

UNIVERSIDAD DE GUAYAQUIL

FACULTAD DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS



PROGRAMA DE MAESTRIA EN ADMINISTRACION DE EMPRESAS

TEMA

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA
PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL
SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE
COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS**

Para obtener el Grado de:

Magíster en Administración de Empresas

Mención Especial: Marketing

**Tesis de maestría presentada por
ING. PATRICIA ZULAY APARICIO SARANGO**

Tutor:

Ing. Milton Villegas Alava, MBA

3 Agosto 2015

UNIVERSIDAD DE GUAYAQUIL

FACULTAD DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS



PROGRAMA DE MAESTRIA EN ADMINISTRACION DE EMPRESAS

TEMA

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA
PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL
SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE
COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS.**

Para obtener el Grado de:

Magíster en Administración de Empresas

Mención Especial: Marketing

**Tesis de maestría presentada por
ING. PATRICIA ZULAY APARICIO SARANGO**

Tribunal Examinador:

Tribunal 1

Tribunal 2

Tribunal 3

AGRADECIMIENTO

A Dios, por los caminos que me ayuda a seguir para cumplir mis metas, a mi madre querida que en todo momento me alentó y ayudó de todas las maneras posibles, a mi amado esposo por su apoyo incondicional.

DEDICATORIA

A mis hijos Angélica y Joseph que sepan que todo camino que se empieza debe terminarse y los más difíciles son los que más satisfacción dan. A mi esposo Frank por cuidar de nuestros hijos y de mí. A la mejor madre que Dios pudo darme para impulsar mis sueños, Esther, y a quien tanto amo. A ustedes mi familia les dedico mi esfuerzo y sacrificio.

DECLARACIÓN JURAMENTADA

Yo, **ING. PATRICIA ZULAY APARICIO SARANGO**, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La reproducción total o parcial de este libro en forma idéntica o modificada, escrita a máquina o por el sistema "multigraph", mimeógrafo, impreso, etc., no autorizada por los editores, viola derechos reservados.

Cualquier utilización debe ser previamente solicitada.

Facultad de Ciencias Administrativas de la Universidad de Guayaquil 2015.

Derechos Reservados del Autor

ING. PATRICIA ZULAY APARICIO SARANGO

C.I. 0918022393

RESUMEN EJECUTIVO

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS.

Autora:

ING. PATRICIA ZULAY APARICIO SARANGO

Desde la ejecución del mandato 15 en el 2008, la Ley del Sector Eléctrico se modificó, creando reglamentos que afectaban de manera negativa a los Grandes Consumidores, la figura de mercado marginalista ya no existía más y los contratos de energía entre agentes privados y del estado tampoco. Es por esto que el gobierno desde aquel año impulsa los proyectos de generación, ya sea de recursos renovables o no renovables. La intención es que mientras más proyectos existan baje el precio de la energía, actualmente estamos en el proceso de llegar a este objetivo.

En el otro lado tenemos a los consumidores como el área residencial, edificios públicos, comerciales e industriales que afectan directamente el mal o buen uso de la energía. Existen controles e incentivos en la demanda en horas pico de 18h00 a 22h00, mientras menos energía se consuma en esas horas mucho más barata será la planilla eléctrica.

El cambio en la Matriz Energética, fomenta la participación de las energías renovables incrementándose en la producción nacional, las importaciones de derivados de petróleo deberán reducirse al mínimo posible con la construcción de la Refinería del Pacífico, los planes y programas para el uso eficiente de la energía concentrándose fundamentalmente en los sectores industrial y residencial.

En este proyecto se describe una empresa de cementos "Cemento Roca", la cual va a incrementar su carga durante los próximos 5 años, se desea encontrar la mejor opción para compra de energía para las tres plantas distribuidas en Guayaquil, Quito y Cuenca por lo que se ha simulado tres escenarios que representan las tres opciones actuales que una empresa Industrial puede elegir para comprar energía, los escenarios son: # 1 cuando las 3 Industrias compran energía a una empresa generadora Hidroeléctrica privada, el # 2 cuando las 3 Industrias compran su energía a la empresa distribuidora de su área de concesión y el # 3 cuando las plantas obtienen su propia energía a través de autogeneración.

Para el escenario 1 las empresas deberán pagar: por Costo de energía, peaje de energía, peaje por potencia y tarifa de transmisión, para el escenario 2 las empresas deberán pagar por: costo de energía y costo de la demanda, para el escenario 3 deberán pagar por: combustible (dependiendo el tipo), en este escenario se pagará solo por la generación.

Entonces para la empresa de Guayaquil es más conveniente comprar a una empresa generadora privada, para la empresa de Quito es el mismo caso, es más barato comprar a una generación privada Hidroeléctrica, para la empresa de Cuenca definitivamente es mucho más conveniente autogenerar

Para fines de actualización de datos se consideró el aumento de precio de energía en la tarifa regulada en Junio del 2014.

ABSTRACT

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS.

Autora:

ING. PATRICIA ZULAY APARICIO SARANGO

Since the implementation of the mandate 15 in 2008, the Electricity Act was amended , creating regulations negatively affecting large consumers , marginal figure was no more market and energy contracts between private parties and the state neither. That is why the government since that year boosts generation projects , whether renewable or non-renewable resources . The intention is that while there are more projects down the price of energy, we are currently in the process of reaching this goal.

On the other hand we have consumers and the residential area , public, commercial and industrial buildings that directly affect bad or good use of energy. Controls and incentives are in demand at peak hours from 18h00 to 22h00 , the less energy is consumed in those hours will be much cheaper electric form.

The change in the energy matrix, promoting the participation of renewable energy to increase in domestic production , imports of oil to be reduced to a minimum with the construction of the Pacific Refinery , plans and programs for the efficient use of energy strongly concentrated in the industrial and residential sectors

In this project a cement " Cementos Roca " is described , which will increase its load over the next five years , we want to find the best choice for energy

purchases for the three plants located in Guayaquil , Quito and Cuenca at that simulated three scenarios that represent the three current options a company can choose Industrial to buy energy scenarios are: # 1 when 3 Industries buy energy at a hydroelectric generating private company , the # 2 when they buy their 3 Industries power to the distributor of his area concesióny # 3 when the plants get their own energy through self-generation.

For scenario 1 companies must pay : Cost of power , toll energy , tolls for power and transmission rate , for scenario 2 companies will pay for : energy cost and demand cost for stage 3 must you pay for : fuel (depending on type) , in this scenario will be paid only by generation.

Then for the company Guayaquil is more convenient to buy a private generating company, for the company of Quito is the same case , it is cheaper to buy a private hydroelectric generation for the company Cuenca definitely is much more convenient autogenerate

For purposes of updating data the energy price increase in the regulated rate in June 2014 it was considered.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

Pág.

INDICE DE CONTENIDO.....	I
INDICE DE FIGURAS.....	III
INDICE DE TABLAS.....	IV
INTRODUCCION.....	1

CAPITULO 1

PLANTEAMIENTO

1.1 Antecedentes.....	4
1.2 Planteamiento del problema.....	10
1.3 Formulación y Sistematización del problema.....	12
1.4 Objetivos de la Investigación.....	13
1.4.1 Objetivo General.....	13
1.4.2 Objetivos Específicos.....	14
1.5 Hipótesis.....	15
1.5.1 Variable Independiente.....	15
1.5.2 Variable Dependiente.....	15
1.6 Justificación del Proyecto.....	16
1.6.1 Justificación Práctica.....	16
1.6.2 Justificación Metodológica.....	17

CAPITULO 2

MARCO DE REFERENCIA

2.1 Marco Teórico.....	19
2.1.1 Escenarios para compra de energía.....	19
2.1.1.1 Industriales Grandes Consumidores.....	19
2.1.2 Condiciones para compra de energía después del año 2008.....	21
2.1.3 Escenario: Compra a Generación privada.....	21
2.1.4 Precios Reconocidos para Generación	

Privada.....	24
2.1.5 Escenario: Generación propia, Autogeneración o Autoprodutor.....	24
2.2 Marco Conceptual.....	27
2.3 Marco Contextual.....	30

CAPITULO 3

METODOLOGIA

3.1 Tipo de Investigación.....	32
3.2 Fuentes de Información.....	34
3.3 Métodos de Investigación.....	35

CAPITULO 4

ANALISIS

4.1 Potencia Instalada y Disponible del S.N.I.....	37
4.1.1 Expansión de Generación 2013 - 2022.....	39
4.2 Cementos "ROCA".....	71
4.2.1 Historia de Producción.....	71
4.2.2 Proceso de Producción de la Planta.....	72
4.2.3 Proyecto de ampliación de la Planta.....	75
4.2.4 Descripción técnica del Proyecto.....	75
4.2.5 Proyección de la Demanda de Energía.....	77
4.3 Escenarios de Investigación.....	79
4.3.1 Comparación costos de Resultados.....	83

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones.....	85
5.2 Recomendaciones.....	87

BIBLIOGRAFIA

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 4.1: Proyectos en construcción.....	40
FIGURA 4.2: Programa de incremento de la Generación 2013 - 2022.....	41
FIGURA 4.3: Presupuesto de la Expansión.....	42
FIGURA 4.4: Aumento de la demanda de clientes proyectada.....	43
FIGURA 4.5: Inversiones para el Plan de Expansión de Generación 2013 - 2022.....	49
FIGURA 4.6: Composición por tipo de Tecnología 2013 - 2022.....	49
FIGURA 4.7: Composición por tipo de Tecnología II 2013 - 2022.....	50
FIGURA 4.8: Proyectos Hidroeléctricos de iniciativa privada.....	54
FIGURA 4.9: Proyectos Hidroeléctricos que se Incorporan al Plan de Expansión.....	56
FIGURA 4.10: Consumo de Energía año 2012.....	70

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Pliegos y Cargos Tarifarios.....	5
Tabla 1.2: Tarifa hasta el 30 de abril del 2014.....	8
Tabla 1.3: Tarifas desde el 1 de mayo del 2014.....	9
Tabla 1.4: Consumo de energía eléctrica en el Ecuador.....	17
Tabla 2.1: Fijación de plazos para concesión de servicios.....	23
Tabla 2.2: Precios preferentes, energía renovable.....	24
Tabla 2.3: Precios preferentes centrales Hidroeléctricas.....	25
Tabla 4.1: Infraestructura actual en generación Hidro.....	37
Tabla 4.2: Infraestructura actual en generación Termo.....	39
Tabla 4.3: Tarifa de media tensión.....	61
Tabla 4.4: Tarifa de alta tensión.....	62
Tabla 4.5: Demanda de energía.....	63
Tabla 4.6: Demanda doméstica.....	63
Tabla 4.7: División de la Demanda doméstica.....	64
Tabla 4.8: Consumo de energía año 2012.....	70
Tabla 4.9: Proyección de Demanda de energía.....	78
Tabla 4.10: Proyección de demanda para cada planta.....	79
Tabla 4.11: Escenario No. 1.....	80
Tabla 4.12: Escenario No. 2.....	81
Tabla 4.13: Escenario No. 3.....	82
Tabla 4.14: Comparación de costos de resultado.....	83

INTRODUCCIÓN

En este proyecto de tesis, analizaremos los valores y costos que forman parte de la facturación de energía en una empresa industrial dedicada a la elaboración de cemento que posee fábricas en la ciudad de Guayaquil, Quito y Cuenca, como también las diferentes opciones de compra de energía que existen actualmente para este recurso (Regulación No. CONELEC 013/08, 2008).

Se incorpora también una proyección estimada de incremento de la demanda de esta empresa a la que llamaremos “CEMENTOS ROCA”, en sus tres puntos de fabricación en base a datos históricos de años pasados de consumo de energía y demanda máxima proporcionados por la misma empresa.

Se realizará una breve historia de la empresa, sus inicios su crecimiento y analizaremos su demanda de consumo proyectada a corto plazo para los próximos 5 años.

Para analizar las posibles opciones de compra de energía de “Cementos Roca” en estos próximos 5 años, incluyendo el año en curso, se describirán brevemente los nuevos proyectos de generación Nacional que entrarían a funcionar según el “Plan Estratégico de Energía 2013 – 2022 del CONELEC”, como también los proyectos de generación, privados y públicos que estarían en funcionamiento durante el periodo 2013 – 2022 para abastecer la proyección de demanda estimada nacional.

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA
ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR
OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS**

Otra opción de provisión de energía es la autogeneración o consumo propio, (Regulación No. CONELEC 002/11, 2011), por ello se menciona el costo de la producción de energía por tipo de energía, renovable y no renovable, las regulaciones que deben considerar las empresas que quieran ejecutar o formar parte de uno de estos proyectos de generación, las regulaciones del sector eléctrico sobre el tema de generación están establecidas de tal manera que exista interés en inversión extranjera o nacional para el desarrollo de alguna de estas propuestas, algunas ejecutándose y de los otros existe el estudio para su implementación, (Regulación No. CONELEC 001/14, 2014).

Con la intención de describir y explicar la actual situación de los Industriales con respecto a la compra de energía se describe el cambio del sector eléctrico desde antes de establecerse la asamblea nacional constituyente del 2008, las transformaciones radicales y muy significativas que tuvo el sector industrial con las nuevas leyes y reglamentos eléctricos a partir de este año hasta la actualidad.

Así como explicamos los costos de generación privada enunciamos también los costos y precios a los que venden la energía las empresas distribuidoras es decir las tarifas reguladas para los industriales (Conelec, pliegos y cargos tarifarios 2013-2014) y la manera en que se factura, la formulación que se utiliza y las variables que están involucradas en la facturación.

Ya explicado temas anteriores como son los costos de generación y precios de las distribuidoras, se desarrollan tres escenarios para las tres plantas ubicadas en Guayaquil, Quito y Cuenca, el primer escenario cuando se compra energía a una empresa generadora privada, el segundo escenario cuando se compra energía a la empresa de distribución de su

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

correspondiente área de concesión y el tercer escenario cuando se autogenera desde la misma empresa que consume la energía.

Para la realización de este proyecto enunciamos leyes y reglamentos relacionados con la compra de electricidad por los Grandes Consumidores, al final se determinan las sugerencias de compra de energía según las proyecciones de demanda de la empresa “Cementos Roca” con las conclusiones y recomendaciones especificando el pro y el contra de las propuestas sugeridas.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO

1.1. ANTECEDENTES

Historia del Sector Eléctrico desde el Mandato 15

El 23 de Julio del 2008 la Asamblea Nacional decretó el Mandato 15, la cual cambia muchas disposiciones relacionadas directamente con el Sector Energético Ecuatoriano entre ellos los Grandes Consumidores.

Entre estas disposiciones encontramos las más importantes para este estudio:

“.....se faculta al Consejo Nacional de Electricidad -CONELEC-, sin limitación alguna, a establecer los nuevos parámetros regulatorios para que en un plazo de 30 días, se aprueben los nuevos pliegos tarifarios que permitan obtener una tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución..” (CONELEC, 2015).

El 12 de agosto del 2008 se aprueba la Regulación 006/08, donde se establecen los parámetros para la creación de la tarifa única que deberán ser aplicadas por las empresas distribuidoras de todo el país. Llegando a establecerse los siguientes valores.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

**TABLA 1.1
PLIEGOS Y CARGOS TARIFARIOS**

MEDIA TENSION	EMPRESA ELECTRICA UIO	UNIDAD ELECTRICA DE GYE	TARIFA UNICA
DEMANDA	4,129	4,003	4,576
L-V 08h00 hasta 18h00	0,058	0,052	0,061
L-V 18h00 hasta 22h00	0,072	0,064	0,075
L-V 22h00 hasta 08h00*	0,042	0,038	0,044
S,D,F 18h00 hasta 22h00	0,058	0,052	0,061

ALTA TENSION	EMPRESA ELECTRICA UIO	UNIDAD ELECTRICA DE GYE	TARIFA UNICA
DEMANDA	4,053	3,930	4,400
L-V 08h00 hasta 18h00	0,051	0,046	0,055
L-V 18h00 hasta 22h00	0,063	0,057	0,068
L-V 22h00 hasta 08h00*	0,041	0,037	0,044
S,D,F 18h00 hasta 22h00	0,051	0,046	0,055

Fuente: (CONELEC, 2015)

Elaboración: La Autora

“A partir de la expedición del presente Mandato se deja sin efecto el cobro del 10% adicional para la categoría comercial e industrial por consumo eléctrico lo que se ha denominado siempre FERUM..” (CONELEC, 2015)

En Agosto del 2008 el FERUM fue eliminado de las facturas de Electricidad, tanto para aquellos Grandes Consumidores que tenían contrato o participaban en el MEM como para aquellos que ya compraban a su empresa Distribuidora.

“ En el Mercado Eléctrico participarán, como Agentes, la o las personas jurídicas dedicadas a las actividades de generación, de autogeneración, al servicio público de transmisión, al servicio público de distribución y

comercialización, los grandes consumidores, así como quienes realicen actividades de importación y exportación de energía y que cuenten con la autorización correspondiente del CONELEC” (CONELEC, 2015)

El 10 de Marzo del 2009, el Fondo de Solidaridad, accionista mayoritario de las Empresas de Generación Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica del Ecuador (CONELEC, 2015), resolvió agrupar en la denominada Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) a diez de sus distribuidoras: Bolívar, EL Oro, Esmeraldas, Guayas-Los Ríos, Los Ríos, Manabí, Milagro, Santa Elena, Santo Domingo y Sucumbíos.

Así mismo las Empresas Generadoras Hidropaute S.A., Electroguayas S.A., Termoesmeraldas S.A., Termopichincha S.A., Hidroagoyán S.A., y la Transmisora Transelectric S.A., se fusionaron para formar CELEC (Corporación Eléctrica del Ecuador).

“.... Establecer los nuevos parámetros regulatorios específicos que se requieran, incluyendo el ajuste automático de los contratos de compra venta de energías vigentes (CONELEC, 2015). Estos parámetros eliminarán el concepto de Costos Marginales para el cálculo del componente de generación..” (CONELEC, 2015).

A mediados de 2009 el CENACE por orden del CONELEC, realiza las reliquidaciones de todas las transacciones del 2008 y determina pagos y/o cobros que los agentes que participaron en el Mercado Eléctrico durante ese período deberán pagar y/o cancelar. Luego en Diciembre del 2009

determina las reliquidaciones del período enero-marzo 2009 y en Agosto del 2010 determina las reliquidaciones del periodo abril-julio 2009.

