de gases con efecto climático
Cobertura eléctrica	Alto porcentaje de hogares electrificados	<ul style="list-style-type: none"> - diversificación del mix energético - abastecimiento suficiente - acceso a energéticos modernos y productivos - abastecimiento de servicios sociales
Cobertura de necesidades energéticas básica	Suficiente consumo de energía útil residencial	<ul style="list-style-type: none"> - satisfacción de necesidades básicas - diversificación del mix energético - manejo sostenible de la leña
Pureza relativa del uso de energía	Bajos niveles de emisiones (de CO ₂)	<ul style="list-style-type: none"> - mejor calidad del aire (por reducción de emisiones con efectos locales y regionales) - reducción de emisiones de gases con efecto climático
Uso de energías renovables	Alta participación de energías renovables en la oferta energética	<ul style="list-style-type: none"> - mejor calidad del aire (por reducción de emisiones con efectos locales y regionales) - reducción de emisiones de gases con efecto climático
Alcance recursos fósiles y leña	Alto nivel de relación reservas/producción de energéticos fósiles y leña	<ul style="list-style-type: none"> - extensión del alcance de recursos al largo plazo - seguridad de suministro al largo plazo - mantenimiento de un mínimo de patrimonio natural

Tabla 30

Fuente: *Cepal, Energía y desarrollo sustentable en América Latina*

Conclusión:

Este es un indicador general que aborda aspectos de interés nacional, más amplio y completo, porque a diferencia de los anteriores indicadores incluye no solo datos técnicos relacionados a al sector energético, sino que también se inclina hacia los aspectos socio-económico, político y ambientales, aspectos que son particularmente los temas en agenda de los gobiernos, incluido la seguridad energética dentro de lo que se denomina sustentabilidad del país.

Por la complejidad de los requerimientos y la obtención de los datos para la aplicación del indicador, en este momento no se encuentran dentro del alcance de este proyecto, es decir para este estudio la obtención de los datos sobrepasan los alcances y conocimientos aplicables al estudio por su naturaleza, motivos por el cual se considera inaplicable el sector energético de Nicaragua para evaluar la SSE, porque no se cuenta con la gran cantidad de información que el indicador requiere. Adicional a esto la aplicación de este indicador, ha sido realizada únicamente por organismos internacionales que se dedican el monitoreo de la todos los sectores que participan en la actividad económica de los países de América Latina y el Caribe, organismos como el CEPAL y el OLADE.

INDICADOR ROBUSTEZ DEL SISTEMA ELÉCTRICO - (RR)

Descripción:

La palabra robustez es sinónimo de fuerza, resistencia, salud. La Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear de Uruguay (DNETN), elaboró en 2007 un ejercicio metodológico en el que se agrupó un conjunto de índices para establecer la robustez del sistema eléctrico nacional mediante el análisis gráfico, el cual se denominó “rosa de robustez”.

La Rosa de Robustez (RR) consiste en un análisis gráfico que considera variables económicas y técnicas, en lo que se refiere a la seguridad de suministro. Los parámetros que pretende evaluar son esencialmente la diversificación de la matriz energética, la instalación de fuentes autóctonas, el incremento de energía firme y la generación de mayor valor agregado al país.

Este indicador valora el costo del suministro según las fuentes empleadas en la producción y la seguridad de su obtención, en síntesis las incertidumbres que sobresalen en esta metodología son: variaciones de precio y disponibilidad para obtener las fuentes de generación (por ejemplo petróleo), disponibilidad y precio de otros energéticos, y la aleatoriedad de los recursos renovables propios.

Requerimientos:

A continuación se presentan indicadores propuestos por la DNETN en 2007, para la elaboración de la Rosa de Robustez del sistema eléctrico nacional.

- **Índice de Diversidad de Fuentes (IDF):**

$$IDF_{modelo} = \frac{DF_{modelo}}{\text{Maximo}(DF_{modelo})}$$

$$DF = \frac{\sum_i^T \left(1 - \frac{\sigma_1}{\text{Max}(\sigma)}\right)}{T - T_0 + 1}$$

$$\sigma_1 = \sqrt{\sum_i = Fte_{primaria} \left(\frac{E \text{ Firme Anual}}{E \text{ Firme Total}} - \frac{1}{N^{\circ} \text{ de Fte Primarias}}\right)^2}$$

$$\text{Max}(\sigma) = \sqrt{\left(1 - \frac{1}{N^{\circ} \text{ de fuentes primarias}}\right)^2 + (N^{\circ} \text{ de fuentes primarias} - 1) \times \left(\frac{1}{N^{\circ} \text{ de fuentes primarias}}\right)^2}$$

De donde:

IDF: Es la diversidad de fuente del modelo.

σ_1 : Desviación estándar de las fuentes de suministro eléctrico.

Max (σ): Máxima desviación estándar del modelo.

Se asumen el máximo de 8 fuentes primarias de energía por lo que se evalúa la dispersión de energía firmes relativas a cada fuente respecto a 1/8 y se estandariza el resultado para obtener un valor entre 0% (solo una fuente primaria) y 100% (las 8 fuentes primarias y con igual peso).

Se observa que el resultado no varía significativamente al utilizar 6 ó 7 fuentes.

- **Fuentes Autóctonas – IFA:**

$$IFA = \frac{FA_{modelo}}{\text{Maximo}(FA_{modelo})}$$

$$FA = \frac{\sum_i^T \left(\frac{E \text{ Firme Ftes Autóctonas } i}{Energía \text{ Firme Total } i}\right)}{T - T_0 + 1}$$

Donde:

FA: Porcentaje de fuentes autóctonas.

En el informe detallan que a una mayor proporción de energía firme local, se obtendrá una mayor contribución a la robustez del sistema.

- **Energía Firme del Territorio Nacional – IEFNT:**

$$IEFNT = \frac{EFNT_{modelo}}{\text{Maximo}(EFNT_{modelo})}$$

$$EFNT = \frac{\sum_i^T (EFir Ter i + EFir Hidro i + \dots)}{T - T_0 - 1}$$

Donde:

EFNT: Porcentaje de energía firme del sistema eléctrico en cuestión.

Establecen que la energía firme, es aquella que se puede obtener en un periodo de un año, con el valor al que corresponda 95% de ocurrencia en el año.

- **Valor Presente de los Costos – IVPC:**

$$IVPC = \frac{\text{Minimo}(VPC_{modelo})}{VPC_{modelo}}$$

$$VCP = + \sum_i^T \frac{CO_t + CI_t}{(1,12)^{i-(T_0-1)}}$$

Donde:

IVPC: Índice de Valor Presente de los Costos

VPC: Valor Presente de los Costos

CI_i: Costo anual de amortización de las Inversiones del modelo.

CO_i: Costo de Operación promedio del año *t* del sistema eléctrico nacional del modelo.

En el trabajo realizado por la DNETN, propone, se asuma una tasa de descuento del 10% y se establecen que a un menor costo total de suministro mayor será la contribución a la robustez del sistema.

- **Generación de valor Agregado Nacional – IGVA:**

$$IGVA = \frac{GVA_{modelo}}{\text{Maximo}(GVA_{modelo})}$$

$$GVA_{modelo} = + \sum_i^T \frac{I_t + VA_t}{(1,12)^{i-(T_0-1)}}$$

Donde:

I_t: Es el valor del componente nacional incluido en la inversión

VA_t: Valor de los componentes nacionales anualmente por la utilización de la inversión.

Conclusión:

El indicador Rosa de Robustez, busca realizar una evaluación de los planes de expansión de la MEN, aplicado en años anteriores (2000 - 2012), este año (2013), e incluyendo los modelos de expansión de la generación estudiados para el 2018, considerando multiplicidad de aspectos que consideran el desarrollo de una estrategia de diversificación segura y robusta. Que el sistema se robusto implica que *sus componentes y decisiones de expansión presente un creciente grado de adaptabilidad ante posibles variaciones del entorno*, indicador que además de considerar variables técnicas incluye además variables de naturaleza económica. Es una metodología para la evaluación de la SSE más completa, desafortunadamente no es posible aplicarle, porque no se encuentra disponible la información de la energía firme del país, esto limita la aplicación de este indicador porque de este dato dependen los primeros tres componentes del indicador, posicionando al indicador como inaplicable a la MEN.

INDICADOR PÉRDIDA ESPERADA DE CARGA - (LOLE)

Descripción:

El Indicador Pérdida esperada de carga – LOLE, propone evaluar la seguridad del suministro con base en valores esperados de pérdida de carga, es decir cuántas horas anuales en energía no se podrán suministrar al sistema. Dicha metodología se conoce como *Loss of Load Expectation – LOLE*. En general, el máximo valor encontrado de LOLE se utiliza para configurar el sistema eléctrico, tal que el riesgo de no poder satisfacer la demanda sea aceptable. Es uno de los índices más utilizados para valorar la fiabilidad en la generación eléctrica, pero carece de información al respecto de la duración y frecuencia de los fallos y la incidencia de las pérdidas de carga.

