

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA INTERCONEXIÓN DE LA EMAPA-I A NIVEL DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA COMO GRAN CONSUMIDOR

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO**

PABLO DAVID LIMA CABASCANGO

DIRECTOR: ING. LUIS TACO VILLALBA

Quito, octubre 2005

DECLARACIÓN

Yo, Pablo David Lima Cabascango, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.



Pablo David Lima Cabascango

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el señor Pablo David Lima Cabascango, bajo mi supervisión.

Atentamente,



Ing. Luis Taco Villalba

DIRECTOR

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios ya que por su gracia tuve junto a mi lado todo lo necesario para ser quien soy, a mi familia por siempre confiar en mis capacidades en especial a mi madre por alentarme en la consecución de este logro, a todos quienes estuvieron dispuestos a alentarme y brindarme su ayuda cuando la necesité.

DEDICATORIA

El presente trabajo va dedicado a mi familia porque en su núcleo y bajo su protección fui formado, a todos aquellos amigos y personas que han sido la voz de aliento necesaria para su culminación. De forma especial dedico este trabajo a mi hijo Ariel Alejandro por ser más que una bendición.

CONTENIDO

DECLARACIÓN

CERTIFICACIÓN

AGRADECIMIENTO

DEDICATORIA

CONTENIDO

RESUMEN

PRESENTACIÓN

DEFINICIONES GENERALES

CAPÍTULO I

1. DEFINICIONES VARIAS RELACIONADAS A LOS GRANDES CONSUMIDORES

	Página
1.1 INTRODUCCIÓN _ _ _ _ _	1
1.2 ESTRUCTURA Y ORGANIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO _ _ _ _ _	4
1.3 FUNCIONAMIENTO DEL MEM _ _ _ _ _	8
1.4 FIJACIÓN DE PRECIOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA _ _ _ _ _	11
1.5 GRANDES CONSUMIDORES _ _ _ _ _	15

CAPÍTULO II

2. PROCEDIMIENTO PARA LA CALIFICACIÓN COMO GRAN CONSUMIDOR

2.1 REQUISITOS _ _ _ _ _	17
--------------------------	----

2.2 CERTIFICACIÓN	19
2.3 SOLICITUD	20
2.4 PROCESO DE CALIFICACIÓN Y VERIFICACIÓN DE INFORMACIÓN	20
2.5 ACTUALIZACIÓN DE LA SOLICITUD	21
2.6 REVOCACIÓN DE LA CALIFICACIÓN	22
2.7 PARTICIPACIÓN EN EL MEM	22
2.8 INCUMPLIMIENTO DEL PAGO Y SUSPENSIÓN DEL SERVICIO	23
2.9 IMPUESTOS, TASAS Y OTROS GRAVÁMENES	23

CAPÍTULO III

3. CONFIGURACIÓN DEL ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMAPA-I E INTERCONEXIÓN A NIVEL DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

3.1 ESTRUCTURACIÓN DE LA EMAPA-I	25
3.1.1 ESTRUCTURA ORGÁNICA	25
3.1.1.1 Nivel Directivo	25
3.1.1.2 Nivel Ejecutivo	26
3.1.1.3 Nivel Asesor	26
3.1.1.4 Nivel Auxiliar o de Apoyo	26
3.1.1.5 Nivel Operativo	27
3.1.2 ESTRUCTURA FUNCIONAL	27
3.2 REGISTRO DE VALORES DE DEMANDA, ENERGÍA Y FACTOR DE POTENCIA fp	28
3.2.1 VALORES DE DEMANDA Y ENERGÍA	28

3.2.2 FACTOR DE POTENCIA _____	30
3.3 ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO ACTUAL DE LA EMAPA-I _____	32
3.4 DISEÑO DE LA RED ELÉCTRICA PARA LA INTERCONEXIÓN A NIVEL DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA _____	33
3.5 REALIZACIÓN DE PRESUPUESTO DE LA RED EN MEDIA TENSIÓN _____	38

CAPÍTULO IV

4. ANÁLISIS DEL PRECIO DEL KWH A COMPRAR A TRES DE LOS GENERADORES DEL MEM

4.1 HIDROAGOYÁN _____	42
4.2 HIDROPAUTE _____	43
4.3 HIDRONACIÓN _____	44

CAPÍTULO V

5. ANÁLISIS LUEGO DE LA INTERCONEXIÓN A NIVEL DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA DE LA EMAPA-I COMO GRAN CONSUMIDOR

5.1 CUMPLIMIENTO DE REQUISITOS _____	47
5.1.1 DEMANDA Y ENERGÍA _____	47
5.1.2 READECUACIÓN DE REDES DE MEDIA TENSIÓN _____	47
5.1.3 CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA _____	49
5.2 SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL COMO GRAN CONSUMIDOR _____	49
5.3 PAGOS DE EMAPA COMO GRAN CONSUMIDOR _____	51
5.4 ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO LUEGO DE LA INTERCONEXIÓN _____	52
5.5 BENEFICIOS OBTENIDOS _____	53

RESUMEN

Del análisis realizado para la interconexión de la Empresa Municipal de Agua Potable y Alcantarillado del cantón Ibarra (EMAPA-I) a nivel de distribución primaria como gran consumidor se desprende que la empresa esta en plena capacidad de convertirse en Gran consumidor de energía eléctrica, ya que cumple con los requisitos necesarios exigidos por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) para este tipo de agentes.

Antes de que pueda recibir la certificación de ser Gran Consumidor, la EMAPA-I debe realizar una serie de pasos previos para el fiel cumplimiento de requisitos, uno de ellos es realizar la corrección del bajo factor de potencia del sistema eléctrico de la empresa. Esta corrección además de darle beneficios técnicos al sistema de la empresa, le representará un importante beneficio económico debido a que ya no será objeto de las multas impuestas por parte de EMELNORTE S.A.

Otro de los requisitos que debe cumplir la EMAPA-I, es poseer un sistema de medición comercial, es decir, un sistema de medición que registre todos los parámetros eléctricos del sistema de la empresa y que a su vez pueda transmitir estos datos por vía remota o en su defecto por medio de una línea telefónica exclusiva hacia el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), pero para este objetivo es necesario que la EMAPA-I cuente con su propia y exclusiva red de media tensión que abastezca a todas sus estaciones de bombeo, rebombeo y edificio administrativo.

Luego de realizado el cálculo del precio del kWh para tres generadoras del MEM a las cuales la EMAPA-I podría comprar la energía eléctrica, se concluye que la mejor opción es que el contrato de compra de energía se lo realice con la HIDRONACIÓN.

Por tanto se concluye que la opción de la EMAPA-I de convertirse en Gran Consumidor, es técnicamente y económicamente viable y le representaría beneficios importantes luego de un tiempo de recuperación de la inversión inicial.

PRESENTACIÓN

El presente trabajo contempla la realización del análisis Técnico – Económico para que la Empresa Municipal de Agua Potable y Alcantarillado de Ibarra (EMAPA-I) pueda interconectarse a nivel de distribución primaria trifásica como gran consumidor de electricidad. Esto es posible gracias a que en la actualidad la EMAPA-I posee características de consumo de energía y demanda de potencia acordes a los requerimientos planteados como básicos por el CONELEC para que una institución, empresa u organización pueda ser considerado como gran consumidor.

El análisis técnico se basa en los parámetros eléctricos que debe cumplir la empresa para que el CONELEC emita el certificado de gran consumidor, es así que se considera valores de demanda, consumo de energía, factor de potencia, sistema de medición comercial con su respaldo y construcción de una red en media tensión (13.2 kV que es el valor estándar de media tensión en la Empresa Eléctrica Regional Norte “EMELNORTE S.A.”), para que abastezca de energía única y exclusivamente a la EMAPA-I. Obviamente la nueva red al ser independiente y para uso exclusivo de la EMAPA-I contará con su propia cámara de transformación y seccionamiento principal desde la cual se podrá energizar y desenergizar la red completa cuando sea necesario, es decir, en ella se dispondrá de un disyuntor para la operación de seccionamiento bajo carga y de un trafo mix para las señales que requiere el sistema de medición comercial.

El análisis económico contempla saber cuales son los valores que paga la EMAPA-I por planillas de consumo de energía, las multas que se imponen por tener un bajo factor de potencia y las ventajas que tendría al convertirse en gran consumidor de energía. Si bien estas ventajas no se palparán al inicio por la inversión económica que debe hacer la empresa, se verán luego del periodo de recuperación de la inversión que es de aproximadamente siete meses.

La principal ventaja es que como gran consumidor podrá comprar la energía a un precio de kWh menor al que actualmente paga a EMELNORTE S.A., luego se

tiene el hecho de que al haber corregido su bajo factor de potencia ya no será objeto de multas por bajo factor de potencia, así mismo se emitirá una sola planilla de pago que es la que se originará del medidor comercial a ser instalado en el inicio de la red de media tensión trifásica.

Por último se analiza los resultados obtenidos y los beneficios que gozará la empresa al estar interconectada a nivel de distribución primaria como gran consumidor.

DEFINICIONES GENERALES

CONELEC:	Consejo Nacional de Electricidad
CENACE:	Centro Nacional de Control de Energía
TRANSELECTRIC:	Compañía nacional de transmisión de electricidad
INECEL:	Instituto Ecuatoriano de Electrificación (desapareció con la creación de la ley de régimen del sector eléctrico en 1996)
MEM:	Mercado Eléctrico Mayorista
EMELNORTE:	Empresa Eléctrica Regional Norte
EMAPA-I:	Empresa Municipal de Agua Potable y Alcantarillado del cantón Ibarra
kWh:	kilo watt hora; unidad de medida de energía eléctrica
kW:	kilo watt; unidad de medida de potencia eléctrica
LRSE:	Ley de Régimen del Sector Eléctrico
PBM:	Precio en Barra de Mercado
ACSR:	Aluminium Conductor Steel Reinforced (conductor de aluminio con alma de acero)
kV:	kilo voltio; unidad de medida de voltaje.
kA:	kilo amperio; unidad de medida de corriente.

1.1. INTRODUCCIÓN

El modelo de mercado eléctrico ecuatoriano actual, prevé la creación de grandes consumidores, los cuales por sus valores de demanda de potencia máxima mensual y consumo de energía anual pueden ser calificados como tales, mediante el procedimiento establecido en la regulación CONELEC 006-03.

En la actualidad el servicio de energía eléctrica tiende a llegar a estándares de calidad, confiabilidad, bajo costo para quien lo proporciona y bajo precio para quien hace uso de éste servicio; el consumidor.

Analizando el gráfico No. 1 obtenido de las estadísticas del año 2004 de la CIER (Comisión de Integración Energética Regional), en el Ecuador se tienen unos de los mayores precios de la energía eléctrica a nivel de los países que la conforman. Es así que se presentan los valores del precio de la energía en dólares por Mega Watt hora (US\$/MWh) y se ve que el valor más alto del precio del kWh para el sector residencial con consumo de hasta 200 kWh-mes le pertenece a Brasil y es de 15,4 US\$/kWh, mientras que el país que le sigue es Ecuador con un precio de 14,7 US\$/kWh, esto es analizando los precios incluidos impuestos. Luego si se analiza el precio más bajo para las mismas condiciones de precios con impuestos y consumo de hasta 200 kWh-mes, se tiene que los dos valores más bajos le pertenecen a Venezuela y Argentina con un precio de 3.5 US\$/kWh. Para consumos mayores a los 200 kWh-mes en el sector residencial el precio más alto lo tiene el Ecuador y es de 16,5 US\$/kWh al cual le sigue Brasil con un precio de 15,4 US\$/kWh. Si se ven los valores para el sector industrial y más específicamente para consumos de hasta 800.000 kWh-mes y demanda de hasta 1.750 kW (que es el caso de la EMAPA-I), el precio más alto lo posee Brasil con 19,3 US\$/kWh, al cual le sigue el Ecuador con un precio de 11,4 US\$/kWh. Y esto se repite para el caso del sector comercial.

Estos datos se los puede apreciar en la siguiente gráfico:

CLIENTES		RESERVAZONADA										COMERCIAL			
Carga max. (MW)												20	200		
Energía (kWh/mes)												7.000	60.000		
País - Empresa - Zona de Concesión		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ARGENTINA		USD 1.000/mes													
EDELAP S.A.	La Plata y otros	27	39	36	52	35	48	19	25	11	15	46	63	27	36
EDEHOR S.A.	North East Federal y SBA	27	35	36	47	36	38	19	20	11	12	47	51	25	27
EDESA	Prov. Santa	42	51	23	28	53	68	23	29	13	16	-	-	-	-
EDESUR S.A.	Cap. Federal y sur GBA	27	35	36	46	35	38	19	20	11	12	47	50	27	29
EDET S.A.	Provincia Tucuman	32	44	36	49	42	62	19	28	-	-	52	75	32	48
EPEN	Provincia Neuquen y Capital y otros	42	53	-	-	36	43	25	31	15	19	52	66	28	36
EPESF	Provincia Santa Fe	57	72	64	82	32	43	18	24	11	15	48	64	27	36
BRASIL		USD 1.000/mes													
BANDEIRANTE ENERGIA S.A.		74	84	104	138	-	-	152	193	127	165	24	24	155	155
CEMIG	Edo. Minas Gerais	108	154	108	154	105	129	77	94	40	49	105	129	67	82
COPEL	Paraná	92	130	87	124	81	115	44	64	28	43	82	116	54	79
COSEERN	Edo. Rio Gde. Do Norte	83	100	83	111	87	105	61	73	35	43	87	105	63	76
CPFL Paulista	Edo. S. Paulo (Interior)	91	104	104	139	94	115	47	57	41	50	94	115	67	82
CPFL Piratininga	Edo. S. Paulo (Litoral e Interior)	93	106	106	142	111	135	54	66	48	59	111	135	78	96
CHILE		USD 1.000/mes													
CGE S.A.	Concesiones Tarapacana y otras	85	101	80	95	50	60	58	69	45	54	179	213	69	82
CONAFE S.A.	Viña del Mar	90	107	95	113	60	72	12	14	7	8	134	159	70	84
EDELMA S.A.	Punta Arenas	122	148	110	131	63	74	62	73	52	62	139	164	68	81
EMEC S.A.	La Serena	101	120	111	133	73	87	16	19	9	11	158	188	83	99
COLOMBIA		USD 1.000/mes													
CODESA E.S.P.	Bogotá	69	69	80	80	90	90	78	78	72	72	78	78	72	72
COMERCIALIZAR	Calli	56	56	56	56	51	63	52	65	50	62	65	76	65	76
EE.PP.M.E.S.P.	Medellin (Zona Metropolitana)	55	55	65	78	65	78	41	49	36	43	65	78	53	64
ECUADOR		USD 1.000/mes													
CENTROSUR C.A.	Prov. Azuay, Cañar y Morona	121	147	143	165	77	84	77	84	-	-	152	188	113	144
ENMCA	Centro de la Costa	108	139	106	133	106	134	91	114	82	102	130	164	94	117
EECSA	Prov. Pichincha y parte de Prov. Napo	91	103	100	110	94	113	82	98	71	84	117	135	87	101
PARAGUAY		USD 1.000/mes													
ANDE	Nacional	57	62	60	66	48	53	41	45	24	26	64	70	49	54
PERU		USD 1.000/mes													
ELECTRO SUR ESTE S.A.A.	Cusco	109	130	102	121	68	80	54	64	-	-	100	119	60	71
ELECTRO SUR MEDIO S.A.A.	Ica	102	121	99	118	68	81	60	71	37	44	99	118	64	76
ELECTRO NORTE S.A.	Lambayeque	98	116	94	112	68	80	50	60	-	-	119	141	68	81
ELECTRONOROESTE S.A.	Piura	114	136	105	125	73	87	19	22	12	14	103	123	-	-
HIDRAMINA S.A.	La Libertad	115	137	107	128	81	96	54	65	22	26	138	165	61	72
LUZ DEL SUR S.A.	Lima Metropolitana Zona Sur	91	109	89	106	73	87	60	72	45	54	89	106	69	82
SEAL S.A.	Arequipa	108	129	101	120	86	102	70	83	55	65	194	231	115	137
URUGUAY		USD 1.000/mes													
UTE	Nacional	83	105	68	86	70	88	42	53	22	28	91	115	56	71
VENEZUELA		USD 1.000/mes													
CADAFE	Nacional	6	6	70	70	59	69	35	41	23	26	69	80	41	47
CALEY	Edo. Yaracuy	43	45	64	66	50	60	37	44	35	42	54	64	37	45
ELECAR	Caracas Area Metropolitana	5	5	80	84	59	72	44	54	22	27	101	123	50	60
ELEVAL	Carabobo	8	8	66	70	74	91	49	60	17	21	107	131	54	66
SENECA	Edo. Nueva Esparta	35	35	50	50	41	41	43	43	32	32	47	47	46	46

Gráfico No.1: Precio de la energía eléctrica a nivel de la CIER.

Esto a hecho que se prive al país de importantes ingresos económicos o divisas debido a que los inversionistas saben que para fabricar productos o brindar servicios es necesaria la utilización de la energía eléctrica y al saber de los altos precios de esta en el país no invierten y consecuentemente plazas de trabajo importantes se esfuman solo por esta realidad.

Entonces la opción de convertirse en Gran Consumidor en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) del Ecuador es una solución válida para tener un precio de la energía eléctrica razonable para los diferentes procesos de fabricación de productos y servicios en beneficio de la sociedad de nuestro país. Además es claro el beneficio técnico y económico de convertirse en gran consumidor de energía eléctrica.

Técnicamente se tiene varias opciones de análisis ya que depende de si el gran consumidor conecta su sistema eléctrico a nivel de generación, transmisión, subtransmisión, subestación o distribución primaria. Así se contemplan beneficios como: Mejor regulación de voltaje, mayor confiabilidad, mejora del sistema eléctrico por corrección de bajo factor de potencia y readecuación de las redes y equipos ya existentes.

En el caso de la interconexión eléctrica a nivel de distribución primaria de la EMAPA-I está contará con su propia y exclusiva red en media tensión trifásica para la realización de compra de energía. Si bien esto representa una inversión fuerte económicamente hablando, luego de que pase el tiempo de recuperación de la inversión comenzará a percibir importantes sumas de dinero producto del ahorro al comprar la energía a un precio más bajo que el que actualmente esta pagando.

Económicamente el beneficio principal es el precio del kWh menor que pagaría el gran consumidor, esto se traduce en ahorro por cada kWh consumido y si se considera el alto consumo de energía del gran consumidor representa un enorme beneficio económico para la empresa interesada en convertirse en este tipo de agente del MEM.

De igual manera al ser parte del mercado eléctrico mayorista el gran consumidor esta en goce de todos los beneficios que este le represente, como también esta en la obligación de cumplir con los lineamientos establecidos en el reglamento para el funcionamiento del MEM para este tipo de agentes de mercado.

Se espera que este análisis aclare de una mejor manera que son los grandes consumidores, como están regulados dentro del MEM, que beneficios le representa a una empresa o institución el convertirse en este tipo de agente del mercado eléctrico y como es el procedimiento para llegar a ser gran consumidor de energía eléctrica dentro del MEM, así mismo al incluir el diseño de la red en media tensión se especifica los requerimientos técnicos que exige EMELNORTE S.A., para este tipo de construcciones incluyendo equipos de seccionamiento y protección, trazado de la red trifásica a construirse y el sistema de medición comercial que el CONELEC contempla en la regulación 004/03 para grandes consumidores.

1.2. ESTRUCTURA Y ORGANIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

Con la publicación en el suplemento al registro oficial No. 43 el 10 de octubre de 1996 de la Ley de Régimen del sector eléctrico, en el Ecuador se dio una transformación del Sector Eléctrico Ecuatoriano, ya que se paso de un sistema de servicio de energía eléctrica totalmente operado y administrado por el ex - INECEL (Instituto Ecuatoriano de Electrificación) a un sistema de mercado en el cual se planteó como objetivo principal proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad, para garantizar su desarrollo económico y social, dentro de un marco de competitividad en el mercado de producción de electricidad.

Esta transformación se produjo como respuesta a la necesidad de reformular el grado de participación estatal en el sector eléctrico y está orientado fundamentalmente a brindar un óptimo servicio a los consumidores y a

precautelar sus derechos, partiendo de un serio compromiso de preservación del medio ambiente. Claro que esta transformación no se dio inmediatamente sino que fue de forma paulatina.

Se dice que la producción de electricidad es un mercado debido a que en este sistema el precio de la energía eléctrica depende del costo marginal o costo de oportunidad existente en el mercado ocasional, en otras palabras depende del costo que fija la unidad generadora que en ese momento se encuentra marginando, así por ejemplo si esta marginando una unidad hidroeléctrica el costo de la energía es menor ya que los costos operativos de este tipo de centrales son menores, y si por el contrario esta marginando una unidad con costos operativos mayores o más costosa como una termoeléctrica el costo de la energía es mayor, por ello es la denominación de Mercado Eléctrico Mayorista MEM.

El Sector Eléctrico Ecuatoriano esta estructurado jerárquicamente de la siguiente manera*:

- **PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA:** Desde la cual se dictan decretos ejecutivos para la operación y funcionamiento del sector eléctrico y está por encima de todas las demás instituciones en la toma de decisiones relacionadas al sector.
- **MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS:** Que trabaja en coordinación y conjuntamente con el CONELEC mediante la Subsecretaría de Electrificación y la Dirección de Energías Renovables y Eficiencia Energética. La Subsecretaría de Electrificación trabaja en coordinación con el Directorio y la Dirección Ejecutiva del CONELEC, mientras que la Dirección de Energía Renovables y Eficiencia Energética trabaja en coordinación con las diferentes direcciones del CONELEC como son: Planificación, Tarifas, Regulación, Concesiones y Supervisión y Control.
- **COMISIÓN INTERINSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO:** Fue creada con la finalidad de elaborar y poner a consideración de la

presidencia de la República las políticas del sector eléctrico, es decir, debe ocuparse de los proyectos emergentes y necesarios que el sector eléctrico requiere para su desarrollo. Trabaja bajo el control del ejecutivo.