Estas reliquidaciones fueron enviadas a través del Cenace a los diferentes agentes involucrados, y desde Octubre del 2009 que se elaboró un procedimiento de pago y/o cobro se han estado saldando estos valores hasta la fecha.

“... En el Mercado se suscribirán los siguientes contratos:Contratos a plazo libremente pactados entre aquellos generadores privados y grandes consumidores que se encuentren debidamente facultados” (CONELEC, 2015).

Desde Agosto del 2008, no se realizó ningún contrato entre generadoras y Grandes Consumidores, según lo que indicaba el Mandato 15 los contratos vigentes serán respetados hasta la fecha de su caducidad sin embargo no podrán ser renovados, solo si se tratara de una generadora privada que no fuese del estado, el último contrato de un Gran Consumidor venció en enero del 2010 con una generadora. Actualmente existen dos contratos de Grandes Consumidores como Consumos Propios hasta el 2016.

“Para cambiar la condición de Gran Consumidor a Cliente Regulado, o de Consumo Propio de un Agente Autoproducer a Cliente Regulado, y por tanto acceder a las tarifas reguladas por el CONELEC, se deberá realizar lo siguiente:...” (CONELEC, 2015)

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

Desde enero del 2009, se exige a todo Gran Consumidor que finiquita su contrato de energía con la generadora, pedir al CONELEC su autorización mediante una carta y certificados de no adeudar a ningún agente del MEM para cambiar su figura de Gran Consumidor a regulado de la distribuidora de su área de concesión.

TABLA 1.2
TARIFAS HASTA EL 30 DE ABRIL DE 2014

MEDIA TENSION	EMPRESA ELECTRICA UIO	UNIDAD ELECTRICA DE GYE	TARIFA UNICA
DEMANDA	4,129	4,003	4,576
L-V 08h00 hasta 18h00	0,058	0,052	0,061
L-V 18h00 hasta 22h00	0,072	0,064	0,075
L-V 22h00 hasta 08h00*	0,042	0,038	0,044
S,D,F 18h00 hasta 22h00	0,058	0,052	0,061

ALTA TENSION	EMPRESA ELECTRICA UIO	UNIDAD ELECTRICA DE GYE	TARIFA UNICA
DEMANDA	4,053	3,930	4,400
L-V 08h00 hasta 18h00	0,051	0,046	0,055
L-V 18h00 hasta 22h00	0,063	0,057	0,068
L-V 22h00 hasta 08h00*	0,041	0,037	0,044
S,D,F 18h00 hasta 22h00	0,051	0,046	0,055

Fuente: (CONELEC, 2015)

Elaboración: La Autora

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

TABLA 1.3
TARIFAS DESDE EL 1 DE MAYO DE 2014

MEDIA TENSION	EMPRESA ELECTRICA UIO	UNIDAD ELECTRICA DE GYE	TARIFA UNICA
DEMANDA	4,129	4,003	4,576
L-V 08h00 hasta 18h00	0,078	0,072	0,081
L-V 18h00 hasta 22h00	0,092	0,084	0,095
L-V 22h00 hasta 08h00*	0,062	0,058	0,064
S,D,F 18h00 hasta 22h00	0,078	0,072	0,081

ALTA TENSION	EMPRESA ELECTRICA UIO	UNIDAD ELECTRICA DE GYE	TARIFA UNICA
DEMANDA	4,053	3,930	4,400
L-V 08h00 hasta 18h00	0,071	0,066	0,075
L-V 18h00 hasta 22h00	0,083	0,077	0,088
L-V 22h00 hasta 08h00*	0,061	0,057	0,064
S,D,F 18h00 hasta 22h00	0,071	0,066	0,075

Fuente: (CONELEC, 2015)

Elaboración: La Autora

Desde Mayo 2014, el Conelec da a conocer el incremento en las tarifas eléctricas a partir del consumo de mayo, según la resolución 041/14, en sesión realizada el 30 de abril, indica que las nuevas tarifas son 2 ctvs. Más para industriales y 1 ctv. Más para residenciales.

No podríamos desarrollar este proyecto sin explicar el cambio radical que ha tenido el Sector Eléctrico, y la manera tan directa que esto afecta a las Empresas industriales, empleados y consumidores, en un País entero es por ello que se ha tomado la iniciativa de realizar este trabajo, para evaluar que tan beneficioso es para los Grandes Consumidores este nuevo esquema eléctrico y cuál de las tres opciones es la más conveniente.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En abril del 2012 la empresa a la que llamaremos “CEMENTOS ROCA”, empieza un proyecto de ampliación de su planta, con equipos de alta tecnología que ayudan a conservar el medio ambiente por su baja reducción de CO₂, este proyecto empezó con la idea de aumentar la producción de cemento y lógicamente vender al mayor mercado posible, sin embargo el crecimiento de esta empresa involucra un mayor consumo de energía que la empresa eléctrica no tiene proyectado abastecer para los años siguientes por esto una de las opciones es abastecerse por sí misma, esto sumado al precio regularizado de la energía y las pocas opciones o ninguna de abastecimiento o compra del recurso por parte de un generador privado. Recordemos que en junio del 2008 la asamblea constituyente emite el “Mandato 15” enunciando cambios en las leyes de energía, entre las estipulaciones indica; que ningún Gran Consumidor podrá renovar contrato con empresas generadoras del estado (Hidroagoyán, Hidronación e Hidropaute, las más baratas en vender energía), esto cierra totalmente las puertas de negociaciones entre industriales con calificación de Grandes Consumidores y estas generadoras del estado, por lo que automáticamente se pierde la oportunidad de seguir comprando a menor costo la energía para la producción de sus plantas.

En el momento de la emisión del mandato 15, julio del 2008, los Grandes Consumidores quedansin opciones para contratar energía con alguna generadora Hidroeléctrica, conveniente en precio para ellos, y poco a poco empezaron a vencer sus contratos, teniendo que regresar a comprar la energía como usuarios regulados con sus respectivas empresas distribuidoras a tarifa regulada, esto no era

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

conveniente para ninguno de ellos ya que si antes accedían a un precio de 6 a 7 ctvs por kwh(R.: datos del Cenace , liquidaciones transaccionales, pág web) ahora estaban comprando en un promedio de 8 ctvs a 10 ctvs por kwh (R.: facturas de la Empresa Eléctrica de Guayquil), y lo peor es que ni el estado ni sus entidades daban ningún tipo de posibilidades que esta ley o regulación cambie a favor de los Industriales.

Para esto los industriales tenían ya una proyección de su crecimiento tomando en cuenta el costo de la energía en ese momento incluso algunos optaron por aumentar su producción sin saber lo que pasaría después.

**TABLA 1.2
TARIFAS HASTA EL 30 DE ABRIL DE 2014**

MEDIA TENSION	EMPRESA ELECTRICA UIO	UNIDAD ELECTRICA DE GYE	TARIFA UNICA
DEMANDA	4,129	4,003	4,576
L-V 08h00 hasta 18h00	0,058	0,052	0,061
L-V 18h00 hasta 22h00	0,072	0,064	0,075
L-V 22h00 hasta 08h00*	0,042	0,038	0,044
S,D,F 18h00 hasta 22h00	0,058	0,052	0,061
ALTA TENSION	EMPRESA ELECTRICA UIO	UNIDAD ELECTRICA DE GYE	TARIFA UNICA
DEMANDA	4,053	3,930	4,400
L-V 08h00 hasta 18h00	0,051	0,046	0,055
L-V 18h00 hasta 22h00	0,063	0,057	0,068
L-V 22h00 hasta 08h00*	0,041	0,037	0,044
S,D,F 18h00 hasta 22h00	0,051	0,046	0,055

Fuente: (CONELEC, 2015)

Elaboración: La Autora

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

**TABLA 1.3
TARIFAS DESDE EL 1 DE MAYO DE 2014**

MEDIA TENSION	EMPRESA ELECTRICA UIO	UNIDAD ELECTRICA DE GYE	TARIFA UNICA
DEMANDA	4,129	4,003	4,576
L-V 08h00 hasta 18h00	0,078	0,072	0,081
L-V 18h00 hasta 22h00	0,092	0,084	0,095
L-V 22h00 hasta 08h00*	0,062	0,058	0,064
S,D,F 18h00 hasta 22h00	0,078	0,072	0,081
ALTA TENSION	EMPRESA ELECTRICA UIO	UNIDAD ELECTRICA DE GYE	TARIFA UNICA
DEMANDA	4,053	3,930	4,400
L-V 08h00 hasta 18h00	0,071	0,066	0,075
L-V 18h00 hasta 22h00	0,083	0,077	0,088
L-V 22h00 hasta 08h00*	0,061	0,057	0,064
S,D,F 18h00 hasta 22h00	0,071	0,066	0,075

Fuente: (CONELEC, 2015)

Elaboración: La Autora

1.3 FORMULACIÓN Y SISTEMATIZACIÓN DEL PROBLEMA

- La empresa “CEMENTOS ROCA” tendrá posibilidades de adquirir un contrato de energía con generadoras privadas?
- El aumento de su demanda de energía provocará un aumento en sus costos de electricidad.
- La legislación en el transcurso de cinco años permitirá desarrollar actividades de negocio con respecto a la comercialización de energía entre Industriales y Generadoras públicas?

- El Conelec determinará algún tipo de regulación en la que existan opciones para mantener contratos de energía entre Grandes Consumidores y Generadoras privadas y del estado?
- Si existieran estas generadoras privadas, su precio sería competitivo con la tarifa actual regulada?
- Los Industriales estarían dispuestos en mantener contratos de energía con estas empresas de generación privada?
- Cómo sería la metodología de facturación de energía en esta ocasión, igual que la anterior o con cambios en los rubros?
- Será necesario capacitar a los industriales en las nuevas regulaciones y metodología usada para nuevos contratos de energía.
- Las Empresas distribuidoras volverán a ofrecer un porcentaje de descuento en el valor de energía para las empresas.

1.4 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.4.1 Objetivo General

Proponer y estudiar diferentes opciones de compra de energía para una empresa industrial que está ubicada en las tres regiones principales del país y que su consumo de energía es el que más demanda a nivel industrial nacional con proyección de aumentar esta demanda durante los próximos cinco años, el pro y el contra de estas propuestas así como también investigar la incidencia de la cantidad de energía consumida por estas

Industrias a nivel nacional y si podrían ser abastecida por generación privada.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Investigar si el crecimiento de las industrias Grandes Consumidores y aumento de su demanda de energía, conllevará que en el país vuelvan a permitirse los contratos especiales a los Grandes Consumidores industriales.
- Investigar los beneficios de nuevos proyectos privados y públicos.
- Investigar todas las opciones actuales y posibles para lograr energía a menor costo.
- Determinar los beneficios de inversión en proyectos de generación privados.
- Determinar la posibilidad de cambios en las leyes que garanticen un mejor precio en la energía para la empresa en estudio
- Garantizar estabilidad en los precios de tarifa regulada para la empresa en estudio.
- Analizar los cambios en los precios de la electricidad.
- Proyectar una posible demanda de consumo y sus incidencias y precios para los próximos cinco años para la empresa que estamos estudiando.

1.5 HIPÓTESIS

Al establecer las diferentes opciones de compra de energía existentes en el sector eléctrico para los Industriales a nivel nacional, se podrá determinar la mejor opción de compra de energía según la ubicación de la empresa, su consumo de energía y su demanda máxima.

1.5.1 Variable Independiente

- Demanda de energía de los Grandes Consumidores del Ecuador.

1.5.2 Variables Dependientes

- Incremento en el consumo de energía eléctrica de las empresas industriales a nivel nacional.
- Costo de la energía en ctvs./KWh de las Industrias GC.
- Proyección de la producción y consumo eléctrico por las industrias analizadas.
- Aplicación de eficiencia energética en las Industrias.

1.6 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

1.6.1 Justificación Práctica

Según estadísticas del CONELEC, nuestro país y su consumo de energía crecen rápidamente entre año y año, como un ejemplo entre el año 2012 y 2013 el incremento fue de un 6% su demanda anual.

Sumado a esto, cada empresa tienen como objetivo principal que su producto sea el número uno en ventas y en stock, para que esto suceda algunos aumentan su producción creando más plantas o creando nuevos productos, sin olvidar que uno de los recursos necesarios e indispensables para la producción es la energía, cómo crecer en producción sin saber si el precio o las condiciones de compra van a variar y a favor de quién?.

Por estas incógnitas es que en este proyecto analizaremos las opciones de compra de energía para una industria con una proyección de consumo de 5 años.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

TABLA 1.4
CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA EN EL ECUADOR

Año	Medidas						Variación (%)
	Facturación (Gwh)						
	GrupoConsumo						
	⚡ - Todos	💡 Aluminado Público	💰 Comercial	🏭 Industrial	🏠 Otros	🏡 Residencial	⚡ + Todos
- Todos	186.680,40	11.977,61	36.907,26	54.485,77	17.744,52	65.565,24	
1999	7.730,69	593,21	1.263,99	2.072,56	840,63	2.960,30	
2000	7.904,29	620,24	1.362,01	2.218,43	900,29	2.803,32	2,25 %
2001	8.010,25	634,09	1.432,41	2.139,39	888,61	2.915,74	1,34 %
2002	8.612,43	663,68	1.496,52	2.460,19	893,74	3.098,30	7,52 %
2003	9.151,32	675,04	1.805,04	2.589,59	812,00	3.269,65	6,26 %
2004	9.994,29	696,54	2.051,34	2.792,61	938,17	3.515,64	9,21 %
2005	10.810,73	715,82	2.377,57	3.052,41	962,70	3.702,24	8,17 %
2006	11.636,80	741,24	2.598,15	3.332,52	1.068,81	3.896,09	7,64 %
2007	12.189,25	765,46	2.633,77	3.478,32	1.216,52	4.095,19	4,75 %
2008	12.653,44	806,40	2.519,61	3.418,36	1.524,20	4.384,86	3,81 %
2009	13.217,92	819,57	2.532,71	4.147,86	1.045,50	4.672,28	4,46 %
2010	14.076,61	812,03	2.672,33	4.416,76	1.061,30	5.114,18	6,50 %
2011	15.248,80	882,97	2.955,82	4.797,85	1.261,22	5.350,95	8,33 %
2012	16.174,89	913,08	3.209,49	5.012,48	1.411,18	5.628,67	6,07 %
2013	17.072,49	963,73	3.486,02	5.013,34	1.728,01	5.881,39	5,55 %
2014	12.196,18	674,50	2.510,49	3.543,11	1.191,64	4.276,45	-28,56 %

Fuente: (CONELEC, 2015)

Elaboración: La Autora

1.6.2 Justificación Metodológica

En este proyecto de tesis se utilizará el método de Investigación inductivo ya que vamos a obtener conclusiones generales que servirán a cualquier empresa que desee comprar energía, a partir del análisis de una empresa industrial y su proyección de demanda de cinco años. Para este método existen cuatro pasos esenciales: la observación de los hechos, el registro, la clasificación y el estudio de estos hechos.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

Con esta metodología podremos determinar la importancia del uso de energía en las industrias a nivel nacional vs la capacidad de generación que desarrolla el país para abastecer dicho servicio y las opciones existentes para compra de la energía a mejor costo.

Demostrar que los Industriales constituyen una participación importante en el consumo de energía nacional, que son los impulsores del trabajo de millones de personas y que el costo de la energía representa para ellos un gasto bastante significativo. Que pese a las actuales Regulaciones podrían tener beneficios de contratar con generación privada y de esta manera obtener energía a menor costo así como también el de la cogeneración o que el estado modifique sus leyes para que poco a poco vayan abriendo más puertas para contratos con generación pública más convenientes.

CAPÍTULO II

MARCO DE REFERENCIA

2.1 MARCO TEÓRICO

Para el Marco Teórico, tomamos como referencia la evolución del sector eléctrico mejorando el abastecimiento de energía, aumentando la ejecución de proyectos generadores, creando leyes y reglamentos que varían de acuerdo a la situación energética del país, así como también y de mucha importancia el cambio de la matriz energética. El sector va cambiando ajustándose a las condiciones del país, ahora nosotros podemos vender energía.

2.1.1 ESCENARIOS PARA COMPRA DE ENERGIA

2.1.1.1 Industriales grandes consumidores

Los grandes consumidores son aquellas personas naturales o jurídicas, cuyas características de consumo le facultan para actuar como agentes del MEM, por medio de contratos bilaterales.

Las características de consumo son las siguientes:

1. Los usuarios del servicio eléctrico, para ser calificados como Grandes Consumidores y ejercer sus derechos y cumplir con sus obligaciones como tales, deben sujetarse a lo siguiente:
 - a)** Ser una sola persona natural o estar constituida legalmente como una persona jurídica y que en sus instalaciones utilicen la energía eléctrica exclusivamente para su consumo propio, no

estando permitida la reventa o comercialización de dicha energía. Las instalaciones podrán estar concentradas en un solo sitio, o en varios sitios pertenecientes al área de concesión de una misma Distribuidora.

- b)** Tener instalado los equipos de medición que cumpla con la Regulación vigente sobre la materia. Los sistemas de medición y de comunicación podrán ser de propiedad del consumidor o del proveedor del servicio. En el caso de instalaciones nuevas, el equipo de medición tendrá que instalarse al inicio y estar certificado para poder empezar la operación comercial del gran consumidor.
- c)** Registrar un valor promedio de demandas máximas mensuales igual o mayor a 650 kW, durante los 6 meses anteriores al de la solicitud para la calificación, y un consumo de energía mínimo anual de 4500 MWh en los doce meses anteriores al de la solicitud.
- d)** Estar al día en los pagos con la empresa suministradora del servicio de energía eléctrica, al momento de presentar la solicitud ante el CONELEC (CONELEC, 2015).

2. Inspección conjunta de CONELEC, CENACE, Empresa Eléctrica y GCE.

3. Calificación otorgada por el CONELEC como GCE

Una vez terminado estos pasos, inmediatamente el CONELEC procede a otorgar la calificación como Gran Consumidor y se pueden buscar opciones de suministro de energía con alguna generadora privada como lo indica la regulación 013/08.