El resultado principal del indicador es evaluar si existe el suministro suficiente para atender la demanda en un tiempo establecido, ya sea en el mediano o largo plazo, teniendo en cuenta la dependencia de energéticos, el incremento de la capacidad y su respectiva reserva. El indicador descrito, es utilizado como un criterio de confiabilidad de la capacidad y limitación de los sistemas de generación de energía eléctrica. Usualmente se basa en los costos macroeconómicos que acarrea la pérdida de suministro al área financiera y a la sociedad en general vs los costos de inversión de nueva capacidad. Establece valores de escasez de capacidad firme y producción equivalente, este último considerando las probabilidades de no suministro o de falla.

La metodología LOLE es ampliamente utilizada en otros países para determinar la adecuación del sistema eléctrico. El resultado del método es un valor esperado para

el número de horas por año durante el cual la capacidad de producción disponible no será capaz de satisfacer la demanda. Un valor máximo LOLE se utiliza como criterio para la adecuación de un sistema y se refiere al riesgo aceptable de no ser capaz de satisfacer la demanda. Este valor puede ser fácilmente traducido en la capacidad de producción mínima que se requiere.

Requerimientos:

El indicador propone evaluar la seguridad del suministro en base a la capacidad del sistema eléctrico de enfrentar el crecimiento de la demanda. Esto se traduce en la cantidad mínima de capacidad instalada efectiva que requiere la MEN para garantizar el suministro a los consumidores finales. Por la cantidad de datos que requiere, este indicador es el que tiene que ser aplicado por las instituciones encargadas de contralar la energía eléctrica en cada país, debido a los requerimientos que el indicador plantea:

- Monitoreo de la energía eléctrica no disponible en términos generales. (Fallos e interrupciones no programadas)
- Cantidad de energía disponible en el año.
- Cantidad de energía importada.
- Intercambio de información entre el sector productor (generación) y el CNDC, para obtener datos requeridos por el indicador.
- Contar con toda la información solicitada anteriormente al menos un año.

Conclusión:

Para la obtención de los datos requeridos para presentar conclusiones sobre el comportamiento de la demanda y oferta de energía eléctrica en Nicaragua es necesario contar con un intercambio de información con los miembros de la bloque de producción (generación) y la institución encargada del control y monitoreo de la demanda, es decir se debe realizar un historial del comportamiento estadístico acerca de las contingencias y sobre la curva de demanda del SIN, considerando las ocasiones del año en el que la demanda pico o demanda máxima ha superado la capacidad efectiva de generación, o considerar, al menos una vez en diez años (0.01), es decir que el SIN presentara déficit o superávit al menos una vez en diez años.

Suponer que la demanda de energía eléctrica, supere la generación de energía al menos una vez en 10 años, no significa que esa sea la situación real, pero independientemente de cuál sea la situación esto no afectaría en gran medida al sector productivo y no tiene impacto económico de gran trascendencia. La confiabilidad es un aspecto clave en estudios de planificación de la expansión a largo plazo. A mayor potencia instalada mayor confiabilidad, entonces el objetivo del indicador LOLE es medir la seguridad del suministro de energía eléctrica en términos

de disponibilidad de potencia que supla la demanda máxima aun cuando esta se presente una hora en el año es decir 1/8760 horas.

Debido a los requerimientos del indicador, es inaplicable, porque este requiere un periodo de tiempo mínimo de 1 año para monitorear el comportamiento del sistema eléctrico nacional, resultando de este monitoreo el total de ocasiones en las que la demanda de energía no pudo ser cubierta por la generación de la misma y que el sistema presento en al menos 1 año, tiempo que supera el periodo de ejecución de este estudio. Ese es el principal inconveniente que posee este indicador porque por el lado de la obtención de los datos no se requiere de cálculos complejos sino que basta con un monitoreo constante del comportamiento del SIN.

Adicional a este indicador que es de naturaleza probabilística se pueden presentar indicadores deterministas que reflejan el comportamiento medio de la continuidad del suministro y que no consideran aleatoriedad de la operación de los sistemas eléctricos, son intuitivos, simples de cálculo y requieren pocos datos para su aplicación. Estos indicadores son:

INDICADOR MARGEN DE RESERVA - (RESERVE MARGIN - RM):

Descripción:

Es el excedente de la capacidad de generación disponible para satisfacer la demanda máxima anual. Este indicador establece un valor cuantitativo de cuanto sobrepasa la capacidad instalada a la demanda anual nacional.

Requerimientos:

Este indicador es mucho más sencillo de calcular, que los anteriores, pero esto no quiere decir que su resultado no sea relevante para el desarrollo del siguiente capítulo. Los requerimientos necesarios para el cálculo de este indicador son:

- Demanda máxima anual de potencia.
- Capacidad instalada efectiva anualmente.

Conclusión:

El indicador margen de reserva es sencillo de cálculo, y requiere de datos sencillos y lo principal, se encuentran disponibles para la aplicación al sistema eléctrico de Nicaragua, y de esta manera aportar un valioso aporte al desarrollo de este trabajo, además de proporcionar un dato que será requerido más adelante. Este es aplicable al sistema eléctrico de Nicaragua.

INDICADOR PÉRDIDA DEL MAYOR GENERADOR - (LARGEST UNIT - LU):

Descripción:

Considera la posible indisponibilidad del mayor generador, supera al RM al considerar los tamaños de las plantas. Este indicador muestra la situación del sistema eléctrico nacional en caso de que se presentara la indisponibilidad de la planta generadora de mayor capacidad presente en la MEN, las afectaciones que se derivan de esta contingencia y como afecta esto principalmente a la seguridad del suministro de energía eléctrica.

Requerimientos:

Este indicador es como una continuación del indicador margen de reserva y por ende para su cálculo es necesario conocer antes el RM, luego de esto se necesita conocer la planta de generación más grande presente en cada año de estudio.

- Indicador RM
- Planta generadora con mayor capacidad instalada cada año.
-

Conclusión:

El indicador Perdida de Mayor generador, evalúa la seguridad del suministro al momento que la planta de mayor capacidad instalada, no se encuentre disponible para la generación de energía, las afectaciones que presentaría el sistema al no contar con la planta de mayor capacidad instalada, hasta llegar a interrupciones de suministro, en el peor de los casos. La información que requiere el indicador es sencilla y fácil de procesar, además de que se cuenta o se dispone de la información necesaria para la aplicar el indicador, a la MEN.

INDICE DE CONCENTRACION DE MERCADO – (ICM)

Descripción:

Conocido como Índice de Herfindahl e Hirschman, (IHH) es una medida de uso general en la economía, economía política, etc., de la concentración de un mercado y/o en este caso de la MEN, desde el punto de vista inverso es la medida de la falta de competencia de un sistema. A más alto el índice, más concentrado, menos competitivo, el mercado.

Aplicado a la MEN, mostrara en nivel de concentración que posee, además de conocer su evolución hasta el 2018 tomando como referencia las proyecciones realizadas en el capítulo 2, previendo una situación a futuro.

Requerimientos:

El índice se calcula elevando el cuadrado el porcentaje de aporte de cada una de las fuentes primarias de generación de energía eléctrica presentes en la MEN, y haciendo una sumatoria de cada resultado para obtener el valor final del índice. Los resultados van desde cerca de 0 (cero, competencia perfecta) hasta 10000 (diez mil, control monopólico),

Lo anterior se resume en la siguiente expresión:

$$ICM = \sum_{i=1}^n s_i^2$$

Donde:

S_i: Es el porcentaje de cada una de las fuentes primarias de generación en la MEN.

Conclusión:

El ICM, es un índice fácil en su aplicación, con poca información necesaria, pero con gran variedad de usos y aplicaciones en las ciencias y la ingeniería, evaluando la competitividad de un mercado, aplicado principalmente en análisis de mercado, para evaluar la situación a la que se enfrentaría una nueva empresa al querer ingresar al mercado, a mayor el valor del índice, mayor es garantía de penetrar el mercado, debido a que hasta ese momento se encuentra muy concentrado (monopolio). Es aplicable a la MEN y su resultado y debidas conclusiones y recomendaciones serán evaluadas más adelante.