- **CONELEC:** Consejo Nacional de Electricidad.- En el cual se realiza la Planificación del funcionamiento del sector eléctrico, se fijan Tarifas, se crean leyes y regulaciones, se hacen concesiones y la supervisión y control de todo el sector eléctrico ecuatoriano.
- **CENACE:** Centro Nacional de Control de Energía.- Depende del CONELEC y es el encargado de la Administración Técnica y Financiera del Mercado Eléctrico Mayorista.
- **MEM:** Siglas de Mercado Eléctrico Mayorista, en el cual todos los agentes que lo conforman pueden realizar transacciones de tipo comercial entre ellos, siendo el producto comercial la energía eléctrica.
- **Sistemas Aislados.** - Se denominan así por que son sistemas que operan en forma aislada del resto del SNI, es decir, operan bajo el control del CONELEC pero no del CENACE para brindar el servicio de energía eléctrica, aquí las transacciones se realizan en Contratos a Plazo.
- **Generadores.**- Como su nombre lo indica son las unidades del parque Generador del sector eléctrico, entre estas tenemos: Hidropaute, Hidroagoyán, Hidronación, Termoesmeraldas, Termopichincha, Electroguayas.
- **Autoproductores.**- Son entes que poseen la capacidad suficiente para generar su propia energía de uso final y en varios casos hasta tienen excedentes que los pueden evacuar a los sistemas de distribución de la empresa local.

- **Transmisor.**- Es el ente encargado de la transmisión de la energía eléctrica desde los centros de producción (Generadoras), hasta los centros de consumo (Distribuidoras) por medio de las líneas de transmisión, en nuestro país es TRANSELECTRIC y por tanto se encarga del control y operación del Sistema Nacional Interconectado.
- **Distribuidores.**- Son las empresas de distribución de energía eléctrica, las cuales poseen su área de concesión en la cual pueden prestar sus servicios. Mapas con la distribución por áreas de concesión de las empresas distribuidoras en nuestro país se los puede encontrar en la página web del CONELEC www.conelec.gov.ec.
- **Grandes Consumidores.**- Son personas naturales o jurídicas (pueden ser empresas o instituciones) que habiendo sido clientes de una empresa distribuidora pasaron a comprar la energía eléctrica directamente al generador, esto debido a sus características de Demanda máxima mensual y consumo de Energía anual.
- **Clientes.**- Son los usuarios finales del servicio eléctrico, se identifican tres tipos: a) Industrial, b) Comercial y c) Residencial.

Cada uno de los diferentes agentes del MEM es regulado y controlado dentro del mismo mercado por el CONELEC, de acuerdo a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) y demás reglamentos y regulaciones pertinentes.

Un esquema que ejemplifica la organización jerárquica del sector eléctrico se presenta en el ANEXO No. 1.1* mientras que un gráfico de la estructura funcional del MEM se presenta en el ANEXO No. 1.2*, en el se aprecia los distintos tipos de contratos y transacciones que se pueden hacer dentro del mercado eléctrico mayorista. A los diferentes miembros del MEM se les denomina "agentes".

* Fuente: Plan de electrificación 2004-2013 Capítulo 1.

1.3.FUNCIONAMIENTO DEL MEM

El Mercado Eléctrico Mayorista MEM funciona de acuerdo a un sistema de mercado el mismo que implica ofertar y comprar un producto en este caso energía eléctrica al mejor precio posible, es decir, al precio más barato en el momento ofertado.

Esta característica implica que en el MEM se tiene transacciones que dependen del precio de la energía eléctrica, este precio está fijado por la mayor unidad generadora que abastezca a la demanda en el momento de la compra de energía eléctrica, a esta unidad se la denomina Unidad Marginal, al precio que fija se le denomina precio marginal que en realidad es costo marginal porque es el que le cuesta a la generadora por producir un kWh. El precio es el final y es el que entra a las transacciones de mercado.

Cuando una unidad generadora se encuentra en este proceso se dice que está marginando, entonces el precio de la energía eléctrica depende de la unidad generadora que está marginando al momento de compra de energía eléctrica, y como se sabe existen diferencias de precio por kWh entre las diferentes unidades sean estas hidroeléctricas o térmicas como existen actualmente en nuestro país, o eólicas¹, mareomotrices, y nucleares como existen en otros países.

La variación de unidades marginales a lo largo del día es importante para determinar los mejores horarios para que la EMAPA-I opere sus diferentes estaciones de bombeo, a fin de que compre la energía al menor precio posible, para esto se toma en cuenta la curva de carga de la EMAPA-I del ANEXO No. 2.

Dentro del MEM se pueden realizar contratos a plazo y fijos entre los diferentes agentes del mismo, por ejemplo y analizando el Anexo No. 1.2 se pueden determinar los siguientes contratos y operaciones:

1) Actualmente se tienen los estudios eléctricos para la realización de un sistema eólico de 13.5 MW en el sector de salinas, cerca al valle del chota en la provincia del Imbabura, realizado por la compañía ELECTROVIENTO S. A.

- ✓ Contratos a plazo, libremente acordados en cuanto a cantidades, condiciones y precios entre los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM);
- ✓ Compra-venta en el mercado ocasional; y,
- ✓ Exportación e importación de energía;

Los contratos a plazo son aquellos que se pactan libremente entre generadores y distribuidores, entre generadores y grandes consumidores y entre distribuidores y grandes consumidores. Asimismo se consideran las transacciones internacionales de electricidad como contratos a plazo.

Los contratos a plazo pactados entre agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, una vez que hayan sido registrados y se hayan cumplido los plazos establecidos para la entrada en vigencia de los mismos, serán cumplidos a través de la corporación CENACE la misma que realizará la liquidación (reporte) de las transacciones que consten en los contratos a plazo y que hayan sido cumplidas en el mercado ocasional por otros generadores, en el reporte constarán las tarifas de transmisión, los peajes de distribución y otras remuneraciones de generación que hayan sido requeridas para el cumplimiento total de los contratos.

El CENACE además se encarga de informar los precios de la energía en la barra de mercado para las transacciones en el MEM, mientras que para el caso de transacciones internacionales de electricidad informará del precio de la energía en el nodo de frontera.

Cuando se realizan contratos a plazo se establece claramente que éstos deberán ser cumplidos por los generadores independientemente del hecho de que sus equipamientos de generación hayan sido o no despachados por el CENACE.

Dado el caso que el generador que deba cumplir con el contrato no haya sido despachado, éste cumplirá con su contrato por medio del generador que si haya sido despachado y percibirá el precio pactado contractualmente con sus clientes

(precio estipulado en el contrato) y abonará al generador despachado el precio que corresponda a través del mercado.

Cuando un agente no cumpla con sus obligaciones de pago dentro de lo estipulado en las condiciones del contrato y el CENACE se vea en la obligación de suspender el servicio, los daños a terceros por causa de esta suspensión serán cubiertos por el agente que no cumplió con sus pagos.

El agente que sea sancionado con la suspensión del servicio está sujeto a lo dispuesto en el respectivo contrato de concesión, en el que expresamente se indica que se considera la primera suspensión como falta grave y la segunda ocasión como causal para la terminación de la concesión.

Los contratos a plazo para que sean registrados y puedan ser administrados por el CENACE deberán considerar los siguientes aspectos:

- a) Cumplir con las condiciones generales establecidas en la ley y su reglamento general en cuanto a plazos mínimos de contratación y entrada en vigencia.
- b) Cualquier modificación debe ser igualmente registrada ante el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). La entrada en vigencia de dichas modificaciones se sujetará a los mismos plazos establecidos para la entrada en vigencia del contrato principal;
- c) Los generadores que cuenten con unidades térmicas no comprometerán una producción mayor de aquella proveniente de su capacidad efectiva tomando en cuenta los períodos de mantenimiento respectivos; y,
- d) Los generadores, que cuenten con plantas hidroeléctricas, no comprometerán una producción mayor de aquella proveniente de su energía firme anual, que será distribuida en cada mes tomando en cuenta la variación hidrológica y los períodos de mantenimiento respectivos.

El encargado de determinar los valores a pagarse y cobrarse entre los diferentes agentes del MEM, TRANSELECTRIC, importadores y exportadores en las diferentes transacciones realizadas es el CENACE, así mismo establecerá el pago a terceros que hayan prestado sus servicios para que las diferentes transacciones de los contratos a plazo se pudieran realizar.

1.4.FIJACIÓN DE PRECIOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO MÁYORISTA

Esta parte del presente análisis es importante ya que aquí se explica de una manera reglamentaria los diferentes componentes a considerar en los precios que deben pagar los diferentes agentes del MEM**. A continuación se definen algunos conceptos importantes referentes a los datos necesarios para el cálculo de los precios a pagar en las diferentes transacciones que se manejan dentro del MEM.

Barra de mercado y fijación de precios.- Los precios de generación de energía en MEM se calculan en una barra eléctrica de una subestación específica denominada "*Barra de Mercado*" esta barra es determinada por el Consejo CONELEC, y sirve de referencia para la determinación del precio. Los precios de la energía, en la barra de mercado, se calculan a partir de los costos de generación divididos por los correspondientes factores de nodo. En la actualidad la barra de mercado para el cálculo es la barra eléctrica de la subestación Trinitaria.

Factor de nodo.- El factor de nodo, de un nodo de la red de transmisión, es la variación que tienen las pérdidas marginales de transmisión producidas entre dicho nodo y la barra de mercado ante una variación de la inyección o retiro de potencia en ese nodo. Por definición, el factor de nodo de la barra de mercado es igual a 1.0.

** Fuente: Reglamento sustitutivo del MEM Reforma abril-2004.

Energía.- La energía se valora mediante el costo económico marginal instantáneo, obtenido del despacho real de generación al final de cada hora, esto hace referencia a lo expuesto en cuanto a unidades marginales y costos de oportunidad en el punto 1.2 de este mismo capítulo.

El costo marginal instantáneo de energía en la Barra de Mercado, se determina por el último recurso de generación (unidad marginal o que se encuentra marginando) que, en condiciones de despacho económico normal, permite atender la demanda del sistema. Para que esto se de, el costo de generación se determina:

- *En operación normal*, por el costo variable de producción de la unidad marginal, si la unidad marginal es térmica o hidráulica de pasada, o por el valor del agua para las plantas hidráulicas con regulación mensual o superior; el valor del agua lo determina el CENACE en el programa de planeamiento operativo.
- *En caso de desabastecimiento* de energía eléctrica, el costo de generación se determina por el costo de la energía no suministrada, calculado por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) en función creciente a la magnitud de los déficits.

Precio nodal de la energía.- A cada precio horario de energía determinado en la "Barra de Mercado" le corresponde un precio de energía en cada nodo de la red. Los precios de la energía en cada nodo de la red de transmisión se obtendrán a partir del precio en la "Barra de Mercado" multiplicado por el factor de nodo.

Cargos variables por transporte de energía.- Para el cálculo de los cargos variables de transporte de la electricidad, el CENACE utiliza la metodología del factor de nodo, y normas establecidas para el cálculo del cargo variable de transmisión y así determinará las remuneraciones económicas para los agentes del mercado eléctrico que correspondan. Los cargos fijos se aplican según lo establecido en el Reglamento de Tarifas.

Los participantes del MEM, que utilicen la red de un distribuidor de energía eléctrica, deben cancelar los cargos establecidos en el Reglamento de Tarifas por la utilización de sus instalaciones, en otras palabras se debe pagar un peaje por el uso de las instalaciones del distribuidor.

Potencia remunerable puesta a disposición.- Es la cantidad de potencia activa que será remunerada (pagada) a cada generador, este pago se le hace al generador por tener generación disponible en el momento que un agente del mercado así lo requiera. El Centro Nacional de Control de Energía calcula estas potencias hasta el 30 de septiembre de cada año y se las aplica para cada uno de los trimestres de los siguientes doce meses.

El cálculo, para las plantas hidroeléctricas, se obtiene mediante la utilización de sus energías firmes; y, para las unidades termoeléctricas, tomando en cuenta sus potencias efectivas, períodos de mantenimiento y costos variables de producción.

Reserva adicional de potencia y reserva para regulación de frecuencia.- Este proceso lo realiza el CENACE el cual evalúa semanalmente los eventuales requerimientos de reserva adicional de potencia, sobre la potencia remunerable puesta a disposición. Si de esta evaluación se desprende la necesidad de que se disponga de reserva adicional de potencia para cumplir las condiciones de calidad de suministro, ésta potencia será licitada de conformidad con la ley, siempre y cuando se confirme su disponibilidad.

El porcentaje óptimo de reserva requerido para la regulación primaria de frecuencia (RPF) se define estacionalmente y el encargado de hacerlo es el CENACE, este porcentaje óptimo será de cumplimiento obligatorio por parte de todos los generadores. En caso de que un generador no pueda cumplir con el porcentaje establecido, podrá comprar a otros generadores que dispongan de excedentes de regulación primaria, el precio al cual comprarán la potencia es el precio unitario de potencia señalado en el inciso correspondiente a Precio unitario de potencia para remuneración y costos de arranque y parada.

La reserva requerida para regulación secundaria de frecuencia, así como la selección de los generadores que deben efectuar tal regulación, serán determinados por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

Para el cobro por reserva adicional de potencia y reserva para regulación secundaria de frecuencia por parte de los generadores, se considerará la energía entregada en los nodos de cada agente receptor evaluada con el Cargo Equivalente de Energía, según lo establecido en los artículos 26 y 27 del reglamento sustitutivo del MEM.

Precio unitario de potencia para remuneración y costos de arranque y parada.- El precio unitario de potencia, corresponde al costo unitario mensual de capital más costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora más económica para proveer potencia de punta o reserva de energía en el año seco identificado. El costo mensual de capital se determina con el factor de recuperación del capital considerando la tasa de descuento utilizada en el cálculo de tarifas. El tipo de unidad, su costo y vida útil a considerar, será definido cada cinco años por el CONELEC.

Con el costo mensual de capital, arriba señalado, se remunerará la potencia remunerable puesta a disposición y la reserva para regulación secundaria de frecuencia.

La reserva adicional de potencia se remunerará con el valor que resulte de la licitación, el mismo que no podrá ser mayor al definido para la potencia remunerable puesta a disposición y reserva para regulación de frecuencia.

Las transacciones por concepto de regulación primaria de frecuencia, entre generadores, se realizarán también, con el costo mensual de capital.

El costo por arranque y parada de una unidad turbo-vapor, se lo reconocerá de acuerdo al valor declarado por el generador para un arranque en frío. Los

arranques en caliente no están sujetos a reconocimiento o compensación. Generalmente estas paradas de unidades turbo-vapor se las realiza por necesidades operativas del sistema.

Tarifa de transmisión y peajes de distribución.- El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) es el encargado de aplicar la tarifa de transmisión y los peajes de distribución.

1.5.GRANDES CONSUMIDORES

Se denomina Grandes Consumidores a aquellas personas naturales o jurídicas, (generalmente industrias y empresas que utilizan la energía eléctrica para la transformación de materias primas en productos, servicios y para consumo propio), y que por sus altos niveles de consumo forman un agente propio del MEM, con la capacidad de realizar transacciones de compra – venta de energía entre los diferentes agentes del MEM.

Desde que en el Ecuador se estableció el sistema de mercado eléctrico los requisitos mínimos de consumo de potencia y energía para ser considerado Gran Consumidor han ido variando, desde valores de 1000 kW-mes por demanda de potencia y 7000 MWh-año por consumo de energía, hasta valores de 650 kW-mes por demanda de potencia y 4500 MWh-año por consumo de energía que son los que rigen en la actualidad, tal como lo muestra la Tabla No. 1***.

PERIODO DE PRESENTACION	DEMANDA PROMEDIO MENSUAL (kW)	CONSUMO ANUAL (MWh)
Hasta Diciembre 2002	1000	7000
Enero – Junio 2003	930	6500
Julio – Diciembre 2003	860	6000
Enero – Junio 2004	790	5500
Julio – Diciembre 2004	720	5000
Enero 2005 en adelante	650	4500

Tabla No. 1: Valores de potencia y energía mínimos y por periodos para ser considerado como gran consumidor.

*** Fuente: Regulación CONELEC 006/03.

Se debe aclarar que los valores de potencia y energía son valores promedio mínimos; en el caso de la potencia es el valor promedio de los últimos 6 meses de consumo anteriores a la presentación de la solicitud de calificación de gran consumidor; mientras que en el caso de la energía es el valor de la suma de los últimos 12 meses anteriores a la solicitud.

Así en la actualidad si una persona natural o jurídica desea pasar a ser Gran Consumidor el valor promedio de su consumo de potencia de los últimos 6 meses debe ser igual o mayor a 650 kW-mes, y el valor de sus registros de energía de los últimos 12 meses debe ser igual o mayor a 4.5 GWh-año.

La regulación CONELEC 006/03, es la que actualmente establece el procedimiento para la calificación de gran consumidor que una empresa o institución debe realizar ante el CONELEC a fin de obtener la certificación de que es gran consumidor y por tanto poder realizar transacciones de mercado. Existen además otras regulaciones que completan las características que debe cumplir el futuro gran consumidor como la regulación CONELEC 004/03 que establece las características y requisitos que deben cumplir los sistemas de medición comercial de los diferentes agentes del MEM.

En el ANEXO No. 3.1 se presenta el cuadro de los grandes consumidores calificados en el MEM hasta diciembre del año 2004, así como sus características de demanda y consumo de energía, mientras que en el ANEXO No. 3.2 se presenta el cuadro de grandes consumidores aprobados hasta abril del presente año, indicando la fecha de emisión de la calificación como gran consumidor y la fecha de expiración de la misma.

CAPITULO II

PROCEDIMIENTO PARA LA CALIFICACIÓN COMO GRAN CONSUMIDOR

2.1. REQUISITOS

Los usuarios del servicio eléctrico, para ser calificados como Grandes Consumidores deben sujetarse a lo siguiente^Y:

1. 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.

Este punto implica que el futuro gran consumidor puede ser una persona natural o jurídica que por sus requerimientos de potencia y energía (Tabla No. 1), puede ser calificado como gran consumidor, la EMAPA-I es una empresa legalmente constituida y que utiliza la energía eléctrica para sus instalaciones de bombeo y para su propio consumo a fin de cumplir su principal propósito el cual es servir con agua potable al cantón Ibarra. Así mismo las instalaciones de los diferentes sistemas de bombeo de la EMAPA-I se encuentran todas dentro del área de concesión de EMELNORTE S. A.²

2. Tener instalado, en los puntos de suministro, el sistema de medición comercial 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.

Aquí se establece que el gran consumidor en este caso la EMAPA-I debe poseer un sistema de medición comercial que este establecido en la regulación vigente sobre sistemas de medición comercial para los agentes del MEM, a saber, Regulación CONELEC 04/03., y además este sistema

^Y Fuente: Regulación CONELEC 006/03.

2) El área de concesión de EMELNORTE S.A. comprende las provincias de Carchi e Imbabura en su totalidad, los cantones de Pedro Moncayo y Cayambe en Pichincha y el cantón Sucumbios en la provincia del mismo nombre.

debe estar conectado en el punto principal de alimentación o en cada uno de los puntos principales del sistema eléctrico de la EMAPA-I, en este caso en los sistemas de bombeo, rebombeo y en el consumo propio. El sistema de medición comercial puede ser provisto por la empresa Distribuidora (EMELNORTE S.A.), en cuyo caso la empresa se reserva el derecho a cobrar un valor de garantía por el sistema de medición instalado; o puede ser adquirido por el Gran Consumidor.

3. En el caso de que el equipo de medición se instale en el lado secundario del sistema de transformación del usuario, las pérdidas internas de los transformadores utilizados exclusivamente para su abastecimiento de energía, deberán incluirse en los consumos de energía, utilizando el equipamiento y una metodología de cálculo que deberá ser aprobada y certificada por el CENACE.

Si la conexión del sistema de medición comercial se realiza en el lado de bajo voltaje o secundario del transformador, se deberá presentar al CENACE un informe en el que se detalle el procedimiento de cálculo de pérdidas internas del transformador o los transformadores que utilice el gran consumidor para su propio consumo, es decir, se deben incluir las pérdidas en el núcleo o hierro y en los bobinados o cobre del transformador y la forma en que se han de calcular, de tal forma que sea contabilizado en el sistema de medición comercial y aprobado por el CENACE.

Cabe indicar que al momento de la compra de él o los transformadores la empresa fabricante o proveedora entrega un protocolo de pruebas del transformador, en el que se indica incluso los valores de potencia de pérdidas en el núcleo o hierro y en los bobinados o cobre del mismo. De igual manera entrega un certificado de garantía que puede ser de uno o dos años o más dependiendo de la fabrica y de las características del transformador.

4. Registrar valores iguales o mayores de demanda promedio mensual (kW), durante los 6 meses anteriores al de la solicitud para la calificación, y un consumo de energía mínimo anual (MWh) en los doce meses anteriores al de la solicitud.

Este punto se lo trató en el literal 1.5 referente a Grandes Consumidores.

5. Estar al día en los pagos con la empresa suministradora del servicio, al momento de presentar la solicitud ante el CONELEC.

Para ser calificado como Gran Consumidor y como tal poder realizar la interconexión a nivel de distribución primaria la EMAPA-I ha realizado un proceso que consta de los siguientes pasos:

2.2. CERTIFICACIÓN

La certificación consiste en que el futuro gran consumidor debe tramitar la documentación pertinente de no adeudar a la empresa que le suministre el servicio, de que sus sistema de medición comercial es el adecuado, de que sus valores de demanda por potencia y consumo de energía son los mínimos admisibles para ser considerado gran consumidor. Si el equipo de medición estuviera ubicado en instalaciones de otros Agentes del MEM (Generadores o Transmisor) o pertenezcan al CENACE, la certificación será dada por el Transmisor, Generador o CENACE, según sea el caso.

Luego de que el gran consumidor tramite esta documentación ante la suministradora del servicio, la misma tiene un plazo de 15 días para atender este requerimiento, de no ser así se entenderá que el solicitante cumple con los requisitos necesarios para su calificación como Gran Consumidor, bajo la exclusiva responsabilidad de la empresa suministradora del servicio.

La certificación, relacionada con el pago de las deudas pendientes, debe ser actualizada, a la fecha previa a la extensión de la calificación, o a solicitud del CONELEC.

Todos los detalles de la certificación y de cada uno de los procedimientos para la calificación como gran consumidor se encuentran establecidos en la regulación CONELEC 006/03.