2.1.2 Condiciones para compra de energía¹ después del año 2008

A partir de la regulación 013/08 se prohibieron los contratos entre Grandes Consumidores y generadoras del estado que son las Hidroeléctricas, las que ofertan más bajo el costo de la energía. Por lo que quedan eliminados los contratos con estas generadoras.

Sin embargo se permiten los contratos a plazo libremente pactados entre aquellos generadores privados y grandes consumidores que se encuentren debidamente facultados.

2.1.3 Escenario: Compra a Generación privada

En el mes de Agosto del 2008 se emitió la regulación 06/08 la cuál indicaba que:

“Los contratos con Generación privada, que al momento de la emisión de la presente Regulación estén operando dentro del sector eléctrico, deberán entrar en un proceso de negociación con el Estado Ecuatoriano, a través del ente que se designe para el efecto, con la finalidad de suscribir contratos de compraventa de electricidad, en los términos previstos en esta Regulación. (CONELEC, 2015)

Este proceso de negociación no podrá superar los treinta (30) días, luego de lo cual toda la generación de capital privado, deberá suscribir contratos regulados con las empresas de distribución, por la diferencia entre los contratos vigentes y su producción real.” (CONELEC, 2015)

¹ (CONELEC, 2015)

Cualquier nuevo contrato de compraventa que cualquier generador privado deba suscribir para vender a las distribuidoras deberá ser del tipo de contrato regulado y asignado en forma proporcional a la demanda regulada de las empresas distribuidoras por lo tanto se permitirán los:

- a. Contratos regulados a plazo que, como resultado de concursos públicos, se suscriban entre generadores privados y distribuidores; (CONELEC, 2015)
- b. Los contratos tendrán una duración mínima de un año; excepto para los generadores que usen energías renovables no convencionales cuya duración no podrá ser menor a diez años. (CONELEC, 2015)

Los contratos entre privadas y Grandes Consumidores, pueden desarrollarse libremente.

El estado Ecuatoriano podrá garantizar el pago al generador que, cumpliendo con los requisitos que prevé la ley, suscriba contratos de compraventa de potencia y energía con empresas distribuidoras, (CONELEC, 2015) con el objetivo de incentivar las inversiones en generación, sin embargo estas disposiciones legales para la promoción de inversiones y la existencia de un recurrente déficit de energía en el país no ha sido suficiente atractivo para la ejecución de los proyectos de generación de energía eléctrica que el país ha requerido, en el período de vigencia de la LRSE.

El desarrollo de nuevos proyectos de generación estará basado en el Plan Nacional de Energía, en donde se deberá delimitar la participación del Estado y de la iniciativa privada.

Es prioritario para el país, hacer atractivo el negocio de la generación, para lo cual se requiere establecer plazos competitivos de generación en comparación con los que se dan en otros países; también, determinar bajo ciertos supuestos del mercado eléctrico ecuatoriano, un periodo de concesión en el cual el generador tenga un grado razonable de seguridad para la recuperación de su inversión.

La fijación de los plazos para los contratos de concesión de los proyectos de generación no incluidos en el Plan de Electrificación del Ecuador, así como para los permisos se hará en función de la siguiente Tabla.:

TABLA 2.1
FIJACIÓN DE PLAZOS PARA CONCECIÓN
O SERVICIOS

Tipo de Central	Tiempo de la Concesión o Permiso (Años)
Hidroeléctricas	50
Térmicas a Vapor	30
Térmicas a Gas de ciclo simple, turbinas industriales	25
A gas de ciclo simple con turbinas de tipo Aero derivativo	20
A gas con ciclo combinado	30
Térmicas de combustión interna	20
Eólicas	25
Fotovoltaica	20

Fuente: (CONELEC, 2015)

Elaboración: La Autora

2.1.4 Precios reconocidos para generación privada

Los precios a reconocerse por la energía medida en el punto de entrega, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por kWh, son aquellos indicados en la Figura 2.2. No se reconocerá pago por disponibilidad a la producción de las centrales no convencionales (CONELEC, 2015).

**TABLA 2.2
PRECIOS PREFERENTES ENERGÍA RENOVABLES
EN (CUSD/KWH)**

CENTRALES	Territorio Continental (cUSD/kWh)	Territorio Insular de Galápagos (cUSD/kWh)
EÓLICAS	9.13	10.04
FOTOVOLTAICAS	40.03	44.03
BIOMASA Y BIOGÁS < 5 MW	11.05	12.16
BIOMASA y BIOGÁS > 5 MW	9.60	10.56
GEOTÉRMICAS	13.21	14.53

Fuente: (CONELEC, 2015)

Elaboración: La Autora

Además, para las centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW se reconocerán los precios indicados en la Tabla, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por kWh. No se reconocerá pago por disponibilidad a este tipo de centrales que se acojan a la presente Regulación.

TABLA 2.3
PRECIOS PREFERENTES CENTRALES HIDROELÉCTRICAS
HASTA 50 MW EN (CUSD/KWH)

CENTRALES	PRECIO (cUSD/kWh)
Centrales hidroeléctricas hasta 10 mw	7.17
Centrales hidroeléctricas mayores a 10 mw hasta 30 mw	6.88
Centrales hidroeléctricas mayores a 30 mw hasta 50 mw	6.21

Fuente: (CONELEC, 2015)

Elaboración: La Autora

2.1.5 Escenario: Generación propia/autogeneración o autoproducción²

El autoproducción es aquel Generador independiente que produce energía eléctrica para su propio consumo, pudiendo, además tener excedentes a disposición de terceros o del Mercado Eléctrico Mayorista, a través del Sistema Nacional Interconectado o de los sistemas aislados.

Se considerará únicamente los excedentes de generación para la comercialización de la producción de los autogeneradores. (CONELEC, 2015)

Otro proceso de autogeneración es la Cogeneración la cual tiene los siguientes formas de proceso:

- a. La producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas;

² (CONELEC, 2015)

- b. La producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en un determinado proceso; o,
- c. La producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en un determinado proceso.

Para la participación de la cogeneración, el autogenerador deberá entregar al CONELEC, información relacionada con cualquiera de las alternativas señaladas a continuación:

- a. Que la electricidad generada se destine a la satisfacción de las necesidades de sus instalaciones o establecimientos asociados a la cogeneración, entendidos por tales, los de las personas jurídicas que:
 - a.1. Utilizan o producen el vapor, la energía térmica o los combustibles que dan lugar a los procesos base de la cogeneración; o,
 - a.2. Sean copropietarios, accionistas o socios del autogenerador.
- b. Obligación de colocar sus excedentes de energía eléctrica, en caso los tuviera, a disposición del mercado, de acuerdo a la Regulación. (CONELEC, 2015)

La energía eléctrica proveniente de los procesos de cogeneración podrá ser comercializada bajo las siguientes modalidades:

- a. Para abastecimiento de su consumo propio.
- b. Para entregar al mercado eléctrico los excedentes.

Para estas dos modalidades, deberá estar debidamente facultado por el CONELEC para participar en ese mercado, cumpliendo la normativa vigente para autogeneradores. (CONELEC, 2015)

El tratamiento general de los autogeneradores, será similar al de aquella persona jurídica que se dedica a la actividad de generación. Los temas particulares aplicables al autogenerador, serán regulados por la Agencia de Regulación y Control.

Se exceptúan de estas disposiciones la autogeneración petrolera ubicada en sistemas no incorporados al Sistema Nacional Interconectado.

2.2 MARCO CONCEPTUAL

CONELEC: Consejo Nacional de Electricidad, comenzó a operar el 20 de noviembre de 1997, se constituye como un ente regulador y controlador, a través del cual el Estado Ecuatoriano puede delegar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica a empresas concesionarias (CONELEC, 2015).

Además, el CONELEC tiene que elaborar el Plan de Electrificación, que será obligatorio para el sector público y referencial para el sector privado.

CENACE: Centro Nacional de Control de Energía (CONELEC, 2015) fue creada el 10/oct/1996 como una Corporación Civil de derecho privado, sin fines de lucro, cuyos miembros incluyen a todas las

empresas de generación, transmisión, distribución y los grandes consumidores (CONELEC, 2015).

Sus funciones se relacionan con la coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) del Ecuador (CONELEC, 2015), conforme a la normativa promulgada para el Sector Eléctrico (ley, reglamentos y procedimientos).

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista, está constituido por las personas jurídicas dedicadas a las actividades de generación, al servicio público de distribución o transmisión, los grandes consumidores, así como quienes realizan actividades de importación y exportación de energía y que cuentan con una concesión, permiso, licencia, o registro, otorgado por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) (CONELEC, 2015)

CELEC EP: Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador, las principales actividades son las siguientes:

- 1.- La generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de energía eléctrica; para lo cual está facultada a realizar todas las actividades relacionadas
- 2.- Asociarse con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, públicas, mixtas o privadas, para ejecutar proyectos relacionados con su objeto social en general.
- 3.- Participar en asociaciones, institutos o grupos internacionales dedicados al desarrollo e investigación

científica y tecnológica, en el campo de la construcción, diseño y operación de obras de ingeniería eléctrica.

4.- o bien investigaciones científicas o tecnológicas y de desarrollo de procesos y sistemas y comercializarlos.

CNEL: La Corporación Nacional de Electricidad CNEL se constituyó en diciembre de 2008 con la fusión de las 10 empresas eléctricas, que históricamente mantenían los indicadores de gestión más bajos. Teniendo como tarea principal el revertir dichos indicadores en aras de mejorar la situación de las 10 empresas: Esmeraldas, Manabí, Santa Elena, Milagro, Guayas-Los Ríos, Los Ríos, EL Oro, Bolívar, Santo Domingo y Sucumbíos. CNEL EP ofrece el servicio de distribución eléctrica a un total de 1,25 millones de abonados, abarcando el 30% del mercado de clientes del país.

REGULACIONES: Políticas, leyes o reglas, que sirven para supervisar el Sector Eléctrico, manteniendo el orden llevando un control y garantizando el cumplimiento de los beneficios de los integrantes del Sector Eléctrico.

CONTRASTACION: Calibración de Equipos de Medición, se realizan en los laboratorios del Cenace o en la planta donde están instalados, requisito indispensable para renovación de calificación como Gran Consumidor.

GRAN CONSUMIDOR: Certificación para una industria que consume más de 4500 Mwh anuales y que es autorizada por el CONELEC, para realizar contratos de energía con empresas de generación privadas.

ALTA TENSION (AT): Se consideran voltajes mayores a los 69 KV

MEDIA TENSION (MT): Se consideran voltajes entre 13,8 Kv y menores a 69 KV (CONELEC, 2015).

FONDO DE ELECTRIFICACION RURAL Y URBANO MARGINAL (FERUM): Se crea para poder atender a sectores marginales y carentes del servicio de electricidad. Financiado inicialmente por los usuarios industriales y comerciales cancelando el 10% del valor total de la factura de energía. Actualmente se eliminó este rubro y asume el estado el financiamiento.

FONDO DE SOLIDARIDAD: Se creó para administrar el FERUM, actualmente ya no existe

FACTOR DE CORRECCION (FC): Se obtiene dividiendo la demanda pico sobre la demanda máxima, este factor se lo multiplica para el costo de la demanda.

FACTOR DE POTENCIA (FP): Es el cociente entre la potencia activa (KW) y la potencia aparente (KVA), el factor de potencia ideal es igual a 1.

La Empresa Eléctrica permite un factor de potencia no menor a 0.92, si baja de este valor la industria será penalizada y se cobrará una multa por bajo factor de potencia.

2.3 MARCO CONTEXTUAL

La empresa en estudio tiene tres plantas ubicadas en las ciudades de Quito Guayaquil y Cuenca con un consumo promedio anual de: 31

GWh en energía y de 5 MW demanda máxima en la ciudad de Quito, 47 GWh en energía y 7,8 MW en demanda máxima en la ciudad de Cuenca, con un incremento que tienen previsto en la planta de Guayaquil de 5 MW, durante los próximos tres años, inicialmente tendrá un aumento de 6,5 MW en su demanda máxima y un consumo de 46,8 GWh/anuales, esta empresa tiene la opción de invertir en autogeneración o en mejorar la calidad de energía de su planta para lo cual desea saber si el costo de energía es más conveniente como autogenerador o comprando a una generadora privada o directamente a la empresa distribuidora en este caso de Guayaquil.

Estos análisis se empezaron hacer por parte de los industriales desde la emisión del mandato 15 cuando cambiaron las leyes de electricidad prohibiendo totalmente los contratos de Grandes Consumidores con empresas Hidroeléctricas del Estado, lo que conllevó a que todas regresaran a comprar directamente con la Distribuidora de su área de concesión.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

Se desarrollará en la elaboración de la presente propuesta los siguientes métodos de investigación:

Método Científico: El mismo que consiste en el planteamiento de preguntas y búsqueda de respuestas, las cuales deben ser susceptibles de comprobación. Es una manera de recopilar información y comprobar ideas, y dentro del presente estudio se lo utilizará principalmente para comprobar la hipótesis planteada.

Método Experimental: con el que se realizarán los siguientes pasos:

1. Analizar un problema concreto, extraído de la observación de los fenómenos conexos a dicho problema.
2. Formulación de la hipótesis.
3. Proposición del análisis con el fin de verificar la hipótesis.

También se utilizará la técnica de recolección de información como: la observación y la simulación.

Investigación Descriptiva:

El objetivo de la investigación descriptiva consiste en llegar a conocer las situaciones, costumbres y actitudes predominantes a través de la descripción exacta de las actividades, objetos, procesos y personas. Su meta no se limita a la recolección de datos, sino a la predicción e identificación de las relaciones que existen entre dos o más variables. Los investigadores no son meros tabuladores, sino que recogen los datos sobre la base de una hipótesis o teoría, exponen y resumen la información de manera cuidadosa y luego analizan minuciosamente los resultados, a fin de extraer generalizaciones significativas que contribuyan al conocimiento (NOEMAGICO, 2015)

La realización de una investigación descriptiva tiene como finalidad la definición y caracterización del objeto de un estudio. En el presente caso, el de conocer de manera particular los costos de energía que permita realizar una proyección de la demanda en determinadas empresas del sector industrial, con fines de determinar una mejor opción de compra en un determinado periodo de tiempo.

Investigación exploratoria:

También se ha considerado para la realización del presente análisis realizar algún tipo de información exploratoria ya que siendo el caso de la comparación de los costos de energía un tema no muy conocido o poco estudiado, ésta nos permitirá tener una aproximación de su conocimiento, que permitirá formular un análisis más preciso del temaya que los datos que se analizarán no cuentan con información sufieicnte y de conocimiento previo, y dicho análisis permitirá obtener la información o datos que nos permita formularcon cierto grado de

precisión los resultados que se pretenden obtener de la presente investigación y análisis.

3.2 FUENTES DE INFORMACIÓN

Los datos e información que se recolecten, los mismos que serán de naturaleza exacta ya que son datos extraídos de las instituciones públicas oficiales de la república del Ecuador, como las siguientes:

- CONELEC, Consejo Nacional de Electrificación,
- El Ministerio de Electricidad y Energía Renovables,
- OLADE, Organización Latinoamericana de Energía,
- CENACE, Centro Nacional de Control de energía, entre otras.

Por otra parte, también se ha tomado información relevante respecto al tema de análisis de diferentes entes y cuerpos legales que regulan el sector eléctrico en el Ecuador, tales como:

- Constitución Política del Ecuador,
- El Mandato Constituyente No. 15, De 2008,
- Ley de Régimen del sector eléctrico,
- Reglamento de concesiones, permisos y licencias para la prestación de servicios de energía eléctrica.

Finalmente, también se han realizado consultas e investigaciones de varios autores a través de diversas fuentes bibliográficas que asimismo hacen relación a la temática desarrollada, y que se encuentran referenciados a lo largo del presente análisis.

3.3 METODOS DE INVESTIGACIÓN

Para la realización del presente análisis se analizarán los diversos tipos de datos que se encuentran publicados en las diversas páginas oficiales de las instituciones públicas que tienen a cargo el sistema de electrificación en el país, para lo cual se examinarán cada uno de los datos que tienen relación al problema propuesto, que permitieron definir y formular la hipótesis.

Se realizarán análisis y observaciones objetivas y exactas de todos y cada uno de los datos que se encuentran publicados en las diversas páginas webs o “webs site” de los organismos públicos rectores del sector eléctrico en el Ecuador que permitirán realizar y concluir con el análisis e interpretar cada uno de los datos obtenidos de forma clara y precisa. La información recopilada que será de tipo secundario, se la obtendrá de los diversos informes y reportes efectuados por los organismos competentes, se levantarán informes bibliográficos, análisis de cuerpos legales y principalmente nos serviremos de las fuentes del internet.

Con los datos recolectados y analizados, se procederá a realizar un análisis exhaustivo de los costos comparativos de la energía eléctrica y de esta manera, poder realizar proyecciones de la demanda en las grandes empresas del sector industrial que permitan tener clara una idea que les facilite tomar una decisión de cual es la mejor opción de compra de energía para un periodo de análisis comprendido en cinco años.

Finalmente, se realizará un análisis de los datos obtenidos que permitirá dar una respuesta o posible recomendación de la mejor

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

opción que proporcione la toma de decisión de compra, de acuerdo a los resultados que se obtengan.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS

4.1 POTENCIA INSTALADA Y DISPONIBLE DEL S.N.I.

El parque generador disponible en el Ecuador consta de 16 centrales Hidroeléctricas estatales pequeñas, medianas y gran capacidad (1 – 1.100 MW) y 39 centrales pequeñas pertenecientes a las empresas de distribución eléctrica a municipios y a empresas privadas; más de un centenar de centrales térmicas con diferentes combustibles y pertenecientes a diferentes empresas privadas, entre generadoras, distribuidoras, industria privada y petroleras en general (CONELEC, 2015).