CONCLUSIÓN:

RESUMEN DE LOS INDICADORES DE SSE			
Indicador	Información necesaria	Información no disponible	conclusión
Índice de Seguridad del suministro - (SoS)	<ul style="list-style-type: none"> • Demanda de energía. • Generación de energía. • Índice de capacidad de crisis. 	<ul style="list-style-type: none"> • Índice de Capacidad de Crisis. 	En definitiva el índice de seguridad del suministro es el más sencillo de aplicar, pero al mismo tiempo es el que no dispone con el 50% de la información que solicita. Motivo por el que no es aplicable .
Indicador Stirling - (IS)	<ul style="list-style-type: none"> • Porcentaje de participación de cada fuente primaria de energía presente en la MEN • Distancia euclidiana entre la opciones de fuentes primarias 	<ul style="list-style-type: none"> • Toda la información se encuentra disponible. 	Se dispone de toda la información que el indicador requiere para su correcta aplicación a la MEN. Eso se posiciona al indicador como aplicable
Indicador de Sustentabilidad Energética - (ISE)	<ul style="list-style-type: none"> • Este es un indicador muy completo y general que contempla una gran cantidad de sub indicadores relacionados con todos los ámbitos de la nación (social, políticos, ambientales, económicos, y uso de energéticos) 	<ul style="list-style-type: none"> • Todos los sub-indicadores económicos, sociales, y políticos que se requieren para su aplicación, no se encuentran disponibles. 	Este es el indicador más difícil de cuantificar y llegar a un resultado, por la gran cantidad de información que requiere para su aplicación, esto solo lo ha realizado, el CEPAL, como organismo internacional. Esto lo ubica como no aplicable
Indicador Robustez del Sistema Eléctrico - (RR)	<ul style="list-style-type: none"> • Diversidad de fuentes • Porcentaje de fuentes autóctonas • Energía firme del territorio nacional • Valor presente de los costos • Generación de valor agregado nacional 	<ul style="list-style-type: none"> • Básicamente el dato que es requerido y que no se encuentra disponible es la Energía Firme, dato que es requerido para calcular los tres primeros índices (IDF, IFA, EFTN). 	Este indicador se diferencia de los demás por considerar aspectos técnicos y económicos dentro del mismo. Es completo porque evalúa la seguridad del suministro de una manera grafica, logrando obtener la SSE desde el punto de vista de la robustez del sistema eléctrico, y no es aplicable .
Indicador perdida esperada de carga - (LOLE)	<ul style="list-style-type: none"> • Cantidad de veces en que la demanda excedió la generación • Oferta de energía (generación local mas las importaciones) • Demanda de energía 	<ul style="list-style-type: none"> • Lo que no se encuentra disponible es la cantidad de veces que la demanda de energía supero a la oferta energética, en un periodo de un año. 	Este indicador es de naturaleza probabilística y de fácil aplicación, pero no se dispone de toda la información que se requiere para aplicarlo a la MEN. Este indicador no es aplicable .
Indicador Margen de Reserva - (RM)	<ul style="list-style-type: none"> • Estadísticas anuales de generación de energía eléctrica • Demanda máxima anual de energía eléctrica. 	<ul style="list-style-type: none"> • Este indicador cuenta con todos los datos necesarios para el cálculo y su debida aplicación a la MEN 	Este indicador es bastante sencillo en su cálculo y fácil de aplicar y comprender motivo por el que es aplicable .
Indicador Perdida del Mayor Generador- (LU)	<ul style="list-style-type: none"> • Conocer el RM. • La planta generadora de mayor capacidad instalada. 	<ul style="list-style-type: none"> • Toda la información está disponible. 	Indicador que evaluar la situación de la MEN, al considerar la salida imprevista del generador de mayor capacidad instalada. Datos sencillos y disponibles que lo ubican como aplicable .
Índice de Concentración de Mercado - (ICM)	<ul style="list-style-type: none"> • Cuotas en porcentaje de cada una de fuentes primarias de energía. 	<ul style="list-style-type: none"> • Toda la información está disponible. 	Un indicador bastante sencillo en su aplicación y que cuenta con toda la información necesaria para su aplicación en la MEN actual y futura. Es aplicable .

Tabla 31

Fuente: *Elaboración propia*

CAPITULO 4: APLICACIÓN DE INDICADORES DE SEGURIDAD ENERGETICA SELECCIONADOS PREVIAMENTE.

INTRODUCCIÓN:

En Nicaragua la situación de la energía eléctrica se encuentra en su mejor momento, el año anterior se alcanzó el mayor porcentaje de generación usando recursos renovables y se encamina hacia la diversificación de la MEN en su totalidad y atenuar la dependencia del petróleo. Del capítulo anterior se deriva lo que implica una correcta diversificación tomando en cuenta los tres parámetros que debe cumplir un sistema para que se le considere diverso, y se ha seleccionado el indicador Stirling para que mida el grado de diversificación que Nicaragua ostenta y el que poseerá en el año, 2018.

Una vez que se ha realizado la previa selección de los indicadores de SSE aplicables al sistema eléctrico de Nicaragua, producto de el análisis y el sondeo de los datos que requiere cada indicador se han seleccionado cuatro indicadores que disponen de datos suficientes para su aplicación y se encuentran dentro del alcance de este estudio, entonces es en este capítulo en donde se conocerá el nivel de SSE que posee Nicaragua y la situación planteada para el año 2018 en el capítulo 2.

Los indicadores que se aplicaran a la MEN son:

- EL indicador Stirling - (IS)
- El indicador Margen de reserva - (RM)
- El indicador perdida del mayor generador - (LU)
- EL Índice de Concentración de Mercado - (ICM)

De acuerdo a la información proporcionada por las instituciones que contralan la energía eléctrica en Nicaragua y el alcance de tiempo de este estudio son los que pueden ser aplicados para presentar conclusiones acertadas acerca de la SSE de Nicaragua.

OBJETIVO DEL CAPITULO:

Aplicar los indicadores de SSE evaluados y seleccionados con anterioridad, y proveer conclusiones y recomendaciones en base a la información de salida de los indicadores.

APLICACIÓN DE LOS INDICADORES PARA EVALUAR LA SEGURIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA EN NICARAGUA.

1. INDICADOR STIRLING - (IS)

Los planes de expansión evaluados en el capítulo 2, fueron concentrados en modelos diseñados especialmente para su evaluación con los indicadores de SSE, considerando ambos modelos. El indicador Stirling evalúa la diversidad del suministro de la siguiente manera:

$$M = \sum_{ij (i \neq j)} d_{ij} \times p_i \times p_j$$

Donde:

d_{ij} = Distancia euclidiana entre la opción i y la opción j .

p_i = Es la proporción de la opción i

p_j = La representación de opción j

Para el caso de la MEN actual, podemos aplicar el índice de diversidad de Stirling, para conocer el grado de diversificación que posee la MEN actualmente (2013), luego trabajar con la proyección prevista por los 2 modelos de expansión de la generación (ideal y discreto) detallados anteriormente.

Aplicación a la MEN actual.

A este momento contamos con cinco tipos de fuentes primarias para la generación de energía eléctrica, que son: Térmicas, Hidroeléctricas, Geotérmicas, Eólicas y Biomasa, de un total de 8 fuentes usadas principalmente para generación de energía eléctrica. Luego se asigna el orden que poseen las fuentes de generación aleatoriamente para encontrar la distancia euclidiana, que representa la disparidad de las fuentes de Energía primaria. En la tabla 32 se muestra el valor que se le asigna a cada una de las fuentes, de manera que se le asigna un valor de 9 a las plantas térmicas por el hecho de ser las de mayor presencia en la MEN, luego 7 a las plantas hidroeléctricas porque no se parece en nada a las plantas térmicas, en cuanto al energético o fuente primaria que utilizan, y esto permite decir que hay disparidad de 2 espacios euclidianos, y así sucesivamente con el resto de plantas.

Asignación de valores de disparidad		
Tipo de Fuente Primaria	P (porción)	Valor Escalar(Disparidad)
Térmica	0,69658836	9
Hidroeléctrica	0,16895206	7
Geotérmica	0,10969895	5
Biomasa	0,02476062	3
Eólica	0	1

Tabla 32

Fuente: *Elaboración propia*

La tabla 33 muestra el porcentaje de participación de cada fuente en la MEN actual (2013), dato que se requiere para la aplicación del indicador además del valor de disparidad de cada fuente asignado de manera aleatoria. En este caso el valor de disparidad fue asignado de acuerdo al porcentaje de participación que obedeció la MEN en el periodo de tiempo evaluado en el estudio, entonces el valor asignado a cada fuente de generación de energía, se debe al porcentaje de participación de cada fuente en la MEN desde el año 2000 hasta el 2013.

Se realiza la combinatoria de cada una de las 5 fuentes primarias de generación de energía eléctrica existentes en Nicaragua, operación en la que se obtienen 10 resultados diferentes del argumento de la sumatoria ($d_{ij} \times p_i \times p_j$). Una vez calculados todos los valores se suman para obtener el valor final que es el Índice de diversidad de Stirling. De acuerdo al resultado:

1. Si el valor está por debajo de 1, la MEN es muy concentrada y se encuentra dependiente de una sola fuente primaria. Un sistema tal es muy dependiente y vulnerable a cualquier limitación en el suministro de su mayor fuente de generación.
2. Si el valor es mayor que 2, se considera un sistema diverso, es decir que utiliza varias y distintas fuentes primarias sin que uno sea predominante; por lo tanto puede ser considerado seguro.