2.3. SOLICITUD

La solicitud toma forma con la inclusión en la documentación respectiva del diagrama unifilar del sistema del gran consumidor, en este se debe incluir todos los detalles de carácter técnico, como puntos de suministro del servicio y demás detalles que los realice un profesional en ingeniería eléctrica, el mismo que sellara el documento con su firma de responsabilidad. Estos documentos se los entregará en forma impresa así como también en medio magnético), adjuntando los formularios que constan como anexo en la regulación CONELEC 006/03.

Entonces la documentación para la solicitud que se dirigirá al CONELEC, debe constar; además de los documentos de saneamiento de deudas con el suministrador del servicio, de que tiene registros de demanda de potencia y consumo de energía mínimos aceptables y de que el sistema de medición comercial es el apropiado, de una memoria técnica adecuada, detallada y aprobada por un ingeniero eléctrico.

2.4. PROCESO DE CALIFICACIÓN Y VERIFICACIÓN DE INFORMACIÓN

Este proceso en si no es muy complicado, ya que luego de realizada la solicitud, el CONELEC, CENACE y la empresa que emitió los certificados al gran

consumidor; realizarán una inspección con el fin de verificar los datos proporcionados por la empresa, esta inspección se la realizará antes de que el equipo de medición sea utilizado. Una vez que el equipo de medición sea oficializado y se apruebe su uso y de ser el informe de inspección favorable se procederá a la emisión del certificado de Gran Consumidor.

2.5. ACTUALIZACIÓN DE LA SOLICITUD

Luego de que se ha expedido el certificado de Gran Consumidor, el beneficiario deberá actualizar la solicitud realizada cada dos años, a fin de que mantenga la calidad de tal. Esto se debe realizar para asegurar que los datos que proporcionó la empresa sean actualizados periódicamente y así poder tener un control sobre los mismos.

Cuando las transacciones que realice el Gran Consumidor sean en el mercado ocasional, los certificados de cumplimiento de pagos por consumo de energía se los solicitará al CENACE, esto debido a que las compras en este mercado se valorizan al precio que periódicamente fija el CENACE, en cambio cuando las transacciones que realice el Gran Consumidor sean en contratos a plazo la certificación de cumplimiento de pago se la efectuará ante el Generador o Distribuidor, esto es porque los contratos a plazo se acuerdan libremente entre Generadores y Grandes Consumidores o Distribuidores y Grandes Consumidores, como en este caso en el cual la EMAPA-I celebra libremente un contrato a plazo con EMELNORTE S.A.

En el caso de que la empresa o Gran Consumidor cambie de personería jurídica o sea administrada u operada temporalmente, la actualización y justificación de cumplimiento de los requisitos de Gran Consumidor deberá ser presentada al CONELEC al término de los primeros 12 meses de operación.³

3) La posibilidad de que un gran consumidor cambie de personería jurídica o sea administrado u operado temporalmente se contempla en el inciso final del numeral 3 de la Regulación CONELEC 006/03.

2.6. REVOCACIÓN DE LA CALIFICACIÓN

En este punto se contempla la posibilidad de que el CONELEC revoque la calificación de gran consumidor, de acuerdo a las siguientes consideraciones:

- a. El Gran Consumidor registrare una demanda promedio mensual de potencia y un consumo anual de energía, en los doce meses posteriores a la fecha de su calificación, inferiores a los exigidos en la tabla 1 del numeral 1.5 de este análisis. En el caso de que el incumplimiento se de en uno de los dos requisitos, demanda de potencia o consumo de energía, se analizará cada caso para determinar si se puede otorgar un plazo para su remediación, mismo que no será mayor a seis meses.
- b. El Gran Consumidor esté revendiendo o comercializando la energía eléctrica a terceros o no la esté usando para su consumo propio.
- c. Si el Gran Consumidor incurre en actos que sean calificados como contravenciones, debidamente comprobados.

Si cualquiera de estas consideraciones se produjese el CONELEC estará en la facultad de revocar la calificación de Gran Consumidor y notificará al Gran Consumidor, al CENACE y a la Empresa Distribuidora donde se encuentre físicamente conectado el Gran Consumidor descalificado.

2.7. PARTICIPACIÓN EN EL MEM

Ya en su calidad de Gran Consumidor EMAPA puede participar en forma total o parcial en las transacciones del Mercado Ocasional, para lo cual deberá comunicar su interés al CENACE con al menos 20 días de anticipación, periodo durante el cual el CENACE realizará las previsiones correspondientes.

Al participar en el Mercado de contratos a plazo, se deberán observar, a más de los términos de los mismos, los plazos y procedimientos establecidos en la normativa vigente.

2.8. INCUMPLIMIENTO DEL PAGO Y SUSPENSIÓN DEL SERVICIO

De producirse la falta de pago por parte de un Gran Consumidor por la potencia y energía recibidas, sea en transacciones en el Mercado Ocasional o por Contratos a Plazo, se procederá a la suspensión del servicio conforme se indica en el Artículo 10 del Reglamento del MEM. El CENACE notificará al Agente del MEM: Generador, Transmisor o Distribuidor, al cual esté conectado físicamente el Gran Consumidor, para que proceda a la apertura de dicha conexión.

2.9. IMPUESTOS, TASAS Y OTROS GRAVÁMENES

Las facturas que se generen por la venta de potencia y energía al Gran Consumidor se las hará llegar al Distribuidor que tenga la concesión de la zona donde se encuentre ubicado físicamente el Gran Consumidor.

El CENACE reportará la factura correspondiente a las transacciones en el Mercado Ocasional; y, el Generador, sobre las transacciones en el Contrato a Plazo.

El Distribuidor, en su condición de Agente de retención, presentará una factura al Gran Consumidor, incluyendo las tasas, impuestos y demás gravámenes que correspondan. Para este caso EMELNORTE S.A. incluirá en la factura el valor por peaje de distribución, es decir, por usar las instalaciones eléctricas como líneas de subtransmisión, subestaciones, alimentadores primarios, etc., de propiedad del suya.

La Empresa Municipal de Agua Potable y Alcantarillado del cantón Ibarra (EMAPA-I), es una empresa legalmente constituida, cuyo objetivo fundamental es contribuir al bienestar de los habitantes de su jurisdicción, suministrando agua potable de calidad y cantidad las 24 horas del día, con un servicio de alcantarillado optimizado que permita una correcta evacuación de las aguas lluvias y servidas.

Para el cumplimiento de este objetivo fundamental y primordial la EMAPA-I hace uso de otro servicio fundamental; el servicio de energía eléctrica. La energía eléctrica la emplea tanto en sus diferentes estaciones de bombeo y rebombeo, así como en su edificio administrativo o para su consumo propio.

CAPITULO III

CONFIGURACIÓN DEL ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA EMAPA-I E INTERCONEXIÓN A NIVEL DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

3.1. ESTRUCTURACIÓN DE LA EMAPA-I

3.1.1. ESTRUCTURA ORGÁNICA

La cual se considera por niveles, a saber:

- Nivel Directivo
- Nivel Ejecutivo
- Nivel Asesor
- Nivel Auxiliar o de apoyo
- Nivel Operativo

3.1.1.1. Nivel Directivo

La Empresa Municipal de Agua Potable y Alcantarillado de Ibarra, está dirigida por el Directorio que esta conformado de la siguiente manera:

- El Alcalde, quien actuará en calidad de Presidente de la Junta Directiva.
- El Gerente General de la EMAPA-I que actuará en calidad de Secretario.
- Dos Concejales designados por unanimidad por la Cámara del Concejo Municipal.
- El Director Nacional o su delegado por parte del Instituto Ecuatoriano de Obras Sanitarias.
- El Presidente de la Comisión de Obras Públicas designado por el Ilustre Municipio de Ibarra.
- Un representante de los trabajadores.

3.1.1.2. Nivel Ejecutivo

El nivel Ejecutivo estará conformado por el GERENTE GENERAL el mismo que será el representante Legal de la Empresa Municipal de Agua Potable y Alcantarillado de Ibarra.

3.1.1.3. Nivel Asesor

El nivel Asesor se encuentra conformado por el Asesor Jurídico y Comunicación Social.

3.1.1.4. Nivel Auxiliar o de Apoyo

El nivel de apoyo está constituido de la siguiente manera:

- Secretaría General.
- Archivo General.
- Dirección Administrativa y Financiera.- Con sus departamentos de:

Departamento de Personal.- Con las secciones de:

Bienestar Social: Médico

Mantenimiento y Transporte

Departamento de Contabilidad.- Con sus secciones de:

Adquisiciones

Bodega y Almacén

Departamento de Presupuestos.

Departamento de Tesorería.

Departamento de Comercialización.- Con las secciones de:

Acometidas y medidores
Facturación y Clientes
Recaudación y Cobranzas

Departamento Centro de Cómputo.

3.1.1.5. Nivel Operativo

El Nivel Operativo se encuentra constituido de la siguiente forma:

DIRECCIÓN TÉCNICA.- Constituido por los siguientes departamentos:

Departamento de Estudios.- Con la sección de:
Fiscalización

Departamento de Agua Potable Sector Urbano.
Sección de: Operación y Mantenimiento.

Departamento de Agua Potable Sector Rural.
Sección de: Operación y Mantenimiento.

Departamento de Alcantarillado.
Sección de: Operación y Mantenimiento.

3.1.2. ESTRUCTURA FUNCIONAL

En la estructura funcional de la EMAPA-I se especifican las funciones que cada uno de los empleados, y en sus respectivos puestos, deben desempeñar. Debido a que el contenido de estas funciones es extenso ya que contempla niveles, direcciones, departamentos y secciones, no se incluirá en este análisis, además porque no es el caso de análisis del mismo.

3.2. REGISTRO DE VALORES DE DEMANDA, ENERGÍA Y FACTOR DE POTENCIA f_p

Para realizar el análisis técnico y económico de la interconexión de la EMAPA-I a nivel de distribución primaria como gran consumidor, se parte de recabar los datos necesarios para el mismo, en este caso registros de valores de demanda, energía y factor de potencia, a fin de analizar la situación técnica actual de la empresa. Para la obtención de estos datos, se procedió a realizar la conexión del equipo de medición en las diferentes estaciones de bombeo y puntos de entrega de energía que el distribuidor tiene con la empresa distribuidora local, en este caso EMELNORTE S.A.

3.2.1. VALORES DE DEMANDA Y ENERGÍA

A continuación se presentan los datos de demanda y energía que actualmente presenta EMAPA en sus diferentes estaciones de bombeo; considerando un periodo de 13 meses desde abril de 2004 hasta abril de 2005:

Histórico de consumo de las estaciones de bombeo y rebombeo de la EMAPA - Ibarra

Mes	Yuyucocha Pozo 1		Yuyucocha Pozo 2		Yuyucocha Pozo 3		Est. Yuyucocha Bomba 3 proy. 1	
	T3-5003		T4-6089		T4-5822		T4-5022	
	kWh	kW	kWh	kW	kWh	kW	kWh	kW
abr-04	128826,00	177,00	55692,00	77,00			52632,00	80,00
may-04	125868,00	176,00	59364,00	82,00			57283,00	82,00
jun-04	128418,00	176,00	49817,00	78,00			58507,00	80,00
jul-04	125358,00	175,00	50184,00	78,00	53244,00	92,00	57528,00	88,00
ago-04	130458,00	174,00	58813,00	75,00	50551,00	89,00	57528,00	98,00
sep-04	129132,00	174,00	41004,00	76,00	55202,00	90,00	64627,00	92,00
oct-04	123930,00	174,00	34456,00	57,00	65912,00	94,00	63281,00	91,00
nov-04	109038,00	177,00	53428,00	86,00	71849,00	98,00	61445,00	91,00
dic-04	126786,00	177,00	59915,00	87,00	74113,00	97,00	62791,00	91,00
ene-05	128010,00	179,00	68299,00	87,00	69584,00	100,00	63403,00	92,00
feb-05	121890,00	175,00	52877,00	74,00	68177,00	98,00	59609,00	91,00
mar-05	122604,00	175,00	65851,00	86,00	71482,00	100,00	60588,00	92,00
abr-05	127296,00	170,00	64138,00	86,00	71849,00	101,00	60955,00	91,00
TOTAL	1.627.614	179	713.838	87	651.963	101	780.177	98

Mes	Est. Yuyucocha Bomba 1 proy. 3		Est. Yuyucocha Bomba 1 y 2 proy. 2		La Quinta Bombeo y Rebombeo		Azaya Rebombeo	
	T4-5678		T4-5017		T4-6569		T4-5930	
	kWh	kW	kWh	kW	kWh	kW	kWh	kW
abr-04	59242,00	83,00	100858,00	143,00			5222,00	87,00
may-04	56059,00	83,00	94615,00	143,00			5141,00	87,00
jun-04	58874,00	84,00	97553,00	138,00			4243,00	94,00
jul-04	57161,00	84,00	91310,00	133,00			5222,00	95,00
ago-04	57161,00	84,00	91310,00	134,00	184,00	26,00	5467,00	93,00
sep-04	58262,00	85,00	85190,00	134,00	29131,00	112,00	7181,00	98,00
oct-04	57038,00	83,00	96941,00	133,00	54652,00	112,00	11016,00	98,00
nov-04	56059,00	84,00	92534,00	133,00	30233,00	103,00	18523,00	97,00
dic-04	51530,00	84,00	89107,00	134,00	551,00	26,00	18034,00	97,00
ene-05	55570,00	83,00	94738,00	136,00	14504,00	103,00	22766,00	96,00
feb-05	52142,00	82,00	93269,00	136,00	3182,00	102,00	17952,00	93,00
mar-05	55814,00	84,00	90943,00	136,00	1285,00	103,00	23827,00	97,00
abr-05	57895,00	84,00	92779,00	138,00	30049,00	106,00	32885,00	81,00
TOTAL	732.807	85	1.211.147	143	163.771	112	177.479	98

Tabla No. 2. Registro de valores de demanda y energía de la EMAPA –I, en sus diferentes estaciones.

Las mediciones de cada una de las estaciones de bombeo y rebombeo de la tabla No. 2 se suman para obtener el total de demanda máxima mensual y energía anual que requiere la EMAPA-I, estos valores se presentan en la Tabla No. 3.

Mes	Energía	Demanda	Factor de carga
	TOTAL		
	kWh	kW	
abr-04	402.472	647	0,86397
may-04	398.330	653	0,81989
jun-04	397.412	650	0,84917
jul-04	440.007	745	0,79384
ago-04	451.472	773	0,78502
sep-04	469.729	861	0,75773
oct-04	507.226	842	0,80969
nov-04	493.109	869	0,78812
dic-04	482.827	793	0,81836
ene-05	516.874	876	0,79306
feb-05	469.098	851	0,82028
mar-05	492.394	873	0,75810
abr-05	537.846	857	0,87165
TOTAL	6.058.796	876	0,73894

Tabla No. 3: Valores totales de potencia y energía medidos por mes.

Una descripción de cada uno de los medidores instalados en las estaciones de bombeo y rebombeo, así como de los transformadores instalados, TC's y valores de demanda y energía por medidor se presentan en el Anexo No. 4.

Como se puede observar en las tablas anteriores los valores de demanda y energía que presenta la EMAPA-I cumplen con los requisitos mínimos para ser considerado gran consumidor, teniendo en cuenta que tanto la demanda como la energía son variantes estas toman valores que van desde los 647 MW hasta los 876 MW de demanda máxima mensual y desde los 397412 kWh hasta los 537846 kWh de energía mensual.

Los valores antes presentados no contemplan el consumo propio de EMAPA-I, es decir, el consumo del edificio en el cual funcionan las oficinas administrativas y operacionales de la empresa. El valor del consumo de energía que presenta la empresa es en promedio de 250 kWh, al sumar este valor a los datos anteriores se nota que no existe una variación importante por lo que se considerarán como valores totales de consumo los indicados en la Tabla No. 3.

El consumo de cada medidor por estaciones de bombeo y rebombeo del período comprendido entre abril del año 2004 y abril del año 2005 se lo presenta el ANEXO No. 5, incluidos los pagos por multas debido a bajo factor de potencia y el pago final, mientras que en el ANEXO No. 10 se presenta un análisis estadístico de cuarteles para determinar los valores máximos, mínimos y los valores de consumo y demanda que la empresa tendrá en un 75% de las veces.

3.2.2. FACTOR DE POTENCIA

De los valores de las mediciones realizadas en las distintas estaciones de bombeo y rebombeo de la EMAPA – I, se desprende luego de un análisis de triángulo de potencias que se tiene un bajo factor de potencia en el sistema eléctrico de la empresa, en promedio éste alcanza el valor de **0.84**, debido a esto se debe realizar la corrección del bajo factor de potencia existente mediante la instalación de bancos de capacitores.

El valor de factor de potencia objetivo es de 0.95 para las estaciones que presentan un factor de potencia menor a 0.89, mientras que para las estaciones iguales a este valor no se considerará la instalación de bancos de capacitores esto se debe a dos razones: 1) Al instalar los bancos en las estaciones con factor de potencia menor a 0.89 se logra subir el promedio del factor de potencia de todo el sistema de 0.84 a 0.93 y, 2) Al conseguir un factor de potencia promedio de todo el sistema de 0.93 es económicamente innecesaria la instalación en las estaciones con factor de potencia de 0.89. En la Tabla No. 5 se muestra el dimensionamiento de los bancos de capacitores a instalarse así como su valor estandarizado y el promedio del factor de potencia luego de la instalación.

Estación	Medidor	P(kW)	fp actual	S (kVA) actual	Q (kVAr) actual	fp objetivo	S (kVA) futuro	Q (kVAr) futuro	Banco (kVAr)	Valor estándar
Yuyucocha Pozo 1	T3 - 5003	175,75	0,82	214,33	122,87	0,95	185,00	57,77	64,91	a 220Vac 75 kVAr
Yuyucocha Bomba 3	T4 - 05022	91,70	0,89	103,03	46,98					
Yuyucocha Pozo 2	T4 - 6089	83,00	0,81	102,47	60,09	0,95	87,37	27,28	32,81	a 220Vac 30 kVAr
Yuyucocha Pozo 3	T4 - 05822	99,00	0,79	125,32	76,83	0,95	104,21	32,54	44,29	a 220Vac 45 kVAr
Yuyucocha Bomba 1	T4 - 05878	83,75	0,89	94,10	42,91					
Yuyucocha Bomba 1 y 2	T4 - 05017	138,57	0,89	155,70	70,99					
La Quinta Bombeo y rebombeo	T4 - 6569	106,50	0,79	134,81	82,65	0,95	112,11	35,00	47,65	a 220Vac 45 kVAr
Azaya rebombeo	T4 - 5930	95,80	0,85	112,71	59,37	0,95	100,84	31,49	27,88	a 220Vac 30 kVAr

Estación	Medidor	P(kW)	fp actual	S (kVA) actual	Q (kVAr) actual	Banco (kVAr)	Q (kVAr) futuro	S (kVA) futuro	fp a obtener
Yuyucocha Pozo 1	T3 - 5003	175,75	0,82	214,33	122,87	75,00	47,67	182,10	0,97
Yuyucocha Bomba 3	T4 - 05022	91,70	0,89	103,03	46,98	0,00	46,98	103,03	0,89
Yuyucocha Pozo 2	T4 - 6089	83,00	0,81	102,47	60,09	30,00	30,09	88,29	0,94
Yuyucocha Pozo 3	T4 - 05822	99,00	0,79	125,32	76,83	45,00	31,83	103,99	0,95
Yuyucocha Bomba 1	T4 - 05878	83,75	0,89	94,10	42,91	0,00	42,91	94,10	0,89
Yuyucocha Bomba 1 y 2	T4 - 05017	138,57	0,89	155,70	70,99	0,00	70,99	155,70	0,89
La Quinta Bombeo y rebombeo	T4 - 6569	106,50	0,79	134,81	82,65	45,00	37,65	112,96	0,94
Azaya rebombeo	T4 - 5930	95,80	0,85	112,71	59,37	30,00	29,37	100,20	0,96
PROMEDIO		109,26	0,84	130,31	70,31	28,13	42,19	117,55	0,93

Tabla No. 5: Dimensionamiento de Bancos de capacitores a instalarse en el sistema eléctrico de la EMAPA-I.

3.3. ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO ACTUAL DE LA EMAPA-I

Como parte del análisis técnico de la EMAPA – I se tiene los parámetros de demanda, energía y factor de potencia actuales, así como las características de la red que actualmente abastece de energía a la empresa.

Se vio que los valores actuales de demanda y energía que presenta la EMAPA – I están dentro de los valores fijados por el CONELEC para la aceptación como gran consumidor, pero si bien estos valores son los adecuados, el factor de potencia del sistema actual de la EMAPA-I es bajo y su corrección es imperativa.

Ya se estableció el procedimiento para la corrección del bajo factor de potencia y se determinó los bancos de capacitores a instalarse para su corrección, además se indicó en que estaciones se instalarán estos bancos, a fin de que el factor de potencia global del sistema se eleve a un valor de 0.93.

La red de media tensión actual que sirve a la EMAPA-I es trifásica y EMELNORTE S.A., dispone de energía suficiente para las necesidades de la EMAPA-I, pero no solo sirve a las diferentes estaciones de la EMAPA-I sino que posee una gran diversidad de cargas conectadas, en general sirve a urbanizaciones, lavaderos de vehículos, estaciones de gasolina, mecánicas, etc.

Esta configuración es la adecuada para la condición actual de la EMAPA-I, pero para la condición de gran consumidor de energía eléctrica es necesario que posea un sistema de medición único y dedicado que registre los valores de potencia y energía que requiera la empresa, esta medición debe recopilar todos los datos de cada una de las estaciones de bombeo y rebombeo de la EMAPA-I, es por esta razón que la EMAPA-I debe contar con su propia red de media tensión para que colocando el medidor al inicio de la misma recabe los datos exigidos por el CENACE y el CONELEC.

3.4. DISEÑO DE LA RED ELÉCTRICA PARA LA INTERCONEXIÓN A NIVEL DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

Para la realización del diseño de la red eléctrica en media tensión que será la interconexión física de la EMAPA-I como gran consumidor, primero se establece la situación y los parámetros actuales de la red eléctrica existente que proporciona energía eléctrica a las diferentes estaciones de bombeo y rebombeo, así como para el consumo propio de la EMAPA-I.