TABLA 4.1
INFRAESTRUCTURA EXISTENTE
EN GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

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

Fuente: (CONELEC, 2015)

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

**TABLA 4.1
INFRAESTRUCTURA EXISTENTE
EN GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA (2)**

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

Fuente: (CONELEC, 2015)

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

**TABLA 4.2
INFRAESTRUCTURA EXISTENTE
EN GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA**

No.	EMPRESA	CENTRAL	TIPO	POTENCIA NOMINAL (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGIA NETA (GWh/año)
1	ELECTROGUAYAS	ENRIQUE GARCIA	Térmica Turbogas	102,00	93,00	142,09
2		G. ZEVALLOS TG4	Térmica Turbogas	26,27	20,00	1,33
3		G. ZEVALLOS TV2-TV3	Térmica Turbogas	146,00	146,00	685,74
4		SANTA ELENA 2	Térmica MCI	90,10	90,10	388,01
5		SANTA ELENA 3	Térmica MCI	41,70	41,70	98,53
6		TRINITARIA	Térmica Turbogas	133,00	133,00	629,48
1	TERMOESMERALDAS	JARAMUO	Térmica MCI	140,00	138,50	457,82
2		C. LA PROPICIA 1-2-3	Térmica MCI	10,50	9,60	16,14
3		MANTA 2	Térmica MCI	20,40	19,20	94,53
4		MIRAFLORES	Térmica MCI	29,50	24,00	27,93
5			Térmica Turbogas	22,80	19,00	30,26
6		PEDERNALES	Térmica MCI	2,50	2,00	1,25
		ESMERALDAS	Térmica Turbogas	132,50	131,00	755,35
1	TERMO GAS MACHALA	MACHALA 1	Térmica Turbogas	140,00	128,50	813,28
2		MACHALA 2	Térmica Turbogas	136,80	124,00	406,64
1	TERMOPICHINCHA	CAMPO ALEGRE	Térmica MCI	0,40	0,36	0,51
2		CELSE CASTELLANOS	Térmica MCI	7,50	5,70	5,51
3		GUANGOPOLO	Térmica MCI	17,52	16,80	68,07
4		JIVINO	Térmica MCI	5,00	3,80	0,51
5		JIVINO 2	Térmica MCI	10,20	10,00	8,19
6		JIVINO 3	Térmica MCI	40,00	36,00	170,83
7		PAYAMINO	Térmica MCI	4,08	2,70	0,08
8		PUNÁ NUEVA	Térmica MCI	3,37	3,15	2,18
9		PUNÁ VIEJO	Térmica MCI	0,07	0,06	0,10
10		QUEVEDO 2	Térmica MCI	102,00	100,00	474,30
11		SACHA	Térmica MCI	20,40	18,00	74,23
12		SANTA ELENA	Térmica MCI	40,00	40,00	8,92
13		SANTA ROSA 1-2-3	Térmica Turbogas	51,30	51,00	17,90
14		SECOYA	Térmica MCI	11,40	10,00	25,95
1	Elecaastro	EL DESCANSO	Térmica MCI	19,20	17,20	67,50
1	Electroquil	ELECTROQUIL U1-U2-U3-U4	Térmica Turbogas	181,00	181,00	217,06
1	Generoca	GENEROCA 1-2-3-4-5-6-7-8	Térmica MCI	38,12	34,33	121,41
1	Intervisa Trade	VICTORIA 2	Térmica Turbogas	115,00	102,00	60,54
1	Termoguayas	TERMOGUAYAS	Térmica MCI	150,00	120,00	546,45
1	E. E. Amato	LLIGUA	Térmica MCI	5,00	3,30	0,42
1	E. E. Centro Sur	CENTRAL TÉRMICA TAISHA	Térmica Turbogas	0,24	0,24	0,34
1	EEQ SA	GUALBERTO HERNANDEZ	Térmica MCI	34,32	31,20	142,15
1	Regional Sur	CATAMAYO	Térmica MCI	19,74	17,17	9,82
1	Eléctrica de Guayaquil	ALVARO TINAJERO 1-2	Térmica Turbogas	94,80	81,50	121,81
2		ANIBAL SANTOS G. 1-2-3-5-6	Térmica Turbogas	106,77	97,50	40,72
3		ANIBAL SANTOS V.	Térmica Turbogas	34,50	33,00	207,09
1	CNEL-Sucumbios	NUEVO ROCAFUERTE	Térmica MCI	0,45	0,37	0,31
2		PUERTO EL CARMEN	Térmica MCI	0,65	0,45	2,93
3		TIPUTINI	Térmica MCI	0,16	0,12	0,60
		Total	43	Total	2.287,25	2.136,54

Fuente: (CONELEC, 2015)

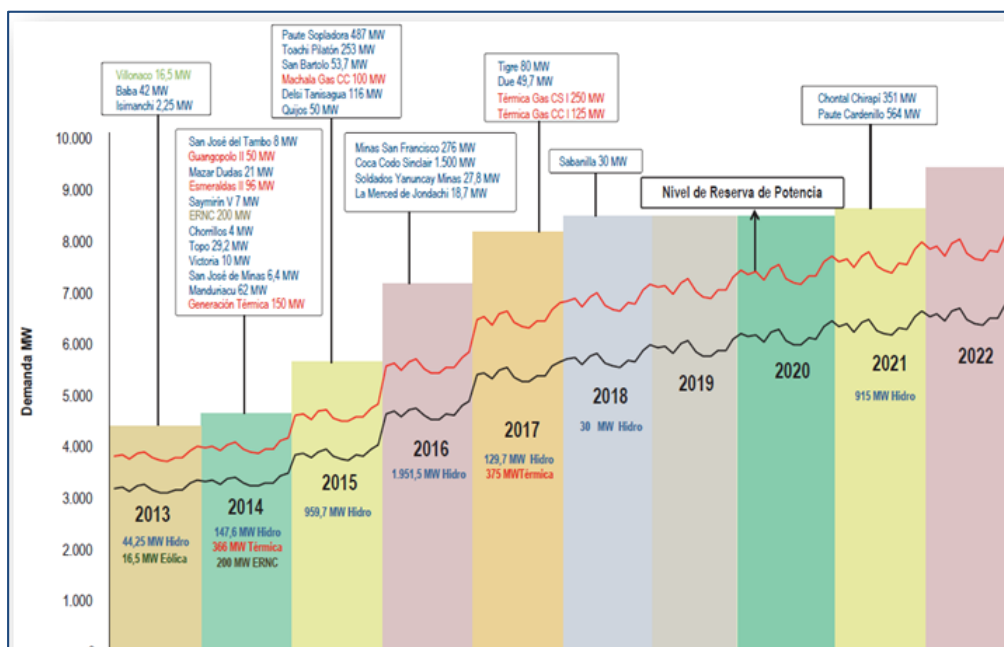
4.1.1 EXPANSIÓN DE GENERACION 2013 – 2022

En los períodos de baja hidrología se deberá contar con varias centrales térmicas. En vista de la disponibilidad actual de gas del Golfo de Guayaquil y de las proyecciones de Petroecuador EP, se plantea la construcción de 2 centrales térmicas a gas, una de ciclo

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

simple de 250 MW, que se amplía con la incorporación de una central a vapor de 125 MW; las cuales permitirán cerrar ciclo combinado de 375 MW. La instalación de este ciclo combinado dependerá de las reservas reales, probadas y existentes declaradas por Petroecuador PE. Los proyectos emblemáticos se encuentran actualmente en construcción y su ingreso aportará efectivamente para cubrir la demanda eléctrica proyectada, garantizando la soberanía energética, con adecuados niveles de reserva (CONELEC, 2015).

**FIGURA 4.1
PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN**



Fuente: (CONELEC, 2015)

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

**FIGURA 4.2
PROGRAMA DE INCREMENTO DE LA GENERACIÓN 2013 – 2022**

completa	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Privado	Tipo	(MW)	(GWh/año)	Provincia	Cantón	2013 - 2022 (MUSD)
jun-13	Villano	CELEC EP - Gensur	En operación	Público	Eólico	16,5	64	Loja	Loja	14,39
jun-13	Baba	Hidroital EP	En operación	Público	Hidroeléctrico	42,0	161	Los Ríos	Buena Fe	15,93
oct-13	Isimanchi	EERSSA	En construcción	Público	Hidroeléctrico	2,25	17	Zamora Chinchipe	Chinchipe	0,79
mar-14	San José del Tambo	Hidrodambo S.A.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	8,0	45	Bolívar	Chilanes	11,88
mar-14	Guangopolo II (50 MW)	CELEC - EP	Contrato de construcción	Público	Termoeléctrico	50,0	330	Pichincha	Quito	29,79
mar-14	Mazar-Dudos	CELEC EP - Hidrozogues	En construcción	Público	Hidroeléctrico	21,0	125	Cañar	Azogues	36,90
mar-14	Esmeraldas II	CELEC EP - Termoesmeraldas	En construcción	Público	Termoeléctrico	96,0	631	Esmeraldas	Esmeraldas	77,01
mar-14	Saymirin V	Elcaastro S.A.	En construcción	Público	Hidroeléctrico	7,00	32	Azuay	Cuenca	6,02
jul-14	Proyectos solares fotovoltaicos y de otras fuentes de ERNC	Varías empresas	Fase contractual	Privado	ERNC	200,0	390	Varías	Varías	579,50
jul-14	Chomillos	Hidroamazona EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	3,96	23	Zamora Chinchipe	Zamora	5,61
ago-14	Topo	Pemal Cía. Ltda.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	29,2	175	Tungurahua	Baños	25,77
sep-14	Victoria	Hidrovictoria S.A.	En construcción	Público	Hidroeléctrico	10,0	64	Napo	Quijos	9,65
oct-14	San José de Minas	San José de Minas S.A.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	5,95	37	Pichincha	Quito	11,20
nov-14	Manduriacu	CELEC EP - Enemonte	En construcción	Público	Hidroeléctrico	60,0	349	Pichincha	Quito	117,90
dic-14	Machala Gas 3ra. Unidad	CELEC EP - Termogas Machala	Contrato de construcción	Público	Termoeléctrico	70,0	491	El Oro	Machala	83,62
dic-14	Generación Térmica	CELEC - EP	En estudios	Público	Termoeléctrico	150,0	1.051	Guayas	Guayaquil	190,00
abr-15	Paute - Sopladora	CELEC EP - Hidropaute	En construcción	Público	Hidroeléctrico	487,0	2.800	Azuay y Morona Santiago	Sevilla de Oro y Santiago de Méndez	448,98
may-15	Toachi - Pilatón	Hidrotoachi EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	253,0	1.190	Pichincha, Tsáchila, Cotopaxi	Mejía, Santo Domingo de los Tsáchilas, Sigchos	341,64
may-15	San Bartolo	HidroSanBartolo	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	48,1	315	Morona Santiago	Santiago de Méndez	63,02
oct-15	Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Contrato de construcción	Público	Termoeléctrico	100,0	700	El Oro	Machala	167,01
dic-15	Delsi Tanisagua	CELEC EP - Gensur	En construcción	Público	Hidroeléctrico	116,0	904	Zamora Chinchipe	Zamora	120,38
dic-15	Quijos	CELEC EP - Enemonte	En construcción	Público	Hidroeléctrico	50,0	353	Napo	Quijos	86,41
ene-16	Minas - San Francisco	CELEC EP - Enerjubones	En construcción	Público	Hidroeléctrico	276,0	1.290	Azuay	A 92 km al este de la ciudad de Cuenca	419,03
feb-16	Coca Codo Sintersair	CocaSintersair EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	1.500,0	8.743	Napo y Sucumbios	Chazo y Lumbauqui	1.482,77
mar-16	Soldados Minas Yanuncay	Elcaastro S.A.	En estudios	Público	Hidroeléctrico	27,8	190	Azuay	Cuenca	59,02
oct-16	La Merced de Jondachi	CELEC EP - Termopichincha	En estudios	Público	Hidroeléctrico	18,7	115	Napo	Achidona	30,19
dic-16	Santa Cruz	Hidrocruc S.A.	En estudios	Privado	Hidroeléctrico	129,0	768	Zamora Chinchipe	El Pangui	250,00
ene-17	Tigre	Hidroquinococ EP	Negociación previa a la construcción	Público	Hidroeléctrico	80,0	408	Pichincha	Pedro Vicente Maldonado	173,76
jul-17	Due	Hidroalto S.A.	Contrato firmado	Privado	Hidroeléctrico	49,7	421	Sucumbios	Gonzalo Pizarro	70,33
sep-17	Térmica Gas Ciclo Simple I	CELEC - EP	Por estudiarse	Público	Termoeléctrico	250,0	1.752	Guayas	Guayaquil	325,00
sep-17	Térmica Gas Ciclo Combinado I	CELEC - EP	Por estudiarse	Público	Termoeléctrico	125,0	876	Guayas	Guayaquil	162,50
may-18	Sabanilla	Hidroigen S.A.	Cierre financiero	Privado	Hidroeléctrico	30,0	210	Zamora Chinchipe	Zamora	60,13
oct-21	Chontal - Chiripi	CELEC EP - Enemonte	Prefactibilidad	Público	Hidroeléctrico	351,0	1.766	Pichincha	Quito	561,38

Fuente: (CONELEC, 2015)

Presupuesto de la expansión

Los montos de las inversiones públicas y privadas requeridas son:

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

**FIGURA 4.3
PRESUPUESTO DE LA EXPANSIÓN**

Operación completa	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Tipo	Potencia (MW)	Inversiones Públicas 2013 - 2022 (MUSD)	Inversiones Privadas 2013 - 2022 (MUSD)
jun-13	Villonaico	CELEC EP - Gensur	Edico	16,5	14,39	0,00
jun-13	Baba	Hidroitoral EP	Hidroeléctrico	42,0	15,93	0,00
oct-13	Isimanchi	EERSSA	Hidroeléctrico	2,3	0,79	0,00
mar-14	San José del Tambo	Hidrotambo S.A.	Hidroeléctrico	8,0	0,00	11,88
mar-14	Guangopolo II (50 MW)	CELEC - EP	Termoeléctrico	50,0	29,79	0,00
mar-14	Mazar-Dudas	CELEC EP - Hidrozogues	Hidroeléctrico	21,0	36,90	0,00
mar-14	Esmeraldas II	CELEC EP - Termoesmeraldas	Termoeléctrico	96,0	77,01	0,00
mar-14	Saymirin V	Elecaustro S.A.	Hidroeléctrico	7,0	6,02	0,00
jul-14	Proyectos solares fotovoltaicos y de otras fuentes de ERNC	Varías empresas	ERNC	200,0	0,00	579,50
jul-14	Chomillos	Hidrozamora EP	Hidroeléctrico	4,0	5,61	0,00
ago-14	Topo	Pemaf Cia. Ltda.	Hidroeléctrico	29,2	0,00	25,77
sep-14	Victoria	Hidrovictoria S.A.	Hidroeléctrico	10,0	9,65	0,00
oct-14	San José de Minas	San José de Minas S.A.	Hidroeléctrico	6,0	0,00	11,20
nov-14	Manduriacu	CELEC EP - Enemonte	Hidroeléctrico	60,0	117,90	0,00
dic-14	Machala Gas 3ra. Unidad	CELEC EP - Termogas Machala	Termoeléctrico	70,0	83,62	0,00
dic-14	Generación Térmica	CELEC - EP	Termoeléctrico	150,0	195,00	0,00
abr-15	Paute - Sopladora	CELEC EP - Hidropaute	Hidroeléctrico	487,0	448,98	0,00
may-15	Toachi - Pilatón	Hidrotoachi EP	Hidroeléctrico	253,0	341,64	0,00
may-15	San Bartolo	Hidrosanbartolo	Hidroeléctrico	48,1	0,00	63,02
oct-15	Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Termoeléctrico	100,0	167,01	0,00
dic-15	Delsi Tanisagua	CELEC EP - Gensur	Hidroeléctrico	116,0	120,38	0,00
dic-15	Quijos	CELEC EP - Enemonte	Hidroeléctrico	50,0	86,41	0,00
ene-16	Minas - San Francisco	CELEC EP - Enerjubones	Hidroeléctrico	276,0	419,03	0,00
feb-16	Coca Codo Sindair	CocaSindair EP	Hidroeléctrico	1.500,0	1.482,77	0,00
mar-16	Soldados Minas Yanuncay	Elecaustro S.A.	Hidroeléctrico	27,8	59,02	0,00
oct-16	La Merced de Jondachi	CELEC EP - Termopichincha	Hidroeléctrico	18,7	30,19	0,00
dic-16	Santa Cruz	Hidrocruz S.A.	Hidroeléctrico	129,0	0,00	250,00
ene-17	Tigre	Hidroquinocío EP	Hidroeléctrico	80,0	173,76	0,00
jul-17	Due	Hidroalto S.A.	Hidroeléctrico	49,7	0,00	70,33
sep-17	Térmica Gas Ciclo Simple I	CELEC - EP	Termoeléctrico	250,0	325,00	0,00
sep-17	Térmica Gas Ciclo Combinado I	CELEC - EP	Termoeléctrico	125,0	162,50	0,00
may-18	Sabanilla	Hidroigen S.A.	Hidroeléctrico	30,0	0,00	60,13
oct-21	Chontal - Chirapi	CELEC EP - Enemonte	Hidroeléctrico	351,0	561,38	0,00
dic-21	Paute - Cardenillo	CELEC EP - Hidropaute	Hidroeléctrico	564,0	1.041,00	0,00
Total				5.227	6.011,66	1.071,84

Fuente: (CONELEC, 2015)

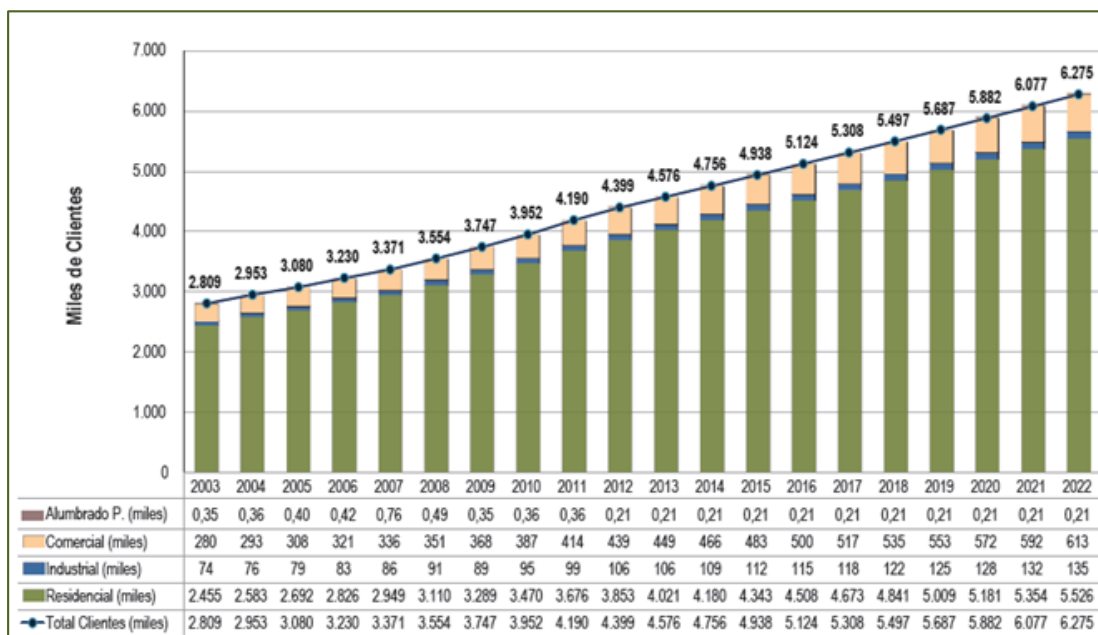
ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

Nuevas centrales y proyectos por construirse

Según el Plan Maestro de Electrificación 2013 – 2022 (CONELEC, 2015), para este período de 9 años establecen un escenario crítico:

- Aumento de demanda de clientes según la proyección de la demanda.