Por Ejemplo para el año 2013:

PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN EN LA MEN AL 2013		
Plantas	Capacidad instalada.	porcentaje de participación
H	105,7	0,57615956
T	734,88	0,08287076
E	146,6	0,12113087
G	154,5	0,11493712
B	133,8	0,10490168
Total.	1275,48	

Tabla 33

CÁLCULO DEL INDICADOR STIRLING			
Combinatoria ($p_i \times p_j$)	Resultado	Valor de disparidad (d_{ij})	$\sum d_{ij} \times p_i \times p_j$
TH	0,04774678	(9-7) = 2	0,09549356
TG	0,06979071	(9-5) = 4	0,27916283
TE	0,06622212	(9-3) = 6	0,39733273
TB	0,06044011	(9-1) = 8	0,48352087
HG	0,01003821	(7-5) = 2	0,02007641
HE	0,00952493	(7-3) = 4	0,03809971
HB	0,00869328	(7-1) = 6	0,0521597
GE	0,01392243	(5-3) = 2	0,02784487
GB	0,01270683	(5-1) = 4	0,05082733
EB	0,0120571	(3-1) = 2	0,0241142
Índice de diversidad de Stirling al 2013			1,4686

Tabla 34

Fuente: *Elaboración propia*

El valor máximo del indicador para 5 fuentes es de **1,60**. Este valor se obtiene suponiendo que las plantas de generación participantes en la MEN, se encuentra en un balance perfecto (20% C/U), se realiza el mismo proceso anterior y se obtiene un valor máximo de 1,60. Esto muestra que no es posible pretender alcanzar un valor mayor a 2 debido a que no hay variedad, pues el valor de referencia 2 es para un sistema con al menos 8 fuentes de generación distintas principalmente. EL indicador Stirling (IS), aplicado a la MEN 2013 muestra un resultado de:

$$IS = 1,4686$$

Este resultado muestra el grado de diversidad que Nicaragua posee, donde no es posible alcanzar un valor aproximado a 2, mostrando que la oferta energética se encuentra concentrada y dependiente de una sola fuente primaria para la generación de energía eléctrica y vulnerable a cualquier limitación del energético más utilizado en la generación de energía en Nicaragua. La MEN se encuentra concentrada en plantas térmicas (capítulo 1), plantas que utilizan el recurso energético: petróleo, que tiene un alto costo y es un energético importado, significando mayor vulnerabilidad porque no solo se debe de considerar la situación energética local, sino que también la situación socio-política y estabilidad económica del país que abastece de este recurso a la nación, como es el caso de Nicaragua, que únicamente cuenta con las importaciones hechas desde el país de Venezuela, acrecentando la situación desfavorable en la que Nicaragua se encuentra y que a este momento predomina.

Finalmente el IS, propone evaluar la SSE, concentrándose en la diversidad de la MEN, pero desagregando este el IS en sus tres componentes básicas, podemos concluir que nuestro sistema posee variedad 5/8 (5 fuentes primarias de 8 fuentes existentes principalmente) razón por la que Nicaragua no puede acercarse a un grado de diversidad mayor de 2 por poseer únicamente el 62,5% (convirtiendo la fracción en porcentaje) de diversidad ; disparidad (cada una de las fuentes es distinta de la otra en cuanto a recursos energéticos, es decir ninguna depende del mismo energético) es lo que posee en un 100%, es decir no se relacionan en cuanto a el uso de energéticos.

El equilibrio, es lo que afecta más el grado de diversidad, puesto que el 58% de la MEN (grafico 18) utiliza el energético petróleo, razón por la que el balance o equilibrio, hace ver al portafolio energético como un mercado muy concentrado aun cuando se ha reducido considerablemente la generación térmica, (en relación porcentual con las otras fuentes primarias de generación) en relación a los años anteriores.

Por otra parte Stirling expresa que los tres parámetros que se evalúan en el Índice de Diversidad son distintos entre sí pero inherentes, esto quiere decir que a manera global para el indicador de Stirling Nicaragua se encuentra vulnerable ante interrupciones, inestabilidad del precio, y agotamiento de este recurso. Cualquiera que fuese el problema que enfrente el petróleo a nivel internacional, incidirá

directamente en la seguridad el abastecimiento de la energía eléctrica hasta los consumidores finales, no solo con interrupciones al servicio, sino que también afectando los precios de la energía eléctrica.

Aplicación a la MEN prevista para el 2018.

Los modelos de expansión descritos en el capítulo 2, auguran una situación contraria a la realidad que posee la MEN actualmente, logrando alcanzar hasta un 65% de generación con fuentes primarias de energía tipo renovable, acercándose aun más al equilibrio entre la variedad de fuentes de generación, a excepción de la biomasa que no se considera ninguna inversión o ampliación de las plantas existentes, únicamente se habla de la inclusión de plantas de generación de energía eléctrica usando biomasa (bagazo de caña)⁶, como fuente primaria al cierre del año 2020, proyectos que son básicamente ampliaciones de las calderas para poder generar más energía eléctrica en los ingenios Montelimar y CASUR., año que excede el intervalo de tiempo del estudio.

Modelo	Indicador Stirling
MI	1,4367
MD	1,4553

Tabla 35

La tabla 35, muestra el resultado del indicador Stirling aplicado al modelo ideal (MI) y al modelo discreto (MD), es evidente que ambos modelos no muestran un mayor grado de diversidad que el año 2013, por el contrario disminuyen en relación al grado de diversidad que posee la MEN este año, evidentemente el que presenta mayor diversidad es el modelo discreto, debido a que posee un mayor equilibrio, siendo la misma variedad y disparidad para ambos, lo que hace variar la diversidad es el balance entre los aportes de cada una de las fuentes de generación primaria, esto se observa claramente en lo gráficos 19 y 20, donde se muestra la cantidad porcentual de aporte de cada fuente a la MEN. Para lograr mayor diversidad en la MEN, el indicador sugiere:

1. Variar las fuentes primarias de generación, introduciendo nuevas tecnologías al sector generación.
2. Y aumentar el equilibrio entre las fuentes primarias de generación.

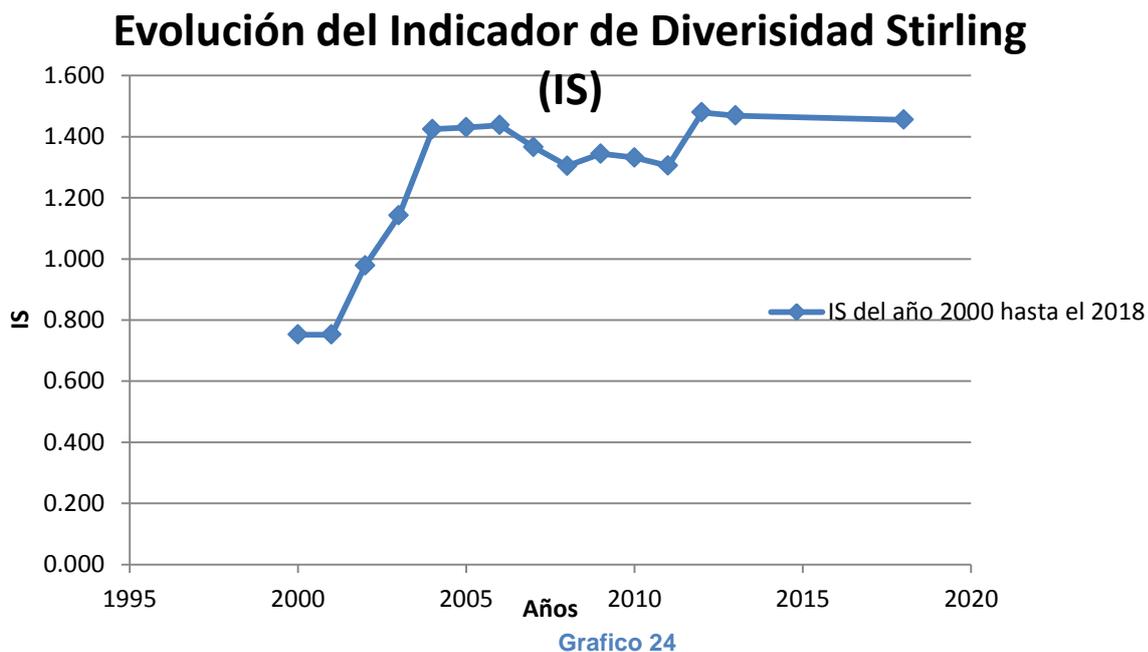
Para el caso de Nicaragua se recomienda aumentar el equilibrio existente entre las cinco fuentes de generación de energía eléctrica, porque es una solución que a corto plazo puede mejorar el nivel de seguridad que posee Nicaragua, por el contrario, la posibilidad de ampliar las fuentes primarias de generación en Nicaragua, no se considera al menos en el lapso de tiempo que abarca el estudio, necesariamente el algún momento esto tendrá que ser realidad debido a que la cartera energética se

⁶ Diario La Prensa, septiembre 2013, *Energía “dulce” y barata*, sección Activos.

ha mantenido con estas cinco fuentes de generación por casi 10 años. La MEN, no es comparable con la de países miembros de la OCDE, países en donde se encuentran al menos 7 distintas fuentes de generación de energía, pero esto no quiere decir que no podemos poseer un sistema más diverso y seguro que el que poseen países desarrollados, como el caso de el vecino país de Costa Rica que posee baja diversidad de fuentes de generación.

Lo importante ahora es preguntarse ¿Cómo afecta una baja diversidad a la SSE?

La diversificación permite a la matriz energética beneficios en innovación y crecimiento como consecuencia de poseer un sistema diverso, reduciendo el impacto de las variaciones y afectaciones en cualquier fuente primaria de energía, con un sistema capaz de responder ante circunstancias adversas y lograr satisfacer la demanda, sin interrupciones al servicio, logrando así corresponder con los atributos esenciales del producto energía eléctrica: seguridad, continuidad, calidad y asequibilidad. Entonces una matriz energética segura debe de contar con un alto grado de diversidad para lograr cubrir la demanda y los parámetros técnicos que los consumidores finales demandan del producto.