Actualmente la EMAPA-I, recibe la energía eléctrica del circuito **No. 1** de la Subestación "**El Retorno**" perteneciente a la Empresa Eléctrica del Norte (EMELNORTE S.A.). A este circuito se lo identifica en el sistema eléctrico de EMELNORTE S.A., como circuito **R1**. Es así que para la identificación de postes que soportan este circuito y las redes de baja tensión que de él derivan se utiliza la nomenclatura **R1P** seguida de un número que identifique al poste; por ejemplo: R1P – 5232. Entonces esta nomenclatura se lee:

- R = Subestación "El Retorno",
- 1 = Circuito No. 1,
- P - 5232 = Poste 5232.

Para la identificación de transformadores que estén conectados a este circuito el procedimiento es similar y se utiliza la nomenclatura **R1T** seguida de un número que identifique al transformador; por ejemplo: R1T – 3025, leyéndose T – 3025 como Transformador 3025.

El circuito No. 1 de la subestación El Retorno tiene una longitud máxima de 12 kilómetros y una carga pico máxima de 2.5 MW. En el sector donde se encuentra ubicada la EMAPA-I, el circuito R1 sirve además a urbanizaciones, lotizaciones, complejos turísticos, etc. Es así que se ve la necesidad de contar con una red eléctrica en media tensión propia de la EMAPA-I, la misma que le dará seguridad operativa en sus estaciones y en su edificio administrativo.

Debido a la existencia de cargas de diferente índole en este circuito y a la extensión del mismo se realizan operaciones de mantenimiento preventivo y correctivo que si bien la gran mayoría no afectan a la EMAPA-I, existen los que si la afectan, esto se traduce en pérdidas económicas por no poder operar sus estaciones y trabajar en su edificio central, además la instalación de generadores propios en cada una de sus estaciones y edificio central sería una inversión muy costosa y que no le representaría un beneficio económico grande. Por otro lado la interconexión a nivel de distribución primaria además de los beneficios operacionales le dará a la EMAPA-I una rentabilidad económica importante ya que el precio del kWh a nivel de distribución primaria es menor al que actualmente paga como consumidor comercial establecido en 9,14 centavos de dólar. Esto se analizará detalladamente en el capítulo 4.

La red de media tensión tendrá las siguientes características:

- Los postes a ser utilizados serán de hormigón armado vibrado de 11 metros de longitud y de tensiones horizontales de ruptura de 350 kilogramos y 500 kilogramos.
- El conductor que se empleará tanto para las fases como para el neutro será de aleación de aluminio, cableado concéntrico formación 6/1 hilos y tipo ACSR, para las fases será de calibre No. 2 AWG, mientras que para el neutro será de calibre No. 4 AWG, esto según las normas vigentes en EMELNORTE S. A. para este tipo de instalaciones. Además la corriente máxima calculada que circulará por los conductores de fase no superará los 61 amperios ya que la potencia instalada en todo el sistema de la EMAPA-I es de 1375 kVA y por la ecuación No. 1 (Ec. No. 1), se tiene que:

$$\text{Ec. No. 1} \quad I = \frac{S}{3 * Vfn} \quad , \text{ de donde}$$

$$S = 1375 \text{ kVA}$$

$$V_{fn} = 7,62 \text{ kV}$$

$$I = \frac{1375}{3 * 7,62} \quad A$$

$$I = 60,15 \quad A$$

Una parte importante del diseño de una red de media tensión es el cálculo de la regulación de voltaje en el punto más lejano de la red, esto es la caída de voltaje o el voltaje final que se tendrá en el punto más lejano del sistema eléctrico de media tensión de la EMAPA-I, este cálculo se lo presenta en el ANEXO No. 6 en el que se detalla los valores característicos de resistencia y reactancia de los conductores a emplearse así como la longitud de la red, considerando un factor de potencia de 0.92.

- Los aisladores a emplearse serán de porcelana procesada en húmedo de alta resistencia mecánica y alta rigidez dieléctrica. A este tipo de aisladores se aplica la clase y norma ANSI, de acuerdo a la Tabla No. 6.

TIPO AISLADOR	VOLTAJE NOMINAL	CLASE ANSI	NORMA ANSI
SUSPENSION	13,8 KV	52-1	C-29-2
SUSPENSION	13,8 KV	52-4	C-29-2
PIN	13,8 KV	55-4	C-29-5
PIN	13,8 KV	55-5	C-29-5
ROLLO	13,8 KV	53-2	C-29-3
RETENCION	13,8 KV	54-2	C-29-4

Tabla No. 6: Tipos de aisladores a ser considerados en el diseño de la red de media tensión.

- Todos los herrajes a emplearse serán galvanizados en caliente, para asegurar la resistencia a la corrosión, según normas ASTM con un espesor mínimo de galvanizado de 2 onzas/pie² (610 gr. /m²). Además la superficie de los herrajes deberá ser uniforme, libre de rebabas, estrías, marcas de troquel, etc. Dentro de los herrajes se consideran: Grapas, Preformados,

Adaptadores, Varillas de anclaje y puesta a tierra, Conectores, Crucetas de Hierro y demás elementos como pernos, tuercas y arandelas. Se considerará que todos los herrajes principalmente los de contacto directo con los conductores no presenten superficies ásperas ni bordes filosos de inducción a efecto corona.

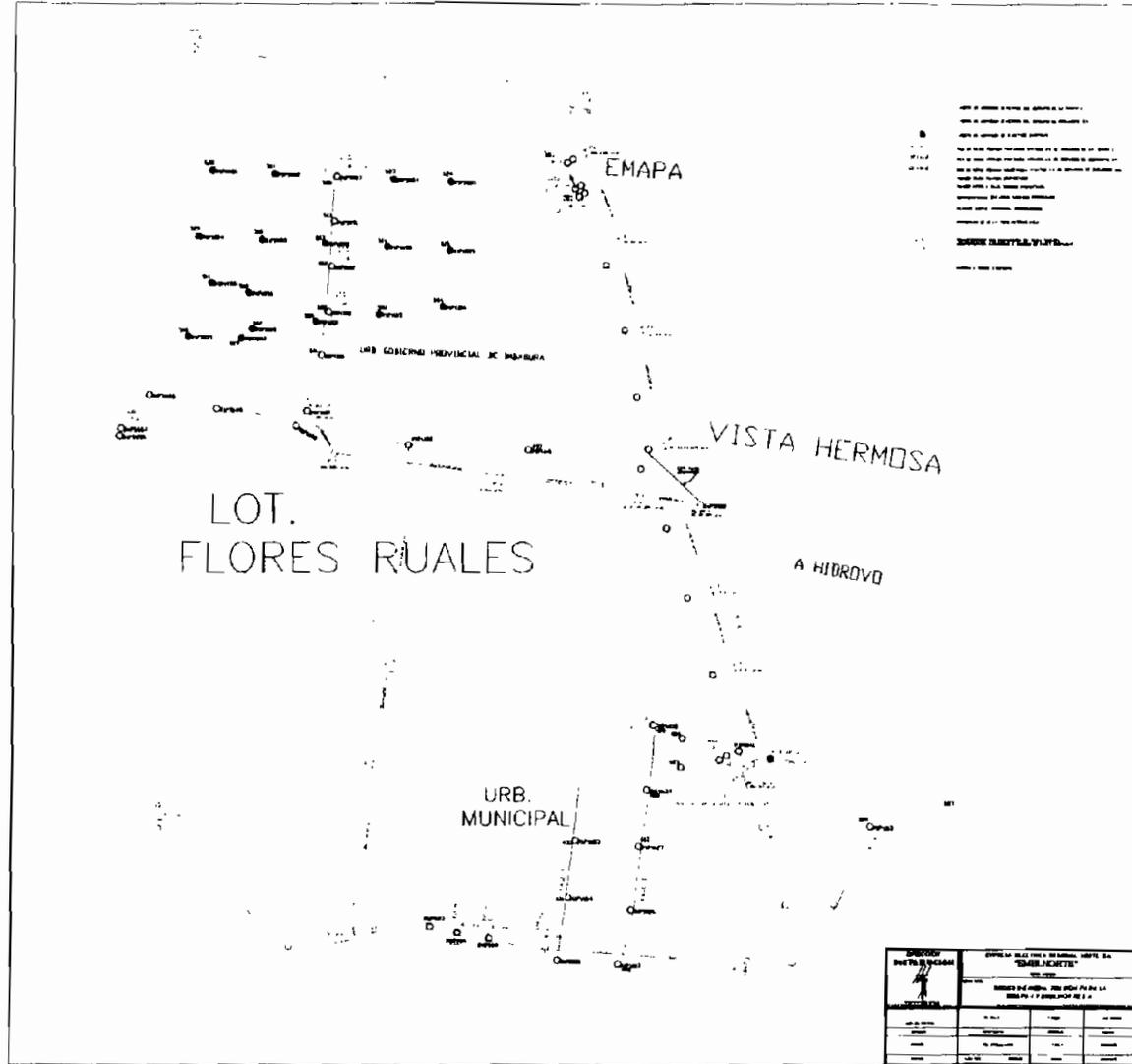
- El trazado de la red se lo iniciará desde el poste proyectado P1 a 11 metros de distancia del poste existente R1P-1014. En el poste P1 se realizará la apertura del circuito existente y una doble retenida con el fin de separar el circuito existente del circuito a construir, todo estos detalles se los puede observar en el plano del ANEXO No 7.

- La red de media tensión es en su totalidad aérea y su longitud total es de 950 metros, dispuesta así: 170 metros de red monofásica (1#2(4) ACSR) y 780 metros de red trifásica (3#2(4) ACSR), los postes para retenciones y terminales serán de 11 metros y 500 kilogramos de tensión horizontal de ruptura.

Es necesario resaltar el hecho de que no toda la red proyectada será utilizada por la EMAPA-I, ya que la separación de circuitos tiene por objetivo que un solo circuito sirva a la EMAPA-I sin que esto afecte a los usuarios de EMELNORTE S.A. que se encuentren en la zona. Es así que en el plano de la red eléctrica del ANEXO 7, se establece con colores diferentes y una clara simbología la red que servirá a la EMAPA-I y la red que servirá a los usuarios de EMELNORTE S.A., además se anexa planos de cada circuito por separado.

En la página siguiente se tiene una visión conjunta de los dos circuitos; el que sirve a la EMAPA-I y el que sirve a EMELNORTE S.A., notándose claramente que el circuito de la EMAPA-I es de color rojo, mientras que el circuito de servicio de EMELNORTE S.A. es de color azul.

PRESENTACIÓN DE LOS CIRCUITOS DE LA EMAPA-I (ROJO) Y DE EMELNORTE S.A. (AZUL).



3.5. REALIZACIÓN DE PRESUPUESTO DE LA RED EN MEDIA TENSIÓN.

La realización del presupuesto implica la obtención de valores unitarios para cada uno de los elementos que se emplearán en la construcción, estos elementos pueden ser: materiales, mano de obra, costos indirectos e impuestos de ley.

Para la cotización del presupuesto se ha considerado dos criterios; el primero es utilizar los precios unitarios de EMELNORTE S.A. en cuanto a materiales se refiere, mientras que el segundo es cotizar con una compañía constructora. Estos criterios surgen debido a que la mayoría sino todas las compañías constructoras del área de concesión de EMELNORTE S.A. utilizan los mismos valores de mano de obra que EMELNORTE S.A., variando obviamente en valores unitarios de materiales y porcentajes de costos indirectos. Es así que se considera realizar el presupuesto con precios unitarios de materiales de una compañía constructora consultada, mientras que se utilizarán los precios de mano de obra y de costos indirectos de EMELNORTE S.A., los valores de mano de obra están actualizados a septiembre de 2003 y son los de vigencia actual en los presupuestos de la distribuidora.

A los valores subtotales de los componentes del presupuesto se añaden los valores por transporte, mano de obra y costos indirectos, en el caso del transporte se considera un incremento del 10% del subtotal, para la mano de obra se suma el valor total de mano de obra obtenido y detallado en el ANEXO No. 8, mientras que para los costos indirectos se considera un incremento del 15% de la sumatoria del subtotal, transporte y mano de obra.

A continuación se presenta un resumen del presupuesto general, incluyendo en el mismo el valor del impuesto al valor agregado IVA de 12 %. El desglose completo del presupuesto con detalle de materiales, transporte, mano de obra y costos indirectos se lo presenta en el ANEXO No. 8.

RESUMEN PRESUPUESTO	
DESCRIPCIÓN	VALOR
MONTAJE DE CÁMARA DE TRANSFORMACIÓN	16554,46
CONSTRUCCIÓN DE RED DE MEDIA TENSIÓN	7431,78
SISTEMA DE MEDICIÓN	17000,00
TRANSPORTE	4098,62
MANO DE OBRA TOTAL	6764,03
COSTOS INDIRECTOS	7777,33
I. V. A	7155,15
TOTAL PROYECTO	66781,37

Tabla No. 7: Resumen del presupuesto para la interconexión de la EMAPA-I a nivel de distribución primaria.

Cabe señalar que este valor no es el valor total de la inversión necesaria para ser gran consumidor, ya que no se suman los valores por la realización de los estudios y los valores por la realización de los trámites para la calificación ante el CONELEC como gran consumidor.

CAPITULO IV

ANÁLISIS DEL PRECIO DEL KWH A COMPRAR A TRES DE LOS GENERADORES DEL MEM

Este análisis se lo realiza para cotizar mediante cálculos de precio de kWh a cada uno de los siguientes generadores: HIDROAGOYÁN, HIDROPAUTE e HIDRONACIÓN, se hace esto para determinar la mejor opción de compra de energía eléctrica para la EMAPA-I. Esto considera los siguientes valores: 1) Costo por demanda de potencia al sistema de transmisión. 2) Costos variables en el sistema de transmisión. 3) Costo por potencia remunerable puesta a disposición. 4) Costo por generación obligada y forzada. 5) Costo por deficiencia de reactivos. 6) Costo del kWh a comprar a cada generador. 7) Peaje establecido a nivel de distribución primaria por pérdidas en el sistema de distribución de EMELNORTE y, 8) Impuestos de ley.

Por la necesidad de saber que representan cada uno de los valores a ser considerados para el cálculo del kWh a continuación se realiza una explicación rápida de cada uno indicando además la forma de cálculo de cada valor:

- 1) *Costo por demanda de potencia al sistema de transmisión.-* Este valor representa el pago a realizarse por usar las instalaciones del sistema de transmisión de TRANSELECTRIC para el paso de la potencia hacia el sistema eléctrico del gran consumidor, actualmente el valor fijado es de 3,15 dólares por kW, es decir que para determinar este valor se debe multiplicar la demanda máxima mensual del gran consumidor (para el caso de la EMAPA-I es de 876 kW), por el valor de 3,15 dólares.
- 2) *Costos variables en el sistema de transmisión.-* Se da el nombre de costos variables debido a que dependen de los factores de nodo del gran consumidor y de la generadora, además de una tarifa de precio en barra de mercado (PBM) y de la demanda del gran consumidor, entonces para su cálculo se debería multiplicar el promedio de los factores de nodo por el PBM y por el valor de demanda en cada hora, luego promediar para una día y posteriormente para una mes. Como se ve este es un trabajo largo y sistemático, debido a que se tiene datos de factores de nodo para cada hora, así como datos de

Precio en Barra de Mercado también para cada hora y la demanda también cambia en cada hora, por ello se denominan costos variables. Luego de calcular para cada hora se hará para cada día y posteriormente para cada mes.

- 3) *Costo por potencia remunerable puesta a disposición.*- Este es el valor que el gran consumidor debe pagar porque las unidades generadoras estén disponibles con la potencia que requiera en el instante que sea necesario, este valor es de 5,70 dólares por kW-mes.
- 4) *Costo por generación Obligada y Forzada.*- La generación obligada involucra el pago a unidades de precio marginal elevado que no pueden dejar de funcionar y que a su vez no pueden entrar a marginar, sino que la diferencia entre el costo de ellos y el marginal pagan todos los agentes del MEM, mientras que la generación forzada es el costo debido a falta de equipamiento necesario para abastecer la demanda de cierta zona sea del transmisor o de una empresa distribuidora, se factura igual que el caso anterior.
- 5) *Costo por deficiencia de Reactivos.*- Es el pago por el incumplimiento del factor de potencia establecido en 0,925, es decir, que al presentar un bajo factor de potencia se tiene una deficiencia de reactivos, para este cálculo se considera la demanda máxima mensual, el factor de potencia promedio del gran consumidor y el consumo de energía mensual.
- 6) *Costo del kWh a comprar a cada generador.*- Este es el valor que se va a determinar más adelante para cada generadora.
- 7) *Peajes a nivel de distribución primaria en el sistema de EMELNORTE.*- Estos valores dependen de la demanda mensual del gran consumidor y del consumo mensual, así como del precio del

peaje en USD/kWh para la energía y en USD/kW para la potencia a nivel de distribución primaria en el sistema del distribuidor.

- 8) *Impuestos de Ley.* - Se contempla un impuesto del 21% para la tarifa final a pagar, este es el impuesto establecido en EMELNORTE S.A.

Las tres empresas generadoras ofertan contratos de venta de energía atendiendo a sus intereses comerciales particulares, es así que en el caso de HIDROAGOYÁN la generadora ofrece un contrato en el cual vende la energía a un precio de 3 centavos de dólar el kWh sin pagos adicionales en el mercado eléctrico mayorista. Por otro lado HIDROPAUTE ofrece vender la energía a 4,2 centavos de dólar el kWh asumiendo el pago del valor de potencia remunerable puesta a disposición. Por último HIDRONACIÓN oferta vender la energía a 5,3 centavos de dólar el kWh asumiendo todos los pagos adicionales en el MEM.

Al final de cada análisis se especifica el precio del kWh a comprar a cada generadora, el precio del kWh en EMELNORTE S.A., el beneficio económico mensual, la inversión total necesaria para calificar como gran consumidor y el tiempo de recuperación de la inversión estimado. Luego de haber realizado este análisis económico se puede tener una idea clara de a que generador conviene comprar la energía eléctrica.

A continuación se presenta el análisis por cada una de las generadoras antes mencionadas, en detalle se encuentran cada uno de los valores a ser considerados y antes mencionados.

4.1. HIDROAGOYÁN

Como se mencionó en el caso de HIDROAGOYÁN se tiene una oferta de 3,00 centavos de dólar por kWh sin que la generadora asuma pagos adicionales en el Mercado Eléctrico Mayorista, es así que el análisis para ésta generadora se lo realiza considerando todos los valores que la EMAPA-I deberá pagar dentro del

MEM, para al final y luego de sumar todos los valores por impuestos obtener el precio de kWh final que deberá cancelar la empresa como gran consumidor si comprara la energía a HIDROAGOYÁN.

En la Tabla No. 8 se presenta el desarrollo del cálculo para esta generadora:

PAGOS EN EL MEM PARA HIDROAGOYÁN		
M1	Costo por Demanda en el sistema de Transmisión	2759
M2	Costo Variable de Transmisión	1657
M3	Costo por Potencia Remunerable Puesta a Disposición	4993
M4	Costo por Generación Obligada y Forzada	460
M5	Costo por Deficiencia de Reactivos	3969
M6	Costo por Energía comprada a HIDROAGOYÁN	13982
M7	TOTAL PAGOS EN EL MEM	27821
M8	USD/kWh sin pagos a EMELNORTE	0,05969
PAGOS PEAJE A EMELNORTE		
E1	Pago por Potencia	3898,15
E2	Pago por Energía	689,27
E3	TOTAL	4587,43
E4	USD/kWh por impuestos en EMELNORTE	0,009843
PARCIAL USD/kWh (M8+E4)		0,06954
Tasa de Impuesto del 21% en EMELNORTE		0,01460
TOTAL USD/kWh a pagar a HIDROAGOYÁN		0,08414
TOTAL cUSD/kWh a pagar a HIDROAGOYÁN		8,414
USD/kWh EMELNORTE promedio año 2004		0,101
BENEFICIO MENSUAL OBTENIDO CON HIDROAGOYÁN		7904,70
INVERSIÓN EN USD PARA SER GRAN CONSUMIDOR		80000,0
TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN EN MESES		10,1

Tabla No. 8: Análisis de pagos en el MEM por parte de la EMAPA-I si se compra la energía a Hidroagoyán.

4.2. HIDROPAUTE

Para el caso de HIDROPAUTE se considera un valor de venta de la energía eléctrica de 4,2 centavos de dólar por kWh, asumiendo como pago en el MEM solo el pago por Potencia Remunerable Puesta a Disposición, es así que aparte

del valor de potencia remunerable puesta a disposición antes mencionado, se considera todos los demás valores que entrarían a formar parte del valor del kWh final a pagar a HIDROPAUTE, lo anteriormente expresado se detalla en la Tabla No. 9.

PAGOS EN EL MEM PARA HIDROPAUTE		
M1	Costo por Demanda en el sistema de Transmisión	2759
M2	Costo Variable de Transmisión	1488
M3	Costo por Potencia Remunerable Puesta a Disposición	-
M4	Costo por Generación Obligada y Forzada	460
M5	Costo por Deficiencia de Reactivos	3969
M6	Costo por Energía comprada a HIDROPAUTE	19575
M7	TOTAL PAGOS EN EL MEM	28251
M8	USD/kWh sin pagos a EMELNORTE	0,06062
PAGOS A EMELNORTE		
E1	Pago por Potencia	3898,15
E2	Pago por Energía	689,27
E3	TOTAL	4587,43
E4	USD/kWh por impuestos en EMELNORTE	0,009843
	PARCIAL USD/kWh (M8+E4)	0,07046
	Tasa de Impuesto del 21% en EMELNORTE	0,01480
	TOTAL USD/kWh a pagar a HIDROPAUTE	0,08526
	TOTAL cUSD/kWh a pagar a HIDROPAUTE	8,526
	USD/kWh EMELNORTE promedio año 2004	0,101
	BENEFICIO MENSUAL OBTENIDO CON HIDROPAUTE	7384,40
	INVERSIÓN EN USD PARA SER GRAN CONSUMIDOR	80000,0
	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN EN MESES	10,8

Tabla No. 9: Análisis de pagos en el MEM por parte de la EMAPA-I si se compra la energía a Hidropaute.