FIGURA 4.4
AUMENTO DE LA DEMANDA DE CLIENTES PROYECTADA



Fuente: (CONELEC, 2015)

- Demandas industriales vinculadas con la actividad minera, cemento, siderúrgica, proyectos de eficiencia energética y la Ciudad del conocimiento (Yachay).
- Lo más importante en la demanda en el horizonte de análisis 2013 – 2022, Programa Nacional de Cocción Eficiente esto es el ingreso masivo de 3,5 millones de cocinas eléctricas desde el año 2015

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

hasta el año 2017 con una penetración al 80% de clientes residenciales y luego una penetración paulatina hasta llegar al 90% en el año 2022, además de;

- Proyectos mineros.
- Industria del acero y cemento
- Transporte eléctrico masivo (Metro de Quito, tranvía de Cuenca)
- Interconexión y abastecimiento al sistema eléctrico petrolero ecuatoriano a través del Proyecto OGE (Optimización de Generación Eléctrica).
- Cambio de la matriz energética productiva
- Proyectos de eficiencia energética
- Ciudad del conocimiento (Yachai)
- Abastecimiento a la demanda de la refinería del Pacífico (etapas de construcción y operación).

Según estas condiciones para los años 2017 y 2018 se requerirán proyectos de generación Hidroeléctrica adicionales y proyectos de generación térmica eficiente que podrían utilizar gas natural o algún otro combustible fósil (150 MW térmicos para el estiaje de 2014).

Para los proyectos térmicos; Esmeraldas II, Machala Gas 3ra. Unidad, y Térmico Machala Ciclo Combinado, su ingreso es imprescindible para brindar las reservas y firmeza energética necesaria durante los periodos de estiaje de los años 2013, 2014 y 2015, durante los cuales

se concretarán los grandes proyectos hidroeléctricos de la vertiente del Amazonas y del Pacífico.

Las nuevas necesidades de generación en el corto, mediano y largo plazo, que están siendo estudiadas por el sector público son:

Proyecto termoeléctrico Guangopolo II (50 MW)

Está vigente el convenio entre los gobiernos de Cuba y Ecuador, prevé la incorporación de unidades de generación térmica (MCI) en Guangopolo – Quito, con una capacidad de 50 MW previsto para marzo de 2014.

Proyecto termoeléctrico Machala Gas 3ra. unidad (70 MW)

Para la optimización del uso del gas del Golfo de Guayaquil se plantea la complementación de un ciclo combinado en base a las dos turbinas de 65 MW instaladas actualmente en la central. Este proyecto en su primera fase contempla la instalación de una unidad a gas de 70 MW de capacidad, con lo que la potencia total instalada del complejo Termogas Machala alcanzaría los 340 MW en unidades de ciclo abierto (2X65 MW, 1X70 MW y 7X20 MW). Se prevé la operación comercial de esta etapa del proyecto para diciembre de 2014.

Generación Térmica (150 MW)

Debido a condiciones de firmeza en el sistema eléctrico y factores de seguridad y eficacia en la zona de Guayaquil, será necesaria la operación de generación térmica, ya sea con gas del Golfo o combustibles fósiles eficientes para afrontar las condiciones de estiaje en diciembre de 2014.

Proyecto termoeléctrico Machala Gas Ciclo Combinado (100 MW)

La segunda fase del proyecto de configuración de un ciclo combinado implica la instalación de una unidad a vapor de 100 MW, que aprovecha el calor remanente de los gases de escape de tres unidades a gas (2X65 MW y 1X70 MW) de la central de Bajo Alto, para generar vapor a ser expandido en una turbina que cierra el ciclo (RGA Ingeniería y Proyectos, 2015).

De esta manera la capacidad instalada en ciclo combinado alcanzará una potencia de 300 MW a partir de octubre de 2015.

La capacidad total del complejo Termogás Machala alcanzará los 440 MW (140 MW corresponderán a 7 unidades TM2500 operando en ciclo abierto y 300 MW en ciclo combinado).

Proyecto hidroeléctrico Soldados Minas Yanuncay (27,8 MW)

Elecaastro S.A. se encuentra desarrollando los estudios para el proyecto hidroeléctrico Soldados Minas Yanuncay, con sus tres centrales: Alazán, San Antonio y Soldados, el cual se espera que esté operativo para marzo de 2016.

Proyecto hidroeléctrico La Merced de Jondachi (18,7 MW)

CELEC EP - Termopichincha se encuentra desarrollando los estudios para el proyecto hidroeléctrico La Merced de Jondachi, el cual se espera que esté operativo para octubre de 2016.

Proyecto hidroeléctrico Tigre (80 MW)

Los estudios del proyecto Tigre se encuentran concluidos y actualmente se gestiona el financiamiento que permitirá la ejecución del proyecto por parte de la empresa Hidroequinoccio EP. El proyecto

se encuentra ubicado en la cuenca baja del río Guayllabamba, en los límites de las provincias de Pichincha, Imbabura y Esmeraldas.

Posee una potencia de 80 MW instalada en 2 turbinas tipo Pelton. Su operación comercial está prevista para enero de 2017. De no contarse con el financiamiento se requeriría de uno o varios proyectos alternos de similares características energéticas.

Generación térmica Ciclo Combinado (375 MW)

Con el mayor incremento de demanda al S.N.I. debido al ingreso de cocinas eléctricas, Refinería del Pacífico, entre otros, las condiciones de firmeza del sistema eléctrico deberán ser retornadas a niveles de seguridad y confiabilidad; por lo que, dependiendo de las probables reservas de gas del Golfo para generación eléctrica, se estudiará la instalación de una central de ciclo combinado de 375 MW para septiembre de 2017.

Proyecto hidroeléctrico Chontal - Chirapí (351 MW)

El proyecto estará a cargo de CELEC EP, unidad de negocio Enernorte. Se encuentra ubicado en la cuenca baja del Río Guayabamba, provincia de Pichincha, pertenece a la vertiente del Pacífico y tendrá una potencia de 351 MW; su ingreso está proyectado para octubre de 2021.

Proyecto hidroeléctrico Paute - Cardenillo (564 MW)

Este proyecto hidroeléctrico de 564 MW es el cuarto salto del sistema hidroeléctrico del río Paute. Al momento se encuentra en fase de estudios de diseño definitivo y, conforme a los resultados de los

planes de Expansión de Generación, su ingreso es requerido para diciembre de 2021. Entre las 4 centrales que conforman el Proyecto Paute Integral aportarán al S.N.I un total de energía de 12.350 GWh/año, su ejecución se encuentra a cargo de la Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP Unidad de Negocio Hidropaute.

Proyecto hidroeléctrico Río Zamora - Santiago (7.190 MW)

La Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, a través de la Unidad de Negocio Hidropaute impulsa el Proyecto Hidroeléctrico Río Zamora, estudiado a nivel de inventario por el ex INECEL entre los años 1970 y 1992.

La Comisión Federal de Electricidad de México (CFE), se encuentra realizando los estudios de Pre factibilidad Avanzada del Proyecto Hidroeléctrico Río Zamora, que incluye la actualización y el análisis, en forma integral, del potencial hidroenergético del tramo bajo del Río Zamora, entre las confluencias de los ríos Bomboiza y Namangoza.

Adicionalmente, el análisis integral del potencial hidroenergético comprende el tramo inicial del río Santiago.

Se ha identificado un potencial de 3.600 MW (Río Santiago - Sitio G8) y un potencial energético por sobre los 15.000 GWh. Para todo el complejo hidroeléctrico (Sitios G8, G9 y G10) se estima una potencia total de 6.780 MW y una producción energética media anual de 29.720 GWh.

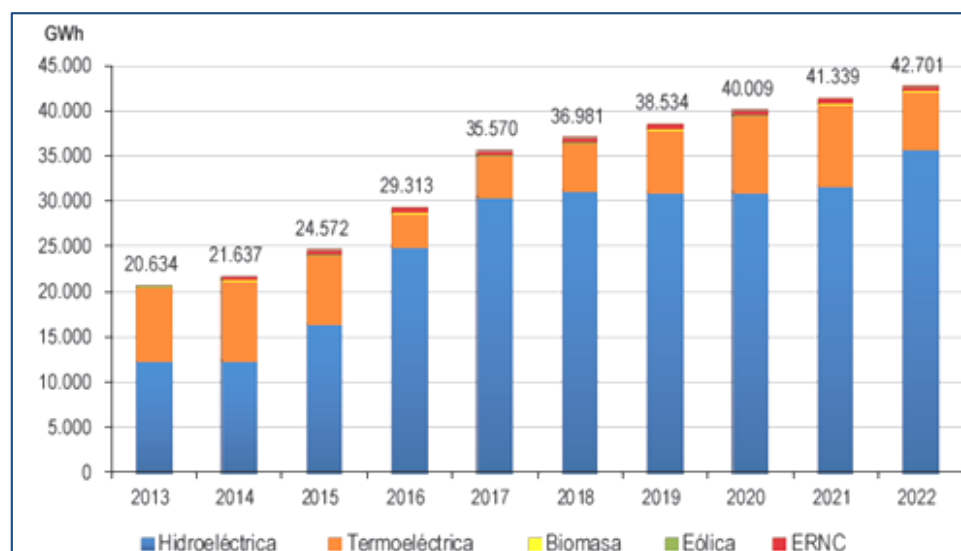
ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

**FIGURA 4.5
INVERSIONES PARA EL PLAN DE EXPANSION
DE GENERACION 2013 – 2022**

Año	Público (MUSD)	Privado (MUSD)	Total (MUSD)
2013	1.293	434	1.727
2014	1.431	340	1.771
2015	792	136	929
2016	672	106	778
2017	398	39	437
2018	314	15	329
2019	456	0	456
2020	399	0	399
2021	257	0	257
2022	0	0	0
Total 2013 - 2022	6.012	1.072	7.083
Invertido hasta 2012	2.019	70	2.089

Fuente: (CONELEC, 2015)

**FIGURA 4.6
COMPOSICIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA**



Fuente: (CONELEC, 2015)

**FIGURA 4.7
COMPOSICIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA II
20013-2022**

Año	Hidroeléctrica	Eólica	Termoeléctrica	ERNC	Biomasa	Total
2013	12.332	37	8.161	0	104	20.634
2014	12.418	64	8.858	194	104	21.637
2015	16.531	64	7.488	385	104	24.572
2016	24.999	64	3.761	385	104	29.313
2017	30.528	64	4.489	385	104	35.570
2018	31.244	64	5.185	385	104	36.981
2019	31.008	64	6.972	385	104	38.534
2020	31.020	64	8.436	385	104	40.009
2021	31.742	64	9.044	385	104	41.339
2022	35.729	64	6.420	385	104	42.701
Total	257.549	610	68.814	3.278	1.040	331.290

Fuente: (CONELEC, 2015)

Proyectos de Generación con Capital Privado

La capacidad instalada y operativa de los generadores del Sistema Nacional Interconectado (CONELEC, 2015), actualizada a diciembre de 2012 es de 4.642,15 MW. La suma de las potencias de las centrales operativas del Sistema Nacional Interconectado y de las centrales operativas no incorporadas al S.N.I. es de 5.454,40 MW.

Si a la cifra anterior se añaden las potencias nominales de las interconexiones con Colombia (540 MW) y Perú (110 MW), da un gran total de 6.104,40 MW, que sería la potencia eléctrica total del Ecuador, incluidos Sistema Nacional Interconectado, Sistemas No Incorporados e Interconexiones Internacionales.

Para determinar la capacidad instalada y operativa de los generadores del Sistema Nacional Interconectado (CONELEC, 2015),

estimada a diciembre de 2012, fecha de terminación de la vigencia de las condiciones preferentes de la Regulación CONELEC No. 004/11, se incorporaron los valores de la central eólica Villonaco (16,5 MW) y de la central

Hidroeléctrica Baba (42 MW), resultando: 4.700,65 MW.

El CONELEC realizó una estimación del 6% de la potencia instalada del Sistema Nacional Interconectado, éste valor resultó en 284 MW, valor que fue utilizado para la aplicación de la Regulación CONELEC No. 004/11.

Al 31 de diciembre de 2012, los proyectos con energías renovables no convencionales (ERNC) privados que tienen firmado contrato o que se encuentran en trámite de permiso o concesión por parte del CONELEC son:

- a) Ecuador Energético S.A., Proyecto Fotovoltaico Imbabura – Pimán, 25 MW de capacidad, ubicado en Pimán, provincia de Imbabura.
- b) Ecuador Energético S.A., Proyecto Fotovoltaico Santa Elena, 25 MW de capacidad, ubicado en el cantón Santa Elena, provincia de Santa Elena.
- c) Condorsolar S.A., Proyecto Fotovoltaico Condorsolar, 30 MW de capacidad, ubicado en Cayambe – Tabacundo, provincia de Pichincha.
- d) Generación de Energía Solar Solarconnection S.A., Proyecto Fotovoltaico Solarconnection, 20 MW de capacidad, ubicado en Cayambe – Tabacundo, provincia de Pichincha.
- e) Energía Solar S.A., Proyecto Fotovoltaico Manabí, 30 MW de capacidad, ubicado en Los Bajos – Montecristi, provincia de Manabí.

- f) Guitarsa S.A., Proyecto Fotovoltaico Vaiana, 20 MW de capacidad, ubicado en Cerecita, provincia del Guayas. (CONELEC, 2015)

La suma de las potencias de los siete proyectos antes citados es de 200 MW.

1. Número de Certificados de Calificación otorgados y su capacidad:

En la sesión de 1 de noviembre de 2012, el Directorio del CONELEC autorizó la entrega del Certificado de Calificación a favor de las empresas siguientes:

- a) Enercay, Proyecto Fotovoltaico Mitad del Mundo 25 MW;
- b) Racalser y Asociados S.A., Proyecto Chota – Pimán 20 MW;
- c) Compesafer S.A. Proyecto Biomasa con Basura del Cantón Chone, 10,7 MW;
- d) Supergaleon S.A., Proyecto Fotovoltaico San Alfonso 15 MW;
- e) Energías Manabitas S.A., Proyecto Fotovoltaico Montecristi 30 MW;
- f) AtlanticEnergy Ecuador S.A., Proyecto Fotovoltaico Tonchigue 25 MW;
- g) AtlanticEnergy Ecuador S.A., proyecto Fotovoltaico Lagarto 25 MW;
- h) Gran Solar S.A., Proyecto Fotovoltaico Salinas 5 MW;
- i) Solar Energy Ecuador S.A., Proyecto Fotovoltaico Rancho Solar Catamayo 20 MW;
- j) SunEnergy Ecuador S.A., Proyecto Fotovoltaico Solar Villa Cayambe 20 MW;

k) GalapagosPower S.A., Proyecto Fotovoltaico Zapotillo 20 MW;

La capacidad total de los certificados antes indicados es: 215,7 MW.

2. Número de solicitudes

Se han ingresado un total de 131 solicitudes de proyectos de generación de energía fotovoltaica, de los cuales, 41 son mayores a 1 MW, y 90 menores a 1 MW.

Por Resolución del Directorio del CONELEC, en sesión de 27 de diciembre de 2012, se reformó la Regulación CONELEC No. 004/11, en el sentido de que en el cupo disponible del 6% se excluyan los Registros, es decir los proyectos de generación menores a 1 MW.

Proyectos Hidroeléctricos de Iniciativa Privada

En el plan de equipamiento de generación, se han considerado siete proyectos de generación de iniciativa privada los mismos que se presentan a continuación:

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

**FIGURA 4.8
PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS
DE INICIATIVA PRIVADA**

Operación completa	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Tipo	Potencia (MW)	Energía media (GWh/año)	Factor de planta	Provincia	Cantón
mar-14	San José del Tambo	Hidrotambo S.A.	En construcción	Hidroeléctrico	8,0	45	64%	Bolívar	Chillanes
ago-14	Topo	Pemaf Cía. Ltda.	En construcción	Hidroeléctrico	29,2	175	68%	Tungurahua	Baños
oct-14	San José de Minas	San José de Minas S.A.	En construcción	Hidroeléctrico	5,95	37	71%	Pichincha	Quito
may-15	San Bartolo	Hidosanbartolo	En construcción	Hidroeléctrico	48,1	315	75%	Morona Santiago	Santiago de Méndez
dic-16	Santa Cruz	Hidrocruz S.A.	En estudios	Hidroeléctrico	129,0	768	68%	Zamora Chinchipe	El Pangui
jul-17	Due	Hidroalto S.A.	Contrato firmado	Hidroeléctrico	49,7	420,9	97%	Sucumbios	Gonzalo Pizarro
may-18	Sabanilla	Hidreigen S.A.	Cierre financiero	Hidroeléctrico	30,0	210	80%	Zamora Chinchipe	Zamora
Total					300	1.972			

Fuente: (CONELEC, 2015)

Se mencionan las principales características:

Proyecto hidroeléctrico San José del Tambo (8 MW) (CONELEC, 2015)

Ubicado en el cantón Chillanes, provincia de Bolívar, captará las aguas del río Dulcepamba. Es un aprovechamiento hidráulico de pasada. Se instalarán dos turbinas Francis.