El grafico 24 muestra la evolución de la diversidad de la MEN, desde el año 2000 hasta el 2018, observando el rápido ascenso que se dio entre el 2000 y el 2004, años en los que únicamente se contaba con 4 fuentes primarias de generación y existía una concentración del mercado que colocaba a la generación térmica con un 70% de la cartera energética de ese entonces, luego en 2004 se alcanza un importante 1,42 de IS gracias a la ampliación de la capacidad instalada en plantas de Biomasa, logrando acercarse al 1,6 máximo valor que se puede alcanzar con 5 fuentes de generación.

Luego parece que seguiría en ascenso, pero en 2007 comienza a disminuir, debido a la instalación de nuevas plantas de generación térmica que aumentan la capacidad instalada pero a su vez disminuyen considerablemente el nivel de seguridad que Nicaragua había conseguido anteriormente a pesar de que en 2009 se logra introducir la primera planta Eólica a la MEN, simultáneamente se manifestó el aumento la concentración por la adición de mas plantas térmicas, llegando hasta el 2012, año en que se alcanzó el mayor equilibrio entre los aportes de cada tipo de fuente primaria de generación. Cabe destacar que el valor de diversidad que se muestra en 2018, es el que ostentaría el *modelo discreto* de expansión de la generación.

El indicador Stirling considera tres parámetros distintos e inherentes, para cuantificar la diversidad de la matriz energética de Nicaragua los cuales son variedad, equilibrio y disparidad. En la actualidad es claro que la diversificación de las fuentes de energía es una pieza clave para establecer altos niveles de seguridad y definitivamente se constituye como uno de los pilares con los que se puede establecer el grado de seguridad energética. En economía la diversidad es ampliamente vista como una “reserva de recursos” (De Llano Paz, 2011), que limita la incertidumbre reduciendo los efectos de las variaciones de los componentes de la MEN, llegando hasta la innovación, competencia y crecimiento económico, logrando dinamismo y producción continua de todos los sectores de la nación, motores de la economía nacional.

2. INDICADOR MARGEN DE RESERVA - (RM)

Este es un indicador determinista, fácil de aplicar y de comprender, indica el residuo de energía luego de haber cubierto la demanda de todo un año. Es en excedente que indica en el corto plazo seguridad del abastecimiento de energía eléctrica para los bloques de consumo en que se divide la demanda de energía eléctrica en Nicaragua. El resultado del indicador brinda la información necesaria para suponer el cierto grado de seguridad que presento la MEN en años anteriores.

El margen de reserva se calcula en base a la capacidad instalada total en la MEN menos la demanda máxima de potencia en el año. Dicha información se encuentra disponible en el INE y en la tabla 4, que muestra la capacidad instalada efectiva de cada año. Adicional a este análisis es posible evaluar el margen de reserva que tendrá la MEN al año 2018, considerando ambos modelos descritos con anterioridad para conocer el excedente de potencia que habrá disponible para el 2018.

DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA 2000-2012 (MW)												
AÑO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2007	2008	2009	2010	2011	2012
MAXIMA	396,1	411,6	421,8	441,6	465,6	482,8	507,4	506,3	524,5	538,9	569,5	609,9

Tabla 36

Fuente: *Instituto Nicaragüense de Energía*

La demanda de energía máxima para cada año de proyección es desconocida, pero conociendo el porcentaje de crecimiento de la demanda de energía eléctrica es posible usar este valor y al igual que la energía, proyectar la demanda de potencia máxima, a condición de ambas proyecciones para estimar la seguridad de suministro para el año 2018, considerando que ambos son únicamente proyecciones de demanda estimadas.

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA PARA EL AÑO 2018	
D _{max} (MW) Modelo Propio	D _{max} (MW) Modelo CEAC
719,35	776,78

Tabla 37

Fuente: *INE, Elaboración propia*

Los datos suministrados por la tabla 36 y 37 complementan la información requerida por el indicador RM, y presentar las conclusiones pertinentes.

Margen de Reserva

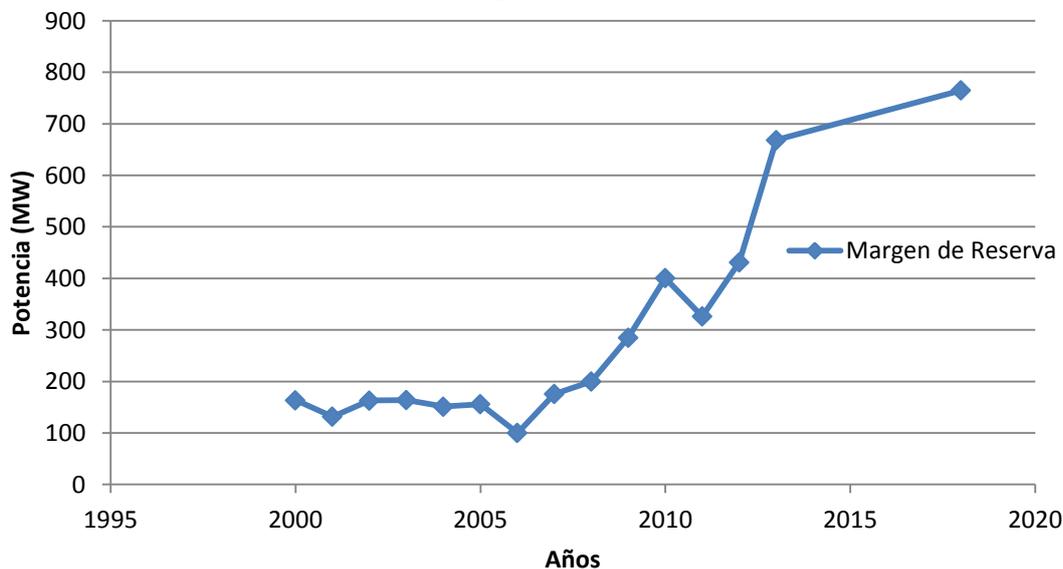


Grafico 25

Fuente: *Elaboración propia*

El grafico 25 muestra el superávit de potencia de la MEN, en años anteriores, en el que se observa que Nicaragua desde años anteriores ha tenido un sistema con sobrecapacidad instalada. Pero esto no brinda información acerca de la operación del sistema sino que muestra que el sistema estaba en capacidad de cubrir la

demanda con la potencia instalada efectiva, situación que presenta claramente las limitaciones de este indicador, que no toma en cuenta la operación del sistema sino que únicamente se centra en la capacidad total disponible, sin considerar incidentes negativos que afecten la disponibilidad de unidades o plantas de generación de energía eléctrica enteras. Limitaciones como reservas de los embalses, tamaños de plantas, distribución de la cartera energética (diversidad), tecnología y tasa de fallos.

Para el 2018 se espera un margen de reserva de 765,10 y 817,66 para el modelo de elaboración propia y el del CEAC respectivamente. El indicador... prevé una sobre capacidad instalada de potencia para el 2018, siendo la diferencia (RM) mucho mayor que la planta de generación de mayor capacidad contemplada para ese año (Tumarín).

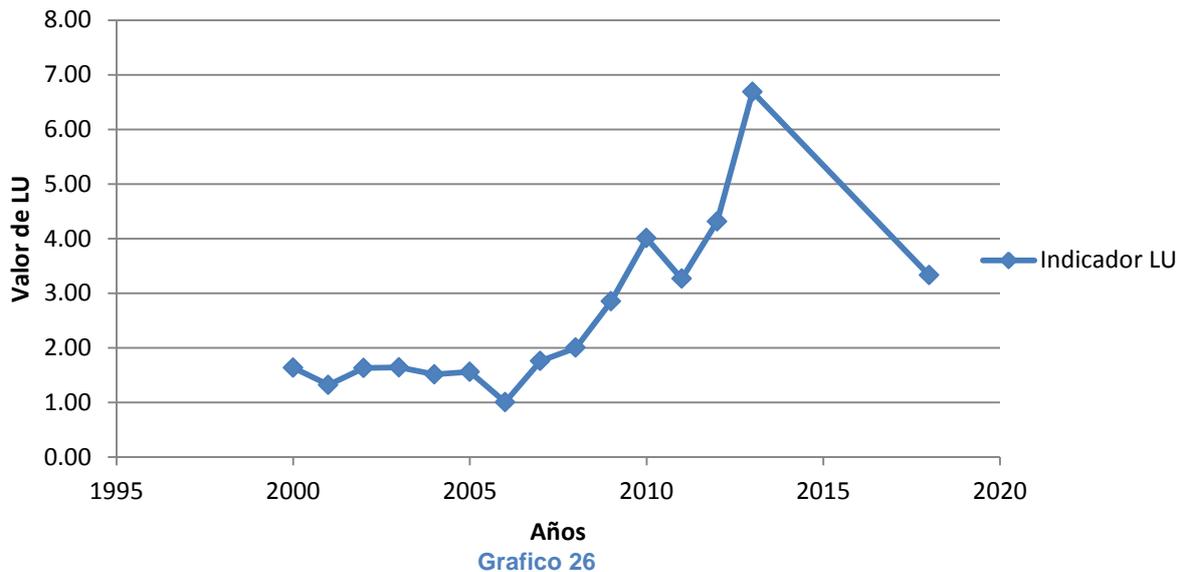
Este indicador por sí solo no proporciona información confiable, por lo que no es posible afirmar que existe un alto grado de SSE, sino que la MEN es capaz de generar energía eléctrica suficiente como para cubrir las necesidades de este servicio en todos los sectores de consumo de energía eléctrica, sin atender la disponibilidad de plantas, el balance hidrológico, contingencias, entre otras eventualidades negativas que afectaran la disponibilidad de alguna planta en específico, es por eso que el indicador RM, es básicamente una forma de conocer si la MEN, posee suficiente capacidad instalada para cubrir la demanda de potencia mayor en año sin que se presenten razonamientos de ningún tipo. Tomando en cuenta lo mencionado anteriormente, se concluye que Nicaragua posee la suficiente capacidad ahora y a futuro según las proyecciones hechas para el año 2018.