4.3. HIDRONACIÓN

Este es el caso en el que la generadora HIDRONACIÓN oferta la venta del kWh en 5,3 centavos de dólar y asume todos los pagos necesarios a efectuarse en el MEM, por tanto el cálculo solamente implica la consideración de los pagos por

potencia y energía en el sistema de EMELNORTE S.A., además de los respectivos impuestos establecidos.

PAGOS EN EL MEM PARA HIDRONACIÓN		
M1	Costo por Demanda en el sistema de Transmisión	-
M2	Costo Variable de Transmisión	-
M3	Costo por Potencia Remunerable Puesta a Disposición	-
M4	Costo por Generación Obligada y Forzada	-
M5	Costo por Deficiencia de Reactivos	-
M6	Costo por Energía comprada a HIDRONACIÓN	-
M7	TOTAL PAGOS EN EL MEM	-
M8	USD/kWh sin pagos a EMELNORTE	0,05300
PAGOS A EMELNORTE		
E1	Pago por Potencia	3898,15
E2	Pago por Energía	689,27
E3	TOTAL	4587,43
E4	USD/kWh por impuestos en EMELNORTE	0,009843
PARCIAL USD/kWh (M8+E4)		0,06284
Tasa de Impuesto del 21% en EMELNORTE		0,01320
TOTAL USD/kWh a pagar a HIDRONACIÓN		0,07604
TOTAL cUSD/kWh a pagar a HIDRONACIÓN		7,604
USD/kWh EMELNORTE promedio año 2004		0,101
BENEFICIO MENSUAL OBTENIDO CON HIDRONACIÓN		11679,50
INVERSIÓN EN USD PARA SER GRAN CONSUMIDOR		80000,0
TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN EN MESES		6,8

Tabla No. 10: Análisis de pagos en el MEM por parte de la EMAPA-I si se compra la energía a Hidronación.

Luego de obtener los resultados del análisis de a que generadora conviene comprar la energía eléctrica, se ve claramente que el menor precio del kWh a pagar se da si se compra la energía a HIDRONACIÓN, y por consiguiente se obtiene el mayor beneficio económico por mes.

Dado el escenario de compra de energía a HIDRONACIÓN, el tiempo de recuperación de la inversión es de 6,8 meses aproximadamente.

Como se aprecia en cada una de las Tablas No. 8, 9 y 10, la inversión económica estimada se la ha considerado en 80.000,00 dólares, esto es porque de la

realización del presupuesto para la red de media tensión se desprende un valor 66.781,37 dólares; a esto se suma el valor correspondiente a estudios, diseño, realización de presupuesto y construcción de la cámara de transformación, red de media tensión trifásica y sistema de medición comercial. Además se debe agregar el valor por la realización de la calificación de la EMAPA-I como gran consumidor de energía eléctrica ante el CONELEC. Para el caso de la realización de los estudios y construcción de cámara y red de media tensión se estima un valor de 8.000,00 dólares, mientras que para la calificación ante el CONELEC se prevé un valor de 5.500,00 dólares, dando un total de 80.281,37 dólares, que en cifras redondas se asume en 80.000,00 dólares.

CAPITULO V

ANÁLISIS LUEGO DE LA INTERCONEXIÓN A NIVEL DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA DE LA EMAPA-I COMO GRAN CONSUMIDOR

5.1. CUMPLIMIENTO DE REQUISITOS

5.1.1. DEMANDA Y ENERGIA

Como se indicó en el numeral 3.2.1. la EMAPA-I cumple con los requisitos de demanda de potencia y consumo de energía establecidos en la regulación CONELEC 006/03, siendo su valor de demanda promedio mensual de los seis últimos meses de 853,17 kW-mes, mientras que su valor de consumo de energía anual llega a los 5.656,324 MWh-año. Estos valores se comparan con los valores establecidos en la regulación antes mencionada que son de 650 kW-mes y de 4.500 MWh-año, contemplándose que ambos requisitos se cumplen cabalmente.

5.1.2. READECUACIÓN DE REDES DE MEDIA TENSIÓN

La reconfiguración de redes en media tensión tiene que ver con los cambios que se implementarán para independizar el sistema eléctrico de la EMAPA-I del sistema de EMELNORTE S.A. Uno de los primeros pasos es realizar la corrección del bajo factor de potencia existente en varias de las estaciones de bombeo debido al exceso de reactivos que las bombas inyectan al sistema de la empresa, este paso se lo detalla en el siguiente numeral. Luego y de ser posible simultáneamente se realizará las readecuaciones de redes existentes en el sector en el cual se encuentran las instalaciones de la EMAPA-I, es así que una primera parte o tramo de la red a ser construida, específicamente la que comprende la calle "A" se empleará para que EMELNORTE S.A., mantenga el servicio a sus usuarios (incluida la EMAPA-I) mientras se construye al siguiente etapa (Calles C y D) para uso exclusivo de la EMAPA-I. Esto en ningún momento implica que se vaya a dejar sin servicio al sector de trabajo salvo en el tiempo en el que se realicen los puentes en media tensión para conexión de la nueva red.

En el inicio de la red en el poste existente R1P – 1041 se parara el poste P1 proyectado el cual será utilizado no solo para dar inicio a la derivación para la nueva red sino que también a partir de este poste proyectado, mediante puntas

terminales tipo exterior y conductor apantallado para 15 kV se ingresará a la cámara de transformación en la cual se instalará el disyuntor principal para 15 kV y 25 kA y el trafomix de relación 8400/120V. Desde la cámara se saldrá con igual tipo de puntas terminales y conductor hacia los puentes en media tensión para energizar la que será la red de la EMAPA-I.

De igual manera en el poste P1 se instalarán los seccionamientos principales para desconexión de toda la red, así como también el sistema de medición comercial bidireccional.

Como se aprecia en el plano del sistema (Anexo No. 7) en la calle A se utilizará la red existente de EMELNORTE S.A., para uso de la EMAPA-I, mientras que la nueva red de esta calle será de uso de EMELNORTE S.A., lo mismo ocurre en la calle B en la cual la red existente de propiedad de EMELNORTE S.A., pasará a ser de uso de la EMAPA-I, y la nueva red a construirse será de uso de EMELNORTE S.A., sin afectar a los usuarios que se sirven de la red ya existente, cabe señalar que de esta red se sirve la urbanización del Gobierno Provincial de Imbabura y una de las estaciones de la EMAPA-I, para que la conexión a la nueva red abastezca solo a la urbanización y la red ya existente abastezca solo a la estación de bombeo se realizará un cruce entre los postes R1P - 1107(existente) y P11 (proyectado) al mismo tiempo se abrirá el circuito trifásico entre los postes R1P- 1107 y R1P – 1108 a fin de independizar los circuitos de una y otra empresa.

En las Calles C y D la red a construirse será de uso exclusivo de la EMAPA-I y este tramo se alimentará del cruce en las calles B y C entre los postes R1P – 1109 (existente) y P12 (proyectado). De esta forma se termina el circuito para la EMAPA-I en el poste existe R1P – 989, en el cual se encuentra el último de los transformadores de la EMAPA-I a ser servido.

5.1.3. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

Luego de realizada la corrección del bajo factor de potencia existente en el sistema de la EMAPA-I se tiene que su valor promedio de todo el sistema cumple con las exigencias del CONELEC, ya que se exige un valor de 0,92 mientras que luego de realizada la instalación de los bancos de capacitores se tiene un valor global de 0,93. Con esto se completan los requerimientos técnicos de las instalaciones a ser utilizadas por el futuro gran consumidor.

Es necesario recalcar el hecho de que esta corrección no solo implica la mejora de las condiciones técnicas del sistema por la baja de reactivos entregados al sistema sino que también representa una importante ahorro económico ya que al presentar un bajo factor de potencia la EMAPA-I es penalizada con una multa por EMELNORTE S.A., esta multa se suma a los impuestos de ley y otros gravámenes y afecta al valor final de la factura a pagar.

5.2. SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL COMO GRAN CONSUMIDOR

Para el sistema de medición comercial como gran consumidor de energía eléctrica se ha establecido la regulación CONELEC 004/03 sobre "SISTEMAS DE MEDICIÓN COMERCIAL PARA LOS AGENTES DEL MEM", en la cual se contempla la definición de parámetros relacionados a los sistemas de medición comercial como: calibración, ajuste e intervención. Además se establecen los puntos en los cuales se deben conectar los medidores – registradores, así como sus características técnicas y de comunicación remota. De la misma manera se establece donde se han de conectar y en que cantidad los transformadores de corriente y de potencial así como sus características. Por último se hace referencia a las pruebas a las que estarán sujetos estos medidores – registradores y las sanciones que se han de imponer a los agentes que no cumplan con lo establecido en esta regulación.

Para el caso de la EMAPA-I el sistema de medición comercial podrá ser unidireccional o bidireccional ya que no posee grupo generador de emergencia que funcione en sincronismo con el sistema. De preferencia se sugiere un medidor – registrador bidireccional por la posibilidad de que a futuro la EMAPA-I pueda instalar un grupo generador de estas características y no sea necesario el cambio de medidor – registrador. Este medidor – registrador se instalara en el nodo de interconexión de la red de media tensión de la EMAPA-I con el sistema de EMELNORTE S.A., y además contará con su respectivo respaldo, el respaldo del medidor – registrador es obligatorio y debe ser cumplido en su totalidad.

Las transacciones de energía en todos los puntos de intercambio se registrarán en forma horaria, en el primer minuto de cada hora, con la información de la hora anterior, de forma que permita el cálculo de la energía movilizada en la hora. La información almacenada en los medidores – registradores, deberá estar todo el tiempo a disposición del CENACE, corporación que será la responsable de recolectar la información cuando lo estime pertinente.

De darse el caso en que en el mismo nodo se deban conectar medidores – registradores de dos agentes estos previo acuerdo entre ellos pueden comunicar al CENACE de este acuerdo y pueden usar el medidor de respaldo en forma común, de no darse el acuerdo cada agente instalará su propio medidor – registrador de respaldo.

Los equipos remotos para comunicación deben estar instalados en cada uno de los medidores - registradores en los diversos puntos de conexión. Una característica principal de estos equipos es que deben contar con un medio de comunicación dedicado que garantice el acceso remoto y permanente desde el CENACE y en cualquier instante que la Corporación lo requiera. En caso de no poder instalarse un equipo de comunicación como el anteriormente indicado es necesario instalar o contar con una central telefónica que asigne un canal al equipo de medición. Esto último se hará solo por excepción, siempre que se demuestre que no es factible la instalación del equipo remoto.

La EMAPA-I debe supervisar la transmisión de las lecturas de energía hacia el CENACE y obligatoriamente debe contar con mecanismos de respaldo que permitan enviar la información al CENACE de manera segura incluso ante fallas o indisponibilidades temporales en los sistemas de descarga, registro o de comunicaciones. Entre los mecanismos de respaldo se debe poner en servicio la infraestructura necesaria para la transmisión electrónica de archivos (vía módem), correo electrónico y transmisión vía fax. Como último recurso se utilizará la vía telefónica para el envío de información, con respaldo en medio magnético a través del servicio de correo. El propietario de las instalaciones en las que se ubican los equipos de medición, no podrá negar el acceso al personal del CENACE y de los Agentes, debidamente autorizados.

En cuanto a las pruebas a realizarse a los equipos de medición y comunicación el CENACE será el encargado de llevarlas a cabo, además realizará la calibración y ajuste de los mismos. De esta manera verificará la correcta operación de los equipos y oficializará el sistema instalado. De darse fallas tanto en el sistema de medición como en el de comunicación el gran consumidor será el encargado de informar por escrito de estas novedades al CENACE, luego el CENACE confirmará la recepción del informe del equipo defectuoso.

El presupuesto ofertado para un sistema de medición comercial bidireccional con características similares al requerido por el CONELEC para gran consumidor se presenta en el ANEXO No. 9, en el cual se incluyen los valores relacionados al montaje y supervisión del mismo; además se incluye el valor por el equipo de comunicación remota al cual debe poder acceder el CENACE para el registro de los parámetros eléctricos del gran consumidor.

5.3. PAGOS DE EMAPA COMO GRAN CONSUMIDOR

Debido a que la mejor opción para la interconexión es comprar la energía a HIDRONACIÓN, los pagos a efectuarse por parte de la EMAPA-I solo corresponden al pago por potencia y energía a EMELNORTE S.A., además de los

impuestos de ley y del 21% a la comercialización de energía que cobra la distribuidora. En otras palabras al ofertar un valor de 5,3 centavos de dólar por kWh HIDRONACIÓN asume el pago de todos los valores al MEM, quedando a la EMAPA-I asumir los pagos a EMELNORTE S.A.

5.4. ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO LUEGO DE LA INTERCONEXIÓN

Luego de realizada la interconexión eléctrica a nivel de Distribución Primaria como gran consumidor la EMAPA-I posee su propia red de media tensión para el abastecimiento de energía eléctrica hacia sus estaciones de bombeo, rebombeo y consumo propio, esto implica que la EMAPA-I cuando lo considere necesario podrá dar mantenimiento a sus instalaciones en diferentes niveles de su sistema. Un primer nivel sería el mantenimiento a las instalaciones de consumo propio de su edificio administrativo; otro nivel sería el mantenimiento a cada una de las estaciones de bombeo y rebombeo y finalmente el último nivel sería el mantenimiento de toda la red en general. Es en este último nivel que se refleja el beneficio técnico de la interconexión ya que no se necesita desconectar todo el circuito desde la subestación El Retorno ni tampoco desconectar una gran parte de zona urbana y dejar sin servicio a miles de abonados solo para que la EMAPA-I realice mantenimiento ni reparaciones en su sistema, entonces con esta interconexión no solo se beneficia la EMAPA-I sino que también un gran número de abonados que actualmente están conectados a la red de media tensión que sirve a la EMAPA-I.

Todo lo anteriormente mencionado se consigue con la desconexión de los seccionamientos existentes en cada uno de los centros de transformación que sirven a cada estación de bombeo y rebombeo, edificio administrativo y en caso de reparación mayor de la red o mantenimiento general la desconexión se realizará en el seccionamiento principal a ser instalado en la parte exterior de la cámara principal de transformación en la que se ubicará el trafomix y el disyuntor principal para desconexión bajo carga.

Por tanto luego de realizada la interconexión la EMAPA-I tendrá una mayor facilidad de operación dentro de sus instalaciones sin que esto afecte al resto del sistema eléctrico del circuito No. 1 de la subestación El Retorno y por ende a miles de abonados que están conectados a éste.

Por otra parte el beneficio principal que motiva a la interconexión es el beneficio económico el mismo que es importante y justifica la inversión, tomando los datos mensuales de pago por consumo de energía y pago por demanda de potencia se tiene que la EMAPA-I paga en promedio un valor de USD 46.847,30 sin ser gran consumidor, mientras que siendo gran consumidor el pago mensual sería en promedio de USD 35.167,80, es decir, un beneficio mensual promedio de USD 11.679,50 y tomado en cuenta la inversión de alrededor de USD 80.000,00 el tiempo en que se recuperaría esta inversión sería de alrededor 7 meses.

5.5. BENEFICIOS OBTENIDOS

Es claro que la opción de convertirse en gran consumidor de energía eléctrica representa un gran beneficio no solo económico sino técnico para la empresa que logre serlo. Formar parte del MEM como gran consumidor le faculta al nuevo agente a realizar las transacciones de mercado con cualquier otro agente del MEM, es decir, el solo hecho de formar parte del MEM ya es un beneficio por la posibilidad de realizar transacciones de mercado entre todos los agentes del MEM.

En cuanto a la parte técnica se consideran como beneficios:

La corrección del bajo factor de potencia existente en la empresa, el cual pasará de 0.84 a 0.93 en promedio en todo el sistema de la EMAPA-I.

La construcción e instalación de una cámara de transformación para operación y seccionamiento de la red de media tensión, que contará con su propio disyuntor

para operación bajo carga y trafo mix para las señales necesarias para el sistema de medición comercial bidireccional. En el ANEXO No. 9 se presenta el plano de la cámara de transformación antes mencionada, en el mismo se indica el detalle del ingreso a la cámara, como también el de la salida de la misma hacia la red de servicio de la EMAPA-I.

Contar con una propia y dedicada red de media tensión trifásica para el abastecimiento de energía eléctrica a las diferentes estaciones de bombeo y rebombeo de la empresa, así como para su edificio administrativo, con ello se garantiza el servicio continuo de la electricidad a menos que se realicen desconexiones programadas o de fuerza mayor por parte de EMELNORTE S.A. De ser el caso, se desconectará la red completa desde los seccionamientos existentes en la cámara de transformación proyectada, o a través del disyuntor a instalarse.

En lo referente a la parte económica el principal beneficio consiste en el ahorro mensual de aproximadamente 11.679,50 dólares que percibirá la EMAPA-I por comprar la energía eléctrica a un precio menor del actual, realizando el contrato de compra de energía con HIDRONACIÓN, como se lo demostró en el capítulo anterior.

Se debe considerar además el ahorro que se tendrá al momento de corregir el bajo factor de potencia existente, ya que en las facturas emitidas por EMELNORTE S.A., ya no se recargarán las multas correspondientes a esta condición.

En realidad el beneficio económico es alto ya que el tiempo de recuperación de la inversión en sí no es muy alto, son apenas 6,8 meses que si se considera la inversión y los beneficios obtenidos, no representa un tiempo demasiado prolongado, luego de este tiempo la EMAPA-I contará con recursos económicos mayores que los podrá invertir en la comunidad a la que sirve.

CONCLUSIONES

- ✓ La Empresa Municipal de Agua Potable y Alcantarillado del cantón Ibarra (EMAPA-I), posee características acordes a las exigidas por el CONELEC para ser calificada como Gran Consumidor, principalmente en lo referente a consumo de energía y demanda de potencia cuyas exigencias no solo que las cumple sino que las sobrepasa.
- ✓ Una de las primeras acciones a ser tomadas por parte de la EMAPA-I debe ser corregir el bajo factor de potencia existente en su sistema, que en promedio llega a un valor de 0,84, esta corrección es imperativa y es parte de los requerimientos para la calificación y posterior certificación. En el presente análisis se contempla la instalación de bancos de capacitores en cinco de las ocho estaciones de la empresa para al final obtener un factor de potencia de 0,93 en promedio de todo el sistema.
- ✓ La interconexión de EMAPA-I a nivel de distribución primaria como gran consumidor, representa una inversión económica fuerte para la empresa, la misma que se compensa en un período de tiempo no muy largo apenas 6,8 meses y que luego de este tiempo le reportará beneficios económicos importantes además de los beneficios operacionales que tendrá desde el primer día en que entre en servicio su red de media tensión.
- ✓ El hecho de contar con una red eléctrica en media tensión propia de la EMAPA-I, proporciona otro beneficio además de los señalados, este es que en caso de que la empresa tenga que realizar el mantenimiento sea este preventivo o correctivo de cualquiera de sus estaciones de bombeo o rebombeo, edificio administrativo e incluso de la red misma, éste se lo puede hacer sin la necesidad de realizar una desconexión desde la subestación El Retorno, y por tanto dejar sin servicio a todos los usuarios que estén conectados a este circuito. Esta maniobra se la realizará desconectando los seccionamientos existentes en cada uno de los centros de transformación, si es para mantenimiento de estaciones o del edificio

administrativo, y en caso de ser el mantenimiento en toda la red de media tensión la desconexión se la realizará en el seccionamiento principal ubicado en el poste proyectado P1.

- ✓ De la determinación del precio del kWh que la EMAPA-I pagaría a tres de los generadores del MEM, se concluye que la mejor opción de compra es para HIDRONACIÓN, ya que le representa un precio del kWh de 7,60 centavos de dólar, un beneficio económico mensual de 11.679,50 dólares y considerando que la inversión económica necesaria para la obtención de la certificación como Gran Consumidor es de 80.281,37 aproximadamente se tiene un tiempo de recuperación de la inversión de 6,8 meses aproximadamente.
- ✓ Por tanto la interconexión de la EMAPA-I a nivel de distribución primaria es técnicamente y económicamente viable y representará beneficios importantes luego del tiempo estimado de la recuperación de la inversión.
- ✓ Una desventaja de la interconexión a nivel de distribución primaria es que la confiabilidad de todo el sistema eléctrico de la EMAPA-I se ve afectada ya que este está expuesto a quedar sin energía eléctrica debido a desconexiones del circuito No. 1 de la subestación El Retorno sean estas fortuitas o programadas por EMELNORTE S.A..

RECOMENDACIONES

- ✓ Se recomienda que la EMAPA-I luego de la interconexión y de su calificación y certificación como Gran Consumidor, establezca un programa de mantenimiento preventivo y correctivo de todo su sistema; éste programa puede ser anual y debe ser llevado a cabo por técnicos preparados calificados y capacitados en el tema. Esto con el fin de que el sistema de la empresa funcione adecuadamente las 24 horas del día para beneficio no solo de la empresa sino también de la comunidad a la que sirve. En el programa de mantenimiento podría incluirse el hacer que una o varias de las estaciones de la empresa trabajen en horas de demanda base (22:00 a 07:00 horas), con la finalidad de evitar el pago por potencia remunerable puesta a disposición.

- ✓ Generalmente EMELNORTE S.A., realiza un mantenimiento anual a cada una de sus subestaciones, para ello posee un cronograma de mantenimiento que se cumple cabalmente, esto implicaría que una vez al año el sistema de EMAPA-I, se vería afectado por este mantenimiento, pero también se deben considerar las salidas fortuitas del circuito, y la posibilidad de que se pueda transferir la carga del sistema de la EMAPA-I a otros circuitos cercanos. Por ello se recomienda coordinar con EMELNORTE S.A. para que entregue el cronograma de mantenimiento de la subestación El Retorno para saber el mes, día, hora de desconexión y tiempo programado de la misma, a fin de que no existan inconvenientes tanto para la EMAPA-I como para EMELNORTE S.A. y sus respectivos usuarios.