Proyecto hidroeléctrico Topo (29,20 MW)

Ubicado en la parroquia Río Negro, cantón Baños, provincia de Tungurahua. Es un aprovechamiento del río Topo, tipo hidráulico de pasada. Se instalarán dos turbinas Francis.

Proyecto hidroeléctrico San José de Minas (5,95 MW) (CONELEC, 2015)

Ubicada en la parroquia San José de Minas, cantón Quito, provincia de Pichincha. Es un aprovechamiento de los ríos Perlabí y Cubí, tipo

autogeneración, hidráulica de pasada. Se instalará una turbina Pelton. Se estima su entrada en operación para 2014.

Proyecto hidroeléctrico Santa Cruz (129 MW)

Ubicado en el sector El Panguí, provincia de Zamora Chinchipe. Es un aprovechamiento del río Machinaza, en donde se represarán las aguas del río. Se prevé su operación para diciembre de 2016.

Proyecto hidroeléctrico San Bartolo (48,10 MW)

Ubicado en el cantón Santiago de Méndez, provincia de Morona Santiago, cerca de la población de Copal. Es un aprovechamiento del río Negro, tipo hidráulico de pasada. Se instalarán dos turbinas Francis de eje vertical. Se prevé su operación para mayo de 2015.

Proyecto hidroeléctrico Sabanilla (30 MW)

Ubicado en la parroquia el Limón, cantón Zamora, provincia de Zamora Chinchipe (CONELEC, 2015). Es un aprovechamiento del río Sabanilla, tipo hidráulico de pasada. Se instalarán dos turbinas Pelton de eje horizontal.

Adicionalmente, existen otros proyectos hidroeléctricos que, una vez que inicien su construcción serán incorporados en el Plan de Expansión de Generación.

FIGURA 4.9
PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS
QUE SE INCORPORAN AL PLAN DE EXPANSIÓN

Inicio de operación	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Tipo	Potencia (MW)	Energía media (GWh/año)	Provincia
ene-16	Huapamala	Iniciativa ITT-Yasuni	Estudios finalizados	Hidroeléctrico	5,2	29,7	Loja
ene-16	Pilaló 3	Qualitec Comercio e Industria Cia. Ltda.	En obras preliminares paralizado	Hidroeléctrico	9,3	70,0	Cotopaxi
ene-16	Río Luis	Energydyne S.A.	Financiamiento	Hidroeléctrico	15,5	83,0	El Oro
				Total	30,0	182,7	

Fuente: (CONELEC, 2015)

Escenario: Compra de energía a la Empresa Distribuidora

Según el art 62. de la Ley de Energía indica que: “El CONELEC, sobre la base de la normativa específica que regule la materia, determinará los precios y tarifas de generación, transmisión y distribución, que se aplicarán en las transacciones que se efectúen en el mercado eléctrico, los cuales serán aprobados por el Ministerio Sectorial. (CONELEC, 2015)

Se exceptúan de esta disposición, la fijación de precios y tarifas de las siguientes transacciones:

- 1. Las transferencias de electricidad entre los generadores de capital privado con los distribuidores, a través de los contratos regulados.*
- 2. Las transferencias de electricidad entre los generadores de capital privado con los grandes consumidores, a través de los contratos bilaterales.*
- 3. Las transferencias de los excedentes de electricidad entre los autogeneradores con los distribuidores, a través de los contratos regulados.*
- 4. Las transferencias de los excedentes de electricidad entre los*

autogeneradores con los grandes consumidores, a través de los contratos bilaterales.” (CONELEC, 2015)

En cada año el CONELEC debe revisar los resultados y provisiones de las empresas eléctricas, para actualizar el estudio de costos y aprobar los cargos tarifarios.

TARIFA DE MEDIA TENSION PARA INDUSTRIALES.

Esta tarifa se aplica a los consumidores industriales que disponen de un registrador de demanda horaria que les permita identificar los consumos de potencia y energía en los períodos horarios de punta, media y base, con el objetivo de incentivar el uso de energía en las horas de menor demanda (22h00 hasta las 08h00). (ARCONEL, 2015)

TARIFA DE ALTA TENSIÓN PARA INDUSTRIALES

La tarifa de alta tensión para industriales se aplicará a los consumidores industriales servidos por la empresa en los niveles de voltaje superiores a 40 kV y que deben disponer de un registrador de demanda horaria

CARGOS COBRADOS COMO USUARIO REGULADO

En ambas tarifas tanto media como alta el cliente deberá regirse a los siguientes rubros:

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

- a) Un cargo por comercialización en USD/consumidor, independiente del consumo de energía.
- b) Un cargo por demanda en USD/Kw, por cada Kw de demanda facturable, como mínimo de pago, sin derecho a consumo, afectado por un factor de corrección (FCI).
- c) Un cargo por energía expresado en USD/kWh, en función de la energía consumida en el período de lunes a viernes de 08h00 hasta las 18h00.
- d) Un cargo por energía expresado en USD/kWh, en función de la energía consumida en el período de lunes a viernes de 18h00 hasta las 22h00.
- e) Un cargo por energía expresado en USD/kWh, en función de la energía consumida, en el período de lunes a viernes de 22h00 hasta las 08h00, incluyendo la energía de sábados, domingos y feriados en el período de 22h00 a 18h00.
- f) Un cargo por energía expresado en USD/kWh, en función de la energía consumida en el período de sábados, domingo y feriados en el período de 18h00 hasta las 22h00. (ARCONEL, 2015)

Para su aplicación, se debe establecer la demanda máxima mensual del consumidor durante las horas pico de la empresa eléctrica (18h00 – 22h00) y la demanda máxima mensual del consumidor, el cargo por demanda aplicado a estos consumidores debe ser ajustado, mediante un factor de corrección (FCI). (ARCONEL, 2015)

FACTOR DE CORRECCION (FCI)

Para los consumidores industriales en media y alta tensión que disponen de un registrador de demanda horaria, el factor de corrección (FCI), se obtiene de la siguiente manera:

- a) Para aquellos consumidores industriales, cuya relación de los datos de demanda en hora pico (DP) y de demanda máxima (DM) se encuentra en el rango de 0.6 a 0.9 se deberá aplicar la siguiente expresión para el cálculo del factor de corrección:

$$FCI = 0.5833 * (DP/DM) + (0.4167) * (DP/DM) ^2$$

DP = Demanda máxima registrada por el consumidor en las horas de demanda pico de la empresa eléctrica (18h00 – 22h00).

DM = Demanda máxima del consumidor durante el mes.

- b) Para aquellos consumidores industriales cuya relación de los datos de demanda en hora pico (DP) y de Demanda máxima (DM) se encuentra en el rango mayor a 0.9 y menor o igual 1, se debe aplicar:

$$FCI = 1.20$$

- c) Para aquellos consumidores industriales cuya relación de los datos de Demanda en hora pico (DP) y de Demanda máxima (DM) se encuentra en el rango menor a 0.6, se debe aplicar:

$$FCI = 0.5$$

BAJO FACTOR DE POTENCIA

Para aquellos industriales que registren un factor de potencia medio mensual inferior a 0.92, el distribuidor aplicará lo establecido en el Art. 27 de la Codificación del Reglamento de Tarifas: “Cargos por bajo factor de potencia” (ARCONEL, 2015)

La penalización por bajo factor de potencia será igual a la facturación mensual correspondiente a: consumo de energía, demanda, pérdidas en transformadores y comercialización, multiplicada por el siguiente factor:

$$\text{Bfp} = (0.92/\text{fpr}) - 1, \text{ donde:}$$

Bfp = Factor de penalización por bajo factor de potencia.

Fpr = Factor de potencia registrado

TARIFAS ELECTRICAS DE EMPRESA DISTRIBUIDORA

TABLA 4.3
TARIFA DE MEDIA TENSION

EMPRESA ELECTRICA QUITO		
NIVEL TENSIÓN	MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA	
DEMANDA L-V 08h00 hasta 18h00 L-V 18h00 hasta 22h00 L-V 22h00 hasta 08h00* S,D,F 18h00 hasta 22h00	INDUSTRIALES	
	4.129	
		0.078
		0.092
		0.062
		0.078
EMPRESA ELECTRICA GUAYAQUIL		
NIVEL TENSIÓN	MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA	
DEMANDA L-V 08h00 hasta 18h00 L-V 18h00 hasta 22h00 L-V 22h00 hasta 08h00* S,D,F 18h00 hasta 22h00	INDUSTRIALES	
	4.003	
		0.072
		0.084
		0.058
		0.072
RESTO DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS		
NIVEL TENSIÓN	MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA	
DEMANDA L-V 08h00 hasta 18h00 L-V 18h00 hasta 22h00 L-V 22h00 hasta 08h00* S,D,F 18h00 hasta 22h00	INDUSTRIALES	
	4.576	
		0.081
		0.095
		0.064
		0.081

Fuente: (CONELEC, 2015)

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

**TABLA 4.4
TARIFA DE ALTA TENSION**

EMPRESA ELECTRICA QUITO		
NIVEL TENSIÓN	ALTA TENSIÓN CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA	
DEMANDA L-V 08h00 hasta 18h00 L-V 18h00 hasta 22h00 L-V 22h00 hasta 08h00* S,D,F 18h00 hasta 22h00	INDUSTRIALES	
	4.053	
		0.071
		0.083
		0.061
		0.071
EMPRESA ELECTRICA GUAYAQUIL		
NIVEL TENSIÓN	ALTA TENSIÓN CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA	
DEMANDA L-V 08h00 hasta 18h00 L-V 18h00 hasta 22h00 L-V 22h00 hasta 08h00* S,D,F 18h00 hasta 22h00	INDUSTRIALES	
	3.930	
		0.066
		0.077
		0.057
		0.066
RESTO DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS		
NIVEL TENSIÓN	MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA	
DEMANDA L-V 08h00 hasta 18h00 L-V 18h00 hasta 22h00 L-V 22h00 hasta 08h00* S,D,F 18h00 hasta 22h00	INDUSTRIALES	
	4.400	
		0.075
		0.088
		0.064
		0.075

Fuente: (CONELEC, 2015)

CAMBIO EN LA MATRIZ ENERGÉTICA

Nuestra Matriz Energética está fundamentada básicamente en la exportación de bienes privados con un bajo costo o valor agregado, así como importador de productos ya industrializados o procesados. La producción nacional de energía que compensa el 90% de la demanda Nacional, está dividida en: 90% en petróleo crudo y gas natural y 40% energías renovables (Hidro y biomasa). Y el 10% restante quedaría para las importaciones que son en su 90% correspondientes a derivados del petróleo (GLP, diesel, nafta de alto octano y otros), a parte importamos productos no energéticos como lubricantes, etc.

Hablando en porcentajes el 64% del total corresponden a las exportaciones para demanda energética y un 28% para demanda doméstica mientras que el 8% que queda son las pérdidas por transformación.

**TABLA4.5
DEMANDA ENERGÉTICA**

PORCENTAJE	TIPO DE EXPORTACION
90%	Petróleo Crudo
9%	Derivados de bajo valor agregado (fuel oil)
1%	Aceites de origen Vegetal

**TABLA4.6
DEMANDA DOMESTICA**

PORCENTAJE	TIPO DE EXPORTACION
79%	Derivados del Petróleo
13%	Electricidad
5%	Biomasa- leña, bagazo y otros
2%	No energéticos, carburantes y otros

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

La demanda doméstica se divide en sectores:

TABLA4.7

PORCENTAJE	SECTOR
52%	TRANSPORTE
21%	INDUSTRIA
19%	RESIDENCIAL
4%	COMERCIAL Y SERVICIOS
4%	OTROS SECTORES DE LA ECONOMIA

El cambio de las Matriz Energética se detalla de la siguiente manera:

- Las Energías Renovables y su participación deben ser incrementadas en la producción Nacional, y para esto, todos los proyectos Hidroeléctricos dispuestos en el Plan Maestro deberán desarrollarse sin demora ni retraso, no dejando a un lado a los de energías renovables: geotermia, eólica, biomasa, y solar.
- Se deberá minimizar las importaciones de productos provenientes del petróleo, que se lograría con la construcción de la Refinería del Pacífico y así elaborar productos derivados del petróleo para el consumo doméstico y con excedentes.
- Se utilizará como un insumo para la nueva refinería el crudo ya que actualmente es considerado de bajo valor agregado y la idea es cambiar esta situación a exportaciones de productos con un valor agregado más alto.
- Se debe buscar la eficacia y eficiencia en la utilización de la energía para el sector transporte ya que es el mayor consumidor de este recurso, además tiene sus consecuencias directamente en el medio ambiente provocando en el peor de los casos embotellamientos y contaminación.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

- Es indispensable encontrar la manera más eficiente económica y energéticamente hablando para la transportación de personas y mercaderías dentro de las ciudades y fuera de ellas, una opción sería la construcción de un metro para Quito.
- Con respecto las pérdidas por transformación existe dos clases: las de energía (cuando se genera electricidad quemando diesel) y las de distribución (cuando se evapora el combustible en el transporte). Para las pérdidas por transformación de energía, indica la ley Física que la conversión de energía nunca es eficiente un 100% porque son el resultado de ciertas ineficiencias que podrían ser evitadas. Para reducir la pérdidas por transformación se necesita un análisis técnico correspondiente, para decidir qué acciones tomar y minimizar al máximo estas pérdidas de conversión, así mismo las pérdidas de distribución se podrían reducir con las medidas técnicas necesarias.
- Los proyectos para la eficiencia de la energía deben ser fundamentalmente dirigidos a los sectores Industrial y Residencial. El estado deberá ser un ejemplo claro del consumo responsable y eficiente de energía.
- También hay que crear conciencia en los ciudadanos sobre el ahorro energético por ejemplo con el programa de la sustitución de las cocinas a gas (GLP) por cocinas de inducción el cual entrará en ejecución cuando exista la energía suficiente para compensar este aumento en la demanda.
- Cuando se realiza un ahorro de energía se ayuda también con la reducción de agentes contaminantes y esto provocará un menor impacto al cambio climático.
- Se debe tomar en cuenta que el cambio de la Matriz Energética es a largo plazo, ya que se deberá cambiar desde infraestructura, elaboración de

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

proyectos estratégicos que toman años desarrollar, cambios en la estructura de la economía, transformación de modelo, de pasar a ser exportadores ahora a productores de bienes industriales de un alto valor agregado y economía pos petrolera. Las inversiones para el cambio de la matriz necesitan de cuantiosos recursos, pero, la lentitud en las inversiones solo acarrearán pérdidas económicas e impactos al medio ambiente muy negativos que serán peores mientras no se tomen las medidas necesarias.

- El período 2009 – 2013 fue muy importante ya que se implantaron las bases para el desarrollo de proyectos significativos para el sistema energético mirando siempre a un sistema eficaz y eficiente y de ayuda para el medio ambiente, fue un periodo de trabajo, estudios, análisis, evaluación de estrategias, definición del financiamiento, etc.
- Así mismo proyectos que ya están en construcción o desarrollo de pequeño financiamiento, deberán seguir su curso hasta su finalización orientados por supuesto a un mismo objetivo que es el cambio de la matriz energética. Se debe continuar incentivando el proyecto de la sustitución de focos incandescentes por focos ahorradores.
- Traer electrodomésticos eficientes y penalizar a aquellos que sean de consumo ineficiente. Desarrollo de proyectos de biocombustible en sectores semidesérticos que no afecten a la zona agrícola cuidando la soberanía alimentaria como por ejemplo la biomasa de desecho para la producción de biocombustible podría ser una opción importante. Dentro de las Ciudades se podría auspiciar trabajos para tratamiento de basuras y desechos orientados al reciclaje, producción de abono orgánico y energía. Se debe aprovechar y continuar las exploraciones con el Gas Natural del Golfo de Guayaquil.
- Es importante tener autoabastecimiento de energía desarrollando las capacidades productivas que nos lleven a generar nuestra propia electricidad.

- Si llegamos a autoabastecernos y teniendo las interconexiones necesarias con nuestros países vecinos podríamos reducir el precio de la generación optimizando el despacho de energía.

Perspectivas futuras

Para cumplir con el cambio de la matriz energética, los proyectos hidroeléctricos del Plan Maestro de Electrificación deben ejecutarse sin dilación; y, adicionalmente, debe impulsarse los proyectos de utilización de otras energías renovables: geotermia, biomasa, eólica y solar (SENPLADES, 2015).

En este contexto el Ecuador ha logrado avances significativos en materia de energías renovables no convencionales. Proyectos de generación eólica en varios sectores del país y otros de tipo como la solar lo ratifican (El Comercio, 2015).

Las instituciones del Estado se centran en el aprovechamiento del potencial hídrico que llega aproximadamente a los 20 GW de lo cual se encuentra instalado solamente 2.25 GW (2012) con grandes proyectos e inversiones en marcha.

El Parque Eólico Villonaco ubicado en la ciudad de Loja a 2.720 metros sobre el nivel del mar; es hasta hoy el más grande en su clase dentro del país, consta con once aerogeneradores instalados en el cerro Villonaco con una capacidad instalada de 16.5 MW, producen energía limpia y eficiente desde inicios del 2013 (El Comercio, 2015).

Se reflejan cambios en la matriz energética con los proyectos de energías renovable en las provincias de Loja, Carchi y Galápagos, con trabajos avanzados en energía eólica, fotovoltaica y biocombustibles (El Comercio, 2015).

En octubre del 2012 se empezaron los trabajos de construcción de un nuevo parque eólico en Baltra con 2.1 MW. Y aún en estudios proyectos de otros dos parques eólicos, en Salinas, entre Carchi e Imbabura con capacidad de 15 MW, denominados: Minas de Huascachaca y el hidroeléctrico Mira (El Comercio, 2015).