3. INDICADOR PÉRDIDA DEL MAYOR GENERADOR - (LU)

A diferencia del indicador RM, este indicador de SSE evalúa la situación de la MEN, al momento que no se pueda contar con la planta generadora de mayor capacidad por cualquiera que sea la naturaleza de la indisponibilidad, este también es un indicador fácil de comprender y aplicar debido a la simplicidad de cálculo y comprensión del resultado:

- Si $LU > 1$, entonces: podemos perder la unidad de mayor tamaño, sin afectar la continuidad del servicio asegurando el suministro a los consumidores finales al momento de las contingencias.
- Si $LU < 1$, entonces: no se cuenta con suficiente potencia efectiva instalada para cubrir la demanda en el momento que alcance el valor máximo. Se incurre en despeje de circuitos y en pérdidas económicas por energía no suministrada.

Indicador Pérdida del Mayor Generador (LU)



Fuente: *Elaboración propia*

El indicador es obtenido de la relación entre el indicador RM y la cantidad de potencia de planta de mayor capacidad instalada. El RM se muestra en ascenso, no así en el indicador LU que en 2018 experimenta un descenso, pero siempre más alto que en años anteriores al 2006, cuando la situación energética de Nicaragua era crítica, porque en esos años escasamente se contaba con una reserva apenas un poco mayor que la planta generadora de mayor capacidad hasta el momento (Planta Nicaragua, 100 MW) cuando la demanda máxima de potencia alcanzó los 482 MW. El indicador muestra que si la planta Nicaragua hubiese salido de operación la capacidad instalada restante apenas hubiese podido cubrir el pico de demanda con el restante de plantas generadoras trabajando a plena capacidad. Para el año 2013 el indicador muestra que el crecimiento de la capacidad instalada ha posicionado al sistema eléctrico de Nicaragua en un lugar con mayor seguridad, partiendo de que ese año la capacidad instalada superó un poco más de 6 veces la planta de mayor capacidad instalada presente ese año en el SIN (planta Nicaragua).

En 2018 se espera la introducción de Tumarín, que aportaría 230 MW a la MEN, convirtiéndose en la planta de mayor capacidad instalada en Nicaragua hasta ese momento, esa adición de potencia da lugar a importantes cambios a la seguridad energética, si bien por un lado aporta una mayor diversidad, por otra parte también reduce el crecimiento del indicador LU, que venía experimentando la MEN. Lo dicho anteriormente no se traduce en afectaciones a la SSE, sino que posiciona a la MEN más cerca del límite, pero siempre sin incidentes negativos en el caso de que la planta hidroeléctrica Tumarín no estuviese disponible en ese momento, porque si se diera el caso, aun se contaría con 400MW de reserva aproximadamente (grafico 25).

El indicador LU muestra que del año 2007 en adelante, el sistema eléctrico de Nicaragua ha crecido en materia de seguridad, hablando en términos de capacidad instalada Vs demanda de energía eléctrica. Aun cuando las plantas de mayor presencia en el parque de generación son las plantas térmicas, se puede hablar de aumento del nivel de seguridad del suministro, porque al menos si se dispone de las fuentes primarias para la generación de energía, de forma continua e ininterrumpida, no habrá motivos para recurrir a razonamientos que incurren en pérdidas económicas cuantiosas, claro esto suponiendo que todas que se introduzcan todas las plantas que fueron considerados en los planes de expansión considerador con anterioridad.

4. INDICE DE CONCENTRACION DE MERCADO – (ICM)

Un índice con amplia gama de aplicaciones a las ciencias y la ingeniería, y en este caso será aplicado para medir la competitividad de las fuentes primarias de generación de energía eléctrica presentes en el mercado nacional, es decir como se ha comportado el mercado eléctrico nacional en años anteriores y el valor esperado para el 2018. El indicador evalúa la SSE desde el punto de vista económico, las ventajas de poseer una oferta energética competitiva fundamentalmente son:

- Precios final asequible para los usuarios del servicio.
- Innovación y competencia justa de los agentes generadores en el mercado eléctrico.
- Variedad de fuentes primarias de generación de energía eléctrica.
- Innovación y calidad del servicio.

El grafico 27 muestra el comportamiento de la MEN en años anteriores y en 2013 y el valor que se espera para el 2018 tomando como referencia el modelo discreto.

Para el calcular el ICM, es necesario contar con el porcentaje de participación de cada uno de los tipos de plantas presentes en la MEN, desde el año 2000 hasta el 2013 e incluyendo las proyecciones hechas para el 2018. Luego el porcentaje se multiplican para encontrar el valor del ICM. Ejemplo para el año 2000:

PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN DE CADA PLANTA AL AÑO 2000				
Térmica	Hidroeléctrica	Geotérmica	Eólica	Biomasa
69,66	16,90	10,97	0,00	2,48

Tabla 38

Para calcular el valor del índice es necesario multiplicar cada porcentaje a como sigue:

$$ICM = (69,66) (16,90) (10,97) (0,00) (2,48) = 5264,27$$

Esta tabla muestra el valor de cada año, a cada uno se ha realizado el proceso anterior.

RESULTADOS DE LAS MULTIPLICACIONES								
Años	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
ICM	5264,27	5264,27	4789,95	4507,13	4068,77	3990,49	3959,08	4268,49
Años	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2018	
ICM	4539,17	4396,16	4478,99	4600,88	3689,39	3777,15	2609,49	

Tabla 39

Fuente: *Elaboración propia*

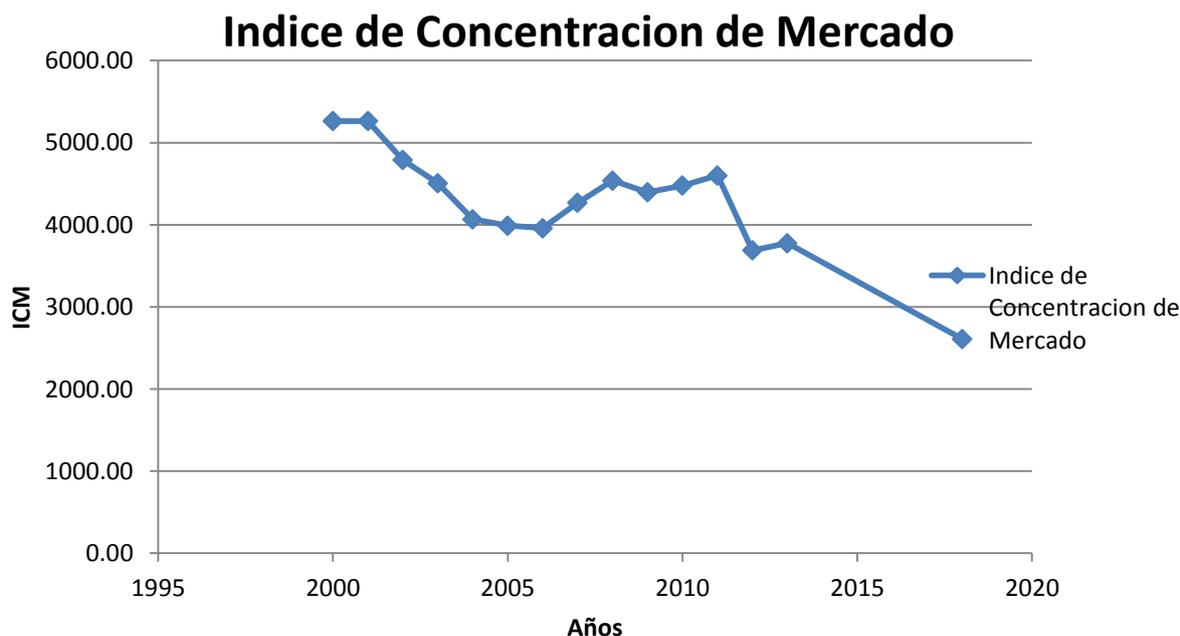


Grafico 27

Fuente: *Elaboración propia*

EL ICM para Nicaragua posee un rango de 2000 (Competencia perfecta y balanceada), valor que se alcanza cuando la participación porcentual de las 5 fuentes de generación de energía eléctrica es igual para todas (20%), cuando el valor se acerca a los 10000, se considera un mercado sin competencia justa en la que se encuentra un control casi monopolizado del mercado. En caso de que el valor sea de 10000, la competencia justa no existe y el mercado es controlado únicamente por una sola empresa que monopoliza el servicio, estanca la innovación, y controla los precios a conveniencia.