- ✓ Una recomendación importante es que tanto la puesta en marcha de todo el proceso para la calificación y obtención de la certificación como Gran Consumidor; así como la construcción de la red eléctrica trifásica en media tensión sea realizada por el mismo ingeniero eléctrico o compañía legalmente constituida, ya que con esto se asegura que el profesional encargado o representante, esté al tanto de todo lo relacionado con la

empresa y su situación actual, además al ser un solo profesional o compañía se puede dedicar a tiempo completo tanto a la construcción de la red como a la obtención de la certificación como Gran Consumidor.

- ✓ En la organización de la EMAPA-I existen varios departamentos operativos relacionados al servicio de agua potable, pero no existe un departamento totalmente dedicado al sistema eléctrico de la empresa. Por tanto se recomienda la creación de un Departamento Eléctrico dentro de la empresa, este departamento si bien en la actualidad no es indispensable y solo se requiere de un técnico electricista para el mantenimiento del sistema actual; luego de la construcción de la red trifásica y la instalación de bancos de capacitores y demás equipos de media y baja tensión, se hace indispensable el contar con un departamento de este tipo ya que se necesitará elaborar cronogramas de mantenimientos preventivos y correctivos para todo el sistema y prestar servicio adecuado en el momento en que la empresa lo necesite.

- **Ley de Régimen de Sector Eléctrico. (LRSE)**
- **www.conelec.gov.ec**
- **www.cenace.org.ec**
- **www.cier.org.uy**
- **www.leyden.com.ar**
- **Tesis o Proyectos de Titulación relacionados al Tema, que reposan en la biblioteca FIE – ESFOT.**
- **Registro Histórico de consumo de la Empresa Municipal de Agua Potable y Alcantarillado de Ibarra (EMAPA-I) correspondiente al periodo abril 2004 – abril 2005, que reposan en el Departamento Comercial de EMELNORTE S.A.**
- **Regulación CONELEC 006/03 “Requisitos para la Calificación de Grandes consumidores”**
- **Regulación CONELEC 004/03 “Sistemas de Medición Comercial para los Agentes del MEM”**
- **Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2004, archivo PDF, disponible en www.conelec.gov.ec.**
- **Registro históricos de potencia y energía mensuales, archivos rhe y rhp con formato Excel, disponibles hasta diciembre del 2004 en la página www.cenace.org.ec.**
- **Plan de Electrificación 2004 – 2013, realizado y aprobado por el CONELEC y disponible en su página web.**

- **Reglamento Sustitutivo del MEM, reformado al 08 de abril de 2004.**

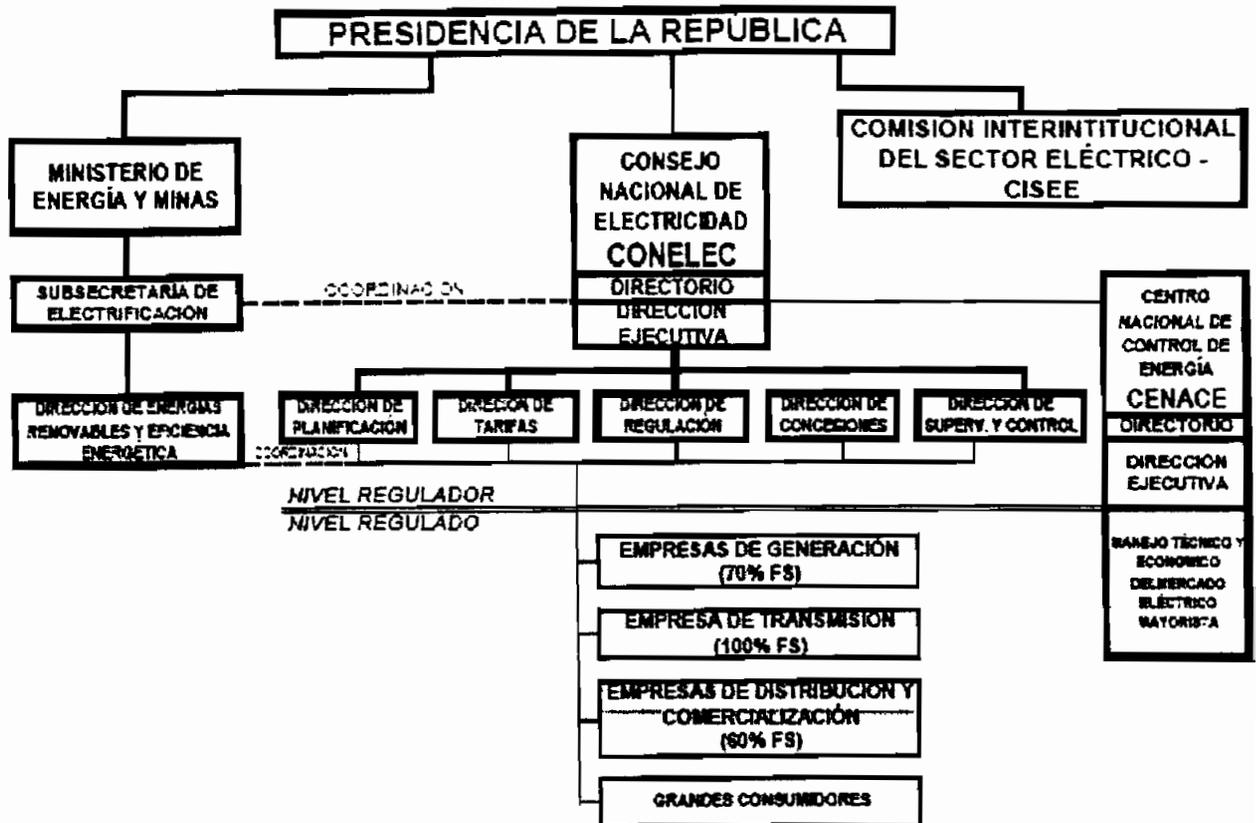
- **Normas de la Empresa Eléctrica Regional Norte (EMELNORTE S.A.) vigentes a la fecha.**

- **Sistema Eléctrico expandido de la Subestación “El Retorno” perteneciente a EMELNORTE S.A., archivo formato de AUTOCAD.**

ANEXO No.1

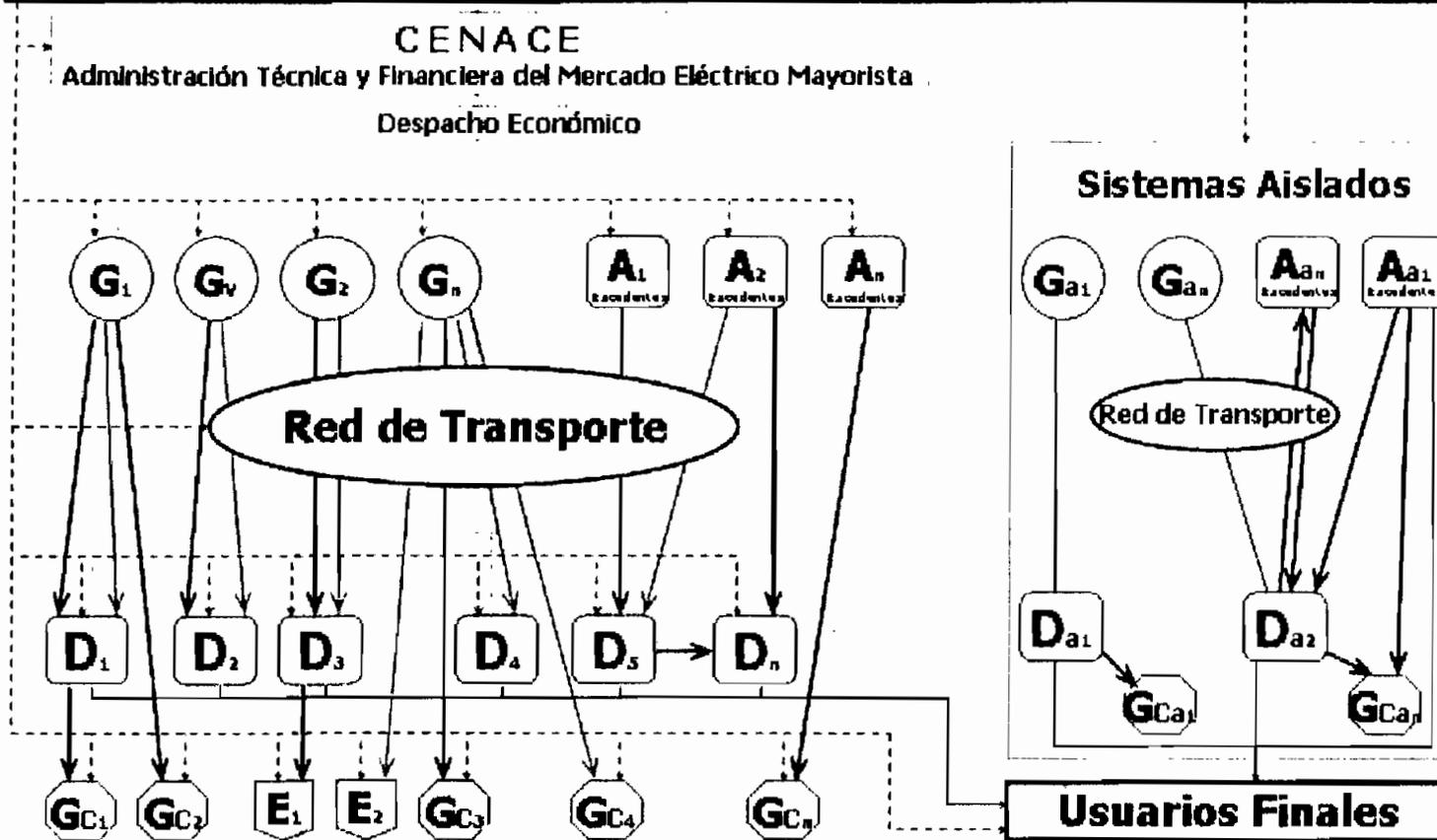
ANEXO No.1.1

ORGANIGRAMA JERÁRQUICO DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO



ESTRUCTURA Y ORGANIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

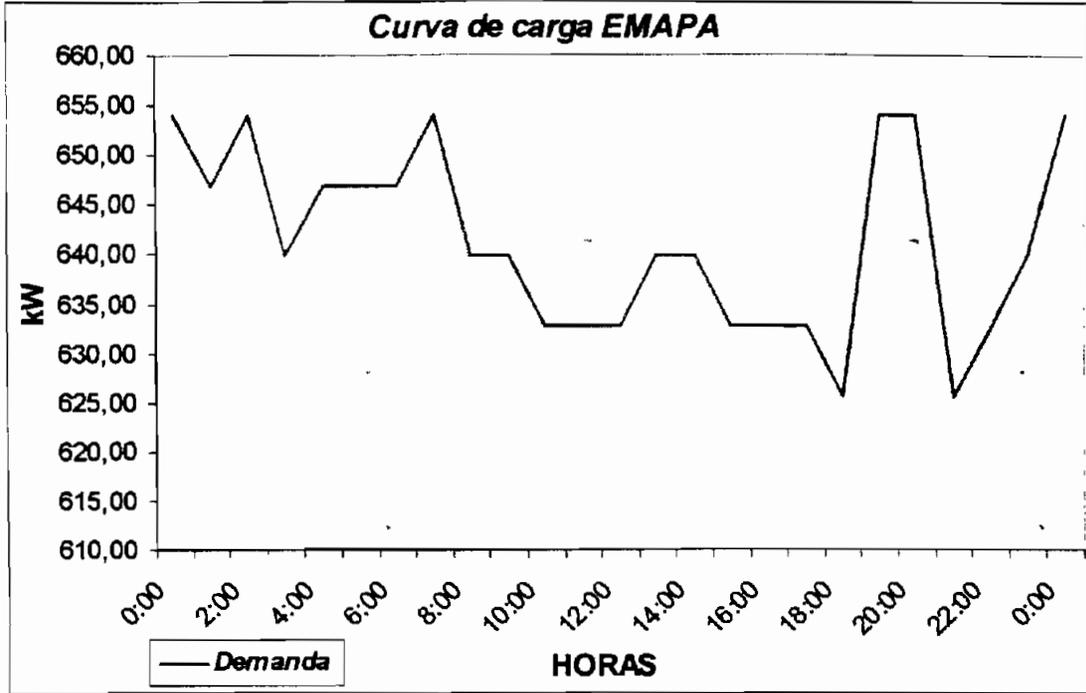
CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD –CONELEC–
 Planificación, Tarifas, Regulación, Concesiones, Supervisión y Control



G: Generador	A: Autoprodutor	Da: Distribuidor Aislado	E: Exportación	→ (solid line): Transacciones en Contratos a Plazo
Gv: Generador Virtual (Importación)	Aa: Autoprodutor Aislado	Gc: Gran Consumidor		→ (dashed line): Transacciones en el Mercado Ocasional
Ga: Generador Aislado	D: Distribuidor	Gca: Gran Consumidor Aislado		

ANEXO No. 2

**CURVA DE CARGA DE LA EMAPA-I PARA UN DÍA TÍPICO DE SERVICIO,
CON SU REGISTRO HORARIO DE DEMANDA Y ENERGÍA.**



Hora	Demanda (kW)	Energía (kWh)
0:00	654,00	
1:00	646,89	650,45
2:00	654,00	650,45
3:00	639,78	646,89
4:00	646,89	643,34
5:00	646,89	646,89
6:00	646,89	646,89
7:00	654,00	650,45
8:00	639,78	646,89
9:00	639,78	639,78
10:00	632,67	636,23
11:00	632,67	632,67
12:00	632,67	632,67
13:00	639,78	636,23
14:00	639,78	639,78
15:00	632,67	636,23
16:00	632,67	632,67
17:00	632,67	632,67
18:00	625,57	629,12
19:00	654,00	639,78
20:00	654,00	654,00
21:00	625,57	639,78
22:00	632,67	629,12
23:00	639,78	636,23
0:00	654,00	646,89
TOTAL	654,00	15.376,11

ANEXO No. 3

GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

3.1. LISTADO DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA CALIFICADOS
A DICIEMBRE DE 2004.

Número	Nombre	Ubicación	Provincia	Demanda Promedio (MW)	Energía Mensual (MWh)	Energía Anual (MWh)	Carga Instalada (MVA)	MWh antogen. Año ant	Ciente en área de concesión de Distribuidora
K-001	Compañía Industrias Guapán S.A.	Panamericana Norte Km. 1 1/2 vía Guapán	Cañar	7,87	3 641,60	43 699,22	17,30	110,08	Azogues
K-002	Aglomerados Cotopaxi S.A.	Lasso	Cotopaxi	3,93	2 113,54	25 362,50	5,90	-	Cotopaxi
K-003	Ecuador Bottling Company	Av. Juan Tanca Marengo Km. 4 1/2	Guayas	-	-	-	4,20	48,00	CATEG-D
K-004	Acerías Nacionales del Ecuador S.A. ANDEC	Guasmo Central Av. Raúl Clemente Huerta junto a Esclusas	Guayas	-	-	-	-	-	CATEG-D
K-005	Empresa Cantonal de Agua Potable y Alcantarillado de Guayaquil		Guayas	-	-	-	-	-	CATEG-D
K-006	Base Naval de Guayaquil	Base Naval Sur	Guayas	4,09	1 731,72	20 780,69	-	-	CATEG-D
K-007	AGA S.A.	Km. 11 1/2 vía Daule	Guayas	2,46	1 465,69	17 588,30	3,00	-	CATEG-D
K-008	Acería del Ecuador C.A., ADELCA	Aloag Km. 1 1/2 a Sto. Domingo	Pichincha	6,86	2 072,87	24 874,47	20,00	-	Quito
K-009	Centro de Rehabilitación de Manabí. Estación de Bombeo de Severino	Severino	Manabí	-	-	-	13,00	-	Manabí
K-010	Negocios Industriales Real S.A. "NIRSA S.A"	Av. Carlos Luis Plaza Dañin y Democracia (Cdla Atarazana)	Guayas	3,34	1 378,53	16 542,40	4,00	-	Sta. Elena
K-011	Kimberly-Klark (Ecuapapel S.A.)	Km. 5 1/2 vía a Daule Mapasingue entre calle Sta y Avenida Las Aguas	Guayas	1,62	809,67	9 715,99	-	-	Los Ríos
K-012	Empresa Papelera Nacional	Marcelino Maridueña	Guayas	7,18	4 571,86	54 862,32	12,50	-	Milagro
K-013	CEDEGE		Guayas	-	-	-	-	-	Sta. Elena
K-014	Plásticos Industriales C.A. "PICA"	Guayaquil Km. 7 1/2 de la vía a Daule	Guayas	3,84	1 973,08	23 676,91	2,80	-	CATEG-D
K-015	Industrias Rocacem, Planta Cerro Blanco	Guayaquil Km. 7 1/2 vía a la costa	Guayas	-	-	-	-	-	CATEG-D
K-016	Enkador	Sangolquí, Barrio Selva Alegre, Km. 1 vía a San Fernando	Pichincha	2,45	1 532,23	18 386,80	5,00	-	Quito
K-017	Unilever Andina - Jabonería Nacional	Guayaquil, Km. 24 vía a Daule	Guayas	2,84	1 367,63	16 411,51	4,00	-	CATEG-D
K-018	La Fabril S.A.	Km. 5.5 vía Manta - Montecristi	Manabí	2,73	1 432,36	17 188,28	3,50	-	Manabí
K-019	Exportadora de Alimentos S.A. (EXPALSA)	km 6.5 vía Durán - Tambo	Guayas	3,09	1 516,73	18 200,74	3,80	-	Guayas- Los Ríos
K-020	Cristalería del Ecuador (CRIDESA)	Km. 14 vía Daule	Guayas	3,32	2 048,90	24 586,83	3,50	-	CATEG-D
K-021	Industria Cartonera Ecuatoriana	Av. 25 de julio	Guayas	2,68	1 196,76	14 361,12	3,50	-	CATEG-D
K-022	Interagua, estación "La Toma"	La Toma Km. 26 1/2 vía a Daule	Guayas	15,66	10 465,84	125 590,10	23,00	-	Guayas-Los Ríos
K-023	Cartopel	Parque Industrial Cornelio Vintimilla	Azuay	4,08	2 364,02	28 368,26	-	-	Centro Sur

K-024	Compañía Ecuatoriana del Caucho S.A. (Erco)	Parque Industrial Cornelio Vintimilla	Azuay	4,71	2 111,84	25 339,68	14,10	-	Centro Sur
K-025	Compañía de Cervezas Nacionales C.A.	Km 16.5 vía a Daule	Guayas	3,91	1 837,73	14 701,88	3,02	-	CATEG-D
K-026	Industrias Rocacem, Planta San Rafael	Barrio San Rafael	Cotopaxi	4,16	1 915,20	22 982,45	4,57	-	Cotopaxi
K-027	Fundiciones Industriales S.A. (FISA)	km 10.5 vía Daule	Guayas	2,09	887,15	10 645,81	2,14	-	CATEG-D
K-028	Amanco Plástigama S.A.	Km 4.5 vía Durán - Tambo	Guayas	2,47	1 317,62	15 811,39	1,78	-	Guayas-Los Ríos
K-029	Corporación Ecuatoriana de Aluminio S.A. (Cedal)	Avenida Unidad Nacional	Cotopaxi	1,89	856,21	10 274,51	2,07	-	Cotopaxi
K-030	Plásticaucho Industrial S.A.	Catigлата	Tungurahua	2,00	866,81	10 401,71	1,83	-	Ambato
K-031	Plastiempaques S.A.	km. 3 vía Durán Tambo	Guayas	1,65	739,77	8 877,18	2,59	-	Guayas-Los Ríos
k-032	Plásticos Ecuatorianos S.A	Vía Daule km. 8.5	Guayas	1,99	1 075,33	12 903,93	3,10	-	CATEG-D
K-033	Promarisco S.A.	Km. 6.5 vía Durán Tambo	Guayas	1,46	810,26	9 723,15	2,30	-	Guayas-Los Ríos
K-034	Graiman Cia. Ltda.	Parque Industrial Cuenca	Azuay	3,26	1 860,80	22 329,60	5,17	-	Centro Sur
K-035	Novopan del Ecuador S.A.	Panamericana Sur km. 9.5	Pichincha	1,34	600,67	3 003,36	1,92	-	Quito
K-036	Empresa Pesquera Ecuatoriana S.A. (EMPESEC)	Vía Daule km.12	Guayas	1,81	824,97	9 899,60	1,80	-	CATEG-D
K-037	Industrial Mollner S.A.	El Oro No. 101 entre Vivero y 5 de junio	Guayas	2,48	790,43	9 485,20	3,50	-	CATEG-D
K-038	Provefrut S.A.	Guaytacama	Cotopaxi	1,92	959,46	11 513,56	1,60	-	Cotopaxi
K-039	Cemento Chimborazo S.A.	San Juan Chico	Riobamba	4,95	2 351,91	28 222,98	6,20	-	Riobamba
K-040	Petroindustrial - Refinería Estatal de Esmeraldas	Km 4.5 vía Atacames	Esmeraldas	-	-	-	24,70	-	Esmeraldas
K-041	Productos Familia Sancela del Ecuador S.A.	Panamericana Norte km. 20, Lasso	Cotopaxi	4,16	1 215,27	14 583,23	9,27	-	Cotopaxi
K-042	Textiles Río Blanco S.A.	Lasso	Cotopaxi	1,46	805,78	9 669,36	2,96	-	Cotopaxi
K-043	Compañía de Elaborados de Café EL CAFÉ C.A.	Av. Juan Tanca Marengo Km. 3 1/2	Guayas	2,35	1 400,65	16 807,81	4,00	-	CATEG-D
K-044	La Fabril S.A., Planta La Favorita	Final calle 11 y Domingo Comin	Guayas	1,34	654,71	7 856,48	2,87	-	CATEG-D
K-045	Ecuador Bottling Company, planta de la ciudad de Quito	Isaac Albeniz No. 203 y El Morfán	Pichincha	2,04	1 036,90	5 184,50	3,53	39,26	Quito
K-046	Delltex Industrial S.A.	Av. 6 de Diciembre y Granados, y calle Juan Montalco en Cumbayá	Pichincha	2,22	859,94	4 299,68	6,00	2,50	Quito
K-047	C.A. Ecuatoriana de Cerámica	Av. Gonzalo Dávalos Valdivieso s/n y Brasil	Chimborazo	1,77	811,60	9 739,24	-	-	Riobamba
K-048	Itaipos S.A.	Av. Gil Ramírez Dávalos 5-32 y Armenillas	Azuay	1,49	645,36	7 099,00	-	-	Centro Sur
K-049	Constructora Norberto Odebrecht S.A.	Final calle 11 y Domingo Comin	Tungurahua	1,17	417,94	2 089,69	-	-	Ambato
K-050	Pronaca (planta ubicada en Guayas-Los Ríos)	Los Naranjos N44-15 y Av. de los Granados	Guayas	2,68	1 097,14	10 971,37	-	-	Guayas-Los Ríos
K-051	Industrial Danec S.A.	Km. 1 1/2 Vía a Sangolquí - Tambillo	Pichincha	1,60	736,42	3 682,11	-	-	Quito
K-052	Industria Cartonera Asociada S.A. Incasa	Panamericana Sur Km. 7 1/2 S26-183	Pichincha	1,78	789,39	7 104,47	-	-	Quito
K-053	Sociedad Agrícola e Industrial San Carlos	General Elizalde # 114 y Pichincha	Guayas	2,30	1 042,84	9 385,54	-	-	Milagro
K-054	Fábrica de Envases S.A. FADESA	Calle Novena No. 109 y Av. Domingo Comin	Guayas	2,03	881,24	7 049,90	-	-	CATEG-D
K-055	Tejidos Pin-tex S.A.	Av. La Prensa No. 3741 (OE5-28) y Pasaje Manuel Herrera	Pichincha	2,33	975,26	2 925,78	-	-	Quito