A comienzos del 2004, la Agencia Alemana de Energía en relaciones con el Gobierno Ecuatoriano promociona el programa Cubiertas Solares para incentivar proyectos piloto de energía renovable en regiones de alta radiación solar, con paneles de techo solar, Ecuador se ha equipado con lo último en tecnología fotovoltaica y térmica.

También el Gobierno implementa paneles solares fotovoltaicos en ocho comunas del Golfo de Guayaquil, y el proyecto Eurosolar pretende dotar de electricidad a 91 comunidades aisladas con ayuda de la Unión Europea (El Comercio, 2015).

Entre 2013 y 2016 se incorporan al sistema nacional interconectado 3.223 MW esencialmente de energía renovable con inversión pública. Hasta el 2018 se estima se incorporarán 394 MW de inversión privada. Esta inversión mediante la construcción de ocho (8) centrales hidroeléctricas con una inversión de USD 4,983 millones, casi que duplicará la capacidad instalada que actualmente es de 5.8 GW.

La demanda de energía en el Ecuador que en el 2012 fue de 100.7 millones de BEP, se estima crecerá hasta el 2016 llegando a 114.7 millones de BEP, con la incorporación de las nuevas fuentes hidroeléctricas, la demanda en el 2017 se reducirá a 106.2 millones de BEP, esto como consecuencia del mejor uso de los energéticos.

A partir del 2018 hasta el 2050 se prevé un crecimiento sostenido de la demanda de energía del 3.2%, anual algo menor al PIB estimado en 4.6% anual (CONELEC, 2015).

De mantenerse estas tendencias, la demanda de energía en el 2050 será de 301.4 millones de BEP. La composición sería de la siguiente manera: gasolinas 23.1%; diesel 15.4%; fuel oil # 4 de 4.7%; GLP; 2.7%; hidroelectricidad 25.4%; electricidad proveniente de otras fuentes 9.8%; electricidad renovable 1.8%; leña y carbón vegetal 0.2%; gas natural 3.8%; y otros 13.1%. De esta manera la participación de energía renovable dentro de la matriz energética será del 27.4%.

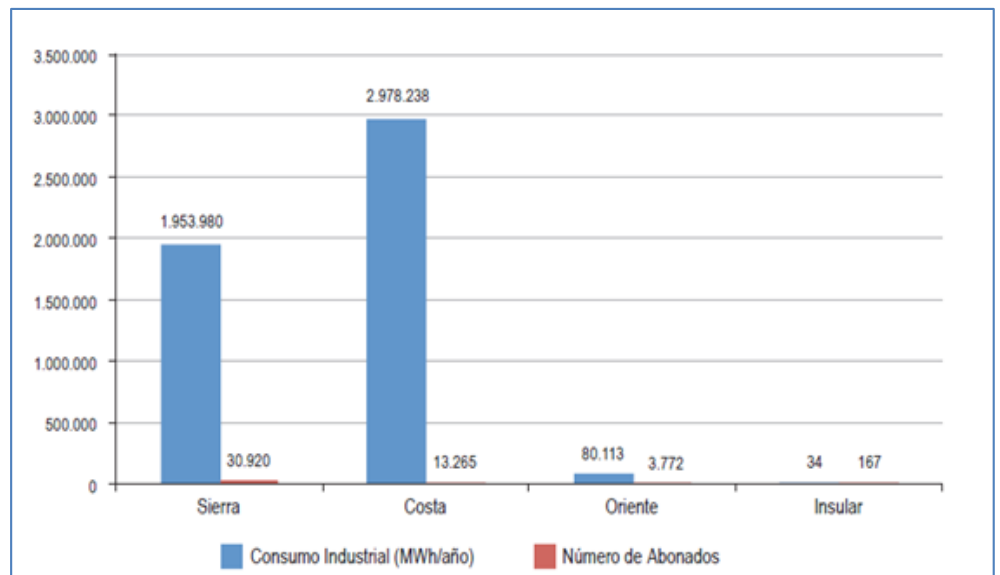
SECTOR INDUSTRIAL

El sector industrial, representó en 2012 el 31% de la demanda de energía nacional, su evolución de crecimiento está íntimamente ligada al crecimiento económico del país.

Durante el 2012, el mayor consumo se registró en la región costa con el 59%, seguido de la región sierra con un 39%, el oriente con 2% y la región insular con menos del 1% de la demanda nacional de esta categoría.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

**FIGURA 4.10
CONSUMO DE ENERGÍA AÑO 2012**



Fuente: (CONELEC, 2015)

**TABLA 4.8
CONSUMO DE ENERGÍA AÑO 2012**

REGION	CONSUMO PROMEDIO (KWH/AÑO)
Sierra	63.195
Oriente	21.239
Costa	224.518
Insular	203

Fuente: (CONELEC, 2015)

Elaboración: La Autora

4.2 EMPRESA “CEMENTOS ROCA”

4.2.1 HISTORIA DE PRODUCCION

En los últimos años, la empresa ha sufrido cambios que tienen como objetivo el mejoramiento continuo y la ampliación del mercado hacia el resto del País.

En 1992, se logra controlar automáticamente el proceso productivo por medio del sistema Foxboro.

En 1995, se introduce el Sistema integrado de manejo para la administración de las diferentes áreas de trabajo que conforman la fábrica.

Para el año de 1996, se logra el objetivo de producción de 800.000 toneladas de cemento, el cual rompió con el Proyecto de Ampliación y Modernización de la planta proyectada para ese año.

En suma desde 1997, la empresa ha invertido 173 millones de dólares y con una proyección de inversión de aproximadamente 20 millones de dólares anuales hasta el 2003.

De esta manera en el 2004 la empresa logró completar la producción de 2´200.000 toneladas de cemento, 10% más que en el 2003; y que equivale al 60% de su capacidad instalada. Su producción abastece el 65% de la demanda nacional que asciende a 3´350.000 toneladas.

En el 2010 se entregaron 3,3 millones de Tns de cemento, actualmente poseen tres plantas de cemento a nivel Nacional una en Guayaquil, Quito y en Cuenca, la planta de Guayaquil ha recibido el Premio a la eficiencia ambiental otorgado por la Ilustre Municipalidad de Guayaquil. El volumen de ventas en el 2010 sobrepasó los 700.000 metros cúbicos de Hormigón.

4.2.2 PROCESO DE PRODUCCION DE LA PLANTA

El Proceso de producción de la Planta se desarrolla de la siguiente manera y con el siguiente orden:

Cantera:

Primero se empieza con la recolección de la caliza, piedras de aproximadamente 1,20 metros de espesor.

Esta sustancia mineral es llevada en camiones hasta la Trituradora Primaria, con capacidad para moler de 800 toneladas, donde se la reduce a un grosos de 4 pulgadas. Luego es transportada a las Trituradoras Secundarias, en la que se obtienen piedras de 1,5 pulgadas de espesor. Ellas llegan a través de un túnel al molino vertical, con capacidad de 400 toneladas. Allí son convertidas en polvo

Cocción:

El área de cocción empieza con el Reclamador. Esta máquina es la encargada de colocar la materia prima (piedra caliza molida) en bandas para trasladarla a un molino vertical ya que es necesario reducir aún más el tamaño de las partículas. En esta etapa el molino

muele y seca la materia prima y lo deja en forma de talco, color blanco hueso. El producto de esta molienda se denomina crudo.

El crudo es trasladado a un silo de almacenamiento donde se corrige su composición por medio de una homogeneización para alcanzar los requisitos de calidad.

En la zona de precalentamiento el crudo es calentado progresivamente desde 80C hasta 1500C. Esto se logra transportando el crudo hasta la parte superior de la torre para dejarlo caer a través de los ciclones, para iniciar el intercambio de calor con los gases calientes del horno que van subiendo.

La cocción del crudo ocurre dentro del horno rotatorio de 60m de largo y 4.5m de diámetro. En la trayectoria localizada en la mitad del horno se encuentra la zona de mayor temperatura y donde se produce la clinkerización (formación de clinker).

Al formarse el clinker, el enfriamiento es una parte muy importante del proceso. El enfriamiento se logra por medio de la inyección de aire producida por ventiladores hacia una superficie porosa y móvil a donde se desplaza el clinker. Después de enfriado el clinker, es trasladado a un silo por medio de un transportador de placas para su almacenaje. Este transportador de placas está constantemente alimentando al silo de clinker

Molienda:

La molienda es la última etapa en el proceso de la fabricación de cemento. En el proceso de molienda se introduce el clinker en un molino tubular de dos cámaras, cargado con cuerpos molidores en forma de bolas graduadas desde los 20 mm a 90 mm de diámetro.

Aquí se adiciona yeso y algún otro elemento de cómo caliza o puzolana.

Los procesos de trituración y almacenamiento del yeso y puzolana son parte de la molienda. La finura del cemento es fundamental para lograr características de calidad. La finura la define un separador, el cual, separa partículas del producto terminado de las partículas que no cumplen con la granulometría específica y que deberán volver al molino.

Despacho:

Una vez listo el cemento es llevado a los silos de almacenamiento para su envío. El despacho se efectúa al granel o envasado en bolsas de papel biodegradable. También el clinker es despachado a granel para ser transportado por camiones a otros países de Centroamérica.

4.2.3 PROYECTO DE AMPLIACION Y MODERNIZACION DE LA PLANTA

En Abril del 2012 la empresa arrancó con la ampliación de su planta en Guayaquil, la más importante en el País, este proyecto contempló la instalación de un molino vertical de rodillos, que permite aumentar la capacidad de producción de cemento en 1.9 millones de toneladas anuales, esto es de 3,5 a 5,4 millones de Tnspor año a nivel nacional. Concluida la obra, la capacidad de almacenamiento total de clinker en Planta Guayaquil será de 105 mil toneladas y de cemento de 45 mil toneladas

El nuevo molino que se instaló, cumple con los más estrictos estándares de calidad y cuidado del ambiente. Permite ofrecer un mejor servicio en el futuro, a través de la capacidad de producir

más tipos de cementos, reducir sustancialmente los requerimientos de clinker y, adicionalmente, aprovechar la energía térmica residual de los procesos de producción de cemento.

La obra que actualmente está en ejecución, cumple con todas las regulaciones ecuatorianas y suizas, así como también con los estándares internacionales de la empresa, en cuanto a cuidado del ambiente. El monto de la inversión del proyecto es de aproximadamente 120 millones de dólares, de los cuales aproximadamente el 60% queda en Ecuador, a través de contratación de obra civil, construcción local y pago de impuestos, lo que dinamiza la economía e impulsa a las pequeñas y medianas empresas ecuatorianas. Y alrededor de 50 millones se destinaron a la adquisición de equipos importados.

La obra genera aproximadamente 2.000 trabajos directos e indirectos y, gracias a ella, se proporciona también una gran transferencia de tecnología proveniente de otros países, hacia el nuestro.

4.2.4 DESCRIPCION TECNICA DEL PROYECTO

Para este proyecto se ha conseguido Ingeniería de detalle, suministro y fabricación de 1.300 toneladas de estructura metálica, 320m² de grating y 600 metros lineales de pasamanos para los edificios Silo de Clinker, Molino de cemento y Tolvas de Alimentación.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

SEDEMI importó directamente desde los molinos en Europa los materiales para la ejecución de este proyecto (Perfiles H,I,U, laminados en caliente).

Las máquinas que se instalan son Molinos de tecnología alemana marca Loesche modelo LM 56,3 con capacidad de 250 tph con un accionamiento de 5400 kw (equivalente a la potencia de 26 Hummer).

Un silo de hormigón armado de aproximadamente 70 mts de altura para el acopio de 70.000 Tns de clinker.

Un silo de hormigón armado de 50 mts de altura para el acopio de 10.000 Tns de cemento.

Equipo Auxiliar, compuesto por bandas transportadoras para el manejo de materias primas, elevadores de cangilones, bandas pesadoras para dosificaciones de materiales, colectores de polvo principal y auxiliares.

Aerodeslizadores para manejo del producto final desde el circuito de molienda hasta los silos de almacenamiento y de los silos al despacho, ya sea en camión al granel o a las envasadoras para su despacho en saco.

Extracción de gases calientes residuales de los enfriadores de clinker existentes en los hornos para secado de los componentes minerales adicionados en el nuevo molino.

En cuanto a la parte de consumo de energía, los nuevos equipos, tienen mayor eficiencia energética que en tecnologías tradicionales.

El molino permitirá producir más, durante períodos que no son demanda pico de energía.

En cuanto a la parte ambiental, se utilizará energía térmica de otros procesos reduciendo el impacto ambiental para el secado de materias primas (Revista Líderes, 2015).

Los requerimientos del clinker podrían reducirse sustancialmente y se darían reducciones muy importantes en emisiones de gases especialmente de CO₂.

Las emisiones de polvo de la chimenea del molino de cemento, estarán por debajo de 20 mg/m³, que es menos que lo que el estándar ecuatoriano indica (50 mg/m³) y en cumplimiento con el estándar suizo (20 mg/m³). Los materiales serán almacenados en silos, los transportes tendrán sistemas de control de partículas y todas las zonas estarán libres de polvo, ya que serán pavimentadas.

Aproximadamente el 20% de la inversión total, está destinada al cumplimiento de normas ambientales.

El proyecto cumple con todas las regulaciones ecuatorianas así como también con los estándares suizos.

4.2.5 PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

Para el propósito de esta tesis se muestra la proyección de la demanda de energía de las tres plantas realizada por la misma empresa, en base a datos históricos, lecturas de consumo y demanda de años anteriores, esta proyección se la realiza con el objetivo de

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

determinar aproximadamente los Kwh y Kw que la empresa consumirá en los próximos cinco años futuros y con estos valores identificar qué opción de compra de energía es más conveniente a corto plazo, y también en la situación de que las otras dos plantas (Quito y Cuenca) necesiten aumentar su consumo de energía.

**TABLA 4.9
PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA**

CEMENTOS ROCA						
	PLANTA DE CUENCA		PLANTA DE QUITO		PLANTA DE GUAYAQUIL	
	CONSUMO kwh	DEMANDA kw	CONSUMO kwh	DEMANDA kw	CONSUMO kwh	DEMANDA kw
AÑO 2006	43,722,301	7,866	28,222,978	4,951	25,362,484	3,929
AÑO 2007	45,561,089	7,694	29,768,819	5,127	26,988,726	4,057
AÑO 2008	46,453,327	7,706	30,694,360	4,693	26,712,294	3,968
AÑO 2009	46,520,539	7,584	25,645,267	4,456	26,362,875	3,952
AÑO 2010	46,501,630	7,717	24,643,000	4,161	28,853,988	4,137
AÑO 2011	46,387,059	7,649	31,100,367	4,944	28,836,456	4,200
AÑO 2012	46,411,210	7,655	29,052,640	4,402	29,048,575	4,297
AÑO 2013	46,709,098	7,644	28,597,827	4,266	31,230,448	5,130
AÑO 2014	47,369,378	7,594	26,740,798	4,259	30,910,746	4,615

Fuente: Cementos Roca

Elaboración: La Autora

Estos datos son reales, los hemos tomado desde el año 2006 involucrando el 2008 que es el año en que las condiciones de los Grandes Consumidores cambiaron en el Sector Eléctrico, y cuando las plantas tuvieron que pasar a comprar a la empresa distribuidora, solo la fábrica de Cuenca quedó comprando con contrato especial de energía a una empresa generadora privada hasta el 2015.

TABLA 4.10
PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA
PARA CADA PLANTA DE PRODUCCIÓN

CEMENTOS ROCA						
	PLANTA DE CUENCA		PLANTA DE QUITO		PLANTA DE GUAYAQUIL	
	CONSUMO kwh	DEMANDA kw	CONSUMO kwh	DEMANDA kw	CONSUMO kwh	DEMANDA kw
AÑO 2015	47,212,076	7,609	28,668,170	4,831	31,014,491	4,830
AÑO 2016	47,372,723	7,599	30,547,003	4,540	32,163,860	4,943
AÑO 2017	47,121,114	7,874	28,825,835	4,944	33,202,137	5,074
AÑO 2018	47,544,105	7,682	31,230,448	5,130	39,768,819	5,589
AÑO 2019	48,011,999	7,651	29,768,819	4,527	42,206,306	6,058

Fuente: Cementos Roca

Elaboración: La Autora

Estos datos de consumo y demanda proyectados son estimados por la empresa, ya que para tener la autorización de la empresa eléctrica deben enviar una carta para pedir la factibilidad del proyecto, incluyendo demandas futuras.

También nos servirá para poder trabajar los escenarios de compra de energía y determinar el mejor valor.

4.3 ESCENARIOS DE INVESTIGACION

Desarrollaremos tres escenarios para tres Industrias, de **Guayaquil (A)**, de **Quito (B)** y de **Cuenca (C)**; el primer escenario es cuando las 3 Industrias compran energía a una empresa generadora Hidroeléctrica privada, el segundo escenario es cuando las 3 Industrias compran su energía a la empresa distribuidora de su área

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

de concesión y el tercer escenario es cuando las plantas obtienen su propia energía a través de autogeneración.

Las tres plantas están a nivel de alta tensión.

**TABLA 4.11
ESCENARIO No. 1**

	INDUSTRIA GUAYAQUIL	INDUSTRIA QUITO	INDUSTRIA CUENCA
ENERGIA Kwh	3,517,192.00	2,480,735.00	4,000,999.94
DEMANDA KW	6,058.00	4,526.67	7,651.12
COSTO DE ENERGIA	211,031.52	148,844.10	240,060.00
PEAJE DE ENERGIA	1,055.16	744.22	1,200.30
PEAJE DE POTENCIA	1,938.56	1,267.47	7,268.56
TARIFA DE TRANSMISIÓN	10,601.50	7,921.67	13,389.46
TOTAL	224,626.74	158,777.45	261,918.31

Elaboración: La Autora

Para el escenario No. 1 las empresas deberán pagar los rubros de:

- Costo de la energía (es el precio de la energía negociada entre la empresa generadora privada y la consumidora en mutuo acuerdo en el momento de firmar contrato).
- Peaje de energía (costos que se pagan a la empresa distribuidora del área de concesión por distribuir la energía desde las redes de Transelectric hasta la empresa o industria; estos valores están fijados y regulados por el CONELEC).