Como el grafico 27 muestra a lo largo de los 13 años anteriores a 2013, se observa que el mercado eléctrico nacional (ME) se encontraba altamente concentrado, lo único que diferenció al ME de encontrarse monopolizado en esos años, fue que ya existían otros agentes generadores aunque con una baja participación en la MEN. A inicios del periodo de estudio en el año 2000-2001, se encontraba altamente concentrado con generación térmica, años en los que la participación al ME de la

generación térmica alcanzo hasta un 70%, luego se introdujeron nuevos proyectos de generación de biomasa y proyectos geotérmicos, que contribuyeron a la reducción del ICM hasta que alcanzo un valor de 3959, en 2006, logrando reducir el 5264 inicial.

Luego en 2007 comenzó la introducción e instalación de plantas térmicas (Hugo Chávez y Che Guevara), cambios que aumentaron nuevamente el valor de la concentración de mercado, llegando al año 2012, cuando nuevamente se redujo de manera notable el predominio de plantas térmicas en la MEN, gracias a la ampliación de la capacidad instalada en plantas de generación renovables, como nuevos proyectos eólicos y la ampliación de proyectos como san Jacinto Tizate. El valor calculado de ICM, para este año es bastante reducido si se compara con los de años anteriores, pero aun así está lejos de lo denominado como “competencia justa” que supone un valor de 2000.

Para el 2018 se espera que la reducción de la concentración del ME, acercándose al valor ideal, augurando a ese momento mejor momento del mercado eléctrico nacional, hasta ese año. El grafico 27 muestra una constante variación en el valor del índice, porque por 9 años se mantuvo la MEN con 4 tipos de generación, estos supone un crecimiento vertical del mercado eléctrico en donde no se aumento el tipo de fuente primaria para la generación de energía, sino que solo se creció en capacidad instalada, en 2009, se introduce la primera planta eólica, (Amayo) lo que causo un impacto al mercado, el que experimento un crecimiento vertical y horizontal, al contar a ese momento con 5 fuentes primarias distintas para la generación de energía eléctrica.

El crecimiento del mercado eléctrico que se espera para 2018, es vertical porque únicamente se espera la adición y retiro de potencia a la MEN, en ningún modelo se espera la introducción de nuevas plantas de generación que utilicen fuentes primarias distintas a las presentes actualmente.

Cuando el mercado está concentrado no es competitivo y eso sucedió en años anteriores y sucede actualmente, ¿por qué se afirma esto? Porque el cálculo del precio del servicio Energía Eléctrica se realiza en base a las proyecciones del precio internacional del petróleo para que de esta manera se genere ganancia a la distribuidora aun cuando el precio internacional del petróleo suba, en caso contrario (baje el costo) el valor calculado tiene un desvío que será compensado en los siguientes cálculos, y así sucesivamente.

Lo dicho anteriormente evidencia la dependencia de una sola empresa (fuente primaria de energía), en el cálculo de precios. Además de las afectaciones a la SSE que conlleva el poseer un mercado concentrado en el que la falta de competencia genera estancamiento en la innovación, mayor eficiencia y calidad del servicio, y asequibilidad del servicio por el simple hecho de poseer un mercado competitivo.

CONCLUSIÓN:

En este cuarto capítulo se logró aplicar los indicadores previstos desde el capítulo 3 como aplicables al sistema eléctrico de Nicaragua. El resultado de ellos revela que Nicaragua enfrentó una fuerte concentración de la generación, como es el caso del ICM, el cual mostro que Nicaragua poseía un parque de generación dependiente en su mayoría de plantas térmicas, y que esto poco a poco se fue superando gracias la introducción de una nueva planta con fuente de generación distinta a las que ya existían en Nicaragua además prevé que para el 2018, se logre alcanzar un mercado más competitivo.

Stirling por su parte nos muestra un ascenso en la seguridad del suministro, la cual creció paulatinamente con el incremento de la capacidad instalada logrando mayor equilibrio entre los tipos de fuentes de generación de energía presentes en la MEN, índice que alcanzo su valor máximo en el año 2013, porque este fue el año en que se observo el mayor equilibrio y la mayor variedad y disparidad del periodo en estudio. Además no poseía una oferta energética diversa y se encontraba casi monopólica, oferta que con el transcurso de los años se dirigió hacia una diversificación del sector eléctrico lo que aportaría mayor seguridad de suministro eléctrico a los consumidores finales, lo que se traduce en un dinamismo económico prometedor, pues de implementar los nuevos proyectos de generación que se esperan tener finalizados al cierre del año 2018, se garantizará el servicio eléctrico a los sectores productivos del país, así como bienestar social, por que el sector residencial no se vería afectado por las incidencias negativas a las que conlleva la dependencia de un solo recurso energético.

Los otros índices prevén que de ejecutarse a cabalidad los proyectos Nicaragua se encontraría en una posición segura ante eventualidades adversas, como la falta de una planta de generación, o peor aun la planta de mayor capacidad instalada en esos años, el sistema eléctrico de Nicaragua no enfrentaría afectaciones, porque se contaría con suficiente energía en reserva (entiéndase como capacidad instalada mayor que la demanda máxima) para cubrir la demanda.

CONCLUSIONES

En el estudio se definen plenamente desde el inicio las direcciones y objetivos del estudio que fueron fundamentales para su desarrollo, logrando obtener un resultado satisfactorio a cada objetivo planteado. La idea de evaluar la Seguridad del Suministro Energético, es precisamente aportar valoraciones del sistema que se posee y con el que se espera contar en 2018; asegurar la disposición de recursos energéticos necesarios (en cantidad, calidad y tiempo) para el crecimiento económico del país y mantener el servicio a precios asequibles, esto se convierte en el principal lineamiento del estudio, además de tener en cuenta el aspecto medio ambiente.

Se lograron los objetivos propuestos desde el inicio del estudio logrando conocer el comportamiento del sector energético de Nicaragua, en el periodo 2000 – 2013 y los planes de expansión incluyendo planes elaborados por instituciones nacionales e internacionales como son la desaparecida Comisión Nacional de Energía y el consejo de electrificación de América central (CEAC), respectivamente, considerando las plantas que con mayor certeza entraran al sistema eléctrico de Nicaragua, a generar energía en un plazo no mayor al cierre del año 2018.

En el análisis hecho a la demanda de energía eléctrica según las proyecciones previstas por el CEAC, y las de mi elaboración, se prevé un incremento en la demanda de energía eléctrica no mayor a la capacidad instalada disponible para cada año, lo que supone que si se cumplen a cabalidad en tiempo y forma los proyectos a ejecutarse en el periodo de tiempo que abarca este estudio, se garantizara el suministro energético a los consumidores finales, sin tomar en cuenta agentes de cambios impredecibles e incontrolables, como deterioro de las redes de distribución, problemas en transmisión, etc.

Se realizó el análisis de los siguientes indicadores de seguridad del suministro: Índice de seguridad del suministro (SoS), indicador Stirling (IS), indicador de sustentabilidad energética (ISE), Indicador de Robustez del sistema eléctrico (RR), Indicador de pérdida esperada de carga (LOLE), indicador margen de reserva, indicador pérdida del mayor generador, y el índice de concentración del mercado. De todos estos indicadores se seleccionaron como aplicables al sector energético de Nicaragua únicamente los siguientes indicadores: Indicador Stirling, indicador margen de reserva, indicador pérdida del mayor generador y por último el indicador de concentración de mercado, porque cuentan con toda la información disponible y que es necesaria para realizar el análisis de cada indicador y de obtener los resultados de cada indicador.

Como resultado del indicador Stirling se obtuvo, que Nicaragua en estos momentos cuenta con seguridad en el sistema eléctrico, es decir con la matriz energética que se posee es posible cubrir la demanda máxima de energía de manera continua, con calidad y a un precio asequible. El nivel de seguridad de suministro con el que se

cuenta en estos momentos no es el máximo que se puede alcanzar, pero si es mucho mayor que el que se poseía en el año 2000, y este valor se ha mantenido de manera que de seguir con la tendencia actual y las políticas para el cambio de la MEN, se Dispondrá con un sistema eléctrico lo suficientemente seguro.

Del indicador margen de reserva se obtuvo como resultado, que el nivel de seguridad desde el punto de evaluación de este indicador el sistema cuenta con la suficiente seguridad como para no incurrir en afectaciones a los consumidores finales lo que se traduce en el principal objeto de estudio de la seguridad de suministro. Con un verdadero cumplimiento de los proyectos a ejecutarse al cierre del año 2018, Nicaragua Dispondrá con la suficiente capacidad instalada para cubrir la demanda de energía eléctrica que se espera para esos años venideros según las proyecciones realizadas por el Consejo de Electrificación de América Central.

Como resultado del indicador pérdida del mayor generador (LU), concluye en que se posee un sistema seguro, caso contrario al que se poseía en años anteriores al 2007, años en los que se enfrento a una verdadera crisis, porque justamente la capacidad instalada sobrepaso la demanda máxima de esos años, por lo que se experimentaron cambios significativos.