K-056	Boop del Ecuador Cía. Ltda.	Jaime Roldós Aguilera e Isidro Ayora No. E3-37	Pichincha	3,07	1 880,03	9 400,14	-	-	Quito
K-057	Hotel Colón Guayaquil S.A.	Cdla Kennedy Norte - Av. Fco. de Orellana Mz. 111	Pichincha	1,29	601,76	4 814,05	-	-	CATEG-D
K-058	Aquamar S.A.	Km 26 Autopista Durán-Bolicho	Guayas	1,10	437,01	3 496,05	-	-	Quito
K-059	Pronaca (Bucay)	km 3 vía El Triunfo-Bucay junto a la subestación Bucay	Guayas	2,03	815,99	4 079,97	-	-	Milagro
K-060	Pronaca (Sto. Domingo)	Los Naranjos N44-15 y Av. de los Granados	Pichincha	1,93	869,05	4 345,24	-	-	Sto. Domingo
K-061	Productos Químicos y Anexos PROQUIMSA S.A.	Urb. Santa Leonor a 300 mts. Antes de Terminal Terrestre, junto a caseta 2 de la C.T.G.	Guayas	2,18	1 352,17	10 817,37	-	-	CATEG-D
K-062	Empacadora Nacional C.A. (ENACA C.A.)	Guasmo Norte junto a la ría	Guayas	-	-	-	-	-	CATEG-D
K-063	Ecudos S.A.	Sucre 203 y Pichincha, 8avo. Piso	Guayas	0,71	105,23	420,93	-	-	Milagro
K-064	Azucarera Valdez S.A.	Av. 10 de Agosto y Roberto Astudillo	Guayas	2,14	606,12	2 424,48	-	-	Milagro
K-065	Plásticos del Litoral PLASLIT S.A.	Vía a Daule Km. 11 1/2	Guayas	3,80	1 711,97	8 559,84	-	-	CATEG-D
K-066	NOVACERO ACEROPAXI	Av. de los Shyris 3941 y Río Coca	Cotopaxi	-	-	-	-	-	Cotopaxi
K-067	Hotel Oro Verde S.A. Hotver	Av. 9 de Octubre 414 y García Moreno	Guayas	1,03	524,12	2 620,61	-	-	CATEG-D
K-068	Solubles Instantáneos C.A. (SICA)	Av. C.J. Arosemena Km. 2	Guayas	1,42	697,39	2 092,17	-	-	CATEG-D
K-069	Codana S.A. (CODANA)	Junín 114 y Malecón, Piso 7, Oficina 4	Guayas	0,73	378,28	1 134,84	-	-	Milagro
K-070	Empresa Municipal de Telecomunicaciones, Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento de Cuenca	Benigno Malo 7-78	Azuay	-	-	-	-	-	Centro Sur
K-071	Compañía Agrícola e Industrial (ECUAPLANTION S.A.)	Km. 4.5 vía Durán Tambo, diagonal a Plastigama	Guayas	1,11	565,61	565,61	-	-	Guayas-Los Ríos
K-072	Plastiguayas Cía. Ltda. (PLASTIGUAYAS)	Av. José Gómez Gault 103 y Av. Juan Tanca Marengo	Guayas	-	-	-	-	-	
K-073	Plasticsacks Cía. Ltda. (PLASTICSACKS)	Panamericana Norte Km. 12 1/2	Pichincha	-	-	-	-	-	

No registran operaciones en el MEM en el AÑO 2004

Opera como Gran Consumidor, pero no se tienen estos datos.

Calificación Revocada, actúan como Clientes Regulados de la Distribuidora de su Área de Concesión.

La energía mensual es la promedio del total de la consumida en los meses registrados

3.2. LISTADO DE GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA CALIFICADOS A ABRIL DE 2005 CON SUS FECHAS DE EMISIÓN Y EXPIRACIÓN DE LA CALIFICACIÓN.

REGISTRO DE GRANDES CONSUMIDORES

FECHA Y HORA DE ACTUALIZACIÓN: Miércoles 06 de abril de 2005; 14h00

Número	Nombre	Alias	Fecha Calificación	Valido Hasta	Cliente en área de concesión de Distribuidor
K-001	Compañía Industrias Guapán S.A.	GUAPAN	29-Feb-99	29-may-05	Azogues
K-002	Aglomerados Cotopaxi S.A.	AGLOMERADOS COTOPAXI	08-oct-99	05-mar-05	Cotopaxi
K-003	Ecuador Bottling Company	EBC-Guayaquil	09-feb-00	01-abr-06	C.A.T. E.G.-D.
K-004	Acerías Nacionales del Ecuador S.A.	ANDEC	12-may-00	27-feb-06	C.A.T. E.G.-D.
K-005	Empresa Cantonal de Agua Potable y Alcantarillado de Guayaquil	ECAPAG	07-jun-00	Calificación revocada (22-Feb-2001)	Guayas-Los Ríos
K-006	Base Naval de Guayaquil	BASE NAVAL	08-jun-00	Calificación caducada para el período: 25-junio-2004 hasta 27-jun-2004. VIGENCIA ACTUAL DE LA CALIFICACIÓN: Para el período 28-jun-2004 hasta el 28-jun-2006	C.A.T. E.G.-D.
K-007	AGA S.A.	AGA	23-jun-00	01-abr-06	C.A.T. E.G.-D.
K-008	Acería del Ecuador C.A.	ADELCA	11-jul-00	27-ago-06	Quito
K-009	Centro de Rehabilitación de Manabí. Estación de Bombeo de Severino	CRM Severino	26-sep-00	Calificación revocada (10-oct-02)	Manabí
K-010	Negocios Industriales Real S.A.	NIRSA	12-oct-00	12-oct-06	Sta. Elena
K-011	Kimberly-Clark Ecuador S.A. (Planta Babahoyo)	KIMBERLY - CLARK	12-oct-00	Calificación caducada para el período: 30-ene-2004 hasta 17-feb-2004. VIGENCIA ACTUAL DE LA CALIFICACIÓN para el período: 18-feb-2004 hasta el 18-feb-2006.	Los Ríos
K-012	Empresa Papelera Nacional S.A.	PAPELERA NACIONAL	12-oct-00	12-oct-06	Milagro

K-013	CEDEGE, Estación de Bombeo de Chongón	CEDEGE	17-oct-00	Calificación revocada (12-Jun-2001)	Sta. Elena
K-014	Plásticos Industriales C.A.	PICA	23-oct-00	11-sep-06	C.A.T. E.G.-D.
K-015	Holcim Cementos S.A (Industrias Rocacem S.A, Planta Cerro Blanco)	HOLCIM CEMENTOS (ROCACEM Cerro Blanco)	06-mar-01	Calificación revocada (07-mar-2005)	C.A.T. E.G.-D.
K-016	Enkador	ENKADOR	23-abr-01	23-abr-05	Quito
K-017	Unilever Andina - Jabonería Nacional S.A, planta Jabonería Nacional	UNILEVER	06-ago-01	01-abr-06	C.A.T. E.G.-D.
K-018	La Fabril S.A.	LA FABRIL	28-ago-01	28-ago-05	Manabí
K-019	Exportadora de Alimentos S.A.	EXPALSA	10-sep-01	13-sep-06	Guayas-Los Ríos
K-020	Cristalería del Ecuador S.A.	CRIDESA	12-oct-01	04-mar-06	C.A.T. E.G.-D.
K-021	Industria Cartonera Ecuatoriana S.A.	CARTONERA ECUATORIANA	18-oct-01	05-mar-06	C.A.T. E.G.-D.
K-022	Interagua, estación "La Toma"	INTERAGUA La Toma	31-oct-01	01-mar-06	Guayas-Los Ríos
K-023	Cartopel	CARTOPEL	08-ene-02	08-ene-06	Centro Sur
K-024	Compañía Ecuatoriana del Caucho S.A.	ERCO	16-ene-02	16-ene-06	Centro Sur
K-025	Compañía de Cervezas Nacionales C.A.	COMPAÑÍA DE CERVEZAS NACIONALES	03-abr-02	03-abr-06	C.A.T. E.G.-D.
K-026	Holcim Cementos S.A., Planta San Rafael	HOLCIM CEMENTOS - San Rafael	27-ago-02	27-ago-05	Cotopaxi
K-027	Fundiciones Industriales S.A.	FISA	28-ago-02	28-ago-06	C.A.T. E.G.-D.
K-028	Amanco Plastigama S.A.	AMANCO PLASTIGAMA	04-sep-02	04-sep-06	Guayas-Los Ríos
K-029	Corporación Ecuatoriana de Aluminio S.A.	CEDAL	11-sep-02	11-sep-05	Cotopaxi
K-030	Plásticaucho Industrial S.A.	PLASTICAUCHO	11-sep-02	11-sep-05	Ambato
K-031	Plastiempques S.A.	PLASTIEMPAQUES	21-nov-02	21-nov-06	Guayas-Los Ríos
K-032	Plásticos Ecuatorianos S.A.	PLASTICOS ECUATORIANOS	04-dic-02	04-dic-06	C.A.T. E.G.-D.
K-033	Promarisco S.A.	PROMARISCO	16-dic-02	16-dic-06	Guayas-Los Ríos
K-034	Graiman Cia. Ltda.	GRAIMAN	31-ene-03	31-ene-06	Centro Sur
K-035	Novopan del Ecuador S.A.	NOVOPAN	14-abr-03	14-abr-05	Quito
K-036	Empresa Pesquera Ecuatoriana S.A.	EMPESEC	06-may-03	06-may-05	C.A.T. E.G.-D.
K-037	Industrial Molinera C.A.	MOLINERA	11-jun-03	11-jun-05	C.A.T. E.G.-D.
K-038	Provefrut S.A.	PROVEFRUT	01-jul-03	01-jul-05	Cotopaxi
K-039	Cemento Chimborazo S.A.	CEMENTO CHIMBORAZO	30-jul-03	30-jul-05	Riobamba
K-040	Petroindustrial - Refinería Estatal de Esmeraldas	PETROINDUSTRIAL	30-jul-03	30-jul-05	Esmeraldas
K-041	Productos Familia Sancela del Ecuador S.A.	PRODUCTOS FAMILIA SANCELA	08-ago-03	08-ago-05	Cotopaxi
K-042	Textiles Río Blanco S.A.	TEXTILES RÍO BLANCO	13-ago-03	Calificación revocada (30-mar-2005)	Cotopaxi

K-043	Compañía de Elaborados de Café ELCAFE C.A.	EL CAFÉ	04-sep-03	04-sep-05	C.A.T. E.G.-D.
K-044	La Fabril S.A., Planta La Favorita	LA FABRIL	05-sep-03	05-sep-05	C.A.T. E.G.-D.
K-045	Ecuador Bottling Company, planta de la ciudad de Quito	EBC-Quito	07-nov-03	07-nov-05	Quito
K-046	Delltex Industrial S.A.	DELTEX	07-nov-03	07-nov-05	Quito
K-047	Ecuadoriana de Cerámica C.A.	ECUATORIANA DE CERÁMICA	08-dic-03	08-dic-05	Riobamba
K-048	Italpisos S.A.	ITALPISOS	14-ene-04	14-ene-06	Centro Sur
K-049	Constructora Norberto Odebrecht S.A.	ODEBRECHT	22-ene-04	22-jul-05	Ambato
K-050	Pronaca (planta ubicada en Emelgur)	PRONACA EMELGUR	29-dic-03	29-dic-05	Guayas-Los Ríos
K-051	Industrial Danec S.A.	DANEC	09-feb-04	09-feb-06	Quito
K-052	Industria Cartonera Asociada S.A.	INCASA	09-feb-04	09-feb-06	Quito
K-053	Sociedad Agrícola e Industrial San Carlos	SAN CARLOS	10-feb-04	10-feb-06	Milagro
K-054	Fábrica de Envases S.A.	FADESA	25-feb-04	25-feb-07	C.A.T. E.G.-D.
K-055	Tejidos Pin-tex S.A.	PIN-TEX	25-feb-04	25-feb-06	Quito
K-056	Boop del Ecuador Cia. Ltda.	BOOP DEL ECUADOR	01-mar-04	01-mar-06	Quito
K-057	Hotel Colón Guayaquil S.A.	HOTEL COLÓN GUAYAQUIL	05-mar-04	05-mar-06	C.A.T. E.G.-D.
K-058	Aquamar S.A.	AQUAMAR	19-mar-04	19-mar-07	Milagro
K-059	Pronaca (Bucay)	PRONACA BUCAY	19-mar-04	19-mar-07	Milagro
K-060	Pronaca (Sto. Domingo)	PRONACA EMELSAD	05-abr-04	05-abr-06	Santo Domingo
K-061	Productos Químicos y Anexos S.A.	PROQUIMSA	20-abr-04	20-abr-06	C.A.T. E.G.-D.
K-062	Empacadora Nacional C.A.	ENACA	20-abr-04	20-abr-06	C.A.T. E.G.-D.
K-063	Ecudos S.A.	ECUDOS	20-abr-04	20-abr-06	Milagro
K-064	Azucarera Valdez S.A.	AZUCARERA VALDEZ	21-abr-04	21-abr-06	Milagro
K-065	Plásticos del Litoral S.A.	PLASLIT	05-may-04	05-may-06	C.A.T. E.G.-D.
K-066	Novacero Aceropaxi	NOVACERO	25-may-04	25-may-05	Cotopaxi
K-067	Hotel Oro Verde S.A. Hotver	HOTEL ORO VERDE HOTVER	28-jun-04	28-jun-06	C.A.T. E.G.-D.
K-068	Solubles Instantáneos C.A.	SICA	12-jul-04	12-jul-06	C.A.T. E.G.-D.
K-069	CODANA S.A.	CODANA	23-jul-04	23-jul-06	Milagro
K-070	Empresa Pública Municipal de Telecomunicaciones, Agua Potable, Alcantarillado y Sanamiento de Cuenca	ETAPA	30-sep-04	30-sep-06	Centro Sur
K-071	Compañía Agrícola e Industrial ECUAPLANTATION S.A.	ECUAPLANTATION	09-nov-04	09-nov-06	Guayas-Los Ríos
K-072	Plastiguayas Cia. Ltda.	PLASTIGUAYAS	14-dic-04	14-dic-06	C.A.T. E.G.-D.
K-073	Plasticsacks Cia. Ltda.	PLASTICSACKS	24-dic-04	24-dic-06	Quito
K-074	Sállica del Ecuador S.A.	SALICA	10-ene-05	10-ene-06	Sta. Elena
K-075	Naportec S.A.	NAPORTEC	15-feb-05	15-feb-07	C.A.T. E.G.-D.

K-076	Conservas Isabel Ecuatoriana S.A.	CONSERVAS ISABEL	03-mar-05	03-mar-07	Manabí
K-077	Cerámica Rialto S.A.	CERÁMICA RIALTO	18-mar-05	18-mar-07	Centro Sur
K-078	Lanafit S.A.	LANAFIT	18-mar-05	18-mar-07	Quito
K-079	Cartorama C.A.	CARTORAMA	18-mar-05	18-mar-07	C.A.T. E.G.-D.
K-080	The Tesalia Springs Company S.A.	TESALIA	04-abr-05	04-abr-07	Quito

NÚMERO TOTAL DE GRANDES CONSUMIDORES QUE FUERON APROBADOS Y QUE A LA FECHA TIENEN SU CALIFICACIÓN VIGENTE

=

75

Notas:

* Las calificaciones correspondientes a los registros **K-005, K-009, K-013, K-015 y K-042** fueron revocadas

* La calificación **K-011** está caducada para el período: 30-ene-2004 hasta 17-feb-2004.
VIGENCIA ACTUAL DE LA CALIFICACIÓN **K-011**: Para el período 18-feb-2004 hasta el 18-feb-2006.

* La calificación **K-006** está caducada para el período: 25-junio-2004 hasta 27-jun-2004.
VIGENCIA ACTUAL DE LA CALIFICACIÓN **K-006**: Para el período 28-jun-2004 hasta el 28-jun-2006

ANEXO No. 4

RESUMEN DE LOS MEDIDORES INSTALADOS EN LAS DIFERENTES ESTACIONES DE BOMBEO Y REBOMBEO, ASÍ COMO LA POTENCIA INSTALADA EN LOS TRANSFORMADORES, RELACIÓN DE TC'S Y VALORES DE DEMANDA Y ENERGÍA POR MEDIDOR.

ANÁLISIS DEL CONSUMO POR ESTACIÓN DE BOMBEO DE EMAPA - I										
Ubicación	Identificación	Número Medidor	Marca medidor	Tipo de medidor	Potencia Transformador (kVA)	Relación de TC	Voltaje del secundario (V)	Factor de Multiplicación	Demanda (kW)	Energía (kWh)
Yuyucocha	Pozo 1	T3-5003	ABB	A1R	250	500/5	460	100	175,31	125201,08
Yuyucocha	Pozo 2	T4-6089	VECTRON		225	300/5	460	60	79,15	54910,62
Yuyucocha	Pozo 3	T4-5822	ABB	A1R	200	300/5	460	60	95,90	50151,00
Est. Yuyucocha	Bomba 3 proy. 1	T4-5022	ABB	A1R	225	500/5	220	100	89,15	60013,62
Est. Yuyucocha	Bomba 1 proy. 3	T4-5878	ABB	A1R	150	500/5	220	100	83,62	56369,77
Est. Yuyucocha	Bomba 1 y 2 proy. 2	T4-5017	ABB	A1R	300	800/5	220	160	136,23	93165,15
TOTAL					1350				659,36	439811,23
Urb. EMELNORTE	Bomba 1 y rebombeo	T4-6569	ABB	A1R	200	300/5	460	60	88,11	12597,77
Azaya	Rebombeo	T4-5930	ABB	A1R	160	400/5	220	80	93,31	13652,23
TOTAL					1710				840,78	466.061,23

ANEXO No. 5

PRESENTACIÓN DEL HISTÓRICO DE CONSUMO DE LA EMAPA-I POR MEDIDOR INCLUYÉNDOSE LOS VALORES CANCELADOS MES A MES EN EL PERIODO DE ABRIL DEL 2004 A ABRIL DEL 2005.