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

- Peaje por potencia (costos que se pagan a la empresa distribuidora del área de concesión por distribuir la potencia desde las redes de Transelectric hasta la empresa o industria; estos valores están fijados y regulados por el CONELEC).
- Tarifa de Transmisión (costo que se paga a Transeléctric por transporte de energía y potencia de la generadora hasta la empresa distribuidora del área de concesión).

**TABLA 4.12
ESCENARIO No. 2**

	INDUSTRIA GUAYAQUIL	INDUSTRIA QUITO	INDUSTRIA CUENCA
ENERGIA Kwh	3,517,192.00	2,480,735.00	4,000,999.94
DEMANDA KW	6,058.00	4,526.67	7,651.12
COSTO DE ENERGIA	225,100.29	171,170.72	296,074.00
COSTO DE LA DEMANDA	23,807.94	18,346.58	33,664.92
TOTAL	248,908.23	189,517.30	329,738.91

Elaboración: La Autora

Para el escenario No. 2 las empresas deberán pagar los rubros de:

- Costo de la energía (precio regulado y fijado por el CONELEC, generalmente cambian cada año y estas varían por rangos horarios de consumo de energía).
- Costo de la demanda (precio regulado y fijado por el CONELEC, generalmente cambian cada año, es un solo precio).

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

- Recordemos que ha estos valores no se les ha sumado los impuestos de recolección de basura, bomberos y alumbrado público.

**TABLA 4.13
ESCENARIO No. 3**

	TIPO	COSTO VARIABLE UNITARIO (US\$/kWh)									TOTAL ctvs US\$/kWh	POTENCIA EFFECTIVA (MW)
		Rendimiento kWh/galón	Combustible	Transporte	Lubricantes, Químicos y Otros	Agua Potable	Mantenimientos RPTM, OIM, MOAM	Control Ambiental	Servicios Auxiliares	TOTAL US\$/kWh		
GUAYAQUIL 6 MW	RESI	13.400000	0.041775	0.000784	0.013362	0.000000	0.017955	0.000222	0.0023152989	0.08	7.64	3.30
	RESI	13.000000	0.043060	0.000808	0.013362	0.000000	0.017955	0.000222	0.0020367630	0.08	7.74	3.30
	DIES	12.000000	0.068357	0.003333	0.009538	0.000000	0.020563	0.000319	0.0020838646	0.10	10.42	2.00
	DIES	12.000000	0.068357	0.003981	0.009538	0.000000	0.021604	0.000319	0.0005026156	0.10	10.43	2.00
	DIES	12.000000	0.068357	0.003981	0.009538	0.000000	0.020563	0.000319	0.0020970738	0.10	10.49	2.00
	FOIL	16.000000	0.032273	0.003887	0.010388	0.000000	0.011183	0.000128	0.0030182943	0.06	6.09	6.00
QUITO 5 MW	RESI	13.400000	0.041775	0.000784	0.013362	0.000000	0.017955	0.000222	0.0023152989	0.08	7.64	3.30
	RESI	13.000000	0.043060	0.000808	0.013362	0.000000	0.017955	0.000222	0.0020367630	0.08	7.74	3.30
	DIES	14.032900	0.058454	0.001069	0.006221	0.000208	0.018029	0.000000	0.0000196521	0.08	8.40	2.50
	DIES	14.650300	0.055991	0.001024	0.010312	0.000208	0.018029	0.000000	0.0000239433	0.09	8.56	2.50
	FOIL	16.000000	0.032273	0.003887	0.010388	0.000000	0.011183	0.000128	0.0030182943	0.06	6.09	5.00
CUENCA 8 MW	RESI	17.000000	0.023228	0.005964	0.014700	0.000000	0.010533	0.000243	0.0022778306	0.06	5.69	5.00
	RESI	17.000000	0.023228	0.005964	0.014700	0.000000	0.010533	0.000243	0.0022778306	0.06	5.69	5.00
	DIES	16.000000	0.051268	0.002985	0.010388	0.000000	0.011183	0.000128	0.0039621593	0.08	7.99	5.00
	DIES	16.000000	0.051268	0.002985	0.010388	0.000000	0.011183	0.000128	0.0039621593	0.08	7.99	5.00
	FOIL	16.000000	0.032273	0.003887	0.010388	0.000000	0.011183	0.000128	0.0030182943	0.06	6.09	5.00
	FOIL	16.000000	0.032273	0.003887	0.010388	0.000000	0.011183	0.000128	0.0030182943	0.06	6.09	5.00

Elaboración: La Autora

En el escenario 3, se determina el costo unitario de generación por tipo de combustible combustible (Residuo, diesel y foil), para cuando cada empresa generan su propia energía. En este escenario los rubros a pagar serían solamente el costo de generación, no hay peaje ni pago de demanda, puesto que la energía está siendo generada internamente en la empresa.

Habría que considerar otros gastos como personal, caducidad de los equipos, mantenimientos, instalaciones etc.

4.3.1 COMPARACIÓN COSTOS DE RESULTADOS

Para efectos de comparación vamos a tomar al residuo como combustible principal ya que es el que actualmente la planta utiliza y su precio está entre los más baratos.

Si realizamos las comparaciones de los escenarios entre sus costos unitarios los resultados serían los siguientes:

**TABLA 4.14
COMPARACIÓN DE COSTOS DE RESULTADOS**

	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
	USD/kwh	USD/kwh	USD/kwh
INDUSTRIA GUAYAQUIL	0.064	0.071	0.076
INDUSTRIA QUITO	0.064	0.076	0.076
INDUSTRIA CUENCA	0.065	0.082	0.057

Elaboración: La Autora

Para la empresa de Guayaquil es más conveniente comprar a una empresa generadora privada ya que sus valores son más bajos que comprar a la distribuidora o autogenerar.

Para la empresa de Quito es el mismo caso, es más barato comprar a una generación privada Hidroeléctrica, que autogenerar o comprar a la distribuidora de su área de concesión a precio regulado.

Para la empresa de Cuenca definitivamente es mucho más conveniente autogenerar con residuo que seguir manteniendo un contrato con la empresa privada aún menos contratar con la distribuidora.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

En el mes de Junio del 2014 la tarifa unificada regulada se incrementó en 2 ctvs por cada rango horario, lo que provocó que esta tesis llegara a conclusiones totalmente diferentes que las que estaban establecidas hasta el mes de mayo del 2014. Este último cuadro nos muestra claramente la diferencia en ctvs/ kwh que implica comprar energía en cada una de las situaciones existentes actualmente en el mercado.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

Conclusión de la Hipótesis

Previo a ilustrar mi conclusión del presente Proyecto debemos recordar el enunciado de la HIPOTESIS planteada:

Al establecer las diferentes opciones de compra de energía existentes en el sector eléctrico para los Industriales a nivel nacional, se podrá determinar la mejor opción de compra de energía según la ubicación de la empresa, su consumo de energía y su demanda máxima.

Para demostrar la mejor opción de compra de energía, se han propuesto tres escenarios.

El primero es la compra de energía a una generadora privada Hidroeléctrica.

La segunda es comprar la energía directamente a la empresa eléctrica distribuidora de su área de concesión.

La tercera cuando la industria se autoabastece obteniendo su propia energía a través de generación térmica.

Se enuncian las regulaciones actuales del Sector Eléctrico y según estas, los industriales no pueden de ninguna manera mantener contratos especiales de energía con ninguna empresa del estado, queda totalmente prohibido, es por esta razón que dentro de los escenarios no figura esa opción.

La hipótesis mencionada ha sido comprobada determinando los valores totales a pagar para los tres escenarios utilizando los datos de tres plantas de procesos de cemento con diferentes consumos y demandas ubicadas cada una en las tres principales ciudades del país, Guayaquil, Quito y Cuenca, se utilizaron costos actuales de, energía, demanda, peaje de energía peaje de demanda, etc., según el área de ubicación de cada empresa ya que son las únicas tres tarifas reguladas que se manejan actualmente en el país. No incluimos los impuestos ya que estos no inciden en mayor proporción en la factura y son porcentajes o valores fijos que dependen del valor total de la factura.

Sin embargo suponemos para este trabajo que durante este gobierno, se mantendrá invariable la política de subsidios y por lo tanto no se subirán tarifas. Existirá, en contraparte, una mayor exigencia para la caja fiscal. Esta situación deberá ser revisada posteriormente, pues no se la puede sostener indefinidamente.

5.2 RECOMENDACIONES

Con referencia a las conclusiones que anteceden y al incremento que en el 2014 tuvo la tarifa regulada;

RECOMIENDO, que la planta de Guayaquil compre su energía a un generador privado, ya que es mejor opción que comprarle a la empresa eléctrica o autogenerar, siempre y cuando el precio de la energía no supere los 6 ctvs. /kWh

RECOMIENDO, que la planta de Quito compre su energía a un generador privado, ya que es mejor opción que comprarle a la empresa eléctrica o autogenerar, siempre y cuando el precio de la energía no supere los 7 ctvs. /kWh.

RECOMIENDO, que la planta de Cuenca autogenera con residuo su propia energía ya que es mejor opción que seguir manteniendo un contrato con la empresa privada aún menos contratar con la distribuidora.

Estas recomendaciones serán válidas siempre y cuando se tomen en cuenta los siguientes considerandos:

1. La tarifa regulada no se incremente más de un 10%, para el área de Guayaquil ni Quito.
2. La ley del sector eléctrico no cambie sus condiciones como por ejemplo permitir la compra de energía a generadoras hidroeléctricas públicas.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

3. El precio del combustible (residuo) No aumente para la autogeneración
4. El precio del peaje y de la transmisión No aumenten.
5. El CONELEC no elimine la figura de Grades Consumidores y auto productores

BIBLIOGRAFÍA

- [1] MUÑIZ GONZALEZ, Rafael. (2008); Título *Marketing en el siglo XXI*. Editorial Centro de Estudios Financieros, Madrid.
- [2] CEF MARKETING XXI 3ra edición: <http://www.marketing-xxi.com/marketing-presente-futuro.html>
- [3] CANO PLA, Luís María. (2007); El poder del ingenio. Editorial Centro de Estudios Financieros, Madrid.
- [4] COHEN, William. (2002); Título *El Plan de Marketing. Procedimientos, formularios, estrategias y técnicas*. Editorial Deusto S. A., España.
- [5] KOTLER PHILIP Y KELLER KEVIN. (2008); Título *Gerencia de Mercadeo*. Prentice Hall, EEUU.
- [6] DEGARMO, Paul. (2000); Ingeniería Económica. Editorial Prentice Hall. México.
- [7] SANTESMASES MESTRE, Miguel. (2004); Título *Marketing: Conceptos y Estrategias*. Editorial Pirámide, Madrid.
- [8] KINNEAR/TAYLOR, (1998); Investigación de Mercados. Editorial Mc Graw Hill.
- [9] VAN HORNE, James. (1996); Fundamentos de administración Financiera. Editorial Prentice Hall, México.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

- [10] HORNGREN, Charles. (1994); Contabilidad Financiera. Editorial Prentice Hall.
- [11] FERNANDEZ, Pablo. (2002); Valoración de Empresas.
- [12] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC). (2005); Título Catálogo resumen de la generación eléctrica en el Ecuador, www.conelec.gob.ec
- [13] FERNANDEZ, José. (2002); Análisis y Evaluación de Mercados Eléctricos Liberalizados a Escala Internacional, Madrid.
- [14] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC). (2007); Plan Nacional de Electrificación del Ecuador 2007- 2016, Ecuador; www.conelec.gob.ec.
- [15] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC). (2009); Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2009 – 2020; Capítulo III, Evaluación y Perspectivas para el Sector Eléctrico. Ecuador. www.conelec.gob.ec.
- [16] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC). (2009); Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2009 – 2020; Capítulo II, Evolución y Situación del Sector Eléctrico Nacional. Ecuador.
- [17] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC). (2009); Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2009 – 2020; Capítulo IV, Ambiente. Ecuador.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

- [18] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC). (2009); Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2009 – 2020; Capítulo V, Demanda Eléctrica Ecuatoriana.

- [19] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC). (2009); Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2009 – 2020; Capítulo VIII, Plan de Expansión de Distribución.

- [20] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC). (2009); Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2009 – 2020; Capítulo XI, Aspectos Económicos.

- [21] LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO. Capítulo II. Disposiciones generales. Objetivos, artículo 5.

- [22] LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO. Capítulo VI. De las Empresas de Generación, Transmisión y Distribución. Obligaciones de las Empresas de Generación, artículo 31.

- [23] REGLAMENTO DE CONCESIONES, PERMISOS Y LICENCIAS PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELECTRICA. Capítulo VIII, Prohibiciones. Actividades Prohibidas a los generadores, artículo 88.

- [24] LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO. Capítulo VIII. Mercados y Tarifas. Tarifas de Transmisión, artículo 53.

- [25] LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO. Capítulo VIII. Mercados y Tarifas. Tarifas de Transmisión, artículo 57.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

- [26] CONSEJO NACIONAL DE ELCTRICIDAD (CONELEC). (2007); Boletín de Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, Ecuador. www.conelec.gob.ec.
- [27] NEIRA, Eric. (2003); Diagnóstico del Sector Eléctrico Ecuatoriano, Quito-Ecuador.
- [28] MANDATO ELECTRICO APROBADO POR LA ASAMBLEA CONSTITUYENTE DEL ECUADOR. (2008).
- [29] PLIEGO TARIFARIO VIGENTE. (2010); www.conelec.gob.ec.
- [30] ALVAREZ, Ana y BIDART, Marina. (2004); Competencia en Mercados Energéticos: Una Evaluación de la Reestructuración de los Mercados Energéticos en América Latina.
- [31] SUAREZ, Josue y PIERDANT, Alberto. (2000); Eficiencia y Rentabilidad del Sector Eléctrico Mexicano.
- [32] BENCHMARKING DATA OF THE ELECTRICITY DISTRIBUTION SECTOR IN LATIN AMERICA AND CARIBBEAN REGION .Año 1995-2005. (1995)
- [33] EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA (ENEE) ; Plan de Expansión.
- [34] MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIAS RENOVABLES, (2008); Acta de Reunión de Cierre de Deudas del Mercado Eléctrico Mayorista.
- [35] LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO. Capítulo I; Disposiciones Fundamentales. Concesiones y Permisos, Artículo 2.

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA
ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR
OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS**

- [36] LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO. Capítulo IV; Consejo Nacional de Electricidad CONELEC. Funciones Específicas, Artículo 13.
- [37] LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO. Capítulo V; Consejo Nacional de Control de Energía CENACE. Funciones Específicas, Artículo 24.
- [38] LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO. Capítulo VIII; Mercados y Tarifas. Del mercado Eléctrico Mayorista, Artículo 45.
- [39] LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO. Capítulo VIII; Mercados y Tarifas. Contratos a Plazo en el Mercado Eléctrico Mayorista, Artículo 46.
- [40] LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO. Capítulo VIII; Mercados y Tarifas. Del Mercado Ocasional, Artículo 47.
- [41] LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO. Capítulo VIII; Mercados y Tarifas. Precios Libres, Artículo 52.
- [42] LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO. Capítulo VIII; Mercados y Tarifas. Principios Tarifarios, Artículo 53.
- [43] LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO. Capítulo VIII; Mercados y Tarifas. Precio Referencial de Generación para usuario Final. Artículo 54.
- [44] LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO. Capítulo VIII; Mercados y Tarifas. Tarifas de Transmisión, Artículo 55.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

- [45] LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO. Capítulo VIII; Mercados y Tarifas. Valor Agregado de Distribución, Artículo 56.

- [46] LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO. Capítulo VIII; Mercados y Tarifas. Tarifas de Transmisión, Artículo 57.

- [47] TACLE, W. (2007); Comercialización Independiente en los Mercados Mayoristas y Minoristas de Energía Eléctrica, Aplicada en el Ecuador. Escuela Politécnica Nacional.

- [48] CORTES, Manuel. (2004); Estudio de los Mercados de Derivados en el Sector eléctrico.

- [49] PROPUESTA DE REFORMA A LA LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO – CONELEC. (2007).

- [50] CONSTITUCIÓN POLITICA DEL ECUADOR. (2008).

- [51] APLICACIÓN DEL MANDATO CONSTITUYENTE No 15. (2008); Regulación No CONELEC 006/08.

- [52] MOLINA, S. (2008); Análisis de la remuneración de Potencia en un Mercado Eléctrico Mayorista: Propuestas para la Aplicación en el Ecuador. Escuela Politécnica Nacional.

- [53] ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA – OLADE. (2006); Informe Energético. www.olade.org.ec.

- [54] EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD SOCIEDAD ANONIMA ENDESA. www.endesa.es.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

- [55] REGULACIÓN 004/11 (CONELEC). (2011); Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No convencionales. www.conelec.gob.ec.
- [56] REGULACIÓN 003/11 (CONELEC). (2011); Determinación de la metodología para el cálculo del plazo y de los precios referenciales de los proyectos de generación y autogeneración.
- [57] REGULACIÓN 002/11 (CONELEC). (2011); Excepcionalidad para la participación privada en la generación eléctrica.
- [58] CENACE. (2004); Equilibrio financiero del mercado eléctrico ecuatoriano y Fomento de Inversiones en Nueva Generación.
- [59] CENACE. (2004); Soluciones a la Problemática del Sector Eléctrico Ecuatoriano.
- [60] SAAVEDRA MERA, Juan. (2004). Mercado Eléctrico Mayorista.
- [61] LECAROS, Fernando. (2008). Expectativas Realidad y Futuro del Sector Eléctrico Ecuatoriano: Estrategias de Desarrollo.
- [62] CRIEEL. (2011), Revista informativa Noviembre.
- [63] LEY DE COMPAÑIAS.
- [64] RODRIGUEZ, Juan. (2005); El déficit Tarifario en el Sector de la Distribución de energía eléctrica. Ecuador.
- [65] <http://www.conelec.gob.ec>
- [66] <http://www.menergia.gov.ec>

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE ENERGÍA PARA PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, DETERMINANDO LA MEJOR OPCIÓN DE COMPRA PARA LOS PRÓXIMOS CINCO AÑOS

[67] <http://www.cenace.org.ec>

[68] <http://www.osinergmin.gob.pe>

[69] <http://www.transelectric.com.ec>