El índice de concentración de mercado mostro que Nicaragua no posee un mercado energético competitivo en un porcentaje que contribuya a mayor SSE, aun cuando en el año 2013, la matriz energética de Nicaragua obtuvo el menor porcentaje de participación térmica aun posee un mercado muy concentrado y vulnerable ante las limitaciones del recurso energético petróleo. A pesar de los esfuerzos realizados por el cambio de y la diversificación de la MEN, aun hay mucho que hacer para lograr obtener un mercado eléctrico más competitivo y de esta manera contribuir a la seguridad del suministro energético.

RECOMENDACIONES

Al Ministerio de Energía y Minas, en base a los resultados de este estudio, se recomienda trabajar para diversificar la matriz energética priorizando las plantas que se encuentran con menor porcentaje de participación en el parque de generación actualmente. Además de esto se recomienda realizar estudios de factibilidad para introducir una nueva planta de generación de energía utilizando una fuente primaria para la generación distinta a las que se utilizan actualmente, como el Gas Natural o el Carbón, y de esta manera contribuir a la robustez del sistema y a la seguridad del suministro.

A la Empresa Nacional de Transmisión, se recomienda continuar ampliando la cobertura eléctrica, para aumentar la demanda de energía eléctrica, así poseer un sistema más dinámico en el que la oferta energética aumente conjuntamente con la demanda de energía eléctrica.

De manera general se recomienda priorizar los proyectos que se contemplaron en cada uno de los planes de expansión detallados con anterioridad, para el desarrollo de la matriz energética hacia una verdadera diversificación en la que se aprovechen de manera ecuánime los recursos que posee el país para la generación de energía y de esta manera encaminarnos hacia una mayor seguridad del suministro energético.

BIBLIOGRAFIA

- Bazilian, M. (2006). *Security of Supply in Ireland 2006*. Sustainable Energy Ireland. Energy Policy Statistical Support Unit. Ireland.
- Centro Alexander Von Humboldt. (2012). *Sostenibilidad Ambiental*. Centro Humboldt. Rivas, Nicaragua.
- Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Técnicas. (2002). *Situación de la energía en el Mundo, Europa y España*. Extraído de: www.energiasrenovables.ciemat.es/especiales/energia/index.htm
- Centro Nacional de Despacho de Carga. (2013). *Estadísticas anuales*. www.cndc.org.ni.
- Comisión Económica para América Latina y El Caribe. (2003). *Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe*. Primera Edición. Santiago de Chile. CEPAL. OLADE.
- Comisión Económica para América Latina y El Caribe. (2010). *Nicaragua, evaluación económica durante el 2010*. Managua. CEPAL.
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe. (2013). *Análisis del Mercado Eléctrico Regional y Acciones para Impulsar Proyectos de Generación Regional*. México. CEPAL.
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe. (2013). *Centroamérica: Estadísticas del Subsector Eléctrico, 2012*. México. CEPAL.
- Comisión Nacional de Energía. (2005). *Plan Indicativo de la Generación del Sector Eléctrico*. Republica de Nicaragua. CNE
- Consejo de Electrificación de América Central (CEAC). (Diciembre 2010). *Plan indicativo regional de expansión de la generación periodo 2011-2025*.
- Correa Henao, Jaime. (2010). *Identificación y Evaluación de Amenazas a la Seguridad Del Suministro Energético*. España. Universidad de Zaragoza.
- El Nuevo Diario (2006). *Escalan Razonamientos*. Extraído de: <http://impreso.elnuevodiario.com.ni/2006/08/08/nacionales/26063>

- Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL). (2013). *Noticias y eventos*.
Extraído de:
http://www.enatrel.gob.ni/index.php?option=com_content&task=blogsection&id=1&Itemid=31
- Ente Operador Regional (EOR), (2013). *Datos Estadísticos de Transacciones Comerciales 2012*. Informe de Gestión Comercial 2012. El salvador. EOR.
- Federación Nacional de Empresarios de Minas de Carbón. (2013). *Mercado Internacional de Carbón*. Carbunión.
- Fernando de Llano Paz. (2011). *Estudio Y Medición Del Grado De Diversificación En La Cartera Energética De Un Territorio. Gestión Del Riesgo Y Seguridad Del Suministro*. Departamento de Economía Financiera y Contabilidad. Universidad de Coruña, España.
- Grupo de Trabajo de Planificación Regional (GTPIR) (2012). *Plan Indicativo Regional de la Expansión de la Generación*. Consejo de Electrificación de América Central (CEAC).
- Ibarrazán Viniegra, María Eugenia. Davidsdottir, Brynhildur. Gracida Zurita, Rafael. (2009). *Índice de Sustentabilidad energética: Estimaciones para México*. México. Universidad Iberoamericana de Puebla.
- Impactos Asociados a las ERNC. (2009). *Energía Geotérmica*. Extraído de:
http://impactosrenovables.blogspot.com/2009/05/energia-geotermica_24.html
- Instituto Nicaragüense de Energía. (2011). *Informe general del INE, año 2011*. Managua. INE.
- Instituto Nicaragüense de Energía. (2013). *Estadísticas anuales del sector electricidad*. www.ine.gob.ni
- Maldonado, Pedro. Palma, Rodrigo. (2004). *Seguridad y calidad del abastecimiento eléctrico a mas de 10 años de la reforma de la Industria eléctrica en países de América del sur*. División de Recursos Naturales e Infraestructura. Ecuador. Naciones Unidas.
- Ministerio de Energía y Minas. (2013). *Electricidad y Recursos renovables*. www.mem.gob.ni
- Ministerio de Energía y Minas. (2013). *Plan de Expansión de Generación*. Managua. MEM

- Ministerio de Industria, Energía y Minería (2007). *Robustez del Sistema Eléctrico Nacional: Aporte Metodológico y Ejercicio de Aplicación*. Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear. Uruguay.
- Molina, J. Martínez, V. Rudick, H. (2004). *Indicadores de seguridad energética: Aplicación al sector Energético de Chile*. Universidad Católica de Chile. Chile
- Ramón Villarreal Bello. Diario La Prensa. (2010). *Alba vientos Inicia Obra en Rivas*. La Prensa.
- Retamales Lermada, Gonzalo P. (2005). *Indicadores de Seguridad de Suministro Eléctrico (SSE) en Chile*. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Chile. Universidad de Chile.
- Sampieri, R. (2006). *Metodología de la investigación*. Cuarta edición. Mc Grawhill. New York.
- Sandrine Toupiol, Cecilia Martin del Campo M. y Rubén Ortega C. (2007). *Análisis de Decisión de Planificación de la Expansión del Sistema Eléctrico Mexicano*. Departamento de Sistemas Energéticos, Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Scheepers, M. (2007). *EU standards for Energy Security Supply, Updates on the Crisis Capability Index and the Supply/Demand Index Quantification for EU-27, International Energy Programme*. ECN 2007. ECN-E-07-004/CIEP.
- Sin dominio.net. (2010). *Las reservas de petróleo en el mundo*. Recolectado de: http://www.sindominio.net/singuerra/reserves_petroli.html
- Stirling, A. (2003). *On the Economics and Analysis of Diversity, Electronic Working, Papers Series*. Science Policy Research Unit, Mantell Building, University of Sussex, UK.
- TENNET. Report on Monitoring of Security of Supply 2006-2014. MR 07-335. 2007.
- Ventosa, Mariano. Ramos, Andrés. (2010). *Modelos de Sistemas de Energía Eléctrica: Índices, Medidas y Criterios de Fiabilidad*. Instituto de Postgrado y Formación Continua. Universidad Pontificia de Madrid. España.
- Wikipedia. (2013). *Índice de Shannon – Wiener*. Extraído de: <http://es.wikipedia.org/w/index.php?oldid=68105583>.

ANEXOS

Listado de siglas y abreviaturas

1. **SSE:** Seguridad del Suministro Energético
2. **SIN:** Sistema Interconectado Nacional
3. **MER:** Mercado Eléctrico Regional
4. **MEN:** Matriz Energética de Nicaragua
5. **SEN:** Sistema Eléctrico de Nicaragua
6. **INE:** Instituto Nicaragüense de Energía
7. **ENEL:** Empresa Nicaragüense de Electricidad
8. **MEM:** Ministerio de Energía y Minas
9. **ENATREL:** Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica
10. **CIEMAT:** Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas
11. **OCDE:** Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
12. **PIB:** Producto Interno Bruto
13. **PNUD:** Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
14. **CEAC:** Consejo de Electrificación de América Central
15. **GTPIR:** Grupo de Trabajo de Planificación Regional
16. **PIGSE:** Plan Indicativo de la Generación del Sector Eléctrico
17. **PIREG:** Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación
18. **SIEPAC:** Sistema de Interconexión Eléctrica de los países de América Central
19. **EOR:** Ente Operador Regional
20. **SoS:** Indicador Seguridad de Suministro
21. **IS:** Indicador Stirling
22. **ISE:** Indicador de Sustentabilidad Energética
23. **RR:** Indicador Rosa de Robustez
24. **DNETN:** Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear
25. **LOLE:** Indicador Pérdida de Carga Esperada
26. **RM:** Indicador Margen de Reserva
27. **LU:** Indicador Pérdida del Mayor Generador
28. **ICM:** Índice de Concentración de Mercado
29. **CC_{index}:** Índice de Capacidad de Crisis
30. **RA:** Evaluación del Riesgo
31. **MA:** Mitigación del Riesgo