Id. Cliente	Número medidor
97716	T3 - 5003

Mes	Consumo en kWh	Demanda en kW	Valor consumo US\$	Valor Demanda US\$	Recargos Total US\$	Recargos por bajo fp	Total pago en US\$
abril-04	128826,00	177,00	8851,93	964,36	3258,53	1197,11	13074,82
mayo-04	125868,00	176,00	8648,68	958,91	3189,25	1171,66	12796,84
junio-04	128418,00	176,00	8823,89	958,91	3247,41	1193,03	13030,22
julio-04	125358,00	175,00	8613,63	953,46	3175,81	1166,72	12742,91
agosto-04	130458,00	174,00	8972,74	947,39	3104,38	1021,15	13024,50
septiembre-04	129132,00	174,00	8866,04	947,39	3265,64	1204,82	13079,07
octubre-04	123930,00	174,00	8505,37	947,39	3129,04	1143,96	12581,80
noviembre-04	109038,00	177,00	7491,90	980,06	2796,69	1017,58	11268,65
diciembre-04	126786,00	177,00	8719,57	958,28	3184,92	1152,57	12862,77
enero-05	128010,00	179,00	8785,87	958,28	3277,68	1231,41	13021,83
febrero-05	121890,00	175,00	8390,11	952,83	3011,33	1049,31	12354,27
marzo-05	122604,00	175,00	8414,39	963,72	3155,84	1186,44	12533,95
abril-05	127296,00	170,00	8753,03	925,61	3238,32	1205,81	12916,96
	Consumo en kWh	Demanda en kW	Valor consumo US\$	Valor Demanda US\$	Recargos Total US\$	Recargos por bajo fp	Total pago en US\$
PROMEDIOS	125201,08	175,31	8602,86	955,12	3156,53	1149,35	12714,51

Id. Cliente	Número medidor
85895	T4 - 05022

Mes	Consumo en kWh	Demanda en kW	Valor consumo US\$	Valor Demanda US\$	Recargos Total US\$	Recargos por bajo fp	Total pago en US\$
abril-04	52632,00	80,00	3557,54	427,97	971,30	134,34	4956,82
mayo-04	57283,00	82,00	3871,92	438,67	1050,53	145,30	5361,12
junio-04	58507,00	80,00	3954,65	427,97	1068,08	147,73	5450,71
julio-04	57528,00	88,00	3888,48	470,77	1062,38	146,94	5421,63
agosto-04	57528,00	98,00	3946,91	484,58	1065,32	134,70	5496,81
septiembre-04	64627,00	92,00	4302,60	500,92	1154,60	145,86	5958,12
octubre-04	63281,00	91,00	4278,37	479,14	1143,55	144,47	5901,06
noviembre-04	61445,00	91,00	4151,07	500,92	1118,23	141,31	5770,22
diciembre-04	62791,00	91,00	4223,29	500,92	1135,56	143,48	5859,77
enero-05	63403,00	92,00	4277,15	479,14	1143,27	144,45	5899,55
febrero-05	59609,00	91,00	4020,35	500,92	1086,86	137,40	5608,13
marzo-05	60588,00	92,00	4121,94	495,47	1109,93	140,28	5727,35
abril-05	60955,00	91,00	4131,98	490,03	1111,03	140,41	5733,04
	Consumo en kWh	Demanda en kW	Valor consumo US\$	Valor Demanda US\$	Recargos Total US\$	Recargos por bajo fp	Total pago en US\$
PROMEDIOS	60013,62	89,15	4055,87	476,73	1093,90	142,05	5626,49

Id. Cliente	Número medidor
151995	T4 - 6089

Mes	Consumo en kWh	Demanda en kW	Valor consumo US\$	Valor Demanda US\$	Recargos Total US\$	Recargos por bajo fp	Total pago en US\$
abril-04	55892,00	77,00	3826,71	414,41	1466,59	575,95	5707,70
mayo-04	59364,00	82,00	4079,02	441,32	1563,14	613,87	6083,48
junio-04	49817,00	78,00	3423,02	419,79	1328,85	521,86	5171,67
julio-04	50184,00	78,00	3448,24	419,79	1337,57	525,29	5205,61
agosto-04	58813,00	75,00	4042,87	408,36	1608,73	673,97	6059,96
septiembre-04	41004,00	76,00	2815,81	413,80	1518,39	840,17	4748,00
octubre-04	34456,00	57,00	2368,93	277,68	1328,82	773,03	3975,43
noviembre-04	53428,00	86,00	3669,18	473,69	1417,19	547,19	5560,07
diciembre-04	59915,00	87,00	4116,68	392,02	1330,91	384,08	5839,61
enero-05	68299,00	87,00	4690,00	473,69	1524,35	439,97	6688,04
febrero-05	52877,00	74,00	3638,71	468,25	1207,14	344,68	5314,10
marzo-05	65851,00	86,00	4520,84	468,25	1475,91	428,20	6465,00
abril-05	64138,00	86,00	4407,75	468,25	1429,42	405,47	6305,42
	Consumo en kWh	Demanda en kW	Valor consumo US\$	Valor Demanda US\$	Recargos Total US\$	Recargos por bajo fp	Total pago en US\$
PROMEDIOS	54910,62	79,15	3772,91	426,10	1425,92	544,13	5624,93

Id. Cliente	Número medidor
181911	T4 - 05822

Mes	Consumo en kWh	Demanda en kW	Valor consumo US\$	Valor Demanda US\$	Recargos Total US\$	Recargos por bajo fp	Total pago en US\$
abril-04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
mayo-04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
junio-04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
julio-04	53244,00	92,00	3596,03	498,52	1533,64	673,79	5628,20
agosto-04	50551,00	89,00	3420,35	468,25	1642,26	825,65	5530,85
septiembre-04	55202,00	90,00	3715,70	490,03	1617,83	734,63	5823,56
octubre-04	65912,00	94,00	4453,40	517,25	1858,19	814,35	6828,84
noviembre-04	71849,00	98,00	4855,00	533,59	1963,32	831,72	7351,90
diciembre-04	74113,00	97,00	4989,15	528,14	1962,43	803,80	7479,72
enero-05	69584,00	100,00	4702,00	533,59	1856,88	757,41	7092,46
febrero-05	68177,00	98,00	4595,26	533,59	1801,73	724,67	6930,58
marzo-05	71482,00	100,00	4836,39	544,48	1905,50	775,52	7286,37
abril-05	71849,00	101,00	4870,42	549,92	1888,29	750,02	7308,63
	Consumo en kWh	Demanda en kW	Valor consumo US\$	Valor Demanda US\$	Recargos Total US\$	Recargos por bajo fp	Total pago en US\$
PROMEDIOS	50151,00	95,90	3387,21	399,80	1386,93	591,66	5173,93

Id. Cliente	Número medidor
85894	T4 - 05678

Mes	Consumo en kWh	Demanda en kW	Valor consumo US\$	Valor Demanda US\$	Recargos Total US\$	Recargos por bajo fp	Total pago en US\$
abril-04	59242,00	83,00	4081,46	445,86	1103,34	152,61	5630,67
mayo-04	56059,00	83,00	3862,17	445,86	1049,90	145,21	5357,93
junio-04	58874,00	84,00	4056,10	451,24	1098,47	151,93	5605,82
julio-04	57161,00	84,00	3938,09	451,24	1069,71	147,95	5459,04
agosto-04	57161,00	84,00	3943,73	457,36	1058,01	133,78	5459,10
septiembre-04	58262,00	85,00	3992,69	462,80	1071,07	135,41	5526,56
octubre-04	57038,00	83,00	3917,53	435,58	1046,50	132,35	5399,62
noviembre-04	56059,00	84,00	3872,49	457,36	1040,92	131,65	5370,77
diciembre-04	51530,00	84,00	3580,20	435,58	965,54	122,23	4981,32
enero-05	55570,00	83,00	3825,98	446,47	1027,14	129,93	5299,59
febrero-05	52142,00	82,00	3589,50	430,14	966,47	122,35	4986,11
marzo-05	55814,00	84,00	3833,81	457,36	1031,64	130,49	5322,81
abril-05	57895,00	84,00	3989,51	462,80	1070,31	135,32	5522,62
	Consumo en kWh	Demanda en kW	Valor consumo US\$	Valor Demanda US\$	Recargos Total US\$	Recargos por bajo fp	Total pago en US\$
PROMEDIOS	56369,77	83,62	3883,33	449,20	1046,08	136,25	5378,61

Id. Cliente	Número medidor
86007	T4 - 05017

Mes	Consumo en kWh	Demanda en kW	Valor consumo US\$	Valor Demanda US\$	Recargos Total US\$	Recargos por bajo fp	Total pago en US\$
abril-04	100858,00	143,00	6828,54	777,96	1853,76	256,40	9460,26
mayo-04	94615,00	143,00	6405,86	777,96	1750,75	242,15	8934,57
junio-04	97553,00	138,00	6604,78	750,75	1792,60	247,94	9148,13
julio-04	91310,00	133,00	6182,10	723,55	1682,96	232,77	8588,61
agosto-04	91310,00	134,00	6278,88	729,60	1683,79	212,01	8692,26
septiembre-04	85190,00	134,00	5639,21	724,15	1528,96	192,66	7892,33
octubre-04	96941,00	133,00	6558,44	724,15	1749,57	220,23	9032,16
noviembre-04	92534,00	133,00	6280,34	724,15	1682,83	211,89	8687,33
diciembre-04	89107,00	134,00	6018,16	729,60	1621,22	204,19	8368,98
enero-05	94738,00	136,00	6410,82	740,49	1718,07	216,30	8869,38
febrero-05	93269,00	136,00	6298,70	740,49	1691,16	212,93	8730,35
marzo-05	90943,00	136,00	6179,73	740,49	1662,60	209,36	8582,82
abril-05	92779,00	138,00	6324,16	751,38	1699,88	214,02	8775,42
	Consumo en kWh	Demanda en kW	Valor consumo US\$	Valor Demanda US\$	Recargos Total US\$	Recargos por bajo fp	Total pago en US\$
PROMEDIOS	93165,15	136,23	6308,44	741,13	1701,40	220,99	8750,97

Id. Cliente	Número medidor
176392	T4 - 6569

Mes	Consumo en kWh	Demanda en kW	Valor consumo US\$	Valor Demanda US\$	Recargos Total US\$	Recargos por bajo fp	Total pago en US\$
abril-04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
mayo-04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
junio-04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
julio-04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
agosto-04	184,00	26,00	13,59	141,56	86,13	53,55	241,28
septiembre-04	29131,00	112,00	1973,21	604,37	919,97	378,68	3497,55
octubre-04	54652,00	112,00	3703,21	729,60	1505,81	574,92	5938,62
noviembre-04	30233,00	103,00	2039,31	560,81	899,88	353,86	3500,00
diciembre-04	551,00	26,00	39,05	262,66	124,33	60,97	426,03
enero-05	14504,00	103,00	998,78	560,81	541,06	213,54	2100,65
febrero-05	3182,00	102,00	220,93	555,37	296,53	133,51	1072,83
marzo-05	1285,00	103,00	94,25	560,81	244,70	107,14	899,76
abril-05	30049,00	106,00	1998,30	571,70	852,63	312,93	3422,63
	Consumo en kWh	Demanda en kW	Valor consumo US\$	Valor Demanda US\$	Recargos Total US\$	Recargos por bajo fp	Total pago en US\$
PROMEDIOS	12597,77	88,11	852,36	349,82	420,85	168,39	1623,03

Id. Cliente	Número medidor
145879	T4 - 5930

Mes	Consumo en kWh	Demanda en kW	Valor consumo US\$	Valor Demanda US\$	Recargos Total US\$	Recargos por bajo fp	Total pago en US\$
abril-04	5222,00	87,00	359,27	431,75	231,26	65,14	1022,29
mayo-04	5141,00	87,00	353,70	431,75	229,63	64,68	1015,09
junio-04	4243,00	94,00	291,92	466,49	221,72	62,46	980,14
julio-04	5222,00	95,00	359,27	471,48	242,87	68,41	1073,60
agosto-04	5467,00	93,00	340,60	323,42	199,49	60,05	863,51
septiembre-04	7181,00	98,00	484,54	484,58	290,77	87,25	1259,89
octubre-04	11016,00	98,00	766,06	517,25	381,40	111,90	1664,71
noviembre-04	18523,00	97,00	1273,61	522,70	552,02	174,80	2348,33
diciembre-04	18034,00	97,00	1261,37	533,59	513,20	136,26	2308,16
enero-05	22766,00	96,00	1619,60	522,70	618,10	168,21	2760,39
febrero-05	17952,00	93,00	1261,05	506,36	510,76	139,61	2278,17
marzo-05	23827,00	97,00	1669,54	441,03	611,92	168,70	2722,48
abril-05	32885,00	81,00	2292,96	375,69	882,35	321,94	3551,00
	Consumo en kWh	Demanda en kW	Valor consumo US\$	Valor Demanda US\$	Recargos Total US\$	Recargos por bajo fp	Total pago en US\$
PROMEDIOS	13652,23	93,31	948,73	463,75	421,96	125,34	1834,44

ANEXO No. 6

CÁLCULO DE LA REGULACIÓN DE VOLTAJE PARA LA RED DE MEDIA TENSIÓN TRIFÁSICA DE LA EMAPA-I.

DATOS				
DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD	EQUIVALENCIA	
Voltaje fase-fase = Vff	13,2	kV		
Voltaje fase-neutro = Vfn	7,62	kV		
Factor de potencia = fp = cos Φ	0,92			
sen Φ	0,39			
kVAs trifásicos instalados en el sistema	1375	kVA		
Longitud total de la red = l	0,95	km		
Resistencia conductor de fase = rf (# 2 ACSR)	1,410	ohms/milla	0,876	ohms/km
Resistencia conductor de neutro = m (# 4 ACSR)	2,240	ohms/milla	1,392	ohms/km
Reactancia conductor de fase = xf (# 2 ACSR)	0,592	ohms/milla	0,368	ohms/km
Reactancia conductor de neutro = xn (# 4 ACSR)	0,611	ohms/milla	0,380	ohms/km

$$REG \frac{V}{KV} = \frac{kVA * l * ((rf + m) * \cos \Phi + (xf + xn) \text{sen} \Phi)}{30 * (kVfn^2)}$$

CÁLCULO		
Regulación Trifásica	1,78	V/kV
Porcentaje	0,17843%	
Caída en Voltios	23,55	V
Voltaje en el punto más lejano	13176,45	V

ANEXO No. 8

8.1 DETALLE DEL PRESUPUESTO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA CÁMARA DE TRANSFORMACIÓN

PRESUPUESTO DETALLADO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN PARA LA EMAPA-I

DETALLE INGRESO Y SALIDA DE CAMARA CON CONDUCTOR APANTALLADO, MALLA DE TIERRA Y OBRA CIVIL			
MATERIALES	CANTIDAD	VALOR	PARCIAL
KIT DE PUNTAS TERMINALES TIPO INTERIOR x 3U	2,00	250,00	500,00
KIT DE PUNTAS TERMINALES TIPO EXTERIOR x 3U	2,00	300,00	600,00
TRAFOMIX 8400V/120V	1,00	6000,00	6000,00
DISYUNTOR 15 kV 25 kA	1,00	6000,00	6000,00
CONDUCTOR APANTALLADO PARA 15 kV	200,00	7,00	1400,00
TUBO CONDUIT DE 3"	22,00	30,00	660,00
UNIÓN CONDUIT DE 3"	22,00	2,50	55,00
CODO DE UNIÓN CONDUIT DE 3"	4,00	10,00	40,00
REVERSIBLES DE 3"	2,00	25,00	50,00
CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO No. 2 AWG	30,00	1,06	31,80
VARILLA COPPERWELD DE 5/8*1,5 MTS.	4,00	7,00	28,00
PUNTO DE SUELDA CADWELL	4,00	10,00	40,00
OBRA CIVIL CAMARA	1,00	700,00	700,00

REPISA PARA MONTAJE DE DISYUNTOR	1,00	100,00	100,00
SECCIONADOR PORTA FUSIBLE DE 15kv - 100 A	3,00	55,00	165,00
TIRAFUSIBLE DE 15A TIPO K	3,00	1,15	3,45
PARARRAYO OLIMERICO 10kv	3,00	50,00	150,00
CRUCETA DE HIERRO "L" DE 6*75*75*2000 mm.	1,00	25,76	25,76
PERNO "U" 1/2" x DE 62 cm	1,00	2,85	2,85
ARANDELA DE 2*2	7,00	0,20	1,40
PERNO ROSCA CORRIDA DE 1/2*1.1/2	3,00	0,40	1,20
SUBTOTAL			16554,46
TRANSPORTE			1655,45
MANO DE OBRA			2214,98
COSTOS INDIRECTOS			3063,73
IVA			2818,63
TOTAL			26307,25

8.2 DETALLE DEL PRESUPUESTO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN

DETALLE DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN PARA LA EMAPA-I			
POSTES, TORRES Y ACCESORIOS			
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	VALOR	PARCIAL
POSTE 11m - 500 kg HORMIGON	8,00	116,16	929,28
POSTE 11m - 350 kg HORMIGON	7,00	97,16	680,12
ABRAZADERA SIMPLE PARA RACK DE 3/16x1.1/2"	25,00	2,55	63,75
RACK DE 1 VIA	28,00	1,31	36,68
MTS. DE CABLE DE ACERO DE 3/8"	240,00	0,45	108,00
GUARDACABO DE 1/2"	19,00	0,40	7,60
GRAPA MORDAZA 3 PERNOS DE 3/8"	19,00	2,25	42,75
BLOQUE DE ANCLAJE DE 0,027M3	10,00	2,70	27,00
VARILLA DE ANCLAJE DE 5/8"x1,5MTS. CON TUERCA Y ARANDELA	10,00	6,08	60,80
CRUCETA DE HIERRO "L" DE 6*75*75*2000 mm	38,00	25,76	978,88
PERNO ROSCA CORRIDA DE 1/2x1.1/2"	78,00	0,35	27,30
PERNO ROSCA CORRIDA DE 5/8x16"	27,00	1,51	40,77
ARANDELA CUADRADA DE 2x2"	336,00	0,20	67,20
PERNO DE OJO DE 5/8"	33,00	2,52	83,16
PLATINA PIE AMIGO DE 3/16x1.1/2x28"	78,00	1,85	144,30
ABRAZADERA DOBLE PARA PIE AMIGO DE 3/16x1.1/2"	15,00	3,02	45,30
GRAPA DE RETENCIÓN TIPO DISTRIBUCIÓN NGK-012	39,00	7,30	284,70
PERNO PIN SIMPLE PARA PUNTA DE POSTE CON DOBLE ABRAZADERA	12,00	5,50	66,00
PERNO "U" DE 1/2" x 62 cm	4,00	2,78	11,12
PERNO PIN ESPIGA CORTA DE 5/8"	51,00	1,98	100,98
ABRAZADERA SIMPLE PARA PIE AMIGO DE 3/16x1.1/2"	9,00	2,74	24,66
TUERCA DE OJO PARA PERNO DE 5/8"	6,00	1,16	6,96
PERNO PIN DOBLE PARA PUNTA DE POSTE CON DOBLE ABRAZADERA	1,00	6,50	6,50
ABRAZADERA SIMPLE PARA TENSOR DE 3/16" x 1.1/2"	3,00	2,92	8,76
AISLADOR RETENCIÓN ANSI 54-2	10,00	2,10	21,00
TOTAL POSTES, TORRES Y ACCESORIOS		3873,57	

CONDUCTORES AEREOS Y ACCESORIOS			
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	VALOR	PARCIAL
MTS. DE CONDUCTOR ACSR No. 1/0	2580,00	0,75	1935,00
MTS. DE CONDUCTOR ACSR No. 4	977,00	0,38	371,26
AISLADOR ROLLO ANSI 53-2	28,00	0,70	19,60
CONECTOR RANURAS PARALELAS AL-AL F-108	100,00	3,49	349,00
AISLADOR SUSPENSIÓN ANSI 52-1	78,00	7,85	612,30
AISLADOR PIN ANSI 55-4	65,00	4,17	271,05
TOTAL CONDUCTORES AÉREOS Y ACCESORIOS		3558,21	
SUBTOTAL			7431,78
TRANSPORTE			743,18
MANO DE OBRA			3849,05
COSTOS INDIRECTOS			1803,60
IVA			1659,31
TOTAL			15486,92

MATERIALES SISTEMA DE MEDICIÓN			
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	VALOR	PARCIAL
MEDIDOR COMERCIAL BIDIRECCIONAL ION 8000	1	6000	6000,00
SISTEMA DE COMUNICACIÓN REMOTA	1	3000	3000,00
MEDIDOR COMERCIAL BIDIRECCIONAL ION 8500	1	8000	8000,00
SUBTOTAL			17000,00
TRANSPORTE			1700,00
MANO DE OBRA			700,00
COSTOS INDIRECTOS			2910,00
IVA			2877,20
TOTAL			24987,20

8.3 DETALLE DEL PRESUPUESTO MANO DE OBRA

PRESUPUESTO MANO DE OBRA				
RED MEDIA TENSIÓN	CANTIDAD	VALOR M.O.	PARCIAL	TOTAL RED MT
ERECCIÓN POSTE HORMIGÓN DE 11m - 500 kg	8,00	28,24	225,92	3849,05
ERECCIÓN POSTE HOMRIGÓN DE 11m - 350 kg	7,00	28,24	197,68	
ARMADA DE TENSOR MEDIA Y BAJA TENSIÓN	9,00	12,97	116,73	
ARMADA DE TENSOR MEDIA TENSIÓN	1,00	11,89	11,89	
TENDIDO DE MTS. DE CONDUCTOR ACSR No. 2	2505,00	0,16	389,78	
TENDIDO DE MTS. DE CONDUCTOR ACSR No. 4	949,00	0,16	147,66	
ARMADA DE ESTRUCTURA TIPO DR1 BT	14,00	5,29	74,06	
ARMADA DE ESTRUCTURA TIPO DS1 BT	8,00	5,29	42,32	
ARMADA DE ESTRUCTURA TIPO DRR1 BT	3,00	5,79	17,37	
ARMADA DE ESTRUCTURA TIPO RC	10,00	28,53	285,30	
ARMADA DE ESTRUCTURA TIPO P	5,00	17,12	85,60	
ARMADA DE ESTRUCTURA TIPO SC	4,00	17,12	68,48	
ARMADA DE ESTRUCTURA TIPO RC-PP	4,00	25,17	100,68	
ARMADA DE ESTRUCTURA TIPO RRC	1,00	32,92	32,92	
ARMADA DE ESTRUCTURA TIPO SU	7,00	9,73	68,11	
ARMADA DE ESTRUCTURA TIPO RU	3,00	10,98	32,94	
ARMADA DE ESTRUCTURA TIPO AU	1,00	10,70	10,70	
MTS. DE ESTACAMIENTO DIRECTO	950,00	0,98	931,67	
EXCAVACIÓN DE HUECOS	15,00	27,78	416,70	
UBICACIÓN DE POSTERIA URBANO CON GRÚA	15,00	22,53	337,95	
ANCLAJE (HUECO COMPACTACIÓN)	10,00	21,40	214,00	
PUENTE AÉREO TRIFÁSICO EN MEDIA TENSIÓN	1,00	12,35	12,35	
EXTRACCIÓN DE POSTE DE HORMIGÓN	1,00	28,24	28,24	

CÁMARA DE TRANSFORMACIÓN				TOTAL CÁMARA
PUNTA TERMINAL DE 15 kV	12,00	28,50	342,00	2214,98
INSTALACIÓN CÁMARA DE TRANSFORMACIÓN	1,00	858,18	858,18	
MONTAJE DE DISYUNTOR 15 kV 25 kA	1,00	250,00	250,00	
MALLA DE TIERRA PARA CÁMARA DE TRANSFORMACIÓN	1,00	665,89	665,89	
INSTALACIÓN DE PARARRAYOS	3,00	17,12	51,36	
INSTALACIÓN DE SECCIONADORES	3,00	15,85	47,55	
SISTEMA DE MEDICIÓN				
INSTALACIÓN DE MEDIDORES ION 8000 E ION 8500	1,00	300,00	300,00	700,00
INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIÓN REMOTA	1,00	150,00	150,00	
SUPERVISIÓN Y CONTROL	1,00	250,00	250,00	
TOTAL MANO DE OBRA PROYECTO:				6764,03

TOTAL PROYECTO = TOTAL MONTAJE DE CAMARA + TOTAL CONSTRUCCIÓN DE RED DE MEDIA TENSIÓN+TOTAL SISTEMA DE MEDICIÓN COEMRCIAL	66781,37
--	-----------------